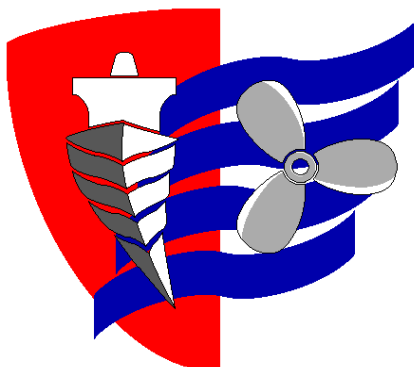


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**Estudio de Fallos en Tuberías *Vintage* de
la Industria Petroquímica y Gasera**

**Study of Failures in *Vintage* Pipelines
of the Petrochemistry and Gas Industry**

Para acceder al Título de Grado en

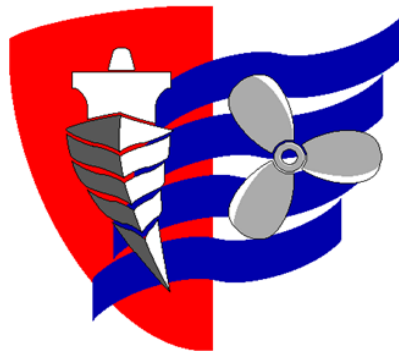
INGENIERÍA MARÍTIMA

Autor: Lourdes Merino Galván

Director: María Victoria Biezma Moraleda

Julio - 2017

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**Estudio de Fallos en Tuberías *Vintage* de
la Industria Petroquímica y Gasera**

**Study of Failures in *Vintage* Pipelines
of the Petrochemical and Gas
Industry**

Para acceder al Título de Grado en
INGENIERÍA MARÍTIMA

Julio – 2017

LISTADO DE TABLAS.....	5
LISTADO DE FIGURAS.....	6
RESUMEN.....	8
PALABRAS CLAVE.....	8
ABSTRACT.....	9
KEYWORDS.....	9
CAPÍTULO 1: JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS	
1.1 Justificación.....	11
1.2 Objetivos.....	12
CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES	
2.1 Introducción.....	15
2.2 Sector petroquímico.....	15
2.2.1 Petróleo.....	16
2.2.1.1 Clasificación hidrocarburos.....	17
2.2.1.2 Yacimientos y reservas de petróleo.....	20
2.2.2 Gas Natural.....	25
2.2.2.1 Tipos de gas natural.....	27
2.2.2.2 Yacimientos y reservas de gas natural.....	29
2.2.3 Propiedades de un combustible.....	32
2.2.4 Consumo energético e instalaciones requeridas.....	33
2.2.4.1 Consumo energético mundial.....	33
2.2.4.2 Instalaciones petrolíferas.....	36
2.2.4.3 Instalaciones gasistas.....	37
2.3. Tuberías empleadas en el sector petroquímico.....	38
2.3.1 Introducción.....	38
2.3.2 Evolución en infraestructuras, materiales y tratamientos.....	38
2.3.3 Propiedades físico-químicas API.....	45
2.3.4 Posibles defectos que pueden surgir en las tuberías.....	50
2.3.4.1 Corrosión.....	52

2.3.4.1.1 Definición.....	52
2.3.4.1.2 Formas de corrosión.....	53
2.3.4.1.3 Corrosión en tuberías enterradas.....	65
2.3.4.1.4 Métodos de protección.....	70
2.3.4.2 Golpes y abolladuras.....	71
 CAPÍTULO 3. PROTOCOLO DE TRABAJO	
3.1 Introducción.....	75
3.2 Accidentes producidos en la industria petroquímica.....	75
3.3 Informes prioritarios.....	79
 CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	
4. Resultados y análisis.....	107
 CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES	
5. Conclusiones.....	124
 CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA	
6. Bibliografía.....	126
 AVISO RESPONSABILIDAD TRABAJO.....	
	138

Referencias tablas

Tabla 1. Clasificación según gravedad API de los hidrocarburos. Pág. 16.

Tabla 2. Yacimientos de petróleo por países con densidades y contenido en azufre. Pág 19.

Tabla 3. Compuestos no deseados en los yacimientos de gas natural. Pág. 23.

Tabla 4. Composición del gas natural. Pág. 24.

Tabla 5. Clasificación del gas natural. Pág. 26.

Tabla 6. Consumo energético en el año 2005 con valor numérico. Pág. 31.

Tabla 7. Evolución de los materiales empleados para las tuberías con el tiempo. Pág. 41.

Tabla 8: Propiedades mecánicas de los diferentes grados de acero. Pág.42.

Tabla 9. Composición de los aceros (% wt Fe balance). Pág. 44.

Tabla 10. Microorganismos comúnmente relacionados con la corrosión microbiana. Pág. 59.

Referencias imágenes

Figura 1. Taiwan, explosión causada por una fuga de propano (A). Nueva York (B), explosión debido a una fuga de gas. Pág. 8.

Figura 2. Diagrama de flujo a del Trabajo Fin de Grado. Pág. 10.

Figura 3. Clasificación según los enlaces entre los átomos de carbono. Pág. 14.

Figura 4. Tipos de yacimientos. Pág. 18.

Figura 5. Consumo de energía primaria en el año 2005. Pág. 31.

Figura 6. Demanda energética de diferentes fuentes en función del año y la estimación de consumo. Pág. 32.

Figura 7. Transmisión de tuberías en km por década. Pág. 36.

Figura 8. Evolución de la producción en las líneas de tubería. Pág. 38.

Figura 9. Evolución en las prácticas de construcción. Pág.40.

Figura 10. Diagrama TTT para un acero AISI 316. Pág. 43.

Figura 11. Diagrama de flujo de este Trabajo Fin de Grado. Pág. 47.

Figura 12. Tipos de corrosión que serán estudiados. Pág. 49.

Figura 13. Esquema de la corrosión galvánica. Pág. 50.

Figura 14. Métodos de prevenir la corrosión galvánica. Pág.51.

Figura 15. Formas de corrosión por picadura. Pág. 52.

Figura 16. Explicación esquemática de corrosión por resquicios en las hendiduras. Pág. 54.

Figura 17. Corrosión bajo tensión intergranular. Pág. 57.

Figura 18. Corrosión en una tubería de acero enterrada. Pág 63.

Figura 19. Abolladuras en tuberías de conducción de hidrocarburos causados durante la instalación. Pág. 66.

Figura 20. A la izquierda abolladura no restringida a la derecha, restringida. Pág. 67.

Figura 21. Localización de las grietas dentro de la instalación. Pág. 72.

Figura 22. Esquema del lugar de la grieta que crecen a lo largo del límite de grano en el borde del metal base. Pág. 72.

Figura 23. Muertes producidas por diferentes fallos de tubería. Pág. 101.

Figura 24. Clasificación del total de los informes encontrados. Pág. 103.

Figura 25. Clasificación de fallos en los artículos encontrados. Pág. 104.

Figura 26. Desglose de los fallos encontrados de las tuberías “*vintage*”. Pág. 104.

Figura 27. Desglose de las causas de fallos por Fuerzas Externas. Pág. 106

Figura 28. Fallos que dieron lugar por los golpes. Pág. 106.

Figura 29. Fallos que ocasionaron los rayos. Pág. 107.

Figura 30. Fallos ocasionados por terremoto. Pág. 108

Figura 31. Fallos que ocasiona la soldadura. Pág. 108.

Figura 32. Fallos derivados de la corrosión por picadura. Pág. 109.

Figura 33. Explosiones registradas por países. Pág. 113.

Figura 34. Sustancias involucradas en el accidente. Pág. 11

Figura 35. Causas específicas del fallo mecánico.

RESUMEN:

La industria petroquímica y gasera ha aumentado su producción en las últimas décadas, esto es debido a; la demanda extraordinaria, cada vez mayor, energética a nivel industrial y doméstico y, el aumento del consumo de pesticidas, herbicidas, plásticos y, demás productos que engloba. Esto origina que, necesite de más metros de tubería con sus mejoras físico-químicas en los materiales, e instalaciones más eficientes para el transporte de los mismos.

Este Trabajo Fin de Grado, titulado “Estudio de Fallos en Tuberías *Vintage* de la Industria Petroquímica y Gasera” es un trabajo académico, que abordará el estudio técnico de los tipos de fallos acaecidos por las tuberías en el sector, centrándose en las *vintage*, de forma crítica y con criterio.

Se analizarán el tipo de productos transportados, desde su composición química, la evolución de los aceros inoxidables austeníticos empleados para la fabricación de estas tuberías y, además, se evaluará el ambiente de trabajo donde se encuentran. A su vez, se estudiarán los fallos que se pueden producir, dependiendo de todos estos factores y las medidas de prevención para evitar los mismos.

Todo ello, se extrapolará a informes técnicos que tratarán de fallos en tuberías del sector, cuyas causas irán relacionadas con diferentes factores; corrosión, fuerzas externas o fuerzas naturales, centrándose en las “*vintage*”.

PALABRAS CLAVE:

Petroquímica, Gasera, Vintage, Tubería, Fallo, Corrosión, Golpes, Fuerzas Externas.

ABSTRACT:

The petrochemical and gas industry has increased their production in the last decades, this is caused by the extraordinary demand which is higher and higher, energetic in the industry and domestic level and, the consumption increase in pesticides, herbicides, plastic and, some other products which are involved. This produces that requires more meters of pipelines with its physico-chemical improvements in materials, and more efficient installations in their transport.

This final work of the degree named “Study of Failures in *Vintage* Pipelines of the Petrochemical and Gas Industry” is an academic work, which is going to approach the technical study of different types of failure produced by the sector pipelines, focusing in vintage with a critical way and with judgement.

It will be analyzed the different transported products, from their chemical composition, evolution of the austenitic stainless steel which are used to the pipeline fabrication and, besides, It will evaluate the work atmosphere where they operate. Moreover, It will study the failures which will be produced, depending on all these factors and prevention measures to avoid them.

All of this, will extrapolate to technical reports which will talk about pipelines failures in the sector, whose reasons will be related with different factors; corrosion, external forces or natural forces, focusing in “vintage”.

KEYWORDS:

Petrochemical, Gas, Vintage, Failure, Corrosion, Blows, Forces, External.

CAPÍTULO 1: JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

CAPITULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Justificación

A lo largo de la historia han acaecido numerosos accidentes que van desde pequeñas fugas a grandes catástrofes para la población, debido a fallos de tuberías en especial en la industria petroquímica y gasera. Las razones son varias, la alta inflamabilidad de los elementos transportados; las altas presiones requeridas para el transporte; las diferentes e infinitas condiciones ambientales que pueden dañar la integridad estructural de las tuberías, desde fuerzas externas (la razón más común) a el fenómeno de la corrosión; el factor humano que engloba desde el diseño inicial de la instalación, hasta los mantenimientos preventivos de la misma transcurridos en un tiempo de servicio, y como no, la demanda de energía que cada año va en aumento, para abastecer al sector industrial y doméstico, obtenida de estas fuentes, que necesita por ende, de cada vez más instalaciones y metros de tubería para el transporte de las mismas, aumentando así, la probabilidad de fallo en estos sectores. A continuación, en la Figura 1, se muestran explosiones debidas a un fallo de tubería por corrosión bajo tensión (CBT).



Figura 1. Taiwan, explosión causada por una fuga de propano (A). Fuente: Wikipedia, the free encyclopedia (2014). Nueva York (B), explosión debido a una fuga de gas [94-95]

Debido a los fallos que pueden surgir, hay multitud de métodos preventivos y predictivos que se han desarrollado por medio de diferentes investigaciones

desde los años 30 hasta la actualidad, a lo largo de todo el mundo y realizados por infinidad de autores. Pero cabría preguntarse:

- a) ¿Son realmente útiles todos estos estudios?
- b) ¿Se tiene verdadera conciencia de la importancia de una buena selección de materiales y diseño para la instalación de tuberías?
- c) ¿Se hace un pormenorizado estudio previo sobre las mismas, o se estudian sus características cuando ya se ha producido el fallo?
- d) ¿Cuál es el fallo más frecuente?
- e) ¿Se destinan los suficientes esfuerzos para evitar accidentes graves como los que ya se han producido?
- f) ¿Predomina el coste, a la durabilidad y seguridad? y, con relación a esto;
- g) ¿Se pueden reducir costes haciendo un estudio exhaustivo previo sobre la instalación?

Con todo esto, surge la necesidad de encontrar información al respecto que pueda estar organizada como fuente de datos, buscando posibles parámetros comunes sobre fallos de tubería en general y centrándose en las “*vintage*” siendo estas tuberías, consideras todas aquellas que llevan en servicio más de 20 años. Para ello, se requiere analizar toda la información que pueda ser encontrada de forma crítica y con criterio.

1.2 Objetivos

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es hacer una recopilación de datos vinculados con fallos de tuberías producidos por diferentes causas como pueden ser:

- Defectos de corrosión atendiendo a su amplio abanico.
- Por fuerzas externas como son golpes, impactos, o a las producidas por el efecto de la naturaleza como son el propio movimiento de placas tectónicas o los rayos.
- Fallos por soldadura
- Fallos debidos a las pruebas previas antes de su puesta en servicio.

De manera general a nivel global y haciendo un inciso en las tuberías denominadas “*vintage*”, todas ellas empleadas en el sector petroquímico y gasero.

Además, se prestará atención a los diferentes mecanismos que se han desarrollado en base a estos fallos, para intentar prevenirlos así como establecer una comparativa en la resolución de problemas desde los años 70 a la actualidad. Por último, no menos importante, se ha prestado atención a la evolución de los materiales empleados en la fabricación de estas tuberías.

Todo esto se tendrá en cuenta para hacer un estudio de accidentes ocurridos por fallos de tuberías atendiendo a las diferentes causas. Se analizarán los costes económicos de pérdidas por sustituciones de tuberías y aplicación de elementos de protección. De entre todos los tipos de fallos, se tratará de averiguar cuál o cuáles son los más repetidos, cuál o cuáles los más estudiados y cuál o cuáles los que se puede predecir con más acierto. En la Figura 2, se muestra un esquema genérico del TFG que se desarrollará a continuación.

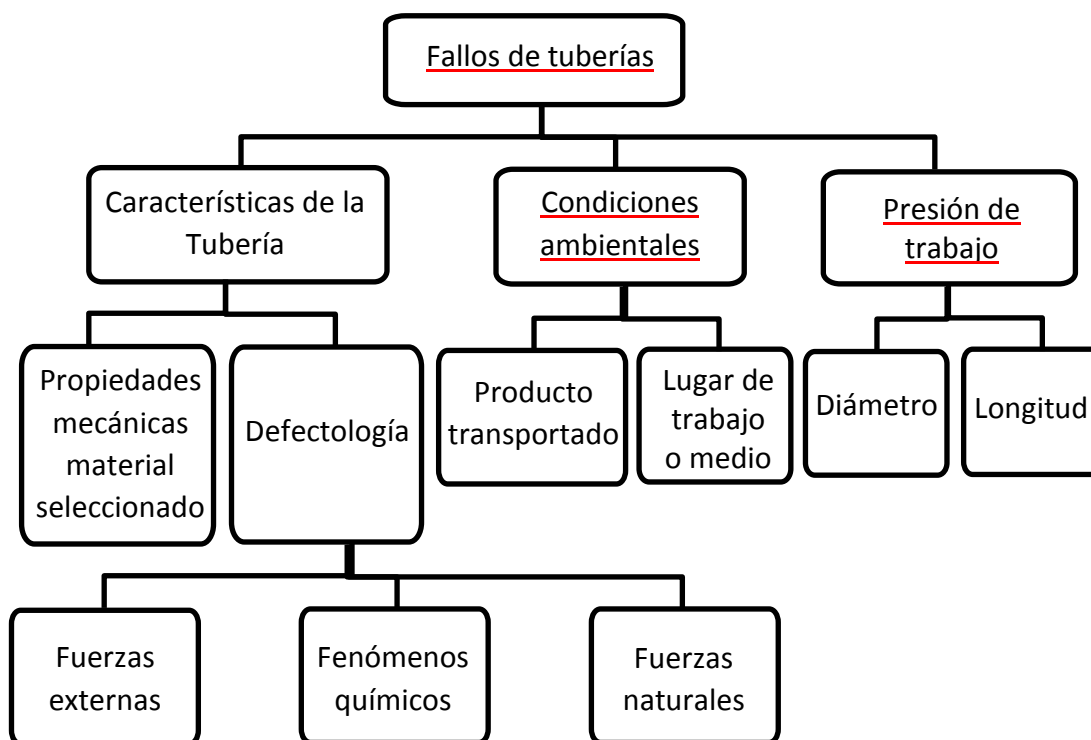


Figura 2. Diagrama de flujo a del Trabajo Fin de Grado.

Para esto, se realizará la búsqueda en diferentes bases de datos sobre tuberías que hayan ocasionado fallo, y diferentes accidentes que se hayan producido a lo largo de la historia teniendo en cuenta, cualquiera de los factores anteriormente nombrados. También se tendrán en cuenta, los estudios de probabilidad de fallo y las herramientas de análisis de los mismos.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

2.1 Introducción

A continuación, se exponen conceptos que han de tenerse en cuenta y entender para poder llevar este TFG a buen puerto.

Poder analizar las posibles agrupaciones y comparativas que se realizaran con criterio, entendiendo los fallos en las tuberías del sector petroquímico y gasero debidas a:

- Las características de los productos que transportan.
- Los materiales y técnicas empleadas para la fabricación de las mismas, empleadas en este sector.
- El ambiente de trabajo donde se encuentran instaladas.
- Las fuerzas que soportan tanto internas, por la presión de transporte como externas por factores ambientales.
- La combinación de todo lo anterior.

2.2 Sector Petroquímico

La industria petroquímica transforma y trata el petróleo o el gas natural como materias primas para la obtención de productos químicos. Dicho de otra forma, se dedica a obtener derivados químicos del petróleo y de los gases asociados. Es un sector fundamental de fuerte impacto energético y económico. Este sector trata con combustibles fósiles como son el metano, butano, propano, entre otros que se mencionaran a continuación, así como pesticidas, herbicidas, fertilizantes, plásticos o asfaltos [1].

2.2.1 Petróleo

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos (grupos monoméricos con enlaces carbono-carbono y carbono-hidrógeno que contienen, además, nitrógeno, oxígeno y azufre), principalmente hidrocarburos (átomos de carbono e hidrógeno) y algunos tipos de metales, principalmente níquel y vanadio. Es de color oscuro y olor fuerte.

Se desconocen los procesos químicos de su formación, pero se obtiene de la transformación de materia orgánica acumulada en los estratos superiores de la corteza terrestre del pasado geológico, donde hubo mar.

Para poder ser utilizado para los fines energéticos o industriales, es necesario someterlo al proceso de refino (destilación, conversión y tratamiento) del que se van obteniendo los diferentes compuestos, como son la gasolina, nafta, el queroseno, etc. [2].

2.2.1.1 Clasificación de hidrocarburos

Los hidrocarburos se pueden clasificar según su peso molecular, su densidad, los enlaces entre átomos de carbono y la presencia de azufre. A continuación, se mostrará en la Figura 3, la clasificación según los enlaces de carbono [3].

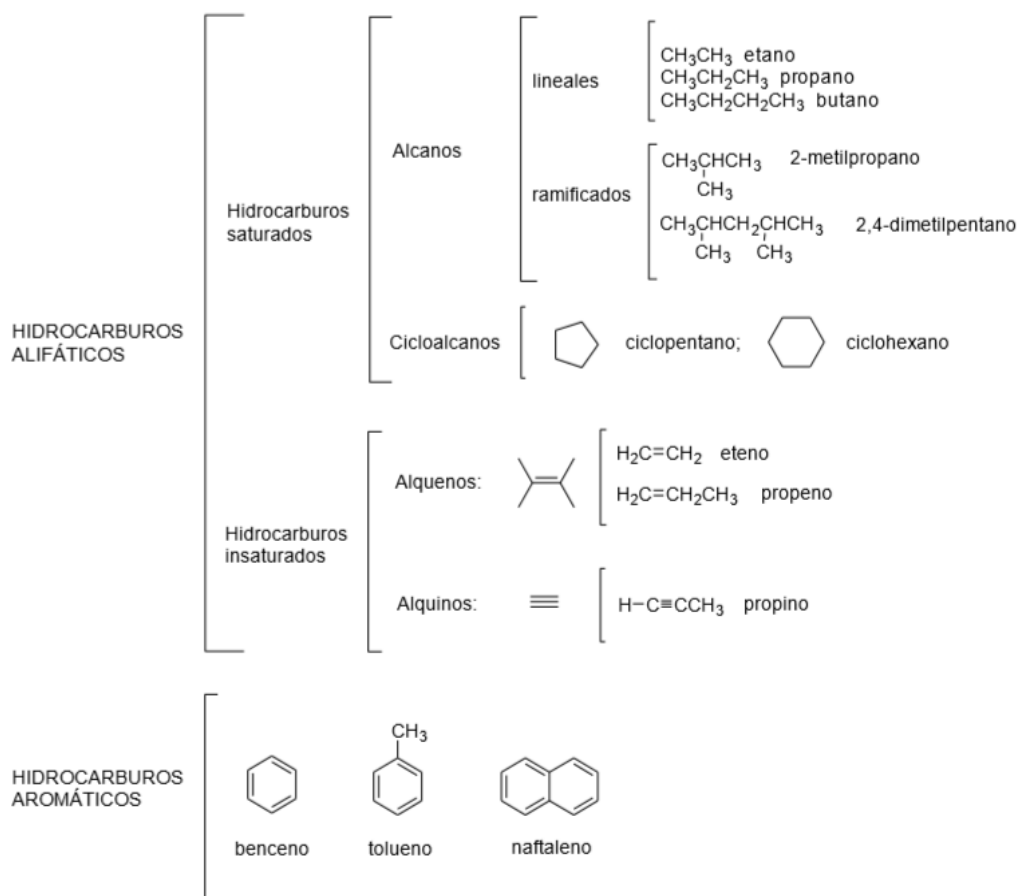


Figura 3. Clasificación según los enlaces entre los átomos de carbono [96].

- Según los enlaces entre los átomos de carbono, como se ve en la Figura 3 se encuentran, de manera genérica, los enlaces individuales y dobles:

Saturados: Tienen enlaces individuales entre los átomos de carbono.

Insaturados: Tienen al menos un enlace doble entre los átomos de carbono.

- Según su peso molecular:

Componentes ligeros (bajo peso molecular): Contienen de 1 a 10 átomos de carbono, tales como el benceno, tolueno, alcanos. Son los más volátiles y se disuelven con mayor facilidad. Son muy inflamables y fácilmente inhalables, por lo que presentan una gran peligrosidad para la seguridad y salud humana.

Componentes medios (de peso molecular medio): Entre 11 y 22 átomos de carbono. Hidrocarburos policíclicos aromáticos.

Componentes pesados (de alto peso molecular): Contienen 23 o más átomos de carbono, por ejemplo, los asfaltenos [4].

- Según su densidad:

El Instituto Americano del Petróleo (*American Petrochemistry Insititute*, API), clasifica los hidrocarburos según su densidad que, en comparación con el agua a la misma temperatura, indica cómo es de liviano o pesado el petróleo [5].

Se puede expresar de dos formas:

En unidades de masa por unidad de volumen (Kg/m³).

En función de la densidad API.

La densidad, es la relación entre la densidad absoluta del hidrocarburo y la sustancia de referencia que es el agua pura (1000 Kg/m³).

$$API = \frac{141,5}{densidad\ relativa} - 131,5 \quad \text{a } 60^{\circ}F \quad (2.1)$$

Los hidrocarburos con alta densidad API tienen viscosidades bajas debido a que contienen una gran proporción de componentes volátiles. A continuación, se muestra la Tabla 1 la clasificación API según densidades [6] y [7].

La viscosidad se manifiesta en los líquidos y gases en movimiento. Se define como la relación existente entre el esfuerzo cortante y el gradiente de velocidad. Muestra la oposición de un líquido a fluir cuando se aplica una fuerza de tal forma que, cuánta más resistencia oponen los líquidos a fluir, más viscosidad poseen [23] y [24].

Tabla 1. Clasificación según gravedad API de los hidrocarburos [91].

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

- Según la presencia de azufre.

El azufre se encuentra en los hidrocarburos. Su presencia implica más refinado y como resultado un mayor coste final. Atendiendo a su contenido, el petróleo puede clasificarse de dos formas:

Petróleo dulce: Contiene menos de un 0.5% de presencia de azufre. Es de alta calidad y ampliamente usado en la gasolina.

Petróleo agrio: Contiene menos de 1%, y el coste de refinado es mayor. Se destina a productos destilados como el diésel [8].

Existen 161 tipos de petróleo crudo y otras tantas diferentes zonas de extracción, que se diferencian en las proporciones de su composición de saturados (de 40 % a 80%), aromáticos (15% a 40%), resinas (0% a 20%). Los crudos más ligeros, son los más demandados y más caros, puesto que su refino es menos costoso, como sucede con los crudos con menor contenido en azufre [9].

El contenido de azufre en niveles altos durante el proceso de refinación, 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 alto es el grado de control del mismo, lo que supone una refinación más costosa. Los crudos livianos, con poco azufre, tienen un mayor precio en 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 [85].

2.2.1.2 Yacimientos y reservas de petróleo

El petróleo no se localiza habitualmente en donde se generó, puesto que al ser un compuesto líquido va moviéndose vertical o lateralmente, filtrándose a través de las rocas porosas, hasta encontrar una salida al exterior. Si esto sucede, parte se evapora y otra parte se oxida al contactar

con el aire, con lo cual el petróleo en sí, desaparece. Si encontrara una roca no porosa impide su salida y se habla, entonces, de un yacimiento.

El petróleo no forma lagos subterráneos, pues aparece impregnado en rocas porosas.

Deben existir al menos cuatro condiciones básicas para que este se acumule:

1. Que exista una roca permeable donde el petróleo pueda moverse a través de sus poros microscópicos bajo presión.
2. La presencia de una roca impermeable que evite la fuga del mismo hacia la superficie.
3. El yacimiento debe tener la forma de rampa: Las rocas impermeables deben encontrarse de tal forma que, no permitan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
4. Que haya material orgánico suficiente para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura.

Las formas más genéricas que pueden presentarse, aparecen representadas a continuación en la Figura 4.

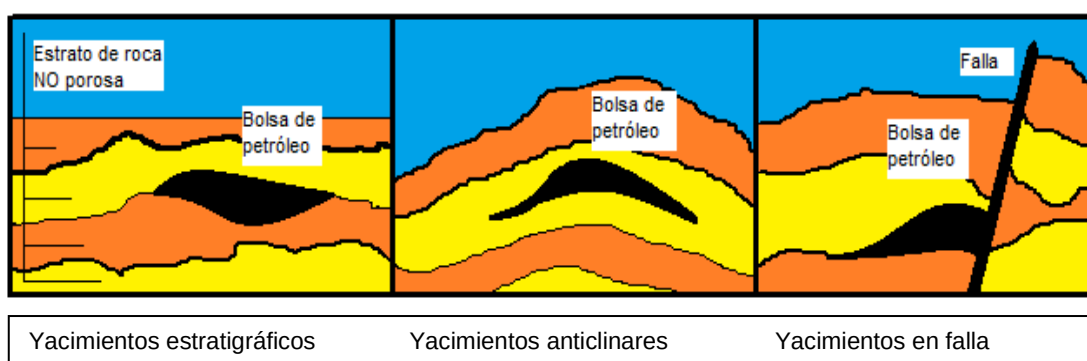


Figura 4. Tipos de yacimientos.

Estratigráficos: En forma de cuña alargada que se inserta entre dos estratos.

Anticlinal: En un repliegue del subsuelo, que almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.

Falla: Cuando el terreno se fractura, los estratos que antes coincidían se separan. Si el estrato que contenía petróleo encuentra entonces una roca no porosa, se forma la bolsa o yacimiento [10].

Los países con más yacimientos no necesariamente son los más productores o exportadores, dado que el refinamiento del petróleo requiere de unas instalaciones y una inversión inicial, de la que no todos los países disponen, además las calidades del mismo no son iguales; a continuación, se mostrarán los principales productores de petróleo [11].

Los países con mayores yacimientos de petróleo se muestran en la Tabla 2, con los grados API y el contenido de azufre [86] y [87]:

Tabla 2. Yacimientos de petróleo por países con densidades y contenido en azufre [86].

Posición	País	Cifra miles de millones de barriles	Densidad (°API)	Contenido en Azufre (wt %)
1º	Venezuela	297.06	25.1	1.59
2º	Arabia Saudí	267.9	38.1	1.1
3º	Canadá	173.1	31.2	1.21
4º	Irán	154.6	33.9	1.84
5º	Iraq	141.4	-	-
6º	Kuwait	104	30.9	2.5
7º	Emiratos Árabes Unidos	97.8	34	1.9
8º	Rusia	80	34	1.75
9º	Libia	48	37.1	0.26
10º	Nigeria	37.2	29.5	0.2
11º	Kazajstán	30	-	-
12º	Qatar	25.38	35.4	0.16
13º	EE. UU	20.68	39.8	0.3
14º	China	17.3	33	0.1
15º	Brasil	13.15	20.1	0.7
16º	Argelia	12.2	36.5	0.31
17º	Angola	10.47	-	-
18º	México	10.26	21.3	3.4
19º	Ecuador	8.24	25	1.4
20º	Azerbaiyán	7	-	-

Como se puede ver en la Tabla 2, los países cuyo crudo tiene un mayor contenido en azufre y, por tanto, considerados de peor calidad son:

Kuwait con un 2,5 (wt %), Emiratos Árabes Unidos con un 1,9 (wt %), Irán con un 1,84 (wt %), Rusia con un (1,75 wt %), seguido de Venezuela con un 1.59 (wt %) y de Canadá con un (1.21 wt %) cómo los más destacados. Hay que tener en cuenta, que, el contenido de azufre para el petróleo dulce (el de mejor calidad) es menor al 0.5%.

1. Estados Unidos de América

En el año 2014 EEUU pasó a liderar la lista, gracias al “*fracking*” (técnica para extraer gas natural, que consiste en explotar el gas acumulado en los poros y fisuras de ciertas rocas, sedimentarias estratificadas de grano fino o muy fino, cuya poca permeabilidad impide el movimiento del gas a zonas de más fácil extracción [83]) y al aumento en la explotación de sus yacimientos de petróleo, con casi 14 mil millones de barriles de crudo. Esto se debe a la tecnología desarrollada y la implementación de modernos métodos de extracción de crudo, como en arenas de alquitrán (de las arenas de alquitrán se extrae un bitumen, que es convertido en un petróleo crudo sintético, o refinado directamente, por refinerías especializadas para obtener productos del petróleo).

A pesar de esto, tiene el mismo problema que China, han de importar una gran cantidad de crudo a México y Canadá, otros dos grandes países petroleros, pues su demanda sigue siendo mayor a su capacidad de producción.

