

Revisión Del Estado Del Arte: Corrosión Por Hidrógeno En
Uniones Soldadas De Tuberías Expuestas A Mezclas
De Gas Natural E Hidrógeno

José Fernando Ruiz Cassas

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Darío Yesid Peña Ballesteros

Doctor en Corrosión

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales

Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales

Bucaramanga

2025

Agradecimientos

“En primer lugar, agradezco a Dios y a la vida por darme la fortaleza y perseverancia para alcanzar esta meta.”

“A mi familia, por su amor incondicional, apoyo y comprensión en todos estos años y en cada etapa de mi formación.”

“Al profesor Darío Peña B. Por su orientación, paciencia y valiosas enseñanzas, que han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo y mi formación como futuro profesional.”

“A mis amigos y colegas (Daniel, Karoll, Evis, Jaider, Darwin), por su apoyo, consejos y por hacer de este proceso una experiencia más llevadera. Su compañía ha sido clave en los momentos difíciles en los que en algún momento pensé en desistir.”

“A los sueños que nos motivan a lograr lo imposible posible.”

Att. José Fernando Ruiz Casas

Tabla de contenido

Introducción	10
1.1. Justificación	10
1.2. Objetivos de la tesis	11
1.2.1. Objetivo general.....	11
1.2.2. Objetivos específicos	11
1.3. Metodología	12
1.3.1. Selección del tema de investigación	12
1.3.2. Búsqueda y análisis de documentos relevantes.....	12
1.3.4. Análisis bibliométrico de la literatura científica existente.....	12
1.3.5. Interpretación de los datos obtenidos y análisis de limitaciones.....	12
1.3.6. Presentación de los resultados obtenidos y redacción del informe final.....	13
2. Fundamentación teórica.....	13
2.1. Corrosión por Hidrógeno	13
2.1.1. Introducción al fenómeno de corrosión por hidrogeno.	13
2.1.2. Factores Ambientales Relevantes.	14
2.1.3. Proceso de Fragilización por Hidrógeno.....	15
2.1.4. Métodos Generales para la Mitigación de la Corrosión.....	15
2.2. Uniones Soldadas en Tuberías: Características Críticas	16
2.2.1. Tipos de tuberías empleadas en el transporte de hidrogeno y gas natural.	16
2.2.2. Principales aleaciones empleadas en la fabricación de tuberías de transporte de hidrogeno y gas natural	16
2.2.3. Técnicas de soldadura más empleadas en la unión de tuberías para el transporte de hidrogeno y gas natural	17
2.3. Algunas causales de falla en las tuberías debido a la exposición de hidrogeno y gas natural.	20

2.3.1 Modificaciones microestructurales en juntas soldadas 21

2.3.2. Alteraciones de Propiedades Mecánicas. 21

2.3.3. Fragilización por Hidrogeno en Aceros de Alta Resistencia. 21

2.3.4. Mecanismos de Corrosión Bajo Tensión (SCC). 22

2.4. Algunas Normas y estándares técnicos Relevantes. 23

2.4.1. Normas para el diseño y el mantenimiento en sistemas de tuberías de gas 23

2.4.1.1. ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping System..... 23

2.4.1.2. ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines..... 23

2.4.2. Normas para la Evaluación de Corrosión por Hidrógeno. 24

2.4.2.1. NACE TM0177 - Ensayo de laboratorio de resistencia de metales al agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)..... 24

2.4.2.2. ISO 15156 - Materiales para uso en entornos que contienen ácido sulfhídrico **H₂S** en la producción de petróleo y gas 25

