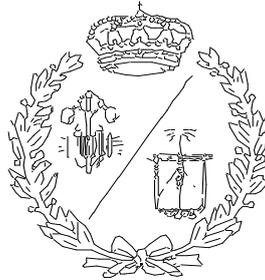


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**Análisis de Fallos en Uniones Soldadas en
las Redes de Distribución del Sector
Petroquímico: Propuestas de Mejora**
(Failure Analysis of Welded Joint Failures in
Distribution Networks in the Petrochemical
Sector: Proposals for Improvement)

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Víctor González Aramburu

Directores: Dra. María Victoria Biezma Moraleda
Dr. Alfonso Fernández del Rincón

Julio - 2021

TÍTULO	Análisis de Fallos en Uniones Soldadas en las Redes de Distribución del Sector Petroquímico: Propuestas de Mejora		
AUTOR	Víctor González Aramburu		
DIRECTOR	María Victoria Biezma Moraleda / Alfonso Fernández del Rincón		
TITULACIÓN	Máster Universitario en Ingeniería Industrial	FECHA	13/07/2021

PALABRAS CLAVE: Soldadura, fallo, defecto, petroquímica, tubería, inspección, corrosión, tratamiento térmico, zona afectada térmicamente (ZAT)

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

Durante los últimos años se ha producido un importante aumento en la demanda de energía petroquímica y gasera, a nivel mundial, ya sea para abastecer al sector industrial, como para uso doméstico. Este aumento de la demanda ha traído consigo una gran ampliación de la red de distribución petroquímica, con los consiguientes riesgos que supone, puesto que se pueden producir fallos que conlleven al escape del elemento transportado.

A lo largo de la historia, se han producido numerosos accidentes en la industria petroquímica y gasera debido a fallos en las uniones soldadas de las tuberías de transporte originándose, desde pequeñas fugas, a grandes explosiones y provocando grandes catástrofes para la población, sin embargo, son pocos los autores que han presentado análisis detallados sobre este tipo de fallo.

Considerando la casuística de los fallos en uniones soldadas de tuberías del sector petroquímico, se busca establecer una alternativa en el proceso de fabricación de estas tuberías, vigilando exhaustivamente el proceso, y adoptando una serie de medidas de actuación, preventivas y/o predictivas, para evitar la aparición de dichos fallos.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

Con el fin de plantear una propuesta de mejora en el proceso de soldadura de tuberías del sector petroquímico, se ha realizado una búsqueda exhaustiva, en diferentes bases de datos, de estudios publicados sobre fallos de tuberías en el sector, focalizando la atención en aquellos en los que el fallo se ha originado en la unión soldada.

Estos estudios se han analizado definiendo la causa raíz de cada uno de los fallos detectados, con el objetivo de establecer una propuesta de mejora en la fabricación o diseño de estos gasoductos y oleoductos, ayudándonos a evitar el gran impacto que provoca el accidente en una de estas tuberías.

La propuesta de mejora planteada en este Trabajo de Fin de Máster se basa en una correcta elección de la combinación material base-material de aporte, y el establecimiento de un proceso de soldeo adecuado a las características a la unión, incluyendo un tratamiento térmico de alivio de tensiones, una vez finalizada la soldadura.

Además, se diseña un plan de inspecciones a realizar durante la ejecución de la soldadura, así como una serie de medidas de actuación que se deben realizar durante el servicio de la tubería.

CONCLUSIONES:

A partir del análisis detallado de los casos de estudio, se ofrecen las conclusiones más relevantes, tales como:

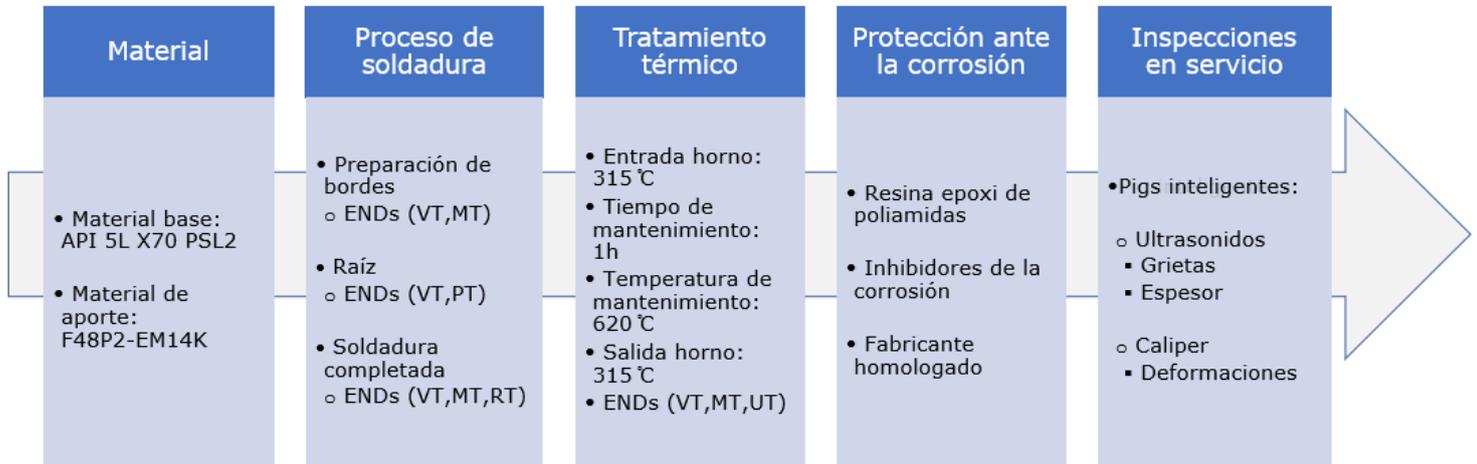
Se propone como método de soldeo el proceso SAW y sus parámetros, que consistirán en una temperatura de precalentamiento entre 15 y 165 °C, y entre pasadas de 135 a 165° C. La corriente y el voltaje deberán encontrarse siempre entre 300 y 400 A, y 26 y 29 V, respectivamente, y la velocidad de desplazamiento deberá ser de 5,5 mm/s. La tubería será de acero API 5L X70 PSL2 y se selecciona como material de aporte el F48P2-EM14K, en base a su composición química similar y su límite elástico ligeramente superior.

Se establece un tratamiento térmico de 620 °C, durante una hora, una vez concluida la soldadura con el objetivo de disipar las tensiones producidas durante el proceso de soldeo.

Se fijan las inspecciones a realizar durante la soldadura y después del tratamiento térmico, que consistirán en inspecciones superficiales como: inspección visual, inspección por líquidos penetrantes e inspección por partículas magnéticas, así como inspecciones volumétricas, mediante las técnicas de ultrasonidos y radiografía, garantizando la ausencia de defectos tanto en la superficie como en el interior de la unión soldada. Se plantean también, inspecciones en servicio, mediante pigs inteligentes, equipados con ultrasonidos, y la herramienta *caliper*, con el fin de detectar posibles

defectos o abolladuras, que hayan podido surgir durante la vida útil de la tubería.

A continuación, se muestra un esquema de la propuesta de mejora planteada en este TFM, donde se presentan los pasos establecidos durante el proceso de fabricación.



BIBLIOGRAFÍA:

- *American Petroleum Institute: "API 5L, Specification for Line Pipe", 43ª edición, 2004*
- *Norma: API 1104: Standard for Welding Pipelines and Related Facilities. American Petroleum Institute, Nineteenth edition, September 1999.*
- *American Welding Society: "Specification for Carbon Steel Electrodes and Fluxes for Submerged Arc Welding", ANSI/AWS A5.17/A5.17M-97 (R2007)*
- *ASME Code for Pressure Piping, B31 an American National Standard: "Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and other Liquids". ASME B31.4-1998 Edition*
- *H. Shabani, N. Goudarzi, M. Shabani, "Failure analysis of a natural gas pipeline". Petroleum University of Technology. Abadan, Engineering Failure Analysis Vol. 84 (2018), pp. 167–184, doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.11.003*
- *H.M. Tawancy, L.M. Al-Hadhrami, "Case Study: Pitting and Stress Corrosion Cracking in Heat-Affected Zone of Welded Underground 304 Stainless Steel Pipe". Journal of Materials Engineering and Performance Volume 21(8) August 2012—1757.*
- *K. Tewari, D. Agarwal, "A case study: Failure analysis of crude oil pipeline rupture", International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET) Volume: 05 Issue: 07 | July 2018, pp. 2415-2422. e-ISSN: 2395-0056, p-ISSN: 2395-0072*

TITLE	Failure Analysis of Welded Joint Failures in Distribution Networks in the Petrochemical Sector: Proposals for Improvement		
AUTHOR	V́ctor Gonźlez Aramburu		
DIRECTORS	María Victoria Biezma Moraleda / Alfonso Fernández del Rincón		
DEGREE	Máster Universitario en Ingeniería Industrial	DATE	13/07/2021

KEYWORDS: welding, failure, defect, petrochemical, pipeline, inspection, corrosion, heat treatment, heat affected zone (HAZ)

HYPOTHESIS AND AIMS:

During the last few years there has been a significant increase in the demand for petrochemical and gas energy worldwide, either to supply the industrial sector or for domestic use. This increase in demand has brought with it a large expansion of the petrochemical distribution network, with the consequent risks involved, since failures can occur that lead to the leakage of the transported element.

Throughout history, many accidents have occurred in the petrochemical and gas industry due to failures in the welded joints of the transport pipelines, originating from small leaks to large explosions and causing great catastrophes for the population. However, few authors have presented detailed analyses of this type of failure.

Considering the casuistry of the failures in welded joints of pipes of the petrochemical sector, it is sought to establish an alternative in the manufacturing process of these pipes, monitoring exhaustively the process, and adopting a series of action measures, preventive and/or predictive, to avoid the appearance of these failures.

SHORT DESCRIPTION:

In order to suggest an improvement proposal in the welding process of pipes in the petrochemical sector, an exhaustive search has been carried out, in different databases, of published studies on pipe failures in the sector, focusing the attention on those in which the failure has been originated in the welded joint.

These studies have been analyzed by defining the root cause of each of the failures detected, with the aim of establishing an improvement proposal for in the manufacture or design of these pipelines, helping us to avoid the great impact caused by an accident in one of these pipelines.

The improvement proposal proposed in this TFM is based on a correct choice of the base material-filler material combination, and the establishment of a welding process appropriate to the characteristics of the joint, including a stress relief heat treatment, once the welding is finished.

In addition, an inspection plan to be carried out during the execution of the welding is designed, as well as a series of action measures to be carried out during the service of the pipeline.

CONCLUSIONS:

From the detailed analysis of the case studies, the most relevant conclusions are offered, such as:

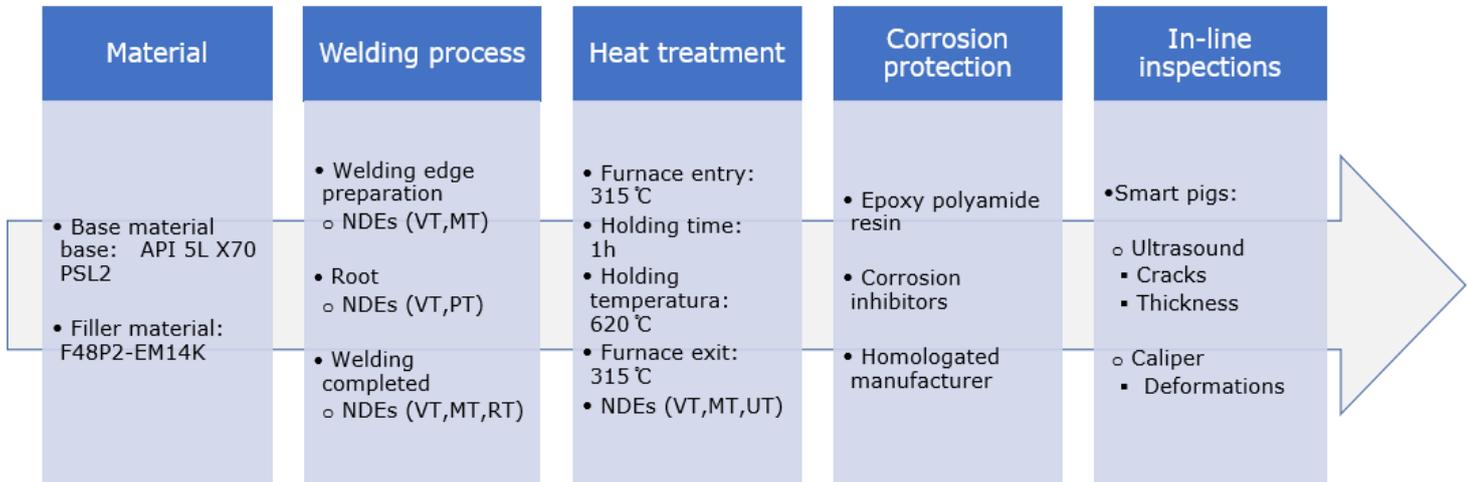
It is proposed as a welding method the SAW process and its parameters, which shall consist of a preheating temperature between 15 and 165 °C, and an interpass from 135 to 165° C. The current and voltage shall always be between 300 and 400 A, and 26 and 29 V, respectively, and the travel speed shall be 5.5 mm/s. The pipe will be an API 5L X70 PSL2 steel and F48P2-EM14K is selected as the filler material, based on its similar chemical composition and slightly higher yield strength.

A heat treatment of 620 °C is established, during one hour, once the welding is finished, in order to relief the stresses produced during the welding process.

It is established a heat treatment of 620 °C, during one hour, once the welding is finished in order to dissipate the stresses produced during the welding process.

It is established the inspections to be carried out during the welding and after the heat treatment, which will consist of superficial inspections such as: visual test, penetrant liquid test and magnetic particle test, as well as volumetric inspections, by means of ultrasonic and radiographic techniques, guaranteeing the absence of defects both on the surface and inside the welded joint. In-service inspections are also considered, by means of smart pigs, equipped with ultrasound and a caliper tool, in order to detect possible defects or dents that may have arisen during the useful life of the pipe.

A scheme of the improvement proposal proposed in this TFM is shown below, where the steps established during the manufacturing process are presented.



REFERENCES

- *American Petroleum Institute: "API 5L, Specification for Line Pipe", 43^a edition, 2004*
- *Norma: API 1104: Standard for Welding Pipelines and Related Facilities. American Petroleum Institute, Nineteenth edition, September 1999.*
- *American Welding Society: "Specification for Carbon Steel Electrodes and Fluxes for Submerged Arc Welding", ANSI/AWS A5.17/A5.17M-97 (R2007)*
- *ASME Code for Pressure Piping, B31 an American National Standard: "Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and other Liquids". ASME B31.4-1998 Edition*
- *H. Shabani, N. Goudarzi, M. Shabani, "Failure analysis of a natural gas pipeline". Petroleum University of Technology. Abadan, Engineering Failure Analysis Vol. 84 (2018), pp. 167–184, doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.11.003*
- *H.M. Tawancy, L.M. Al-Hadhrani, "Case Study: Pitting and Stress Corrosion Cracking in Heat-Affected Zone of Welded Underground 304 Stainless Steel Pipe". Journal of Materials Engineering and Performance Volume 21(8) August 2012—1757.*
- *K. Tewari, D. Agarwal, "A case study: Failure analysis of crude oil pipeline rupture", International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET) Volume: 05 Issue: 07 | July 2018, pp. 2415-2422. e-ISSN: 2395-0056, p-ISSN: 2395-0072*

Listado de Tablas	3
Listado de Figuras	4
Listado de Ecuaciones.....	6
CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS...7	
1.1. JUSTIFICACIÓN	7
1.2. OBJETIVOS.....	8
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES..... 10	
2.1. INTRODUCCIÓN	10
2.2. SECTOR PETROQUÍMICO	10
2.2.1. Introducción.....	10
2.2.2. Petróleo.....	10
2.2.3. Gas natural.....	20
2.2.4. Propiedades de los combustibles.....	27
2.2.5. Consumo energético	30
2.3. TUBERIAS EMPLEADAS EN EL SECTOR PETROQUÍMICO	36
2.3.1. Introducción.....	36
2.3.2. Propiedades fisicoquímicas.....	36
2.3.3. Fabricación	40
2.3.4. Métodos de unión	41
2.3.5. Tratamiento térmico.....	47
2.4. DEFECTOLOGÍA EN TUBERÍAS	51
2.4.1. Introducción.....	51
2.4.2. Corrosión.....	51
2.4.3. Fragilización por hidrogeno	58
2.4.4. Abolladura	59
2.4.5. Soldadura	61
2.5. MÉTODOS DE INSPECCIÓN	70

2.5.1. Introducción.....	70
2.5.2. Ensayos no destructivos	71
2.5.3. Técnicas de detección indirectas	83
2.5.4. Herramientas de inspección de geometría	85
CAPÍTULO 3. PROTOCOLO DEL TRABAJO.....	87
3.1. INTRODUCCIÓN	87
3.2. ACCIDENTES EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA	87
3.2.1. Accidentes en oleoductos	88
3.2.2. Accidentes en gasoductos	88
3.2.3. Otros accidentes en el sector petroquímico	89
3.3. CASOS DE ESTUDIO.....	90
CAPÍTULO 4. RESULTADO Y ANÁLISIS	102
4.1. INTRODUCCIÓN	102
4.2. MATERIALES	105
4.2.1. Material base	105
4.2.2. Material de aporte.....	107
4.3. SOLDADURA.....	109
4.3.1. Preparación de la soldadura	109
4.3.2. Proceso de soldadura	110
4.3.3. Inspección	112
4.4. TRATAMIENTO TÉRMICO	114
4.5. INSPECCIÓN FINAL DE LA SOLDADURA	116
4.6. PROTECCIÓN ANTE LA CORROSIÓN	118
4.7. INSPECCIÓN EN SERVICIO.....	120
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES	122
CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA.....	124

Listado de Tablas

Tabla 1: Clasificación según gravedad API de los hidrocarburos [7].	13
Tabla 2: Países con más petróleo del mundo [13].	16
Tabla 3: Países con mayor producción [14].	17
Tabla 4: Clasificación del gas natural según su composición [18].	22
Tabla 5: Clasificación del gas natural según su origen [18].	22
Tabla 6: Países con mayor reservas de gas natural [20].	23
Tabla 7: Composición de un gas natural [22].	29
Tabla 8: Consumo energético mundial por países en 2019 [1].	31
Tabla 9: Propiedades mecánicas de los diferentes grados de acero [30].	37
Tabla 10: Composición química de los aceros [31].	38
Tabla 11: Comparativa ENDs (Fuente: propia).	83
Tabla 12: Comparativa de las técnicas de detección indirecta (Fuente: propia).	86
Tabla 13: Accidentes sector petroquímico (Fuente: propia).	90
Tabla 14: Resumen del análisis de fallos en uniones soldadas (Fuente: propia).	100
Tabla 15: Propiedades químicas y mecánicas del acero API 5L X70 PSL2 [30].	105
Tabla 16: Parámetros de soldadura mediante proceso SAW [72].	111
Tabla 17: ENDs aplicados a la soldadura (Fuente: propia).	118

Listado de Figuras

Figura 1: Previsión longitudes adicionales de gasoductos y oleoductos adicionales 2018-2022 [2].

Figura 2: Flujograma de las etapas que constituyen el TFM (Fuente: propia).

Figura 3: Clasificación según los enlaces entre los átomos de carbono [7].

Figura 4: Morfología de los yacimientos de petróleo [11].

Figura 5: Consumo energético en el mundo en 2019 [23].

Figura 6: Red de oleoductos de Europa [25].

Figura 7: Gasoducto Sila Sibiri [27].

Figura 8: Gasoducto Sur Peruano [28].

Figura 9: Gasoducto Medgaz [29].

Figura 10: Proceso de fabricación de tubo de acero API 5L [3].

Figura 11: Soldadura MIG/MAG [32].

Figura 12: Soldadura TIG [32].

Figura 13: Soldadura SMAW [32].

Figura 14: Soldadura por gas [32].

Figura 15: Soldadura SAW [36].

Figura 16: Soldadura ERW [37].

Figura 17: Alivio de tensiones en una pieza de acero al carbono [39].

Figura 18: Diagrama defectología TFM (Fuente: propia).

Figura 19: Tipos de corrosión estudiados en este TFM (Fuente: propia).

Figura 20: Principales variables de una abolladura [47].

Figura 21: Abolladuras restringidas y no restringidas [47].

Figura 22: Defectos de soldadura según norma API 1104 [48].

Figura 23: Penetración inadecuada, IP [48].

Figura 24: Penetración inadecuada, IPD [48].

Figura 25: Penetración inadecuada, ICP [48].

Figura 26: Fusión incompleta, IF [48].

Figura 27: Fusión incompleta, IFD [48].

- Figura 28: Concavidad interna, IC [48].
- Figura 29: Maximum distribution of gas pockets [48].
- Figura 30: Inspección visual directa [49].
- Figura 31: Aplicación y detección mediante líquidos penetrantes [51].
- Figura 32: Aplicación y detección mediante partículas magnéticas [51].
- Figura 33: Inspección mediante métodos radiográficos [54].
- Figura 34: Ejemplo de inspección por ultrasonidos convencional [58].
- Figura 35: Proceso de emisión acústica (QSL) [59].
- Figura 36: Pig inteligente MFL [60].
- Figura 37: Esquema general de las zonas de la soldadura [61].
- Figura 38: Zona de concentración de defectos (Fuente: propia).
- Figura 39: Especificación del procedimiento [30].
- Figura 40: Informe del cupón de prueba [30].
- Figura 41: Diferencia de requisitos en tuberías PSL1 y PSL2 [30].
- Figura 42: Designación de combinación material de aporte-fundente. Traducción al español [72].
- Figura 43: Inspecciones de bordes (Fuente: propia).
- Figura 44: Fases de la soldadura (Fuente: propia).
- Figura 45: Inspecciones a la pasada de raíz (Fuente: propia).
- Figura 46: Inspecciones de la soldadura antes de tratamiento térmico (Fuente: propia).
- Figura 47: Gráfico de tratamiento térmico (Fuente: propia).
- Figura 48: Inspecciones de la soldadura tras tratamiento térmico (Fuente: propia).
- Figura 49: Disminución del espesor de la pared de la tubería por corrosión [3].
- Figura 50: Proceso de recubrimiento de tubería enterrada [80].
- Figura 51: Pig inteligente para detección por ultrasonidos [82].
- Figura 52: Herramienta de detección de geometría, Caliper [83].
- Figura 54: Propuesta de mejora (Fuente: propia).

Listado de Ecuaciones

2.1 Ecuación $\text{°API} = \frac{141,5}{\text{gravedad espećfica}} - 131$

2.2 Ecuación $\sum_{i=1}^p X_i = 1$

2.3 Ecuación $\sum_{i=1}^p m_i = 1$

2.4 Ecuación $m_i = m_i \frac{1}{1-m_a}$

2.5 Ecuación Densidad = 250 + 9,13 mc + mh

2.6 Ecuación $G = (141,5 / \text{densidad}) - 131,5$

2.7 Ecuación $CE = \%C + \% \frac{Mn}{6} + \% \frac{Cu+Ni}{15} + \% \frac{Cr+Mo+V}{5}$

2.8 Ecuación $CE = \%C + \% \frac{Si}{30} + \% \frac{Mn+Cu+Cr}{20} + \% \frac{Ni}{60} + \% \frac{Mo}{15} + \% \frac{V}{10} + \%B$

CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

1.1. JUSTIFICACIÓN

Durante los últimos años se ha producido un importante aumento en la demanda de energía a nivel mundial, ya sea para abastecer al sector industrial, como para uso doméstico.

Dos de las principales fuentes de energía son la energía petroquímica y gasera, las cuales han aumentado considerablemente su producción y utilización, afianzándose como los tipos de energías más consumidos a nivel mundial. A finales de 2019, se estima que el 54% del consumo mundial de energía proviene del petróleo (31%) y el gas (23%) [1].

Debido a este incremento en el consumo de la industria petroquímica, un informe de la compañía Globaldata, «Perspectivas mundiales de la industria de ductos para 2022», pronostica que de 2018 a 2022 las tuberías de gas y petróleo incrementarán en un 12,2% su longitud actual [2], como se observa en la Figura 1.

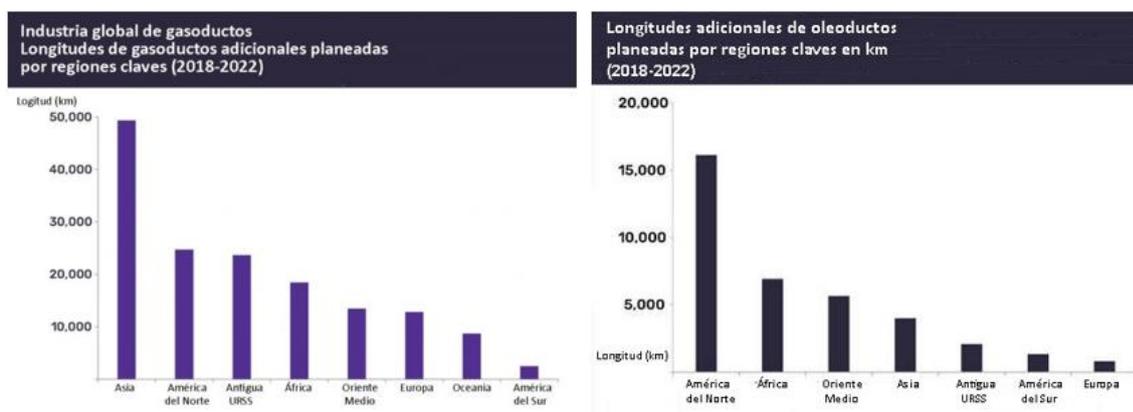


Figura 1: Previsión longitudes adicionales de gasoductos y oleoductos adicionales 2018-2022 [2].

El transporte de estos en tuberías a presión implica un importante riesgo, puesto que se pueden producir fallos que conlleven al escape del elemento transportado, siendo los riesgos más importantes la aparición de un incendio o una explosión tras la rotura de la tubería. A lo largo de la historia, se han producido numerosos accidentes en la industria petroquímica y gasera debido a fallos en las uniones soldadas de las tuberías de transporte originándose, desde pequeñas fugas, a grandes explosiones y provocando grandes catástrofes para la población [3].

Debido a esto, surge la necesidad de estudiar los casos de accidentes producidos durante los últimos años en las uniones soldadas de estas tuberías. Para ello se buscarán posibles causas comunes, ya sea tanto debidas a las diferentes condiciones ambientales, la presión de trabajo, como por una errónea selección tanto de diseño y materiales como de proceso de soldeo.

1.2. OBJETIVOS

El objetivo de este Trabajo Fin de Máster, de aquí en adelante TFM, es analizar una serie de fallos repetitivos producidos en las uniones soldadas de tuberías del sector petroquímico que nos permita proponer una alternativa en la fabricación o diseño de estos gasoductos y oleoductos, ayudándonos a evitar el gran impacto que, desde el punto de vista social, medioambiental, económico y de salubridad, provoca el accidente en las tuberías de este sector tan particular.

También se tendrán en cuenta, los ensayos no destructivos que puedan ser aplicables durante la ejecución de la soldadura, así como las técnicas de detección en servicio, que permitan prever y evitar la ocurrencia de estos fallos.

Para ello, se realizará una búsqueda exhaustiva en diferentes bases de datos que, nos permita conocer, para poder parametrizar, las variables que influyen en los fallos, focalizando la atención en aquellas tuberías que hayan ocasionado accidentes por fallos producidos en la unión soldada, entendiendo la unión soldada como la soldadura y la zona afectada térmicamente (ZAT), ya sean debidos a las diferentes condiciones ambientales, a la presión de trabajo, o por una errónea selección tanto de diseño y materiales, así como al propio proceso de soldeo.

Una vez realizado este análisis, se realizarán propuestas tanto de selección de materiales y proceso de soldeo, como de una serie de medidas de actuación, preventivas y/o predictivas, para evitar la aparición de los fallos estudiados. Para lograr los objetivos establecidos en este TFM, se seguirá el esquema de la Figura 2, mostrada a continuación, en la cual están representadas las principales variables que pueden provocar el fallo de una tubería, focalizando la atención en aquellas que aparecen en la unión soldada y ZAT, ya sean debidas al diseño de esta, o una mala selección del proceso de soldeo, así como, los métodos detectivos y/o preventivos que puedan aplicarse.

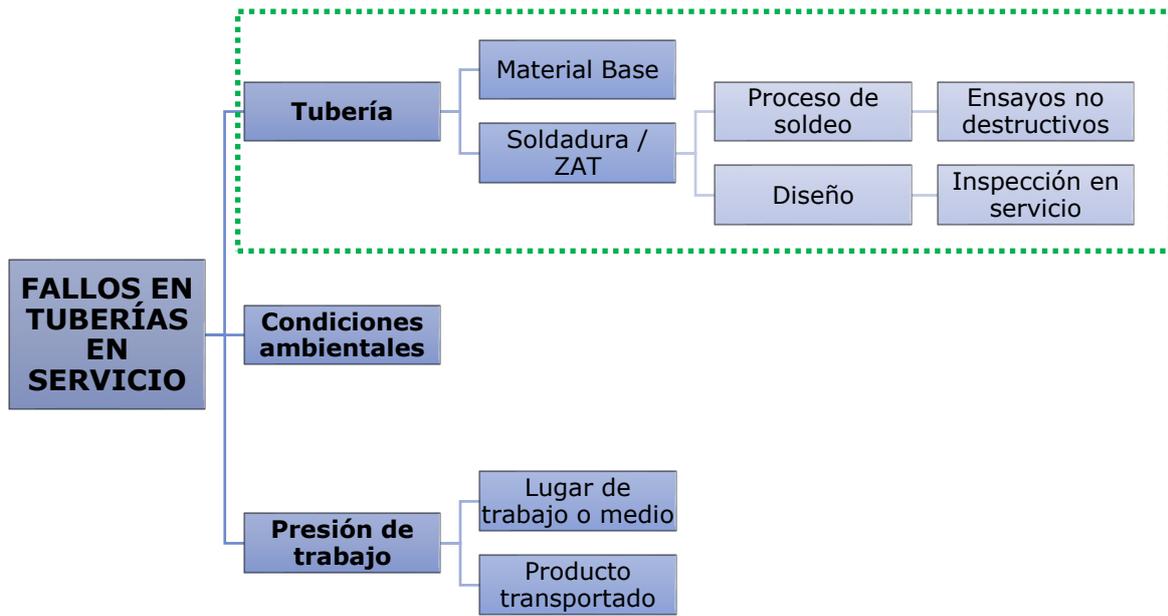


Figura 2: Flujo de las etapas que constituyen el TFM (Fuente: propia).

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

2.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se van a exponer aquellos conceptos que se consideran básicos para la realización de este TFM. Con el fin de estudiar los fallos producidos en las uniones soldadas y poder proponer una alternativa en la fabricación con el mínimo riesgo de fallo en servicio, se deberán tener en cuenta conceptos relevantes como son la tipología de los productos transportados, el material y dimensiones de las tuberías empleadas para el transporte, así como la defectología más frecuente detectada y los métodos de inspección que pueden ser aplicados.

2.2. SECTOR PETROQUÍMICO

2.2.1. Introducción

La industria petroquímica es la industria que utiliza el petróleo y el gas natural como materia prima para el desarrollo de numerosos productos químicos, por lo que es un sector de fuerte impacto económico a nivel mundial. Como ejemplo de algunos de los combustibles fósiles que permiten el desarrollo de productos de la petroquímica, podemos encontrar la gasolina, el gasoil, el queroseno, el propano, el metano y el butano [4].

2.2.2. Petróleo

El petróleo es un aceite mineral de color muy oscuro o negro, menos denso que el agua y de un olor acre característico. Está formado por una mezcla de hidrocarburos acompañados de azufre, oxígeno y nitrógeno en cantidades variables. El petróleo se encuentra sólo en las rocas sedimentarias.

El petróleo se origina a partir de una materia prima formada fundamentalmente por restos de organismos vivos acuáticos, vegetales y animales que vivían en los mares, las lagunas, las desembocaduras de los ríos y en las cercanías del mar. Estos restos fueron atacados en los fondos fangosos por bacterias anaerobias que consumieron su oxígeno dejando únicamente moléculas de carbono e hidrógeno llamadas hidrocarburos.

El petróleo, tal como mana del pozo, tiene muy pocas aplicaciones. Para obtener los diversos derivados es necesario someterlo a un proceso de refinación, cuya operación principal es la destilación fraccionada. En ella obtenemos, a distintas temperaturas, toda una gama de productos comerciales a partir del petróleo bruto. Sustancias gaseosas tales como metano, etano, propano y butano; líquidas como las gasolinas, el queroseno y el fuelóleo; sólidas como las parafinas y los alquitranes, se obtienen a distintas temperaturas en este proceso.

Los campos petrolíferos se encuentran normalmente muy lejos de los lugares de consumo. El transporte terrestre de los crudos se realiza, normalmente, a través de oleoductos que van del pozo a la refinería o al puerto de expedición más próximo. El transporte marítimo a larga distancia lo cubren los buques cisterna o petroleros [5].

Los principales usos del petróleo están destinados para:

- Combustible doméstico e industrial.
- Carburante y lubricante.
- Materia prima básica en la industria petroquímica.