2. Arabia Saudí

Hasta hace poco era el mayor productor de crudo del mundo, con casi 12 millones de barriles de petróleo, pero ha disminuido su producción en favor de otro tipo de energías y combustibles. Sus reservas de crudo, por si solas, representan el 5% del crudo existente hoy en día en todo el mundo, estando gran parte, aún sin explotar.

3. Rusia

Produce 11 millones de barriles de petróleo, representa el 13-14% del total del crudo que se mueve en el mundo. Sus reservas son las terceras más grandes del mundo, sin contar con todo el crudo escondido bajo el hielo de Siberia y del norte de Rusia.

4. China

La producción de crudo en China, ha ido en aumento de forma constante los últimos cincuenta años, tomando un inesperado y gran crecimiento los últimos quince años.

Produce cerca 4.6 millones de barriles de crudo, pero, como su consumo interno es mucho mayor, sigue siendo un país importador de crudo.

5. Canadá

Tiene apenas el 0,5% de la población mundial, pero produce más del 5% del petróleo que se mueve en el mundo, 4,5 millones de barriles, aunque sus reservas llegan a alcanzar los 180.000 millones de barriles, posicionándose como la tercera reserva de petróleo más grande del planeta.

El inconveniente, es que de la mayoría de sus reservas están en alquitrán, lo que complica su extracción. Cuando la tecnología de extracción reduzca los costes, la producción de crudo canadiense irá creciendo.

6. Iraq

Iraq tiene grandes problemas geopolíticos, lo que hace que no pueda explotar todo su potencial.

A pesar de ello, Iraq es el país con la quinta reserva de petróleo del mundo, la mayoría en yacimientos intactos, pese a ello, produce alrededor de 4 millones de barriles de petróleo, que proporcionan el 94% de la energía del país, además de un 66% de los ingresos totales del mismo.

7. Emiratos Árabes Unidos

Los Emiratos Árabes Unidos son una federación ubicada en Arabia formada por Abu Dhabi, Ajmán, Dubái, Fuyaira, Ras al-Jaima, Sarja y Umm al-Qaywayn.

Producen juntos, alrededor de 3.5 millones de barriles, principalmente Abu Dhabi, Dubai y Sarja. Tienen una reserva de aproximadamente 100.000 millones de barriles.

8. Irán

Irán genera 3.4 millones de barriles, gracias a sus reservas y pozos sin explotar, es considerado un país de las llamadas “superpotencias”.

Esos 3.4 millones de barriles representan el 5,1% del total del petróleo que se mueve en el mundo diariamente. El dinero generado con estas exportaciones, representan el 60% de los ingresos totales de Irán.

9. Méjico

Méjico produce cerca de 2,85 millones de barriles, con grandes prospecciones gracias a las reformas por las que atraviesa el país, y a descubrimientos de pozos petroleros con grandes reservas en el futuro. Los ingresos por sus exportaciones significan el 10% de los totales.

10. Kuwait

Su producción oscila en torno a 2,7 millones de barriles de petróleo, representando cerca del 3% de la producción total del mundo. Se calcula que sus reservas tienen una duración de 100 años, siendo una base sólida de ingresos para el país.

2.2.2 Gas Natural

Se denomina gas natural al conjunto de hidrocarburos gaseosos formados principalmente por el metano, en proporción superior al 70%. Se encuentra acompañando al crudo del petróleo, (gas natural asociado), o acompañado solamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o

gases (gas natural no asociado). En el punto **2.2.2.1** se desglosarán los tipos de gas natural detalladamente.

Cómo sucedía con el petróleo, no existe una teoría exacta acerca de su formación, pero al igual que aquel, se forma en el subsuelo profundo en los sedimentos con alto contenido de materia orgánica, denominados “roca madre”. El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas, pero tiene que quedar atrapado, como sucedía con el petróleo, por rocas sólidas, para evitar que este se escape al exterior.

Los componentes que acompañan al metano en su porcentaje aproximado del 85-90%, en la mayoría de los casos, son hidrocarburos saturados; etano, propano, butano, pentano, y pequeñas proporciones de gases inertes; anhídrido carbónico, nitrógeno y, en algunas ocasiones, ácido sulfhídrico, oxígeno e hidrógeno. La proporción de estos componentes, raras veces supera el 15%; estos valores cambian, dependiendo de la región en la que se forman y tenderán a eliminarse del producto final, ya que se consideran elementos no deseados. En la Tabla 3 aparecerán los compuestos no deseados y su formulación química [12] y [13].

Tabla 3. Compuestos no deseados en los yacimientos de gas natural [93].

Elementos no deseados	Fórmula Química
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S
Dióxido de Carbono	CO ₂
Oxígeno	O ₂
Vapor de agua	H ₂ O
Dióxido de azufre	SO ₂
Óxidos de nitrógeno	NO _x
Comp. orgánicos Volátiles	VOCS
Comp. volátiles de cloro	Cl ₂
Comp. volátiles de flúor	F ₂
Nitrógeno	N ₂
Monóxido de carbono	CO
Sulfuro de Carbonilo	COS
Bisulfuro de Carbono	CS ₂
Comp. orgánicos de azufre	S
Ácido cianhídrico	HCN

2.2.2.1 Tipos de gas natural

El gas natural se puede clasificar en función de su origen o composición y se desarrollarán a continuación:

- Según su origen como hemos visto anteriormente:

Gas asociado: Se extrae con el petróleo, contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.

Gas no asociado: Se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.

La Tabla 4 recoge la composición del gas natural con los porcentajes aproximados en función de su origen.

Tabla 4. Composición del gas natural [93].

Componente	Nomenclatura	Composición Gas No Asociado (%)	Composición Gas Asociado (%)	Estado Natural
Metano	CH ₄	95-98	60-80	Gas
Etano	C ₂ H ₄	1-3	10-20	Gas
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1	5-12	Gas licuable (GLP)
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8	0-8	Gas
Nitrógeno	N ₂	0-5	0-5	Gas
Butano	C ₄ H ₁₀	0.5-1	2-5	Gas licuable (GLP)
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-5	1-3	Líquido
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5	0-5	Gas
Otros	A, He, Ne, Xe	Trazas	Trazas	Gas

- Según su composición, se pueden clasificar como:

Gas natural seco: Contiene unas cantidades menores de otros hidrocarburos líquidos, que puedan recuperarse y comercializarse. Sus componentes principales son metano y etano y, en una proporción más pequeña, el propano

y butano. Al ser un gas no asociado, puede considerarse como el gas natural comercial.

Gas natural húmedo: Contiene una cantidad importante de hidrocarburos más pesados que el metano. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en gas húmedo dulce y gas húmedo amargo. Para este caso, la proporción de butano y propano es considerable en la fase gaseosa, siendo la fase líquida una variante de la gasolina.

Gas natural amargo: Contiene derivados del azufre como ácido sulfhídrico, sulfuros, disulfuros y mercaptanos; se encuentran en los yacimientos. Corresponde a la mezcla de gas natural con compuestos gaseosos e impurezas.

Gas dulce: No contiene derivados del azufre y se obtiene, generalmente, añadiendo solventes químicos, físicos, o adsorbentes al gas amargo lo que se conoce como, endulzarlo [14] y [15].

La mayor parte de los yacimientos contienen gas de tipo amargo, se denomina así porque se renueven los olores amargos y sucios. Esto sucede eliminando el ácido sulfhídrico (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2), y deben ser eliminados aparte de por el olor principalmente, por su toxicidad, corrosividad y la disminución del poder calorífico. Para llevar a cabo este proceso, en general hay cinco etapas, pero las principales son, la técnica de absorción química, con soluciones acuosas de alcanolaminas, la absorción física y la destilación criogénica [16] y [17].

En la Tabla 5 se encuentra la clasificación del gas natural en función de su origen y composición.

Tabla 5. Clasificación del gas natural [14].

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

2.2.2.2 Yacimientos y reservas de Gas Natural

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 Medio [18].

1. Rusia

Posee la mayor cantidad de reservas de gas natural del mundo, se puede estimar que tiene alrededor de 1.688 billones de pies cúbicos (*Trillion cubic feet, Tcf*) probadas desde enero de 2013. Esto significa una cuarta parte de las reservas totales de gas probadas en el mundo.

2. Irán

Seguido de Rusia esta Irán, situando desde diciembre de 2012, sus reservas probadas en 1.187 *Tcf*. La mayor parte de estas reservas permanecen sin explotar, debido a las sanciones internacionales que sufre el país y a los aplazamientos en el desarrollo de sus yacimientos.

Más del 60% de las reservas de gas natural de Irán se encuentran en alta mar.

3. Qatar

Qatar tiene las terceras reservas de gas natural más grandes del mundo, teniendo en las mismas 885,3 *Tcf*, desde diciembre de 2012. Son el 13% de las reservas totales de gas natural del mundo, aunque es el mayor proveedor de Gas Natural Licuado (GNL) en el mundo.

Una gran mayoría de las reservas de gas natural del país se encuentran en gigantes yacimiento offshore North Field, que cubre un área casi equivalente al mismo Qatar.

4. Turkmenistán

Turkmenistán dispone de las cuartas reservas de gas natural más grandes del mundo, situando las reservas probadas en 353,1 *Tcf*. Aun así, el país se enfrenta a importantes retos para explotar sus reservas de gas debido a la lejana localización de los posibles mercados, la falta de infraestructura de gasoductos y la falta de inversión extranjera.

La mayor parte de las reservas probadas de gas de Turkmenistán se encuentran en la cuenca de Amu Darya, en el sureste, y en las cuencas del Murgab South del Mar Caspio, en la parte occidental del país.

5. Estados Unidos de América

Se sitúa en el quinto puesto con unas reservas probadas de gas natural de 334,07 *Tcf* desde enero de 2013. Las reservas de gas del país han aumentado de manera constante desde 1999, con la expansión de las actividades de exploración. Actualmente, Estados Unidos es el mayor productor y consumidor de gas natural del mundo.

6. Arabia Saudí

Se encuentra en esta posición desde diciembre de 2012 con sus reservas probadas en 290 *Tcf*. Los yacimientos de petróleo, tales como Ghawar en tierra, o Safaniya y Zuluf en alta mar, representan aproximadamente el 57% de las reservas del país.

La producción bruta de gas natural en Arabia Saudí en 2012 se situó en los 3,9 *Tcf*, teniendo en cuenta que el país no importa ni exporta gas natural, destinando la totalidad de su producción al consumo interno.

7. Emiratos Árabes Unidos

Los Emiratos Árabes Unidos tienen la séptima mayor reserva de gas del mundo, situándose desde diciembre de 2012 sus reservas probadas en 215,1 *Tcf*. A pesar de todas las reservas con las que cuenta, el país importa gas natural, principalmente de Qatar. Los Emiratos Árabes Unidos llegaron a importar 616 mil millones de pies cúbicos de gas en 2011. Alrededor del 30% de la producción de gas de los Emiratos Árabes Unidos, se vuelve a inyectar en los yacimientos de petróleo, mientras que el sector de energía del país también hace uso del gas natural como materia prima principal en la generación de electricidad.

El procesamiento de las reservas de gas es económicamente desafiante, ya que la mayor parte del gas natural tiene un alto contenido de azufre.

8. Venezuela

Venezuela dispone de las octavas mayores reservas de gas natural del mundo, situando desde diciembre de 2012 sus reservas probadas en 195 *Tcf*. La cantidad de gas asociado de Venezuela alcanza casi el 90% de sus reservas de gas natural.

Gran parte de la producción de gas se vuelve a inyectar en los yacimientos de petróleo para una mejor extracción de petróleo crudo. Esto hace que el país importe gas natural de Colombia y los Estados Unidos, para satisfacer su demanda industrial.

9. Nigeria

Nigeria, el mayor productor de petróleo de África, cuenta con las novenas reservas de gas natural más grandes del mundo, 182 *Tcf*. La mayoría de las reservas de gas natural del país se encuentran en el Delta del Níger.

Gran parte del gas natural del país es quemado ya que la mayoría de los campos de petróleo carecen de la infraestructura necesaria para la producción y el mercado de gas natural asociado.

10. Argelia

Las reservas de gas natural de Argelia se clasifican como la décima del mundo, siendo, a la vez, el mayor productor de gas en África, cuyas reservas probadas de gas natural se estimaron en 159,1 Tcf, desde diciembre de 2012. Sin embargo, la producción de gas de Argelia ha disminuido en los últimos años, con el agotamiento de algunos de sus maduros yacimientos de gas.

2.2.3 Propiedades de un combustible

La principal característica de un combustible es el Poder Calorífico (PC). Representa la cantidad de calor generado al quemar una unidad de masa del combustible considerado, a presión atmosférica [31].

Las unidades de medida para combustibles sólidos líquidos:

Sistema internacional MJ/kg

Sistema técnico kcal/kg

Las unidades de medida para combustibles gaseosos:

Tomando la unidad de volumen en CN (1 atm y 0 °C) kcal/Nm³

Los métodos de medida:

Método experimental.

Mide el aumento de la temperatura del agua contenido en un calorímetro al quemar una muestra de combustible.

Se considera una combustión completa, todo el carbono (C) se combina con el oxígeno (O₂), se oxida, formando anhídrico carbónico (CO₂).



Dependiendo de las condiciones del ensayo se obtiene el PCI y el PCS.

PCI (Poder calorífico inferior), mide el calor de oxidación del combustible, bajo las siguientes condiciones de ensayo.

- La temperatura de combustión y emisión de gases es mayor de 1000°C.
- El vapor generado en la combustión se evacua sin ceder su calor latente de evaporación al agua del calorímetro.

PCS (Poder calorífico superior), mide todo el calor cedido en el proceso de combustión bajo las siguientes condiciones de ensayo:

- La temperatura de combustión y emisión de gases es igual a 0°C.
- El vapor de agua generado en la combustión se condensa cediendo su calor latente de evaporación al agua del calorímetro.

Método empírico.

Formula de Dulong:

$$PCS = 8,140 \times C + 34400 \times (H-O/g) + 2220 \times S$$

$$PCI = PCS - 597 \times (9H + H_2O)$$

En combustibles gaseosos:

Sumatorio de los calores de combustión de sus componentes.

$$PCS = \sum \frac{\%}{100} \times PCI \quad (2.2)$$

2.2.4 Consumo energético e instalaciones requeridas

En este apartado se analizará en aumento de consumo que ha habido en las últimas décadas y la previsión de demanda. Además de esto se hará un inciso en las instalaciones gasísticas y petrolíferas, más significativas.

2.2.4.1 Consumo energético mundial

La demanda mundial de energía va en aumento cada año, sobre todo en los países más industrializados. El consumo de gas junto con el de

petróleo, han experimentado un crecimiento en las últimas tres décadas y se espera que continúe dicha demanda.

La Figura 5, presenta el consumo energético de las principales fuentes de energía en el año 2005. La Tabla 6, el valor numérico en *Millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTep)*, por último la Figura 6 detalla, sus previsiones de demanda hasta el próximo 2030 [14].

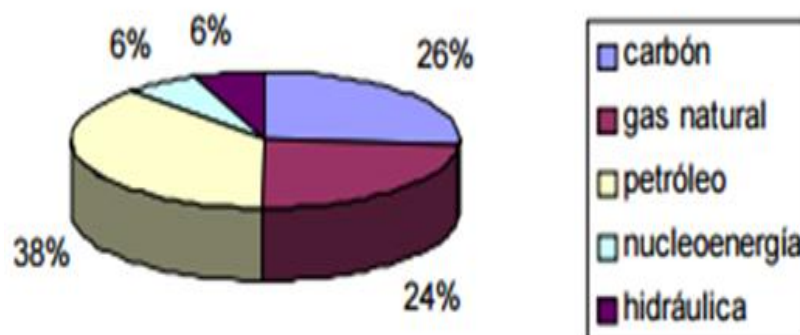


Figura 5. Consumo de energía primaria en el año 2005 [14].

Tabla 6. Consumo energético en el año 2005 con valor numérico [14].

Tipo	M tep
Carbón	2578
Gas Natural	2332
Petróleo	3637
Nucleoenergía	599
Hidráulica	595
Total	9741

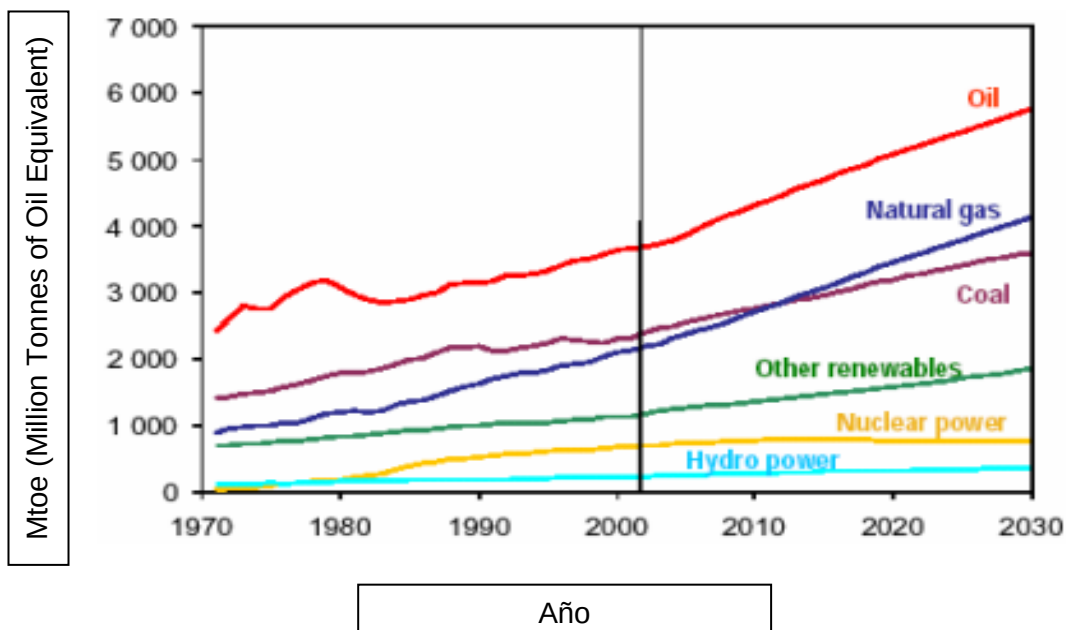


Figura 6. Demanda energética de diferentes fuentes en función del año y la estimación de consumo [14].

Según el informe *BP Statistical Review* (2015) [21], la producción mundial de petróleo creció aún más rápidamente que su consumo por segundo año consecutivo desde la fecha de éste, aumentando en 2,8 millones de barriles por día, su mayor crecimiento desde 2004, debido a que Irak aumento en; 750.000 barriles diarios y Arabia Saudí 510.000 barriles diarios, lo que impulso a la producción de la *Organización de Países Exportadores de Petróleo*, (OPEP) en 1.6 millones de barriles diarios, hasta los 38.2 millones, superando el récord del 2012.

Junto al petróleo la demanda de gas natural aumento, un 1,7%, lo que supuso una importante aceleración con respecto al 2014, pero por debajo del promedio de la última década del 2,3%. A este crecimiento contribuyeron, dentro de las economías emergentes, Irán (+6,2%) y China (+4,7%), que registraron los mayores incrementos del consumo, mientras que Rusia (-5%) y Ucrania (-21,8%) experimentaron las caídas más significativas.

La producción de gas natural, creció un 2,2%, siendo EEUU (+5,4%), Irán (+5,7%) y Noruega (+7,7%) los países que registraron un mayor crecimiento.

En la UE, sin embargo, la producción se redujo considerablemente, siendo los Países Bajos los que registraron la mayor caída del mundo (-22,8%).

2.2.4.2 Instalaciones petrolíferas

Los pozos petrolíferos están situados en zonas muy lejanas de los lugares de consumo, por tanto, el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental para la industria, que exige de una gran inversión tanto si el transporte se hace por oleoductos generalmente enterrados o por transporte marítimo.

Al comienzo en la industria petrolífera, se refinaba el petróleo cerca del lugar de producción. Cuando la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías de los países consumidores.

Pero como ocurre en Estados Unidos, Rusia, Canadá o América del Sur, países que se autoabastecen también necesitan disponer de redes de transportes eficaces para las largas distancias que han de recorrer y la gran capacidad de carga [19].

A continuación, se mencionarán los oleoductos de más importancia en el mundo [20].

Druzhba

Es el más largo del mundo, con 8.900 kilómetros (km) de tuberías, casi 4.000 km en territorio ruso. Nace en Almétievsk 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 (tn) de crudo.

Kazajistán-China

Se encarga de la distribución de petróleo en Asia Central, con una longitud de 2.228 km; puede transportar 20 millones de toneladas de petróleo al año.

Bakú-Tiflis-Ceyhan

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 muy probables movimientos sísmicos de la zona.

2.2.4.3 Instalaciones gasísticas

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados es el gasoducto; puede estar enterrado en la superficie terrestre o en el fondo de los océanos. La capacidad de transporte se los mismos, depende de la diferencia de presión entre sus extremos, y del diámetro (a medida que éste aumenta, lo hace la capacidad de transporte).

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos no es otra que aumentar, en determinados puntos de los mismos, la presión del gas. Esto se hace en las estaciones de compresión, donde aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. El control de los flujos de gas se realiza desde los centros de control.

Las infraestructuras existentes en el sistema gasista comprenden los gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, centros de control, etc. [22]. A continuación, se nombrarán algunos de los gasoductos más importantes del mundo [20].

Gasoducto Sila Sibiri

Es el segundo que une Rusia y China, en construcción actualmente, y se estima tendrá aproximadamente, unos 4.800 km. La capacidad total del gasoducto es de 64.000 millones de metros cúbicos.

Gasoducto Sur Peruano

Comenzará su construcción en 2018 y cruzará Los Andes transportando gas desde Las Malvinas hasta la costa de Arequipa. En total serán 1.000 km que han necesitado una inversión de US \$7.328 millones.

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 km con 24 pulgadas de diámetro. La inversión realizada para la construcción del gasoducto ha sido de 900 millones de euros, asegurando una calidad en la instalación y seguridad con el entorno; para ello se efectuaron muchos estudios para la máxima protección del medio ambiente.

2.3 Tuberías empleadas en el sector petroquímico

En este apartado, se hablará sobre la evolución de los materiales empleados para la fabricación de tuberías en el sector petroquímico y sobre los procesos de manufactura y las técnicas de unión.

2.3.1 Introducción

La industria petroquímica trabaja con diferentes tipos de combustibles fósiles purificados, así como pesticidas, herbicidas o fertilizantes, entre otros. Todo ello proviene del petróleo y el gas natural como materia prima; por tanto, en este apartado tal y cómo se ha hecho anteriormente, se hablarán de las tuberías que se emplean para el transporte de los mismos.

2.3.2 Evolución en infraestructuras, materiales y tratamientos

Como ejemplo de evolución en la construcción de infraestructuras, se presentan de los gasoductos de Norteamérica, uno de los mayores y más antiguos del mundo. Comenzaron con tuberías de madera que fueron reemplazadas por tuberías de plomo y, posteriormente, por tuberías de acero sin soldadura en el año 1920, permitiendo mayores presiones de funcionamiento [25].

Según el *Departamento de Transporte de los Estados Unidos* [89], más del 50% del sistema instalado de tuberías fue construido entre los años 1950 y 1969, lo que implica, aproximadamente, 228526,848 km de tuberías de un total de 492459,264 km del sistema de transmisión de gas; alrededor del 5%

fue construido antes del año 1940 y, el resto, a partir del año 1970 hasta la actualidad. En la Figura 7, se muestran los km de tubería para el transporte de gas por década.

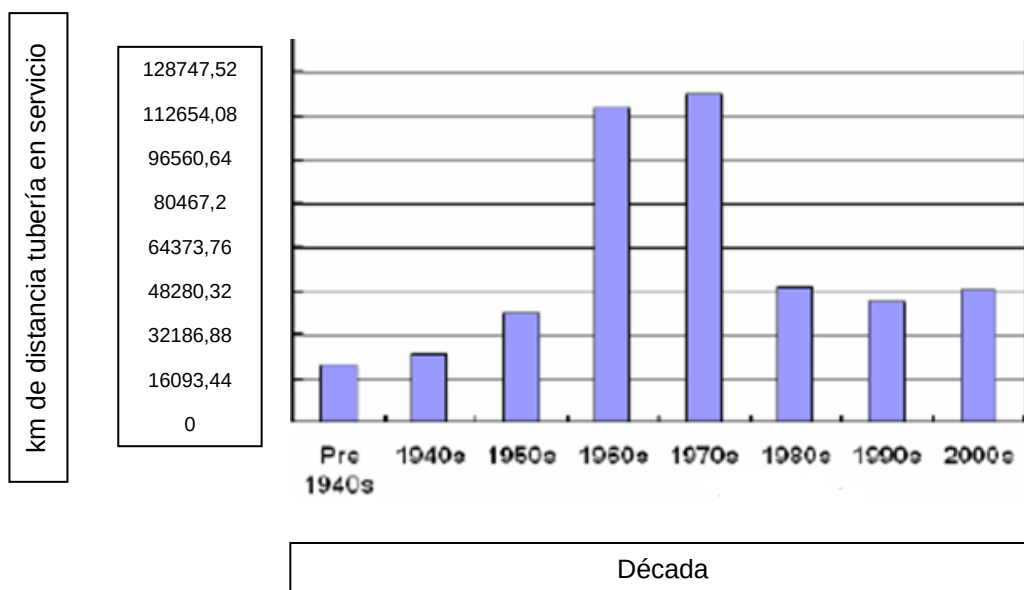


Figura 7. Transmisión de tuberías en km por década [25].

El desarrollo de nuevas tecnologías, el aumento de la demanda, los cambios económicos y la necesidad de sistemas más seguros, llevaron a la introducción de nuevos procesos y, por lo tanto, al abandono de las viejas prácticas de fabricación y tratamientos de tuberías. Se consideran tuberías “*vintage*” a todas aquellas que llevan en servicio más de 20 años, en la Figura 8 se muestra la evolución en las líneas de producción de tuberías y los periodos de uso y en la Figura 9, la evolución de las prácticas de construcción.

El proceso de fabricación del acero es fundamental en el diseño de tuberías y su integridad en servicio, ya que afecta a la química del acero; procesamiento, afecta a la microestructura, la presencia y localización de impurezas. Todos estos aspectos se unen para controlar la respuesta a la rotura frágil en servicio del acero.

De manera significativa, el procesamiento del acero ya sea laminado u otro procesamiento térmico controlado mecánicamente (TM), asociada a prácticas de procesos en servicio tales como soldadura, puede tener un efecto

beneficioso sobre la respuesta a la rotura, pero también puede tener un efecto negativo dependiendo de las aplicaciones.

La fabricación de acero en los Estados Unidos comenzó con la introducción del proceso de Bessemer a mediados de 1800, que encontró uso para la producción de tuberías con soldadura a tope (*butt welded*), soldadura de recubrimiento (*lap welded*) y tubería sin soldadura (*seamless pipe SMLS*). Esta evolución fue seguida por el horno eléctrico en 1899, que comenzó la producción entre 1900 y 1910. Posteriormente, la fabricación básica de acero por oxígeno se implementó a mediados de los años 1950 y en 1969 representó casi la mitad de la producción anual del acero. El acero producido para las tuberías durante los años sesenta incluía también otros procesos como son el “*Open hearth*”, Oxígeno Básico y Bessemer [36].

Antes de los años 60, se introdujeron materiales de mayor elasticidad, en los que el método primario usado para aumentar la resistencia, fue el control químico de la aleación, que tendió a aumentar la dureza y reducir la soldabilidad. Los aceros anteriores a 1960 tienen niveles de impurezas residuales de rendimiento más alto y anomalías internas más frecuentes, en comparación con la producción posterior a 1970. En muchos casos, las impurezas, aunque tienen una influencia limitada sobre la resistencia, pueden actuar como sitios de iniciación para algunas formas de corrosión y / o agrietamiento.

Desde finales de la década de 1960 y hasta la década de 1970, se llevaron a cabo varias mejoras importantes en la fabricación de acero y en la laminación de planchas / láminas. Los aceros microaleados con adiciones de niobio, vanadio y otros elementos, junto con mejores prácticas del laminado del acero (laminado controlado) y controles de impurezas mejorados (desulfuración, control de forma de inclusión, desgasificación al vacío), dieron como resultado aceros más "limpios" con mayores niveles de tenacidad y mejor soldabilidad. El moldeo continuo (*continous casting*, concast) comenzó a ser utilizado en el mismo período, mejorando aún más la calidad del acero, mientras que proporciona una producción más eficiente.

Los avances en la producción de acero y las prácticas de laminado (tratamiento mecánico en caliente, y tiene como objeto la transformación de lingotes en perfiles diversos) se produjeron en las décadas de 1970 y 1980 a través del control de la microestructura, mejoras adicionales del método de laminación (enfriamiento acelerado) y adiciones químicas [82]. Estos dieron lugar a aceros con mayores resistencias de rendimiento, más duros para el mismo espesor de pared [36].

La Figura 8, ilustra la evolución en la producción de tubería de línea. Esto implica la transformación de un material como una placa plana, en una forma cilíndrica que está cerrada por un cordón longitudinal, que puede ser de sección transversal o helicoidal, o un cilindro sin cordón de soldadura (SMLS).

Los primeros procesos de fabricación de tuberías, incluyen soldadura a tope (*butt-welded*), soldadura de recubrimiento (*lap welded*), soldadura martillo (*hammer welded*), soldadura por resistencia eléctrica de baja frecuencia (*low-frequency LF*), soldadura por resistencia eléctrica (*electric-resistance-welded ERW*), la soldadura instantánea y la soldadura a tope continua, siendo esta última utilizada a día de hoy.

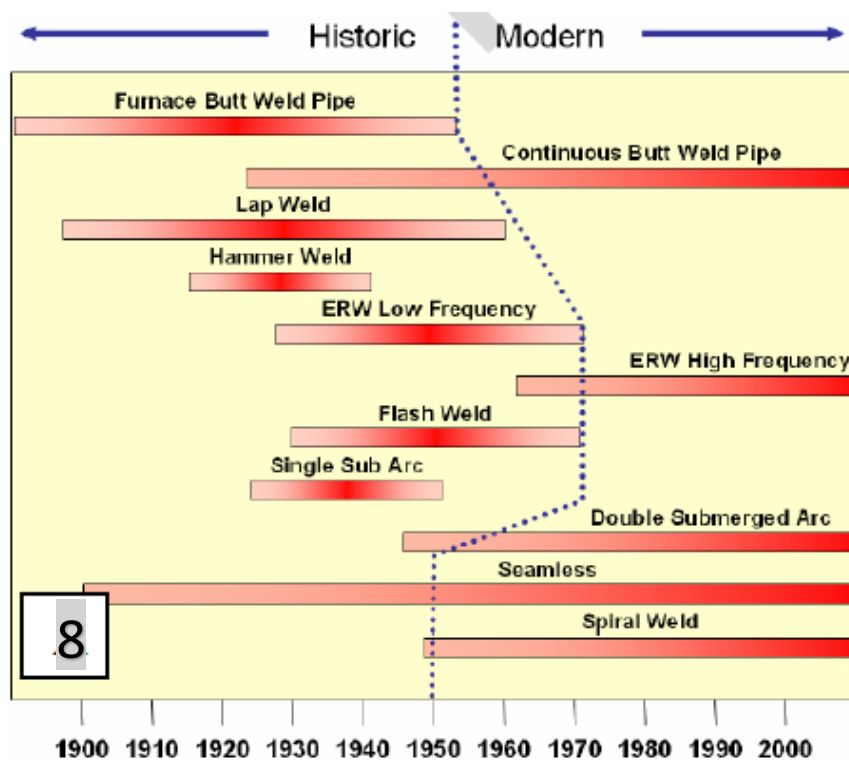


Figura 8. Evolución de la producción en las líneas de tubería [36].