2.4.3. Normas para Procesos de Soldadura. 25

2.4.3.1. ISO 15614 - Especificación y cualificación de los procedimientos de soldadura..... 25

2.4.3.2. API 1104: Welding of Pipelines and Related Facilities 26

2.4.3.3. ASME Sección IX - Cualificaciones de soldadura fuerte y blanda 26

3. Investigaciones sobre corrosión por Hidrogeno en Uniones soldadas..... 27

3.1. Principales parámetros ambientales estudiados en la corrosión por hidrogeno. 27

3.1.1. Concentración de hidrogeno y mezclas de gas natural presentes en el flujo del transporte..... 27

3.1.2. Variación de la temperatura y presión del flujo de fluidos en el perfil de la tubería. 28

3.2. Impacto de la técnica de soldadura que Incrementan la susceptibilidad de corrosión en uniones soldadas..... 29

3.2.1 Evidencia científica de la variación de aporte térmico en la zona soldada. 29

3.2.2. Impacto de las tensiones residuales y la microestructura..... 31

3.3. Estudio de mecanismos de corrosión bajo tensión (SSC) en mezclas de gas natural e hidrógeno.	31
3.3.1. Interacción entre tensiones mecánicas y ambientes corrosivos.	31
3.3.2. Mecanismos de absorción y difusión de hidrógeno debido a las tensiones.	32
3.4. Estudios de casos de falla en tuberías expuestas a mezclas de gas natural e hidrógeno.	33
3.4.1. Procedimientos experimentales en la literatura.	33
3.4.2. Técnicas de análisis de falla empleadas.	33
3.4.3. Modelado y simulación de fenómenos SCC.	36
3.4.4. Resultados causa raíz de la falla y oportunidades de mejora.	37
3.5. Métodos de prevención y mitigación en Infraestructuras metálicas	39
3.5.1. Selección de materiales resistentes a la fragilización por hidrógeno.	39
3.5.2. Optimización de procesos de soldadura para reducir defectos.	39
3.5.3. Aplicación de tratamientos térmicos post-soldadura.	41
3.5.4. Uso de recubrimientos protectores y barreras contra el hidrógeno.	43
3.5.5. Monitoreo y detección temprana de daños por hidrógeno.	45
4. Análisis y Discusión.	46
5. Conclusiones	49
7. Recomendaciones	50
Referencias Bibliográficas.	51

Lista de tablas

Tabla 1. Análisis comparativo de las Principales aleaciones empleadas en la fabricación de tuberías de transporte de hidrogeno y gas natural.....	46
Tabla 2. Comparativa de algunos parámetros de las técnicas de soldadura más empleadas en la unión de tuberías para el transporte de hidrógeno y gas natural.....	47

Lista de figuras

Figura. 1. (A) Curvas de permeación de hidrógeno bajo diferentes presiones de hidrógeno. (b) Pendiente (k) y corriente en estado estacionario (i_{∞}) bajo diferentes presiones de hidrógeno. ...	29
Figura 2. Microestructura de la unión soldada 2205 DSS (a) material base (b) zona afectada por el calor (c) material de soldadura.....	30
Figura 3. Distribución elemental de las inclusiones en la unión soldada 2205 DSS.....	30
Figura. 4. Macrografía y microestructuras del material de la sección transversal de soldadura. (El material de la tubería base a la derecha y el material de la brida a la izquierda).....	34
Figura. 5. Imágenes SEM y análisis EDX del producto de corrosión del metal base L360NB no expuesto a esfuerzos expuesto en agua destilada bajo 120 bar de H ₂ + 1 bar de H ₂ S durante 720 h a RT.....	35
Figura. 6. EDX mapping en la raíz de la soldadura muestra la presencia de inclusiones no metálicas.	35
Figura. 7. Distribuciones de la concentración de átomos de H en los sitios intersticiales de la red (a) en el tubo que contiene una abolladura restringida y (b) la vista transversal. La profundidad de la abolladura es del 3% del diámetro exterior del tubo y la presión interna es de 10 MPa.	36
Figura 8. comparación de Macrografica de la sección de unión soldada por medio de FSW y GTAW.....	40
Figura 9. comparación de las tensiones residuales en (a) la zona circunferencial (b) zona transversal, para tuberías soldadas por GTAW y FSW	41

Resumen

Título: Revisión del estado del arte: corrosión por hidrógeno en uniones soldadas de tuberías expuestas a mezclas de gas natural e hidrógeno*

Autor: 2191134 José Fernando Ruiz Casas**

Palabras clave: Corrosión, Hidrogeno, Soldadura, Tuberías, gas natural.

El presente trabajo de grado, titulado “Revisión del estado del arte sobre la corrosión por hidrógeno en uniones soldadas de tuberías expuestas a mezclas de gas natural e hidrógeno”, tiene como propósito estudiar los efectos de la corrosión por hidrógeno en las uniones soldadas de tuberías, un fenómeno crítico en la infraestructura del transporte de gas. El objetivo general consiste en analizar los efectos de la corrosión por hidrógeno en las propiedades mecánicas y microestructurales de los aceros utilizados en estas infraestructuras, con un enfoque en los mecanismos de fragilización causados por la exposición a mezclas de gas natural e hidrógeno. La investigación profundiza en la recopilación y análisis de estudios previos, identificando los principales factores que influyen en este proceso y las soluciones propuestas para mitigar sus efectos. Además, se pretende proporcionar una visión de los avances en la comprensión de la corrosión por hidrógeno, destacando las estrategias empleadas para prevenir y controlar este fenómeno en las uniones soldadas de las tuberías. Este trabajo también aborda la importancia de las soluciones tecnológicas y los tratamientos propuestos para mejorar la resistencia de los materiales, ofreciendo un análisis detallado que contribuye al desarrollo de estrategias más efectivas para gestionar la corrosión en la infraestructura de gas natural e hidrógeno.

*Trabajo de Grado** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los materiales. Ingeniería Metalúrgica.
Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. Doctor en Corrosión.

Abstract

Title: State-of-the-art review: hydrogen corrosion in welded joints of pipelines exposed to natural gas and hydrogen mixtures

Author(s): 2191134 – Jose Fernando Ruiz Casas **.