- **Clasificación de hidrocarburos**

Los hidrocarburos son un conjunto de compuestos orgánicos. Sus moléculas están compuestas por átomos de carbono e hidrógeno, organizados en diversas estructuras dependiendo del tipo de hidrocarburo [6]. Los hidrocarburos se pueden clasificar, en función su peso molecular, su densidad, los enlaces entre átomos de carbono y la presencia de azufre.

- **Clasificación en función de sus enlaces atómicos:**

Según los enlaces atómicos, los hidrocarburos se dividen en saturados, que tienen enlaces individuales entre los átomos de carbono, e insaturados, con al menos un enlace doble entre los átomos de carbono. La Figura 3, muestra su clasificación atendiendo a este criterio.

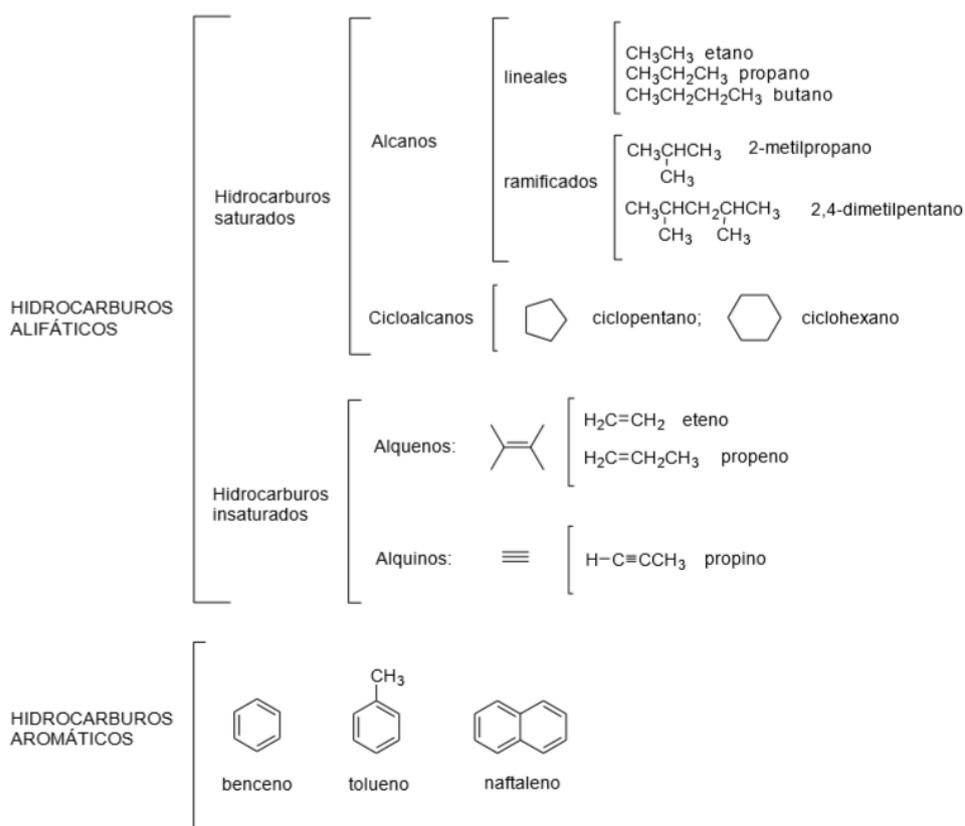


Figura 3: Clasificación según los enlaces entre los átomos de carbono [7].

• **Clasificación en función de su peso molecular:**

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:

- Componentes ligeros (de bajo peso molecular): se caracterizan porque contienen de 1 a 10 átomos de carbono, por ejemplo, el benceno, tolueno, etilbenceno, alcanos, etc. Se evaporan y disuelven más fácilmente que los 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 asfáltenos [3].

- **Clasificación en función de su densidad:**

La densidad de un hidrocarburo en relación con el agua pura se denomina gravedad específica.

La mayoría de los hidrocarburos son más livianos que el agua y tienen una gravedad específica por debajo de la densidad del crudo y los productos de hidrocarburo, por lo general se expresa en términos de gravedad API (*American Petroleum Institute*) según la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\text{gravedad específica}} - 131 \quad (2.1)$$

Además de determinar si el hidrocarburo flotará o no, su densidad también puede dar una indicación general de las demás propiedades del hidrocarburo. Por ejemplo; los hidrocarburos con una baja densidad específica (API^o alto) tienden a ser ricos en componentes volátiles y altamente fluidos [8].

A continuación, se muestra en la Tabla 1 la clasificación de los hidrocarburos en función de sus densidades.

Tabla 1: Clasificación según gravedad API de los hidrocarburos [7].

Crudo	API	Densidad (g/cm ³)	Descripción
Extrapesado	Menos de 10,0 ^o	>1	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados.
Pesado	10,0-21,9 ^o	1,0-0,92	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados
Mediano	22-29,9 ^o	0,92-0,87	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados
Ligero	30-39,9 ^o	0,87-0,83	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar combustibles y derivados

- **Clasificación en función presencia de azufre:**

Otro factor determinante en la clasificación del petróleo es la presencia de azufre, muy relevante en cuanto al precio del petróleo, puesto

que, un porcentaje elevado de contenido de azufre en el crudo indicará que este no ha sido refinado. De acuerdo con el contenido de azufre, el petróleo puede clasificarse en petróleo dulce (*Sweet Crude Oil*) y petróleo agrio (*Sour Crude Oil*). El petróleo dulce tiene menos de 0.5% de contenido en azufre, mientras que el petróleo agrio tiene al menos 1% de contenido en azufre. El petróleo dulce es más utilizado para la producción de naftas, mientras que el agrio es más utilizado para la producción de diésel.

De cada zona de producción de petróleo se extrae crudo con diferentes características, pero su precio se determina en relación con la comparación con un petróleo de referencia, cuyas características son conocidas. Los dos petróleos de referencia más utilizados son el *West Texas Intermediate* (WTI) y el *Brent*. Estos dos son petróleos livianos y con bajo contenido de azufre, por lo que son de elevada calidad, pero el WTI es más liviano y con menor contenido de azufre que el Brent, por lo que su precio es mayor [9].

El contenido de azufre en niveles altos durante el proceso de refino genera unos inconvenientes, que no son nada adecuados para la instalación:

- Puede desactivar los catalizadores que aceleran las reacciones químicas en algunos procesos de refinación.
- Provocar la corrosión en el equipo de la refinería y emitir compuestos de azufre a la atmósfera, en un nivel superior al permitido

Además, cuanto más alto sea el contenido de azufre del crudo, más elevado es el grado de control del mismo, lo que supone una refinación más costosa. Los crudos livianos, con poco azufre, tienen un mayor precio con relación al crudo sulfuroso y pesado, dado que se requiere menos energía para su procesamiento y menos inversión de capital para realizar el proceso.

Las diferencias de precios entre el crudo liviano con poco azufre y, el sulfuroso pesado tienden a aumentar, con el incremento de precio a nivel mundial, dicha diferencia oscila entre el 15% y el 25%, del precio promedio del crudo liviano con poco azufre [7].

- **Yacimientos y petróleo en el mundo**

El petróleo formado, raramente se queda en el lugar en que nació, yacimiento primario, sino que tiene una tendencia a emigrar junto con los gases y aguas salobres que lo acompañan, depositándose en yacimientos secundarios, que son casi todos los existentes. Esta migración obedece a dos causas; por un lado, debido a un aumento de la tensión interna por el aumento de temperatura o por el peso de nuevos sedimentos, y por otro lado, al desplazamiento ascensional del petróleo a través de rocas porosas hasta encontrar una roca impermeable que impida su salida, formando un yacimiento.

La investigación del emplazamiento de los yacimientos petrolíferos se hace por medio de procedimientos basados en las variaciones de las propiedades físicas de las rocas y previo a un estudio geológico de la región [10].

Los principales tipos de Yacimientos existentes son:

- **Yacimiento Estratigráficos:** En forma de cuña alargada que se inserta entre dos estratos.
- **Yacimiento Anticlinal:** En un repliegue del subsuelo, que almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.
- **Yacimiento en 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 [11].

En la Figura 4 se presenta las morfologías más habituales de los yacimientos de petróleo.

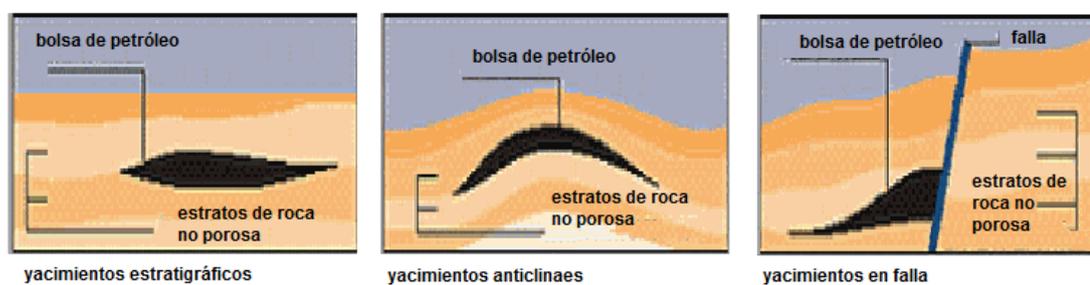


Figura 4: Morfología de los yacimientos de petróleo [11].

Los costes de extracción del petróleo son muy variados, en función del tipo de yacimiento. Por ejemplo, la extracción del petróleo de las reservas venezolanas es mucho más cara que la extracción de éste en otras reservas, como las de Arabia Saudí. Esto hace que Venezuela, a pesar de ser el país con más recursos petrolíferos, sea solo el décimo productor mundial [12].

En la Tabla 2, se presentan los países con mayores reservas de petróleo del mundo.

Tabla 2: Países con más petróleo del mundo [13].

Posición	País	Barriles de crudo (miles de millones)
1	Venezuela	300,9
2	Arabia Saudí	266,5
3	Canadá	169,7
4	Irán	158,4
5	Irak	142,5
6	Kuwait	101,5
7	Emiratos Árabes Unidos	97,8
8	Rusia	80
9	Libia	48,4
10	Nigeria	37,1
11	EE. UU.	36,5
12	Kazajistán	30
13	China	25,6
14	Qatar	25,2
15	Brasil	12,7

En la Tabla 3 se presenta los diez países con mayor producción de petróleo del mundo; se hablará a continuación de los cinco primeros.

Tabla 3: Países con mayor producción [14].

Posición	País	Porcentaje producción mundial
1	EE. UU.	19
2	Arabia Saudí	12
3	Rusia	11
4	Canadá	5
5	China	5
6	Irak	5
7	Emiratos Árabes Unidos	4
8	Brasil	4
9	Irán	3
10	Kuwait	3

1.- Estados Unidos: 19,51 millones de bpd

Estados Unidos ha sido el principal país productor de petróleo desde 2017 a nivel mundial. El petróleo se produce en 32 estados y en las aguas litorales de Estados Unidos, y la mayoría se extrae en Texas (41%). Además, es el mayor consumidor de petróleo, al consumir 7400 millones de barriles en 2019.

Una de las principales razones para que EE. UU. sea el líder en producción de petróleo es porque fue el primer país en adoptar nuevos métodos para la extracción del mismo. Las plataformas petrolíferas ahora pueden perforarse de manera horizontal, lo que permite un mayor acceso a la roca. Entre 2018 y 2019, la producción de petróleo en Estados Unidos aumentó más del 9%.

2.- Arabia Saudí: 11,81 millones de bpd

Antes de que EE. UU. se convirtiera en el mayor productor de petróleo del mundo, Arabia Saudí ocupó el primer puesto durante unos años. Es el sexto mayor consumidor de esta materia prima, con una media de 3,78 millones de bpd.

Tras las reducciones de la OPEP, la producción de Arabia Saudí se redujo a 609 000 barriles por día de 2018 a 2019. En 2020, se ha reducido aún más debido a la baja demanda a causa del COVID-19, disminuyendo a 3,30 millones de bpd. Estas caídas de la producción son un motivo de preocupación a nivel nacional, ya la producción de esta materia prima en Arabia Saudí es responsable de alrededor del 42% del producto interior bruto (PIB) del país.

3.- Rusia: 11,49 millones de bpd

Rusia fue el principal productor de petróleo del mundo, antes de que ser superado por Arabia Saudí, y luego por EE. UU. El crecimiento de la producción global entre 2018 y 2019 fue inferior a un 1%, ya que la OPEP y los productores de petróleo rusos aceptaron reducir la producción debido a la caída del precio del petróleo. A principios de 2020, el COVID-19 frenó la producción hasta un 20%.

La principal región de extracción de Rusia se sitúa en Siberia occidental, de los campos petroleros Priobskoye y Smotlor. En junio de 2020, Rusia ha sido el quinto mayor consumidor de petróleo (3,31 millones de bpd), lo que representa un 4% del total mundial.

4.- Canadá: 5,50 millones de bpd

Canadá está ascendiendo lentamente en la lista de los productores líderes de petróleo, al subir desde el quinto puesto (en 2018 con 5,29 millones de bpd) hasta el cuarto. La producción se incrementará más del 120% para el 2050, sobrepasando la tasa de crecimiento de los países que no pertenecen a la OPEP. Aunque el aumento drástico de la producción puede ser costoso, como la mayoría del petróleo de Canadá (96%) proviene de las arenas de alquitrán, el país tiene acceso a la tecnología para reducir los costes.

El consumo de petróleo en Canadá es más de 2,4 millones de bpd y tiene suficientes reservas para más de 180 años al ritmo de consumo actual. Otros planes para el futuro incluyen la ampliación de los acuerdos comerciales, de los que se espera que concluyan en diciembre de 2022.

5.- China: 4,89 millones de bpd

China es el quinto mayor productor de petróleo en el mundo, pero es el segundo mayor consumidor, utilizando alrededor de 14 millones de barriles por día. Esta es una de las razones por las que el mercado reaccionó de manera tan drástica ante la caída de la demanda de petróleo (más de medio millón de bpd) de China debido a la pandemia de coronavirus.

La mayor parte del petróleo nacional de China se extrae de las regiones del noreste y centro-norte. En general, la producción de petróleo en China ha disminuido lentamente, y con los niveles de producción y consumo actuales, el país tiene reservas comprobadas para cinco años [14].

- **Importancia del petróleo**

Hay pocas materias primas tan versátiles y necesarias para el funcionamiento de nuestra sociedad como el petróleo. Además de los combustibles líquidos (gasolina, gasoil, fueloil) necesarios para la movilidad de personas y mercancías, el petróleo nos proporciona agua caliente, calefacción y electricidad. Y está presente también en muchos productos de nuestra vida cotidiana: envases plásticos, productos sanitarios, tintes, jabones, gafas, zapatos, componentes electrónicos...

Sus múltiples aplicaciones son resultado de un enorme esfuerzo de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i). no solo por parte de la industria petrolífera y el sector del refino y la distribución, sino también desde el sector químico, incluida la industria farmacéutica, el tecnológico y el energético [15].

- **Impacto ambiental**

Un factor determinante en la industria petrolera es la protección ambiental, por lo que muchas empresas han desarrollado instrumentos para combatir los derrames o fugas que puedan surgir durante las operaciones de explotación y transporte de hidrocarburos, y que afectan de forma directa al suelo, agua, aire, y la fauna y la flora.

- Efectos sobre el suelo

Los derrames o vertidos producen un deterioro sobre la estructura del terreno, que afectan indirectamente a la plantas, generando minerales tóxicos en el suelo, lo que reduce el contenido de materia orgánica.

- Efectos sobre el agua

Los efectos de los vertidos en el agua varían en función de la localización de ésta, produciendo disminución del contenido de oxígeno, aporte de sólidos y de sustancias orgánicas e inorgánicas, en las aguas superficiales y un aumento de salinidad en las aguas subterráneas.

- Efectos sobre el aire

Durante la extracción del hidrocarburo líquido, éste viene acompañado de un alto contenido en gases. Si la concentración de gases en el hidrocarburo es elevada, estos son captados y aprovechados, pero si su concentración es baja, el gas es venteado y/o quemado por medio de antorchas

- Efectos sobre la flora y la fauna

Las especies más afectadas por los derrames de petróleo son las aves, siendo los efectos apreciables a simple vista como, ceguera o dificultad para volar, o subletales como intoxicaciones e hipotermias.

Para reducir este impacto, las empresas han tratado de compatibilizar el desarrollo económico con la lucha contra el cambio climático, mediante una serie de estrategias que consisten en la utilización de barreras para contención y recogida del petróleo, si se produce un derrame, limpieza de las costas, dispersantes que ayudan a reducir efectos dañinos del petróleo... [16].

2.2.3. Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo gaseoso altamente inflamable, fruto de una mezcla de gases livianos de origen natural, en su mayoría alcanos.

Está compuesto mayoritariamente por metano (CH_4) y etano (C_2H_6), aunque también puede contener cantidades de gases livianos como butano (C_4H_{10}) y propano (C_3H_8), especialmente cuando se encuentra diluido en petróleo (o sea, en el mismo yacimiento, el llamado "gas natural asociado").

Además, puede contener trazas de otros compuestos y elementos, como dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio.

El gas natural posee una composición semejante a la del biogás, generado por la digestión anaeróbica de materia orgánica, por parte de microorganismos. Sin embargo, es muchísimo más potente que éste.

Su origen es geológico, como el petróleo: diversa materia orgánica de origen vegetal y animal que quedó atrapada durante millones de años en el subsuelo, sometida a condiciones de calor y presión intensas. Así, la energía química contenida en la materia es trasladada al gas, haciéndolo altamente energético.

Es uno de los combustibles más explotados del mundo, extraído del subsuelo en yacimientos similares (y a veces incluso en el mismo lugar) a los petroleros [17].

A continuación, se muestra en la Tabla 4, la clasificación del gas natural según su composición.

- **Tipos de gas natural**

El gas natural puede clasificarse según su origen o según su composición.

- **Gas natural según su composición:**

- Gas amargo: Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros).
- Gas dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes.
- Gas húmedo: Contiene cantidades importante de hidrocarburos más pesados que el metano, es el gas asociado.
- Gas seco: Contiene cantidades menores de otros hidrocarburos, es el gas no asociado.

A continuación, se muestra en la Tabla 4, la clasificación del gas natural según su composición.

Tabla 4: Clasificación del gas natural según su composición [18].

Componente	Fórmula	Gas no asociado	Gas asociado
Metano	CH ₄	95-98 %	60-80 %
Etano	C ₂ H ₆	1-3 %	10-20 %
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1 %	5-12 %
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno	N ₂	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfúrico	H ₂ S	0-5 %	0-5 %
Otros	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

- **Gas natural según su origen:**

- Gas natural asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.
- Gas natural no asociado: Es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.

A continuación, se muestra en la Tabla 5, la clasificación del gas natural según su origen.

Tabla 5: Clasificación del gas natural según su origen [18].

Denominación Estándar	Gas Dulce Seco	Gas Amargo Seco	Gas Dulce Húmedo	Gas Amargo Húmedo
Componente	Gas no Asociado		Gas Asociado	
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
H ₂ S	<1%	>1%	<1%	>1%
CO ₂	<2%	>2%	<2%	>2%

El gas natural que se recibe de los yacimientos se caracteriza por ser un gas amargo, hidratado y húmedo: amargo por los componentes ácidos que contiene, hidratado por la presencia de agua, y húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos. Debido a esto para el uso comercial o

doméstico, el gas natural debe ser tratado de manera de eliminar o disminuir la concentración de aquellos compuestos indeseados. El acondicionamiento del gas natural consta de tres procesos fundamentales: el endulzamiento (elimina los componentes ácidos), la deshidratación (elimina el agua) y ajuste de punto de rocío (elimina los hidrocarburos líquidos). El proceso de endulzamiento (objeto de esta propuesta), se hace con el fin de eliminar el H₂S y el CO₂ del gas natural, debido a que estos compuestos son gases que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros. El segundo proceso, de deshidratación, se realiza para eliminar el vapor de agua que contiene el gas, el que puede producir corrosión y formar hidratos de hidrocarburos (a temperaturas cercanas a la ambiente y a presiones altas) obstruyendo las restricciones presentes en los gasoductos [18].

- **Gas natural en el mundo**

Casi el 80% de las reservas probadas totales de gas natural de la Tierra están ubicadas en diez países. Rusia encabeza la lista con una cuarta parte de las reservas totales de gas del planeta, seguido de Irán y Qatar en Oriente.

A continuación, se presenta en la Tabla 6, el ranking de los 5 países con mayores reservas de gas natural probadas en el año 2019.

Tabla 6: Países con mayor reservas de gas natural [20].

Posición	País	Gas natural (trillones de pies cúbicos)
1	Rusia	1.341
2	Irán	1.131
3	Qatar	872
4	Turkmenistán	688
5	EE. UU.	455

1. Rusia - 38 billones de metros cúbicos

Rusia alberga las mayores reservas de gas natural del mundo, con un total de recursos probados de 38 tcm (1.341 trillones de pies cúbicos), alrededor del 19% de las reservas totales del mundo, según *BP Statistical Review of World Energy 2020*.

La mayoría de las reservas de gas natural de Rusia se encuentran en Siberia, con los campos de Yamburg, Urengoy y Medvezh'ye particularmente productivos.

2. Irán - 32 billones de metros cúbicos

Irán representa alrededor del 16% de la cuota mundial de recursos de gas natural, con una reserva total de 32 tcm (1.131 trillones de pies cúbicos).

El desarrollo de estas vastas reservas - la mayoría de las cuales están situadas en alta mar - se ha visto obstaculizado por las sanciones económicas internacionales impuestas al país, en particular por los Estados Unidos en respuesta a las tensiones geopolíticas y el programa de desarrollo nuclear de Irán.

Irán comparte la propiedad del mayor yacimiento de gas del mundo -*South Pars/North Dome*- con su vecino Qatar. El yacimiento está situado en la costa del Golfo Pérsico.

En 2019, el país produjo 244.000 millones de metros cúbicos (bcm) de gas natural, alrededor del 6% del total mundial.

3. Qatar - 24,7 billones de metros cúbicos

Qatar tiene reservas probadas de gas natural de 24,7 tcm (872 billones de pies cúbicos), que es un poco más del 12% del total mundial.

La mayoría de estas reservas se encuentran en el *North Field*, que abarca un área aproximadamente del mismo tamaño que el país y es el mayor yacimiento de gas natural del mundo.

Qatar es el principal productor mundial de gas natural licuado (GNL) y fue el mayor exportador de GNL en 2019, seguido de cerca por Australia.

4. Turkmenistán - 19,5 billones de metros cúbicos

El país de Asia central, Turkmenistán, tiene las cuartas reservas de gas natural más grandes del mundo, que ascienden a un total de 19,5 tcm (688 billones de pies cúbicos).

Esto equivale a una participación del 9,8% en el total de los recursos mundiales.

La mayoría de las reservas de gas natural de Turkmenistán están situadas en grandes yacimientos en la cuenca del Amu Darya, en el sudeste, la cuenca del Murgab, en el sur, y la cuenca del Caspio meridional, en la parte occidental del país.

El desarrollo de estos abundantes recursos se ha visto obstaculizado por la falta de inversiones en infraestructura y capacidad de exportación. La producción del país ascendió a 63,2 bcm en 2019, lo que representaba apenas el 1,6% del total mundial.

5. Estados Unidos - 12,9 billones de metros cúbicos

Los EE.UU. tienen una cuota del 6,5% de las reservas mundiales de gas natural, con recursos probados de 12,9 tcm (455 trillones de pies cúbicos).

La producción del combustible se ha disparado en la última década, impulsada por la revolución del desmenuzamiento del *shale* que también le ha ayudado a convertirse en la mayor nación productora de petróleo del mundo.

En 2019, los Estados Unidos produjeron casi un cuarto del suministro mundial de gas natural - alrededor de 921 bcm - que fue más que cualquier otro país.

La mayoría del gas natural de los EE.UU. se produce en tierra a través de técnicas de perforación horizontal y fractura hidráulica. Texas y Pensilvania son las dos regiones de mayor producción del país [20].

- **Importancia del gas natural**

El empleo racional de la energía se basa en establecer criterios para lograr el máximo rendimiento con el menor impacto ambiental y cada generación debe garantizar a las futuras la disponibilidad de recursos energéticos, en beneficio del medio ambiente y del bienestar y seguridad de sus habitantes.

Entre las alternativas energéticas el gas natural es reconocido como una energía noble por su eficiencia, limpieza y precios competitivos. Es el combustible que menos contamina, calienta con rapidez y no necesita

almacenaje previo, por lo que proporciona un elevado grado de confort en los hogares.

En la industria, la calidad de su llama, regular y sin impurezas, permite numerosas aplicaciones. Su combustión hace posible una mejor regulación de la temperatura en las cámaras de combustión de una extensa gama de equipos, así como su aplicación directa en el tratamiento de múltiples productos.

Por su alto contenido en hidrógeno, el gas natural es la materia prima más utilizada en la producción de amoníaco para fertilizantes, así como en otras aplicaciones petroquímicas.

Como combustible es utilizado en la totalidad de los sectores industriales que demandan energía térmica. Las aplicaciones industriales más destacadas son la generación de vapor, cocción de productos cerámicos, alimentarios, tratamientos térmicos, procesos de secado directo, sistema de calefacción, generación electrónica y hornos de fusión.

Otra aplicación de actualidad y con gran futuro en España, es la cogeneración. La cogeneración con gas natural es uno de los sistemas de producción conjunta de energía térmica y eléctrica, en las industrias y locales comerciales, con altas necesidades de calor y electricidad. Esta aplicación del gas permite alcanzar importantes rendimientos globales del combustible y una notable reducción de la emisión de contaminantes.

Cabe destacar la creciente participación del gas natural en la generación de electricidad en centrales térmicas convencionales y en centrales eléctricas de ciclo combinado que permitirá, junto a la mayor diversificación de las fuentes energéticas utilizadas, la obtención de importantes economías a través de un rendimiento más elevado, así como de una disminución notoria de los niveles de contaminación.

- **Impacto ambiental**

La composición química del gas natural es la razón de su amplia aceptación como el más limpio de los combustibles fósiles. En efecto, la mayor relación hidrógeno/carbono en la composición del gas natural, en comparación con la de otros combustibles fósiles, hace que en su combustión se emita menos CO₂ por unidad de energía producida.

La combustión del gas natural, compuesto principalmente por metano (CH₄), produce un 25% menos de CO₂ que los productos petrolíferos y un

40% menos de CO₂ que la combustión del carbón por unidad de energía producida. Se atribuye al CO₂ el 65% de la influencia de la actividad humana en el efecto invernadero, y al CH₄ el 19% de dicha influencia.

La mayor parte del CO₂ emitido (75% – 90%) es producido por la combustión de combustibles fósiles. Sin embargo, las emisiones de metano son producidas en su mayoría por la ganadería y la agricultura, los vertederos, las aguas residuales, y las actividades relacionadas con los combustibles fósiles. A las empresas que distribuyen gas natural les corresponde menos del 10% de las emisiones de metano a la atmósfera, cifra que cada año se va reduciendo por las medidas que han adoptado las empresas como renovación de tuberías antiguas, recuperación de venteos de gas, etc.

De este modo, el gas natural es el combustible fósil que emite menos CO₂ por unidad de energía producida. Por tratarse de un gas, su mezcla con aire y posterior combustión es más fácil que con otros combustibles fósiles y la ausencia de partículas y compuestos corrosivos de azufre, facilitan la recuperación del calor residual y, por tanto, las eficacias de su utilización. Además, las reservas de gas natural son abundantes, y su transporte y distribución mediante tuberías enterradas hacen que su impacto sobre el paisaje sea mínimo.

Por su rendimiento y baja emisión de contaminantes, el gas natural es especialmente apropiado para la generación de electricidad y cogeneración, uso de calderas y hornos industriales, automoción, climatización y otros usos en los sectores comercial y doméstico.

El gas natural es un combustible que tiene un impacto medioambiental mínimo comparado con el resto de los combustibles fósiles y cuya utilización contribuye a reducir la emisión de gases de efecto invernadero [21].

2.2.4. Propiedades de los combustibles

A continuación, se describen las propiedades más características de un combustible, focalizando la atención en aquellas que tengan relevancia en el transporte del mismo:

- **Composición:**

Conocer la composición de un combustible es muy importante para poder determinar los parámetros característicos estequiométricos de la reacción de combustión y conocer si en el existen sustancias que puedan tener importancia posterior en cuanto a la contaminación o nocividad de los productos de reacción.

La forma más común de indicar la composición de un combustible gaseoso es como porcentaje en volumen de cada uno de sus componentes en condiciones normales.

Para un combustible gaseoso tipo hidrocarburo, la fórmula general es:

$C_mH_n + [(4m + n)/4]O_2 \dots\dots\dots m CO_2 + (n/2) H_2O$, siendo sus componentes más habituales:

$CO_2, CO, H_2, O_2, N_2, SO_2, SH_2$ y H_2O como vapor

Si X_i es la fracción molar, se expresará como:

$[X_i] = \text{Kmol del componente } i / \text{Kmol de combustible}$

y, si el gas tiene p componentes, debe cumplirse que:

$$\sum_{i=1}^p X_i = 1 \quad (2.2)$$

Para un combustible líquido o sólido, la forma más común de indicar la composición es expresar la cantidad de C, H, S, N, O, H_2O y cenizas en porcentaje de masa referida a un kg de combustible.

Si m_i es la masa del componente i se expresará como:

$[m_i] = \text{kg del componente } i / \text{kg de combustible con cenizas}$

y si hay p componentes, deberá cumplirse, que:

$$\sum_{i=1}^p m_i = 1 \quad (2.3)$$

Esta expresión se denomina también composición en "base húmeda"

Para expresar la composición en base seca será:

$$m_i = m_i \frac{1}{1 - m_a} \quad (2.4)$$

siendo m_a la fracción másica del agua.

Como ejemplo en la Tabla 7, se expresa la composición de un gas natural típico.

Tabla 7: Composición de un gas natural [22].

i	X_i
N ₂	0.0071
CH ₄	0.8425
C ₂ H ₆	0.1477
C ₃ H ₈	0.0025
i C ₄ H ₁₀	0.0001
n C ₄ H ₁₀	0.0001

- **Viscosidad**

La viscosidad tiene gran importancia en los combustibles líquidos a efectos de su almacenamiento y transporte. Su determinación es experimental y los valores típicos se encuentran tabulados para los distintos combustibles industriales líquidos.

- **Densidad**

Generalmente se determina experimentalmente y para el caso de los combustibles gaseosos se utiliza la densidad relativa al aire. En la práctica es muy importante conocer este parámetro para saber si el gas combustible se acumula en el techo o en el suelo, en caso de una fuga en un local cerrado.

La densidad absoluta del aire en condiciones normales es de 1,293 kg/m³

Para los combustibles líquidos, en forma aproximada se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$\text{Densidad} = 250 + 9,13 m_c + m_h \quad (2.5)$$

expresada en kg / m³ a 15 °C, donde m_c y m_h son las masas respectivas de carbono e hidrógeno.

También es muy frecuente emplear una unidad convencional llamada "G" que se mide en °API y se calcula como

$$G = (141,5 / \text{densidad}) - 131,5 \quad (2.6)$$

con la densidad en kg/ m³ [22].

2.2.5. Consumo energético

Durante los últimos años se ha producido un importante aumento en el consumo de energía a nivel mundial, de la mano de los principales países industrializados, siendo las principales fuentes de energía provenientes del petróleo, el carbón y el gas natural.

A continuación, en la Figura 5 se presenta la distribución de consumo de energía mundial de 2019, en función de su fuente de energía.

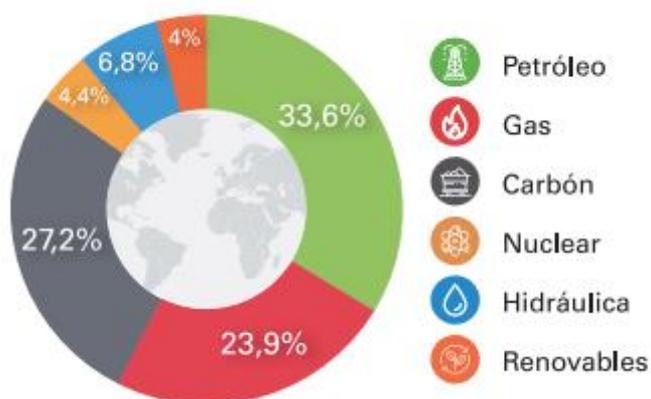


Figura 5: Consumo energético en el mundo en 2019 [23].

Durante el año 2019, el crecimiento del consumo energético mundial se ralentizó (+0,6 %) respecto del promedio del 2 % anual observado en el periodo comprendido entre 2000 y 2018, en un contexto de desaceleración económica.

El consumo energético aumentó a un ritmo más lento que en años anteriores en China (+3,2 %), primer consumidor del mundo desde 2009, en Rusia (+1,8 %) y en la India (un escaso +0,8 %). Este dato bajó en casi todos los países de la OCDE, incluidos EE. UU. (-1 %), la UE (-1,9 %), Japón (-1,6 %), Canadá y Corea del Sur. Australia fue la única excepción, consignando un crecimiento del 6,3 % (propiciado por el desorbitado consumo de gas de las centrales de GNL), muy por encima de su promedio histórico. El consumo continuó su tendencia dinámica en Indonesia y Argelia, y siguió aumentando en Arabia Saudita, Nigeria y Sudáfrica, pero descendió en Latinoamérica (permaneciendo estable en Brasil y con un ligero descenso en México). Las sanciones impuestas por EE. UU. contribuyeron a reducir el consumo en Venezuela e Irán [1].