Posteriormente se utilizaron procesos de soldadura por arco sumergido (*single-submerged-arc welded (SAW)*), y algunas variaciones modernas en las tuberías SMLS, con ERW de alta frecuencia (HF-ERW) y la soldadura doble por arco sumergido (DSAW). Como hemos observado la evolución del acero, se han producido también cambios en la fabricación de tuberías para mejorar la calidad. Además, se han hecho cambios en cuanto a la capacidad de la industria para producir un diámetro mayor, y una tubería con mayor espesor.

La Figura 9, ilustra la evolución de las prácticas de construcción que se han utilizado para unir las tuberías en línea, y para crear los cambios direccionales necesarios para seguir un enrutamiento mediante curvado. Es la evolución en las prácticas para unir la tubería en línea, y para crear los cambios direccionales necesarios que representan las mejoras en su construcción, gran parte ha sido impulsado por el deseo de controlar CAPEX (Controles de capital) por adelantado y el OPEX (Gasto de funcionamiento) durante el ciclo de vida de la tubería red. Dado que se descubrió que las prácticas iniciales eran problemáticas con respecto a la gestión de CAPEX y OPEX, se interrumpieron rápidamente, y los problemas relacionados se resolvieron rápidamente. En este contexto, hay que matizar que gran parte de la construcción “*vintage*” sigue en servicio hoy día sin problema [38].

Las prácticas de unión al comienzo se basaban en collares roscados y acoplamientos mecánicos, que se utilizaban en las primeras tuberías de petróleo crudo. Las primeras soldaduras fueron hechas por el proceso del oxiacetileno. Desde las tuberías “*vintage*” ha habido un periodo de transición, como lo es el método por arco sumergido entre otros más avanzados que se utilizan en las aplicaciones modernas de forma automatizada, con nuevos métodos de alineación, pero además en la década de 1940, se desarrollaron maquinarias para dar la curvatura a las tuberías que han continuado en desarrollo hasta ahora. Además de las técnicas modernas para la confección y modelado de las tuberías, la perforación direccional se remonta a la época “*vintage*” pero actualmente, se ha vuelto viable para mayores distancias de manera más ecológica y donde el terreno es mucho más abrupto.

La era moderna se abrió al uso de la Protección Catódica (PC), comenzando en la década de 1940 y extendiéndose hasta hoy. Cuando la corrosión fue reconocida como una amenaza, los revestimientos entraron en uso en la década de 1940. Con el avance de la tecnología, en la década de los 70 comenzaron los recubrimientos resinas.

Por último, la transición de “*vintage*” a la era moderna dio lugar a cambios significativos en la supervisión y control del sistema de tuberías. La primera monitorización fue en 1965, y desde entonces ha habido varias generaciones de desarrollo, posteriormente con sensores, válvulas controladas a distancia y software específicos se pueden controlar parámetros, como la presión de funcionamiento y otros parámetros operativos, que facilitan un mejor control y también una mejora detección de fugas y control de flujo [36].

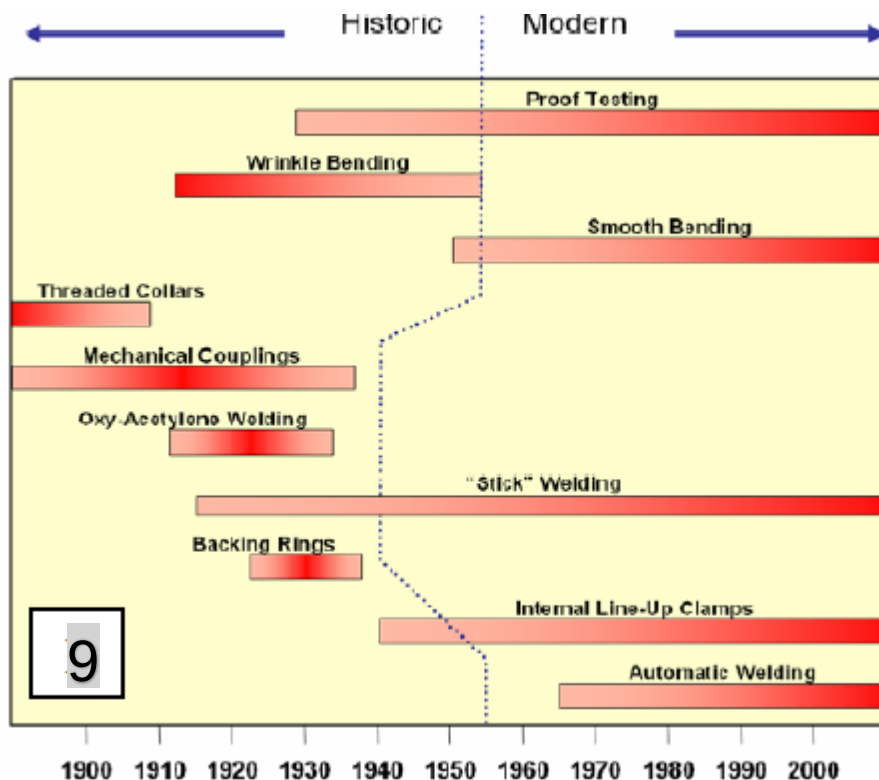


Figura 9. Evolución en las prácticas de construcción [36].

Ha habido una evolución en el empleo y técnicas de tratamientos de los materiales en tuberías como hemos visto anteriormente. En el año 1960, se implementó, además, una técnica para detectar fallos críticos denominada prueba hidráulica; se aplica actualmente y consiste en someter a la tubería a

una gran presión antes de ponerla operativa, simulando condiciones externas de servicio.

Posteriormente, en el año 1970, se logró otro hito en el desarrollo de aceros de tuberías: la aplicación de tratamientos termomecánicos, para sustituir las técnicas tradicionales de tratamiento térmico. Los procesos termomecánicos controlados llevaron al desarrollo de tuberías de acero de grado X70 que se caracteriza por una microestructura acicular de ferrita y bainita en lugar de la mezcla ferrita / perlita. Posteriormente, se introdujo el enfriamiento acelerado después de la laminación controlada, con lo que se alcanzaron mayores niveles de resistencia (acero X80) [25].

En la actualidad, los aceros avanzados de alta resistencia como el APIX80, X100 y X120 se están evaluando para la aplicación potencial de tuberías de transmisión de gas a alta presión y larga distancia, como por ejemplo la red de tuberías de 3443,99 km en Alaska cuya presión de funcionamiento es de 2500 psi. En la Tabla 7, se muestra la evolución de los distintos tipos de acero y el período de tiempo y la microestructura correspondiente [25].

Tabla 7. Evolución de los materiales empleados para las tuberías con el tiempo [25].

Periodo	Grado acero	Microestructura
1950	API X52 y grados inferiores.	Poligonal ferrita + perlita
1970	API X60 y X65	Ferrita + perlita
Finales 1970	API X70	Acicular ferrita + baita
1985	API X80	Bainita + ferrita fina
Actualmente en desarrollo	API X100 and X120	Bainita superior + martensita/austenita

2.3.3 Propiedades físico-químicas Instituto Americano de Petróleo

El Instituto Americano de Petróleo (API) normaliza la fabricación de tuberías del sector petroquímico con la normativa API 5L. En la Tabla 8, 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 [25] y [26].

Tabla 8: Propiedades mecánicas de los diferentes grados de acero [25].

Grado	Límite elástico (MPa)	Tensión de rotura (MPa)
A	207 (30 ksi)	310
B	241 (35 ksi)	331
X42	289 (42 ksi)	413
X46	317 (46 ksi)	435
X52	358 (52 ksi)	459
X56	386 (56 ksi)	490
X60	413 (60 ksi)	519
X65	448 (65 ksi)	535
X70	482 (70 ksi)	565
X80	551 (80ksi)	752
X100	689 (100ksi)	886
X120	827 (120 ksi)	1005

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, cómo se ha visto hasta ahora. 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.

Como se ha desarrollado en la Tabla 7, los aceros tienen diferentes formas y combinaciones de bainita, martensita, ferrita y perlita para modificar la resistencia, tenacidad y ductilidad del material. En Figura 10, se muestra un diagrama TTT (Temperatura -Tiempo- Transformación) para un acero AISI 316.

Los diagramas TTT, sirven para identificar las transformaciones que sufre la austenita en función del tiempo y de la temperatura, cuando se la realiza un enfriamiento desde la temperatura de austenización, a la temperatura ambiente [89].

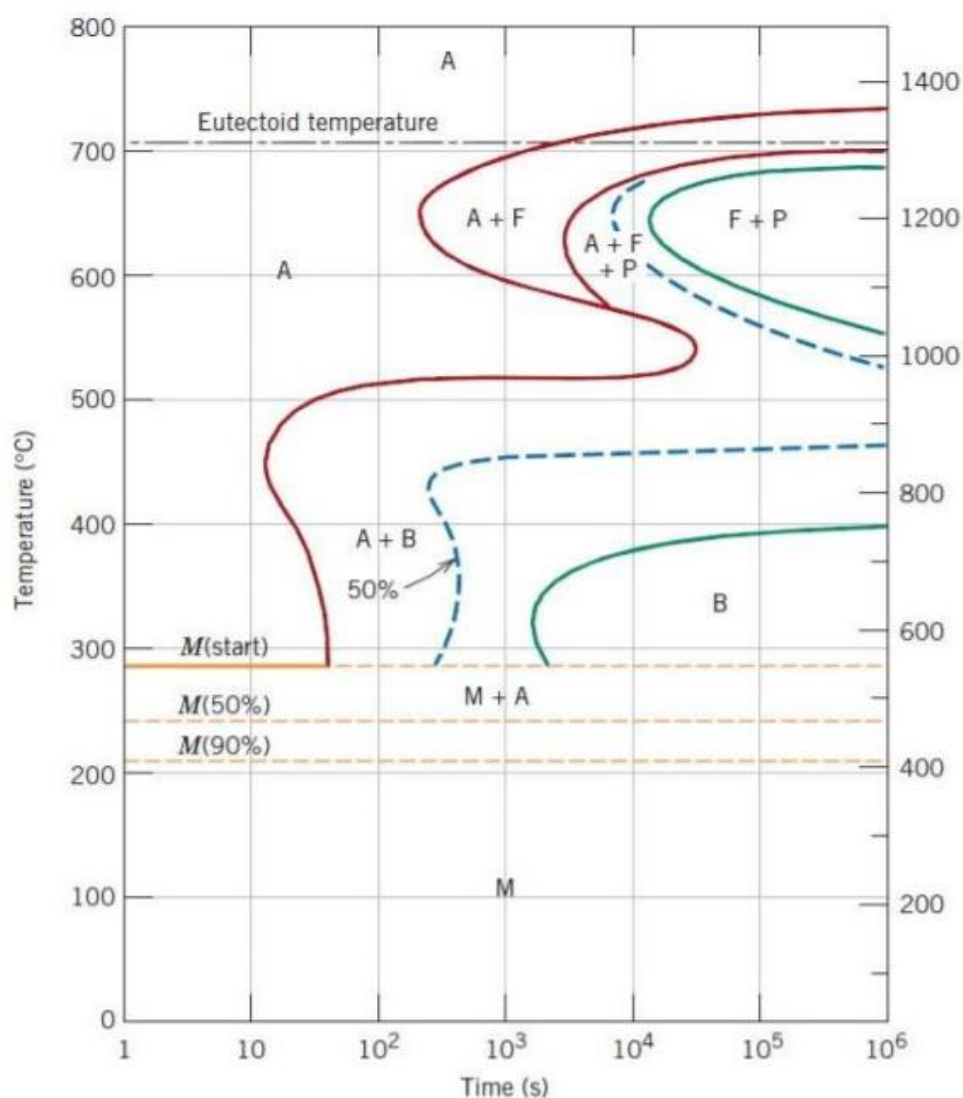


Figura 10. Diagrama TTT para un acero AISI 316 [96].

Se explican a continuación, las líneas que constituyen el diagrama:

1-La temperatura de austenización. Se indica a través de una línea discontinua en la parte superior del diagrama. Por encima de esta temperatura todo es austenita.

2-Línea de la izquierda, en rojo. Indica el límite en el que la austenita comienza a transformarse en otras fases sin punto de retorno.

3-Línea de la derecha, en azul. La austenita, está completamente transformada, no existe forma de revertir el proceso.

4-Las líneas intermedias entre el inicio de la transformación y el final, indican que la austenita está en proceso de transformación.

Las diferentes zonas indican:

1-La zona de la izquierda de las curvas, es todo austenita, no ha comenzado a transformarse.

2-La zona comprendida entre las dos curvas se relaciona con la zona donde la austenita está en periodo de transformación.

3-La zona de la derecha de las curvas es cuando la austenita ya está transformada, comprende dos fases, que son la perlita y la bainita, éstas a su vez divididas en gruesa y fina, dependiendo de si se encuentran en la zona superior o inferior.

Los principales propósitos de un tratamiento térmico son homogeneizar, ablandar, distensionar, endurecer, aumentar la tenacidad, adicionar elementos químicos o bien modificar algunos de estos. No siempre es deseado realizar un tratamiento térmico, si bien, durante el proceso de soldadura se realiza de forma indeseada un tratamiento térmico de la zona próxima al cordón de soldadura, lo que puede ocasionar modificaciones en la estructura del acero perjudiciales para la instalación.

Una tubería de alta resistencia tiene que estar formada por martensita y/o bainita siendo la relación de porcentaje de área de la/s misma/s no menor del 80%. Si tiene esta microestructura será un acero de alta resistencia y tiene un límite elástico mayor de 551 MPa. Los valores de tracción y este límite elástico, van aumentando a medida que la serie API 5L se ha ido desarrollando. La Tabla 9 detalla para cada acero, el porcentaje de diferentes elementos químicos [27] y [28].

Tabla 9. Composición de los aceros (% wt Fe balance) [28].

Grado	C (max)	Mn (max)	P (max)	S (max)	Otros
A	0,22	0,90	0,03	0,03	-
B	0,26	1,20	0,03	0,03	-
X42	0,29	1,25	0,04	0,05	A
X46	0,31	1,35	0,04	0,05	A
X52	0,31	1,35	0,04	0,05	A
X56	0,26	1,35	0,04	0,05	B
X60	0,26	1,35	0,04	0,05	B
X65	0,26	1,40	0,04	0,05	B
X70	0,24	1,40	0,04	0,05	C
X80	0,18	1,80	0,03	0,018	D
X100	0,06	1,80	0,03	0,018	E
X120	0,06	1,90	0,025	0,02	F

- a) Nb, Ti, V: Se pueden emplear mediante acuerdo con el fabricante.
- b) Mínimo 0,005% Nb, mínimo 0,02% V o una combinación a juicio del fabricante.
- c) Por acuerdo con el fabricante: 0,05% Nb, 0,04% V, 0,06% Ti, 0,2% Si y Ni, 0,01% Cr, 0,24% Mo, 0,003% Co, 0,01% Cu, 0,03% Al
- d) Por acuerdo con el fabricante: 0,07% Nb, 0,025% V, 0,02% Ti, 0,3% Si, 0,25% Ni, 0,15% Cr, 0,2% Mo, 0,02% Cu.

- e) Por acuerdo con el fabricante: 0,05% Nb, 0,018% Ti, 0,3% Si, 0,25% Ni, 0,2% Mo.
- f) Por acuerdo con el fabricante: 0,05% Nb, 0,018% Ti, 0,45% Si, 0,25% Ni, 0,2% Mo. [28]

Azufre (S): En los aceros comerciales, el azufre se mantiene por debajo del 0.05%. Forma una aleación eutéctica de bajo punto de fusión, con hierro que tiende a concentrarse en las fronteras de grano. Cuando se forja o lamina a altas temperaturas, se hace frágil debido a la fusión del eutéctico sulfuro de hierro, que impide la cohesión de granos lo que permite que se desarrollen grietas. Por lo tanto, el contenido de S debe ser tan bajo como sea posible.

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.

Fósforo (P): El contenido de fósforo se mantiene por debajo del 0.04%, cantidad que se disuelve en ferrita, aumentando la resistencia y dureza ligeramente. En algunos aceros la cantidad esta entre el 0.07 y el 0.12% puesto que se mejoran las propiedades del corte. Su aumento reduce la ductilidad, aumentando las probabilidades del agrietamiento en el acero cuando se trabaja en frío.

Nitrógeno (Ni): Se agrega a algunos aceros para promover la formación de austenita.

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%.

Silicio (Si): La mayoría de los aceros comerciales tienen entre el 0.05 y el 0.3% de Si. Este metaloide aumenta la resistencia del acero, dado que tiende a disolverse en ferrita sin disminuir mucha la ductilidad. Promueve la

desoxidación del acero líquido a través de la formación de dióxido de silicio, dando más solidez a la pieza fundida.

Titanio (Ti): Se usa para estabilizar y desoxidar el acero, mantiene estables las propiedades del acero a alta temperatura. Se utiliza su gran afinidad con el carbono para evitar la formación de hierro al soldar el acero.

Vanadio (V): Posee una gran acción desoxidante y forma carburos complejos con el hierro, que proporcionan al acero una buena resistencia a la fatiga, tracción [29].

El grado API además, puede ser un indicativo de la soldabilidad del acero. Si este es mayor, el contenido de carbono es menor lo que mejora la soldabilidad, definiéndose como, la capacidad que tienen los materiales, de la misma o diferente naturaleza, a ser unidos de manera permanente sin que presenten transformaciones estructurales permanentes o defectuosas [30].

2.3.4. Posibles defectos que pueden surgir en las tuberías

Como se ha dicho al comienzo de este TFG, hay muchos factores por los que se puede producir un fallo en una tubería, a pesar de que haya habido una buena selección de materiales, el proyecto ingenieril sea correcto y no haya habido ningún fallo en el proceso de montaje. Los fallos más comunes en el sector petroquímico son ocasionados; por un lado, por la alta concentración de tensiones que deben de soportar las tuberías, ya sea por las condiciones en servicio o los métodos de unión (soldadura principalmente), o por el fenómeno de la corrosión que puede ir ligado o no a lo anterior. En la Figura 11, se esquematizan los posibles fallos que se tratarán en este Trabajo Fin de Grado.

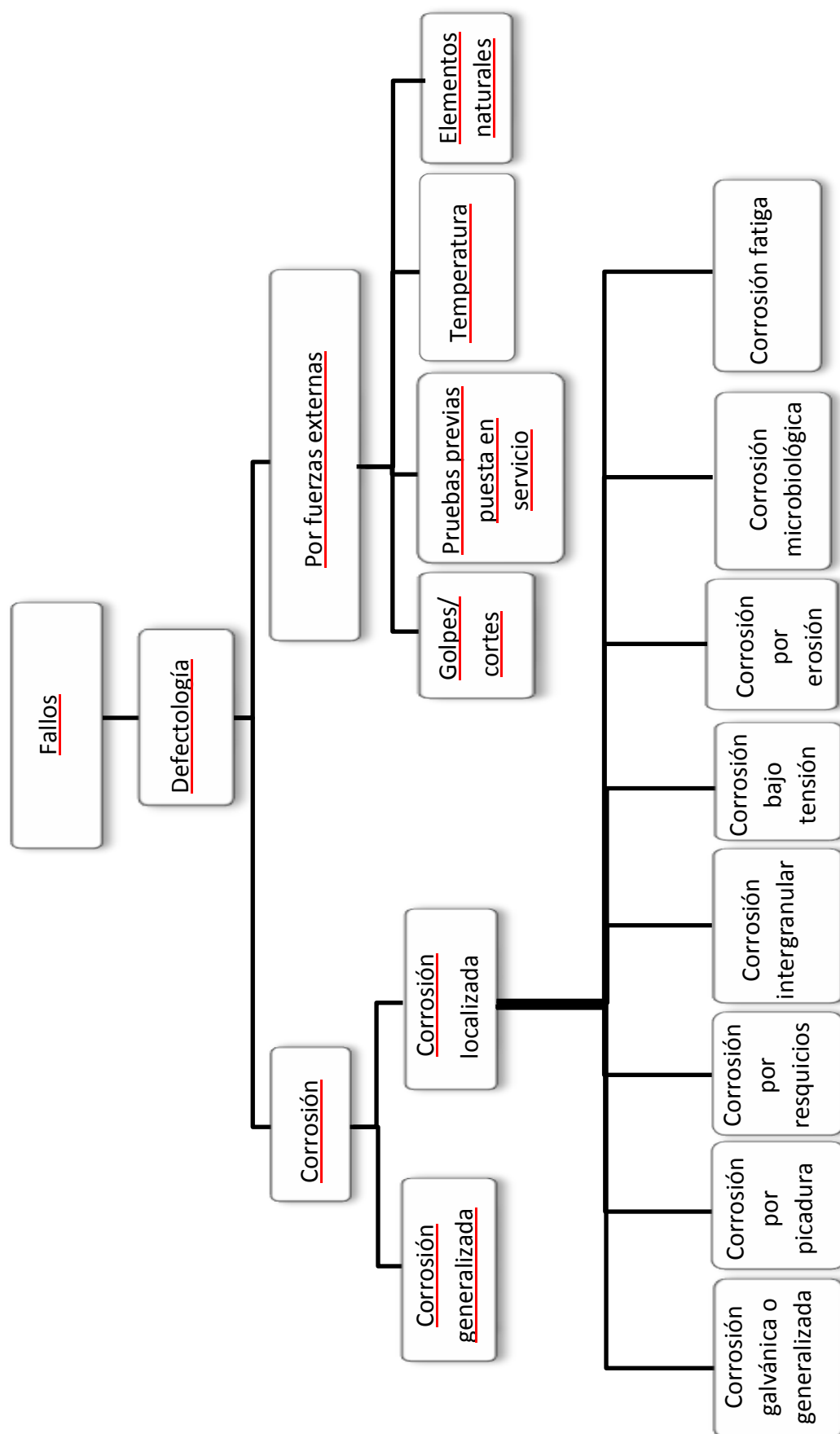


Figura 11. Diagrama de flujo de este Trabajo Fin de Grado.

En los siguientes apartados, se desglosarán y explicarán todos los elementos presentes en el diagrama de flujo.

2.3.4.1 Corrosión

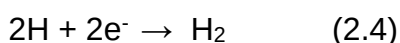
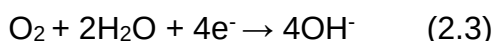
2.3.4.1.1 Definición

La corrosión se define como la reacción química, natural y espontánea del material metálico con el medio circundante, en donde está inmerso o en íntimo contacto, pasando el metal desde el estado elemental, Me, a la forma combinada, MeO, Me(OH), MeCO₃, MeS, etc. Se puede entender como la tendencia que tienen los materiales a buscar su forma más estable, de menor energía interna (mínimo energético).

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



Para que exista el fenómeno de corrosión, tiene que haber una sustancia que capte los electrones cedidos, una reacción catódica (reducción).



La reacción de oxidación se denomina reacción anódica y la reacción de reducción, reacción catódica. Se produce una transferencia electrónica desde la superficie del metal al electrolito, abandonando así los iones metálicos la superficie del metal. En esta reacción el material pierde las propiedades que han servido como criterio de selección para una aplicación particular.

En términos económicos, se estima que aproximadamente el 5% del Producto Interior Bruto (PIB) de un país industrializado, se invierte en prevenir la

corrosión y en mantener y reemplazar las estructuras y componentes afectados por la misma [75] y [90].

2.3.4.1.2 Formas de corrosión

Según el modo en que ésta se manifiesta la corrosión se puede clasificar de diferentes formas, en la Figura 12, se muestra de manera esquemática los tipos de corrosión que serán detallados a continuación [31].

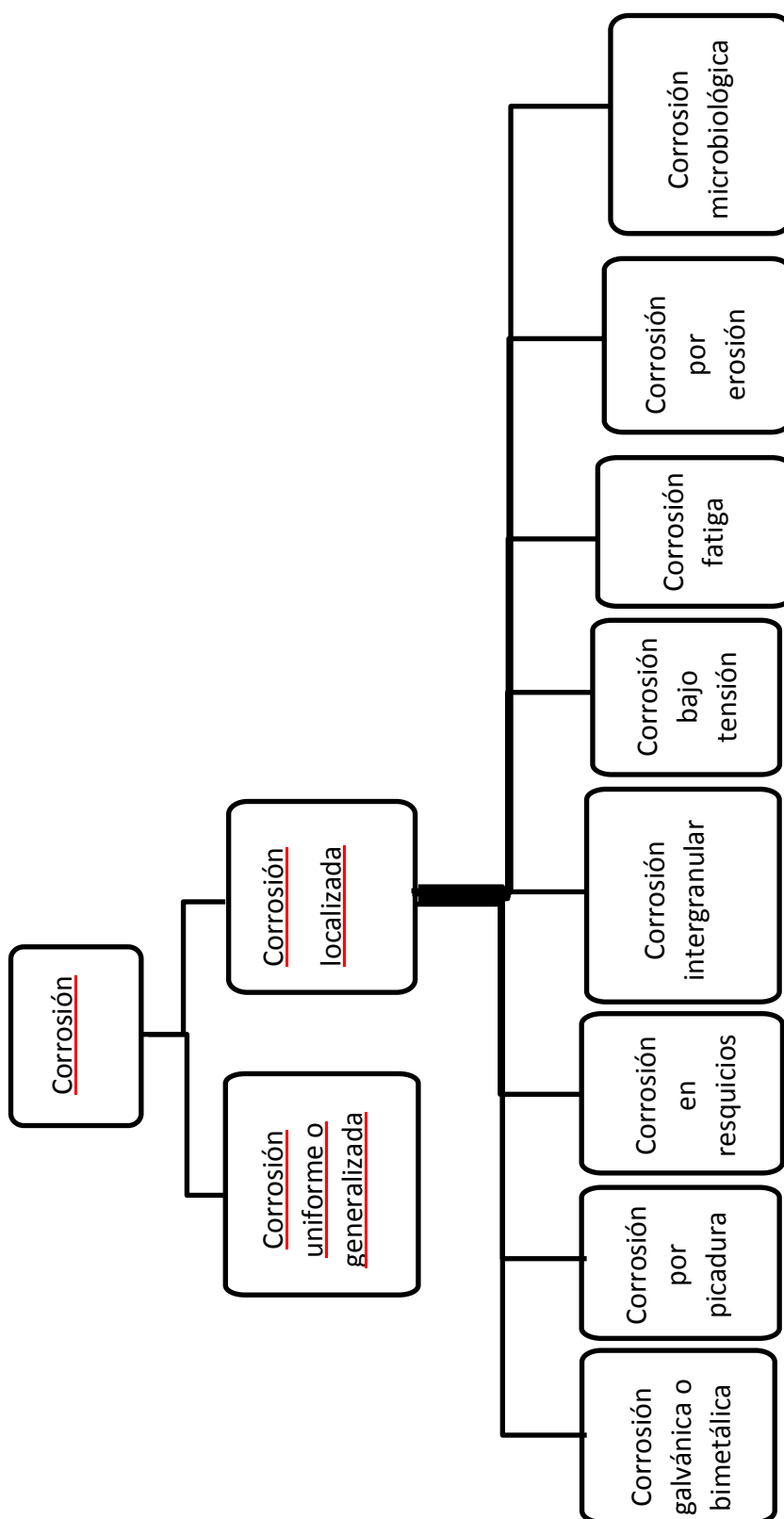


Figura 12. Tipos de corrosión que serán estudiados.

- **Corrosión uniforme o generalizada**

El ataque uniforme es una forma de corrosión electroquímica que ocurre con igual intensidad en toda la superficie expuesta y suele producir herrumbre o depósito. A nivel microscópico, las reacciones de oxidación y de reducción tienen lugar al azar sobre la superficie metálica. Sobre una base cuantitativa, este tipo de corrosión representa la más destructiva para con los metales y aunque es la más común, probablemente también es la que mejor se puede predecir y paliar, con relativa facilidad, una vez conocida la evolución del proceso, en las primeras etapas.

Su control es relativamente fácil mediante el uso de:

1. Recubrimientos protectores
2. Inhibidores
3. Protección catódica

Todas ellas se explicarán más adelante en el punto **2.4.2.4 Métodos de protección**.

- **Corrosión galvánica o bimetálica**

Tiene lugar cuando se unen dos metales muy distintos electroquímicamente mientras están expuestos a un electrolito pues, la diferencia en sus potenciales correspondientes puede iniciar el proceso de deterioro. El metal más activo (menos noble) experimenta corrosión en un ambiente particular, el cátodo o metal inerte queda protegido. La existencia de oxígeno es un factor importante en la corrosión galvánica, siendo menos posible en ausencia del mismo. En la Figura 13, se muestra un ejemplo de este tipo de corrosión, donde al acero se le galvaniza, para prevenir la corrosión sobre el mismo. El Zn es más activo que el hierro, y se corroe.

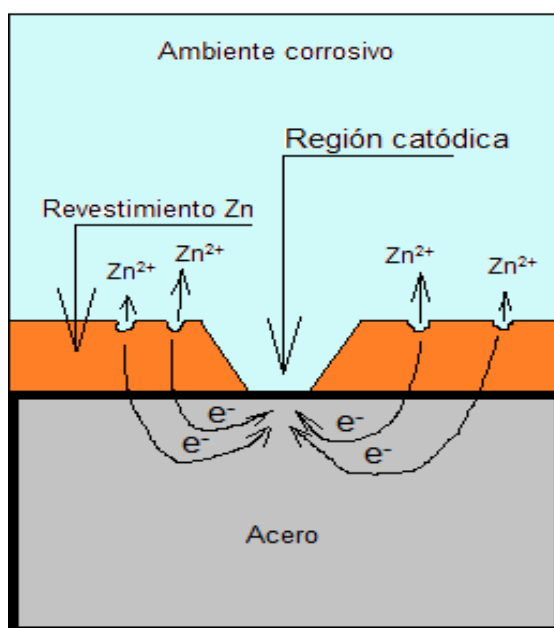


Figura 13. Esquema de la corrosión galvánica.

Otro factor importante en este tipo de corrosión, es la velocidad de ataque galvánico que depende de la relación de áreas del ánodo y cátodo expuestas al electrolito, siendo proporcional a dicha relación de áreas, para una determinada área catódica, un ánodo muy pequeño se corroe más rápidamente que un ánodo grande ya que la velocidad de corrosión depende de la densidad de corriente.