Keywords: Corrosion, hydrogen, Welding, Pipelines natural gas.

Description: The present bachelor thesis, entitled “Review of the State of the Art on Hydrogen Corrosion in Welded Joints of Pipelines Exposed to Mixtures of Natural Gas and Hydrogen,” aims to study the effects of hydrogen corrosion in welded joints of pipelines, a critical phenomenon in gas transportation infrastructure. The general objective is to analyze the effects of hydrogen corrosion on the mechanical and microstructural properties of steels used in these infrastructures, with a focus on the mechanisms of embrittlement caused by exposure to mixtures of natural gas and hydrogen. The research delves into the collection and analysis of previous studies, identifying the main factors influencing this process and the proposed solutions to mitigate its effects. Additionally, the goal is to provide a comprehensive view of advancements in understanding hydrogen corrosion, highlighting strategies employed to prevent and control this phenomenon in the welded joints of pipelines. This work also addresses the importance of technological solutions and proposed treatments to improve material resistance, offering a detailed analysis that contributes to the development of more effective strategies for managing corrosion in natural gas transport and hydrogen infrastructure.

* Bachelor thesis** Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physicochemical Engineering. School of Metallurgical Engineering and Materials Science. Metallurgical Engineering. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. PhD in Corrosion.

Introducción

1.1. Justificación

La corrosión por hidrógeno es un fenómeno crítico en la industria del transporte de gas natural e hidrógeno, especialmente en las uniones soldadas de tuberías, donde la exposición a mezclas de gas natural e hidrógeno puede comprometer gravemente la integridad estructural y funcional. A medida que se incrementa la utilización de hidrógeno como fuente de energía renovable, la comprensión de los mecanismos y efectos de la corrosión por hidrógeno en materiales clave, como los aceros utilizados en las infraestructuras de tuberías, se vuelve cada vez más importante. Este fenómeno puede generar fragilización de los metales, afectando sus propiedades mecánicas y microestructurales, lo que puede conducir a fallos catastróficos si no se gestiona adecuadamente.

La revisión se estructura en varios apartados clave, comenzando con los **mecanismos de corrosión por hidrógeno en tuberías**, donde se detallarán los procesos involucrados en la fragilización por hidrógeno, incluyendo la difusión de hidrógeno en el material y su interacción con las uniones soldadas. A continuación, se abordarán los **efectos en las propiedades mecánicas y microestructurales**, analizando los impactos del hidrógeno sobre las propiedades de los aceros, como la resistencia a la tracción, tenacidad y dureza, así como las alteraciones microestructurales resultantes. Finalmente, se revisarán las **soluciones y estrategias de mitigación**, incluyendo las técnicas y tratamientos desarrollados para prevenir o reducir los efectos de la corrosión por hidrógeno, junto con las tecnologías emergentes para mejorar la resistencia de las tuberías. Este análisis ofrecerá una base sólida para futuras investigaciones y el desarrollo de estrategias efectivas para la gestión de la corrosión por hidrógeno en la infraestructura de gas.

1.2. Objetivos de la tesis

1.2.1. Objetivo general

Analizar los efectos de la corrosión por hidrógeno en uniones soldadas de tuberías expuestas a mezclas de gas natural e hidrógeno a partir de una revisión del estado del arte.

1.2.2. Objetivos específicos

Analizar los mecanismos de fragilización por hidrógeno en uniones soldadas de tuberías, identificando los efectos del hidrógeno en las propiedades mecánicas y microestructurales de los aceros utilizados en la infraestructura de gas natural e hidrógeno.

Evaluar el impacto de la corrosión bajo tensión (SCC) en las zonas afectadas por la soldadura, considerando la interacción sinérgica entre las tensiones mecánicas, las condiciones ambientales, y la presencia de hidrógeno en las tuberías.

Proponer métodos de mitigación efectivos basados en los avances recientes en tecnología de soldadura y tratamientos post-soldadura, con el fin de reducir la susceptibilidad de las uniones soldadas a la fragilización por hidrógeno y prolongar la vida útil de las infraestructuras de gas.

1.3. Metodología

1.3.1. Selección del tema de investigación.

Se establece el tema de interés mediante la identificación del problema a investigar. Este proceso incluye una revisión bibliográfica para fundamentar teóricamente el estudio y seleccionar un enfoque adecuado.

1.3.2. Búsqueda y análisis de documentos relevantes.

Con el tema definido, se consultan bases de datos académicas disponibles en la biblioteca universitaria. Se priorizan materiales de alta calidad científica, como artículos de investigación, libros especializados, revisiones bibliográficas, normas, manuales técnicos y trabajos de grado.

1.3.3. Evaluación y organización de la información recopilada.

En esta etapa, se seleccionan los documentos más relevantes para la investigación, incluyendo artículos y datos clave. Posteriormente, se filtra y clasifica la información según su prioridad y pertinencia para los objetivos del estudio. Herramientas como Elsevier Scopus son esenciales para analizar el estado del arte relacionado con el proyecto.