En la Tabla 8, se puede observar el consumo energético durante el año 2019 en Mtoe, de los principales países consumidores del mundo.

Tabla 8: Consumo energético mundial por países en 2019 [1].

Posición	País	Consumo energético anual (Mtoe)
1	China	3.284
2	EE. UU.	2.213
3	India	913
4	Rusia	779
5	Japón	421
6	Corea del Sur	298
7	Alemania	296
8	Canadá	295
9	Brasil	288
10	Indonesia	269

- **Instalaciones petrolíferas**

Normalmente, los pozos petrolíferos se encuentran muy alejados de los lugares de consumo, por lo que el transporte del crudo obtenido de estos convierte en un aspecto fundamental para la industria, que exige de una gran inversión tanto si el transporte se hace por oleoductos como marítimo.

Un oleoducto es una tubería o instalación conexa que nos permite transportar petróleo y derivados a grandes distancias. El oleoducto es una de las piezas más importantes de la industria petrolera, constituyendo la forma más rápida, rentable y segura de transportar el crudo a grandes distancias.

El oleoducto puede abastecer el crudo tanto por tierra como por mar, ya sea mediante tuberías enterradas o en la superficie. Su construcción es compleja, y requiere de estudios de ingeniería mecánica para su diseño, y de estudios de impacto ambiental en las áreas donde serán tendidos.

Entre los oleoductos más importantes del mundo podemos destacar:

- **Oleoducto Druzhba**

Es el oleoducto más largo del mundo, con 8.900 kilómetros de tuberías, casi 4.000 en territorio ruso. Nace en Almétiensk y atraviesa Rusia, más adelante se divide en dos ramas que pasan por Polonia, Lituania, Letonia, Alemania, Hungría, Eslovaquia, Ucrania y República Checa. Lleva en funcionamiento desde el año 1964 y anualmente exporta unas 66.500.000 toneladas de crudo.

- **Oleoducto Kazajistán-China**

Se encarga de la distribución de petróleo en Asia Central, y con una longitud de 2.228 kilómetros puede mover 20 millones de toneladas de petróleo al año.

- **Oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhan**

Es también conocido con el nombre de oleoducto BTC y tiene una longitud de 1.768 kilómetros que van desde el Mar Caspio al Mar Mediterráneo. Lleva operativo desde el año 2005 y está especialmente estudiado para que sea lo menos vulnerable posible a los probables movimientos sísmicos de la zona. Ha recibido numerosas protestas ecologistas como consecuencia de la huella que ha dejado su construcción [24].

A continuación, en la Figura 6, se puede observar un mapa del año 2007 con los principales oleoductos de Europa, y aquellos que estaban proyectados o en construcción.



Figura 6: Red de oleoductos de Europa [25].

- **Instalaciones gasísticas**

Al igual que ocurre con el petróleo, el principal medio de transporte del gas natural desde el pozo de extracción hasta el punto de consumo es mediante tuberías, denominas gasoductos.

Un gasoducto es una conducción que sirve para transportar gases combustibles a gran escala. Es muy importante su función en la actividad económica actual. Consiste en una conducción de tuberías de acero, por las que el gas circula a alta presión, desde el lugar de origen, desde el lugar de origen, que puede ser un yacimiento o una planta de regasificación, hasta el punto de distribución. Normalmente, se construyen enterrados en zanjas a una profundidad habitual de 1 metro, aunque excepcionalmente se pueden construir en la superficie [26].

A continuación, se describen algunos de los gasoductos más grandes del mundo que tienen una fuerte influencia en el mundo.

- Gasoducto Sila Sibiri

Es el segundo gasoducto que une Rusia y China, está en construcción y se estima que tendrá aproximadamente 4.800 kilómetros. La capacidad total del gasoducto es de 64.000 millones de metros cúbicos, y su extensión y alcance se representa en la Figura 7.



Figura 7: Gasoducto Sila Sibiri [27].

- Gasoducto Sur Peruano

Es un proyecto que comenzó en 2018 que cruzará Los Andes transportando gas desde Las Malvinas hasta la costa de Arequipa. Un total de 1.000 kilómetros que han necesitado una inversión de US \$7.328 millones.

A continuación, en la Figura 8, se muestra una imagen de la longitud y recorrido proyectado, para este gasoducto.

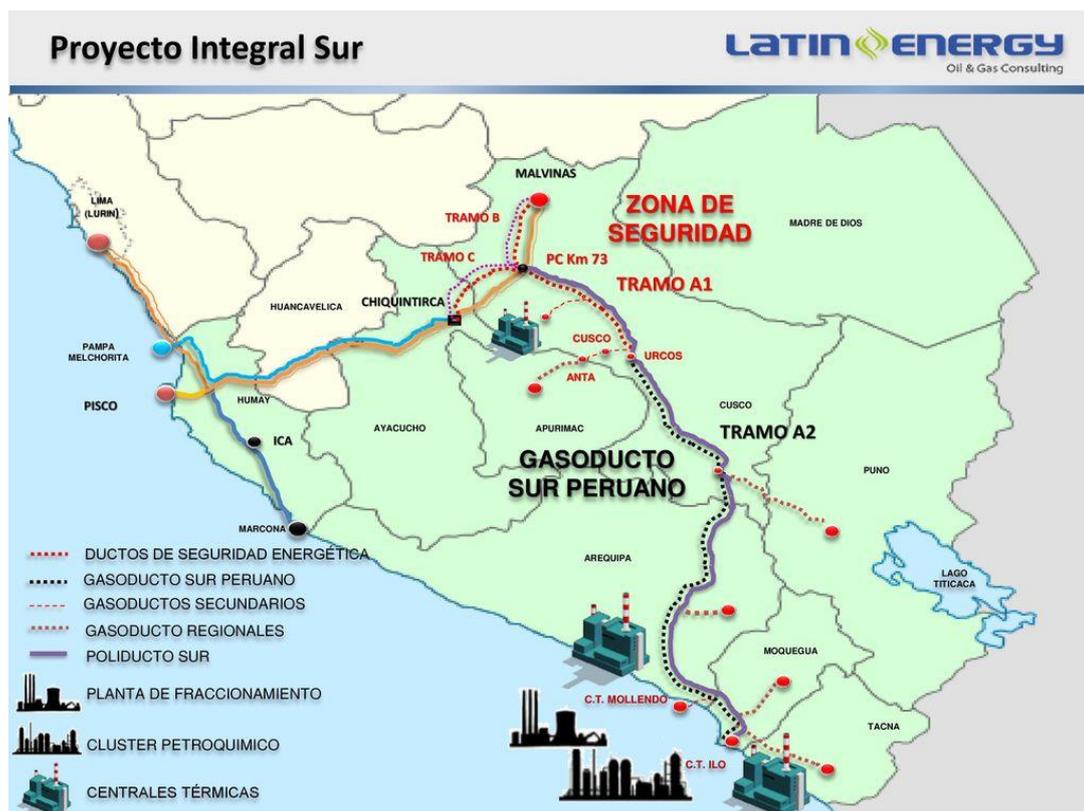


Figura 8: Gasoducto Sur Peruano [28].

- Gasoducto Medgaz

Se trata de una tubería submarina que conecta Almería, en España, con Argelia. Tiene una capacidad de 8 millones de metros cúbicos al año y una longitud de 210 kilómetros. La inversión realizada para la construcción del gasoducto ha sido de 900 millones de euros, asegurando tanto la máxima calidad como una gran seguridad del entorno, efectuándose muchos estudios para la máxima protección del medio ambiente [25]. Esta conexión que une Europa y África puede verse representada en la Figura 9.

La interconexión gasista con Argelia

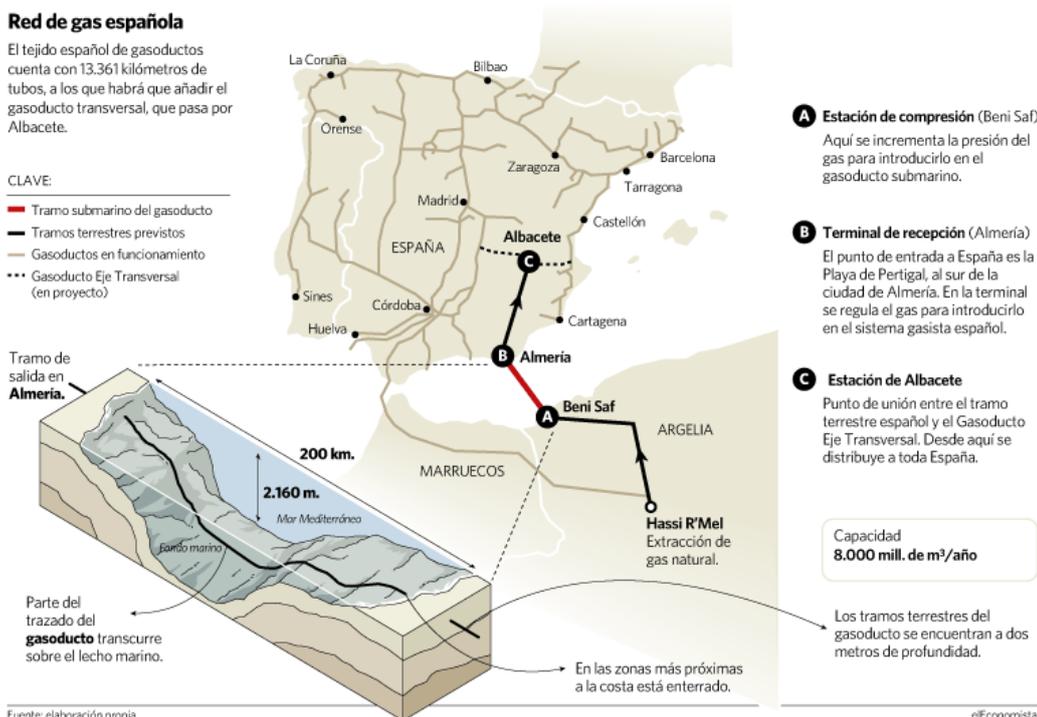


Figura 9: Gasoducto Medgaz [29].

2.3. TUBERIAS EMPLEADAS EN EL SECTOR PETROQUÍMICO

2.3.1. Introducción

A lo largo de este capítulo, estudiaremos las diferentes propiedades que presentan las tuberías del sector petroquímico, y sus procesos de fabricación.

2.3.2. Propiedades fisicoquímicas

El Instituto Americano de Petróleo (API) normaliza la fabricación de tuberías del sector petroquímico con la normativa API 5L. En la Tabla 9, se muestran los diferentes tipos de acero y sus propiedades mecánicas. La letra A, B y X vienen seguidas por un número, que expresa la resistencia a fluencia expresada en ksi:

Tabla 9: Propiedades mecánicas de los diferentes grados de acero [30].

Grado	Límite elástico (MPa)	Tensión de rotura (MPa)
A	207 (30 ksi)	310
B	241 (35 ksi)	331
X42	290 (42 ksi)	413
X46	317 (46 ksi)	435
X52	359 (52 ksi)	459
X56	386 (56 ksi)	490
X60	414 (60 ksi)	519
X65	448 (65 ksi)	535
X70	483 (70 ksi)	565
X80	552 (80 ksi)	752

Las propiedades del material vienen determinadas por su microestructura, y esta a su vez depende de la composición, proceso de fabricación y la infinidad de tratamientos aplicados. Todo esto se controla, se elige o se experimenta previamente, para garantizar un servicio seguro y óptimo. Se tiende siempre a disminuir el contenido en carbono para aumentar la soldabilidad.

Los nuevos tipos de acero desarrollados tienen diferentes microestructuras formadas por bainita, martensita, ferrita y perlita con el fin de conseguir la resistencia, tenacidad y ductilidad requeridas para soportar grandes presiones, sin riesgo de agrietamiento frágil en servicio. Estas propiedades se basan en un diseño cuidadoso de la composición 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 [7].

En cuanto a la composición química de los aceros, en la Tabla 10, podemos observar la normalización establecida en función del su grado API.

Tabla 10: Composición química de los aceros [31].

Grado	C (max)	Mn (max)	P (max)	S (max)	Otros
A	0,22	0,90	0,03	0,03	-
B	0,28	1,20	0,03	0,03	A, B, C, D
X42	0,28	1,30	0,03	0,03	B, C
X46	0,28	1,40	0,03	0,03	B, C
X52	0,28	1,40	0,03	0,03	B, C
X56	0,28	1,40	0,03	0,03	B, C
X60	0,28	1,40	0,03	0,03	B, C
X65	0,28	1,45	0,03	0,03	B, C
X70	0,28	1,65	0,03	0,03	B, C
X80	0,24	1,85	0,03	0,03	B, C

- A. La suma de los contenidos de Nb y V no deberá superar el 0,03%, salvo que, por acuerdo entre el comprador y el fabricante, pueda establecerse un máximo alternativo.
- B. Nb, V o sus combinaciones podrán utilizarse a decisión del fabricante.
- C. La suma de los contenidos de Nb, V y Ti no deberá superar el 0,15%.
- D. La suma de los contenidos de Nb y V no deberá superar el 0,06%, salvo que, por acuerdo entre el comprador y el fabricante, se pueda establecer un máximo alternativo.

A continuación, se describen las propiedades que cada uno de los elementos que confieren el material:

- **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:

$$CE = \%C + \% \frac{Mn}{6} + \% \frac{Cu + Ni}{15} + \% \frac{Cr + Mo + V}{5} \quad (2.7)$$

Existe otra expresión para el Carbono Equivalente, que se utiliza para aceros con contenidos en carbono menores al 0,18% en peso [7]:

$$CE = \%C + \% \frac{Si}{30} + \% \frac{Mn + Cu + Cr}{20} + \% \frac{Ni}{60} + \% \frac{Mo}{15} + \% \frac{V}{10} + \%B \quad (2.8)$$

2.3.3. Fabricación

Con el fin de establecer una serie de reglas de diseño, construcción, inspección y pruebas para equipos, entre otros, calderas y recipientes sujetos a presión, la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos desarrollo el código ASME de sus siglas en inglés, *American Society of Mechanical Engineers*.

El código ASME, a su vez, referencia en una serie de normas focalizadas en la construcción de los diferentes equipos, siendo la norma ANSI ASME B36-10 en la que se basa la fabricación de las tuberías API 5L, empleadas en el sector petroquímico.

Esta norma, establece unos diámetros de las tuberías que van desde los 40 a 155 cm. en ramales principales, los cuales son fabricados a partir de aceros laminados que se curvan y se sueldan longitudinalmente, y entre 15 y 40 cm en los ramales secundarios. Estos ramales, se pueden fabricar sin soldadura, conformándose 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, siendo la soldadura a tope la que se emplea normalmente en los gaseoductos, pues permite unir tuberías de grandes dimensiones que transportaran gas a alta presión.

La fabricación de un tubo de acero API 5L, básicamente consta de tres pasos ilustrados en la Figura 10.

Existen diferentes procesos de unión, que en esencia se dividen en dos grandes grupos: tubos sin soldar y tubos con soldadura. El proceso sin soldadura es un proceso de deformación plástica en caliente de acero para formar un cilindro sin costura, que posteriormente es acabado en frío, apartado (d), para producir la forma deseada, las dimensiones y propiedades [3].

El segundo grupo utiliza la soldadura para formar el tubo (c), partiendo de una chapa laminada en caliente (a), que posteriormente es conformada (b), y puede ser con o sin la aplicación de metal de aporte, y

con o sin el empleo de presión. Según la norma API 5L, los métodos de unión permitidos en la fabricación de tubos mediante unión soldadas son: ERW, SAW y TIG, que se detallan en el siguiente subapartado.

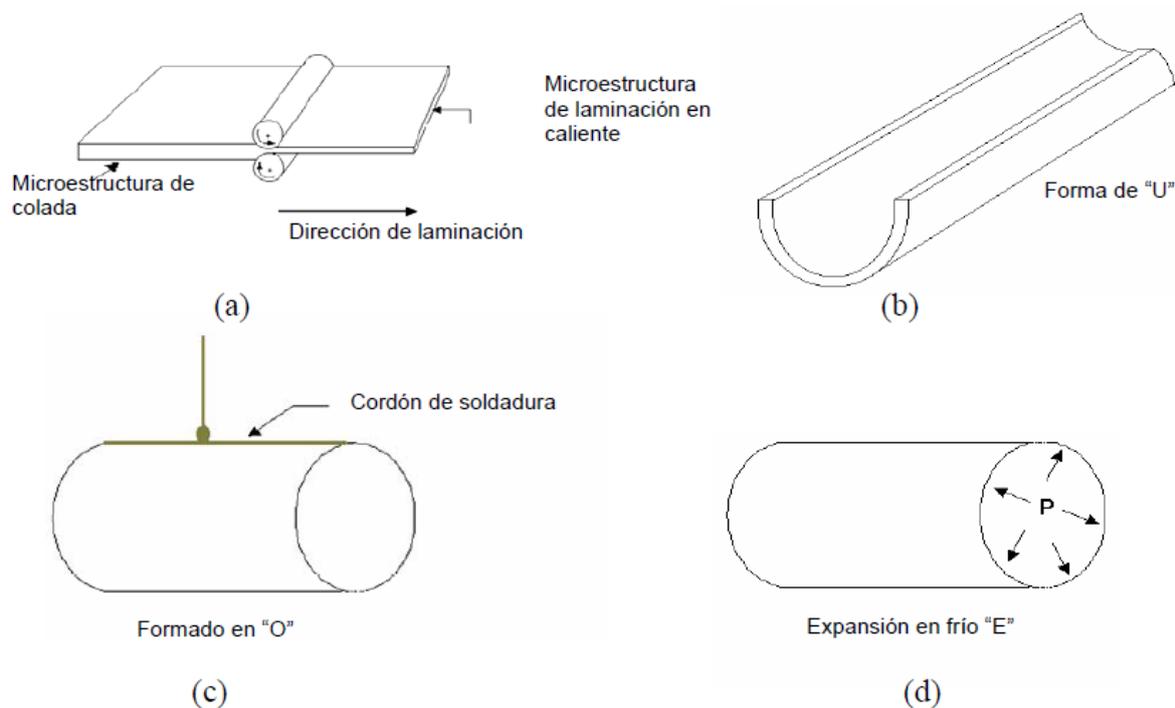


Figura 10: Proceso de fabricación de tubo de acero API 5L [3].

2.3.4. Métodos de unión

Existen varios métodos para unir tramos de tuberías entre sí, así como para conectar diversos accesorios, como válvulas, y equipos. Entre los principales métodos de unión destacan los siguientes:

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

Entre los diferentes tipos de uniones en tuberías, destaca principalmente las uniones soldadas, existiendo una gran variedad de procesos según la necesidad y los objetivos, que se aplican a distintos materiales y sistemas, por ello, es necesario razonar cuál debe ser el proceso seleccionado para lograr las mejores exigencias de calidad y productividad de un proyecto de tubería.

En la actualidad, los procesos de soldadura más empleados en tuberías en el sector petroquímico son:

- Soldadura MIG/MAG
 - Soldadura TIG
 - Soldadura SMAW
 - Soldadura por gas
 - Soldadura SAW
 - Soldadura ERW
-
- **Soldadura MIG/MAG**

La soldadura MIG, de sus siglas en inglés, *Metal Inert Gas*, se realiza por el sistema de arco bajo gas protector con electrodo consumible. Las siglas MAG significan *Metal Active Gas*, siendo la diferencia entre ambas el gas protector.

Este tipo de soldadura utiliza una alimentación continua de alambre como electrodo y una mezcla de gas inerte o semi-inerte para proteger la soldadura, por ello es adecuada para unir aceros suaves, aceros inoxidable y aluminio.

Ambos casos se conocen como soldadura GMAW (*Gas Metal Arc Welding*); es la conocida por ser «soldadura a gas y arco metálico». Pero la soldadura MIG se utiliza especialmente para soldar aluminio o acero inoxidable y la MAG para soldar acero convencional [31].

A continuación, en la Figura 11, se observa un ejemplo de soldadura MIG/MAG:



Figura 11: Soldadura MIG/MAG [32].

- **Soldadura TIG**

El tipo de soldadura TIG, *Tungsten Inert Gas*, también conocida como GTAW (*Gas Tungsten Arc Welding*); es un proceso de soldadura por arco eléctrico, que se establece entre un electrodo de tungsteno y la pieza a soldar, bajo la protección de un gas inerte que evita el contacto del aire con el baño de fusión y con el electrodo, que se encuentran a alta temperatura.

El electrodo de tungsteno está sujeto a una antorcha que le transmite la corriente eléctrica e inyecta el gas de protección; puede estar refrigerada y es alimentada por una fuente de alimentación que puede ser de corriente continua o alterna.

La soldadura TIG se utiliza usualmente para soldar secciones delgadas de aleaciones de acero, acero inoxidable y metales no ferrosos como aluminio y aleaciones de cobre. Permite mayor control sobre la soldadura y uniones más fuertes, con mayor calidad a pesar de ser un proceso más lento [31].

En la Figura 12, se se observa el proceso el proceso de una soldadura mediante la técnica TIG:



Figura 12: Soldadura TIG [32].

- **Soldadura SMAW**

La soldadura SMAW, *Shielded metal arc welding*, también conocida como MMA, *manual metal arc welding*; Se trata de una técnica en la cual el calor de soldadura es generado por un arco eléctrico entre la pieza de trabajo y un electrodo metálico consumible recubierto con materiales químicos en una composición adecuada.

El revestimiento del electrodo, que determina las características metálicas y químicas de la unión, está constituido por un conjunto de componentes minerales y orgánicos que cumplen las siguientes funciones:

- Producir gases protectores para evitar la contaminación atmosférica y gases ionizantes para dirigir y mantener el arco.
- Producir escoria para proteger el metal ya depositado hasta su solidificación.
- Suministrar materiales desoxidantes, elementos de aleación y hierro en polvo [33].

En la Figura 13, se observa el proceso el proceso de soldadura SMAW.



Figura 13: Soldadura SMAW [32].

- **Soldadura por gas**

Este tipo de soldadura se hace con base en combustión de acetileno; utiliza un tipo de gas como combustible para producir calor. Puede decirse que la soldadura por gas es más utilizada para la reparación de materiales metálicos, como cobre y aluminio y corte de metal por gas.

Tiene la principal ventaja de ser menos costosa y la facilidad de trasladar los equipos de trabajo, pero su desventaja es que demanda de tiempo para secarse.

Con la soldadura por gas se trabaja muy bien en la reparación de tuberías domésticas, por lo que se utiliza mucho en fontanería. Este tipo de soldadura es de bajo costo, pero requiere un gran intervalo de tiempo para secarse [32].

En la Figura 14, se observa el proceso de soldadura por gas.



Figura 14: Soldadura por gas [32].

- **Soldadura SAW**

La soldadura por arco sumergido, también llamado proceso SAW, de sus siglas en inglés, *Submerged Arc Welding*, es un proceso automático, en el cual un alambre desnudo es alimentado hacia la pieza. Este proceso se caracteriza porque el arco se mantiene sumergido en una masa de fundente, provisto desde una tolva, que se desplaza delante del electrodo. De esta manera el arco resulta invisible, lo que constituye una ventaja pues evita el empleo de elementos de protección contra la radiación infrarrojo y ultravioleta, que son imprescindibles en otros casos.

Las corrientes en este proceso varían, van desde los 200 hasta los 2000 Amps. Y los espesores que es posible soldar varían entre los 5 mm y hasta más de 40 mm. Usualmente se utiliza corriente continua con electrodo positivo, cuando se trata de intensidades inferiores a los 1000 amperes, reservándose el uso de corriente alterna para intensidades mayores, a fin de evitar el fenómeno conocido como soplo magnético.

El proceso se caracteriza por sus elevados regímenes de deposición y es normalmente empleado cuando se trata de soldar grandes espesores de acero al carbono o de baja aleación [34].

Dentro del proceso de soldadura SAW se distinguen dos técnicas empleadas en la fabricación del tubo mediante unión soldada. Estas son, la soldadura en espiral por arco sumergido (SSAW) y la soldadura longitudinal por arco sumergido (LSAW):

- SSAW: Soldadura en espiral por arco sumergido

La costura espiral se distribuye uniformemente sobre toda la circunferencia del tubo de acero, que tiene alta precisión dimensional, alta resistencia, buenas propiedades mecánicas y tenacidad al impacto de baja temperatura.

- LSAW: Soldadura longitudinal por arco sumergido

La tensión interna del tubo es pequeña y tiene distribución uniforme, lo que puede prevenir eficazmente el agrietamiento por corrosión bajo tensión. Tiene alta precisión dimensional y facilidad de soldadura en el sitio de construcción. Se utiliza la técnica de soldadura pre-acabada, que garantiza la estabilidad del proceso y alta calidad de soldadura. Este proceso presenta facilidad en la implementación de los ensayos no destructivos tanto en la fase producción como durante su uso en campo.

En comparación con la soldadura en espiral, tiene costura más corta, rebajando las probabilidades de generar problemas. Tiene un rango de tamaño muy grande, ya que puede producir tanto tubos de pequeño diámetro y gran espesor de pared como tubos de gran diámetro y espesor de pared [35].

En la Figura 15, se muestra una imagen de soldadura por arco sumergido.



Figura 15: Soldadura SAW [36].

- **Soldadura ERW**

Soldadura por resistencia eléctrica, ERW por sus siglas en inglés, *Electrical Resistance Welding*. En este proceso, la soldadura se produce gracias al calor generado por la resistencia al flujo de corriente que pasa a través de los metales unidos. Por lo tanto, se necesita una gran corriente para electrificar toda la superficie de la placa o bobina de acero a la longitud de la soldadura.

El tubo ERW (soldadura por resistencia eléctrica) tiene alta precisión dimensional, pequeña desviación de diámetro y espesor de pared, así como una excelente tenacidad, soporte de altas presiones, gran rendimiento anti-golpe, bajo contenido de carbono, azufre y fósforo y alta resistencia al impacto. El tamaño del grano de los tubos ERW y la densidad de su organización son superiores a los tubos sin fisuras, teniendo una vida útil más larga [35].

A continuación, en la Figura 16, se muestra una imagen del proceso de soldadura ERW.



Figura 16: Soldadura ERW [37].

2.3.5. Tratamiento térmico

Como se ha mencionado en el punto 2.3, las propiedades del material vienen determinadas por su microestructura, y esta a su vez depende de la composición, proceso de fabricación y la infinidad de tratamientos aplicados.

Uno de los tratamientos más relevantes, que se aplican a los materiales es el tratamiento térmico.

El tratamiento térmico es un proceso controlado que se utiliza para modificar la microestructura de materiales, como metales y aleaciones, para aportar propiedades beneficiosas, como mayor dureza superficial, resistencia a la temperatura, ductilidad y dureza, para la vida útil de un componente [38].

Los tratamientos térmicos a los que se somete la soldadura tienen como fin mejorar las propiedades mecánicas de la soldadura y eliminar los esfuerzos residuales.

La mayoría de los tratamientos térmicos de la soldadura son subcríticos y no de recristalización alotrópica (austenización) como ocurre en los aceros de construcción de máquinas. El tratamiento térmico puede realizarse antes o después de aplicar el cordón de soldadura, por lo que tenemos dos categorías principales, precalentamiento y postcalentamiento:

- **Precalentamiento**

Consiste en calentar el material base, antes y durante la soldadura, manteniendo la temperatura de este entre un valor mínimo (temperatura de precalentamiento) y uno máximo (temperatura entre pasadas). Las razones por las que se lleva a cabo este precalentamiento son:

1. El precalentamiento es la principal defensa contra la fisuración inducida por hidrogeno (HIC) puesto que permite a éste difundir fuera del metal de soldadura. Además, elimina el exceso de humedad en la pieza a soldar que es el principal factor mediante el cual el hidrógeno es absorbido en el charco de metal de soldadura durante la unión.

2. Disminuye la velocidad de enfriamiento del metal de soldadura y de la ZAT, el resultado es una microestructura más dúctil y resistente a la fisuración.

3. Disminuye los esfuerzos residuales al reducir la diferencia de temperatura entre el metal de soldadura y el material base, minimizando la contracción.

4. Mantiene el acero a una temperatura superior a aquella por debajo de la cual ocurre una rotura frágil.

5. Compensa las pérdidas de calor en secciones gruesas de acero y especialmente en aleaciones de alta conductividad térmica, como cobre o aluminio, evitando fallas por falta de fusión del material base.

6. Reduce la porosidad debida a la presencia de humedad.

- **Postcalentamiento**

Se utiliza para eliminar las tensiones residuales que pudieran haber quedado como consecuencia de un proceso de fabricación, en este caso la soldadura. El alivio de tensiones puede ser integral o localizado, se realiza a una temperatura adecuada al material en cuestión por debajo de la temperatura de transformación (ACi para aceros ferríticos-perlíticos) durante un determinado tiempo seguido por un enfriamiento controlado. Las tensiones residuales pueden disminuir en un 90% con la aplicación de un tratamiento térmico.

Se le realiza en aceros ferríticos de baja aleación a temperaturas entre los 595°C y los 675°C. Esto se realiza con el fin de homogeneizar la microestructura. Para los aceros de alta aleación el alivio debe realizarse a mayores temperaturas, pero siempre por debajo de la temperatura crítica de transformación (727°C).

Debe tenerse cuidado en asegurar el enfriamiento uniforme, particularmente cuando el componente tiene diferentes espesores. Si la velocidad de enfriamiento no es uniforme, pueden generarse nuevas tensiones residuales iguales o mayores que los originales. Esta técnica puede reducir la distorsión proveniente de la soldadura. La presencia de tensiones residuales puede producir SCC cerca de la soldadura (aún sin cargas externas) y en zonas del componente que hayan sufrido deformación plástica en frío, además, la deformación plástica en frío puede producir una reducción en la resistencia al flujo plástico a temperaturas elevadas.

En un acero ferrítico las tensiones residuales reducen la resistencia a la rotura frágil. En materiales no propensos a la rotura frágil, tal como los aceros inoxidable austeníticos, las tensiones residuales pueden ser suficientes por sí solos para producir agrietamiento asistido por el medio (SCC, Stress Corrosión Cracking), aun en medios con bajas concentraciones de H₂S o CO₂ (u otra especie iniciadora de SCC).

Cuando se requiere de un mecanizado posterior a la soldadura, la presencia de tensiones residuales puede generar distorsión del componente

soldado durante la operación. Esto ocurre debido a que el material retirado por el mecanizado soportaba parte del sistema de tensiones residuales que se encontraba en equilibrio, de tal manera que el mecanizado provoca que las tensiones del material restante no sean equilibradas por las tensiones del material que fue retirado. De esta forma se producen distorsiones muchas veces inaceptables.

Con el objeto de lograr la estabilidad dimensional del componente durante el mecanizado es necesario someter la pieza a un tratamiento térmico de alivio de tensiones. Este problema es general en todos los materiales, pero es más severo en los aceros austeníticos debido a su alto coeficiente de dilatación. En la Figura 17, se muestra una gráfica donde se observa el alivio de tensiones como efecto de la temperatura y el tiempo a los que se somete la pieza [39].

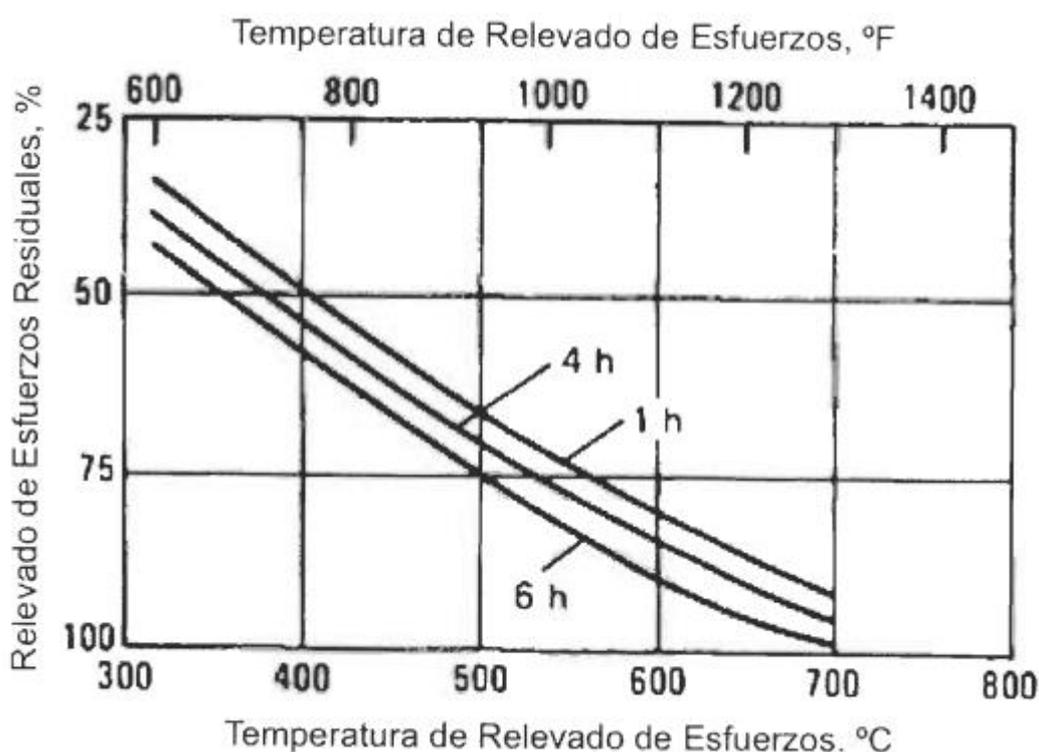


Figura 17: Alivio de tensiones en una pieza de acero al carbono [39].