Las precauciones para evitar este tipo de corrosión son mostradas en la Figura 14, de manera esquemática:

1. Al unir dos metales distintos, hay que escogerlos dentro de la serie galvánica lo más próximos posibles.
2. Evitar una relación de áreas ánodo-cátodo desfavorable, y utilizar un área anódica tan grande como sea posible.
3. Aislar eléctricamente los distintos metales.
4. Conectar eléctricamente un tercer metal que sea anódico a los otros dos con el fin de conseguir la protección catódica.

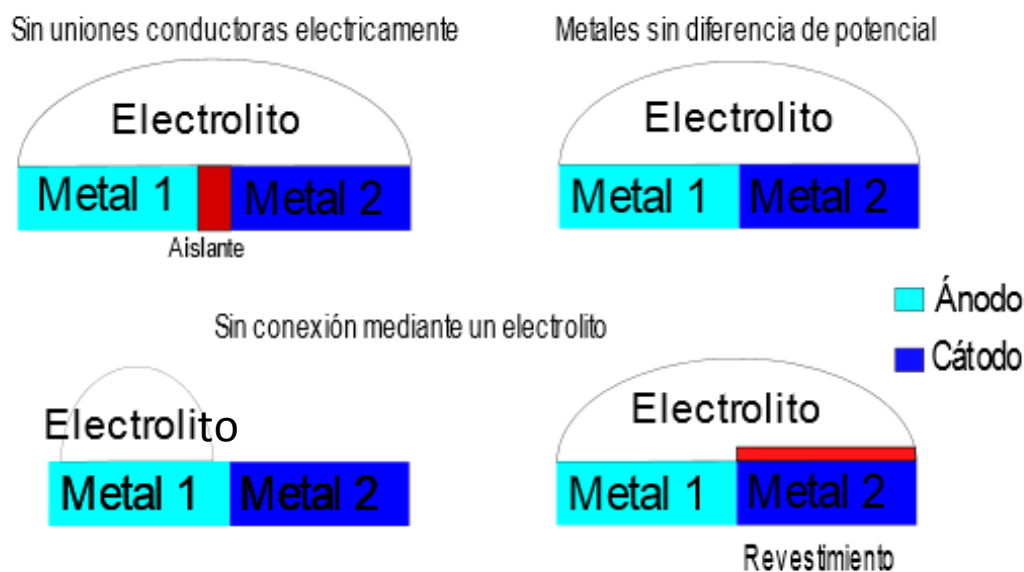


Figura 14. Métodos de prevenir la corrosión galvánica.

• Corrosión por picaduras

Constituye un caso límite en cuanto a la localización del fenómeno de corrosión. Es un ataque que produce hoyos o pequeños agujeros en el metal.

Usualmente las picaduras penetran desde la superficie libre hacia el interior en dirección casi perpendicular, suponiendo la gravedad como causante del crecimiento de la picadura. La Figura 15, detalla los tipos de hendiduras posibles ocasionadas por este fenómeno; se da preferentemente, en materiales metálicos pasivables, pues suele iniciarse como consecuencia de la rotura local de la película pasiva, en donde aumenta la velocidad local de la corrosión.

Este tipo de corrosión es muy destructivo para las estructuras de ingeniería si provoca perforación del metal. Frecuentemente, la picadura es difícil de detectar debido a que los pequeños agujeros pueden ser tapados por los productos de la corrosión; además, el número y cantidad de picaduras son difíciles de cuantificar, y por tanto difícil evaluar la extensión del daño; ello

ocasiona fallos inesperados de forma repentina. En la Figura 15, se ha modelizado su tamaño y profundidad.

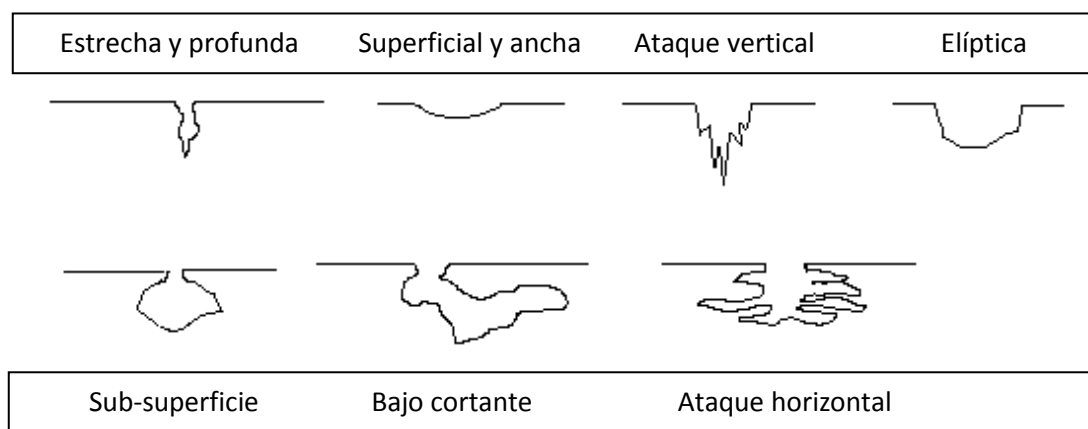


Figura 15. Formas de corrosión por picadura.

La resistencia de la capa pasiva de alrededor y la acidez de los productos de la corrosión, hacen que la tendencia de la picadura sea a profundizar en el sustrato. Las condiciones reinantes en el interior de la picadura son las propicias para que la corrosión continúe.

Para prevenir este tipo de corrosión:

1. Seleccionar un material con elevada resistencia a picadura en el ambiente de trabajo.
2. Pulir bien la superficie del metal.
3. Los aceros inoxidable presentan susceptibilidad a este tipo de corrosión, pero añadiendo Cr, Mo y N la resistencia a este tipo de corrosión aumenta.
4. Evitar ambiente que propicie el ataque.

• Corrosión por 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. El resquicio debe ser grande para que la disolución pueda penetrar, pero suficientemente pequeña para garantizar estanqueidad. La Figura 16, muestra el proceso de corrosión por resquicios.

El oxígeno disuelto en el electrolito de la hendidura se consume para mantener la capa pasiva, mientras la superficie del sustrato tiene acceso al oxígeno del aire, pasando a ser catódico con relación a la hendidura. Las reacciones se suceden, con transferencia de electrones entre el ánodo y cátodo. Las pequeñas cantidades de iones metálicos que hay disueltos, disminuyen el pH, y la presencia de cloruros facilitan la rotura de la capa pasiva. Esto hace que el medio, dentro de la hendidura, sea cada vez más agresivo y origina que el ataque en la hendidura profundice, propagándose con gran velocidad.

El mecanismo de corrosión es la aireación diferencial. Una vez consumido el oxígeno dentro de la rendija, tiene lugar la oxidación del metal.

Es frecuente bajo juntas, remaches, pernos y tornillos, entre válvulas y sus asientos, bajo depósitos porosos o en muchos lugares similares.

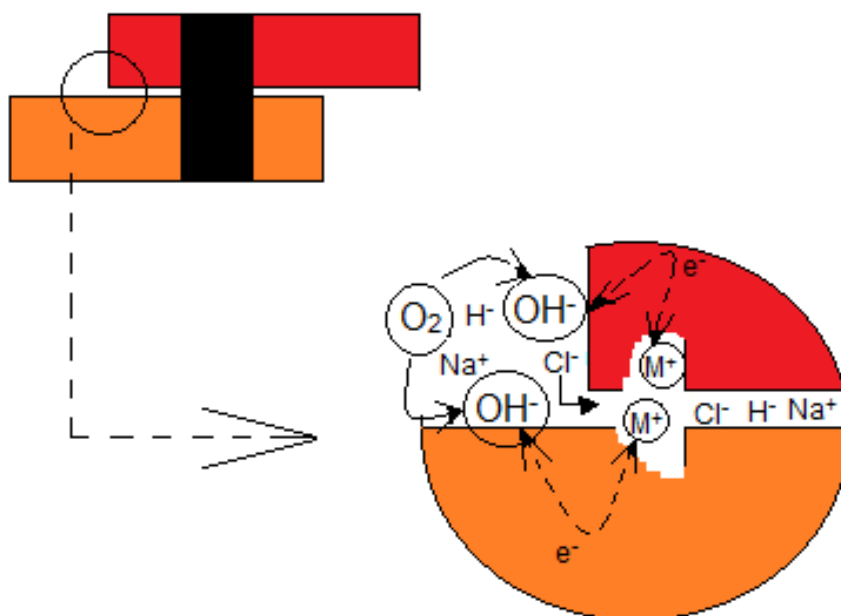


Figura 16. Explicación esquemática de corrosión por resquicios en las hendiduras.

Para prevenir o disminuir la corrosión por resquicios:

1. Utilizar uniones soldadas en la medida de lo posible y no atornilladas o remachadas.
2. Diseñar recipientes sin áreas con posibles estancamientos y que aseguren un completo drenaje.
3. Usar juntas no absorbentes, como el teflón si es posible.

- **Corrosión intergranular**

Esta corrosión es un deterioro por corrosión localizada asociado a los límites de grano de una aleación. Bajo condiciones normales, si un metal se corroe uniformemente, los límites de grano serán sólo ligeramente más reactivos que la matriz. Sin embargo, bajo otras condiciones, las regiones de límites de grano pueden ser muy reactivas, resultando una corrosión intergranular que origina pérdida de la resistencia de la aleación e, incluso, la desintegración en los bordes de grano.

Es una forma peligrosa de la corrosión dado que las fuerzas de cohesión entre los granos, pueden ser demasiado pequeñas para resistir esfuerzos de tracción. Se reduce así la dureza del material en una etapa relativamente temprana, y la fractura puede ocurrir sin previo aviso.

Este tipo de corrosión predomina en algunos aceros inoxidables que, cuando se calientan a temperaturas entre 500 y 800°C durante un periodo largo, se vuelven sensibles a este tipo de corrosión. En las zonas afectadas térmicamente durante los procesos de soldadura de aceros inoxidables, la corrosión intergranular se convierte en un problema grave, denominado sensibilización por soldadura.

La prevención para este tipo de corrosión consiste, fundamentalmente, en:

1. Someter al material sensibilizado a un tratamiento térmico a elevada temperatura

2. Disminuir el contenido de carbono a menos del 0.03% para evitar la formación de carburos
3. Alear el acero inoxidable con otros metales como el Nb y el Ti

- **Corrosión por erosión**

Esta puede ser definida como la aceleración en la velocidad de ataque al metal debida al movimiento relativo del fluido corrosivo con respecto a la superficie metálica. Cuando el movimiento relativo del fluido corrosivo es rápido, los efectos del desgaste mecánico y la abrasión pueden ser severos. Todas las aleaciones metálicas son propensas a experimentar esta corrosión en mayor o menor medida. Esta corrosión, perjudica especialmente a las aleaciones que se pasivan formando una película superficial protectora, donde la acción abrasiva puede eliminar esta capa protectora.

Se suele presentar en tuberías, como codos, ángulos y cambios bruscos de diámetro; donde el fluido pasa a ser turbulento y cambia de dirección. Hélices, alabes de turbinas, válvulas y bombas son susceptibles a este tipo de corrosión. También la presentan los latones en presencia ambiente ricos en cloruros y aleaciones base Zn.

Prevención para corrosión por erosión:

1. Elegir un diseño que elimine los efectos de la turbulencia.
2. Elegir un material con película protectora con poder de regeneración.
3. Eliminar las partículas y burbujas de la disolución disminuyendo así, la posibilidad erosiva.
4. Aplicar un revestimiento superficial.

- **Corrosión bajo tensión**

La acción combinada de un esfuerzo de tracción aplicado y de un determinado ambiente agresivo produce corrosión bajo tensión, en sinergia con un material susceptible. Suele darse en la mayoría de las aleaciones en ciertos

ambientes, especialmente con moderados niveles de esfuerzo; no suele producirse en metales puros.

Se caracteriza por la aparición de grietas o fisuras que avanzan en la dirección normal a la de la aplicación de la tensión a velocidades variables llegando, en su última fase, en valores de hasta 2 mm/hora, y normalmente en la zona superficial no se puede apreciar corrosión superficial. Suelen iniciarse en picadura. El desplazamiento de la grieta puede ser a través del grano (transgranular) o a lo largo del límite de grano (intergranular); este hecho depende de las características metalúrgicas de la aleación. La Figura 17 detalla fallo intergranular por corrosión bajo tensión [81].

El esfuerzo que genera la corrosión bajo tensión no necesita ser aplicado externamente, sino que puede ser tensión residual, resultado de un cambio súbito de la temperatura y su posterior concentración (caso de una soldadura).



Figura 17. Corrosión bajo tensión intergranular [97].

Las pautas generales para prevenir el fallo por corrosión bajo tensión son las siguientes:

1. Disminuir la magnitud de los esfuerzos aplicados.

2. Suprimir el ambiente agresivo del electrolito, empleo de los inhibidores de la corrosión.
3. Eliminar las tensiones residuales internas mediante un tratamiento térmico adecuado.
4. Aplicar revestimientos y tratamientos superficiales.
5. El empleo de aleaciones Ti o materiales no metálicos.

- **Corrosión fatiga**

Cuando la tensión aplicada es cíclica en un medio agresivo, puede acontecer el proceso se conoce como corrosión fatiga. Los medios corrosivos tienen una influencia negativa y reducen la vida a fatiga. En estas condiciones no se precisa de un medio agresivo específico y el fenómeno se caracteriza, por la aparición de grietas que pueden originar la rotura del material en tiempos cortos.

Las grietas no están ramificadas. Como resultado de las reacciones químicas entre el medio y el material se forman pequeñas picaduras que sirven como puntos de concentración de tensiones y, por tanto, como lugares de nucleación [81].

Las medidas generales para evitar la corrosión microbiológica son las siguientes:

1. Elegir un diseño adecuado para los sistemas de flujo.
2. Aplicar revestimientos orgánicos.
3. Reducir la corrosividad del medio.
4. Disminuir la tensión aplicada.

- **Corrosión microbiológica**

Es aquella en la cual organismos biológicos son la causa del fallo o actúan como aceleradores del proceso corrosivo localizado.

La corrosión microbiológica generalmente se da en medios acuosos en donde los metales están sumergidos o flotantes. Se estima que en torno al 20% o 30% de fallos en tuberías de transporte de hidrocarburos, se deben a este efecto.

Los microorganismos pueden generar productos metabólicos de posible actividad corrosiva, afectando al medio circundante y como tal a la interfase metal/solución, este efecto se magnifica por la acción sinérgica de la asociación de microorganismos presentes en el medio. Los procesos metabólicos de los microorganismos para la generación de energía, la realizan a través de reacciones químicas. El metabolismo de estos microorganismos y su velocidad de crecimiento, pueden explicar por qué ciertas interfaces metal/solución pueden incrementar significativamente las velocidades de corrosión que experimenta el metal.

Hay que tener en cuenta que la presencia de microorganismos en un sistema, no implican que causen problemas de corrosión, ya que poblaciones bacterianas que son problemáticas en un sistema específico, pueden ser inertes en otro. La tabla 10, presenta los grupos de microorganismos que están comúnmente relacionados con los procesos de corrosión microbiológica. Bacterias, protozoos, líquenes, fango, algas son microorganismos presentes en cualquier medio [32].

Tabla 10. Microorganismos comúnmente relacionados con la corrosión microbiológica [32].

Género o especie	pH	Temp. (°C)	Requerimiento de oxígeno
Desulfovibrio desulduricans	4-8	10-40	Anaerobia
Desulfotomaculum Nigrificans	6-8	10-40	Anaerobia
Desulfomonas	0.5-8	10-40	Aerobia
Thiobacillus thiooxidans	1-7	10-40	Aerobia
Thiobacillus ferrooxidans	7-10	20-40	Aerobia
Gallionella	7-10	20-40	Aerobia
Sphaerotillus	4-9	20-40	Aerobia

Los microorganismos son capaces de sobrevivir a las siguientes condiciones:

- Rango de temperatura entre -12°C y 110°C.
- pH de 0 a 13.
- Concentraciones de sal elevadas.
- Con nutriciones que no sean por debajo de 10 mg/l.
- Algunos organismos pueden soportar la radiación [33] y [84].

Prevención contra la corrosión microbiológica:

1. Recubrimientos con pintura antifouling.
2. Controlar el medio si es posible para evitar la proliferación de estos microorganismos
3. Mantenimiento de limpieza.

En el apartado **2.3.4.1.3** se verá más detalladamente.

2.3.4.1.3 Corrosión en tuberías enterradas

Las tuberías deben estar enterradas por diferentes motivos; económicos, mecánicos o de seguridad. La corrosión de estas tuberías es un fenómeno que depende, sobre todo, de la corrosividad del suelo más que de la naturaleza del metal. Determinar la corrosividad del mismo es muy complicado, puesto que depende de muchas variables que interactúan entre sí.

La corrosión es un fenómeno electroquímico en donde, la reacción anódica es la oxidación del metal, mientras que la reacción catódica es la reducción de oxígeno. Para que el proceso corrosivo se prolongue en el tiempo, deben suceder las dos reacciones a la vez, aunque se dan en áreas o puntos diferentes de la estructura.

En una estructura enterrada de gran magnitud, la corrosión se da en ambas zonas, anódica y catódica, sin embargo, la corrosión en las zonas anódicas es limitada por la difusión del oxígeno en un terreno arcilloso saturado de agua, mientras que en un terreno arenoso, la corrosión es limitada por la precipitación de productos de corrosión sobre la superficie del metal [41].

La relación ánodo/cátodo, tiende a aumentar con el tiempo por la formación de productos de corrosión en las áreas catódicas, y por la imposibilidad de formar capas de productos de corrosión, en las zonas anódicas de menor concentración de oxígeno y mayor conductividad eléctrica. Esta situación conlleva al aumento progresivo de la densidad de corriente de corrosión en dichas áreas y a la profundidad de la picadura.

La difusión de oxígeno hacia el metal depende de la estructura y de la composición química del suelo, estas propiedades, a su vez, definen otros factores importantes para el proceso corrosivo, como la resistividad, la población bacteriana, la presencia de sales de sulfato o cloruros, la temperatura y el contenido de humedad, entre otros. Todos estos factores determinan la corrosividad del suelo, y en la actualidad, es posible clasificar los diferentes tipos de terreno según este parámetro, evaluando dichos factores.

El suelo generalmente es un medio heterogéneo en donde se dan muchas variaciones en la velocidad de corrosión de los metales por esta característica. Un suelo natural contiene: arena, arcilla, cal y humus. Estos están mezclados en diferentes proporciones en el suelo y dan lugar a distintos grados de agresividad.

Los suelos arenosos, margo-arenosos, margocalcáreos y calcáreos no son agresivos generalmente. Los suelos arcillosos en algunas condiciones son agresivos como lo son las turbas, los humus libres de cal y también los suelos cenagosos y de aluvión.

A parte de los suelos naturales, tenemos los suelos artificiales formados, por escorias y basuras, elementos en putrefacción y residuos humanos e industriales que también les convierten en suelos agresivos.

Un estudio realizado en 2005 donde se analizaron 2.24 km², determinó que un suelo muy corrosivo tenía una resistividad igual o inferior a 900 Ω.cm, corrosivo entre 901 y 2.300 Ω.cm, moderadamente corrosivo para resistividades entre 2.301 y 10.000 Ω.cm y poco corrosivo para resistividades mayores de 10.000 Ω.cm donde las tuberías vintage analizadas sufrieron de mayor a menor grado de corrosión [41].

En suelos arcillosos o turbosos, el oxígeno no puede penetrar en el suelo, es entonces cuando hidrógeno producido a consecuencia de la reacción catódica en la estructura enterrada puede llegar a ser eliminado (oxidado) por una acción microbiana. Este proceso es resultado de la actividad metabólica de un microorganismo (*Sporovibrio desulfuricans*) que se desarrolla en ausencia de oxígeno libre (anaerobia) y tiene que ver con la corrosión microbiológica que hemos visto anteriormente.

Para oxidar el hidrógeno, esta bacteria no utiliza el oxígeno libre, sino el ion sulfato (SO_4^{2-}), reduciéndolo a sulfuro (S^{2-}). El resultado es una corrosión continua y se denomina corrosión anaerobia. Los síntomas son el ennegrecimiento local del suelo por la formación del sulfuro de hierro y a veces el olor a ácido sulfhídrico.

La resistividad, especialmente la de los estratos superiores, puede variar con las estaciones del año, la precipitación pluvial, la actividad agrícola e industrial, los microorganismos circundantes etcétera. La temperatura no es un factor relevante, a menos que supere el punto de congelación, después esto hay un aumento significativo de la resistividad.

Los suelos muy ácidos ($\text{pH} < 5.5$) provocan una corrosión más rápida del metal desnudo, y la agresividad del suelo aumenta con el incremento de la misma (disminución del pH), pero estos valores de pH no son frecuentes. La mayor parte de los suelos tienen pH entre 5.0 y 8.0, en cuyo caso que se produzca corrosión o no depende de otros factores. En suelos alcalinos parece existir una cierta correlación entre conductividad y agresividad también.

Además, las tuberías enterradas están expuestas a corrosión debido a corrientes vagabundas, Figura 18. Éstas circulan por el suelo y su intensidad es variable además de depender de la naturaleza y funcionamiento de la fuente que las emite. La corriente eléctrica busca siempre recorridos de menor resistencia y, por esta razón, sigue con facilidad las canalizaciones metálicas enterradas. La corrosión se produce siempre en los lugares en donde la corriente sale de la estructura que ha recorrido, provocando una disolución anódica.

A diferencia de las tuberías superficiales, las tuberías enterradas se encuentran completamente sumergidas en un medio húmedo. Para garantizar la protección contra la corrosión, es necesaria la aplicación de revestimientos que aislen la tubería del medio en que se encuentra.

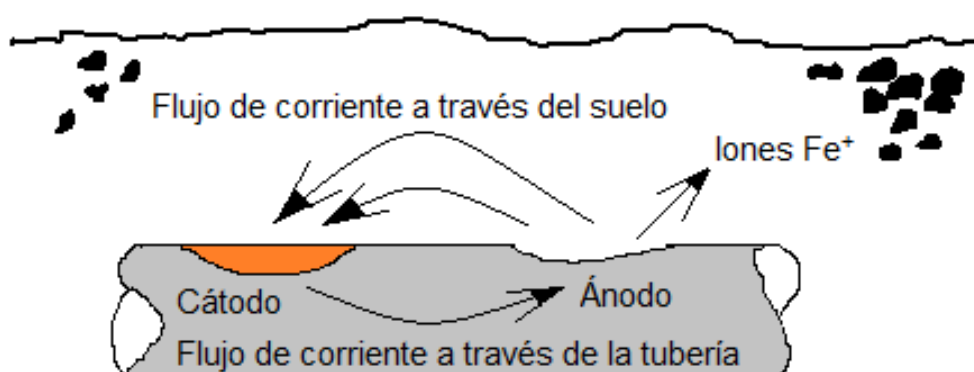


Figura 18. Corrosión en una tubería de acero enterrada

- **Fragilización por hidrógeno**

La Fragilización por Hidrógeno (FH) aunque técnicamente no es un proceso de corrosión, se produce por una reacción química y es un fenómeno muy problemático, 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, generado en una atmósfera hidrogenada o por una reacción de corrosión.

La FHI ocurre en ausencia de una atmósfera hidrogenada y 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 ductos 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 como veremos a continuación, 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 [39]. Esto es, los aceros de alta resistencia mecánica templados y revenidos son extremadamente sensibles a la fragilización por hidrógeno dado que un acero aleado con Ni, podría formar austenita durante el revenido a alta temperatura e introducir durante el enfriamiento martensita y una gran densidad de dislocaciones en la microestructura revenida, disminuye la resistencia a la corrosión bajo tensión por H_2S .

Con frecuencia a los aceros endurecidos para aplicaciones estructurales se aplican recubrimientos metálicos por electrodeposición de cromo o cadmio y, si esas partes no son calentadas adecuadamente, el hidrógeno introducido por el recubrimiento metálico causa rotura frágil [40].

2.3.4.1.4 Métodos de protección

Diseño

Para prevenir la corrosión galvánica, la corrosión por resquicios y la corrosión bajo tensión hay que tener especial atención, en este punto. Es preciso diseñar sistemas en condiciones tan uniformes como sea posible. Cuando se diseña una instalación, hay que seleccionar y evitar las heterogeneidades, empleando materiales resistentes a la corrosión como; el acero inoxidable, plásticos o aleaciones especiales que alarguen su vida útil. Como el oxígeno disuelto puede aumentar la corrosividad de muchas disoluciones, el diseño deberá también facilitar, si es posible, la eliminación del aire.

Recubrimientos y protectores

Son las principales herramientas contra la corrosión; a menudo son aplicados con sistemas de protección catódica para optimar el costo de la protección de tuberías.

Protección catódica

Constituye uno de los medios más eficaces para prevenir la corrosión, se puede usar en todos los tipos de corrosión descritos, y en algunas situaciones impide por completo el desarrollo de la corrosión.

Implica convertir en cátodo el metal a proteger, mediante el suministro de electrones por una fuente exterior. De este modo, se invierte el sentido de la reacción y se convierte en una reducción.

En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio, en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a retardar el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.

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

Inhibidores

Los inhibidores son sustancias que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica o bien, adicionadas al medio en bajas concentraciones, disminuyen la agresividad del medio corrosivo. El inhibidor específico depende de la aleación y del medio. La efectividad de los inhibidores se explica mediante varios mecanismos. Algunos reaccionan con las especies químicamente activas de la disolución (tales como oxígeno) y las eliminan. Otras moléculas de inhibidores atacan la superficie que se está corroyendo e interfieren en la reacción de oxidación o la reacción de reducción, o forman un recubrimiento protector muy delgado. Normalmente se utilizan en los sistemas cerrados, los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

Protección anódica

Es relativamente nueva y se basa en la formación de películas pasivas protectoras en las superficies de metales y aleaciones por la aplicación externa de corrientes anódicas. Las corrientes anódicas se controlan por un potencióstato y pueden aplicarse a la protección de los aceros inoxidables austeníticos para conseguir su pasivación y, por tanto, reducir su velocidad de corrosión en un medio corrosivo.

Puede ser aplicada en condiciones tanto débiles como muy corrosivas y precisan corrientes aplicadas muy pequeñas, ahora bien, el coste de la instalación y la instrumentación muy compleja [31].

2.3.4.2 Golpes y abolladuras

Por razones externas se puede causar una distorsión geométrica en la curvatura de la tubería ocasionando una abolladura, que es una deformación plástica permanente de la sección transversal circular; origina una reducción local de la tubería que, a su vez, produce una tensión local, una

concentración de tensiones y, además, suelen ir acompañados de un defecto de pérdida de metal, como un rasguño o entalla [34].

En presencia de cargas cíclicas, una abolladura por sí sola, puede reducir la vida útil de una tubería ocasionando fallos a presiones mucho menores que las de diseño. En la Figura 19, se muestran dos tuberías que han sufrido este tipo de daños vistas desde el interior.

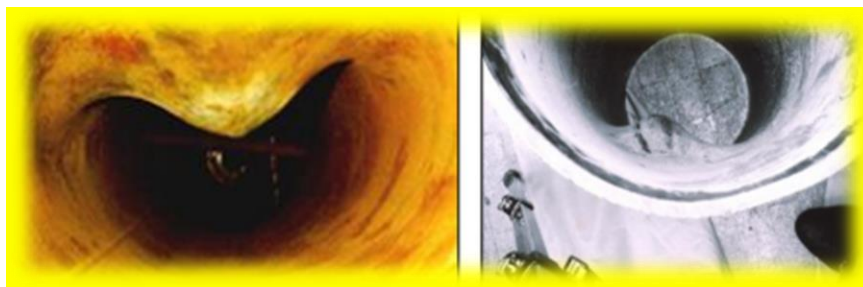


Figura 19. Abolladuras en tuberías de conducción de hidrocarburos causados durante la instalación [34].

La profundidad de la abolladura es muy importante y afecta la resistencia a la rotura bajo carga estática y a la resistencia a fatiga de una abolladura simple.

Existen dos tipos de abolladuras: no restrictivas y restringidas, Figura 20. En la primera 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 renueva. A continuación, se muestra representada cada una de ellas.

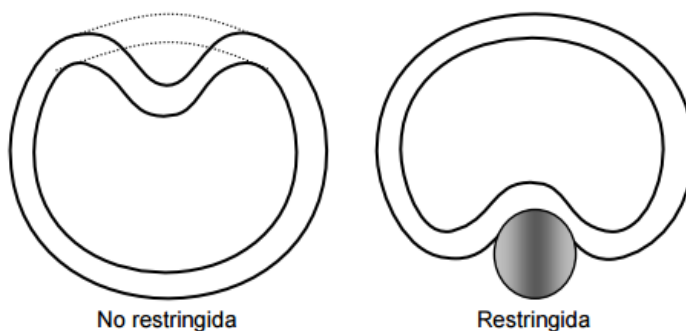


Figura 20. A la izquierda abolladura no restringida a la derecha, restringida [34].

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.

CAPÍTULO 3: PROTOCOLO DE TRABAJO

3.1 Introducción

Para llevar a cabo este trabajo, se ha realizado una búsqueda profunda en diferentes bases de datos como son SCOPUS, Ucrea, Google académico, Bibliotecas de la Universidad de Cantabria [38] entre otras.

Se realizó en primer lugar de forma genérica, como accidentes acaecidos en la industria petroquímica y, a continuación, se profundizó en el estudio de fallos de las tuberías. Dentro de todos estos, que se desarrollarán a continuación, el TFG ha polarizado la atención a las tuberías “*vintages*”.

3.2 Accidentes producidos en la industria petroquímica

A continuación, se enumeraran una serie de accidentes acaecidos en tuberías empleadas para la industria petroquímica y gasera; se clasifican los fallos de las tuberías, si se puede, o se exponen de forma genérica si no hay suficiente información al respecto. En ocasiones o no se informan o no se publicitan, por lo que es difícil recoger datos.

Fallos producidos por corrosión bajo tensión

- Carlsbad New México 19 de agosto del año 2000: incendio que causó 12 muertos [25].
- Milford Texas 2013: incendio en un gasoducto de GLP que se mantuvo en llamas durante 36 horas [25].
- New York, 2014: fuga que causó 8 muertos [25].
- Taiwan, 2014: explosión tubería de gas, hubo 27 muertos [25].

Fallos producidos por fuerzas externas

- Explosión de Oppau, Alemania. El 21 de septiembre de 1921, se produjo una explosión debido al uso inapropiado de explosivos que, en contacto con la atmosfera de nitrato de amonio, originó una explosión mayor. Hubo 500 muertes [37].

- Septiembre 1993, Autopista Regional del Centro en Venezuela durante la instalación de fibra óptica, se dañó la tubería de un gasoducto principal, provocando una explosión que ocasionó 53 muertes [37].
- En julio de 1994 en Cideville, Francia, una tubería enterrada a 1,20 m se perforó debido a un rayo, creando una fuga que continuó con fuego [55].
- En 2009, en Alabama también se registró un fallo causado por un rayo en un gasoducto interestatal [55].