1.3.4. Análisis bibliométrico de la literatura científica existente.

Se lleva a cabo un análisis bibliométrico utilizando herramientas como Scopus de Elsevier. Este proceso clasifica publicaciones científicas por año, autores, disciplinas y países, proporcionando un panorama claro sobre la producción académica en el área de estudio.

1.3.5. Interpretación de los datos obtenidos y análisis de limitaciones.

Se realiza una evaluación detallada de los datos recopilados, identificando patrones y tendencias significativas, así como las limitaciones del análisis y las áreas que requieren mayor exploración.

1.3.6. Presentación de los resultados obtenidos y redacción del informe final.

Finalmente, se sintetizan los hallazgos obtenidos en un informe estructurado, detallando los resultados y las conclusiones del estudio para su presentación formal, en aprobación por parte del director de trabajo de grado y es enviado a los calificadores.

2. Fundamentación teórica

2.1. Corrosión por Hidrógeno

2.1.1. Introducción al fenómeno de corrosión por hidrogeno.

Cuando se habla de corrosión por hidrogeno, se tienen en cuenta ocho tipos de corrosión, los cuales ocurren, según el ambiente, material de fabricación del medio y condiciones presentes para que suceda. Estos son:

- Fragilización por hidrógeno (Hydrogen Embrittlement - HE).
- Ataque por hidrógeno a alta temperatura (High-Temperature Hydrogen Attack - HTHA).
- Ampollamiento por hidrógeno (Hydrogen Blistering).
- Decarburización por hidrógeno (Hydrogen Decarburization).
- Agrietamiento inducido por hidrógeno (Hydrogen-Induced Cracking - HIC) o Agrietamiento escalonado (Stepwise Cracking - SWC).
- Agrietamiento bajo tensión asistido por el medio ambiente (Environmentally Assisted Cracking - EAC) con contribución del hidrógeno.
- Corrosión galvánica con evolución de hidrógeno.
- Formación de hidruros metálicos frágiles.

Las uniones soldadas de tuberías para el transporte de mezclas de gas natural e hidrogeno, representan un ambiente muy específico y parámetros de presión y temperatura, donde es mas relevante que ocurran 3 de estos tipos de corrosión, Fragilización por hidrógeno (Hydrogen Embrittlement - HE), Agrietamiento inducido por hidrógeno (Hydrogen-Induced Cracking - HIC) o Agrietamiento escalonado (Stepwise Cracking - SWC) y Agrietamiento bajo tensión asistido por el medio ambiente (Environmentally Assisted Cracking - EAC) con contribución del hidrógeno, siendo estos tipos de corrosión, estrictamente relaciones con parámetros de altas presiones en ambientes ricos en hidrógeno, lo cual favorecen los mecanismos de difusión del hidrogeno, facilitando alteraciones en a microestructura y propagación de grietas.

El tipo de corrosión por hidrogeno más conocido, es la fragilización por hidrógeno (HE), el cual es un fenómeno de corrosión que ocurre en los aceros, debido a la presencia del hidrogeno, bajo ciertos parámetros ambientales y fisicoquímicos, ocurre cuando los átomos de hidrógeno penetran en la microestructura del metal, acumulándose en defectos como dislocaciones y bordes de grano. Estudios en aceros como X80 y X70, (Nguyen et al., 2020), han demostrado que la presencia de hidrógeno en mezclas con gas natural incrementa la susceptibilidad al agrietamiento por tensión y reduce la vida útil a fatiga. En soldaduras, la HAZ (zona afectada por el calor) es particularmente vulnerable debido a su microestructura heterogénea.

2.1.2. Factores Ambientales Relevantes.

Las líneas de tuberías están expuestas al intercambio cinético de diversos compuestos que pueden interactuar con su superficie. La corrosión por hidrogeno en uniones soldadas, ocurre en presencia de concentraciones de fluidos de mezclas de gas natural e hidrogeno, y donde el impacto de la presión del transporte influye significativamente en la afección por hidrogeno de la integridad de las zonas soldadas y tuberías en general. (Meng et al. 2017).

2.1.3. Proceso de Fragilización por Hidrógeno.

El hidrogeno puede llegar a ser introducido en la microestructura del metal de diversos mecanismos de propagación, durante la fundición, soldadura, o el transporte de mezcla de gases ricos en hidrogeno de las líneas de tubería. (Chang, Wang, Guo, Wang, & Li, 2025), explica de manera simulada el fenómeno de la difusión del hidrogeno a lo largo de la matriz metálica, e introduce la relación de mezcla de hidrogeno o en inglés, hydrogen blending ratio (HBR), el cual suele expresarse en porcentaje e indica el volumen de hidrógeno en relación con el volumen total de la mezcla de gases (hidrógeno + gas natural). Por ejemplo, un HBR del 20% significa que el 20% del total de la mezcla de gases es hidrógeno y el 80% restante es gas natural.