2.4. DEFECTOLOGÍA EN TUBERÍAS

2.4.1. Introducción

Como se viene comentando a lo largo de este TFM, son muchos los factores que inducen al fallo en las tuberías del sector petroquímico, pudiendo ser su origen, desde defectos surgidos durante el proceso de soldadura, hasta los que se producen durante el servicio de estas. En la Figura 18, podemos observar los cuatro principales fenómenos que pueden ser causa de fallo en dichas tuberías.

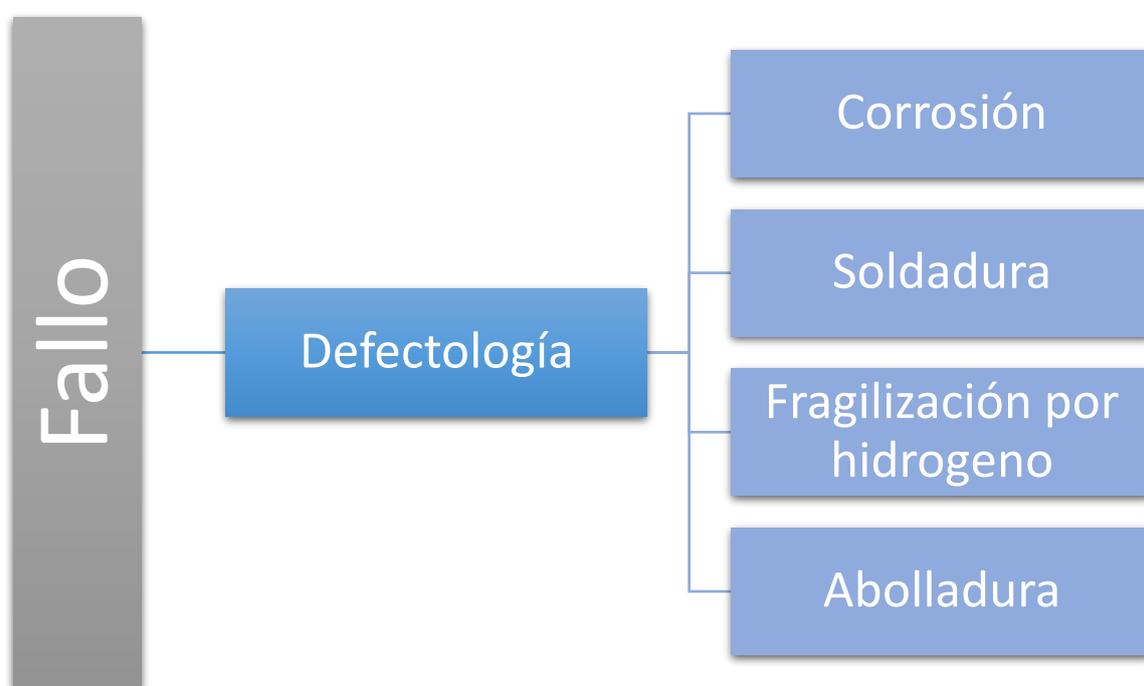


Figura 18: Diagrama defectología TFM (Fuente: propia).

2.4.2. Corrosión

La corrosión puede definirse como la degradación de un metal o aleación metálica debido al efecto de agentes oxidantes, como por ejemplo el oxígeno del aire húmedo. Esta degradación es debida a que todo metal muestra una tendencia inherente a reaccionar con el medio ambiente (atmósfera, agua, suelo, etc.) para volver a su forma nativa.

Un proceso de corrosión es por lo tanto un proceso natural y espontáneo. Esto implica que cuanto más energía es necesario invertir en la extracción del metal puro del mineral de procedencia, más fácilmente puede producirse la reacción de corrosión que da lugar a la formación de cationes metálicos, los cuales se combinan con oxígeno produciendo las temidas capas superficiales de óxido sobre los metales. En la Figura 19, se muestran los casos más habituales de corrosión en tuberías.

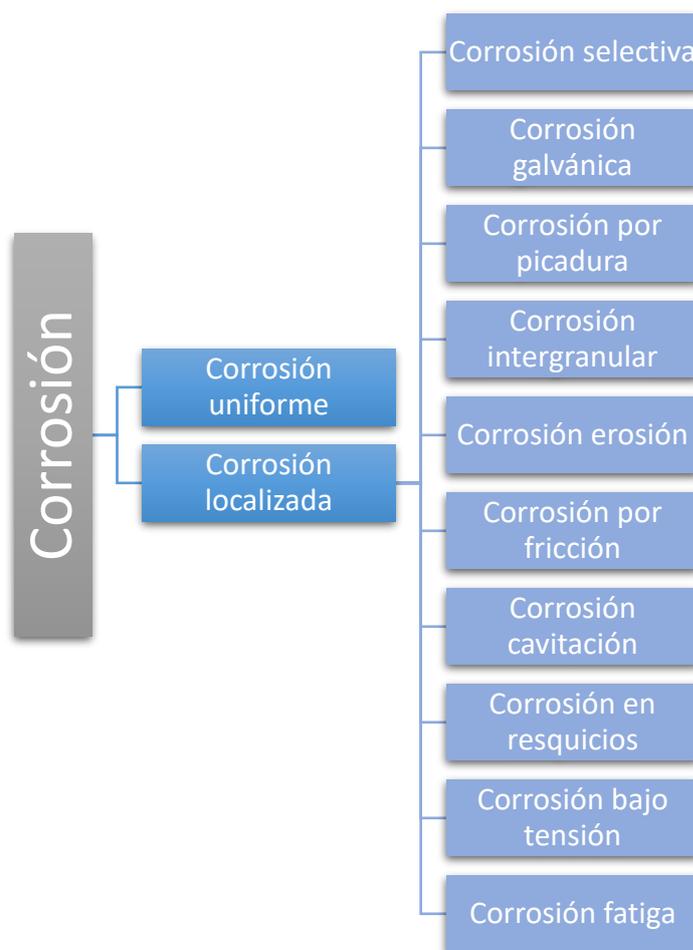


Figura 19: Tipos de corrosión estudiados en este TFM (Fuente: propia).

Corrosión uniforme

La reacción química se produce de manera uniforme en toda la superficie expuesta. Esta reacción puede producir una disminución de las dimensiones de la pieza, generado a su vez una disminución de la resistencia mecánica. Este tipo de corrosión se puede prevenir al momento

de escoger el material de la pieza, usando inhibidores, usando pinturas o recubrimientos o usando un mecanismo de protección catódica.

Corrosión localizada:

Se presenta en puntos concretos del material, en función de las condiciones del entorno y la propia geometría de la pieza, lo que provoca que sea más difícil que detectar que la corrosión uniforme, presentando un mayor riesgo. En cuanto a los tipos de corrosión localizada, se presentan las siguientes variantes:

- **Corrosión galvánica**

Es un proceso electroquímico asociado con el movimiento de los electrones entre metales que poseen potenciales electroquímicos diferentes, es decir que este tipo de corrosión se genera cuando dos materiales diferentes, tanto en composición química, tratamiento térmico, diferentes en cuanto a sistemas de recubrimiento o pintura en cada material, etc., están en contacto y se encuentran ambos metales inmersos en un medio corrosivo. Uno de los metales se comporta como ánodo y tiende a corroerse mientras que el otro metal se comporta como cátodo y no se corroe o se corroe muy poco. Si los metales hubiesen estado separados no ocurriría la corrosión del metal ánodo tan rápidamente como sucede en el caso de acoplamiento galvánico.

- **Corrosión por picadura**

Es una forma localizada de corrosión, en la cual, la corrosión es muy grande en una determinada parte, en comparación con el resto del material expuesto al medio corrosivo, esto conduce a la formación de un pequeño hueco, o picadura, que son zonas anódicas de pequeño tamaño.

- **Corrosión intergranular**

Es una forma de corrosión que se produce en los bordes de grano de los materiales metálicos. Como resultado se genera una pérdida de resistencia mecánica y ductilidad del metal. El borde de grano actúa como ánodo y se corroe selectivamente en comparación con el resto del grano,

el cual es el cátodo. El ataque es rápido y conduce a fallos o roturas catastróficas del material. Se presenta principalmente en los aceros inoxidable, debido a la precipitación de los carburos durante el proceso de soldadura.

- **Corrosión erosión**

Se genera debido al ataque del metal por un movimiento entre el líquido o fluido corrosivo y la superficie del metal. Generalmente, el líquido lleva partículas sólidas las cuales generan erosión en el metal y luego, el medio corrosivo, corroe el metal fresco [40].

- **Corrosión selectiva**

Se presenta en aleaciones, y tiene lugar cuando el ataque se produce preferentemente sobre uno o más componentes de esta. Es un proceso de corrosión en el cual el metal más activo es retirado selectivamente de la aleación, dejando en su lugar un débil depósito del metal más noble. Como consecuencia de este ataque, la estructura del metal se debilita, provocando una pérdida de resistencia y ductilidad en la tubería.

El caso más habitual de este tipo de corrosión es la descincificación, que se produce en las aleaciones de cobre y zinc (latones), donde el ataque corrosivo se produce sobre el zinc, eliminándolo y sustituyéndolo por una capa de cobre relativamente porosa y débil y óxido de cobre [41].

- **Corrosión en resquicios**

Se presenta en hendiduras, uniones, intersticios, zonas de solape, zonas roscadas rendijas y bajo superficies protegidas, donde pueden existir soluciones estancadas en las que hay un empobrecimiento localizado del oxígeno disuelto. La parte con menor concentración de oxígeno actuará como ánodo, y la que presenta mayor concentración como cátodo, generándose un flujo electrónico unidireccional provocado por la diferencia de potencial electroquímico existente en la zona anódica y la catódica, con la consecuente corrosión en la zona anódica [42].

- **Corrosión cavitación**

La cavitación se produce cuando el fluido que circula a través de una tubería sufre una caída de presión, por debajo de su presión de vapor formándose burbujas o cavidades. Éstas viajan a zonas de mayor presión e implosionan produciendo una estela de gas y un arranque de metal de la superficie del metal. Con el tiempo la cavitación elimina la película de protección que se forma en el material de manera natural o aplicada, dando lugar a picaduras [43].

- **Corrosión por fricción**

Se genera por el movimiento relativo de dos superficies en contacto, una de las dos sustancias debe ser metal, de este movimiento resultan picaduras en la interfase de los metales.

- **Corrosión bajo tensión**

Tiene lugar en metales aleados, siendo difícil que se produzca en metales puros. Este modo de corrosión se presenta cuando el elemento está sometida a tensión mecánica de tracción y se encuentra en contacto con un medio agresivo (específico para cada material).

La corrosión bajo tensión se caracteriza por la aparición de grietas o fisuras que avanzan en la dirección normal a la de la aplicación de la tensión, produciéndose el desplazamiento de la grieta a través del grano (transgranular) o a lo largo del límite de grano (intergranular), en función de las características metalúrgicas de la aleación.

- **Corrosión fatiga**

La corrosión a fatiga se genera cuando la tensión aplicada sobre el metal tiene lugar de manera cíclica. 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. [44]

- **Corrosión por CO₂**

Se presenta principalmente en la industria petroquímica, y es generada por la presencia de cantidades variables de gas y agua. Este agente corrosivo se debe a la producción de gas dulce de altas profundidades y al uso de técnicas de recuperación que se basan en la inyección de químicos. El CO₂ se disuelve en el agua generando reacciones electroquímicas (catódicas y anódicas) en la superficie del metal dando origen a los productos de corrosión. En las etapas iniciales se genera una disolución rápida de la capa metálica, los iones de hierro disueltos se transportan al seno del líquido donde se combinan con los iones carbonato que pueden formar una escama de carbonato o sulfuro de hierro en la superficie. Si se forma la escama de carbonato, los reactivos tienen que difundirse por la capa protectora para poder reaccionar con la superficie metálica y se produce un retardo en las velocidades de corrosión. La velocidad global de corrosión depende de la velocidad de cada uno de estos pasos individuales que se llevan a cabo bajo las condiciones dadas. [40]

- ***Métodos de protección contra la corrosión:***

Para evitar o reducir la aparición de corrosión en las tuberías, se emplean comúnmente los siguientes métodos:

- Inhibidores: Los inhibidores de corrosión son sustancias que disminuyen la agresividad del medio sobre un metal al modificar el comportamiento del fluido sobre el metal al que se exponen, es capaz de reducir la velocidad de ataque a través de la modificación de sus procesos parciales, bien por precipitación de compuestos insolubles sobre la superficie metálica o por formación de capas pasivantes o adsorbidas, se usan generalmente en cantidades menores al 1% en disolución acuosa, pero también se pueden aplicar en fase gaseosa. Pueden ser compuestos orgánicos e inorgánicos.

La aplicación de los inhibidores es una solución efectiva y económica, siendo su objetivo el de reducir la tasa de corrosión de un material a un valor que permita alcanzar un periodo de operación deseado.

Dentro de los inhibidores existen cuatro tipos, comúnmente utilizados: secuestradores, agentes reactivos, inhibidores en fase vapor y formadores de películas.

- Secuestradores: pueden ser de dos tipos, secuestradores de oxígeno, reducen la corrosión oxidante y controlan el crecimiento de microbios que requieren oxígeno para prosperar, y secuestradores de ácido sulfúrico, que reducen el nivel de H_2S presentes en la corriente del flujo.
 - Agentes reactivos: los cationes del inhibidor reaccionan con los aniones catódicos formando películas insolubles, que se adhieren a la superficie de los metales y evitan que el O_2 entre en contacto con el metal.
 - Inhibidores en fase vapor: Se emplean para combatir la corrosión por CO_2 , neutralizándolo y bloqueando la formación de ácido carbónico (H_2CO_3).
 - Formadores de películas: son los inhibidores más empleados en la industria petroquímica. Su acción consiste en crear una capa continua entre el metal y los fluidos reactivo, reduciendo el ataque de los elementos corrosivos. Son muy eficaces para reducir la corrosión por CO_2 y H_2S , sin embargo, no son eficaces contra el O_2 . Existen principalmente tres tipos, los solubles en petróleo, los solubles en agua, y los solubles en petróleo y dispersables en agua [43].
- Recubrimientos: Un recubrimiento es una mezcla homogénea de productos que una vez aplicada sobre la superficie del material y seca, se transforma en una película continua que forma una barrera entre el metal a proteger y el medio que le rodea. Los recubrimientos pueden ser de varios tipos: metálicos, orgánicos e inorgánicos.
 - Protección catódica: Es el método más efectivo para proteger un metal de la corrosión. Mediante este tipo de protección se puede conseguir detener completa y permanentemente la corrosión. La protección catódica consiste en el establecimiento en el sistema metálico de una corriente eléctrica mediante la aplicación del potencial al ánodo con el fin de disminuir la velocidad de corrosión de un metal en un electrolito, haciendo que el metal sea el cátodo en la corriente impuesta.

En otras palabras, la protección catódica consiste en colocar un metal más fácilmente oxidable, llamado ánodo de sacrificio, en donde haya dos o más metales que necesiten de mayor energía para oxidarse. Con el tiempo, el ánodo de sacrificio va disolviéndose, hasta que es necesario cambiarlo.

El método de protección catódica más empleado en el sector petroquímico es la protección catódica por corriente impresa. Esta técnica consiste en unir electrónicamente la estructura que se ha de proteger, con el polo negativo de una fuente de alimentación de corriente continua, y el positivo con un electrodo auxiliar (chatarra de hierro, aleación de ferrosilicio, grafito, titanio platinado, etc.) que cierra el circuito. Es indispensable la existencia del electrolito (medio agresivo) que completa el conjunto para que se realice el proceso electrolítico.

- Protección anódica: La protección anódica es la disminución de la corrosión por desplazamiento del potencial de corrosión hacia los valores más positivos, mediante una corriente anódica o un agente oxidante, y la consiguiente pasivación de la superficie metálica. Es una técnica capaz de aportar soluciones en medios de elevada corrosividad, que tiene su principal desventaja en el precio, y en la complejidad de la instrumentación [45].

2.4.3. **Fragilización por hidrogeno**

La Fragilización por Hidrógeno (FH), considerada por muchos autores como un caso de corrosión bajo tensión, es debida a la reacción química del acero con hidrogeno y produce la degradación de las propiedades mecánicas del acero asociados con el ambiente de trabajo de esas estructuras. Se puede clasificar en Fragilización por Hidrógeno Ambiental (FHA) y Fragilización por Hidrógeno Interno (FHI).

La FHA ocurre por la adsorción de hidrógeno en el retículo cristalino después de su disociación atómica, o por una reacción de corrosión, y su absorción en el reticulado cristalino tras su disociación en forma atómica.

La FHI es causada por el hidrógeno que entra en el reticulado durante la producción del acero y en algunos de los procesos de fabricación, como la soldadura. Esto se debe a que la solubilidad del hidrógeno en el metal fundido es mucho mayor que cuando está en estado sólido. Una vez en el reticulado, y en presencia de tensiones, el hidrógeno fragiliza el material

después de un período de tiempo que es función de la concentración, temperatura y del estado tensional de la matriz.

La FH en aceros de alta resistencia y baja aleación (HSLA) incluidos en la norma API 5L, es de particular interés para la industria petroquímica, pues son ampliamente usados en tuberías de transporte de hidrocarburos y tienen en su ambiente de trabajo, las condiciones más favorables para este tipo de degradación. Estos aceros se exponen al H_2S y experimentan un tipo de fragilización por hidrógeno, en general referido como corrosión bajo tensión de sulfuro de hidrógeno, fractura bajo tensión de hidrógeno o fractura bajo tensión de sulfuro de hidrógeno.

El uso de sistemas de protección catódica, además, puede ocasionar la formación de hidrógeno y los hidrocarburos transportados generalmente, contienen sustancias que intensifican la adsorción del mismo en el material. El uso de aceros HSLA con resistencia cada vez mayor aumenta la probabilidad de sufrir FH, puesto que, cuanto mayor es la resistencia mecánica de un acero, su susceptibilidad a la FH tiende a ser mayor. Esto hace, que la elección del material estructuras que trabajan en ambientes que promueven la formación de hidrógeno sea un aspecto crítico [46].

2.4.4. **Abolladura**

La abolladura se define como una distorsión geométrica de la curvatura del tubo, es decir, un daño que causa un cambio en la curvatura por deformación plástica permanente de la pared de la tubería en combinación con un defecto de pérdida de material, como un rasguño o entalla.

La profundidad de la abolladura es el factor más importante que afecta a la resistencia a la rotura bajo carga estática y a la fatiga. Las principales variables empleadas para caracterizar una abolladura, se muestran en la Figura 20, y son:

- H: Profundidad de la abolladura
- t: Espesor de pared del tubo
- D: Diámetro del tubo

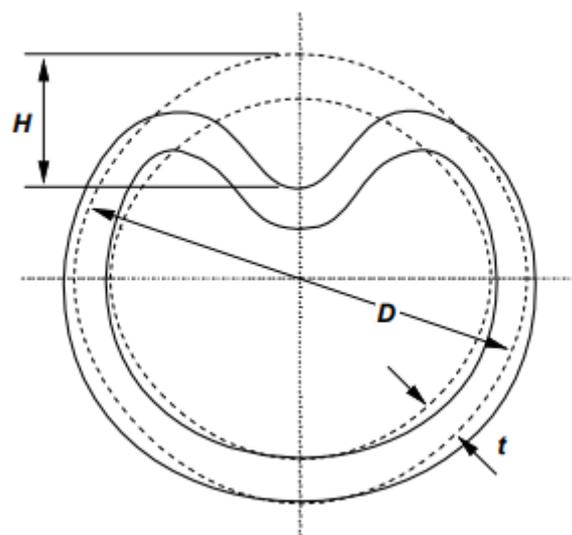


Figura 20: Principales variables de una abolladura [47].

Dentro de las abolladuras, se pueden distinguir dos tipos, principalmente: abolladuras no restrictivas y abolladuras restringidas.

En las abolladuras restringidas el tubo recupera la geometría original al aumentar la presión, porque el elemento que lo produce se mueve. La segunda no tiene libertad para redondearse, porque el elemento que produce la abolladura no se mueve.

A continuación, en la Figura 21, se puede observar la representación de las abolladuras restringidas y no restringidas.

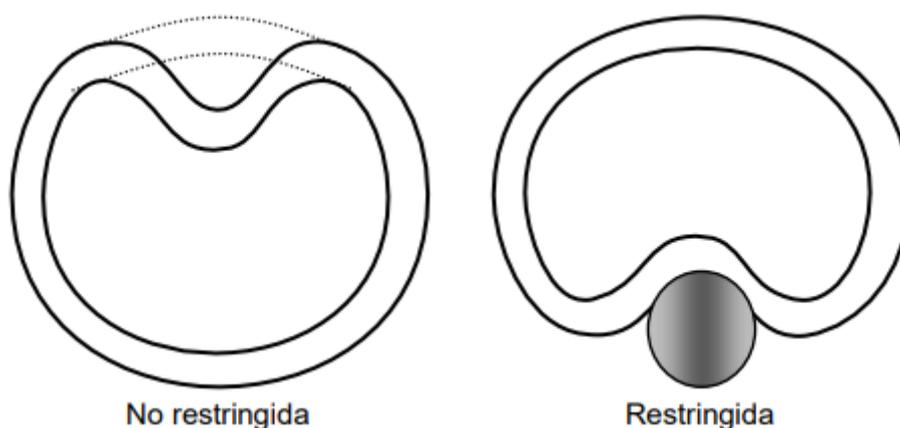


Figura 21: Abolladuras restringidas y no restringidas [47].

Las abolladuras simples que presentan defectos pueden fallar a bajas presiones, debido a que se genera concentración de esfuerzos y alta deformación dentro de esta abolladura [47].

2.4.5. Soldadura

Las uniones soldadas en el sector petroquímico se rigen por la norma API 1104, que identifica los siguientes defectos de la soldadura que podemos encontrar esquematizados en la Figura 22, y que se definen a continuación, mediante una traducción literal de dicha norma.



Figura 22: Defectos de soldadura según norma API 1104 [48].

- **Penetración inadecuada sin desalineamiento (IP):**

La penetración inadecuada, (IP "Inadequate penetration without high-low") es definida como el llenado incompleto de la raíz de la soldadura. Esta condición es mostrada esquemáticamente en la Figura 23. La IP debe

ser considerada como defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud de una indicación aislada IP excede de 1 pulg (25 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones IP en una longitud de cordón continuo de 12 pulg (300 mm) excede a 1 pulg (25 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones IP exceden el 8 % de longitud en cualquier soldadura con menos de 12 pulg (300) de longitud de cordón.

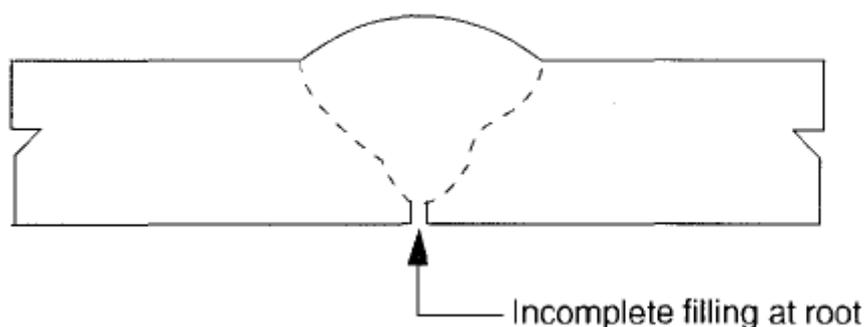


Figura 23: Penetración inadecuada, IP [48].

- **Penetración inadecuada debida a desalineamiento (IPD)**

La penetración inadecuada debida a desalineamiento (IPD, "Inadequate Penetration Due to High-Low") es definida como la condición que existe cuando un canto de la raíz está descubierto porque la tubería adyacente o la preparación de junta están desalineadas, como se muestra en la Figura 24. La IPD debe ser considerada un defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud de una indicación aislada IPD excede de 2 pulg (50 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones IPD en una longitud de cordón continuo de 12 pulg (300 mm) excede las 3 pulg (75 mm).

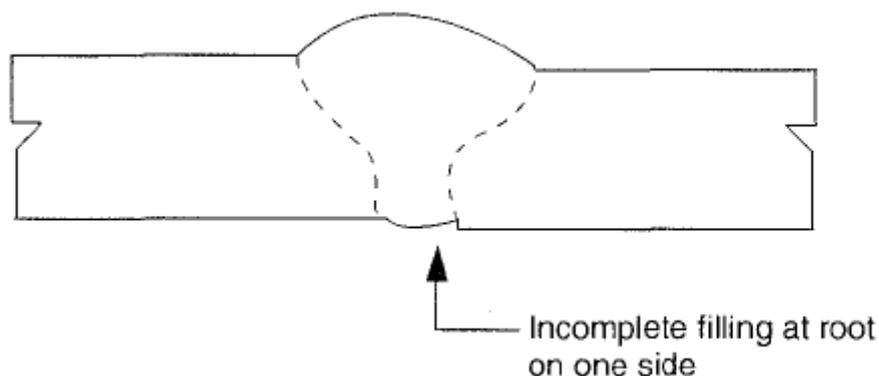


Figura 24: Penetración inadecuada, IPD [48].

- **Penetración transversal inadecuada (ICP)**

La penetración transversal inadecuada (ICP, "Inadequate cross penetration") es definida como una imperfección subsuperficial entre la primera pasada interna y la primera pasada externa, que es causada por la penetración inadecuada de las caras verticales, como se puede observar en la Figura 25. La ICP debe ser considerada defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud de una indicación aislada ICP excede a 2 pulg (50 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones ICP en una longitud de cordón continuo de 12 pulg (300 mm) excede a 2 pulg (50 mm).

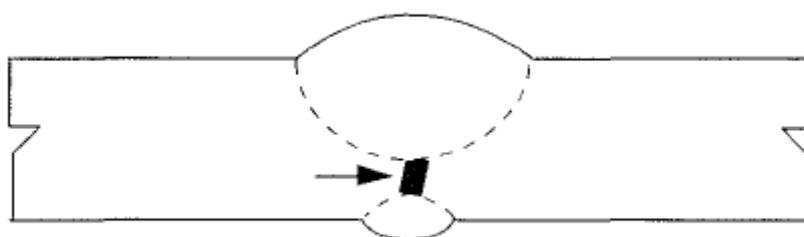


Figura 25: Penetración inadecuada, ICP [48].

- **Fusión incompleta (IF):**

La fusión incompleta (IF, "Incomplete Fusion") es definido como una imperfección superficial entre el metal de soldadura y el material base que está abierto a la superficie. En la Figura 26, se muestra esquemáticamente

este defecto. La IF debe ser considerado defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud de una indicación aislada IF excede a 1 pulg (25 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones IF en una longitud de cordón continuo de 12 pulg (300 mm) excede 1 pulg (25 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones IF exceden el 8 % de longitud en cualquier soldadura con menos de 12 pulg (300) de longitud de cordón.

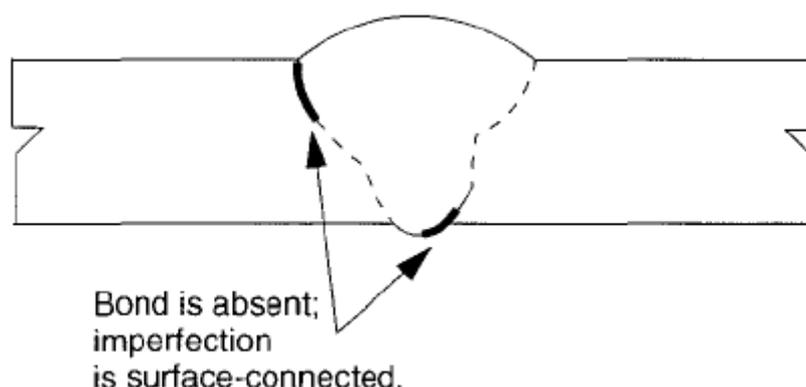


Figura 26: Fusión incompleta, IF [48].

- **Fusión incompleta debida a solape frío (IFD):**

La fusión incompleta debida a solape frío (IFD, "Incomplete Fusion Due to Cold Lap") es definida como una imperfección entre dos pasadas de soldadura adyacentes o entre el metal de soldadura y el metal base que no está abierto a la superficie, como se muestra esquemáticamente en la Figura 27.

La IFD debe ser considerada defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud de una indicación aislada IFD excede a 2 pulg (50 mm).
- La suma de las longitudes de las indicaciones IFD en una longitud de cordón continuo de 12 pulg (300 mm) excede a 2 pulg (50 mm).
- La suma de las longitudes de indicaciones IFD exceden el 8% de la longitud del cordón.

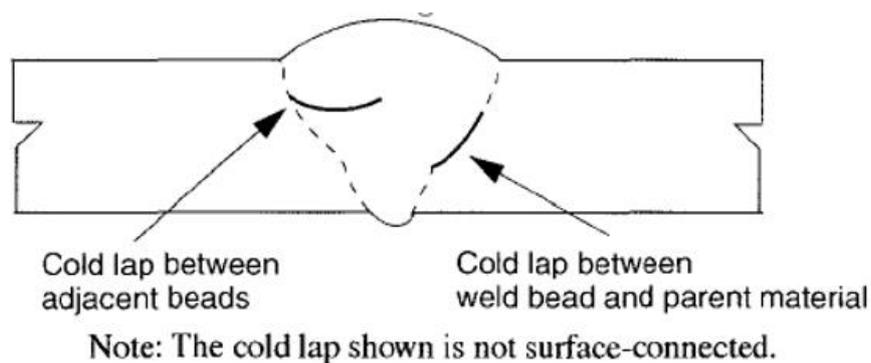


Figura 27: Fusión incompleta, IFD [48].

- **Concavidad interna (IC):**

La concavidad interna (IC, "*Internal Concavity*"), se produce en aquel cordón que ha sido fundido adecuadamente y que ha penetrado completamente el espesor de la tubería a lo largo de ambos lados del bisel, pero cuyo centro está más abajo de la superficie interior de la pared de la tubería. La magnitud de la concavidad es la distancia perpendicular entre una extensión axial de la superficie de la pared de la tubería y el punto más bajo de la superficie del cordón soldado, es mostrado esquemáticamente en la Figura 28. Cualquier longitud de IC es aceptable si la densidad de la imagen radiográfica en la IC no excede a la del material base más delgado. En áreas donde se excede la densidad del material base más delgado, se aplicará el criterio para quemada pasante (BT).

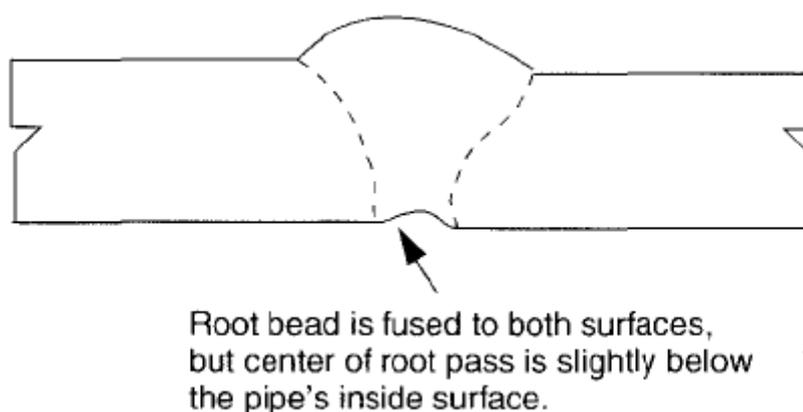


Figura 28: Concavidad interna, IC [48].

- **Penetración excesiva (BT)**

La Penetración excesiva (BT, "*Burn-Through*"), es definida como una porción del cordón de raíz donde una excesiva penetración ha causado que el baño de soldadura penetre hacia el interior del tubo (provocando un agujero o perforación en el cordón).

Para tuberías con un diámetro exterior mayor o igual que 2,375 pulg (60,3 mm), un BT debe ser considerado defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando la máxima dimensión excede 1/4 pulg (6 mm) y la densidad de la imagen de BT excede la del material base adyacente más delgado.
- Cuando la máxima dimensión excede al menor de los espesores de pared nominales de la unión soldada y la densidad de la imagen de BT excede a la del material base adyacente más delgado.
- Cuando la suma de las máximas dimensiones de BTs separados, cuyas densidades de imagen exceden a la del material base adyacente más delgado, es mayor a 1/2 pulg (13 mm) medido en una porción continua de cordón de soldadura de 12 pulg (300 mm), o medido a lo largo del total de la longitud de soldadura, cualquiera sea la menor.

Para tuberías con un diámetro exterior menor que 2,375 pulg (60,3 mm), un BT debe ser considerado defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando la máxima dimensión excede 1/8 pulg (3 mm) y la densidad de la imagen de BT excede a la del material base adyacente más delgado.
- Cuando la máxima dimensión excede al menor de los espesores de pared nominales de la unión soldada y la densidad de la imagen de BT excede a la del material base adyacente más delgado.
- Cuando esté presente más de un BT de cualquier tamaño y la densidad de más de una de las imágenes exceda la del material base adyacente más delgado.