Accidentes producidos por corrosión por picadura

- Louisiana, 1965 una tubería de gas explotó, ocasionando la muerte de 17 personas [42].
- Piper Alpha, en julio de 1988 una plataforma petrolífera explotó, ocasionando 167 muertes [36].
- Guadalajara, Méjico abril de 1992 una explosión, mato a 215 personas [36].
- BP ULA Norway, en septiembre de 2012 no hubo pérdidas humanas, pero se detuvo la producción durante 67 días [36].
- Similar al accidente anterior, en diciembre de 2012 la industria Columbia sufrió daños en una tubería de transmisión [36].

Accidentes corrosión microbiológica

- Arroyo de Piedras (Colombia), diciembre de 1998. Explota un gasoducto donde mueren 15 personas [32].

Otros accidentes

Ha habido multitud de accidentes en el sector, entre los que destacan los siguientes [37].

- 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 645 personas muertas.
- Agosto 1996, explosión gasoducto en Henan, centro de China, produjo 100 muertos; la explosión fue causada por un intento de robo.

- Diciembre 2003, explota yacimiento de gas natural en Chongqing (China). Mueren 193 personas y fueron afectados 28 núcleos urbanos.
- 14 de agosto del 2003, Puertollano en la provincia de Ciudad Real petroquímica en España.
- Julio 2004, Explosión gasoducto en Ghislenghien, Bélgica, matando a 23 personas y 122 heridos.
- Enero 2004, Explosión en el perímetro de la planta gasística de Skikda (Argelia). Mueren 22 personas y 74 heridos.
- Diciembre 2006, explota gasoducto en Nigeria, dejando más de 500 muertos.
- Mayo 2006, explosión en Nigeria, mueren 150 personas.
- Septiembre 2007, 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
- Agosto 2010: Dos explosiones ocurridas en Texas con 5 muertes y 8 heridos.

A continuación, en el siguiente apartado, se presentan los casos más destacados que ilustran y apoyan el Trabajo de Fin de Grado. Para hacer este apartado se resumirá el contenido esencial de cada uno de ellos, y se desglosará el protocolo de estudio cuando proceda, diferente en cada caso. Aparecen estudios en tuberías modernas y “*vintage*” dado que, como se dijo al comienzo, el estudio consiste en fallos en el sector petroquímico de forma genérica, pero, posteriormente el TFG se ha centrado pormenorizadamente en las “*vintage*”.

3.3 Informes prioritarios

1- Fallo de soldadura en una tubería de acero inoxidable austenítico P321H bajo una temperatura elevada [43].

Se produjeron fisuras después de un servicio a elevada temperatura, pero hacía dos años se había revisado. Estas fisuras se habían repetido y reparado anteriormente, en la Figura 21, se muestra el lugar dentro de la instalación donde se produjeron las grietas. Se produjo un análisis tensional para determinar los niveles de estrés. Se analizaron las propiedades mecánicas tanto del metal como de la soldadura, incluidas las pruebas de impacto por tracción y Charpy. Se mostró que la ductilidad en las zonas soldadas era muy baja. Se analizó microscópicamente y se vio que era una grieta intergranular estaba en todos los casos cerca de la línea de fusión de la soldadura como se mostrará en la Figura 22. En definitiva, se demostró que la soldadura era la causante de la fragilidad, no se había realizado correctamente, pero se discutieron medidas preventivas para extender la vida útil de la tubería, bajo condiciones de temperatura elevada.

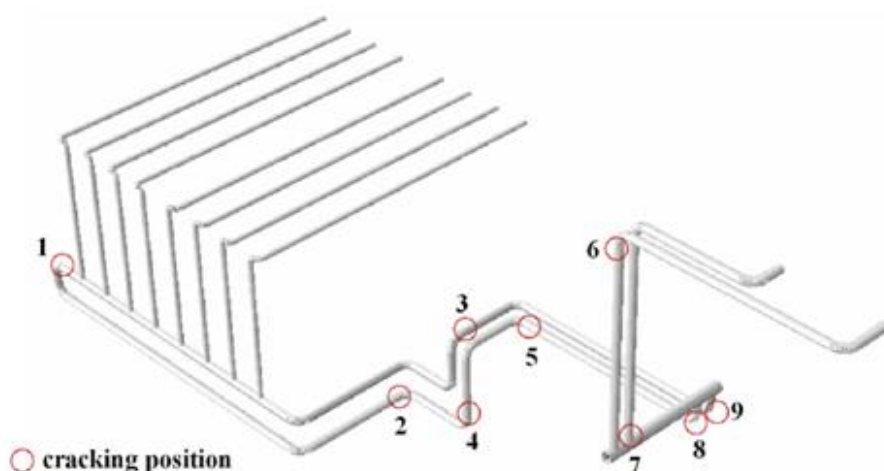


Figura 21. Localización de las grietas dentro de la instalación.

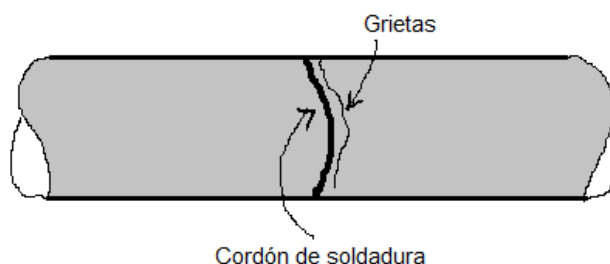


Figura 22. Esquema del lugar de la grieta que crecen a lo largo del límite de grano en el borde del metal base.

Conclusiones

- Los niveles de concentración tensionales por estrés en las zonas agrietadas eran altos, especialmente para la geometría de soldadura en forma de T. Estos niveles de estrés son una de las razones que promovían la aparición de las grietas por el recalentamiento, pero no la única.
- La resistencia a tracción en las soldaduras de la tubería que había servido durante dos años, eran normales cuando se realizó una comparación entre la tubería nueva y la “vintage”. Al realizar la soldadura se produjo una reducción de área en la sección transversal, los datos del ensayo Charpy de tenacidad en la soldadura eran muy bajos, se pudo apreciar visualmente una fractura frágil. Las soldaduras, habían sufrido daños al exponerse a la temperatura elevada de servicio. Además, se vio que las tensiones a altas temperaturas eran mayores para la tubería vintage que para la más nueva (2 años).
- Los resultados de la inspección metalográfica mostraron que las grietas intergranulares aparecen en la región HAZ.
- El contenido de cromo y carbono eran bastante anormales. Esto significó que la precipitación de carburo de cromo se formó en los límites del grano y debilitó la capacidad de prevenir el agrietamiento tras la soldadura.
- La calidad de la soldadura fue bastante pobre según el estudio realizado. Las temperaturas antes y después de la soldadura han de estar reguladas y controladas, para obtener una buena calidad de soldadura y asegurar una vida de servicio larga y suficiente para una tubería austenítica de acero inoxidable.
- Para evitar el agrietamiento por recalentamiento de las soldaduras, deben evitarse diseños que causen la concentración de tensiones y los niveles de estrés de la tubería deber reducirse lo máximo posible. La calidad de la soldadura debe ser estrictamente controlada.

Protocolo de estudio de los autores

1. Observación de las grietas
2. Análisis y experimento

2.1 Análisis de elementos finitos de la tubería

Para conocer el nivel de estrés se utilizó un software comercial ABAQUS, basado en elementos finitos. Se introdujo el diseño de la instalación y los niveles de temperatura y estrés reales en servicio.

2.2 Análisis de las propiedades mecánicas

Se estudió la tubería “*vintage*” y la tubería nueva de la instalación.

Ensayo Charpy.

Microestructura y dureza

Análisis SEM y X-Ray diffraction

3. Análisis del procedimiento de soldadura

Se empleó soldadura manual por arco eléctrico

2- Integridad estructural de soldaduras circunferenciales corrompidas en tuberías de acero vintage [44].

Las soldaduras circunferenciales de viejas tuberías de acero y sus zonas circundantes afectadas por el calor son susceptibles a la corrosión. La reducción resultante en el espesor de la pared puede reducir la carga axial o la capacidad de carga interna de presión, a un nivel muy bajo. Debido a que los estándares proporcionan una guía limitada sobre la evaluación de la corrosión por soldadura, los autores han ejecutado un extenso programa experimental para evaluar la capacidad de carga axial de las soldaduras circunferenciales corrompidas. Para ello, se han realizado unos ensayos en diferentes tuberías y se analizaron por medio de la correlación de la imagen digital 3D. Este artículo discute los factores de influencia clave relacionados con la geometría y el material de soldadura (resistencia y tenacidad). A continuación, los resultados se utilizan para desarrollar un enfoque de

evaluación basado en el Anexo G de la norma BS 7910: 2013 y modificado para tener en cuenta la concentración tensión-deformación, elástico-plástica resultante del desalineamiento que se produce en la soldadura.

Conclusiones

La naturaleza del daño simulado (pérdida de metal mecanizado) ha demostrado ser equivalente con respecto a una prueba real de una soldadura circunferencial que contiene corrosión debido a la soldadura. Las ecuaciones se han desarrollado se pueden aplicar para evaluar la aceptabilidad de la pérdida de circunferencia del metal por soldadura en las tuberías vintage. Las ecuaciones cubren los efectos de la geometría de tubería y defecto y de desalineación de la soldadura para analizar cómo debe ser la calidad de la soldadura y cumpla con los parámetros establecidos.

Protocolo de estudio

Se han investigado tres características de la soldadura de circunferencia (desnivel de la resistencia de soldadura, desalineación y dureza de la muesca de Charpy V), mientras que un cuarto elemento (estrés residual de la soldadura) está implícitamente cubierto por el carácter experimental de esta investigación.

3- Análisis de fallos en una tubería de acero inoxidable austenítico AISI 321 que transporta un fluido con alta concentración de cloruros [45].

El objetivo de este trabajo fue analizar el mecanismo de daño por picadura producido en una tubería. El material investigado era una tubería soldada longitudinalmente que se había hecho de acero inoxidable austenítico AISI 321. Se produjeron picaduras en la superficie interna de la tubería y adyacentes a las soldaduras circunferenciales. Se mostró que el fluido contenía iones cloruro y que el acero inoxidable austenítico AISI 321 no es inmune a la corrosión por picaduras. Además, el material se sensibilizó durante la soldadura. El daño era debido a la corrosión por picaduras y ésta a

su vez debida a la concentración de cloruros. Por lo tanto, se recomendó reemplazar la tubería con un nuevo material que presentara más resistencia contra la corrosión por picaduras.

Conclusiones

Se produjo un fallo en una tubería soldada longitudinalmente de un acero inoxidable austenítico AISI 321, fue unida entre sí mediante una soldadura circunferencial usando un electrodo de relleno ER347. El objetivo de este estudio fue investigar la causa del fallo mediante la inspección visual, la espectrometría de emisión óptica (OES), la metalografía y las pruebas electroquímicas.

La composición química del AISI 321 SS es similar al del AISI 304 SS, y ambos se clasifican en el mismo grupo austenítico de aceros inoxidables. La presencia de titanio en el AISI 321 SS puede prevenir la sensibilización durante el proceso de soldadura siguiendo, las velocidades de enfriamiento apropiadas después de soldar o realizando el tratamiento térmico post soldadura. El AISI 321 SS soldado debe ser tratado térmicamente para formar TiC que inhibe la formación de carburos de cromo en el rango de temperatura entre 500 y 800°C. Aunque el contenido de titanio del acero inoxidable AISI 321 puede prevenir la sensibilización y la corrosión intergranular, pudieran aparecer las picaduras alrededor de la superficie soldada.

De acuerdo con todo esto se concluye, el uso de acero inoxidable AISI 321 no fue una elección adecuada lo que condujo a la corrosión por picaduras.

El protocolo de estudio de estos autores es el siguiente

1. Análisis de fallos
- 1.2 Inspección visual
- 1.3 Composición química
- 1.4 Investigación electroquímica

Se realizaron ensayos de polarización cíclica potenciodinámica para evaluar la susceptibilidad del material investigado a la corrosión por picaduras.

1.5 Metalografía

Se utilizó un microscopio óptico (OM) para estudiar la microestructura de la soldadura y la base del metal.

4- Análisis de fallos de corrosión en una planta de biodiesel [46].

La búsqueda de formas alternativas de energía que generen una menor emisión de dióxido de carbono y contaminantes, conduce a un incremento en la producción de biodiesel en Brasil. La corrosión en los equipos de acero, son un problema importante en las plantas de combustible de biodiesel. La metodología aplicada en la investigación incluye un estudio de las condiciones de funcionamiento y el historial de fallos, así como la recolección y análisis de datos de corrosión obtenidos al instalar unas sondas de resistencia eléctrica AISI 316L en los puntos estratégicos del proceso.

Conclusiones

De los fallos totales registrados, el 46,1% ocurrieron en el circuito de biodiésel y el 53,9% en el circuito de glicerina.

La incidencia de fallos disminuye a medida que se aleja de los puntos de dosificación del ácido clorhídrico. En el circuito de biodiesel, el 44% de los fallos ocurrieron en la tubería que recibió la dosificación de ácido. En el circuito de glicerina, 83% de los fallos ocurrieron en tres longitudes de tuberías, en la dosificación de ácido, se observaron en el 17% restante daños por corrosión ocasionados por el efecto de la temperatura.

El protocolo de estudio de estos autores es el siguiente

1. Materiales y métodos

Para llevar a cabo la metodología de este trabajo utilizaron sondas de resistencia eléctrica.

Se tomaron dos puntos de referencia bajo un ambiente de trabajo controlada.

Se monitorizó la corrosión por medio de estas sondas.

5- Comportamiento de las picaduras en un acero inoxidable X60 en un líquido de lixiviación [47].

Se produjo fallo debido a la presión hidráulica en servicio de una tubería vintage. Se investigó usando polarización electroquímica, espectroscopia de impedancia electroquímica y prueba de inmersión. La velocidad de corrosión del acero X60 aumentó con la concentración de iones en el líquido de lixiviación que transportaba. Se observó corrosión por picadura en diversas soluciones simuladas con diferentes concentraciones de especies agresivas. La concentración de iones originales en el líquido de lixiviación, son el factor clave que influye en el inicio y desarrollo de las mismas. La picadura era altamente sensible y crecía fácilmente en la solución con concentración doble de iones en la solución simuladora básica.

La corrosión del acero en la tubería de alta resistencia, especialmente el producido por corrosión bajo tensión (CBT), es uno de las principales amenazas para la seguridad y vida útil de la tubería de acero. En la parte interna la CBT es debido principalmente por la fractura por hidrógeno, que es originario de los gases ácidos, tales como (H_2S , CO_2) disueltos en el tubo. Por otro lado, en la parte externa el CBT es causado principalmente por el medio corrosivo del suelo que penetra el recubrimiento. Se han producido por esto muchos accidentes en las últimas décadas. Las muestras investigadas muestran que la corrosión por picadura es una de las principales causas de iniciación de fisuras en la tubería interna o externa CBT. La picadura genera alta concentración de estrés, que pueden promover la iniciación y propagación de las grietas, y promueve algunas sustancias corrosivas. Estas sustancias resultan en la acidificación dentro de la solución de corrosión por picaduras.

Conclusiones

Bajo condiciones de humedad, el ambiente corrosivo se formará con la herrumbre, lo que conduciría a una severa corrosión por picaduras. El medio de corrosión que queda en la capa de óxido promoverá aún más el inicio y el crecimiento de las picaduras, que pueden convertirse en acero de tubería en corrosión de estrés bajo tensión, en presencia de un esfuerzo de tracción suficientemente intenso, si el medio corrosivo no se elimina antes del funcionamiento de la tubería.

Protocolo de estudio

Este estudio utiliza una tubería de acero enterrada X60 para el transporte de gas natural que ha sido sometida a las pruebas hidráulicas antes de ponerse en funcionamiento. Después de 7-12 meses a 4,5 MPa de presión de funcionamiento, aparece la corrosión por picadura incluyendo varias fugas por los mismos en más de 20 km de distancia. La velocidad máxima de crecimiento de las picaduras es muy elevada, y este fenómeno es poco frecuente. La perforación rápida de corrosión está relacionada con la tubería interna de alta presión y ambiente enriquecido con oxígeno. La herrumbre en la superficie interna contiene un medio corrosivo concentrado que incrementa el fenómeno.

6-Análisis del modo de fallo de hendidura del gasoducto de acero X80 enterrado bajo desplazamiento inverso de falla [48].

La tubería de acero de alta resistencia se utiliza extensamente en el transporte interurbano del gas natural. Estas tuberías son vulnerables bajo fallas activas en áreas sísmicas fuertes. En este trabajo se analizaron sistemáticamente los modos de fallo de pandeo de gasoductos X80 de alta resistencia que cruzaban una falla inversa. Basado en el método de elementos finitos no lineales, se desarrolló un modelo híbrido de tubo-codo para el análisis de fallo de pandeo de la tubería de acero X80 bajo desplazamiento inverso del fallo. También se consideró la no linealidad del material de tubería y la gran deformación. El

algoritmo de estabilización no lineal se seleccionó debido a la convergencia del modelo numérico. En este estudio se seleccionaron los parámetros de ingeniería utilizados en el Segundo Gasoducto de Oeste a Este en China. Se derivaron características típicas para el fallo de pandeo local en el modelo numérico propuesto. Basándose en una serie de estudios paramétricos, se discutieron en detalle las influencias del desplazamiento de falla, el ángulo de inclinación de falla, el grosor de la pared del tubo, la profundidad de la tubería y las condiciones del suelo en los modos de fallo de pandeo. La metodología propuesta puede ser referenciada para el análisis de fallas y evaluación de resistencia de tuberías sometidas a desplazamiento inverso de falla.

Conclusión

El algoritmo de estabilización no lineal se seleccionó para simular el fenómeno de pandeo de la tubería. Se analizaron en detalle las características típicas del fallo del pandeo y del pandeo local. A partir de los resultados numéricos, se ha discutido en detalle la influencia del desplazamiento de falla, ángulo de inclinación de falla, relación de diámetro de tubo a espesor, profundidad enterrada de tubería y condiciones de suelo de tubería enterrada en los modos de fallo de pandeo y las siguientes conclusiones que pueden ser dibujadas.

Protocolo del estudio

Los desplazamientos de falla causarán una gran deformación axial y de flexión en la tubería, lo que probablemente dará como resultado la rotura y el fallo de pandeo de las tuberías.

En base a muchos modelos matemáticos que explican y bajo unas determinadas condiciones aplicados para los aceros X65 y X80, en este trabajo, se estudiaron los modos de fallo por pandeo del gasoducto para un acero de alta resistencia X80 bajo una falla inversa. Se estableció un modelo de híbrido de tubo tubular, considerando la no linealidad del material de la tubería, la interacción del suelo de la tubería y la gran deformación.

7-Análisis de la causa del fallo de la corrosión y evaluación de los inhibidores de la corrosión del oleoducto de Ma Huining [49].

En el presente estudio se ha investigado la causa del fallo por corrosión del oleoducto de Ma Huining. Con la adición de la prueba de impedancia electroquímica y el método de curva de polarización, se han evaluado los inhibidores dirigidos a la corrosión del oleoducto de Ma Huining. Los resultados muestran que la corrosión del acero de la tubería es inducida principalmente por el oxígeno y las bacterias sulfatoredutoras (SRB). Las inclusiones no metálicas son MnS y Al₂O₃. El inhibidor formado por ácido oleico imidazolina amida y sulfito sódico a 80 ppm fue óptimo para la corrosión de la tubería.

Debido a la corrosión del oleoducto, hay muchos problemas importantes que existen y suponen una gran amenaza además de causar enormes pérdidas económicas. Las formas de corrosión comunes son la corrosión uniforme, corrosión localizada, corrosión por picaduras y corrosión fatiga. La longitud del oleoducto de Ma Huining, es de 270 km desde Quzi (Gansu) hasta Shikong (Ningxia). La corrosión de la tubería se origina principalmente por los compuestos siguientes: CO₂, H₂S, SO₂, oxígeno disuelto, SRB que están contenidos en el aceite.

Según los datos de accidentes del oleoducto de Changqing Oilfield Company, la corrosión más grave está dentro del rango de 12 km en la estación de Quzi. Además, se habían registrado 63 fallos por corrosión entre 1991 y 2004, por lo que el fallo de la tubería era más probable. En el presente trabajo, el análisis de la causa de la corrosión de la tubería que se utilizó en los oleoductos de Ma Huining.

Conclusiones

El principal factor de influencia de la corrosión fue el oxígeno disuelto y SRB. Además, las inclusiones no metálicas (MnS y Al₂O₃) de la tubería aumentarían la fragilidad y plasticidad del acero e incluso las picaduras. Mediante los experimentos de pérdida de peso estáticos y dinámicos con diferentes

temperaturas y concentraciones de inhibidores, y comparando entre dos inhibidores se vio que compuesto de ácido oleico imidazolina amida y sulfito sódico a 80 ppm fue óptimo para oxígeno disuelto y SRB en la estación de aceite de Ma Huining.

Protocolo de trabajo

Se ha investigado mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) y espectroscopia de dispersión de energía (EDE) las tuberías dañadas. Además, se han evaluado varios inhibidores de la corrosión utilizados en los oleoductos de Ma Huining a través de experimentos de pérdida de peso y pruebas electroquímicas.

Para resolver la corrosión de la tubería causada por SRB sin recubrimiento de cera, se estudiaron diferentes inhibidores como el polímero fosfónico orgánico y sal de zinc o el compuesto de ácido oleico imidazolina amida y sulfito de sodio. Por tanto, se analizó en un ambiente controlado de trabajo, la efectividad de los inhibidores sobre la tubería mirando el resultado de pérdida de peso que analiza el nivel de corrosión teniendo en cuenta este factor, la pérdida de material.

8-Corrosión de la soldadura HAZ para una tubería de acero API X-80 [50].

Se utilizaron cuatro temperaturas de pico y dos tasas de enfriamiento en una máquina de procesamiento termomecánico “Gleeble” para simular la soldadura HAZ del acero de la tubería API X-80. Se observaron microestructuras bainíticas. La bainita favoreció mayores densidades de corriente pasiva en soluciones alcalinas. La temperatura de pico más baja, 770 °C, produjo la fase de austenita retenida con martensita más alta en la microestructura. La presencia de fases M-A en la microestructura extendió la región pasiva a mayores potenciales en soluciones alcalinas. La densidad de corriente de corrosión de la muestra tal como se recibió fue mayor en

soluciones ácidas y menor en soluciones alcalinas en comparación con las tratadas térmicamente.

Conclusiones

Se calentaron muestras de acero de tubería API X-80 hasta cuatro temperaturas pico y se enfriaron a 30°C / s y 100°C / s utilizando la máquina de procesamiento termomecánico “Gleeble” para simular HAZ de soldadura. Ambas velocidades de enfriamiento fueron lo suficientemente altas para producir microestructuras bainíticas. La temperatura de pico más baja resultó en la mayor parte de la fase M-A en la microestructura. Los valores de circuito de potencial abierto (OCP), fueron más negativos en las soluciones alcalinas en comparación con las soluciones ácidas. Sin embargo, los valores de OCP para las muestras recibidas fueron siempre más positivos que las muestras tratadas térmicamente. La velocidad de corrosión del acero de la tubería API X-80 depende en gran medida del pH y del poder oxidante del electrolito. En las soluciones ácidas, las muestras recibidas tenían la mayor densidad de corriente de corrosión, mientras que en las soluciones alcalinas tenían las menores. En las soluciones ácidas, todas las muestras presentaron un comportamiento de tipo pasivo a altos potenciales excepto aquellos calentados hasta 770 ° C. En soluciones alcalinas, la presencia de la fase Martensita-Austenita en la microestructura expandió la región pasiva a mayores potenciales. Las estructuras con mayor contenido de bainita tienen mayores densidades de corriente en sus regiones pasivas en soluciones alcalinas.

Procedimiento de trabajo

1. Experimento

Se prepararon unas placas de acero API X-80 de una longitud determinada para que la propagación del calor fuera uniforme. El procesamiento térmico de las muestras se realizó con una máquina de procesamiento termomecánico Gleeble 3500. Una vez calentados a una determinada temperatura simulando

la soldadura, se procedió a enfriar cada muestra a 30°C/s y 100°C/s respectivamente. Se procedió a hacer la soldadura con la técnica de (GMAW).

2. Resultados y discusión

A pesar de los esfuerzos significativos para el desarrollo de métodos alternativos de soldadura, la circunferencia de soldadura de arco de metal (GMAW) sigue siendo la principal técnica utilizada para unir las tuberías de gran diámetro. Debido a la alta temperatura (más alta que el punto de fusión) experimentada en la zona de fusión durante el proceso de soldadura, también se observan cambios microestructurales en las HAZ que dependen tanto de la sustancia química

En el caso del acero de la tubería API-X80, dependiendo del ciclo térmico experimentado por la HAZ, la microestructura puede ser una combinación de ferrita, bainita y martensita-austenita (M-A), que puede iniciar la fractura.

2.1. Análisis microestructural

Hay tres factores responsables en la formación de diferentes fases en los aceros HSLA. El tamaño de grano de la austenita es el primer factor, ya que los límites de grano proporcionan sitios preferibles para la nucleación de nuevas fases. El segundo factor que juega un papel importante es la velocidad de enfriamiento. La transformación de la austenita en ferrita tiene lugar por difusión. La ferrita se nuclea en los límites de grano de austenita y crece en los granos que, como todas las transformaciones difusionales, es muy afectada por la velocidad de enfriamiento. El tercer factor, que es importante en el caso de los aceros HSLA, es el estado de Nb, en solución o precipitado. Se ha demostrado que en el caso de API X-80, la presencia de Nb en la forma precipitada generalmente da lugar a temperaturas de descomposición de austenita más altas.

El porcentaje de ferrita más alto se observó a una temperatura máxima de 770°C con una velocidad de enfriamiento de 30°C / s. Esta muestra también contenía la menor cantidad de bainita en comparación con otras. El aumento de la temperatura máxima aumentó el contenido de bainita de las muestras a velocidades de enfriamiento de 30°C y 100°C / s. El contenido de ferrita, sin

embargo, se redujo continuamente con el aumento de la temperatura. El aumento de la temperatura máxima aumenta constantemente el tamaño del grano austenítico. Por lo tanto, a altas temperaturas, se favorece la formación de bainita.

Cuando la velocidad de enfriamiento es baja, la austenita puede transformarse primero en ferrita y, por lo tanto, enriquecerse con carbono. Por lo tanto, la austenita restante tiene una mayor probabilidad de transformarse en martensita a medida que baja la temperatura. Sin embargo, a mayores velocidades de enfriamiento, las condiciones son más adecuadas para la formación de bainita, lo que da como resultado que la austenita restante esté menos enriquecida con carbono y menos propensa a transformarse en martensita en comparación con el caso de la formación inicial de ferrita.

El efecto de la temperatura máxima sobre el contenido de M-A. A medida que baja la temperatura, puede formarse martensita a partir de la austenita restante. Por el contrario, cuando se eleva la temperatura máxima (gran sobrecalentamiento), se agrandan los granos de austenita y, por lo tanto, se reduce la concentración de los límites de grano, lo que favorece la formación de bainita.

9-Análisis de fallo de una tubería de acero inoxidable soldado, en el cruce de fallas de Kullar [51].

Se investiga la respuesta sísmica de un tubo de acero soldado de 2200 mm de diámetro en el paso de Kullar en Izmit, Kocaeli durante el terremoto de Kocaeli. La tubería estaba cruzando la línea de falla con un ángulo de 55 ° y sufrió fugas debido a 3,0 m de movimiento lateral derecho de falla, lo que impuso una tensión axial de compresión en la tubería. El material de relleno de la zanja era suelo nativo no homogéneo (arcilla blanda y rígida) con respecto al material de líneas de falla en el lado norte, material rígido en el lado sur. Las observaciones de campo revelaron dos arrugas principales con grietas y una arruga menor en el lado del blando del suelo de la falla. Se produjeron unas arrugas grandes debido a las fuerzas de compresión. El caso

es conocido como uno de los ejemplos mejor documentados de cruce de fallas.

El comportamiento de fallo de la tubería de agua del Támesis durante el terremoto de Kocaeli de 1999 se simula utilizando un modelo de FE continuo no lineal en 3D. Se predice la localización de las arrugas o pliegues, así como las demandas de desplazamientos o rotaciones axiales debido a ruptura de la falla.

El fallo de compresión de la tubería tiene lugar a valores de desplazamiento más bajos que el fallo de tensión y, por lo tanto, debe evitarse en el diseño de tuberías. El comportamiento de las tuberías de acero bajo compresión es bastante complejo, asociado con una serie de eventos que pueden conducir al fallo de la tubería.

En el terremoto de Kocaeli de 1999, la principal tubería de transmisión de agua de Thames de 2200 mm de diámetro, soldada a tope, sufrió importantes daños y fugas debido a la rotura de la falla de deslizamiento. Sin embargo, permaneció en servicio después del terremoto antes de que se hicieran las reparaciones.

Conclusiones

- 1) El modelo 3D puede estimar razonablemente la ubicación de las arrugas. La primera y segunda arrugas ocurren a ambos lados de la línea de falla y la tercera (menor) en la región del suelo blando. La distancia de separación de las arrugas principales es de 16,5 m que es compatible con las observaciones (17,1 m).
- 2) Las propiedades del suelo eran diferentes en ambos lados de la línea de falla. Por lo tanto, las localizaciones de las arrugas eran asimétricas con respecto a la falla. Se puede concluir que la respuesta del sistema de interacción suelo-tubo es muy sensible a las propiedades de los alrededores
- 3) El desplazamiento de falla en el inicio del pandeo local fue muy bajo, aproximadamente 12-15 cm para el oleoducto de Támesis. Cuando el desplazamiento de falla alcanza la deformación crítica de pandeo, toda la

rotación y desplazamiento se concentran en la arruga, mientras que la deformación en el resto del tubo permanece constante.

4) La pared del tubo en las arrugas se pliega en el tubo. Como resultado, el diámetro de la tubería se redujo de 2,2 m a 1,4 m. Los modelos 3D capturaron los complejos modos de pandeo de la tubería.

7) La deformación axial media y las rotaciones en las arrugas son (10-20%) y 8.5°, respectivamente, que son compatibles con los hallazgos de observaciones de campo e investigaciones anteriores.

8) La presión interna retrasa y cambia el modo de pandeo de hacia adentro o hacia fuera y retrasa la formación de pandeo local. Para fines de diseño se requiere un modelo simplificado para representar el comportamiento post-elástico del tubo bajo cargas compresivas netas.