El HBR desempeña un papel importante en la determinación de las características de difusión del gas cuando se fuga de las tuberías. El estudio concluye que el comportamiento de difusión del metano (un componente clave del gas natural) se ve influido por el contenido de hidrógeno. A medida que aumenta el HBR, aumenta la distancia de difusión del metano, lo que indica que un mayor contenido de hidrógeno.

2.1.4. Métodos Generales para la Mitigación de la Corrosión.

Las técnicas de control de la corrosión en tuberías, especialmente las expuestas a entornos de mezclas de gases e hidrógeno, suelen centrarse en la selección de materiales, las modificaciones ambientales y el uso de inhibidores. Un enfoque importante es la aplicación de inhibidores de la corrosión, que pueden reducir la velocidad de corrosión formando películas protectoras en la superficie del acero. Además, el ajuste de las condiciones de flujo, como la reducción de las turbulencias, puede mejorar el rendimiento de estos inhibidores. (Olvera-Martínez et al. 2015), expone que estos métodos son cruciales en entornos en los que las tuberías están expuestas a sustancias agresivas como CO₂, hidrógeno o sulfuro de hidrógeno, que pueden acelerar la

corrosión y causar la degradación del material. Las demás técnicas y avances serán tratados en siguientes secciones de este estudio.

2.2. Uniones Soldadas en Tuberías: Características Críticas

2.2.1. Tipos de tuberías empleadas en el transporte de hidrogeno y gas natural.

En el transporte de hidrogeno y gas natural o derivados, interviene el diseño estandarizado de líneas de tuberías y uniones soldadas de manera muy cuidadosa, siendo las fabricadas en acero las más empleadas, destacando el uso de normas ASME que garanticen la estandarización de estas (Jemblie et al., 2024).

2.2.2. Principales aleaciones empleadas en la fabricación de tuberías de transporte de hidrogeno y gas natural.

Acero de tubería (X80 Pipeline Steel)

El acero X80 se utiliza en tuberías de alta presión para gas natural e hidrógeno debido a su alta resistencia y tenacidad. Meng et al. (2017) destacaron su rendimiento en mezclas de hidrógeno y gas natural, demostrando que su microestructura, que equilibra la resistencia y la ductilidad, ayuda a prevenir el agrietamiento en entornos agresivos como el transporte de hidrógeno. Esto convierte al X80 en un material ideal para tuberías expuestas a hidrógeno a alta presión.

Acero de tubería (API X70 Pipeline Steel)

El API X70 es conocido por su excelente relación resistencia-peso y soldabilidad, lo que lo hace adecuado tanto para tuberías de gas natural como de hidrógeno. Nguyen et al. (2021) observaron que, aunque es susceptible al agrietamiento asistido por hidrógeno, se comporta bien en aplicaciones de alta presión con un tratamiento adecuado, como la soldadura con alivio de tensiones, lo que garantiza su seguridad y eficiencia en entornos ricos en hidrógeno.

Acero de tubería (API X52 and X65 Pipeline)

Los aceros API X52 y X65 se utilizan principalmente para gasoductos de gas natural de baja presión, pero pueden adaptarse para el transporte de hidrógeno. Bouledroua et al. (2024) estudiaron la fragilización por hidrógeno de X52 bajo carga cíclica, observando que la exposición al hidrógeno podría acelerar el crecimiento de grietas. Esto requiere revestimientos y tratamientos mejorados para mitigar la fragilización y prolongar la vida útil de las tuberías.

Acero L360NB

El acero L360NB, utilizado habitualmente en las tuberías de gas natural, está siendo evaluado para el transporte de hidrógeno al 100%. Hamed et al. (2025) descubrieron que, aunque ofrece propiedades de resistencia media, su resistencia a la fragilización por hidrógeno debe mejorarse mediante ajustes de la microestructura o revestimientos adicionales para hacer frente a los efectos del hidrógeno a lo largo del tiempo.

Acero Ni-Cr-Mo-V

El acero Ni-Cr-Mo-V es ideal para uniones soldadas en tuberías, especialmente en condiciones de carga cíclica. Song et al. (2021) destacaron su alta resistencia y resistencia a la corrosión, con elementos de aleación como níquel, cromo, molibdeno y vanadio que mejoran la tenacidad y la durabilidad. Esto lo convierte en una excelente opción para secciones soldadas expuestas tanto al hidrógeno como al gas natural.