- **Inclusiones de escoria**

Una inclusión de escoria ("*Slag Inclusions*") es definida como un sólido no metálico atrapado en el metal de soldadura o entre el metal de soldadura y el metal base. Inclusiones de escoria alargadas (ESIs, "*Elongated slag inclusions*") por ejemplo, líneas de escoria continua o discontinuas, son encontradas usualmente en la zona de fusión. Las inclusiones de escoria aisladas (ISIs, "*Isolated slag inclusions*") son formadas irregularmente y pueden ser localizadas en cualquier lugar de la soldadura. Para propósitos de evaluación, cuando se mida el tamaño de una indicación radiográfica, la máxima dimensión de la indicación debe ser considerada como su longitud.

Para tuberías con un diámetro exterior mayor o igual que 2,375 pulg (60,3 mm), una inclusión de escoria debe ser considerada defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud de una indicación ESI excede las 2 pulg (50 mm).
- Cuando la suma de las longitudes de las indicaciones ESI en cualquier tramo continuo de 12 pulg (300 mm) de cordón de soldadura excede 2 pulg (50 mm).
- Cuando el ancho de una indicación ESI excede 1/16 pulg (1,6 mm).
- Cuando la suma de las longitudes de las indicaciones ISI en cualquier tramo continuo de 12 pulg (300 mm) de cordón de soldadura excede 1/2 pulg (13 mm).
- Cuando el ancho de una indicación ISI excede a 1/8 pulg (3 mm).
- Cuando más de cuatro indicaciones ISI con el máximo ancho de 1/8 pulg (3 mm) están presentes en cualquier tramo continuo de 12 pulg (300 mm) de cordón de soldadura.
- Cuando las longitudes sumadas de indicaciones ESI e ISI exceden el 8 % de la longitud soldada.

Para tuberías con un diámetro exterior menor que 2,375 pulg (60,3 mm), una inclusión de escoria debe ser considerada defecto si existe alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando la longitud de una indicación ESI excede tres veces el espesor nominal de pared más delgado de la junta.
- Cuando el ancho de una indicación ESI excede 1/16 pulg (1,6 mm).

- Cuando las longitudes sumadas de indicaciones ISI excede dos veces el espesor de pared nominal más delgado de la unión soldada y el ancho excede la mitad del espesor de pared nominal más delgado de la unión.
- Cuando la suma de las longitudes de las indicaciones ESI e ISI exceden el 8 % de la longitud soldada.

- **Porosidad**

La porosidad es definida como un gas atrapado por solidificación del metal soldado antes de que el gas tenga la oportunidad de ascender a la superficie del baño fundido y escapar. Las porosidades son generalmente esféricas, pero pueden ser alargadas o de forma irregular, tales como las porosidades alargadas (agujeros de gusano).

La porosidad individual o dispersa (P, "*Individual or scattered porosity*") se considerará un defecto si se da alguna de las siguientes condiciones:

- El tamaño de un poro individual es superior a 3 pulg. (3 mm).
- El tamaño de un poro individual supera el 25% del más fino de los espesores nominales de las paredes unidas.
- La distribución de la porosidad dispersa supera la concentración penada por la figura 29.

La porosidad en grupo (CP) que se produce en cualquier pasada, excepto en la de acabado, debe cumplir con los criterios del párrafo anterior. La porosidad en grupos que se produzca en la pasada de acabado se considerará un defecto si se da alguna de las siguientes condiciones:

- El diámetro del grupo es superior a 1/2 pulg. (13 mm).
- La longitud agregada de CP en cualquier longitud continua de soldadura de 12 pulgadas (300 mm) excede de 1/2 pulgada (13 mm).
- Un poro individual dentro de un grupo excede 1/16 pulg. (2mm) de tamaño.

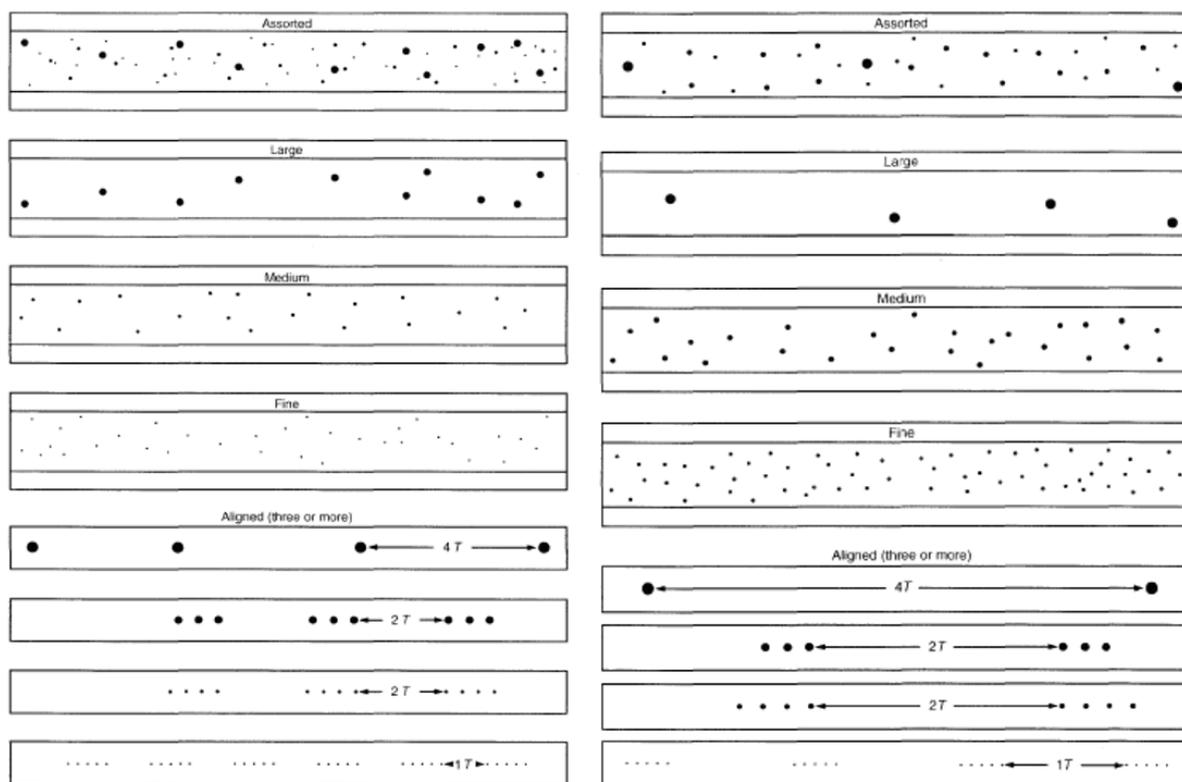


Figura 29: Maximum distribution of gas pockets [48].

- **Grietas (C)**

Las grietas (C, "cracks") deben ser consideradas defectos si existe alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando la grieta de cualquier tamaño o localización dentro de la soldadura no es una grieta de cráter poco profunda o una grieta en estrella.
- Cuando la grieta es una grieta de cráter poco profunda o grieta en estrella con una longitud superior a $5/32$ pulg (4 mm).

Nota: Las grietas de cráter poco profundas o las grietas en estrella están situadas en el punto de parada de los cordones de soldadura y son el resultado de la contracción del metal de soldadura.

- **Mordeduras**

La mordedura se define como un surco fundido en el material base adyacente a la punta o a la raíz de la soldadura y que queda sin rellenar

por el metal de soldadura. La mordedura adyacente a la pasada de peinado (EU) o de raíz (IU) se considerará un defecto si se da alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando la suma de las longitudes de indicaciones de socavaciones EU e IU, en cualquier combinación, en cualquier tramo continuo de 12 pulg (300 mm) excede a 2 pulg (50 mm).
- Cuando la suma de las longitudes de indicaciones de socavaciones EU e IU, en cualquier combinación, excede un sexto de la longitud soldada.

- **Acumulación de imperfecciones (AI)**

Excluyendo la penetración incompleta IPD y subvaloración, cualquier acumulación de imperfecciones (AI, "Accumulation of Imperfections") se considerará un defecto si se da alguna de las siguientes condiciones:

- La longitud agregada de las indicaciones en cualquier longitud continua de 12 pulg. (300-mm) de longitud de soldadura excede 2 in. (50 mm).
- La longitud agregada de las indicaciones excede el 8% de la longitud de la soldadura [48].

2.5. MÉTODOS DE INSPECCIÓN

2.5.1. Introducción

Poder detectar anomalías o defectos, tanto en la soldadura como en el material base de las tuberías empleadas en el sector petroquímico, es uno de los aspectos claves para reducir o evitar la probabilidad de que ocurran incidentes que puedan alterar su correcto funcionamiento.

En este apartado, se estudiarán diferentes técnicas empleadas para la detección de defectos, tanto en la fase de ejecución como en la fase de servicio de las tuberías del sector petroquímico. Estas técnicas de detección son las técnicas de detección directas, como los ensayos no destructivos, y las técnicas de detección indirectas, como son la inspección y levantamiento de línea y la inspección en línea o Pigs.

2.5.2. Ensayos no destructivos

Los ENDs son aquellos exámenes que nos permiten inspeccionar el 100 % de la muestra, obteniendo datos del estado total o parcial de la misma sin destruir ni alterar sus características. Es, precisamente, el carácter no destructivo de este ensayo, el que les convierte en las técnicas más empleadas para detectar anomalías o defectos en las uniones soldadas.

A lo largo de este apartado estudiaremos los ENDs más empleados en inspecciones de tuberías:

- Inspección visual (VT)
- Inspección mediante líquidos penetrantes (PT)
- Inspección mediante partículas magnéticas (MT)
- Inspección mediante métodos radiográficos (RT)
- Inspección por ultrasonidos (UT)
- Ensayo por emisión acústica (AE)

- **Inspección visual (VT)**

El ensayo de inspección visual, también conocido como VT (*visual testing*) de sus siglas en inglés, es un método de ensayo no destructivo que permite la detección de discontinuidades que afectan a la superficie visualmente accesible de los objetos.

La inspección visual es el método no destructivo por excelencia, siendo su alcance de aplicación extremadamente extenso:

- Identificar materiales respecto a su especificación y composición química.
- Detección de imperfecciones y defectos producidos durante un proceso productivo.
- La inspección visual no solo es importante como método de ensayo en sí mismo, sino que es esencial como ensayo previo y preliminar en la ejecución de cualquier otro. Ya que debe realizarse siempre, incluso cuando esté prevista la ejecución de otro tipo de ensayos.
- Bien ejecutado reduce la necesidad de END posteriores.

Para poder realizar eficazmente el ensayo visual, es tan importante saber realizar técnicamente la observación visual, como saber interpretar los resultados observados. Los conocimientos de materiales, procesos de

fabricación y utilidades de uso de los componentes ensayados son esenciales.

Según los instrumentos que se utilicen como ayuda a la visión, y la distancia (o el acceso) que se tenga entre el inspector y el objeto de estudio, la Inspección Visual se puede dividir en dos grupos:

- **INSPECCIÓN VISUAL DIRECTA.** La inspección se hace a una distancia corta del objeto, aprovechando al máximo la capacidad visual natural del inspector. Se usan lentes de aumento, microscopios, lámparas o linternas, y con frecuencia se emplean instrumentos de medición como calibres, pies de rey, micrómetros, reglas y galgas.
- **INSPECCIÓN VISUAL REMOTA.** La inspección visual remota se utiliza en aquellos casos en que no se tiene acceso directo a los componentes a inspeccionar, o en aquellos componentes en los cuales, por su diseño, es muy difícil tener acceso a sus cavidades internas. Para la inspección visual remota es requerido el empleo de instrumentos tales como endoscopios rígidos (baroscopios), endoscopios flexibles, videoscópios y fibroscopios, con los cuales se puede llegar a la mayoría de las cavidades internas y lugares inaccesibles para el inspector [49].

En la Figura 30, podemos observar una inspección visual directa de un cordón de soldadura ayudado de una lente de aumento.



Figura 30: Inspección visual directa [49].

- **Inspección mediante líquidos penetrantes (PT)**

El ensayo por líquidos penetrantes o PT (*liquid penetrant testing*) es un método de ensayo no destructivo que permite la determinación de discontinuidades superficiales en materiales sólidos no porosos. El procedimiento está limitado a discontinuidades que se encuentren abiertas a la superficie, si por el contrario el defecto es subsuperficial no se puede detectar usando esta técnica.

El procedimiento se basa en que la aplicación de un líquido aplicado sobre la superficie limpia de la pieza penetre en las discontinuidades que afloran a la superficie debido al efecto capilar, de forma que, al limpiar el exceso de líquido de la superficie, quede solamente el líquido introducido en las discontinuidades. Al salir posteriormente ese líquido, ayudado normalmente por la acción de un agente denominado revelador, señala sobre la superficie las zonas en las que existen discontinuidades.

El campo de aplicación más frecuente de estos ensayos es la inspección de metales no ferromagnéticos (aluminio y sus aleaciones, aceros inoxidable, cobres, bronce, latones, etc) Los metales ferromagnéticos (aceros al carbono y aleados, etc) también se pueden inspeccionar por líquidos penetrantes, pero normalmente suele ser más ventajoso emplear el método de ensayo no destructivo de partículas magnéticas, que veremos a continuación, el cual es mucho más sensible en estos materiales.

En comparación con otros métodos de END la aplicación práctica del ensayo, en general, es menos compleja y no requiere el empleo de equipos complicados o costosos.

La realización del ensayo requiere efectuar secuencialmente las siguientes operaciones:

1. Preparación y limpieza previa de la superficie a ensayar.
2. Aplicación del líquido penetrante, tiempo de penetración.
3. Eliminación del exceso de penetrante de la superficie de ensayo.
4. Aplicación del revelador.
5. Inspección para interpretación y evaluación de las indicaciones.
6. Limpieza final

El líquido penetrante debe tener necesariamente un color de contraste y en función de la fuente de luz que se precisa para observación de las indicaciones que proporciona el ensayo, se clasifican en:

- Líquidos penetrantes coloreados, contienen pigmentos que los hacen visibles con luz natural o artificial blanca. El color más utilizado es el rojo.
- Líquidos penetrantes fluorescentes, necesitan para su observación una iluminación especial llamada luz negra o ultravioleta.
- Líquidos penetrantes mixtos (fluorescentes- coloreados) mezcla de los dos anteriores.

La inspección por líquidos penetrantes presenta las siguientes ventajas:

- Los resultados se obtienen de forma prácticamente inmediata y son de fácil interpretación.
- No están limitados a materiales ferromagnéticos como los ensayos de Partículas Magnéticas.
- El método es relativamente sencillo, siendo fácil su realización en campo.
- Se pueden aplicar tanto a muestras de gran tamaño como de pequeño tamaño.
- No son necesarios equipos especiales [50].

A continuación, podemos observar en la Figura 31, algún ejemplo de aplicación y detección mediante líquidos penetrantes.



Figura 31: Aplicación y detección mediante líquidos penetrantes [51].

• **Inspección mediante partículas magnéticas (MT)**

La técnica de ensayo por partículas magnéticas o MT (*magnetic particle testing*) es un procedimiento utilizado en la detección de defectos superficiales o subsuperficiales, basado en la acumulación de partículas de

material ferromagnético, debido a los campos de fuga que dichas discontinuidades producen en los materiales previamente magnetizados. Es por ello, que sólo pueden examinarse materiales de alta permeabilidad magnética (ferromagnéticos), aceros en general, no siendo aplicable a aluminio, cobre, zinc o aceros inoxidables austeníticos.

El ensayo con partículas magnéticas consiste en magnetizar la pieza objeto de examen y evidenciar la presencia de líneas de fuga de flujo magnético. Para ello se deberá disponer de un equipo de magnetización y de un medio capaz de detectar e indicar la presencia de las citadas líneas de fuga (partículas magnéticas). En función de cuando se genera la magnetización de la pieza a ensayar y de cuando se aplican las partículas magnéticas, se hablará de dos métodos de examen: el continuo y el residual. En el método continuo la magnetización y la aplicación de las partículas magnéticas se lleva a cabo simultáneamente, es decir, el campo magnético se mantiene mientras se aplican las partículas. Es más sensible que el método residual e insustituible cuando se ensayan materiales ferromagnéticos de baja magnetización residual o remanente (por ejemplo, para aceros de bajo contenido en carbono). En el método residual, la aplicación de las partículas magnéticas tiene lugar después de la magnetización de la pieza. Por tanto, sólo será aplicable a materiales ferromagnéticos con alta magnetización residual o remanente y permitirá, en general, detectar exclusivamente discontinuidades superficiales.

Las partículas magnéticas pueden aplicarse en seco o por vía húmeda, mediante suspensión en líquido, disolventes o agua. La aplicación de las partículas magnéticas secas se lleva a cabo mediante sopladores mecánicos o manuales, debiéndose producir una dispersión uniforme de las mismas en el aire. Estas partículas mientras están en el aire, dispuestas en forma de nube, tenderán a dirigirse hacia los campos de fuga magnéticos. Actuando en vía húmeda, las partículas se encuentran en suspensión en un líquido, primero se moja la superficie y mientras está escurriendo se conecta la magnetización durante un corto período de tiempo, hasta que el líquido deja de escurrir. La vía húmeda aporta mejores resultados que la seca en superficies lisas situadas horizontalmente, mientras que la seca se utiliza en las demás posiciones y con piezas rugosas, como pueden ser soldaduras o piezas de fundición.

Las operaciones básicas para realizar el ensayo con partículas magnéticas son secuencialmente:

- Preparación de la superficie de la pieza a ensayar.
- Magnetización de la pieza.
- Aplicación de las partículas magnéticas.
- Observación, interpretación y registro de las indicaciones.
- Limpieza final.
- Desmagnetización de la pieza.

Este método presenta las siguientes ventajas:

- Generalmente es un método más rápido y económico.
- Requiere de un menor grado de limpieza, con respecto a la inspección por líquidos penetrantes.
- Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie [52].

A continuación, se puede observar en la Figura 32, ejemplos de inspección mediante partículas magnéticas.

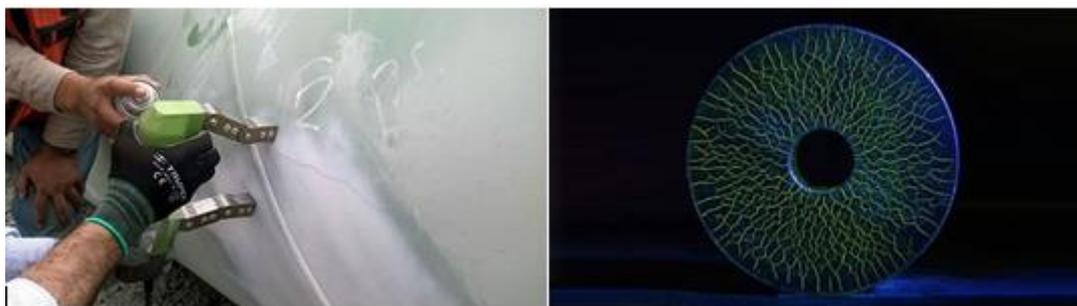


Figura 32: Aplicación y detección mediante partículas magnéticas [51].

- **Inspección mediante métodos radiográficos (RT)**

El caso de la radiografía industrial o RT (*radiographic testing*), como prueba no destructiva, es muy interesante; pues permite asegurar la integridad y confiabilidad de un producto; además, proporciona información para el desarrollo de mejores técnicas de producción y para el perfeccionamiento de un producto en particular.

La Inspección por RT se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar discontinuidades

macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material.

Al aplicar RT, normalmente se obtiene una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, debido a que este método emplea radiación de alta energía, que es capaz de penetrar materiales sólidos, por lo que el propósito principal de este tipo de inspección es la obtención de registros permanentes para el estudio y evaluación de discontinuidades presentes en dicho material. Por lo anterior, esta prueba es utilizada para detectar discontinuidades internas en una amplia variedad de materiales.

Dentro de los END, la Radiografía Industrial es uno de los métodos más antiguos y de mayor uso en la industria. Debido a esto, continuamente se realizan nuevos avances que modifican las técnicas radiográficas aplicadas al estudio no sólo de materiales, sino también de partes y componentes; todo con el fin de hacer más confiables los resultados durante la aplicación de la técnica.

El principio físico en el que se basa esta técnica es la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, siendo esta última de una longitud de onda muy corta y de alta energía.

Durante la exposición radiográfica, la energía de los rayos x o Gamma es absorbida o atenuada al atravesar un material. Esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado.

La radiación ionizante que logra traspasar el objeto puede ser registrada por medio de la impresión en una placa o papel fotosensible, que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada; o bien, por medio de una pantalla fluorescente o un tubo de vídeo, para después analizar su imagen en una pantalla de televisión o grabarla en una cinta de vídeo.

Ventajas de la Radiografía Industrial

- Es un excelente medio de registro de inspección
- Su uso se extiende a diversos materiales
- Se obtiene una imagen visual del interior del material
- Se obtiene un registro permanente de la inspección
- Descubre los errores de fabricación y ayuda a establecer las acciones correctivas.

Limitaciones de la Radiografía Industrial

- No es recomendable utilizarla en piezas de geometría complicada
- No debe emplearse cuando la orientación de la radiación sobre el objeto sea inoperante, ya que no es posible obtener una definición correcta.
- La pieza de inspección debe tener acceso al menos por dos lados.
- Su empleo requiere el cumplimiento de estrictas medidas de seguridad.
- Requiere personal altamente capacitado, calificado y con experiencia.
- Requiere de instalaciones especiales como son: el área de exposición, equipo de seguridad y un cuarto oscuro para el proceso de revelado.
- Las discontinuidades de tipo laminar no pueden ser detectadas por este método [53].

A continuación, se puede observar en la Figura 33, un ejemplo de inspección mediante métodos radiográficos.



Figura 33: Inspección mediante métodos radiográficos [54].

- **Inspección por ultrasonidos (UT)**

Esta técnica de ensayos no destructivos por ultrasonidos o UT (*ultrasonic testing*) se emplea para la detección de defectos internos en las piezas – por ej. poros, grietas, calidad de las uniones, etc.-. Se fundamenta en interpretar los cambios producidos en las ondas ultrasónicas a su paso por un material, para deducir las características geométricas de éste. Los ultrasonidos son ondas acústicas de idéntica naturaleza que las ondas sonoras, se diferencian de éstas en que su frecuencia de vibración está por encima de la frecuencia de las ondas audibles –se consideran audibles las frecuencias inferiores a 20 KHz.

La aplicación de esta técnica requiere de tres componentes básicos:

- Sistema de emisión de ultrasonidos, que introduce las ondas acústicas en el medio explorado. Consta de un circuito electrónico de excitación, uno o varios transductores o palpadores que transforman la energía eléctrica en energía mecánica y el acoplante que realiza la transmisión de la energía desde el transductor hasta el medio explorado.
- Medio explorado, del cual se pretende obtener información física interpretando las perturbaciones producidas en las ondas ultrasónicas a su paso por el material al interaccionar con los defectos.
- Sistema de recepción, que consta de uno o varios sensores capaces de convertir las ondas mecánicas en señales eléctricas (pueden ser los mismos transductores que realizan la emisión), y un sistema de tratamiento de las señales eléctricas que puede ser analógico y/o digital [55].

La técnica de inspecciones mediante ultrasonidos puede dividirse en dos grandes campos: ultrasonidos convencional y ultrasonidos avanzados.

- Ultrasonidos convencional:

Los equipos de Ensayos Convencionales de Ultrasonido trabajan con el principio del envío de un haz pulsado de ultrasonido de alta frecuencia a partir de un transductor de mano o palpador, que se coloca sobre la superficie del objeto que va a ser ensayado.

En la inspección manual el Inspector actúa directamente en la ejecución del examen, o sea, es responsable de la correcta aplicación de los procedimientos de inspección, tanto en la manipulación de los palpadores como en la interpretación de los datos.

- Ultrasonidos avanzado:

Los ultrasonidos avanzados se realizan mediante equipos automatizados de inspección. Dos técnicas innovadoras y destacadas de ultrasonidos avanzados son TOFD (*Time Of Flight Diffraction*) y *Phased Array* (PAUT).

TOFD es una nueva técnica de ultrasonidos basada en las ondas de difracción que las discontinuidades emiten al ser excitadas con una señal ultrasónica. Es ideal para la inspección de grandes espesores y gracias a que permite el archivo de un registro, es una técnica reconocida por las normas y códigos de aplicación para sustituir las radiografías.

Las ventajas que la técnica de ultrasonidos TOFD presentan frente a las radiografías son:

- Eliminación del cuello de botella.
- Registro del ensayo volumétrico.
- Mayor seguridad medioambiental y personal [56].

En cuanto al *Phased Array* se basan en el empleo de equipos de ultrasonidos multicanal, la utilización de palpadores multielementos de 16 a 128 cristales, junto con la electrónica y software adecuado para gestionar la excitación y recepción de cada uno de los elementos, en diferentes tiempos. La excitación o recepción individual de cada uno de los elementos en diferentes tiempos, permite de acuerdo con leyes focales bien definidas:

- Explorar con varios ángulos simultáneamente, sin necesidad de cambiar el palpador. Esta exploración, denominada exploración sectorial, permite incidir sobre el defecto con diferentes ángulos y en consecuencia aumentar la capacidad de detección.
- Realizar el examen sin necesidad de mover el palpador en dirección axial. Esta exploración, denominada exploración lineal, permite en función del espesor de componente, área activa y nº de elementos del palpador, aumentar la cobertura del examen.
- Focalizar el haz ultrasónico a la profundidad o rango que se requiera, lo que permite mejorar la capacidad de detección en la zona de interés y la relación señal/ruido.

En la Inspección de Soldadura, esto supone que para lo que antes se empleaban varios palpadores, con esta técnica utilizamos un único palpador [57].

A continuación, en la Figura 34, podemos observar una inspección de UT, con un equipo de ultrasonidos convencional.



Figura 34: Ejemplo de inspección por ultrasonidos convencional [58].

- **Ensayo por emisión acústica (AE)**

La Emisión Acústica o AE (*acoustic emission testing*), es la clase de fenómeno que genera ondas elásticas transitorias por la liberación rápida de energía a partir de fuentes localizadas, o las ondas transitorias generadas de este modo. Las fuentes clásicas de AE son los procesos de deformación relacionados con defectos tales como la generación y propagación de fisuras, deformaciones del material, desprendimientos del agregado de la matriz, contracciones o dilataciones por fraguado o variaciones de temperatura, etc. El origen de la AE es el campo de tensiones creado dentro de material. De manera que, de no existir variaciones en el campo de tensiones no se produce la AE.

Cuando una pieza de un sólido se somete a un proceso de carga hasta rotura, ocurren en su interior una serie de dislocaciones de microestructura que puede detectarse acústicamente. Estas dislocaciones van acompañadas de una liberación de energía potencial que, en parte, se transforma en calor, quedando una pequeña fracción que, al radiarse en forma de energía vibratoria, puede ser recogida en la superficie del sólido. Las microestructuras (a escala molecular) tienen como consecuencia la aparición de grietas, fisuras o discontinuidades en la masa de sólido. De este modo un sólido que inicialmente se muestra como buen conductor de energía sonora va aumentando su impedancia acústica por efecto de la deterioración del material.

Todos los materiales producen AE durante la creación y propagación de fisuras y durante la deformación. Las ondas elásticas se mueven a través

del sólido hacia la superficie, donde son detectadas por sensores (fig.3.1). Estos sensores son transductores que convierten las ondas mecánicas en ondas eléctricas. De este modo se obtiene la información acerca de la existencia y ubicación de posibles fuentes.

La AE presenta frente a otras técnicas, la ventaja que la información sobre la existencia de un posible defecto se recoge en tiempo real. La técnica de AE se basa en la detección de las ondas elásticas producidas por la aparición o crecimiento de un defecto en un material y conversión de ondas elásticas a señales eléctricas. Los sensores son conectados a la estructura. La salida de cada sensor piezoeléctrico es amplificada por un preamplificador de ruido bajo, filtrado para quitar cualquier ruido extraño. La instrumentación de la AE debe proporcionar alguna medida de la cantidad total de la emisión descubierta para la correlación con tiempo y/o carga [59].

A continuación, se observa en la Figura 35, el proceso de emisión acústica (QSL).

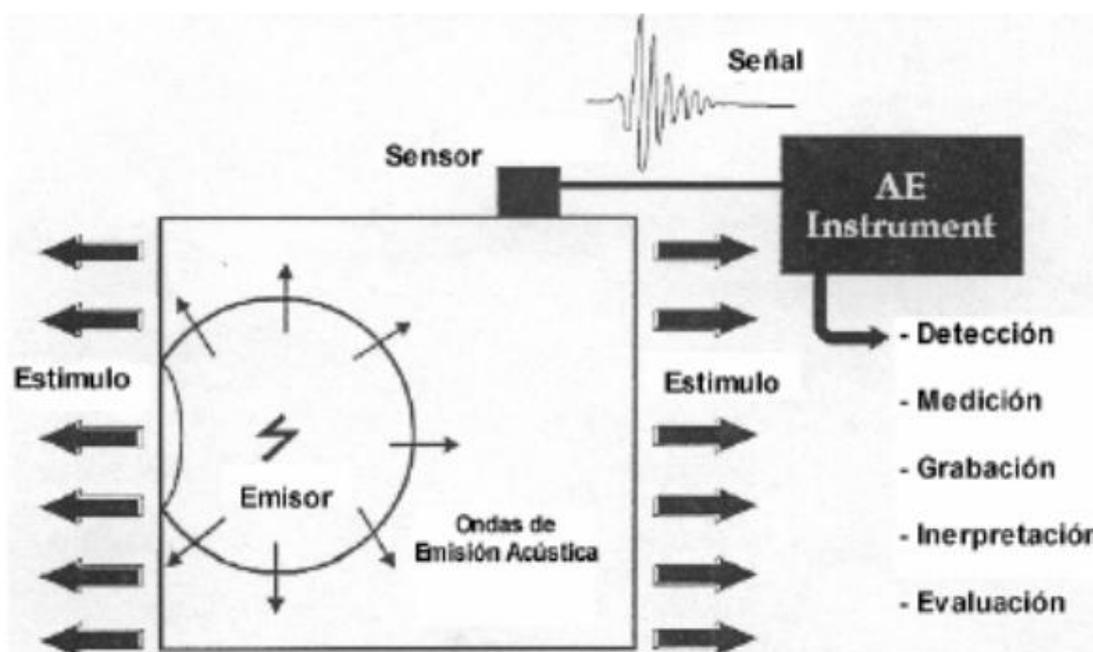


Figura 35: Proceso de emisión acústica (QSL) [59].

A continuación, En la Tabla 11, se puede observar un resumen de las principales características de cada ensayo no destructivo.

Tabla 11: Comparativa ENDs (Fuente: propia).

Método	Tiempo de interpretación	Detección	Interpretación	Sensibilidad
Inspección visual	Corto	Superficial	Humana	Variable
Líquidos penetrantes	Medio a largo	Superficial	Humana	Variable
Partículas magnéticas	Corto	Superficial y subsuperficial	Humana	Muy sensible
Radiografía	Medio a largo	Volumétrica	Humana. Registro permanente	Variable, según tipo de material, radiación y película.
Ultrasonidos	Medio a largo	Volumétrica	Humana. Puede ser automatizada	Media
Emisión acústica	Medio a largo	Todas	Humana. Puede ser automatizada	Alta

2.5.3. Técnicas de detección indirectas

Para la detección de defectos geométricos, los cuales pueden presentar roturas o desgaste de material en las tuberías, se utilizan herramientas especializadas (equipadas con diferentes tipos de sensores) conocidas como *smart pigs* o *pigs* inteligentes. A las inspecciones que se realizan con pigs inteligentes y que se ejecutan en el interior de la tubería, sin causar interrupciones en el flujo o la operación, se les denomina Inspecciones en Línea (*In-Line Inspection* o *ILI*).

Cada una de estas herramientas permite la detección de algún problema específico en la tubería, registrando mediciones durante su viaje por el interior de esta. Algunas de las herramientas de medición se clasifican de la siguiente manera y se describen a continuación [60].

- **Herramientas para la pérdida de metal**

Se usan para detectar defectos en el espesor de la tubería. Pueden discriminar, en cierta medida, entre defectos de fabricación, defectos por corrosión y daño mecánico. Existen dos herramientas principales:

- **Fugas por flujo magnético (*Magnetic Flux Leakage*):** MFL por sus siglas en inglés, es un método no destructivo de detección de anomalías que usa imanes montados en el cuerpo de la herramienta para crear un poderoso campo magnético axialmente orientado y magnetizar las paredes de la tubería; las anomalías presentes allí, como pérdidas de metal debido a corrosión (*pitting*), son detectadas como fugas del flujo magnético por sensores conectados al pig.
- **Mediciones de pared con ultrasonido:** utiliza la técnica del tiempo de eco de un pulso ultrasónico para medir el espesor de pared del ducto; el pulso es generado por un transductor y debe viajar a través de un medio de acople. Para el caso de un gasoducto se usa líquido (como agua) como medio de acople y puede ser puesto en el conducto como bache usando pigs utilitarios de sello. Las mediciones con la herramienta de UT permite identificar problemas con el espesor de pared de la tubería y a la vez permitir calcular la resistencia aproximada restante del área afectada. La herramienta consiste principalmente de un gran número de sensores ubicados a 90° de la superficie de la tubería.