Protocolo de trabajo

Se realizaron una serie de análisis no lineales para estimar la respuesta de la tubería. La ubicación de las arrugas y la tensión media en estos lugares fueron tenidas en cuenta y se realizó un estudio de campo detallado y un análisis numérico. Se observó que la ruptura del límite de presión (desgarro de la pared del tubo) se produjo sólo en un solo lugar y se observó una pequeña fuga en la superficie donde el tubo atraviesa la falla. La distancia entre las dos grandes arrugas fue de 17 m. El acortamiento axial y los desplazamientos laterales se calcularon como 1,7 m y 2,47 m, respectivamente, suponiendo que la falla se desplaza en forma de deslizamiento puro.

10-Análisis de casos de una explosión catastrófica de gas de tuberías subterráneas en Taiwán [52].

Este estudio se relaciona con las explosiones subterráneas de gas en el gasoducto que ocurrieron en la región sur de Taiwan en julio de 2014. Una serie de explosiones subterráneas de gas ocurrieron en un concurrido distrito

de Kaohsiung, Taiwán, el 31 de julio de 2014. El número de muertos fue de 32, 321 personas resultaron heridas. Las explosiones, que fueron desencadenadas por fugas de gas subterráneas en el gasoducto, dividieron las carreteras en dos y volcaron automóviles y camiones. La fuga de gas se extendió a través del sistema de alcantarillado y causó una serie de explosiones.

Conclusiones

La pared de la tubería de 4" no tenía corrosión en la superficie interior de la tubería. El área con mayor adelgazamiento se localizó muy cerca de la ruptura, mostrando una disminución de 85,9% en el espesor. El espesor final era sólo 1/7 del espesor original. La pared de la tubería de 8" no mostró ninguna tendencia evidentemente adelgazante, con una disminución de 18,4% en el grosor observado en la zona más delgada de la pared exterior de la tubería. No se encontró corrosión en la superficie interior.

El tubo de 4" de LCY, el tubo de 6" de CPDC, y el tubo de 8" de CPC fueron examinados para determinar sus estructuras metalúrgicas. En la ruptura de la tubería de 4" no se encontraron grietas o fatiga por estrés. Perlita y ferrita fueron detectados en su estructura metalúrgica. No se descubrieron estructuras de soldadura en las observaciones metalúrgicas, y no se observó soldadura o parcheo en la ruptura.

Protocolo de trabajo

1. Explosión de gas

Localización y fecha de la explosión junto con los antecedentes.

2. Investigación de las causas

Se realizó una inspección en el área afectada, se encontró que existía una presión anormal en los oleoductos de propileno de 4" entre las instalaciones de China General Terminal & Distribution Corporation, en lo sucesivo denominada CGTD, y la de LCY. Bajo la 3ª Ruta Kaisyuan, se descubrieron

tuberías de PVC de CPC de 8", tuberías de propileno de CPDC de 6" y tuberías de propileno de LCY de 4". Como resultado de las investigaciones, se descubrió que los tres ductos fueron instalados por CPC en 1991. Sin embargo, la alcantarilla fue conectada por otros contratistas de la Oficina de Sistemas de Alcantarillado en 1992. No se construyó la alcantarilla en línea como indicaban los planos, los oleoductos originales fueron movidos para poder atravesar la caja de la misma. El resultado fue que en 23 años de 1992 a 2014, los tres sistemas de tubería estuvieron expuestos a un ambiente humedecido.

3. Análisis de la ruptura

Se encontró que la rotura en la tubería de 4" era de aproximadamente 4 cm con muchas zonas corroídas y gruesas costras oxidadas. Se observó corrosión en las paredes exteriores de las tres tuberías, la más severa presente en la tubería de 4". Después de una cuidadosa observación de la superficie de la fractura, el equipo de investigación no detectó grietas por fatiga. Además, se encontraron un total de 13 defectos de corrosión en las paredes exteriores de la tubería de 4", la mayor parte de la distribución estaba al mismo nivel que la ruptura. Se observó que el tubo de 4" no tenía revestimiento en la mayoría de las áreas. De acuerdo con los datos proporcionados por CPC (el constructor de la tubería original), el material del revestimiento desde el interior hacia fuera, incluye una capa de asfalto, una capa de lana de vidrio, una capa de asfalto y una capa de papel kraft. El espesor total no era inferior al 5 mm. Se encontró que los materiales de recubrimiento estaban compuestos principalmente de materiales fibrosos después de la exposición a la alta temperatura.

El revestimiento en el centro de la tubería 6 era más completo. Cabe destacar que las paredes exteriores de la tubería de 6 ", a pesar de la ausencia de protección contra la corrosión en el electrodo negativo, permanecieron en el mismo buen estado que las protegidas por el revestimiento completo. El revestimiento en las paredes exteriores del tubo de 8" permaneció completo salvo en una parte donde faltaba una gran área, lo que condujo a una corrosión significativa.

Los lados más exteriores de la tubería de 4" y la tubería de 8" tenían la orientación más vulnerable. Se supuso que los recubrimientos de ambas tuberías fueron dañados por la construcción de la alcantarilla. Las partes dañadas fueron expuestas al ambiente rico en humedad dentro de la misma. Debido a que el tubo de 4" en la alcantarilla estaba desnudo, el circuito anticorrosivo estaba desprotegido en el electrodo negativo sin la cobertura efectiva del suelo. Sin un circuito a prueba de corrosión, es probable que la corrosión cause un adelgazamiento en la pared del tubo. Dado que el tubo de 4" estaba situado en el punto más externo, fue sometido a la mayor cantidad de daños durante la construcción. Además, tenía un grosor nominal de 6 mm, el más delgado entre las tres tuberías.

11-Revisión del estado de la técnica de la tecnología de control de fractura para modernos y antiguos gasoductos [53].

La tecnología de control de fractura ha sido desarrollada para controlar las iniciaciones de fractura frágil y dúctil, así como la propagación de fractura en gasoductos. Los enfoques desarrollados hace cuarenta años permanecen en uso hoy en día para el control de la iniciación de la fractura, pero no para el control de la propagación de la fractura dúctil. Se han propuesto diferentes métodos para aceros de alta resistencia. Esto incluye el modelo de dos curvas, ecuaciones simplificadas, correcciones, correlaciones, criterios de fractura alternativa y métodos de elementos finitos. Este artículo presenta una revisión del estado de la técnica sobre la tecnología de control de fractura y el desarrollo para tuberías modernas y vintage de transporte de gas.

Los gasoductos modernos están contruidos con tubos de pared fina, de gran diámetro, de alta resistencia, y formado por aceros de alta tenacidad y operando bajo una gran presión interna. Para asegurar la integridad estructural de una tubería de transmisión de gas, a menudo se requiere un plan de control de fracturas, incluyendo control de fractura frágil, control de iniciación de fractura dúctil y control de propagación de fractura dúctil en el diseño de tubería, además de una buena selección de materiales y condiciones de operación.

Conclusiones y observaciones

El presente documento entregó una revisión técnica del estado de la técnica sobre los métodos existentes desarrollados para el control de la fractura, incluyendo el control de iniciación de fractura frágil y dúctil, así como el control de propagación de fractura frágil y dúctil para tuberías de transporte vintage y modernas. A partir de las revisiones críticas y los debates, se formulan las siguientes conclusiones y recomendaciones. Se puede evitar la fractura frágil si una tubería opera a una temperatura por encima de la temperatura de transición dúctil a frágil o si la resistencia a la fractura frágil es mayor que la fuerza de rotura de la fractura en la tubería.

Metodología del autor

1. Control de fractura frágil

El control de la fractura frágil fue uno de los desafíos originales de integridad estructural para las tuberías de alta energía. A finales de la década de 1930 y principios de la década de 1960, hubo una serie de fracturas frágiles en las tuberías de transmisión de gas que se propagaron de 15 a 60 km. Por lo tanto, los operadores de oleoductos se dieron cuenta de la amenaza que representan las fracturas frágiles y el control de las fracturas ha sido esencial para garantizar la seguridad e integridad de los gasoductos desde entonces. El desarrollo de una metodología para medir la detención de la fractura frágil comenzó en 1953. En 1971, British Gas presentó resultados en el arresto de fracturas frágiles en tuberías de transmisión de gas y encontró que una vez que se inicia una fractura frágil, se puede propagar a una velocidad mucho más alta que la velocidad del sonido. Se comenzó a comprender la propagación de esta fractura y eventualmente desarrollar una tecnología de control de fractura, diseñar y producir aceros resistentes.

En la década de 1960, como era la práctica habitual en la industria siderúrgica, se adoptó la sencilla prueba de impacto Charpy para describir la aparente tenacidad a la fractura de las tuberías “*vintage*”.

Para evitar fractura frágil, a menudo se adopta una condición de transición que asegura una respuesta en gran parte dúctil para los aceros de tubería.

Con las tuberías modernas cuyo espesor de pared es mucho menor, se desarrolló el “*Drop- Weight Tear Test*” (DWTT) como criterio para determinar la dureza de transición dúctil a frágil.

3. Criterios de detención de fracturas frágiles

Debe evitarse la iniciación de fractura frágil, así como la propagación frágil de la fractura. La prevención de la propagación de la fractura frágil también evitará la iniciación de la fractura frágil. Una fractura completamente frágil tendría un área de cizallamiento de 0% a una gran velocidad. Cuando la fractura es totalmente frágil y se inicia, es imposible detenerlo hasta que se encuentre en una tubería más resistente o un accesorio. Sin embargo, la fractura frágil en un gasoducto real puede tener un área de corte entre el 0% y el 85%, y es probable que haya una característica mixta de fracturas frágiles y dúctiles típicas en la región de transición.

Los aceros de alta energía Charpy, es decir, con fractura frágil ocurren de manera consistente en los aceros de tuberías “*vintage*” y no, en las modernas.

La fractura dúctil se produce en la muesca y puede cambiar repentinamente a fractura frágil con un área de cizallamiento bajo, lo que se denomina aspecto de fractura anormal (o fractura inversa).

3. Control de iniciación de fractura dúctil

Una vez comprendida la respuesta de la temperatura de transición, se abordaron los problemas prácticos, se pensó que el problema de la fractura dinámica había sido resuelto. La atención se volvió entonces a considerar los aceros con mayor tenacidad, y el modo de fractura era dúctil y no frágil. Debido a la naturaleza dúctil de la propagación de la fractura para los aceros de tubería de mayor resistencia, se hizo necesario determinar la tenacidad mínima de la fractura para manejar la iniciación de la fractura dúctil y detener su propagación en el caso de que la iniciación de la fractura dúctil no pudiera ser evitada.

12-Fallo por corrosión bajo tensión en tuberías de acero inoxidable austenítico en una refinería de petróleo en Kuwait [54].

Los aceros inoxidables austeníticos son susceptibles de sufrir fallo por corrosión bajo tensión (CBT) en ambientes que contengan cloro y los mecanismos a menudo se definen como corrosión bajo tensión por cloruro (CBTC). Este tipo de grieta es de naturaleza típicamente transgranular y no se ve afectada por el cambio de la aleación y estructura metalúrgica. Los equipos para el proceso de refinamiento del petróleo como hornos, tubos, válvulas, y tuberías que frecuentemente operan a alta temperatura son más propensos a CBTC. El sulfuro de hidrógeno (H_2S) también causa daños CBT en los aceros inoxidables austeníticos de los equipos de la refinería. La morfología de la grieta es típicamente intergranular con pequeñas derivaciones, y en algunos casos puede contener porciones transgranulares. El ácido politiónico se forma durante las paradas en la refinería como resultado de la interacción de la escala del sulfuro con la humedad y el oxígeno a temperatura ambiente. El fallo por corrosión bajo tensión causado por ácido politiónico es intergranular en su naturaleza. Se cree esta susceptibilidad de grietas a lo largo de los límites de grano se debe a la precipitación de carburos de cromo adyacentes a la zona de precipitación, donde falta cromo. Se conocen como aceros “sensibilizados”.

En la presente investigación, se intentó investigar la CBT para los aceros inoxidables 304, 316 y 321 en entornos de procesamiento de petróleo. Estos tipos de acero inoxidable austenítico se utilizan comúnmente en el equipo de proceso en las refinerías de petróleo de Kuwait.

Conclusiones

Los resultados demostraron que la CBT era más severa en el ácido politiónico que en las soluciones de cloruro y ácido. Por otra parte, el agrietamiento necesitó muchos días para que ocurriera en las soluciones de cloruro y ácido. Esto sugiere que la acidez de las soluciones, tiene un efecto relativamente menor en la promoción de la fatiga y que el ácido politiónico es el agente contribuyente principal. Los tipos 304 y 316 de acero inoxidable

son inadecuados para la exposición a largo plazo en el servicio de sulfuro por encima de 400°C debido a la sensibilización, lo que resulta en la susceptibilidad al ácido politionico CBT. El acero inoxidable tipo 304 también es más susceptible al CBT después de la exposición a temperaturas elevadas.

La presente investigación se realizó en un período corto (45 días) para diferentes grados de acero inoxidable sensibilizado en donde se produjo el agrietamiento y la corrosión severa. Sin embargo, en ambientes de procesamiento de petróleo, sería bueno suponer que se producirá alguna sensibilización en aceros inoxidables durante períodos de tiempo prolongados (1-2 años o más).

Se determinó que la sensibilización por la temperatura acelera evidentemente el CEBT y provoca que el agrietamiento se produzca fácilmente, especialmente en ácido politioniónico. El tipo 321 se considera la mejor aleación para resistir el CBT en la mayoría de las soluciones, comparado con los tipos 304 y 316. La CBT más severa estaba ocurriendo a una velocidad de craqueo más rápida. Las curvas de polarización nódicas proporcionaron un método de ensayo no destructivo rápido y eficiente para indicar la susceptibilidad relativa a CBT de aceros inoxidables expuestos a las soluciones presentes en la refinería.

Los aceros inoxidables de tipo 321 han sido muy satisfactorios en el servicio de sulfuros a alta temperatura. La investigación actual apoyó esta experiencia empírica a través de pruebas metalográficas y electroquímicas.

Protocolo de estos autores

1. Elección de materiales

Se trabajó con los aceros austeníticos nombrados ya dado que eran los empleados en Kuwait.

2. Tratamiento térmico

En entornos reales de refinería, los aceros inoxidables austeníticos se someten a soldadura o exposición a altas temperaturas. Esta temperatura,

con largos periodos de exposición, es suficientemente alta y causará sensibilización a lo largo de los límites de grano. Por lo tanto, las muestras fueron tratadas térmicamente para simular los efectos de la soldadura y la exposición a altas temperaturas.

3. Ambiente de trabajo

Se utilizaron tres tipos de soluciones:

- Solución de cloruro

Los aceros inoxidables austeníticos estándar, tales como AISI 304 y AISI 316, son susceptibles a SCC en ambientes que contienen cloruro a temperaturas por encima de 608°C, excepto con un contenido de cloruro muy bajo.

- Solución Sour

Dentro de la industria del petróleo, los fluidos del proceso a menudo contienen una cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y cloruro (Cl_2).

- Ácido politiónico

El ácido politiónico se forma durante el apagado como resultado de la interacción de la escala de sulfuro con la humedad y el oxígeno a temperatura ambiente.

4. Procedimiento

La presente investigación se realizó en un período corto (45 días) para diferentes grados de acero inoxidable sensibilizado en donde se produjo el agrietamiento y la corrosión severa.

13-Fallo de tubería debida a un rayo [55].

En los últimos treinta años las propiedades del rayo se han medido con un alto grado de detalle. Sin embargo, los mecanismos por los que el rayo causa fallos en las estructuras enterradas aún no están completamente identificados. Aquí se abordan los resultados de estudio experimentales y modelado de dos fallos producidos por rayos en tuberías de gas natural enterradas. En ambos casos, las fugas y el posterior fuego, fueron causados por pequeñas

perforaciones como consecuencia de la fusión localizada de la pared de la tubería. Unos pernos golpearon el suelo muy cerca de las tuberías y se produjo la ionización del mismo en un área de gran tamaño. A continuación, los fallos fueron causados por el efecto Joule, debido a las grandes corrientes generadas por el establecimiento de arcos entre la tubería y el punto de impacto. Se revisan los modelos para comprobar el efecto de la profundidad de la tubería (enterramiento), la cercanía de los componentes metálicos y otras características constructivas sobre la probabilidad de ocurrencia de estos fenómenos. Finalmente se discuten formas de minimizar el impacto de este mecanismo de daño sobre la integridad de las tuberías enterradas.

En los Estados Unidos hay más de 2,5 millones de kilómetros de oleoductos y gasoductos. Aproximadamente 900 fallos ocurrieron en estas tuberías en el año 2002 a 2003, el 9% de estos fallos fueron atribuidos a daños por fuerza natural, donde se incluyen descargas eléctricas (rayo), entre otros eventos naturales.

Conclusiones

Los análisis presentados en este artículo permiten verificar que el sitio más probable de incidencia, en los fallos analizados, estaban exactamente encima de la tubería o muy cerca de ella. Los pernos produjeron la ionización del suelo en un área que era más grande que la capa superficial del oleoducto. Los fallos fueron causados por efecto Joule, debido a las grandes corrientes generadas por el establecimiento de arcos entre el oleoducto y el punto de impacto. Para que el fallo ocurra en la pared de la tubería, es necesario que la tubería esté dentro del rango de ionización. De lo contrario, la densidad de corriente que podría entrar en la tubería justifica un fallo en el recubrimiento polimérico, pero no es suficiente para causar daño al metal.

A lo largo de la historia registrada hay muy pocos casos de fugas de fluido en las tuberías debido al rayo directo, pero si un mayor número de fallos en el recubrimiento.

Se puede deducir que las transformaciones de fase en estado sólido ocurrieron una vez que el metal ya estaba deformado, eliminando así la evidencia de deformación plástica previa.

Una característica también común en ambas tuberías es que los fallos se produjeron cerca de las soldaduras. Esto puede suponer la susceptibilidad de la tubería en esta zona. La debilidad de las soldaduras por la costura ERW (soldadura por resistencia eléctrica) en tuberías vintage es bien conocida, especialmente aquellas que implican un proceso llamado ERW de baja frecuencia.

Protocolo seguido por estos autores

1. Características fractográficas y metalográficas comunes

Se presentan dos tuberías con una microestructura ferrítica-perlítica, típica de los aceros API 5L vintage, con baja resistencia mecánica, buena ductilidad y tenacidad. El revestimiento de tubería en el caso (A) es un polietileno de tres capas, el revestimiento en (B) es asfalto/fibra de vidrio.

Se hicieron cortes circunferenciales:

- La zona I. Corresponde al material que no fue afectado térmicamente y que preserva la microestructura original.
- La zona II. Es un área expuesta a un gradiente de temperatura.
- La zona III. Está claramente separada de la zona II por una línea, este material se fundió y se solidificó nuevamente.

2. Servicio y condiciones de trabajo

La morfología de los defectos y los cambios microestructurales demuestran una gran fuente de calor. Para conseguir la fusión, el acero debe haber alcanzado temperaturas por encima de 1400 ° C. Las nuevas microestructuras formadas en el área afectada corresponden al enfriamiento rápido del acero desde el estado líquido, y no responden a ningún mecanismo de corrosión o erosión.

Se estudiaron las características del suelo y el ambiente de trabajo para comprobar la susceptibilidad de que cayera un rayo.

3. Discusión y resultados

13-Fallo catastrófico en tubería “vintage” en Paquistán [28].

Tras 20 años en servicio, los gasoductos fallaban catastróficamente. Esto ocurría poco después de las estaciones de compresión, donde las temperaturas del gas son más altas.

La tubería era de 457,2 mm de diámetro exterior y está construida por un acero API L5 X-60. Tras la rotura, un tramo de 11,6 m de longitud se seccionó completamente. La presión de trabajo era de 80 bares. La explosión se produjo por una fuga y la proximidad del tendido eléctrico. Una persona falleció por el impacto de partes metálicas del gasoducto.

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

La sección de la tubería, en la que se produjo la rotura, había mostrado una inadecuada protección catódica. Durante un estudio de mantenimiento llevado a cabo en mayo de 1992 se dedujo esta causa. Se realizaron ajustes y la sección volvió a estar protegida adecuadamente hasta una posterior revisión en noviembre de 1992, donde se vio de nuevo que estaba protegida de forma inadecuada. Esto indica el mal estado del revestimiento donde hay una disminución de la protección. Se planeó reemplazar el recubrimiento deteriorado, la línea colapsó antes en noviembre de 1993.

Conclusiones

Los revestimientos con base de alquitrán de hulla, en un tiempo de 15 a 20 años, comienzan a desarrollar falta de adherencia, de tal manera que el agua del suelo y la humedad (con sus componentes solubles) pueden afectar a la pared de la tubería. Este tiempo de daño sobre la tubería, puede ser

notablemente reducido por el aumento de las temperaturas, como hemos visto al comienzo, los fallos se produjeron cuando había temperaturas tan altas.

Protocolo de trabajo

1. Observación

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

Tras analizar las grietas en el microscopio se observaron grietas de profundidad notable y ramificadas desarrolladas sin ninguna corrosión significativa en la superficie del metal.

2. Resultados y discusión

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

En esta rotura, la presencia de grietas profundas sin un ataque significativo en la superficie de la tubería por corrosión y de naturaleza intergranular sustentan la opinión de que el fallo fue, por corrosión bajo tensión.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4. Resultados y Análisis

Para comenzar el análisis de todos los datos recabados se comenzará valorando la información contenida en la Figura 23, en donde aparecen las muertes producidas por los diferentes fallos de tuberías del sector petroquímico y gasero, que se han estudiado en este Trabajo Fin de Grado.

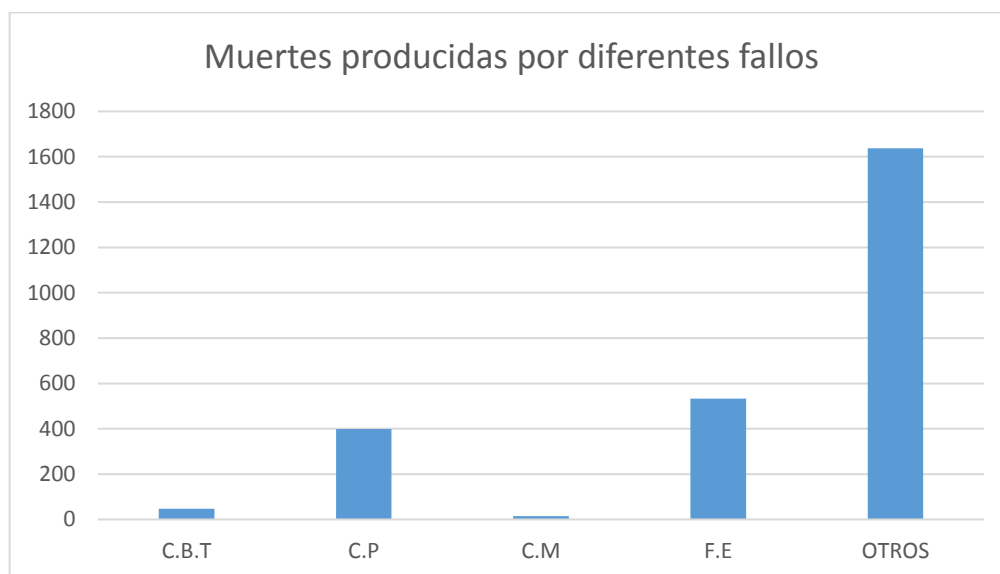


Figura 23. Muertes producidas por diferentes fallos de tubería.

A lo largo de este trabajo se ha podido cuantificar un total de 2632 muertes producidas, en base a los informes encontrados, por diferentes fallos de tubería; corrosión bajo tensión (C.B.T) con un total de 47 muertes, corrosión por picadura (C.P) con 399 muertes, corrosión microbiológica (C.M) 15 muertes, fuerzas externas (F.E) 533 y otros fallos que no se han podido clasificar por desconocimiento y falta de datos, en un total de 1638 muertes.

Esto reafirma y justifica la cuestión de “¿Se tiene verdadera consciencia de la importancia de una buena selección de materiales y diseño para la instalación de tuberías?”

Tras la recogida de datos, he concluido que no es así, dado que, si lo fuera, no se habrían acontecido accidentes tan graves; ya no solo en la industria, si no, en el sistema gasista que conecta los hogares de millones de personas.

En muchas ocasiones la falta de inversión en revestimientos, o el empleo de materiales no adecuados para determinadas zonas de trabajo, hace también que se refunda mi afirmación. En otras muchas ocasiones, no se adoptan las medidas de seguridad pertinentes a la hora de realizar algún tipo de reparación, dentro de la instalación; ya no solo por parte del operario, si no, que es esta, la que no permite que puedan implementarse, cómo, por ejemplo, válvulas de cierre que no cierran correctamente o zonas muy poco accesibles entre otros.

Una vez revisados todos los informes, se han recogido exhaustivamente las causas más relevantes de fallo detallado, primero de forma genérica entre todos los artículos encontrados, dentro del sector, a continuación, centrándose en las *vintage*.

“¿Se hace un buen estudio previo sobre la instalación y los materiales empleados, o se estudian sus características cuando ya se ha producido el fallo?” Para contestar concretamente, se han clasificado todos ellos en tres grupos; considerando los que fueron realizados después del mismo, estudiando cómo se produjo y por qué. Los que han sido realizados como estudios para evitar que sucedan y, por último, los redactados como sugerencias para prolongar la durabilidad de la instalación.

En definitiva, pueden ser clasificados como preventivos, predictivos y correctivos. Esta clasificación puede ayudarnos a contestar a la pregunta realizada al comienzo de este apartado, puesto que, un mayor número de informes realizados después de fallo, puede ser indicativo de que el estudio, se hace después del mismo y no antes, para evitar que se produzca.

Dentro de los 53 artículos revisados, en la Figura 24 se muestra en azul los relacionados con los preventivos, el 10%. Estos consisten en operaciones de mantenimiento para una mayor durabilidad de la instalación, van desde la limpieza de una tubería para evitar algún tipo de corrosión, hasta comprobaciones de las capas protectoras, o corrientes impresas aplicadas para este fin, entre otros.

Seguido de este 10%, tenemos los artículos relacionados con los mantenimientos correctivos, que son los que se realizan cuando se ha producido el fallo, estos fallos como hemos visto hasta ahora, pueden ser por muchos motivos, una mala soldadura, presión excesiva de trabajo, fuerzas externas... suponen el 37% del total de los encontrados.

Por último, los artículos predictivos representados con un 53%, tratan diferentes modelos matemáticos donde se calcula la probabilidad de fallo, teniendo en cuenta diferentes parámetros y ensayos realizados sobre diferentes tipos de tuberías, para calcular sus propiedades físico-químicas en diferentes medios de trabajo antes de su puesta en funcionamiento. Estos artículos predictivos son en su mayoría, a su vez, relacionados con los correctivos, puesto que, muchos de estos modelos matemáticos y pruebas desarrolladas se han llevado a cabo tras producirse el fallo previamente. Además, hay que tener en cuenta la confidencialidad en el sector, por lo que la información de fallos producidos es limitada.

No obstante, retomando la pregunta, con los datos recogidos, se pudiera deducir que la mayoría de los informes son desarrollados para evitar el fallo, dado que están, en la clasificación de predictivos y preventivos. Sin embargo, considero que esto no es así. La presencia de tantos informes de esta clase, no implica que, a nivel industrial, en una instalación se lleven a cabo o se tengan en cuenta las consideraciones de los mismos, por no hablar de, los parámetros que no pueden o no son tenidos en cuenta a nivel experimental, porque surgen en condiciones de trabajo y no antes. Además, la hermeticidad en base a los informes correctivos, como se ha comentado anteriormente, hace que pueda afirmar que hay muchísimos más realizados tras el fallo de tubería. Esto puede indicar, que el estudio no se hace antes, si no después de producirse el fallo; las cifras económicas aproximadas destinadas a cambios de tubería por fallos (aprox. 5% P.I.B de un país), y el número de accidentes que son acaecidos indican, y puedo concluir, que no hay un plan exhaustivo, en muchos casos, previo a la instalación con todo lo que implica.



Figura 24. Clasificación del total de los informes encontrados.

De entre todos estos artículos, podemos hacer otra clasificación en cuanto a los contenidos de estudio, en la Figura 25 se muestra dicha clasificación.

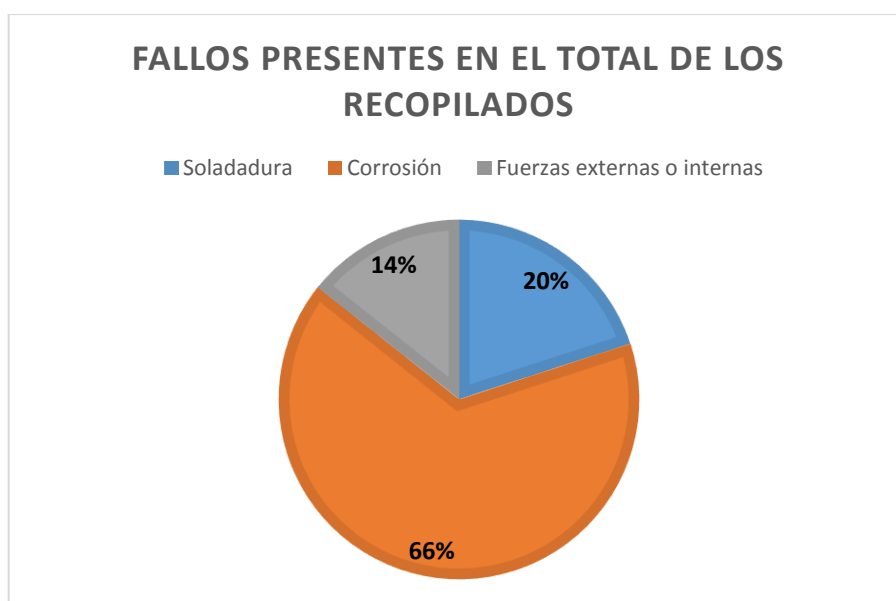


Figura 25. Clasificación de fallos en los artículos encontrados.

Cómo podemos ver, el 66% de los artículos encontrados estudian el efecto de la corrosión, esto pudiera ser indicativo de que, sea el problema más común, pero hay que tener en cuenta, que es uno de los factores con más incertidumbre, por la gran variedad de parámetros que intervienen y los tan

variados, tipos de corrosión. Por tanto, para responder a otra de las cuestiones, “¿Cuál es el fallo más frecuente?”, el enfoque irá a parar a los artículos encontrados clasificados como correctivos en las tuberías “*vintage*”, donde se verá cuál o cuáles de los fallos, han sido los más repetidos Figura 26.