2.2.3. Técnicas de soldadura más empleadas en la unión de tuberías para el transporte de hidrogeno y gas natural.**Soldadura por arco de gas tungsteno (GTAW o TIG)**

La soldadura por arco de gas tungsteno (GTAW), también conocida como soldadura TIG (gas inerte de tungsteno), se utiliza ampliamente para soldaduras de alta calidad en aplicaciones

de tuberías. Utiliza un electrodo de tungsteno no consumible para crear la soldadura, con un gas inerte (normalmente argón) que protege el baño de soldadura de la contaminación. El GTAW es conocido por su precisión y capacidad para soldar secciones finas de tubería con un excelente control del aporte térmico. Se utiliza especialmente para soldar aceros inoxidable y otros materiales aleados.

Moraes et al. (2019) analizan el uso de GTAW para la soldadura de circunferencias en acero para tuberías API 5L X65, destacando su eficacia para minimizar las tensiones residuales en las uniones soldadas.

Soldadura por fricción

La soldadura por fricción es un proceso de soldadura en estado sólido que genera calor a través de la fricción mecánica entre las piezas de trabajo, lo que hace que se ablanden y se unan. Esta técnica es especialmente útil para unir tuberías con diferentes propiedades de material, como metales o aleaciones disímiles. En la construcción de tuberías, la soldadura por fricción se utiliza a menudo para unir segmentos de tubos de acero y garantizar uniones fuertes y fiables.

El uso de la soldadura por fricción en la soldadura de circunferencias de tuberías API 5L X65, fue evaluado por Moraes et al. (2019), destacando su capacidad para reducir los defectos y mejorar las propiedades mecánicas generales de la unión soldada.

Soldadura por arco sumergido (SAW)

La soldadura por arco sumergido (SAW) es un método muy utilizado para soldar tubos de pared gruesa en la construcción de tuberías. En SAW se utiliza un electrodo consumible de alimentación continua y el arco de soldadura se sumerge bajo una capa de fundente. El resultado es una penetración profunda y una alta velocidad de deposición, lo que la hace ideal para la soldadura de tuberías de gran volumen y gran resistencia. SAW proporciona una soldadura fuerte

y de alta calidad con salpicaduras mínimas y se utiliza a menudo para la soldadura de circunferencias de tuberías de gran diámetro. Sharma y Maheshwari (2017) analizaron las ventajas de SAW para soldar aceros de alta resistencia para oleoductos y gasoductos, destacando su eficacia para producir soldaduras fuertes y duraderas, especialmente para tuberías de paredes gruesas.

Soldadura por arco metálico protegido (SMAW o soldadura por electrodo)

La soldadura por arco metálico protegido (SMAW), comúnmente conocida como soldadura con electrodo, es un proceso de soldadura por arco manual en el que se utiliza un electrodo recubierto de fundente para crear la soldadura. El proceso es sencillo y portátil, por lo que resulta adecuado para trabajos de soldadura y reparación de tuberías sobre el terreno. Es eficaz para una amplia gama de materiales, incluidos los aceros al carbono y las aleaciones, aunque suele utilizarse en la construcción o el mantenimiento de tuberías a menor escala. SMAW es mencionada por Sharma y Maheshwari (2017), como una técnica tradicional y ampliamente utilizada para trabajos de campo e instalaciones de tuberías a menor escala, en particular por su facilidad de uso en lugares remotos.

Soldadura por arco metálico con gas (GMAW o MIG)

La soldadura por arco metálico con gas (GMAW), o soldadura MIG (gas inerte metálico), consiste en alimentar un electrodo de hilo sólido continuo a través de una pistola de soldadura, que se funde y se utiliza para unir las piezas de trabajo. Este proceso se utiliza habitualmente en la soldadura de tuberías por su alta tasa de deposición y su capacidad para soldar secciones finas y gruesas. El proceso GMAW se utiliza a menudo para la soldadura automatizada o semiautomatizada de tuberías, por lo que resulta adecuado para la producción en serie y los grandes proyectos de tuberías. Sharma y Maheshwari (2017) también destacan el proceso GMAW como

una técnica de soldadura eficiente y automatizada para la fabricación de tuberías, que ofrece ventajas en velocidad y facilidad de uso para tuberías largas.

Soldadura por arco tubular (FCAW)

La soldadura por arco con núcleo de fundente (FCAW) es similar a la GMAW, pero utiliza un alambre con núcleo de fundente en lugar de un electrodo de alambre sólido. El fundente proporciona protección adicional y formación de escoria, lo que protege el baño de soldadura de la contaminación. FCAW es beneficioso para soldar en entornos exteriores con menos control sobre la atmósfera, por lo que es adecuado para la soldadura de tuberías en condiciones difíciles.

la FCAW es una técnica preferida en entornos en los que la protección atmosférica no es fácil de mantener, como en la soldadura de tuberías en exteriores (Sharma & Maheshwari, 2017).

Estas técnicas de soldadura son cruciales para garantizar la integridad estructural de las tuberías, sobre todo en el caso de los materiales de alta resistencia y resistentes a la corrosión que se utilizan en la construcción de tuberías modernas. Cada método tiene sus ventajas y se selecciona en función de factores como el tipo de material, las condiciones ambientales y los requisitos específicos del proyecto de tubería.