En la Figura 36, mostrada a continuación, se puede observar un ejemplo de pig inteligente MFL.

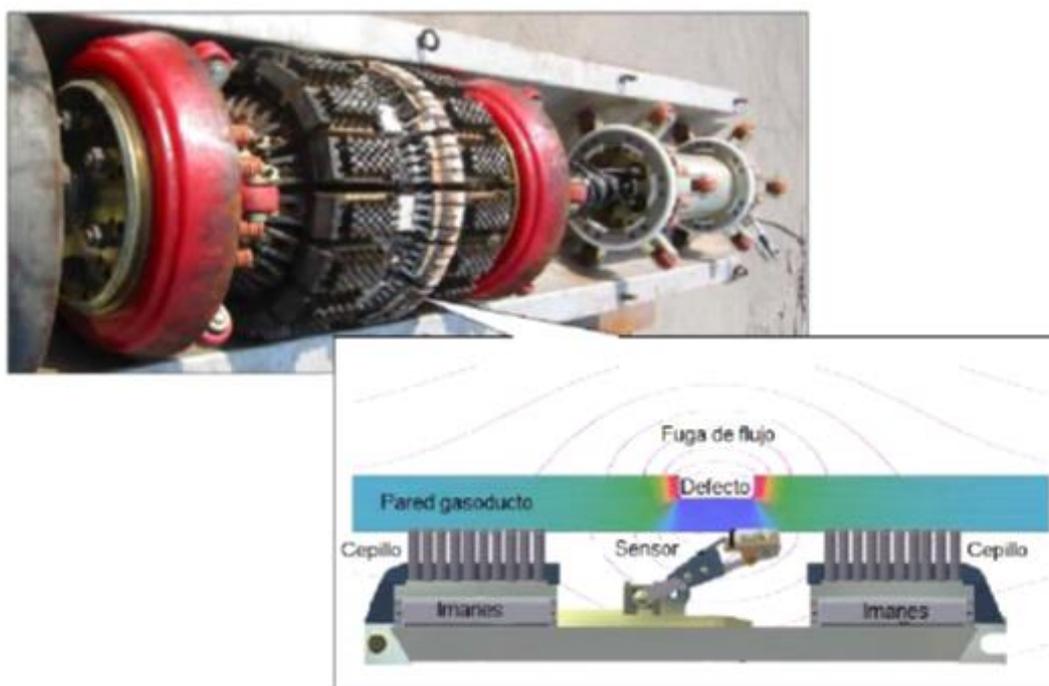


Figura 36: Pig inteligente MFL [60].

- **Herramientas para la detección de grietas**

Se usan para detectar grietas longitudinales, aunque también pueden ser usadas en grietas circunferenciales con adaptaciones en el equipo. Algunas de las herramientas usadas son:

- **Detección de grietas por ultrasonido:** la herramienta trabaja de forma similar que cuando se inspecciona el espesor de la pared, la diferencia radica en que los sensores son ubicados a 45° de la superficie de la tubería; el objetivo de esta herramienta es detectar grietas e inspeccionar la soldadura con costura. De igual manera que en las herramientas de detección de pérdida de material, este tipo de herramientas trabaja con un líquido como medio de acople que permita la transmisión del pulso ultrasónico.
- **Fugas por flujo magnético transversal:** TFI con sus siglas en inglés, funciona de manera similar a la herramienta MFL estándar; sin embargo, el campo magnético inducido está en dirección transversal o perpendicular (está rotado 90° con respecto al MFL). Al magnetizar la tubería de forma circunferencial, puede detectar imperfecciones (grietas y/o corrosión en las costuras longitudinales).
- **Herramienta de onda elástica:** envía ultrasonidos en dos direcciones a través de la tubería para localizar y medir grietas y defectos de fabricación orientados de forma longitudinal. Este tipo de herramienta no es tan precisa como la inspección por UT estándar, pero puede ser usada sin la necesidad de un líquido de acople.

2.5.4. **Herramientas de inspección de geometría**

Las herramientas de inspección de geometría son usadas para detectar y medir la deformación mecánica de la tubería por medio del uso de brazos de palanca que siguen la pared de la tubería y miden los cambios de su geometría. Los brazos de palanca están conectados a un potenciómetro que crean una señal de posición; adicionalmente, la herramienta generalmente está equipada con un odómetro que mide la distancia que la herramienta ha recorrido.

Este tipo de herramientas pueden detectar y localizar con precisión soldaduras circunferenciales, válvulas y tees. Dentro de este tipo de herramientas se encuentran:

- **Herramienta de calibración (*Caliper*):** utiliza un set de dedos o brazos mecánicos que corren contra la superficie interna de la tubería o usa métodos electromagnéticos para detectar abolladuras o deformaciones. Existen herramientas *caliper* de canal sencillo y multicanal, con la diferencia en que la última no solo puede detectar anomalías de geometría y medir su profundidad, sino también identifica su forma y las categoriza.
- **Herramienta para detectar deformación:** opera de manera similar a la herramienta de calibración, pero también utiliza giroscopios que permiten detectar la posición exacta de la abolladura o la deformación del ducto.

También son utilizadas para medir inclinación de la tubería o el ángulo de curvatura.

- **Herramienta de mapeo (*Mapping*):** se utiliza junto con otras herramientas para proporcionar un mapeo correlacionado del sistema de posicionamiento global (GPS) de la tubería y otros datos de ubicación física, como por ejemplo válvulas. Es utilizada generalmente en gasoductos costa afuera y en gasoductos que nunca han sido inspeccionados, lo que permite generar una base de datos que servirá en próximas inspecciones ILI [60].

A continuación, se muestra en la Tabla 12, la comparativa de las propiedades de detección de cada una de las técnicas de detección indirectas.

Tabla 12: Comparativa de las técnicas de detección indirecta (Fuente: propia).

Herramienta	Técnica	Grietas	Perdida de material	Cambios geométricos
MFL	Axial	Sin detección	Detección	Sin detección
	Transversal	Detección	Detección	Sin detección
UT	Perpendicular	Sin detección	Detección	Sin detección
	Angular	Detección	Detección	Sin detección
Brazos de palanca	Caliper	Sin detección	Sin detección	Detección
	Mapping	Sin detección	Sin detección	Detección

CAPÍTULO 3. PROTOCOLO DEL TRABAJO

3.1. INTRODUCCIÓN

Como se ha mencionado a lo largo de este TFM, son muchos los fallos que se han producido en la industria petroquímica a lo largo de la historia, y que han provocado un gran número de accidentes con consecuencias catastróficas, tanto desde el punto de vista material como humano.

Estos accidentes, son acaecidos por multitud de factores que, abarcan desde las condiciones ambientales o la presión de trabajo, hasta aquellas propias de la tubería; materiales empleados o fallos en las uniones. Dentro de las uniones, nos encontramos como las uniones más comunes las uniones soldadas. Son numerosos los casos de accidentes que tienen lugar debidos a fallos en las uniones soldadas como causa raíz, sin embargo, son pocos los autores que han presentado análisis detallados sobre este tipo de fallo.

Por ello, este TFM se ha orientado al análisis de los estudios publicados por varios autores, con el fin de establecer una serie de denominadores comunes en las causas de fallo de estas tuberías, y que permitan proponer, tanto una alternativa en el proceso de soldadura de estas tuberías, como de una serie de medidas de actuación, preventivas y/o predictivas, para evitar la aparición de dichos fallos.

Para conseguir estos objetivos, se ha realizado una investigación de los accidentes ocurridos en la industria petroquímica de manera genérica, para posteriormente focalizar la atención en los fallos surgidos en las uniones soldadas de las tuberías del sector.

Con el fin de clasificar y documentar estos casos, y poder obtener la información necesaria para su análisis, se ha llevado a cabo una búsqueda exhaustiva de artículos y publicaciones de varios autores, en diferentes bases de datos, como SCOPUS, Ucrea y Google académico, entre otras.

3.2. ACCIDENTES EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA

Como se ha mencionado anteriormente, muchos son los factores que pueden provocar un fallo en la industria petroquímica, llegando a ocasionar un accidente que, en muchos casos, tiene como consecuencia un elevado número de muertes. A continuación, se enumeran una serie de accidentes acaecidos en el sector, ordenados cronológicamente.

3.2.1. **Accidentes en oleoductos**

- Octubre de 1998 - un oleoducto hizo explosión en Jesse, Nigeria, matando a unos 1078 aldeanos.
- Mayo de 2001 - un oleoducto sufre rupturas en las afueras de Lagos, Nigeria, provocando la muerte de unas 200 personas.
- Diciembre de 2010 - Explota un oleoducto, en el municipio de San Martín Texmelucan, México, debido a una toma clandestina usada para el robo de combustible. Al menos 27 personas mueren y 52 heridas.
- Enero de 2019 - Explota un oleoducto en el estado mexicano de Hidalgo. Se estima que murieron 66 personas y 79 resultaron heridas.
- Julio 2020 - Una explosión en un oleoducto de El Cairo, Egipto, provoca 17 heridos.

3.2.2. **Accidentes en gasoductos**

- 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 de 1993 - Explota un gasoducto en Venezuela durante los trabajos de colocación de fibra óptica en la Autopista Regional del Centro en Venezuela, dejando 53 personas muertas y 70 heridas.
- Noviembre de 1993 - Explota gasoducto en la provincia de Quiang Ninh, Vietnam. Mueren 39 personas.
- Febrero de 1994 - Explota gasoducto que unía las instalaciones de Pemex en el estado de Tabasco, México. Mueren 10 personas.
- Diciembre de 1994 - Explota gasoducto en el estado de Monagas, Venezuela. Mueren 70 personas.
- Enero de 1995 - Explota gasoducto de Jian, provincia china de Shandong. Mueren 11 personas.
- Agosto de 1996 - Explosión gasoducto en Henan, centro de China, produjo 100 muertos; la explosión fue causada por un intento de robo.
- Diciembre de 1998 - Explota gasoducto en Arroyo de Piedras, Colombia. Mueren 15 personas y 200 heridos.

- Agosto de 2000 - Explosión de gasoducto cerca de Carlsbad, Nuevo México, EU, mató a 12 miembros de la misma familia.
- Julio de 2004 - Explosión gasoducto en Ghislenghien, Bélgica, matando a 23 personas y 122 heridos.
- Diciembre de 2006 - explota un gasoducto en Nigeria, dejando más de 500 muertos.
- Septiembre de 2007 - varios accidentes en gasoductos de la petrolera estatal mexicana (PEMEX) en el estado de Veracruz, aunque no causó víctimas, obligó a evacuar a 21,000 personas.
- Julio de 2014 - se produce una explosión en una tubería de gas, en Kaohsiung, Taiwán, murieron 27 personas.

3.2.3. **Otros accidentes en el sector petroquímico**

- Julio de 1988 - en una plataforma petrolífera explotó en Piper Alpha, Mar del Norte, ocasionando 167 muertes.
- Abril de 1992 - una explosión de gasolina en el sistema de alcantarillado en Guadalajara, México, mato a 215 personas.
- Agosto de 2000 - Explota un tren cisterna que transportaba gas licuado en Nairobi. Mueren 25 personas.
- Diciembre de 2003 - explota yacimiento de gas natural en Chongqing, China. Mueren 193 personas y fueron afectados 28 núcleos urbanos.
- Agosto de 2003 - Un incendio en un tanque de gasolina en Puertollano, España, provoca la muerte de 9 personas y 17 resultaron heridas.
- Enero de 2004 - Explosión en el perímetro de la planta gasística de Skikda, Argelia. Mueren 22 personas y 74 heridos.
- Mayo de 2006 - explosión en Nigeria, mueren 150 personas.
- Agosto de 2010 - Dos explosiones ocurridas en Texas con 5 muertes y 8 heridos.
- Diciembre de 2011 - Un poliducto hace explosión en la población de Dosquebradas, Colombia, causando 39 muertos y 80 heridos.
- Marzo de 2014 - un escape de gas en un comercio de Nueva York, EE. UU., causó la muerte de 8 personas y al menos 74 heridos.

A continuación, en la Tabla 13, se resumen algunos de los accidentes más importantes producidos en el sector, que han generado un elevado número de fallecimientos.

Tabla 13: Accidentes sector petroquímico (Fuente: propia).

Fecha	Localización	Impacto (fallecimientos)	Instalaciones
Junio de 1989	Urales, URSS	645	Gasoducto
Abril de 1992	Guadalajara, México	215	Alcantarillado
Septiembre de 1993	Autopista Regional del Centro, Venezuela	53	Gasoducto
Noviembre de 1993	Quiang Ninh, Vietnam	39	Gasoducto
Febrero de 1994	Tabasco, México	10	Gasoducto
Diciembre de 1994	Monagas, Venezuela	70	Gasoducto
Enero de 1995	Shandong, China	11	Gasoducto
Agosto de 1996	Henan, China	100	Gasoducto
Julio de 1998	Piper Alpha, Mar del Norte	167	Plataforma petrolífera
Octubre de 1998	Jesse, Nigeria	1078	Oleoducto
Diciembre de 1998	Arroyo de Piedras, Colombia	15	Gasoducto
Mayo de 2001	Lagos, Nigeria	200	Oleoducto
Diciembre de 2003	Chongqing, China	193	Yacimiento
Julio de 2004	Ghislenghien, Bélgica	23	Gasoducto
Diciembre de 2006	Lagos, Nigeria	500	Gasoducto
Diciembre de 2010	San Martín Texmelucan, México	27	Oleoducto
Diciembre de 2011	Dosquebradas, Colombia,	39	Poliducto
Julio de 2014	Kaohsiung, Taiwán	27	Gasoducto
Enero de 2019	Hidalgo, México	66	Oleoducto

3.3. CASOS DE ESTUDIO

A lo largo de este apartado, se analizarán los casos de fallos, encontrados en la soldadura o ZAT de las tuberías del sector petroquímico, y que serán la base de la propuesta de este TFM. Para ello, se expondrá un breve resumen de los casos estudiados, la metodología de estudio empleada en cada caso y las conclusiones expuestas por los autores de cada uno de los artículos analizados.

A continuación, se presenta en la Figura 37, las zonas de interés en las que subdivide la soldadura, y que nos ayudarán a entender, el origen del fallo en las tuberías que se analizarán en los casos de estudio propuestos.

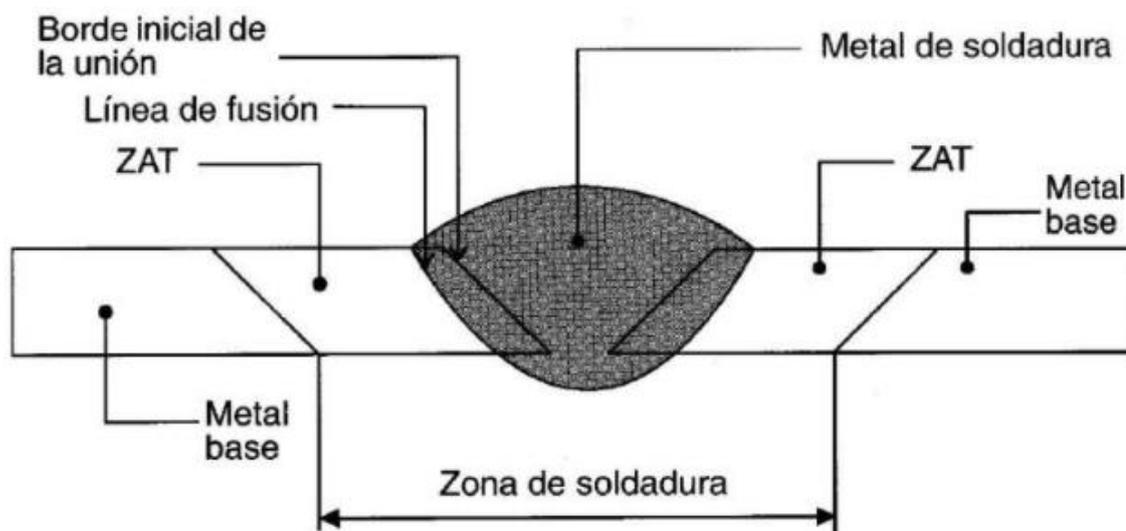


Figura 37: Esquema general de las zonas de la soldadura [61].

• **Caso 1: "Failure analysis of a natural gas pipeline" [62].**

Antecedentes: Una tubería submarina de acero API 5L X60, de 30" de diámetro, que transporta gas natural, presentaba fugas en varios puntos a lo largo de su soldadura longitudinal tan solo 3 meses después de su puesta en servicio. La presión de diseño de esta tubería era de 114 bares, y antes de producirse la fuga, la presión real a la que estaba sometida la era de 60 bares.

Metodología de estudio: Para llevar a cabo el análisis de los fallos, se extrajeron 2 metros de tubería situada a 60 m de profundidad, y se realizaron los pertinentes ensayos físicos, químicos y mecánicos, en donde se destacan de forma particular:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura, tanto por inspección visual como con lupa estereomicroscópica, y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica y microscopía electrónica de barrido.
- 2.- Medidas de espesor
- 3.- Análisis químico del material
- 4.- Estudio de corrosión
- 5.- Mediciones de dureza y microdurezas y ensayos de tracción e impacto.

Conclusión: El fallo de la tubería vino provocado por la aparición de grietas en la soldadura longitudinal de la estructura, causadas por defectos metalúrgicos durante la soldadura. Los factores que pudieron desencadenar estos defectos serían tanto una selección inapropiada de parámetros de soldeo, como un flujo y un metal de aporte inadecuados. Estos defectos provocaron la aparición de corrosión por picadura en sus zonas circundantes que, unidos a la presencia de zonas de concentración de tensiones, desencadenaron la aparición de las grietas en la soldadura longitudinal.

- **Caso 2: "Pitting and Stress Corrosion Cracking in Heat-Affected Zone of Welded Underground 304 Stainless Steel Pipe" [63].**

Antecedentes: Una tubería subterránea de acero inoxidable AISI 304, que transportaba agua de servicio en una planta petroquímica a temperatura ambiente, se perforó después de unos meses de funcionamiento. Se observó que la corrosión se producía exclusivamente en la superficie inferior externa de la tubería, con algunas perforaciones en las zonas adyacentes a los cordones de soldadura.

Metodología de estudio: Para establecer la causa del fallo, se extrajo una sección de la tubería perforada y se sometió a una los siguientes ensayos físicos, químicos y mecánicos:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura por inspección visual, y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica y microscopía electrónica de barrido combinado con difracción de rayos X.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Estudio de corrosión
- 4.- Mediciones de dureza y microdurezas.

Conclusión: Una vez analizados los resultados de los ensayos realizados, la investigación concluyó que la causa del fallo de la tubería se produjo en la ZAT de la soldadura, por corrosión por picadura y agrietamiento por corrosión bajo tensión en presencia de iones de cloruro. Esto podría haber sido favorecido por una combinación de tensiones residuales y la baja energía de falla de apilamiento característica del material.

- **Caso 3: "Pitting of 316L stainless steel in flare piping of a petrochemical plant" [64].**

Antecedentes: Una tubería de acero inoxidable tipo AISI 316L, de 6" de diámetro falló tras unos meses instalada en una planta petroquímica, y antes de entrar en servicio. La tubería presentaba picaduras que afectaban a la soldadura y a la ZAT.

Metodología de estudio: Para conocer el origen del fallo, se realizaron los análisis químicos y micro y macroscópicos listados a continuación:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura por inspección visual, y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica y microscopía electrónica de barrido.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Estudio de corrosión

Conclusión: El resultados de estos análisis indicó que, la presencia de un alto nivel de inclusiones en la zona soldada (ZAT y zona de fusión), eran la principal causa que indujeron la aparición de picaduras por iones cloruro. También se observó en la zona de fusión el fenómeno de corrosión general, que puede atribuirse al efecto galvánico entre ferrita delta interdendrita y el austenítico con núcleo en la zona soldada, que podría evitarse mediante un recocido adecuado después de la soldadura.

- **Caso 4: "Failure analysis of AISI 304 stainless steel pipeline transmission a petrochemical plant" [65].**

Antecedentes: En este caso de estudio, se presenta el análisis del fallo de una tubería de transmisión de CO₂ de acero inoxidable AISI 304 en una planta petroquímica. Después de varios años de funcionamiento se detectó una grieta en la ZAT de la soldadura de unión de una tubería y una válvula.

Metodología de estudio: SE realizaron los siguientes estudios sobre la tubería fallado:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura por inspección visual, y estudio microestructural y fractográfico mediante difracción por rayos X.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Estudio de corrosión

4.- Ensayos de dureza.

Conclusión: Los resultados de este estudio determinaron que la causa del fallo fue la precipitación de carburos de Cr (sensibilización) en la ZAT, causado por la exposición a altas temperaturas durante el proceso de soldadura, lo cual condujo a la aparición de una serie de grietas microscópicas que favorecieron el fenómeno de corrosión.

- **Caso 5: "A case study: Failure analysis of crude oil pipeline rupture" [66].**

Antecedentes: Tras 15 años de funcionamiento, se produjo el fallo de un tramo de oleoducto que transportaba crudo desde alta mar hasta una refinería en tierra. La tubería, API 5L X65, con un diámetro de 18" de diámetro, presentó el fallo en la soldadura longitudinal, realizada mediante LSAW. Dos años antes de presentar el fallo, se había inspeccionado la tubería con la tecnología axial MFL, mediante piggings inteligentes, sin detectarse ningún defecto significativo.

Metodología de estudio: Para esclarecer las causas del fallo, se llevaron a cabo los siguientes análisis físicos, químicos y mecánicos:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura por inspección visual, y estudio microestructural y fractográfico.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Estudio de corrosión
- 4.- Mediciones de dureza y microdurezas y ensayos de tracción e impacto.

Conclusión: Tras los análisis que se realizaron en el laboratorio, se concluyó que el fallo de la tubería se había producido por el inicio de microfisuras en la ZAT, debidas a pequeños defectos de soldadura que, a su vez, se habrían propagado por la fatiga causada por la presión cíclica de funcionamiento. Estas microfisuras, se encontraban estrechamente espaciadas, lo que condujo a un gran tamaño de grieta, desencadenando la rotura de la tubería.

- **Caso 6: "A case study on failure of AISI 347H stabilized stainless steel pipe in a petrochemical plant" [67].**

Antecedentes: Una tubería acero de inoxidable AISI 347H, de una planta petroquímica falló tras 60.000 horas de servicio. El fallo se originó en la ZAT, por fractura frágil.

Metodología de estudio: Para el estudio del fallo de la tubería se realizaron los siguientes ensayos mecánicos, físicos y químicos:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura, tanto por inspección visual como con lupa estereomicroscópica, y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica, microscopía electrónica de barrido y difracción de rayos X.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Estudio de corrosión
- 4.- Mediciones de dureza y microdurezas y ensayos de tracción e impacto.

Conclusión: Los ensayos realizados revelaron que la fractura frágil se originó por el crecimiento y propagación de una grieta debida al estrés térmico durante el servicio. Un factor determinante en el crecimiento de la grieta fue la formación de la fase Sigma, en el rango de entre 450-850°C debido al tratamiento térmico posterior a la soldadura o a la temperatura de servicio.

- **Caso 7: "Role of Welding Defects on the Failure of Sub-sea Carbon Steel Gas Pipeline" [68].**

Antecedentes: Tras 5 años de servicio, se produjo el fallo de una tubería, pese a que su vida útil estimada era de 20 años. El fallo se produjo en la soldadura circunferencial de un carrete de un gasoducto submarino, fabricado con acero al carbono API 5XL grado X52, de 4" de diámetro

Metodología de estudio: Se realizó un estudio detallado del fallo de las soldadura de la tubería, mediante ensayos destructivos y no destructivos:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura, tanto por inspección visual como con líquidos penetrantes, y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica, microscopía electrónica de barrido y difracción de rayos X.

- 2.- Medidas de espesor
- 3.- Análisis químico del material
- 4.- Estudio de corrosión
- 5.- Mediciones de dureza y microdurezas y ensayos de tracción e impacto.

Conclusión: El examen inicial de la superficie interior del carrete reveló una corrosión general moderada con pocas picaduras superficiales, excepto en la zona de la soldadura circunferencial, en la línea de fusión entre el metal de soldadura y la ZAT, que mostraba graves picaduras localizadas.

Tras obtenerse los resultados de todos los ensayos, tanto no destructivos, como destructivos, de la zona de la soldadura, se observó que el fallo se había originado por corrosión erosión localizada, producida por una soldadura inadecuada, que presentaba tanto mordeduras como penetración excesiva. La zona de la línea de fusión que presentaba los defectos de soldadura habría generado un flujo turbulento, favoreciendo la aparición de la corrosión erosión.

- **Caso 8: "Failure analysis of the oil transport spiral welded pipe" [69].**

Antecedentes: Una tubería de acero API 5L X52, de 28" de diámetro y un espesor de pared de entre 8-10 mm, falló durante el servicio, habiéndose mantenido su presión de trabajo siempre por debajo de la presión de diseño de 3,8 MPa. La tubería que causó el fallo había sido soldada con soldadura en espiral y su temperatura de servicio se encontraba entre 30 y 60°C.

Metodología de estudio: Para identificar los factores que condujeron al fallo se cortaron muestras del tubo fallado, se atacaron con ácido y se realizaron los siguientes análisis:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura por inspección visual y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica y microscopía electrónica de barrido.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Mediciones de dureza y microdurezas y ensayos de tenacidad e impacto.

Conclusión: Los exámenes visuales y de microestructura realizados, revelaron que el fallo se produjo por la aparición de grietas entre el material base y la ZAT. La significativa alineación de inclusiones de óxido, detectadas a lo largo de la textura de rodadura de la soldadura, redujo significativamente la resistencia mecánica del metal base, originando la aparición de las grietas. Además, la combinación de las tensiones residuales de la soldadura y la concentración de tensiones favoreció la propagación de las estas grietas, originando el fallo.

- **Caso 9: "Stress corrosion failure of an X52 grade gas pipeline" [70].**

Antecedentes: Una tubería que formaba parte de la red de distribución de un gasoducto de Pakistán, falló cuando llevaba entorno a los 23 años de servicio. La tubería era una tubería enterrada, de acero API 5L X52, de 18" de diámetro y soldada en forma espiral mediante SMAW. El fallo se produjo a lo largo de la soldadura de la tubería.

Metodología de estudio: El análisis del fallo se realizó in situ, mediante inspección visual del revestimiento protector, y después se trasladaron tres fragmentos de la tubería al laboratorio para realizarse los siguientes ensayos:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura por inspección visual y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica y microscopía electrónica de barrido.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Estudio de corrosión
- 4.- Mediciones de dureza y microdurezas.

Conclusión: Tras analizar los resultados obtenidos en el laboratorio, se observó que la causa más probable del fallo de la soldadura fue debida a SCC (corrosión bajo tensión), siendo estas producidas por la eliminación de la capa de revestimiento protector; así como las tensiones adicionales que se habían producido sobre la tubería al sumergirse la zona donde se produjo el fallo, por debajo del nivel del resto de la tubería, con el fin de evitar un canal que cruzaba.

- **Caso 10: "Stress corrosion failure of an X52 grade gas pipeline" [71].**

Antecedentes: Una tubería de refuerzo de gas, de una planta de GNL, en China, falló durante su servicio debido al agrietamiento en la unión soldada de la tubería. La tubería, de acero API 5L X52, presentó una grieta en la unión entre una tubería principal y una secundaria, soldadas por el proceso GTAW, y que presentaban diferentes diámetros; siendo el diámetro de la tubería principal de 12,8" y el de la tubería secundaria de 10,8".

Metodología de estudio: Para el estudio del fallo de la tubería se realizaron los siguientes ensayos mecánicos, físicos y químicos:

- 1.- Estudio macroscópico de la apariencia de la superficie de rotura, tanto por inspección visual como microscopía digital, y estudio microestructural y fractográfico mediante microscopía óptica y microscopía electrónica de barrido.
- 2.- Análisis químico del material
- 3.- Medición de espesores
- 3.- Estudio de corrosión
- 4.- Mediciones de dureza y microdurezas, y ensayos de tracción y flexión.

Conclusión: La diferencia de diámetros entre ambas tuberías obligó a una soldadura de varias pasadas, con gran cantidad de material de aporte, para llevar a cabo el ajuste dimensional, lo cual introdujo una gran cantidad de inclusiones, que desencadenaron en la aparición de grietas de solidificación y microfisuras en la soldadura.

Por otro lado, el paso del propio fluido a través de las tuberías provocaba una serie de vibraciones que, aunque no causaron directamente la aparición de las grietas o microfisuras, fomentaron su propagación, lo que condujo al fallo por agrietamiento.

A continuación, se muestra, en la Tabla 14, un resumen de los fallos analizados anteriormente, así como su principal zona de localización, en la Figura 38.

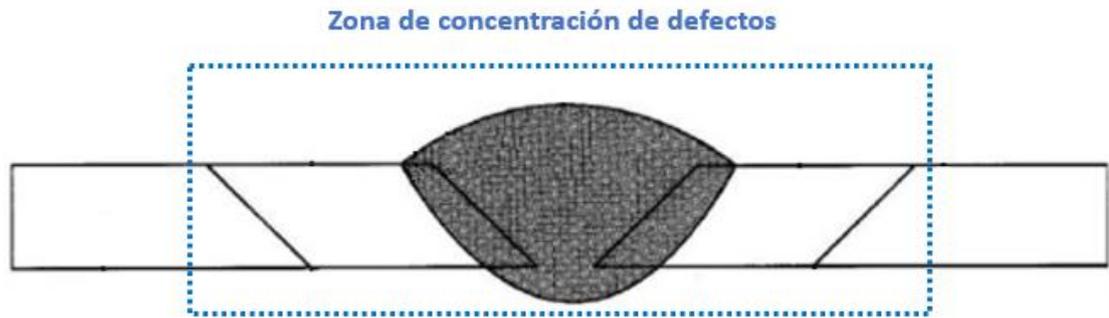


Figura 38: Zona de concentración de defectos (Fuente: propia).

Tabla 14: Resumen del análisis de fallos en uniones soldadas (Fuente: propia).

REF.	CASO	ESTUDIO	FALLO	MATERIAL BASE	MEDIO	FLUIDO	CAUSA	SUBCAUSA	FACTORES
62	1	Failure analysis of a natural gas pipeline	Soldadura	API 5L X60 Ø 30"	Submarino	Gas natural	Grietas	Defectos metalúrgicos	Parámetro de soldadura, Flujo y material de aporte inadecuado o SCC
63	2	Pitting and Stress Corrosion Cracking in Heat-Affected Zone of Welded Underground 304 Stainless Steel Pipe	ZAT	AISI 304	Enterrado	Agua	Corrosión por picadura y agrietamiento por corrosión bajo tensión	Tensiones residuales y pérdida de protección de la corrosión	Tratamiento térmico y material base
64	3	Pitting of 316L stainless steel in flare piping of a petrochemical plant	ZAT y zona de fusión	AISI 316L Ø 6"	Exposición ambiente marino	Agua (prueba hidráulica antes de servicio)	Picaduras por iones cloruro	Inclusiones	Mala selección de material aporte y tratamiento térmico inadecuado
65	4	Failure analysis of AISI 304 stainless steel pipeline transmission a petrochemical plant	ZAT	AISI 304	----	CO ₂	Corrosión	Sensibilización	Proceso de soldadura

REF.	CASO	ESTUDIO	FALLO	MATERIAL BASE	MEDIO	FLUIDO	CAUSA	SUBCAUSA	FACTORES
66	5	Failure analysis of crude oil pipeline rupture	ZAT	API 5L X65 Ø 18"	Submarino	Petróleo	Grieta	Microfisuras	Defectos de soldadura propagados por fatiga
67	6	A case study on failure of AISI 347H stabilized stainless steel pipe in a petrochemical plant	ZAT	AISI 347H	---	Vapor de agua	Grietas	Estrés térmico	Tratamiento térmico escaso o inexistente y temperatura de servicio
68	7	Role of Welding Defects on the Failure of Sub-sea Carbon Steel Gas Pipeline	Línea de fusión entre metal de aporte y ZAT	API 5L X52 Ø 4"	Submarino	Gas	Picaduras	Corrosión erosión localizada	Mordeduras o exceso de penetración de la raíz
69	8	Failure analysis of the oil transport spiral welded pipe	Metal base adyacente a la ZAT	API 5L X52 Ø 28"	---	Petróleo	Grietas	Inclusiones de oxido	Tensión residual y concentración de tensiones
70	9	Stress corrosion failure of an X52 grade gas pipeline	Soldadura	API 5L X52 Ø 18"	Enterrado	Gas	Corrosión bajo tensión	Eliminación revestimiento	Tensiones adicionales
71	10	Investigation of weld cracking of a BOG booster pipeline in an LNG receiving station	Soldadura	API 5L X52 Ø 12,8/10,8"	---	Gas	Grietas	Inclusiones	Diseño inapropiado

CAPÍTULO 4. RESULTADO Y ANÁLISIS

4.1. INTRODUCCIÓN

Como se ha podido observar en el capítulo anterior, son muchos los fallos que se producen en tuberías debidos a agrietamientos en la soldadura. Ya sea en la zona de fusión, o en la ZAT, la aparición de una grieta supone uno de los defectos más graves que se puede presentar en una soldadura, y que puede inducir a un fallo en una tubería empleada en el sector petroquímico, con consecuencias catastróficas.