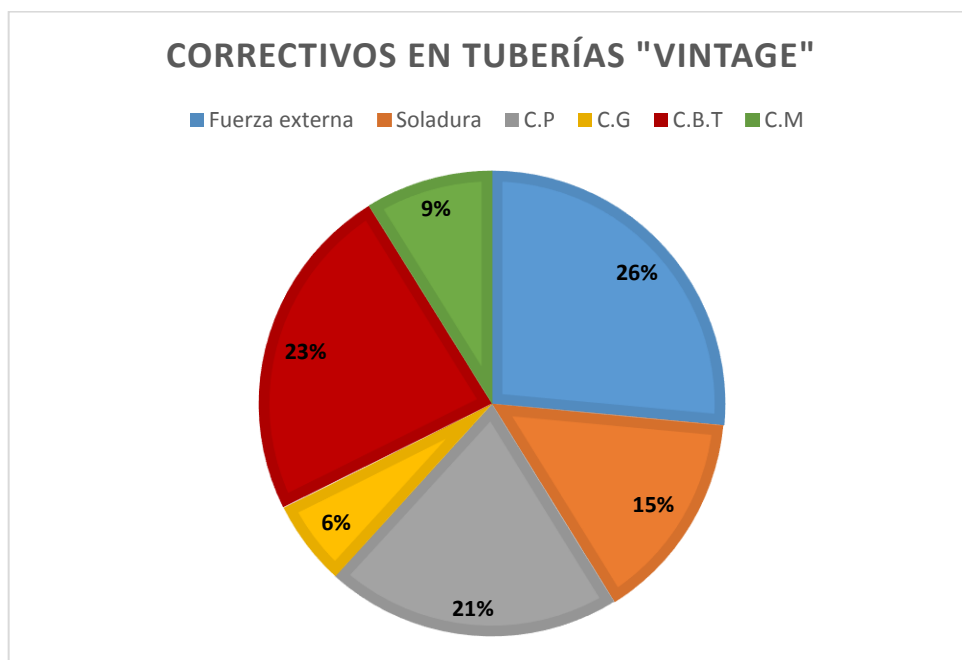


Figura 26. Desglose de los fallos encontrados de las tuberías “*vintage*”.

En la Figura 26, se puede observar que el 26% de los fallos mecánicos encontrados, son debido a fuerzas externas. El 23% supone el fallo por C.B.T. Seguidos de estos, con un 21% los debidos a la C.P. Los fallos producidos por la soldadura son también muy relevantes representado un 15% y por último, los fallos producidos por la Corrosión Generalizada (C.G) y por la C.M representando un 6% y 9% respectivamente.

De estos resultados podemos deducir, que el fenómeno de la corrosión es muy relevante de nuevo, dado que en su totalidad suman el 59% de los fallos encontrados en los artículos correctivos, pero para contestar a la cuestión de “¿Cuál es el fallo más frecuente?” se analiza todo detalladamente a continuación.

Dentro de los fallos por corrosión, la C.B.T es una de las más recurrentes, esto no quiere decir que sea una de las principales causantes de fallo, puesto que es muy desconocida y difícil de predecir, lo que justifica que se hayan hecho multitud de estudios.

La corrosión por picadura además, es otra de las razones más frecuentes con un 21%, en los aceros inoxidable austeníticos empleados en la industria petroquímica, debido en su mayoría, a las sustancias que transportan y los medios en los que trabajan. Este tipo de corrosión sin embargo, es muy sencillo de entender y con un cambio en los materiales empleados se puede subsanar. La frecuencia por tanto, si puede ser indicativa de una mala selección de los materiales, un mal mantenimiento en la instalación o un mal recubrimiento en la tubería. Sin embargo, volvemos con la tesis de que, el fallo por corrosión es extenso en cuanto a variables y formas y puede justificar de nuevo su frecuencia. Pero hay que destacar sobremanera, los fallos por fuerzas externas, que por si solas, representan ya el 26% y los fallos producidos por soldadura con el 15%, muy significativas ambas cifras.

Para profundizar más en la cuestión, una vez visto los fallos encontrados de forma genérica dentro de los correctivos, hay que ir analizando a su vez, cada una de estas clasificaciones globales, puesto que, en la mayoría de los casos un fallo viene precedido por otro o coexisten entre si, como se mostrará a continuación.

Se comenzará con el 26% de los fallos producidos por fuerzas externas, del total de los artículos. Dentro de estos, el 45% de los fallos encontrados son producidos por golpes, seguidos, los movimientos sísmicos con un 33% y a continuación, con un 22% por otras fuerzas naturales como son las caídas de rayos, como se muestra en la Figura 27.

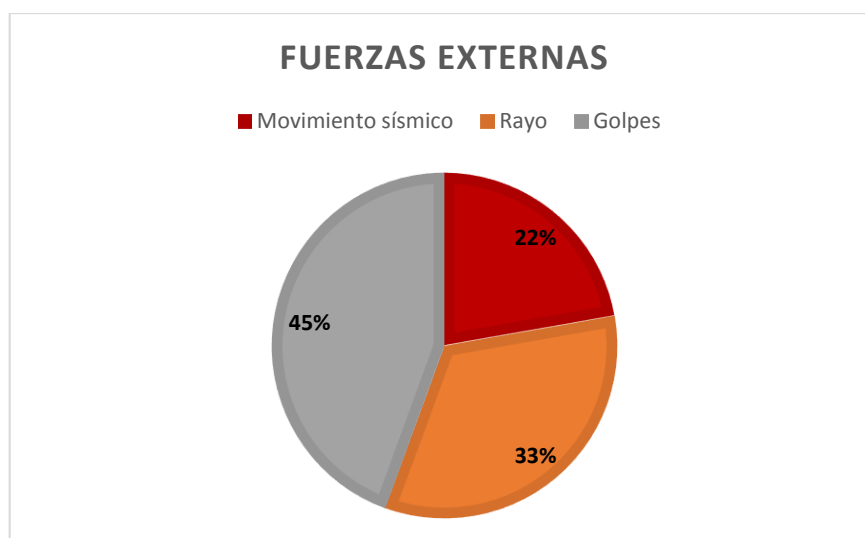


Figura 27. Desglose de las causas de fallos por Fuerzas Externas.

Como podemos ver, la mayor causa de fallo es por golpes, estos en la mayoría de los casos fueron ocasionados por obras colindantes, o incluso en la propia instalación de puesta en servicio. A continuación, se verán a su vez de nuevo, los fallos que se dieron como consecuencia de estos golpes, en la Figura 28.

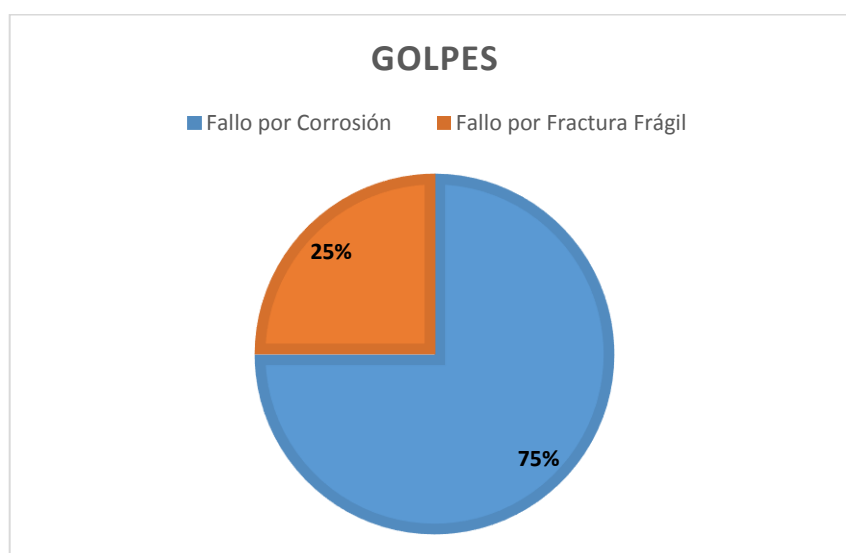


Figura 28. Fallos que dieron lugar por los golpes.

El 75% de las tuberías golpeadas derivaron en fallos por corrosión, esto es debido, a que los golpes eliminaron la protección de la tubería o se produjeron zonas de sobretensión, cavitación o erosión por la pertinente deformación

plástica de la misma y la reducción del diámetro, como se ha estudiado anteriormente en este Trabajo fin de Grado en el punto **2.3.4.1.5**. El 25% por razones similares, ocasionaron una fractura frágil.

Dentro de las fuerzas externas también, los rayos ocasionaron la rotura de la tubería en el lugar donde cayeron, y debido al sobrecalentamiento de la zona colindante, una fragilización en el material por cambio en la microestructura representando del total un 33% de los fallos. Cuando el rayo no fue la causa directa de la rotura, si no, el cambio en la microestructura, derivaron en fallos por corrosión en un 67%, y fallos por fragilización en un 33%. Porcentajes que se muestran a continuación en la Figura 29.

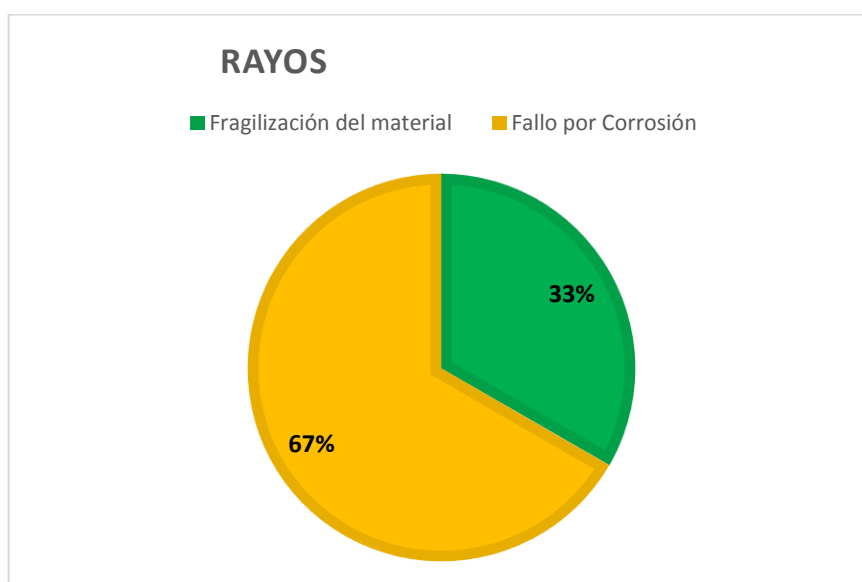


Figura 29. Fallos que ocasionaron los rayos.

Por último, para finalizar con el análisis de F.E, se encuentran los terremotos. Estos ponen en cuestión la integridad física y mecánica de la instalación puesto que, en un 50% de los casos, la tubería rompió, tras el movimiento sísmico por la zona afectada por fragilización tras la soldadura en la misma, mientras que el otro 50% como se muestra en la Figura 30, ocasiono pliegues en la tubería imposibilitando su uso.

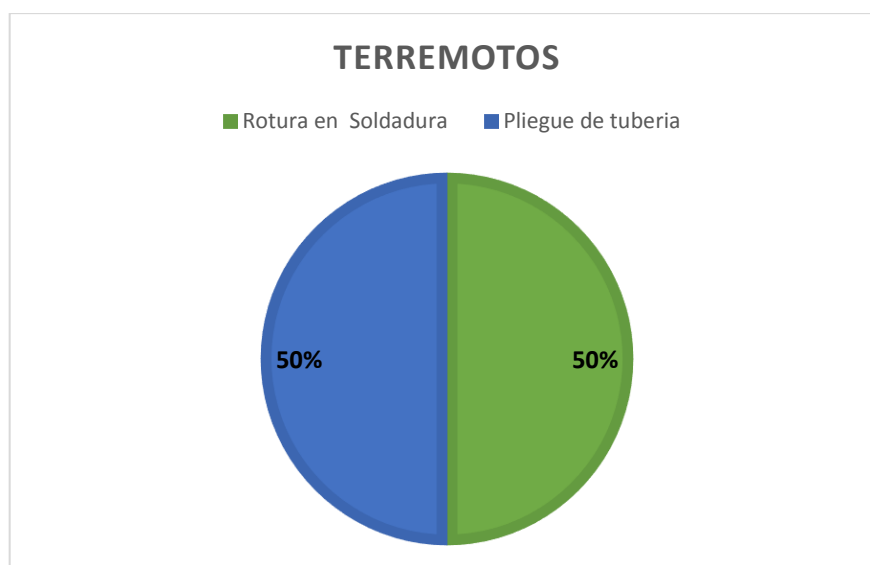


Figura 30. Fallos ocasionados por terremoto.

Una vez visto lo anterior, dentro del 15% de los fallos por soldadura, se desglosarán, una vez más, en fallos que ha ocasionado a su vez la misma como se muestra en la Figura 31.

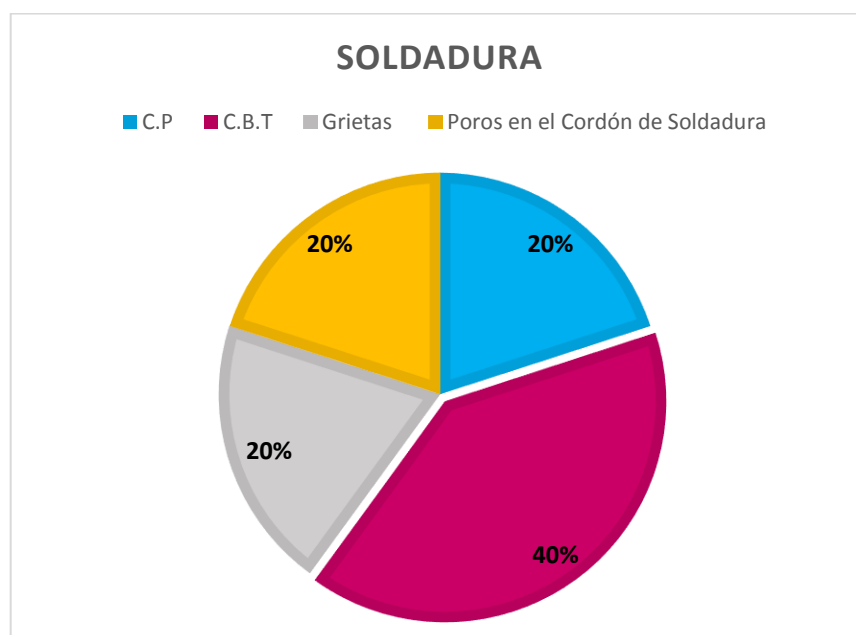


Figura 31. Fallos que ocasiona la soldadura.

En estos resultados, es notable el 40% de los fallos por C.B.T tras realizar la soldadura. Esto es debido a un mal procedimiento de la misma, por no eliminar

tensiones residuales calentando y enfriando la zona a soldar, como indica el protocolo, en función de la composición de la tubería, antes y después de realizarla. La fragilización que surge y la tensión residual, resultado de un cambio súbito de la temperatura, y su posterior concentración del material más las cargas constantes y el ambiente de trabajo ocasionan la C.B.T.

La C.P y la formación de grietas con un 25% cada una, se produjeron en todos los casos por lo anterior, la fragilización en las paredes de la tubería. El otro 25% de los casos encontrados, se debieron a un fallo en el mismo cordón de soldadura, que no en las zonas próximas como las anteriores, dejando poros en la misma.

Otro fallo muy frecuente y el último que se desglosará, es el de corrosión por picadura. Dentro del 21% de los fallos debidos a la C.P nos encontramos, como puede ser visto en la Figura 32, que el 29% derivaron a su vez en C.B.T. Esto sucede por la pérdida de material en la tubería, el añadido de la herrumbre al ambiente ya corrosivo de trabajo, y a las cargas tensionales que sufre la tubería.

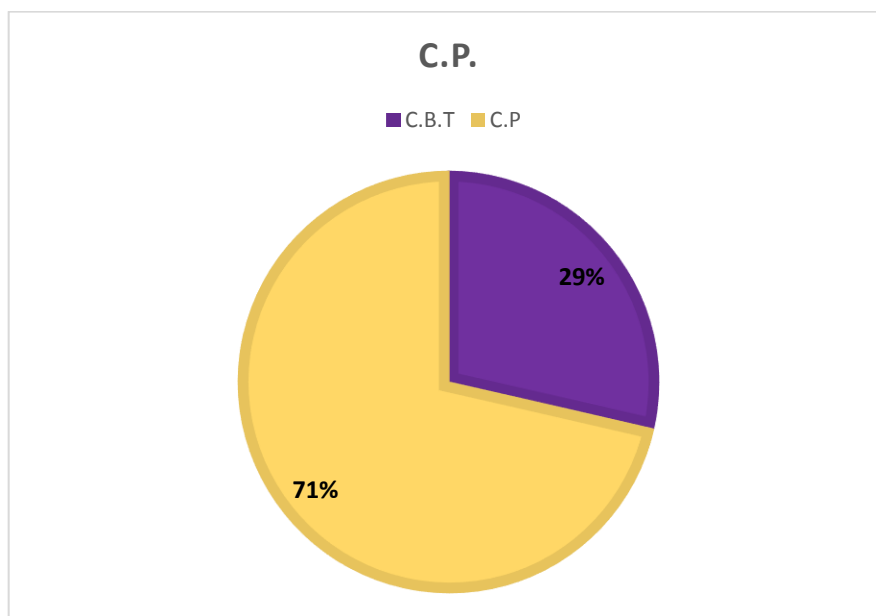


Figura 32. Fallos derivados de la corrosión por picadura.

Una vez desglosados todos los fallos, se retoma la pregunta anterior. Los fallos más frecuentes según los datos recogidos, son los producidos por fuerzas externas, procesos de soldadura y la corrosión por picadura.

“¿Son realmente útiles todos estos estudios?” Se puede afirmar que sí, ya sean los métodos preventivos como los predictivos, son útiles para la elección de materiales y del diseño de la instalación. Dependiendo del ambiente de trabajo, un acero inoxidable austenítico, se comporta de diferente manera según su aleación como se ha estudiado. Además, los modelos de simulación 3D para los análisis tensionales en una tubería pueden ayudar a dimensionar la instalación, y elegir dónde poner los codos, las T, etc., y saber cuál o cuáles van a ser las zonas con tensión de trabajo.

Dicho lo anterior, otro de los estudios importantes que se han desarrollado, consisten en el método y procedimiento de la soldadura, dado que sigue siendo una de las principales formas de unión. Conocer el comportamiento microestructural de un acero es fundamental para hacer un buen procedimiento. La investigación acerca de nuevas formas de protección también ha sido importantísima con el empleo de nuevas tecnologías. Por último, para finalizar con esta cuestión, también se han desarrollado nuevos mecanismos para probar la calidad de la tubería, antes de la puesta en servicio; muchas de las tuberías fallan en este punto y no superan las mismas (prueba Charpy, pruebas hidráulicas, pruebas de dureza...) , evaluar esto, antes de su puesta en servicio, puede evitar muchos fallos.

“¿Se destinan los suficientes esfuerzos para evitar accidentes graves como los que se han producido?” Se destina mucho esfuerzo y dedicación para evitarlos, puesto que, si no, no habría tanta información al respecto, pero evidentemente no lo suficiente. También se hace difícil llevar un mantenimiento muy detallado y específico, porque la mayor parte de las tuberías están enterradas y, por tanto, en lugares poco accesibles. También como hemos visto, hay un porcentaje muy grande de tuberías en servicio *“vintage”*. Esto quiere decir que las características de los materiales, no tienen la calidad que pueden tener los que se han desarrollado actualmente, y la probabilidad de fallo, aumenta con el tiempo en servicio. Si los recubrimientos

y sistemas de protección son los adecuados (visto en el apartado **2.3.4.1.4**) y no surge ningún contratiempo, no tienen por qué fallar, pero como he dicho, es difícil llegar a ellas para comprobar su calidad y posible durabilidad. En general si se puede afirmar, que muchos de los fallos si son evitables.

En cuanto a las instalaciones modernas, como también sucedió con las “*vintage*” en su momento, los esfuerzos de prevención van relacionados con la riqueza del país en general, pero sobre todo está íntimamente ligado con la industrialización y la concienciación de la importancia de todo ello, además de la cantidad de demanda en el sector.

“¿Predomina el coste, a la durabilidad y seguridad? Y, con relación a esto; ¿Se pueden reducir costes haciendo un estudio exhaustivo previo sobre la instalación?”

Se han realizado estudios sobre el costo de la corrosión en varios países, entre ellos Japón, Reino Unido y Estados Unidos, y han estimado pérdidas para la economía nacional debido a la corrosión de hasta el 5%. Este es un costo elevado que tiene que ver con todo lo anterior. Hay falta de conciencia sobre los posibles fallos de tuberías y la importancia de la corrosión para su durabilidad, no sólo por el impacto económico, si no, por el impacto que puede ocasionar sobre la vida humana. Sumado a esto, hay una escasa selección de medidas de protección por la misma razón.

Siempre se busca que el coste de la instalación sea mínimo y dependiendo del propósito de la misma, a veces, se infravalora lo que tiene que ver con lo estructural, y predomina el funcionamiento sin más con un mínimo coste.

Otro factor que interviene y muy importante en todo esto, es el error humano, que aparece en todos los periodos; desde el diseño, la elección de materiales para la construcción, al mantenimiento posterior. En toda esta cadena puede haber un fallo que haga aflorar otro, pues como también se ha estudiado, muchas veces los fallos no son aislados, si no, una sucesión de muchos. Este factor está muy presente de nuevo, en el proceso de soldadura por la delicadeza del proceso y en el diseño inicial de la instalación.

En cuanto a, si se pueden reducir costes haciendo una buena elección e instalación previamente, además de una inversión en mantenimiento y formas de protección, definitivamente se puede afirmar que sí. No solo hay costes en cambios o reparaciones de tuberías por una mala elección de las mismas, si no, por lo que supone parar la fabricación para resolver el problema que pudo surgir.

Por último, con respecto a, *“¿Cómo han evolucionado los procedimientos de prevención de fallo desde los años 70 hasta ahora?”* La mayoría de las tecnologías desarrolladas hace cuarenta años para el control de la fractura frágil, y para el control de la iniciación de la fractura dúctil, todavía se usan hoy en día, con mejoras limitadas. Si una tubería de un determinado acero opera a una temperatura por encima de la temperatura de transición dúctil a frágil o la resistencia a la fractura frágil es mayor que la fuerza de rotura de la fractura, la fractura frágil puede evitarse en general, pero la propagación dúctil de la fractura sigue siendo posible. En este sentido, el análisis de control de propagación de fractura dúctil ha ganado más atención, y se han desarrollado diferentes enfoques y métodos de detección con la implementación de nuevos programas informáticos. Se ha intentado además mejorar los sistemas de protección con la evolución de pinturas o recubrimientos mejores, pero la esencia del problema y el planteamiento sigue siendo igual a pesar, también, del desarrollo de nuevas aleaciones.

Para contrastar mis resultados, se compararán con un análisis histórico, encontrados en la Base de Datos MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service) que ha sido desarrollada y gestionada por el SRD (Safety and Reliability Directorate). La versión encontrada ha sido la de 2003 y recogía más de 11.000 accidentes [76].

Dentro del tipo de incidentes se seleccionó explosión con incendio, los más representativos.

Se sacaron las siguientes gráficas, en primer lugar, en la Figura 33, se analizará la cantidad de explosiones en el sector petroquímico, recopiladas por países hasta el momento.

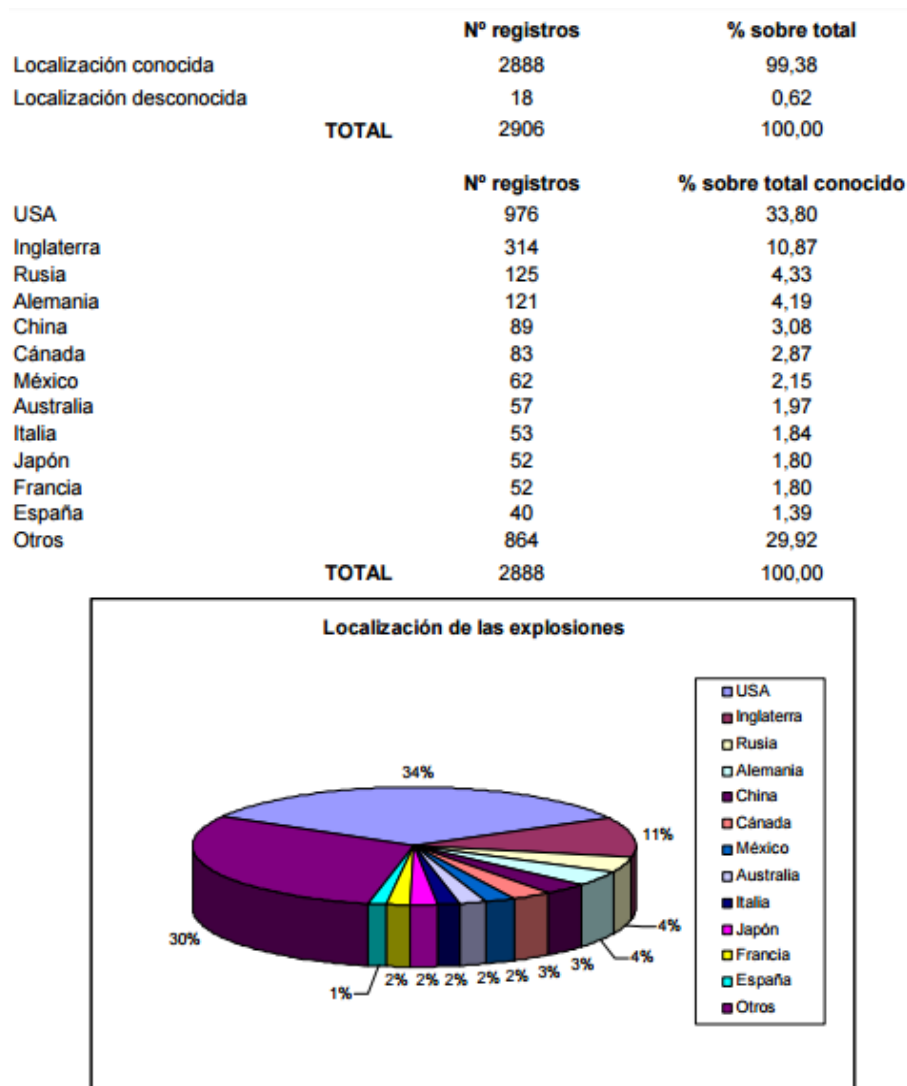


Figura 33. Explosiones registradas por países [98]

Como se puede ver en la Figura 33, los accidentes se han producido por todo el mundo, pero son USA, Inglaterra, Rusia y Alemania los que encabezan la lista. Esto es debido en primer lugar, al nivel de industrialización de los mismos y al aumento de la probabilidad, con lo que ello significa. No obstante, hay otros países como China, que también tienen un nivel de industrialización muy elevado y no registran tantos incidentes.

Esto puede ser indicativo de que, aquí, se toman más medidas de prevención de riesgos, ya que, además, es una zona muy propensa a movimientos sísmicos, lo que hace que se haga una gran inversión en la durabilidad y mantenimiento de las mismas, teniendo especial atención a las condiciones

ambientales tan adversas. Otro factor que puede ser muy importante, es el tiempo de servicio de las instalaciones, pudiendo ser estas más modernas de forma general, qué en el resto de países; recordemos que los gasoductos de Norteamérica son los más antiguos y mayores del mundo.

A continuación, en la Figura 34, se muestran los tipos de sustancias que estaban involucrados en el accidente.

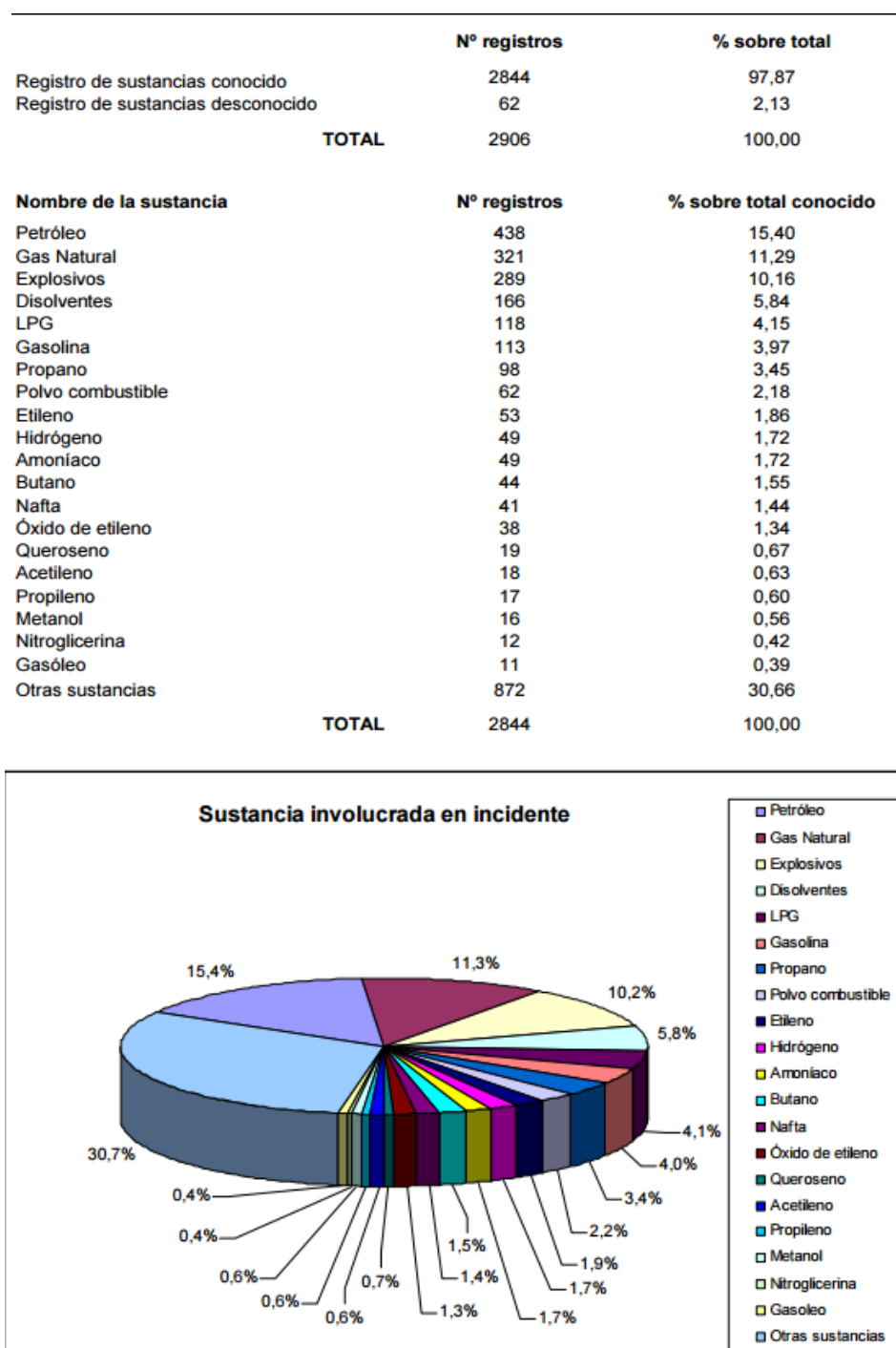


Figura 34. Sustancias involucradas en el accidente [98].