2.3. Algunas causales de falla en las tuberías debido a la exposición de hidrogeno y gas natural.

En el fallo de las tuberías expuestas al hidrógeno y al gas natural influyen varios factores clave, como las modificaciones microestructurales en las juntas soldadas, las alteraciones de las propiedades mecánicas, la fragilización por hidrógeno en aceros de alta resistencia y el agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC). Estos factores interactúan para afectar

significativamente a la integridad de los sistemas de tuberías utilizados para el transporte de hidrógeno o de gas natural mezclado con hidrógeno.

2.3.1 Modificaciones microestructurales en juntas soldadas.

La interacción entre el hidrógeno y el acero de las tuberías, especialmente en las juntas soldadas, puede provocar cambios microestructurales significativos. La zona afectada por el calor (ZAC) en las zonas soldadas es especialmente vulnerable, ya que el hidrógeno puede inducir la formación de fases frágiles como la martensita, lo que reduce significativamente la ductilidad y tenacidad del material. Esto hace que las uniones soldadas sean propensas al agrietamiento, especialmente bajo la influencia de entornos ricos en hidrógeno (De Souza Sant'Anna et al., 2016). Además, la absorción de hidrógeno en estas regiones puede exacerbar la susceptibilidad a la fractura, provocando el fallo prematuro de la tubería (Song et al., 2021).

2.3.2. Alteraciones de Propiedades Mecánicas.

La exposición al hidrógeno y al gas natural, especialmente en entornos de alta presión, puede alterar las propiedades mecánicas de los materiales de las tuberías. El hidrógeno, por ejemplo, puede disminuir la resistencia, ductilidad y tenacidad del material al debilitar los enlaces atómicos dentro de la estructura del acero. Esta reducción de las propiedades mecánicas es más pronunciada en los aceros de alta resistencia, que son más susceptibles a los daños inducidos por el hidrógeno (Hamed et al., 2025). La combinación de estos efectos bajo tensión puede hacer que el material se vuelva más frágil y propenso a fallos catastróficos (Meng et al., 2017).

2.3.3. Fragilización por Hidrogeno en Aceros de Alta Resistencia.

Los aceros de alta resistencia, que suelen utilizarse en la construcción de tuberías, son especialmente susceptibles a la fragilización por hidrógeno. En este proceso, los átomos de

hidrógeno se difunden en el acero, alterando la red atómica y debilitando significativamente la resistencia del material a la fisuración bajo tensión. Esto es especialmente problemático en las tuberías que transportan hidrógeno, ya que el gas favorece la absorción de hidrógeno en el acero, haciendo que el material se vuelva frágil y más propenso a fracturarse bajo cargas mecánicas (Zhang et al., 2023; Hamed et al., 2025). Con el tiempo, esta fragilización puede provocar la formación de grietas y, finalmente, el fallo de la tubería (Bouledroua et al., 2024).

2.3.4. Mecanismos de Corrosión Bajo Tensión (SCC).

La fisuración por corrosión bajo tensión (SCC) es un mecanismo de fallo crítico en las tuberías expuestas al hidrógeno y al gas natural. El agrietamiento por corrosión bajo tensión se produce cuando un material experimenta tanto una tensión de tracción como un entorno corrosivo, como la presencia de hidrógeno, que acelera el inicio y la propagación de las grietas. En entornos de alta presión, donde las tensiones internas son elevadas, el hidrógeno puede penetrar en el acero, exacerbando el crecimiento de grietas a lo largo de soldaduras u otros puntos débiles del material (Nguyen et al., 2021). La combinación de estos factores puede provocar fallos rápidos y graves en los sistemas de tuberías, lo que convierte a la SCC en un problema importante en el transporte de hidrógeno (Jemblie et al., 2024).

2.4. Algunas Normas y estándares técnicos Relevantes.

2.4.1. Normas para el diseño y el mantenimiento en sistemas de tuberías de gas

2.4.1.1. ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping System. Es una norma establecida por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión y distribución de gas. Proporciona directrices para la manipulación segura del gas natural en los gasoductos, garantizando que los sistemas estén diseñados para funcionar bajo presión minimizando el riesgo para las personas y el medio ambiente.

Parámetros principales:

- Presión de diseño y cálculos de resistencia
- Selección y compatibilidad de materiales
- Soldadura, construcción de juntas y métodos de inspección
- Elementos de seguridad y sistemas de parada de emergencia
- Mantenimiento, gestión de la integridad y requisitos de inspección
- Pruebas del sistema y procedimientos de prueba de presión

2.4.1.2. ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines. Esta norma aborda específicamente los requisitos exclusivos de las tuberías y conducciones de hidrógeno. Abarca el diseño, la instalación, el funcionamiento y el mantenimiento de la infraestructura del hidrógeno, garantizando que las tuberías puedan hacer frente a los retos particulares que plantea el hidrógeno, como la fragilización y las fugas.