Las grietas pueden actuar como lugares de concentración de tensiones que, si no son detectados, conducen a un fallo prematuro por fatiga, así como ofrecer lugares favorables para el agrietamiento por corrosión bajo tensión o por fragilización por hidrógeno.

Habitualmente, las grietas tienen su origen en el proceso de soldadura, ya sea por defectos producidos durante el propio proceso de soldeo como inclusiones, mordeduras, penetración excesiva..., o por una mala selección de parámetros, flujo o materiales. Muchos de estos defectos pueden ser eliminados o prevenidos, durante el proceso de soldadura, mediante la realización de ensayos no destructivos, una buena elección del proceso de soldeo y sus parámetros, y una elección de tratamiento térmico adecuados.

Por ello, a lo largo de este capítulo, analizaremos estas actividades que pueden reducir y eliminar la aparición de estos defectos, y propondremos un proceso de soldeo e inspección adecuados, para la unión de dos tramos de tuberías enterradas, destinadas al transporte de crudo.

De acuerdo con la norma API 1104 que, como se ha mencionado anteriormente, rige la fabricación de las tuberías API 5L, antes de iniciarse la soldadura de producción, se deberá realizar un procedimiento detallado que demuestre que con dicho procedimiento se pueden realizar soldaduras con las propiedades mecánicas, y la solidez adecuadas y requeridas para cada caso particular. Estos procedimientos deberán ser respetados y mantenidos durante el tiempo que dure la fabricación.

A continuación, las Figura 39 y 40, muestran las plantillas para el registro de estos procedimientos, con los parámetros que han de completarse.

Reference: API Standard 1104, 5.2

PROCEDURE SPECIFICATION NO. _____

For _____ Welding of _____ Pipe and fittings

Process _____

Material _____

Pipe outside diameter and wall thickness _____

Joint design _____

Filler metal and no. of beads _____

Electrical or flame characteristics _____

Position _____

Direction of welding _____

No. of welders _____

Time lapse between passes _____

Type and removal of lineup clamp _____

Cleaning and/or grinding _____

Preheat/stress relief _____

Shielding gas and flow rate _____

Shielding flux _____

Speed of travel _____

Plasma gas composition _____ Plasma gas flow rate _____

Plasma gas orifice size _____

Sketches and tabulations attached _____

Tested _____ Welder _____

Approved _____ Welding supervisor _____

Adopted _____ Chief engineer _____

Standard V-Bevel Butt Joint

Sequence of Beads

Note: Dimensions are for example only.

ELECTRODE SIZE AND NUMBER OF BEADS				
Bead Number	Electrode Size and Type	Voltage	Amperage and Polarity	Speed

Figura 39: Especificación del procedimiento [30].

COUPON TEST REPORT							
Date _____				Test No. _____			
Location _____				Weld Position: Roll <input type="checkbox"/> Fixed <input type="checkbox"/>			
State _____				Mark _____			
Welder _____				Time of day _____			
Welding time _____				Wind break used _____			
Mean temperature _____				Voltage _____			
Weather conditions _____				Amperage _____			
Welding machine type _____				Welding machine size _____			
Filler metal _____				Reinforcement size _____			
Pipe type and grade _____				Wall thickness _____			
				Outside diameter _____			
	1	2	3	4	5	6	7
Coupon stenciled							
Original specimen dimensions							
Original specimen area							
Maximum load							
Tensile strength							
Fracture location							
<input type="checkbox"/> Procedure		<input type="checkbox"/> Qualifying test		<input type="checkbox"/> Qualified			
<input type="checkbox"/> Welder		<input type="checkbox"/> Line test		<input type="checkbox"/> Disqualified			
Maximum tensile _____		Minimum tensile _____		Average tensile _____			
Remarks on tensile-strength tests _____							
1. _____							
2. _____							
3. _____							
4. _____							
Remarks on bend tests _____							
1. _____							
2. _____							
3. _____							
4. _____							
Remarks on nick-break tests _____							
1. _____							
2. _____							
3. _____							
4. _____							
Test made at _____				Date _____			
Tested by _____				Supervised by _____			
Note: Use back for additional remarks. This form can be used to report either a procedure qualification test or a welder qualification test.							

Figura 40: Informe del cupón de prueba [30].

Una vez cualificado el proceso, se deberá hacer lo mismo con los soldadores que van a participar en la soldadura de producción. Para ello, se deberá realizar una prueba que demuestre la habilidad del soldador para llevar a cabo la soldadura de producción, según dicho procedimiento.

También el personal que realice inspecciones deberá estar cualificado en base a su experiencia y formación para la tarea de inspección que se vaya a realizar. La empresa deberá mantener, durante el periodo de

producción, la documentación de dichas cualificaciones, que deberán contener:

- Educación y experiencia
- Formación
- Resultados de los exámenes de cualificación.

En cuanto al personal que realice ensayos no destructivos, deberá estar cualificado como nivel I, II o III, según las recomendaciones de la *American Society for Nondestructive Testing, Recommended Practice No. SNT-TC-IA*, o cualquier otro programa de certificación nacional reconocido que sea aceptable para la empresa, para el método de ensayo utilizado.

4.2. MATERIALES

4.2.1. Material base

La tubería que se va a emplear para la propuesta a realizar en este TFM, titulado: "Análisis de Fallos en Uniones Soldadas en las Redes de Distribución del sector Petroquímico: Propuestas de Mejora", será de acero API 5L X70 PSL2 24" SCH-STD (9,52 mm), fabricada sin costura, lo que nos permitirá poner el foco de atención en la soldadura de unión entre tramos de tuberías, evitando así, los fallos producidos en la soldadura del material base, como se ha podido observar en los casos de estudio 1, 5, 8 y 9.

El grado de la tubería, viene determinado por su límite elástico, por ejemplo, para la tubería empleada en este trabajo, será un acero API 5L de grado X70, lo que equivale a un límite elástico de 70 ksi.

En la Tabla 15 se detallan composición química y las propiedades mecánicas del material seleccionando.

Tabla 15: Propiedades químicas y mecánicas del acero API 5L X70 PSL2 [30].

Grado	C (%)	Mn (%)	P (%)	S (%)	Límite elástico min. (MPa)	Tensión de rotura min. (MPa)
API 5L X70	0,24	1,40	0,025	0,015	485	570

La especificación API 5L también hace distinción, dentro del mismo grado, en dos tipos de tuberías, según el nivel de especificación del producto (*PSL* según sus siglas en inglés). Estas especificaciones se

denominan PSL1 y PSL2, siendo los requisitos de la especificación PSL2 más restrictivos, por ejemplo, respecto a la composición química y algunas propiedades mecánicas como el límite elástico y la tenacidad a fractura, como se muestra en la Figura 41, donde se detallan las diferencias entre los requisitos de ambas especificaciones.

Parameter	PSL 1	PSL 2
Grade range	A25 through X70	B through X80
Size range	0.405 through 80	41/2 through 80
Type of Pipe Ends	Plain-end, threaded-end; belled-end; special coupling pipe	Plain-end
Seam welding	All methods; continuous welding limited to Grade A25	All methods except continuous and laser welding
Electric welds: welder frequency	No minimum	100 kHz minimum
Heat treatment of electric welds	Required for grades > X42	Required for all grades (B through X80)
Chemistry: max C for seamless pipe	0.28% for grades \geq B	0.24%
Chemistry: max C for welded pipe	0.26% for grades \geq B	0.22%
Chemistry: max P	0.030% for grades \geq A	0.025%
Chemistry: max S	0.030%	0.015%
Carbon Equivalent:	Only when purchaser specifies SR18	Maximum required for each grade
Yield Strength, Maximum	None	Maximum for each grade
UTS, Maximum	None	Maximum for each grade
Fracture Toughness	None required	Required for all grades
Repair by welding of pipe body, plate, and skelp	Permitted	Prohibited
Repair by welding of weld seams without filler metal	Permitted by agreement	Prohibited
Certification	Certificates when specified per SR15	Certificates (SR15.1) mandatory
Traceability	Traceable only until all tests are passed, unless SR 15 is specified	Traceable after completion of tests (SR15.2) mandatory

Figura 41: Diferencia de requisitos en tuberías PSL1 y PSL2 [30].

Esta tubería será suministrada por un proveedor cualificado, que deberá certificar los ensayos, tanto destructivos como no destructivos, que haya realizado sobre la tubería, en conformidad con la especificación API 5L.

Adicionalmente, será requerido un tratamiento térmico simulado, que reproduzca las condiciones del tratamiento a las que se someterá la unión soldada, para garantizar las propiedades mecánicas del material base en estas condiciones.

4.2.2. **Material de aporte**

Como se expondrá más adelante en el presente capítulo, el proceso de soldadura seleccionado para este trabajo ha sido soldadura por arco sumergido (SAW). El SAW es un proceso que requiere, para llevarse a cabo, además del material de aporte, de un fundente que proteja a la soldadura.

Para la elección del material de aporte la norma API 1104, nos redirige a las especificaciones AWS (American Welding Society), donde deberemos tener en cuenta, que las propiedades del material de aporte han de ser similares a las del material a soldar.

La AWS 5.17 establece para la soldadura SAW, mediante la designación mostrada en la Figura 42, la combinación material de aporte-fundente en base a [72]:

- Las propiedades mecánicas del material de soldadura combinado con el fundente.
- El tratamiento térmico aplicable a dicha combinación.
- La composición química del electrodo o material de soldadura en combinación con el fundente.

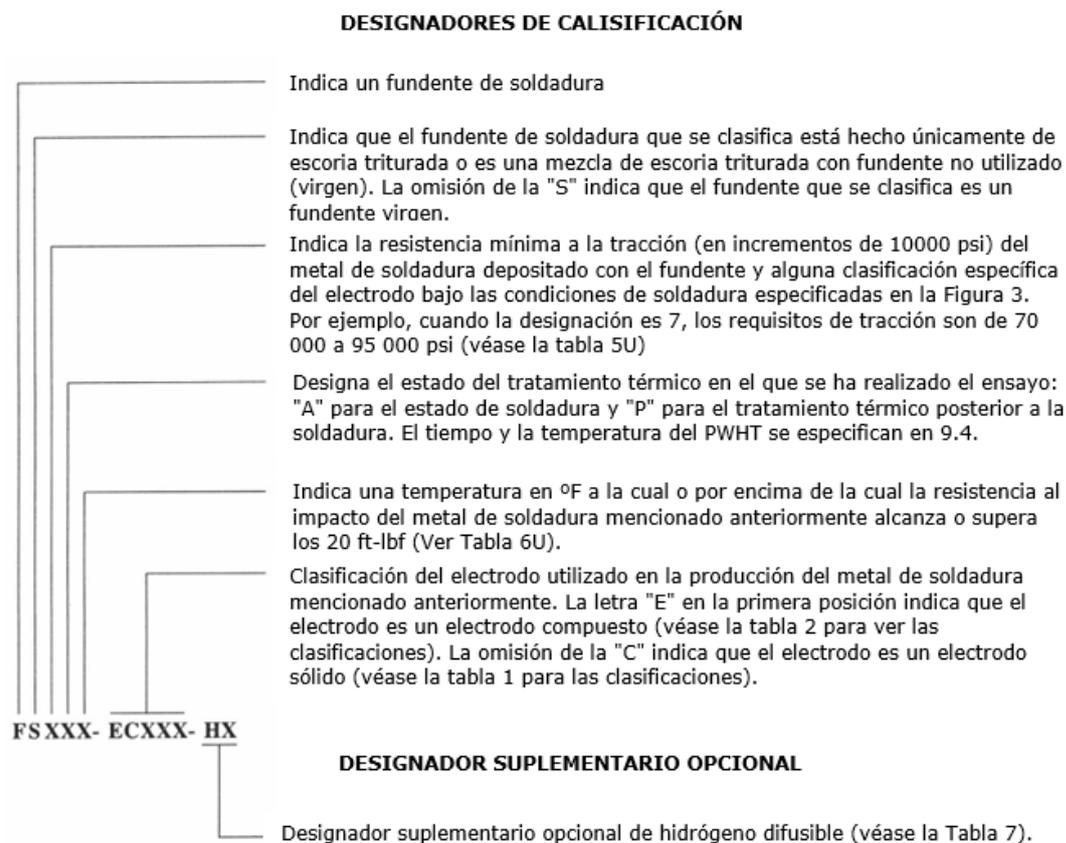


Figura 42: Designación de combinación material de aporte-fundente. Traducción al español [72].

En el caso del presente trabajo, la combinación material de aporte-fundente seleccionada será F48P2-EM14K, donde:

- 48 indica que el límite elástico del fundente es de 480-660 MPa.
- P indica que el ensayo se realizará con tratamiento térmico posterior a la soldadura.
- 2 indica que la energía del ensayo de impacto Charpy, que se realiza a -20°C, será superior a 27 J.
- EM14K indica la clasificación del electrodo.

Una vez definida la combinación de material de aporte-fundente, se establece el diámetro del material de aporte, que, en base al espesor de la tubería, será de un diámetro de 2 mm ± 0,004 mm.

4.3. SOLDADURA

4.3.1. Preparación de la soldadura

De acuerdo con la norma ASME B31.4-1998 *Edition* [73], y a la configuración de las piezas que van a ser unidas, la soldadura será realizada mediante soldadura a tope.

A partir de un espesor de pieza de 6mm, es muy importante preparar los bordes de las piezas que se van a unir, con lo que se conseguirá una mayor penetración. Como se expresa en la mencionada norma, esta preparación de bordes puede presentarse en varias configuraciones, sin embargo, debido a la gran penetración que presenta el proceso SAW, nos permitirá la elección del doble bisel o tipo V, formando una ranura de soldadura de 30°, siendo este, un bisel sencillo de mecanizar. Además, siguiendo las pautas de esta norma, toda operación de fabricación debe ir precedida de un control visual para la detección de defectos superficiales en la tubería.

Basándonos en las experiencias mostradas en el Capítulo 3, una preparación inadecuada de la soldadura puede desencadenar el fallo de ésta, como se muestra en el caso 10, por lo que se hace necesario, además de la inspección visual, hacer una inspección más exhaustiva de los bordes antes de soldar, y evitar así la presencia de defectos previos al proceso de soldadura. Para ello, una de las técnicas más empleadas y que permite una mejor detección sería la inspección mediante partículas magnéticas, ya que nos permite detectar discontinuidades, tanto a nivel superficial como subsuperficial, mostrando este método, una gran sensibilidad en la detección de defectos que puedan encontrarse situados a una profundidad de hasta ¼" (aproximadamente 6 mm) de la superficie, y que resultarían imperceptibles para el ojo humano.

En la figura 43 se observan los controles que han de realizarse a la preparación de bordes.

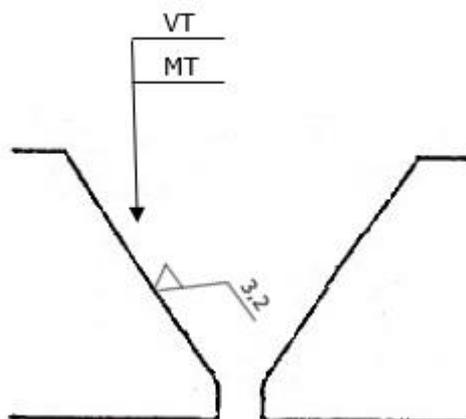


Figura 43: Inspecciones de bordes (Fuente: propia).

4.3.2. **Proceso de soldadura**

El proceso seleccionado para realizar la unión de estas tuberías será el proceso SAW. Este proceso fue desarrollado en la década de 1930, debido a la necesidad de proporcionar un metal de soldadura depositado de alta calidad a una alta tasa de deposición. Además, el proceso SAW, permitía la posibilidad de automatizar la soldadura.

Para este proceso, se emplea un fundente granular y un hilo recubierto de cobre en forma de carrete, lo que permite depositar largos tramos de soldadura sin interrupción, utilizando un diámetro de hilo de electrodo que oscila entre 1,6 y 10 mm. El fundente granular se vierte para cubrir la unión por delante del electrodo, por lo que el hilo del electrodo avanza a través del fundente y el arco queda fusionado debajo de él, lo que confiere al cordón de soldadura una protección frente a la contaminación atmosférica. Esto nos permite eliminar los elementos de protección ocular, tan característicos en otros procesos.

El fundente, proporciona un manto de escoria sobre el cordón depositado, que se desprende fácilmente al enfriarse. El fundente que no ha llegado a fundirse puede ser recogido mediante aspiración y reutilizado.

La principal ventaja de este proceso radica en sus cualidades inherentes, como el fácil control de las variables del proceso, la alta calidad, la penetración profunda, acabado suave, capacidad de soldar secciones más gruesas y prevención de la contaminación atmosférica del baño de soldadura [74]. Además, este proceso no requiere de una gran cualificación del personal, y puede ser automatizado, lo que se traduce en un impacto positivo en el presupuesto de un proyecto.

Para poder realizar una buena soldadura mediante este proceso de soldeo, se deben controlar una serie de parámetros en función del espesor del tubo y de la preparación de la unión a soldar. Entre estos parámetros destacan los siguientes:

- Polaridad
- Corriente de soldadura
- Diámetro del consumible
- Tensión de arco
- Velocidad de avance
- Temperatura de precalentamiento y entre pasadas

En el caso de estudio de este TFM, los parámetros seleccionados para llevar a cabo la soldadura de unión de las tuberías serán los mismos que los establecidos por la AWS 5.17 para el cupón de ensayo del consumible, que se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16: Parámetros de soldadura mediante proceso SAW [72].

Diámetro del consumible	Polaridad	Intensidad	Voltaje	Velocidad de desplazamiento	Temperatura de precalentamiento	Temperatura entre pasadas
2 ± 0,004mm	CC	300 – 400 A	26 – 29 V	5,5 ± 0,5 mm/s	15 – 165 °C	135 – 165 °C

La soldadura se dividirá en tres fases, pasada de raíz, relleno y peinado. La pasada de raíz será única, es decir, mono pasada, y se realizará preferiblemente con un amperaje próximo al límite inferior del rango establecido, para prevenir un exceso de penetración. En cuanto al relleno de la soldadura, se realizará en tantas capas como sea necesario para rellenar completamente la ranura de soldadura. Además, se aplicará un ligero exceso de material aporte en la última capa de la soldadura, el peinado, con el fin de asegurar la correcta penetración al final del borde de soldadura.

La transición entre el material base y la soldadura, deberá ser una transición suave con una pendiente mínima de 1 a 4, por lo que el material excedente deberá eliminarse mediante medios mecánicos, garantizando siempre la pendiente mínima.

A continuación, en la Figura 44, se muestran las tres fases que completan la soldadura.

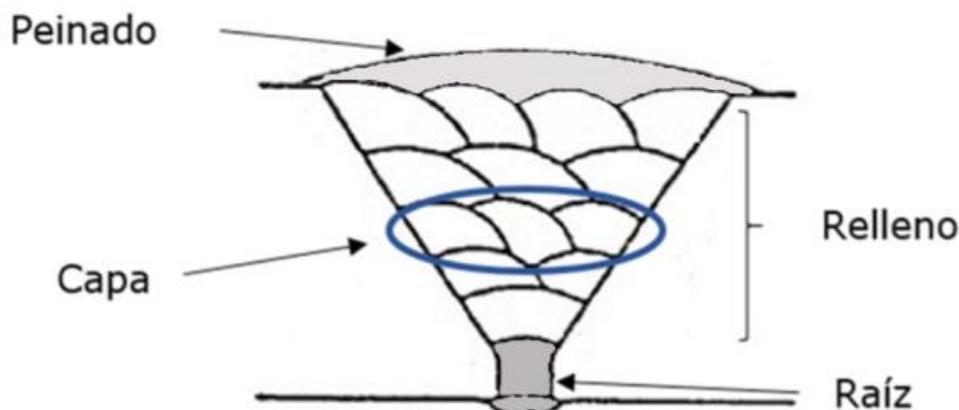


Figura 44: Fases de la soldadura (Fuente: propia).

4.3.3. Inspección

Como se ha observado en los casos de estudio 1, 3, 4, 5 y 7, del capítulo anterior, muchos de los fallos que aparecen en las uniones soldadas de las tuberías vienen precedidos por la presencia de indicaciones o inclusiones surgidas durante la soldadura. Una manera de reducir o eliminar el riesgo de fallo es su inmediata detección y eliminación. Para poder detectar y eliminar la presencia de estos defectos, dispondremos de los ensayos no destructivos apropiados, en función de la fase de fabricación en que se encuentre la unión.

- **Raíz**

La pasada de raíz es la etapa más importante de una unión soldada, esto es debido, por un lado, a la alta exposición de la superficie interna de la tubería al medio corrosivo en servicio y, por otro lado, servirá de soporte para el resto de la soldadura.

Debido a estos factores, es de suma importancia asegurar que la pasada de raíz no presenta grietas, fusión incompleta, penetración inadecuada en la unión o cualquier otro defecto que, a posteriori, pueda desencadenar un fallo en la tubería, o disminuir la calidad y resistencia de la unión.

Para asegurar las cualidades óptimas de la raíz, se medirá la temperatura de la pieza, antes de realizar la soldadura de raíz, asegurando que ésta se encuentra dentro del rango de 15 a 165 °C establecido en la

cualificación. Dado que la raíz se realiza en una sola pasada, se deberá hacer un control visual y un control por líquidos penetrantes de dicha pasada, como se muestra en Figura 45.

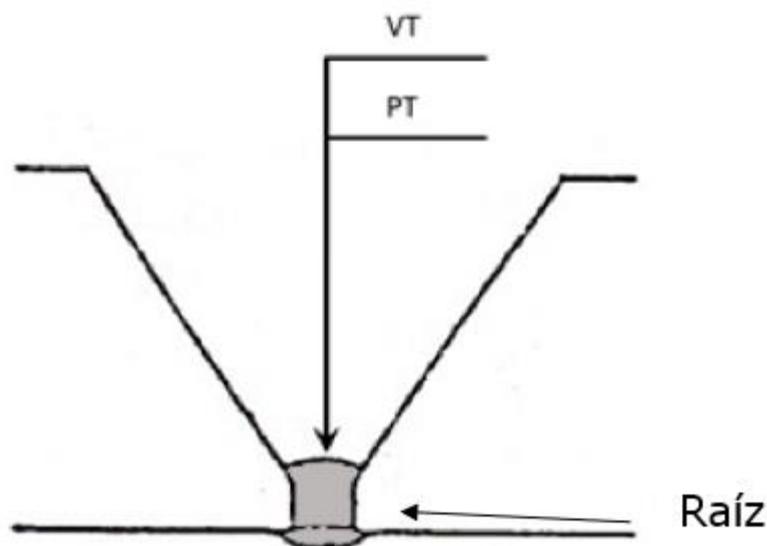


Figura 45: Inspecciones a la pasada de raíz (Fuente: propia).

- **Soldadura terminada**

Dado que el relleno y peinado de la soldadura se realizarán en varias pasadas, será el propio soldador el que deberá controlar, entre cada pasada, la buena deposición de material de aporte sobre la soldadura, y garantizar la limpieza de la última capa aportada, antes de depositar un nuevo cordón. También deberá de controlar la temperatura entre cada pasada, garantizando que en ningún momento la soldadura se realiza fuera de rango de temperatura establecido (135-165 °C).

Una vez eliminado el exceso de material aplicado durante el peinado de la soldadura, se controlará que el material de aporte y el metal base se han fundido adecuadamente y no se han generado defectos durante la soldadura. Para ello utilizaremos dos tipos de ensayos no destructivos, los superficiales, que consistirán en un examen visual y un examen por partículas magnéticas, que nos permitirán garantizar la ausencia de defectos inaceptables en la superficie de la soldadura y los volumétricos, que se realizarán mediante radiografía para asegurar que no existen defectos en el interior de la unión, como se aprecia en la Figura 46.

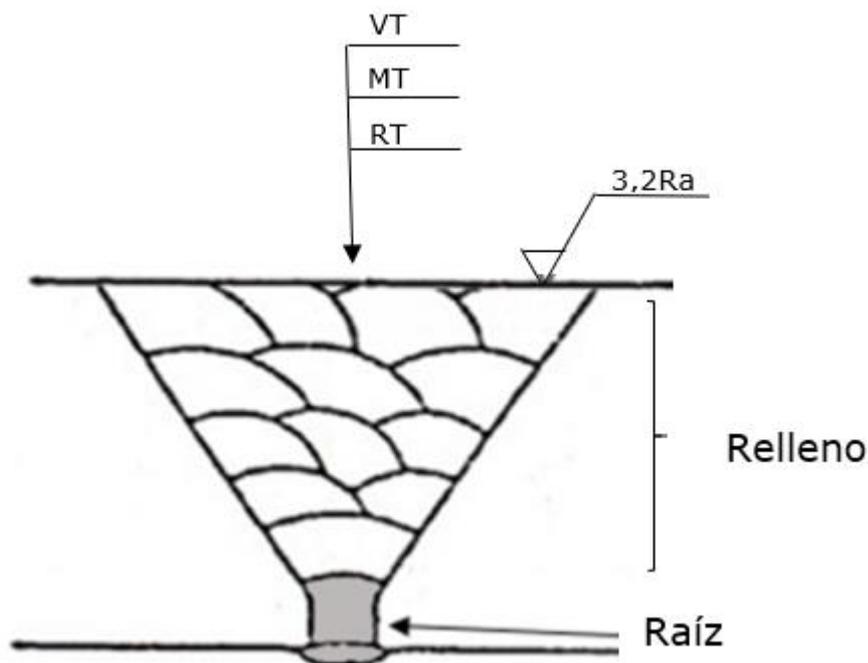


Figura 46: Inspecciones de la soldadura antes de tratamiento térmico (Fuente: propia).

4.4. TRATAMIENTO TÉRMICO

Pese a que la norma API 1104 no exige la realización de un tratamiento térmico (PWHT) para aquellas soldaduras que su garganta efectiva sea menor de $1 \frac{1}{4}$ " (32 mm), son numerosos los estudios que han demostrado que un tratamiento térmico adecuado puede llegar a reducir la tensiones en la soldadura en torno al 70 %.

Así, por ejemplo, en el estudio publicado por MDPI en 2020 [75], se demostró que para una soldadura realizada en un acero API 5L X70, mediante combinación de los procesos *MSAW* (soldadura por arco eléctrico sumergido modificado, por sus siglas en inglés) y *FCAW* (soldadura de hilo tubular, por sus siglas en inglés) la tensión residual después de aplicar un PWHT, de en torno a 600°C, disminuía la tensión residual de 650 MPa a 144 MPa.

En 2014, K. Abburi Venkata et al. [76], analizó la efectividad y la importancia del tiempo de mantenimiento del tratamiento térmico, en la eliminación de las tensiones residuales siempre que este no superase los 770°C y sea menor a la AC1 (temperatura que delimita el campo austenítico en el Diagrama parcial de equilibrio Fe-C).

En 2006, Araújo et al. [77], demostró que el tratamiento térmico de normalización a 920 °C en un acero API 5L X70Q promovía la formación de una estructura de ferrita/perlita que conducía a la reducción de la resistencia a la tracción última de las uniones, mientras que el tratamiento térmico a 600 °C demostró ser beneficioso para la tenacidad al impacto en la ZAT y en la Zona de Fusión (ZF).

En 2005, Filho et al. [78], estudió la aplicación del tratamiento térmico en sistemas metálicos de soldadura de baja aleación, observando una reducción significativa de las propiedades de tracción y un aumento en la tenacidad después del tratamiento térmico.

De estos estudios, se concluye que el PWHT produce cambios microestructurales en el material de aporte y en la ZAT que justifican la mejora de la ductilidad con una ligera reducción del límite elástico y la resistencia a la tracción para la unión soldada con PWHT.

Es por ello, que la aplicación de un tratamiento térmico posterior a la soldadura de unión de las tuberías, se considera una variable esencial para evitar los fallos mostrados en los casos de estudiado 1, 3, 6 y 8 del capítulo anterior, que tienen como causa raíz las tensiones residuales generadas durante el proceso de soldadura y que acaban desencadenando las grietas que producen el fallo de la unión.

De esta forma, el tratamiento térmico de la unión soldada, PWHT, propuesta en este TFM será de 1 hora, a una temperatura de 620 °C con un margen de $\pm 15^\circ\text{C}$.

Siempre que se pueda, el tratamiento térmico se realizará a la pieza completa, y se empleará preferiblemente un horno de gas, instalando tantos termopares de control como sea necesario para garantizar la uniformidad del calentamiento dentro del horno. La pieza se introducirá en el horno, cuando éste se encuentre a una temperatura máxima de 315 °C. A partir de este punto, la velocidad de calentamiento no excederá de 60 °C/hora, hasta que se alcance la temperatura de 620 °C. El enfriamiento, una vez transcurrido el tiempo de mantenimiento, se realizará con una velocidad máxima de 60 °C/hora, hasta recuperar los 315 °C. A partir de entonces, podrá considerarse que, el tratamiento térmico se ha realizado de manera satisfactoria, y el enfriamiento a temperatura ambiente podrá ser libre o forzado, mediante ventiladores.

A continuación, en Figura 47, se muestra un gráfico que representa las fases del ciclo de tratamiento térmico, propuesto para la soldadura de unión de estas tuberías.

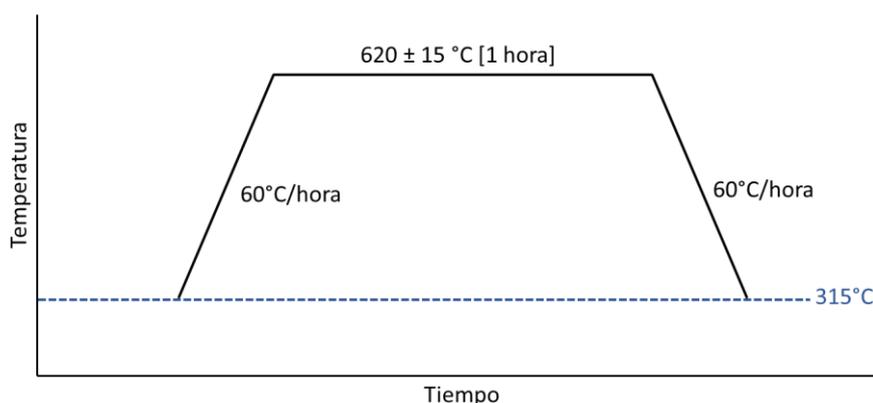


Figura 47: Gráfico de tratamiento térmico (Fuente: propia).

4.5. INSPECCIÓN FINAL DE LA SOLDADURA

Una vez aplicado el tratamiento térmico a la unión soldada, se puede dar por finalizado el proceso de soldadura. Sin embargo, durante el tratamiento, alguna discontinuidad que pudiese estar latente en la soldadura ha podido magnificarse, convirtiéndose en un defecto inaceptable.

Es por ello, que pese a haber controlado la soldadura de manera preventiva antes del tratamiento térmico, se debe volver a inspeccionar la soldadura tanto volumétrica, como superficialmente. Para ello, se repetirá el control visual y el control por partículas magnéticas descritas en el apartado anterior, pero el método volumétrico a aplicar será, en este caso, la inspección por ultrasonidos convencionales.

La inspección por ultrasonidos y la inspección por radiografía pueden emplearse de forma complementaria. La radiografía basa la detección en la proyección de defectos presentes en la soldadura, sobre la película colocada al otro lado del material a radiografiar, lo que le confiere una gran sensibilidad frente a defectos paralelos a la superficie de la soldadura, es decir, un defecto perpendicular a la superficie de la soldadura podría ser indetectable por este método. En cambio, los ultrasonidos presentan la

ventaja de que, en función de la inclinación de los cristales piezoeléctricos ubicados en el interior del palpador, nos permitirá disponer de diferentes ángulos de incidencia del haz ultrasónico en la soldadura, siendo una técnica capaz de detectar un defecto, independientemente de la posición de éste. Los ultrasonidos convencionales, tipo pulso-eco, no permiten la emisión del haz con varios ángulos, por lo que se deberán realizar varias pasadas, con diferentes palpadores. En este caso, emplearemos tres palpadores para las diferentes pasadas, que tendrán una salida del haz ultrasónico de 0° , 45° y 70° .

En la Figura 48, se pueden observar los controles a realizar sobre la soldadura completada, una vez aplicado el tratamiento térmico.