En esta, se puede ver como son el petróleo y el gas natural, los principales involucrados. Esto reafirma que, la demanda energética y la necesidad de más metros de tubería, aumenten la probabilidad de fallo por las condiciones de trabajo de las mismas, que como se ha desarrollado a lo largo de este TFG, son bastante adversas y variadas.

Por último, en la Figura 35, vemos la clasificación de las causas principales que han producido el accidente.

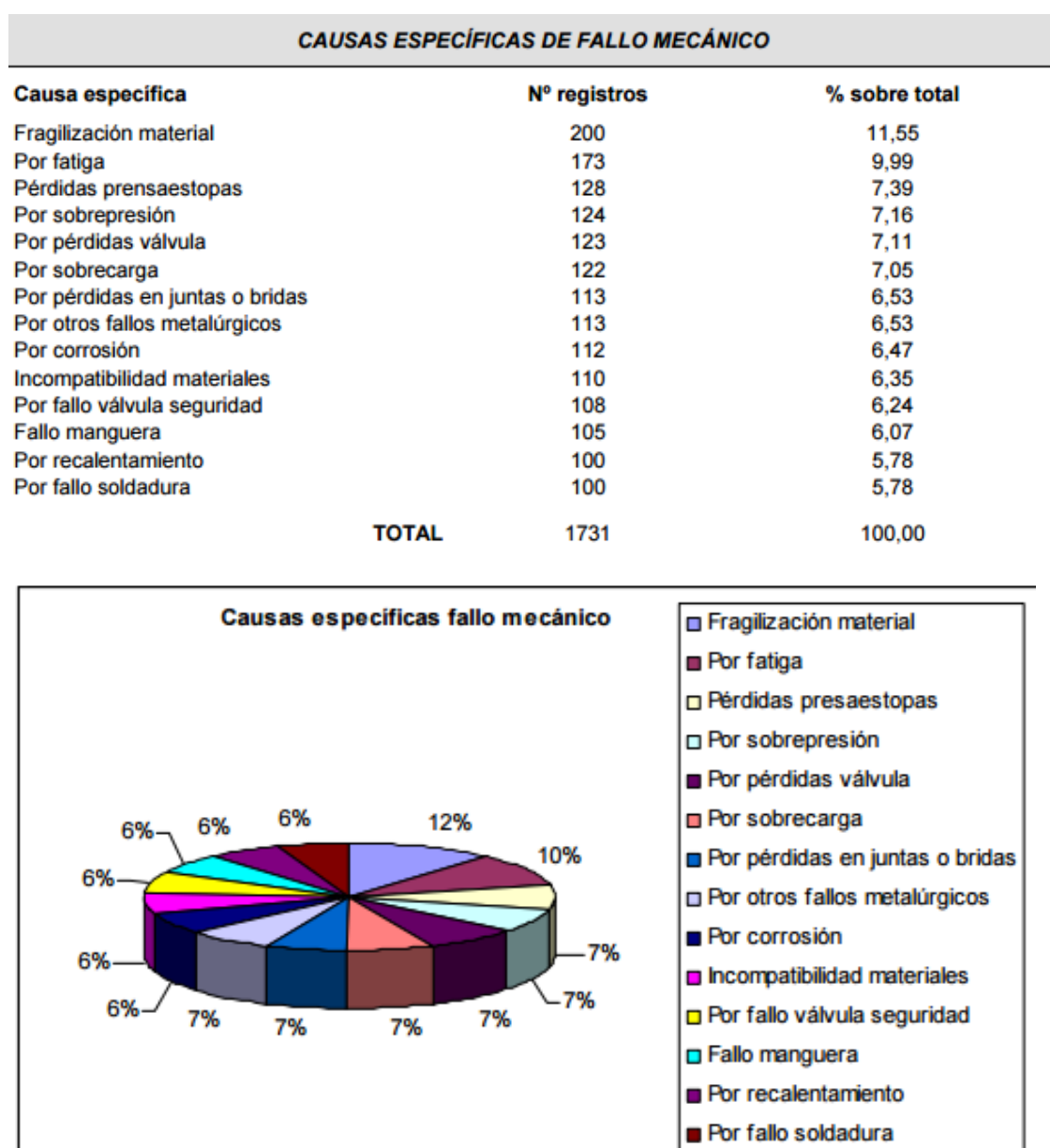


Figura 35. Causas específicas del fallo mecánico [98].

Los fallos que aparecen en la Figura 35; se pueden clasificar de la siguiente manera:

Los por fallos de pérdidas de válvulas, incompatibilidad de materiales, por fallo de válvula de seguridad, fallo por manguera, fallo metalúrgico y por las pérdidas en juntas o bridas, son debidos a fallos en la propia instalación, ya sea por el diseño o por el mantenimiento.

Los fallos restantes, producidos por la soldadura, por sobrepresión, por recalentamientos, por corrosión, por fatiga y la fragilización del material, son debidas a un mal mantenimiento o uso de la instalación.

Dentro de estos, los fallos por fragilización del material y por fatiga, son los más recurrentes, todos los demás tienen más o menos el mismo peso dentro de los registrados. Esto puede ser coincidente con mis resultados obtenidos.

La fragilización se produce principalmente por las tensiones que origina la soldadura, no obstante, como se ha visto anteriormente, es una causa primordial. La fatiga va relacionada con las horas de servicio de la tubería y de las cargas que soporta, no obstante, hay que tenerlo muy presente en las tuberías *vintage*, puesto que, estas dos condiciones las tienen muy presentes.

Los fallos por corrosión representan un 6.47%, lo que lo sitúa en una cantidad similar entre todos los demás, no es destacada. No obstante, en mi recogida de datos, si ha sido muy relevante, representando el 59 % la cantidad de fallos producidos por esta causa. Esto puede ser, por lo comentado anteriormente, a cerca de la incertidumbre que genera y la cantidad de variables que intervienen, lo que hace difícil, en algún tipo de corrosión de su prevención y premonición de fallo.

En este gráfico, no hay una sección que recoja fuerzas externas como tal, pero dentro de estas, pueden estar recogidas en los fallos metalúrgicos o incluso en los fallos por fatiga y la fragilización. En este TFG, se ha visto como las fuerzas externas se pueden subdividir en varias cuestiones. Aquí se han recopilado un 26% del total de todas ellas, una cifra significativa que puede ser coincidente en la Figura 35.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

5. Conclusiones

Las conclusiones más relevantes del Proyecto de Fin de Grado “Estudio de Fallos en la Industria Petroquímica y Gaseira” son las siguientes:

1. Hay muchos parámetros que intervienen en el fallo de tuberías, pero se puede concluir, que el fallo por corrosión bajo tensión es uno de los que más incertidumbre genera, por la multitud de parámetros que intervienen y la inexactitud del mismo. Esto justifica la cantidad de artículos encontrados al respecto, pero no que fuera el fallo principal. La corrosión por picadura, en cambio, si es demasiado repetida para la sencillez de la misma, dado que su solución, es el cambio de material de tubería teniendo en cuenta el medio donde va a trabajar. Utilizar aceros inoxidables austeníticos con aleaciones de Cu, N y Mo pueden evitarla. Por tanto, según los datos recopilados, la mayoría de los fallos se deben a una mala elección en los materiales empleados para la instalación.
2. Los golpes como fuerzas externas, son otro de los factores primordiales en el fallo de este tipo de tuberías. Como se ha visto las deformaciones y la erosión que se producen en la superficie de la tubería, son parámetros críticos para que suceda esto.
3. Los fallos por soldadura, debido a las tensiones residuales que se generan, derivan en grietas o en algún tipo de corrosión (CP Y CBT principalmente), deben de ser tenidos en cuenta, para hacer el proceso de forma correcta.
4. En general, no se destinan suficientes recursos para la protección de tuberías por la cantidad de fallos encontrados en ellas.
5. Por la gran competencia en el desarrollo de nuevas aleaciones para el empleo de tuberías en el sector, no he encontrado tanta información como la que verdaderamente hay.
6. En general debido a la gran cantidad de tuberías “*vintage*” que aún siguen en uso, se puede afirmar que, aunque las aleaciones actuales han sido mejoradas, con una buena condición de instalación, recubrimiento y protección, se puede prolongar la vida de la misma en servicio.

CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

6. Bibliografía

- [1] Aplicaciones Ciencia y tecnología. Definición y usos de la industria petroquímica. 10 de agosto de 2011. Disponible en: <http://intrepido1.over-blog.es/article-definicion-usos-industria-petroquimica-85924118.html>
- [2] Monográficas. “El petróleo”. 2013. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos35/petroleo/petroleo.shtml>
- [3] Huamán, A. Química. “Clases de hidrocarburos”. 19 de octubre de 2013. Disponible en: <https://es.slideshare.net/ELIASNAVARRETE/clase-de-hidrocarburos>
- [4] “Introducción a la química del carbono”. PDF disponible en: http://www.uv.es/maengu/docs/QUIMICA_DEL_CARBONO.pdf
- [5] La comunidad petrolero. “Determinación de la gravedad API y densidad por el método de hidrómetro y del picnómetro”. 7 de enero de 2009. Disponible en: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/determinacin-de-la-gravedad-api-y.html>
- [6] Nava, M. Venelogía, Energía. “Tipos de petróleo crudo según grado API”. 5 de marzo de 2014. Disponible en: <http://www.venelogia.com/archivos/9589/>
- [7] Tipos de hidrocarburos. PDF disponible en : <http://www.iae.org.ar/archivos/educ9.pdf>
- [8] Olmedo, F. Biodisol. “¿Qué es el petróleo? Tipos de petróleo”. 30 de mayo de 2017. Disponible en: [_http://www.biodisol.com/cambio-climatico/que-es-el-petroleo-tipos-de-petroleo-hidrocarburos-west-texas-intermediate-petroleo-brent-blend-clasificacion-del-crudo/](http://www.biodisol.com/cambio-climatico/que-es-el-petroleo-tipos-de-petroleo-hidrocarburos-west-texas-intermediate-petroleo-brent-blend-clasificacion-del-crudo/)
- [9] González Navarro, J. Madrid. “En el mundo hay 161 tipos de petróleo”. Periódico ABC. 16 de noviembre de 2015. Disponible en: http://www.abc.es/economia/abci-mundo-161-tipos-petroleo-201511162118_noticia.html
- [10] Usmpetrolero y estadístico. “Exploración petrolera”. 31 de mayo de 2012. Disponible en: <https://usmpetrolero.wordpress.com/2012/05/31/29/>

- [11] Urbano Mateos, S.M. “Países productores de petróleo”. Economía y finanzas. 6 de Julio de 2016. Disponible en: <https://www.economiafinanzas.com/paises-productores-petroleo/>
- [12] Borrás Brucart, E. Dr. Ingeniero Industrial. “Características, distribución y aplicaciones industriales”. Gas Natural. Editores técnicos asociados, s.a.
- [13] Comisión de hidrocarburos del colegio de geólogos. “¿Qué es el gas natural, y cómo se forma?”. 24 de abril de 2013. Disponible en: <https://www.geologos.or.cr/la-mujer-virtuosa/>
- [14] Marcelo Arias, J. “Gas Natural Licuado. Tecnología y Mercado”. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Abril de 2006. PDF disponible en: http://www.iae.org.ar/archivos/educ_gnl.pdf
- [15] Asche, F., Oglend, A. and Osmundsen, P., 2013. *UK natural gas*. München: CESifo. PDF disponible en: <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>
- [16] *OPTIMIZACION DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL*. Asche, F., Oglend, A. and Osmundsen, P., 2013. *UK natural gas*. München: CESifo. *GAS NATURAL LICUADO, TRABAJO DE INVESTIGACIÓN*. Disponible en: <http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Proyecto/PublicacionesElectro/monografias/OPTIMIZACION%20DEL%20%20PROCESO%20DE%20ENDULZAMIENTO%20DEL%20GAS%20NATURAL.pdf>
- [17] Plantas de procesamiento del gas natural. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Plantas_de_procesamiento_del_gas_natural
- [18] Rodríguez, E. “Las reservas de gas natural más grandes del mundo”. Fieras de la ingeniería. 23 de agosto de 2014. Disponible en: <http://www.fierasdelaingenieria.com/las-reservas-de-gas-natural-mas-grandes-del-mundo/>
- [19] Ortiz Peña, K.R. “Origen y formación del petróleo”. Monográficas. 16 de febrero de 2010. Disponible en:

<http://www.monografias.com/trabajos31/origen-petroleo/origen-petroleo.shtml#traansp>

[20] Structuralia, formación especializada. “Oleoductos y gaseoductos del mundo”. 19 de mayo de 2015. Disponible en: <http://www.structuralia.com/es/blog/33-energia/10001567-oleoductos-y-gasoductos-del-mundo>

[21] BP España, BP Global. “BP statistical review of world energy 2016”. 6 de julio de 2016. Disponible en: http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html

[22] Energía y sociedad. “Las claves del sector energético. El gas natural en España”. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-transporte-del-gas-natural-por-gasoducto/>

[23] “Viscosidad”. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Viscosidad>

[24] DeConceptos. “Concepto de viscosidad”. Disponible en: <http://deconceptos.com/ciencias-naturales/viscosidad>

[25] Torres, M., (2016) “Microstructural investigation of vitage pipeline steels highly susceptible to stress corrosión cracking” The University of Texas at El Paso.

[26] Benaglio, C., 2008. “Caracterización Microestructural, Mecánica y Electroquímica de un Acero API 5LX52 Expuesto a Fuego Directo”. *Instituto Politécnico Nacional*. PDF disponible en: <http://itzamna.bnct.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/7098/GARCIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[27] El grupo de Xinyue Acero de Tianjin. “API 5L ERW Steel Pipe”. Disponible en: <http://www.xysteelpipe.com/es/info/API-5L-X65-ERW-Steel-Pipe-210-1.htm>

[28] Barquín Aja, V.M. (2014). “Análisis del Riesgo de Rotura en Servicio de Tuberías de Gas Natural”. Universidad de Cantabria.

[29] W.D. Callister, (2009) “Introducción a la Ciencia e Ingeniería de los Materiales”. Ed. Limusa. Méjico.

- [30] Guzmán, R. “Soldabilidad de los materiales”. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/215613920/4-Soldabilidad-de-Los-Materiales>
- [31] Setien, J. Varona, J.M. Departamento de Ciencia e Ingeniería del Terreno y de los Materiales. Apuntes de fundamentos de ciencia y tecnología de materiales. 1º curso. Ingeniería industrial. Ingeniería química.
- [32] Medina Custodio, O. Ortiz Prado, A. Jacobo Armendáriz, V.H. Schouwenaars-Franssens. “Corrosión Microbiológica en Aceros de Bajo Carbono”.
- [33] Conferencia del Profesor Linhardt. “Microbiological Corrosion”. Universidad de Cantabria. 3ºCurso. Materiales y Tecnología Mecánica.
- [34] Giovanni Islas, A. (2009) “Análisis experimental de esfuerzos en tubos con abolladuras sujetos a presión interna” Instituto politécnico nacional, México.
- [35] Trueba Ruiz, A. (2015) “Generadores de vapor. Tema 9. Combustibles empleados en calderas.” Universidad de Cantabria.
- [36] Al-Taie, I., Gray, J.M., Knauf, G., Lu, M., Murray, A., O’Brien, J., Santos, B., Zhou, J., “*Oil and Gas Pipelines, Integrity and Safety Handbook.*” R. Winston Revie.
- [37] Rivera, E. “Explosiones de Gaseoductos en Distintos Países”. 18 de agosto de 2010. Disponible en: <http://coquillanero.blogspot.com.es/2010/08/explosiones-de-gasoductos-en-distintos.html>
- [38] <http://www.buc.unican.es/>
- [39] Bruno, A. Araujo, J.A. Palma, E. Vilar, A. Silva, A. “Fragilización por Hidrógeno de los Aceros API 5LX60 y API 5LX80”. Universidad Federal de Campina Grande. Brasil.
- [40] “Estructura y Propiedades de las Aleaciones”. Facultad de Ingeniería UNLP. Capítulo 10. Fenómenos de fragilización en aceros.

- [41] Calderón, J.A. Delgado, J. Peñaranda, S. Restrepo, A. (2004) “Análisis Estadístico de los Factores que Intervienen en la Corrosión de Tuberías Enterradas”.
- [42] Bhandari, J. Khan, F. Abbassi, R. Garaniya, V. Ojeda, R. “Modelling of Pitting Corrosion in Marine and Offshore Steel Structures”. Australian Maritime College, University of Tasmania. Engineering Group (SREG). Faculty of Engineering and Science. University of Newfoundland.
- [43] Jian-Hua Pan. Zhi-cao Fan. Ning-sheng Zong. “Research on Weld Cracking of TP321H Stainless Steel Pipeline under Elevated Temperature”. Mechanical Engineering Department. Anhui University. China. National Engineering and Technology Research Center on Pressure Vessel and Piping Safety.
- [44] Stijn Hertelé. Andrew Cosham. Paul Roovers. “Structural Integrity of Corroded Girth Welds in Vintage Steel Pipelines”. Ghent University. Brussels, Belgium.
- [45] Mehdi Javidi. Nematollahi, M.R. Lalehparvar, M.M. Ghassemi, A. (2016). “Failure Analysis of AISI 321 Austenitic Stainless Steel Water Piping in a Power Plant”. ASM International.
- [46] Souza Torres, C.A. de Almeiza. Gonçalves Fonseca, C. Petronilha Pereira, A. Reis de Castro, M. das Mercês. Cunha Lins, V. de Freitas. “Corrosion Failure Analysis in a Biodiesel Plant Using electrical Resistance Probes”. Corrosion and Surface Engineering Laboratory. Chemical Engineering Department. Federal University of Minas, Brazil.
- [47] Wan, H.X. Yang, Z.Y. Liu. Song, D.D. Du, C.W. Li, X.G. (2016). “Pitting Behavior of L415 Pipeline Steel in Simulated Leaching Liquid Environment”.
- [48] Xiaoben Liu. Hong Zhang. KaiWu. Mengying Xia. Yanfei Chen. Meng Li. College of Mechanical and Transportation Engineering. University of Petroleum. Beijing, China.

- [49] Renjie Xiao. Guoqing, Xiao. Biao Huang. Junhao Feng. Qionghui Wang. "Corrosion Failure Cause Analysis and Evaluation of Corrosion Inhibitors of Ma Huining Oil Pipeline". College of Chemistry and Chemical Engineering. Petroleum University. Chengdu, China.
- [50] Farzad Mohammadi. Faysal Fayez Eliyan. Akram Alfantazi. "Corrosion of Simulated Weld HAZ of API X-80 Pipeline Steel". Department of Materials Engineering. University of British Columbia. Vancouver, Canada.
- [51] Ercan Serif Kaya. Eren Uckan. Michael J.O'Rourke. Spyros A, Karamanos. Bulent Akbas. Ferit Cakir. Yin Cheng. "Failure Analysis of a Welded Steel Pipe at Kullar Fault Crossing". Civil Engineering Alanya. Keykubat University, Turkey. Earthquake Engineering Kandilli. Istanbul, Turkey. Civil and Environmental Engineering. Rensselaer Polytechnic Institute. NY, USA. Mechanical Engineering. University of Thessaly. Volos, Greece.
- [52] Chun-hung Chen. Yeong-Nain Sheen. Her-Yung Wang. "Case Analysis of Catastrophic Underground Pipeline Gas Explosion in Taiwan". Department of Civil Engineering. National Kaohsiung University of Applied Sciences. Taiwan.
- [53] Xian-Kui Zhu. "State of the Art Review of Fracture Control Technology for Modern and Vintage Gas Transmission Pipelines". Columbus, USA.
- [54] Almubarak, A. Belkharchouche, M. Hussain, A. "Stress Corrosion Cracking of Sensitized Austenitic Stainless Steels in Kuwait Petroleum Refineries". Department of Chemical Engineering. College Technological Studies. Shuwait, Kuwait.
- [55] Venturino, P., Booman, J.N., Gonzalez, M.O. and Otegui, J.L., 2016. Pipeline failures due to lightning. *Engineering Failure Analysis*, 64, pp. 1-12.

- [56] Verma, J. and Taiwade, R.V., 2017. Effect of welding processes and conditions on the microstructure, mechanical properties and corrosion resistance of duplex stainless steel weldments—A review. *Journal of Manufacturing Processes*, 25, pp. 134-152.
- [57] Pan, J., Fan, Z. and Zong, N., 2016. Research on weld cracking of TP321H stainless steel pipeline under elevated temperature. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 148, pp. 1-8.
- [58] Hertelé, S., Cosham, A. and Roovers, P., 2016. Structural integrity of corroded girth welds in vintage steel pipelines. *Engineering Structures*, 124, pp. 429-441.
- [59] Jiayi Zhao, W.C. Mengshan Yu, K.C. Reg Eadie, J.B. Greg, V.B. RICHARD, K. and SEAN, K. 2017. Crack Growth Modeling and Life Prediction of Pipeline Steels Exposed to Near-Neutral pH Environments: Stage II Crack Growth and Overall Life Prediction. *Metallurgical and Materials Transactions*, 48(4), pp. 1641.
- [60] Javidi, M., Nematollahi, M.R., Lalehparvar, M.M. and Ghassemi, A., 2016. Failure Analysis of AISI 321 Austenitic Stainless Steel Water Piping in a Power Plant. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 16(2), pp. 209.
- [61] Parviz, M., Aminnejad, B. and Fiouz, A., 2017. Numerical simulation of dynamic response of water in buried pipeline under explosion. *KSCE Journal of Civil Engineering*, .
- [62] Gupta, R., Kumar, A., Nagpure, D., Rai, S., Singh, M., Khooha, A., Singh, A., Singh, A., Tiwari, M., Ganesh, P., Kaul, R. and Singh, B., 2016. Comparison of Stress Corrosion Cracking Susceptibility of Laser Machined and Milled 304 L Stainless Steel. *Lasers in Manufacturing and Materials Processing*, 3(4), pp. 191-203.
- [63] Gadala, I. and Alfantazi, A., 2015. Low Alloy X100 Pipeline Steel Corrosion and Passivation Behavior in Bicarbonate-Based Solutions of pH 6.7 to 8.9 with Groundwater Anions: An Electrochemical Study. *Metallurgical and Materials Transactions A*, 46(7), pp. 3104-3116.

- [64] Xiao, R., Xiao, G., Huang, B., Feng, J. and Wang, Q., 2016. Corrosion failure cause analysis and evaluation of corrosion inhibitors of Ma Huining oil pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 68, pp. 113-121.
- [65] Mohammadi, F., Eliyan, F.F. and Alfantazi, A., 2012. Corrosion of simulated weld HAZ of API X-80 pipeline steel. *Corrosion Science*, 63, pp. 323.
- [66] Maruschak, P.O., Panin, S.V., Chausov, M.G., Bishchak, R.T. and Polyvana, U.V., 2017. Effect of long-term operation on steels of main gas pipeline. Reduction of static fracture toughness. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 182-186.
- [67] Keprate, A. and Ratnayake, R.M.C., 2016. Enhancing offshore process safety by selecting fatigue critical piping locations for inspection using Fuzzy-AHP based approach. *Process Safety and Environmental Protection*, 102, pp. 71-84.
- [68] Poberezhnyi, L., Maruschak, P., Prentkovskis, O., Danyliuk, I., Pyrig, T. and Brezinová, J., 2016. Fatigue and failure of steel of offshore gas pipeline after the laying operation. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, 16(3), pp. 524-536.
- [69] Cheng, A. and Chen, N., 2017. Fatigue crack growth modelling for pipeline carbon steels under gaseous hydrogen conditions. *International Journal of Fatigue*, 96, pp. 152-161.
- [70] Kim, J., Bae, K., Lee, C., Kim, Y., Kim, W. and Kim, I., 2017. Fatigue Life Evaluation of Composite Material Sleeve using A Residual Stiffness Model. *International Journal of Fatigue*, .
- [71] Chen, C., Sheen, Y. and Wang, H., 2016. Case analysis of catastrophic underground pipeline gas explosion in Taiwan. *Engineering Failure Analysis*, 65, pp. 39-47.
- [72] Almubarak, A., Belkharchouche, M. and Hussain, A., 2010. Stress corrosion cracking of sensitized austenitic stainless steels in Kuwait petroleum refineries. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 57(2), pp. 58-64.

- [73] Bosco, M., et al, 2016. Improvement of the Model Proposed by Menegotto and Pinto for Steel. *Engineering Structures*, Oct, vol. 124, pp. 442-456 CrossRef. ISSN 0141-0296. DOI 10.1016/j.engstruct.2016.06.037.
- [74] Wu, J., Zhou, R., Xu, S. and Wu, Z., 2017. Probabilistic analysis of natural gas pipeline network accident based on Bayesian network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 46, pp. 126-136.
- [75] Biezma, M.V. and San Cristobal, J.R., 2005. Methodology to study cost of corrosion. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, 40(4), pp. 344-352.
- [76] <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/3142/50084-2.pdf>
- [77] Cheng, A. and Chen, N., 2017. Fatigue Crack Growth Modelling for Pipeline Carbon Steels Under Gaseous Hydrogen Conditions. *International Journal of Fatigue*, Mar, vol. 96, pp. 152-161 CrossRef. ISSN 0142-1123. DOI 10.1016/j.ijfatigue.2016.11.029.
- [78] Wang, W., Wang, Q., Shen, K. and YI, J., 2016a. A Mathematical Model of Crevice Corrosion for Buried Pipeline with Disbonded Coatings Under Cathodic Protection. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, May, vol. 41, pp. 270-281.
- [79] Wang, Z., et al, 2016b. Experimental and Numerical Studies on Corrosion Failure of a Three-Limb Pipe in Natural Gas Field. *Engineering Failure Analysis*, Apr, vol. 62, pp. 21-38.
- [80] Yusof, M., Kamaruzaman, M., Ishak, M. and Ghazali, M., 2017. Porosity Detection by Analyzing Arc Sound Signal Acquired during the Welding Process of Gas Pipeline Steel. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, Apr, vol. 89, no. 9, pp. 3661-3670.
- [81] Calderón, I., (2014) *"Fatiga de elementos estructurales por acciones dinámicas aleatorias en medio ambiente agresivo."* Universidad de Cantabria.
- [82] Valcárcel, M., (2016) *"La optimización y sostenibilidad en la manufactura del acero de construcción naval"* Universidad de Cantabria.

[83] <http://partidoequo.es/que-es-el-fracking/>

[84] P. Linhardt (2004) *“Microbially influenced corrosion of stainless steel by manganese oxidizing microorganisms”* Materials and Corrosion.

[85] ICCT. “Introducción a la Refinación del Petróleo y Producción de Gasolina y Diésel con Contenido Ultra Bajo de Azufre”. Economía de la energía, Optimización aplicada.

[86] Oil&GasJournal. Houston, Texas. PennWell Corporation. Disponible en: <http://www.ogj.com/index.html>

[87] Pipeline&GasJournal. (2016). Connecting you to the pipeline industry worldwide. “Working the Marcellus”. Vol 243, No. 11.

[88] <https://es.sba.gov/contenido/departamento-de-transporte-dot>

[89] Biezma, M., V., Ciencia y Tecnología de los Materiales. Grado en Ingeniería Marítima. Curso Tercero. Universidad de Cantabria.

[90] Biezma, M., V., San Cristobal, S.,R., (2006) “Is the Cost of Corrosion Really Quantifiable?” Corrosion -Houston Tx- 62(12)

[91] Gravedad API y densidad. “Comunidad petrolera”.

[92] Borrás Brucart, E (1987). “Gas Natural, características, distribución y aplicaciones industriales”.

[93] <http://profesores.fi-b.unam.mx> “Gas Natural”.

[94] Wikipedia, the free encyclopedia (2014).

[95] Dunand, E. (2014).

Pág. 10

[96]Mauricio, F. “Química de Tercero, Hidrocarburos”. En Pbro. Luis a Sponton.

Pág. 18.

Fuente: http://www.iae.org.ar/archivos/educ_gnl.pdf.

. Fuente: http://www.iae.org.ar/archivos/educ_gnl.pdf.

Fuente: Torres, M. (2016) "Microstructural investigation of vintege pipeline steels highly susceptible to stress corrosión cracking".

[36]Fuente: Al-Taie, I., Gray, J.M., Knauf, G., Lu, M., Murray, A., O'Brien, J., Santos, B., Zhou, J., "Oil and gas pipelines integrity and safety handbook". R.Winston Revie. Pag. 612.

[36]Fuente: Al-Taie, I., Gray, J.M., Knauf, G., Lu, M., Murray, A., O'Brien, J., Santos, B., Zhou, J., "Oil and gas pipelines integrity and safety handbook". R.Winston Revie. Pag. 612.

[96] Apuntes Ingeniería metalúrgica. (2014). Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales. Universidad de Oviedo.

[97] NACE International. The Worldwide Corrosion Authority

[98] <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/3142/50084-2.pdf>.

AVISO RESPONSABILIDAD DE TRABAJO:

Este documento es el resultado del Trabajo Fin de Grado de un alumno, siendo su autor responsable de su contenido.

Se trata por tanto de un trabajo académico que puede contener errores detectados por el tribunal y que pueden no haber sido corregidos por el autor en la presente edición.

Debido a dicha orientación académica no debe hacerse un uso profesional de su contenido.

Este tipo de trabajos, junto con su defensa, pueden haber obtenido una nota que oscila entre 5 y 10 puntos, por lo que la calidad y el número de errores que puedan contener difieren en gran medida entre unos trabajos y otros,

La Universidad de Cantabria, la Escuela Técnica Superior de Náutica, los miembros del Tribunal de Trabajos Fin de Grado así como el profesor tutor/director no son responsables del contenido último de este Trabajo.”

ABREVIATURAS Y SIGLAS

TCF: Trillones de pies cúbicos

GNL: Gas Natural Licuado

PC: Poder Calorífico

PCI: Poder Calorífico Inferior

PCS: Poder Calorífico Superior

MTEP: Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

TM: Térmico Mecánicamente

SMLS: Tubería sin Soldaduras

LF: Baja Frecuencia

ERW: Soldadura por Resistencia Eléctrica

HF-ERW: Soldadura por Resistencia Eléctrica de Alta Frecuencia

SAW: Soldadura por Arco Sumergido

DSAW: Soldadura Doble por Arco Sumergido

CAPEX: Controles de Capital

OPEX: Gasto de Funcionamiento

PC: Protección Catódica

API: Instituto Americano de Petróleo

TFG: Trabajo Fin de Grado

PIB: Producto Interior Bruto

CG: Corrosión Generalizada

CP: Corrosión por Picadura

FE: Fuerzas Externas

CBT: Corrosión Bajo Tensión

CF: Corrosión Fatiga

CM: Corrosión Microbiológica

FH: Fragilización por Hidrógeno

FHA: Fragilización por Hidrógeno Ambiental

WT: Peso

FHI: Fragilización por Hidrógeno Interno

HSLA: Alta Resistencia y Baja Aleación

MHIDAS: Major Hazard Incident Data Service

SRD: Safety and Reliability Directorate

TTT: Temperatura, Tiempo, Transformación