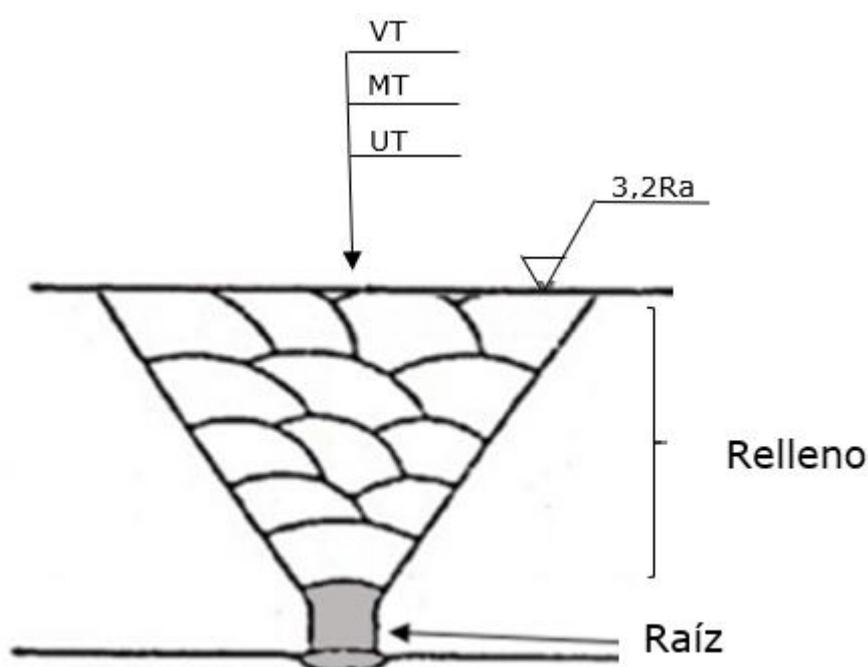


Figura 48: Inspecciones de la soldadura tras tratamiento térmico (Fuente: propia).

A continuación, se presenta en la Tabla 17, un resumen con los ensayos no destructivos que se realizarán sobre la soldadura.

Tabla 17: ENDs aplicados a la soldadura (Fuente: propia).

Fase soldadura	VT	PT	MT	RT	UT
Preparación de bordes	X	---	X	---	---
Pasada de raíz	X	X	---	---	---
Soldadura (antes de TT)	X	---	X	X	---
Soldadura (después de TT)	X	---	X	---	X

4.6. PROTECCIÓN ANTE LA CORROSIÓN

Las tuberías del sector petroquímico son susceptibles a ataques por corrosión, siendo las zonas más críticas las uniones soldadas de las tuberías, ya sea por la presencia de defectos, la ZAT, inclusiones, heterogeneidades estructurales propias de la soldadura, etc, y como se pudo observar en los casos 2, 4, 7 y 9 del capítulo anterior, este fenómeno puede ser determinante en el fallo de la tubería.

Cuando la tubería se expone al medio que la rodea, se encuentra con agentes agresivos que pueden iniciar el desarrollo del mecanismo de la corrosión. Parte de estos agentes, que favorecen el proceso de corrosión por el interior de la tubería, se encuentran en el propio crudo transportado, como pueden ser el vapor de agua, el sulfhídrico, el CO.... Sin embargo, el proceso de la corrosión puede también iniciarse desde el exterior de la tubería, en función de la corrosividad del suelo en la que se encuentra enterrada, la cual se determina en función de las siguientes características: el contenido de humedad, las concentraciones de sulfato y cloruro, la resistividad, el pH, el potencial redox, la textura del suelo y las corrientes parásitas. Según estos parámetros el suelo se categoriza como: extremadamente corrosivo, fuertemente corrosivo, moderadamente corrosivo y ligeramente corrosivo [79].

En la Figura 49, se observa a la izquierda, una tubería en la que el proceso de corrosión ha actuado desde el exterior al interior, provocando una reducción en el espesor del material, mientras que, en la tubería de la derecha, la corrosión ha avanzado en sentido contrario, del interior al exterior, provocando también un adelgazamiento de la pared de la tubería.



Figura 49: Disminución del espesor de la pared de la tubería por corrosión [3].

A fin de proteger estas uniones frente a los agentes corrosivos dispuestos en el medio, se recomienda utilizar recubrimientos, con el fin de retardar el inicio del proceso de corrosión. Estos recubrimientos serán principalmente en forma de pintura a base de resina epoxi de poliamidas que reduce notablemente la corrosión en la tubería, y podrá combinarse con un inhibidor de la corrosión, formulado básicamente por sales orgánicas [80]. En la elección de esta combinación se contactará con un fabricante homologado.

En la Figura 50, podemos observar la aplicación del recubrimiento protector en una tubería enterrada, empleada en el sector petroquímico para el transporte de crudo.



Figura 50: Proceso de recubrimiento de tubería enterrada [80].

4.7. INSPECCIÓN EN SERVICIO

La pérdida de material y las grietas pueden aparecer en cualquier momento del ciclo de vida de una tubería, desde la producción de la misma hasta la explotación de la tubería. Por eso, aunque con los pasos descritos en el presente capítulo, hayamos sido capaces de asegurar una soldadura de calidad, libre de defectos y resistente, debemos de controlar e inspeccionar las tuberías durante su servicio, en busca de todas las anomalías y defectos importantes que pueden aparecer en su pared, y puedan ocasionar el fallo.

Los defectos más relevantes que se pueden presentar en una tubería durante su servicio son las grietas y la pérdida de espesor de la pared por corrosión. La corrosión, en una tubería enterrada como la que trata este TFM, se puede presentar tanto en el interior de la tubería, debido al proceso electroquímico formado por la presencia de contaminantes, como el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno o microbios, o en el exterior de la tubería, donde la presencia de sedimentos orgánicos ácidos y sedimentos que contengan bacterias reductoras de sulfato contribuirán a la corrosión microbiológica en la tubería [81]. La técnica que ha demostrado ser más adecuada para la detección de estos dos fenómenos, es la inspección mediante ultrasonidos.

Las herramientas de inspección por ultrasonidos en línea suelen estar equipadas con un número suficiente de transductores ultrasónicos para garantizar una cobertura circunferencial completa de la tubería, funcionando en modo pulso-eco con una frecuencia de repetición alta. Estos pulsos pueden ser de incidencia recta, que nos permite medir el espesor de pared, o de incidencia de 45° , que nos permitirá detectar grietas surgidas en la pared de la tubería.

Los transductores suelen ir montados sobre un porta sensores, y recorren la tubería sobre los *Pig* inteligentes. En la Figura 51 se muestra un esquema de una *pig* inteligente, con capacidad de intercambio del porta sensores para adaptar la herramienta de inspección a la detección de grietas (UC), medición de espesor de pared (UM), o la combinación de las dos (UCM), la cual nos permitiría realizar la inspección a lo largo de la tubería en un solo recorrido [81].

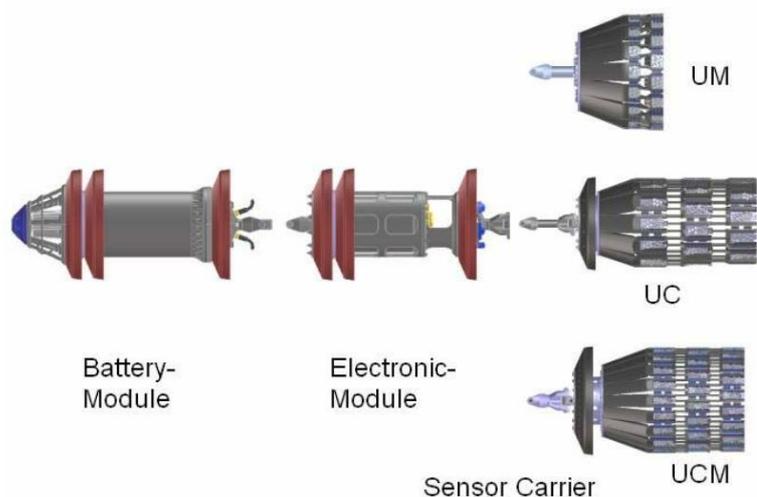


Figura 51: Pig inteligente para detección por ultrasonidos [82].

Por otro lado, por razones externas, se pueden ocasionar abolladuras, que originan una reducción local de la tubería. Estas abolladuras suelen ir acompañadas de rasguños o entallas, produciendo tensión local y concentración de tensiones, lo que acompañado de las cargas cíclicas que produce el tránsito del fluido por el interior de la tubería, pueden reducir considerablemente la vida útil de la tubería.

Para inspeccionar la tubería en busca de abolladuras o deformaciones, emplearemos la herramienta "Caliper", mostrada en la Figura 52, que mediante su set de dedos o brazos mecánicos que recorren la superficie interior de la tubería, nos permitirá detectar este tipo de defectos.

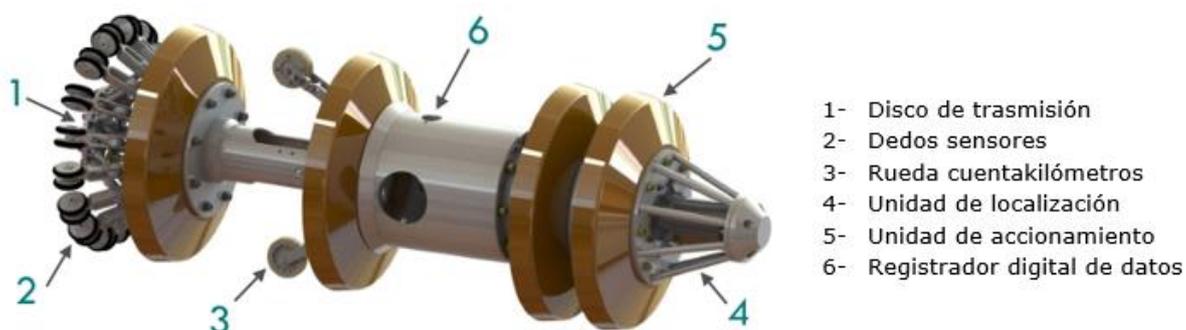


Figura 52: Herramienta de detección de geometría, Caliper [83].

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

A partir del análisis detallado de los casos estudios del Capítulo 3, se han establecido las siguientes conclusiones para la propuesta de mejora planteada en este Trabajo Fin de Máster:

1. Se observa en los casos de estudio que gran parte de los defectos que se presentan en la soldadura se deben a la utilización de un procedimiento de soldeo inadecuado, que provoca la aparición de mordeduras, inclusiones, grietas, etc. Con el objetivo de minimizar la aparición de estos defectos, se propone un procedimiento adecuado de soldadura, empleando el proceso SAW debido a la alta calidad de soldadura que produce, la cualificación no muy elevada de soldadores requerida y la posibilidad de automatizar el proceso.

Una vez establecido el proceso, se han limitado las variables a controlar durante la soldadura. Para ello, se fija que la temperatura de precalentamiento deberá estar entre 15 y 165 °C, y entre pasadas entre 135 y 165° C, para reducir la aparición de tensiones adicionales. La corriente deberá encontrarse siempre entre 300 y 400 A, y el voltaje entre 26 y 29 V, para una buena fusión, y la velocidad de desplazamiento de 5,5 mm/s, para un aporte térmico adecuado.

2. Un fallo común en las tuberías del sector petroquímico se debe a una mala selección del material aporte. Por ello, en la elección del material de aporte propuesto en este TFM, se ha tenido en cuenta que la composición química sea similar a la del material base, y su límite elástico ligeramente superior. Tomando como base una tubería de acero API 5L X70 PSL2, se ha seleccionado como material de aporte el F48P2-EM14K.
3. Las tensiones residuales producidas durante el proceso de soldeo son una de las principales causas de fallo en las uniones soldadas de tuberías. Un tratamiento térmico adecuado reduce considerablemente dichas tensiones, además de producir cambios microestructurales favorables en el material de aporte y la ZAT. Por esta razón se ha establecido un PWHT de 1 hora, a una temperatura de 620 °C, y una temperatura del horno, a la entrada y salida de la pieza de 315 °C.

4. Para evitar los fallos de las tuberías, que tienen su origen en la presencia de defectos que se han generado durante el proceso de soldadura, se establece una pauta de inspección, mediante ensayos no destructivos, superficiales como VT, PT y MT, y volumétricos como UT y RT, aplicados en función de su etapa de fabricación.

5. Pese a haber realizado una soldadura robusta y de calidad con los pasos anteriormente mencionados, durante el servicio pueden aparecer defectos que conduzcan al fallo de la unión soldada. Por lo que adicionalmente, como mejora a la propuesta establecida, y con el fin de prevenir y detectar estos defectos, se establecen dos tipos de inspección durante el servicio de la tubería. Para la detección de grietas y/o corrosión en el interior de la tubería, se empleará la técnica de ultrasonidos, mediante *pig* inteligentes. Además, se empleará la herramienta "Caliper", que, mediante su set de dedos o brazos mecánicos, permite detectar abolladuras.

La Figura 53, muestra de manera esquematizada la propuesta de mejora planteada en este TFM.

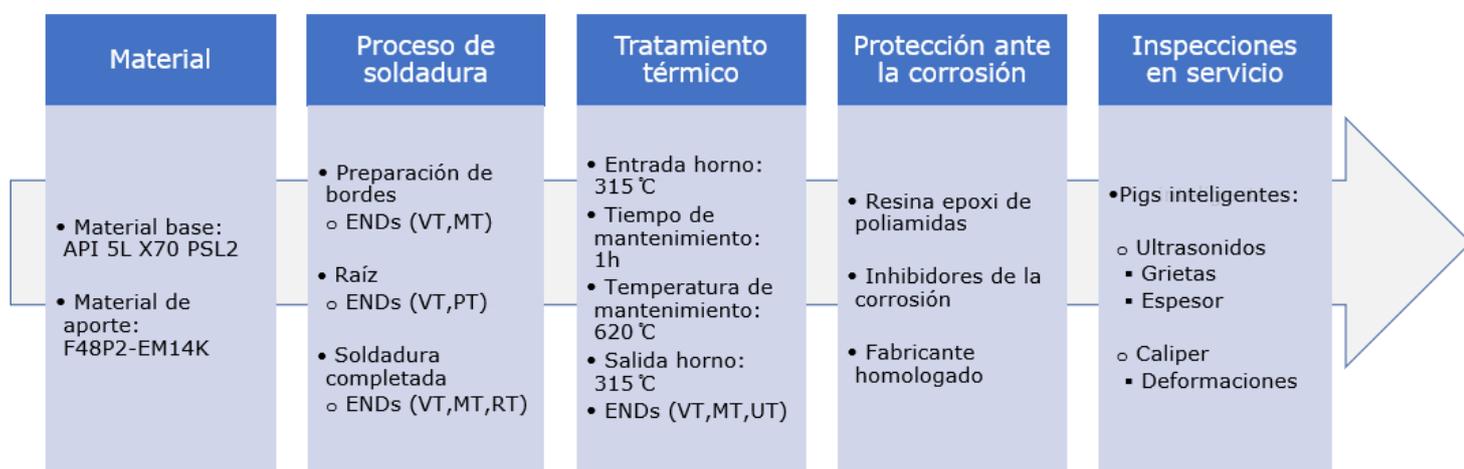


Figura 53: Propuesta de mejora (Fuente: propia).

CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA

[1] Enerdata. "Anuario estadístico mundial 2020". Disponible en: <https://datos.enerdata.net/> (Accedido: 31 marzo 2021)

[2] Mapfre. "Oleoductos y gasoductos, las venas de la economía". Disponible en: <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/energia/> (Accedido: 31 marzo 2021)

[3] V.M. Barquín Aja, Trabajo fin de carrera: "Análisis del Riesgo de Rotura en Servicio de Tuberías de Gas Natural". Universidad de Cantabria, 2014.

[4] Definición de petroquímica. Disponible en: <https://definicion.de/petroquimica/> (Accedido: 2 abril 2021)

[5] Foro Nuclear. Foro de la Industria Nuclear Española. "¿Qué es el petróleo y qué usos tiene?". Disponible en: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-el-petroleo-y-que-usos-tiene/> (Accedido: 2 abril 2021)

[6] Definición y características. "Hidrocarburos". Disponible en: <https://www.caracteristicas.co/hidrocarburos/> (Accedido: 2 abril 2021)

[7] L. Merino Galván, Trabajo Fin de Grado: "Estudio de Fallos en Tuberías Vintage de la Industria Petroquímica y Gasera" Universidad de Cantabria, 2017.

[8] Ingeniero marino. "Teoría de Hidrocarburos". Disponible en: <https://ingenieromarino.com/hidrocarburos/> (Accedido: 5 abril 2021)

[9] Zona económica. "Petróleo". Disponible en: <https://www.zonaeconomica.com/petroleo#:~:text=El%20petr%C3%B3leo%20dulce%20tiene%20menos,para%20la%20producci%C3%B3n%20de%20diesel.> (Accedido: 5 abril 2021)

[10] P.L. Gil Villamer, Trabajo Fin de Grado: "Plataformas Petrolíferas y Procesos para la Extracción del Petróleo". Universidad de La Laguna, 2015.

[11] Usmpetroleo y estadístico. Blog de wordpress.com. Disponible en: <https://usmpetrolero.wordpress.com/2012/05/31/29/> (Accedido: 5 abril 2021)

[12] La razón. "Estos son los cinco países con más reservas de petróleo del mundo". Disponible en: <https://www.larazon.es/internacional/20201219/dcp2odkrzfb4hmoor2yusc7skm.html> (Accedido: 5 abril 2021)

[13] BBC News. "Cuáles son los países con mayores reservas de petróleo y por qué esto no siempre es señal de riqueza". Disponible en: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-47748488> (Accedido: 5 abril 2021)

[14] IG. "Los mayores productores de petróleo a nivel mundial". Disponible en: <https://www.ig.com/es/estrategias-de-trading/los-mayores-productores-de-petroleo-a-nivel-mundial-201006> (Accedido: 6 abril 2021)

[15] Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos. "El petróleo en tu día a día". Disponible en: <https://www.aop.es/sector/el-petroleo-en-tu-dia-a-dia/> (Accedido: 3 mayo de 2021)

[16] Comunidad petrolera. "Impacto ambiental que origina el petróleo y los entes que intervienen en el momento de una afectación de este tipo". Disponible en: <https://lacomunidadpetrolera.com/2011/03/impacto-ambiental-que-origina-el-petroleo-y-los-entes-que-intervienen-en-el-momento-de-una-afectacion-de-este-tipo.html> (Accedido: 3 mayo de 2021)

[17] R. Estela "Concepto de gas natural". Argentina, 2020. Disponible en: <https://concepto.de/gas-natural/#ixzz6sw5XTFt8>. (Accedido: 3 mayo de 2021)

[18] Gas natural. Disponible en: <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf> (Accedido: 5 mayo de 2021)

[19] Erdmann et al. E. Erdmann, L. Ale Ruiz, J. Martínez, J. P. Gutiérrez, E. Tarifa "Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico", Argentina, Avances en Ciencias e Ingeniería - ISSN: 0718-8706, pp. 89-101 (Octubre/Diciembre, 2012).

[20] Perfilando los cinco principales países con las mayores reservas de gas natural. Disponible en: <https://www.worldenergytrade.com/oil-gas/general/perfilando-los-cinco-principales-paises-con-las-mayores-reservas-de-gas-natural> (Accedido: 5 mayo de 2021)

[21] World Energy Trade. "El gas natural es el combustible con menor impacto ambiental". Disponible en: <http://www.domusgas.com/noticias/el-gas-natural-es-el-combustible-con-menor-impacto-ambiental/> (Accedido: 5 mayo de 2021)

[22] "Clasificación de los combustibles". Disponible en: <https://www.textoscientificos.com/quimica/combustion/combustibles> (Accedido: 10 mayo de 2021)

[23] Datos Informe BP. "BP Statistical Review of World Energy 2019". Disponible en: https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/es_es/spain/home/pdfs/noticias/2019/infografia_sr_bp19.pdf (Accedido: 10 mayo de 2021)

[24] Structuralia. "Oleoductos y gasoductos en el mundo". Disponible en: <https://blog.structuralia.com/oleoductos-y-gasoductos-del-mundo> (Accedido: 10 mayo de 2021)

[25] P.G. Bejerano, "Si quieres dominar el mundo, empieza por los oleoductos", 2014. Disponible en: <https://www.yorokobu.es/gasoductos/> (Accedido: 11 mayo de 2021)

[26] El Periódico Mediterráneo. "¿Qué es y para qué sirve un gasoducto?", 2010. Disponible en: <https://www.elperiodicomediterraneo.com/opinion/2010/09/21/sirve-gasoducto-42358306.html#:~:text=Un%20gasoducto%20es%20una%20conducci%C3%B3n,desde%20el%20lugar%20de%20origen> (Accedido: 11 mayo de 2021)

[27] El País. M. Vidal Liy, "China y Rusia sellan un pacto sobre energía de gran alcance estratégico". Pekín, 2014. Disponible en: https://elpais.com/internacional/2014/05/21/actualidad/1400666011_376364.html (Accedido: 11 mayo de 2021)

[28] E. Ramirez Cadenillas, "Gasoducto Sur Peruano y desarrollo del mercado del gas". Disponible en: <https://slideplayer.es/slide/12378376/> (Accedido: 13 mayo de 2021)

[29] El economista. R. Esteller, "Argelia y Marruecos libran una 'guerra' por vender gas a Europa". Disponible en: <https://www.economista.es/empresas->

finanzas/noticias/9405530/09/18/Argelia-y-Marruecos-libran-una-guerra-por-vender-gas-a-Europa.html (Accedido: 13 mayo de 2021)

[30] *American Petroleum Institute: "API 5L, Specification for Line Pipe", 43ª edición, 2004*

[31] Condor. General de fundición y accesorios. "4 tipos de soldadura para tuberías". Disponible en: <https://generaldefundicion.com/4-tipos-de-soldadura-para-tuberias/> (Accedido: 15 mayo de 2021)

[32] Bricolemar. G. Ollarves, "Tipos de soldadura". Disponible en: <https://www.bricolemar.com/blog/tipos-de-soldadura/> (Accedido: 15 mayo de 2021)

[33] Westarco. "Proceso de soldadura- Arco Manual con Electrodo Revestido (SMAW)". Disponible en: <https://www.westarco.com/westarco/sp/education/blog/proceso-de-soldadura-arco-manual-con-electrodo-revestido.cfm> (Accedido: 15 mayo de 2021)

[34] Westarco. "Proceso de soldadura Arco Sumergido (SAW)". Disponible en: <https://www.westarco.com/westarco/sp/education/blog/proceso-soldadura-arco-sumergido-saw.cfm> (Accedido: 15 mayo de 2021)

[35] CNPC. "Tubería petrolera". Disponible en: http://www.cnpc.com.cn/es/sygc/column_index.shtml (Accedido: 16 mayo de 2021)

[36] *The fabricator*. R. Fox, "¿La soldadura por arco sumergido (SAW) es el proceso adecuado para usted?". Disponible en: <https://www.thefabricator.com/thefabricatoren espanol/article/arcwelding/-la-soldadura-por-arco-sumergido-saw-es-el-proceso-adecuado-para-usted-> (Accedido: 16 mayo de 2021)

[37] Sunny Steel. "Tubo de acero soldado". Disponible en: <http://www.sunnysteel.com/espanol/Tubo-de-acero-soldado.php> (Accedido: 16 mayo de 2021)

[38] Bodycote. "Tratamiento térmico". Disponible en: <https://www.bodycote.com/es/servicios/tratamiento-termico/> (Accedido: 19 mayo de 2021)

[39] H. Hidalgo Juarez. Trabajo Fin de Grado: "Estudio Sobre el Tratamiento Térmico de las Soldaduras de Tubería de Acero al Carbono (API 5L X52) Realizadas Mediante el Proceso por Arco de Metal y Electrodo Revestido (SMAW)". Universidad de Tabasco, México, 2010.

[40] E. Vargas. Tesis Doctoral: "Efecto de la corrosión por CO₂ en tuberías de transporte de crudo de un campo petrolero colombiano". Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia

[41] Corrosión selectiva. Disponible en: <https://ingenieriamecanicacol.blogspot.com/2015/04/corrosion-selectiva-bacteriana-e.html> (Accedido: 2 junio de 2021)

[42] R.M. Fernández, R. Sánchez, B. Lucas, J. García, "Corrosión". Editorial *Universitat Politècnica de València*, 2018. ISBN: 978-84-9048-727-3

[43] N. Asrar, B. Mackay, Ø. Birketveit, M. Stipanicev, J.E. Jackson, A. Jenkins, D. Melot, J. Scheie, J. Vittonato "La corrosión: La lucha más extensa". Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*. Vol. 28, no.2, pp 36-51. Mayo de 2016.

[44] *T.P. Hoar, "Report of the Commettee on Corrosion and Protection" Dept. of Trade and Industry, Ed. HMSO, London, 1971.*

[45] J. Perez Seleni. Trabajo Fin de Carrera: "Protocolo para Control de la Corrosión en Oleogasoductos de México", Instituto Politécnico Nacional, México, 2019.

[46] A. Bruno, J.A. Araujo, E. Palma, A. Vilar, A. Silva, "Fragilización por Hidrógeno de los Aceros API 5LX60 y API 5LX80", Universidad Federal de Campina Grande. Brasil, 2011. Información Tecnológica. vol.22, n.6, pp. 129-140. ISSN 0718-0764. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642011000600014>.

[47] A. Giovanni Islas, "Análisis experimental de esfuerzos en tubos con abolladuras sujetos a presión interna" Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2009.

[48] Norma: API 1104: *Standard for Welding Pipelines and Related Facilities*. American Petroleum Institute, Nineteenth edition, September 1999.

- [49] ipunto. Inspección visual (VT). Disponible en: <https://ipend.es/ensayos-no-destructivos/inspeccion-visual-vt> (Accedido: 12 abril 2021)
- [50] R. Serrano, "Ensayos no Destructivos: Líquidos Penetrantes". Disponible en: http://www.raquelserrano.com/wp-content/files/ciencias_t8.3_liq_penetrantes.pdf (Accedido: 12 abril 2021)
- [51] SCI Control e inspección. Ensayos no destructivos. Disponible en: <https://scisa.es/ensayos-no-destructivos-y-laboratorio-metalurgico/ensayos-no-destructivos/> (Accedido: 12 abril 2021)
- [52] R. Serrano, "Ensayos No Destructivos: Partículas Magnéticas". Disponible en: http://www.raquelserrano.com/wp-content/files/ciencias_t8.2_particulas_magnticas.pdf (Accedido: 13 abril 2021)
- [53] Sedipsa Noreste. Radiografía industrial. Disponible en: <http://www.sedipsanoreste.com.mx/radiografia.html> (Accedido: 13 abril 2021)
- [54] Tuv Nord. Radiografía industrial. Disponible en: <https://www.tuv-nord.com/es/es/inspeccion-industrial/ensayos-no-destructivos/radiografia-industrial/> (Accedido: 14 abril 2021)
- [55] R. Serrano, "Ensayos no Destructivos: Ultrasonidos". Disponible en: http://www.raquelserrano.com/wp-content/files/ciencias_t8.4_ultrasonidos.pdf (Accedido: 14 abril 2021)
- [56] Eurocontrol. Inspección de Soldaduras por Ensayos no Destructivos con Equipo TOFD. Disponible en: <https://www.eurocontrol.es/inspeccion-industrial-y-control-de-calidad/destacamos/destacamos-en-inspeccion-industrial-y-control-de-calidad-1/> (Accedido: 17 abril 2021)
- [57] Grupo Tecnatom. La técnica Phased Array como ensayo sustitutivo al examen radiográfico de Soldaduras. Disponible en: <https://www.iberconsultores.es/documentos/20154301643%20-%20041%20-%20Ultrasonidos%20Phased%20Array%202015.pdf> (Accedido: 17 abril 2021)
- [58] B.J. Romero, Trabajo Fin de Carrera: "Aplicación del Ultrasonido al Control de Calidad de Procesos de Soldadura." Universidad del Bio-Bio, Chile, 2013.

- [59] Método de emisión acústica. Disponible en: https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/12327/Capitulo3_Emision%20acustica.pdf (Accedido: 17 abril 2021)
- [60] G. Zambrano, Trabajo Fin de Grado: "Metodología Para la Selección de Herramientas Adecuada en la Inspección y Limpieza Interior de Gasoductos". Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2018.
- [61] Concepto de Soldabilidad - Fabricación Mecánica, <https://xdocs.pl/doc/concepto-de-soldabilidad-fabricacion-mecanica-xn4kwzqx9qoj>. Accedido: 16 mayo 2021
- [62] H. Shabani, N. Goudarzi, M. Shabani, "*Failure analysis of a natural gas pipeline*". *Petroleum University of Technology. Abadan, Engineering Failure Analysis* Vol. 84 (2018), pp. 167–184, doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.11.003
- [63] H.M. Tawancy, L.M. Al-Hadhrami, "*Case Study: Pitting and Stress Corrosion Cracking in Heat-Affected Zone of Welded Underground 304 Stainless Steel Pipe*". *Journal of Materials Engineering and Performance* Volume 21(8) August 2012—1757.
- [64] E. Mohammadi Zahrani, A. Saatchi, A. Alfantazi, "*Pitting of 316L stainless steel in flare piping of a petrochemical plant*", *Engineering Failure Analysis* Vol. 17 (2010), pp. 810–817. [doi:10.1016/j.engfailanal.2009.10.015](https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2009.10.015)
- [65] A Arifin, Gunawan, I Yani, "*Failure analysis of AISI 304 stainless steel pipeline transmission a petrochemical plant*", *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering* Vol. 857 (2020) 012006, [doi:10.1088/1757-899X/857/1/012006](https://doi.org/10.1088/1757-899X/857/1/012006)
- [66] K. Tewari, D. Agarwal, "A case study: Failure analysis of crude oil pipeline rupture", *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)* Volume: 05 Issue: 07 | July 2018, pp. 2415-2422. e-ISSN: 2395-0056, p-ISSN: 2395-0072
- [67] M. Ghalambaz, M. Abdollahi, A. Eslami, A. Bahrami "A case study on failure of AISI 347H stabilized stainless steel pipe in a petrochemical plant.", *Case Studies in Engineering Failure Analysis* Vol. 9 (2017) pp. 52–62. <http://dx.doi.org/10.1016/j.csefa.2017.07.001>
- [68] H. Abdel-Aleem, S. A. Khodir, "*Role of Welding Defects on the Failure of Sub-sea Carbon Steel Gas Pipeline*", *International Journal of Engineering*

and Technical Research (IJETR) ISSN: 2321-0869, Volume-3, Issue-5, May 2015

[69] M.B. Lina, K. Gaob, C.J. Wanga, A. A. Volinskyc, "Failure analysis of the oil transport spiral welded pipe", *Engineering Failure Analysis* Vol. 25 (2012), pp. 169–174, <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.05.008>

[70] B. Saleem, F. Ahmed, M.A. Rafiq, M. Ajmal, L. Ali, "Stress corrosion failure of an X52 grade gas pipeline", *Engineering Failure Analysis* Vol.46 (2014), pp. 157–165, <http://dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2014.08.011>

[71] Q. Liu, H. Yu, G. Zhu, K. Tong, P. Wang, S. Song, "Investigation of weld cracking of a BOG booster pipeline in an LNG receiving station", *Engineering Failure Analysis* Vol.122 (2021) 105247, <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105247>

[72] *American Welding Society: "Specification for Carbon Steel Electrodes and Fluxes for Submerged Arc Welding", ANSI/AWS A5.17/A5.17M-97 (R2007)*

[73] *ASME Code for Pressure Piping, B31 an American National Standard: "Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and other Liquids". ASME B31.4-1998 Edition*

[74] C.T. Mgonja, "The Consequences of cracks formed on the Oil and Gas Pipelines Weld Joints", *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT) – Volume 54 Number 4 December 2017*. ISSN: 2231-5381.

[75] H. Alipooramirabad, A. Paradowska, S. Nafisi, M. Reid, R. Ghomashchi, "Post-Weld Heat Treatment of API 5L X70 High Strength Low Alloy Steel Welds", *Materials* 2020, 13, 5801. doi:10.3390/ma13245801.

[76] K. Abburi Venkataa, S. Kumarb, H. C. Deyc, D. J. Smitha, P. J. Bouchardd and C. E. Truman, "Study on the Effect of Post Weld Heat Treatment Parameters on the Relaxation of Welding Residual Stresses in Electron Beam Welded P91 Steel Plates", *Procedia Engineering* Vol.86 (2014), pp. 223 – 233. doi: 10.1016/j.proeng.2014.11.032

[77] L. Araújo, L. Candido, V. Trindade, R. Porcaro, "Evaluation of the influence of post welding heat treatments on microstructure and mechanical properties of API 5L X70Q weld joints". *Welding International*. Vol.31 (2016), pp. 1-8. doi: 1-8. 10.1080/09507116.2016.1218609.

[78] V.B. Trindade, J.C. Payão-Filho, Guimarães, A.S. et al. "Effect of normalizing heat treatment on the mechanical behaviour of low-alloy steel weld metals." *Mat. Struct.* Vol. 38 (2005), pp. 353–357.

[79] M. V. Biezma, D. Agudo*, G. Barron: "A Fuzzy Logic method: Predicting pipeline external corrosion rate", *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Vol. 163 (2018), pp. 55–62. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2018.05.001>

[80] 3M Innovación, "Productos para Protección Anticorrosión". Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/4151910/anticorrosivos.pdf> (Accedido: 29 de junio de 2021)

[81] Y. Yang, F. Khan, P. Thodi, R. Abbassi, "Corrosion Induced Failure Analysis of Subsea Pipeline". *Reliability Engineering & System Safety* 159. (2017), pp. 214-222. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ress.2016.11.014>

[82] M. Beller, A. Barbian, D. Strack, "Combined In-Line Inspection of Pipelines for Metal Loss and Cracks", ECNDT 2006 - Mo.2.5.4, Disponible en: <https://www.ndt.net/article/ecndt2006/doc/Mo.2.5.4.pdf> (Accedido: 22 junio de 2021)

[83] Trecoil Srl, "Caliper pig". Disponible en: <http://www.trecoil.it/inspection/caliperpig/> (Accedido: 23 de junio de 2021)