Parámetros principales:

- Selección de materiales para la compatibilidad con el hidrógeno
- Normas de diseño para los sistemas de tuberías de hidrógeno

- Consideraciones de seguridad debidas a la inflamabilidad y al potencial de fugas del hidrógeno
- Diseño de la presión y límites operativos
- Prevención de la corrosión, incluido el agrietamiento inducido por hidrógeno
- Requisitos de inspección y ensayo para garantizar la integridad de las tuberías expuestas al hidrógeno

2.4.2. Normas para la Evaluación de Corrosión por Hidrógeno.

2.4.2.1. NACE TM0177 - Ensayo de laboratorio de resistencia de metales al agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC). NACE TM0177 es una norma desarrollada por la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE) que se centra en la evaluación de la resistencia de los metales al agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC). Describe los procedimientos de laboratorio para probar materiales en entornos en los que la exposición al hidrógeno puede provocar agrietamiento, una consideración crítica en tuberías y equipos de hidrógeno.

Parámetros principales:

- Métodos de ensayo de materiales expuestos a hidrógeno bajo tensión.
- Criterios para evaluar la susceptibilidad al HIC
- Condiciones específicas en las que deben realizarse los ensayos (por ejemplo, temperatura, presión)
- Normas para interpretar los resultados de las pruebas y determinar la idoneidad de los materiales
- Tipos de materiales y métodos de revestimiento que ayudan a mitigar el agrietamiento inducido por hidrógeno

2.4.2.2. ISO 15156 - Materiales para uso en entornos que contienen ácido sulfhídrico H_2S en la producción de petróleo y gas. Es una serie de normas que proporciona directrices para los materiales utilizados en entornos de servicio agrios, incluidos los que contienen sulfuro de hidrógeno (H_2S), que puede interactuar con el hidrógeno. Esta norma es esencial para comprender el comportamiento de determinados materiales expuestos al hidrógeno y en condiciones que favorecen la corrosión por hidrógeno. Tiene como parámetros principales:

- Selección de materiales para su uso en entornos con hidrógeno y H_2S
- Procedimientos de ensayo para evaluar la susceptibilidad a la corrosión por hidrógeno
- Directrices para el diseño y mantenimiento de materiales en entornos ricos en hidrógeno
- Requisitos para aleaciones y revestimientos resistentes a la corrosión
- Medidas de control de calidad para garantizar la durabilidad y seguridad de los materiales

2.4.3. Normas para Procesos de Soldadura.

2.4.3.1. ISO 15614 - Especificación y cualificación de los procedimientos de soldadura.

Descripción general: La norma ISO 15614 proporciona el marco para la especificación y cualificación de los procedimientos de soldadura, en particular para la construcción de recipientes a presión y tuberías. Garantiza que los procedimientos de soldadura utilizados cumplen las normas de resistencia, integridad y seguridad exigidas, por lo que resulta vital para la construcción de tuberías en entornos ricos en hidrógeno. Tiene como parámetros principales:

- Cualificación del procedimiento de soldadura para diferentes materiales y condiciones
- Criterios para evaluar las propiedades mecánicas de las soldaduras en condiciones de tensión y temperatura
- Directrices para probar las uniones soldadas, incluidos los ensayos de tracción e impacto
- Requisitos para la selección de consumibles y técnicas de soldadura

- Cualificación de los operarios de soldadura basada en los resultados de las pruebas de procedimiento.

2.4.3.2. API 1104: Welding of Pipelines and Related Facilities. Es una norma del Instituto Americano del Petróleo (API) que proporciona directrices para la soldadura en la construcción de tuberías, específicamente para la industria del petróleo y el gas. Establece los procedimientos y cualificaciones necesarios para los soldadores y las operaciones de soldadura, garantizando soldaduras fiables y de alta calidad en tuberías e instalaciones relacionadas.

Parámetros principales:

- Cualificaciones de los procedimientos de soldadura
- Cualificaciones y certificación de soldadores
- Tipos de métodos de soldadura y sus aplicaciones
- Inspección y ensayo de soldaduras, incluidos los ensayos no destructivos.
- Requisitos de materiales y equipos para las operaciones de soldadura
- Normas para la preparación, limpieza y unión de segmentos de tuberías
- Tratamiento térmico posterior a la soldadura y métodos de alivio de tensiones

2.4.3.3. ASME Sección IX - Cualificaciones de soldadura fuerte y blanda. La sección IX de ASME es una norma para la cualificación de soldadores y soldaduras fuertes. Especifica los requisitos para los procedimientos de soldadura, las cualificaciones de los soldadores y los métodos de inspección, garantizando que las uniones soldadas cumplan las propiedades mecánicas y las normas de calidad necesarias. Es crucial para la construcción y reparación de tuberías, ya que garantiza que las soldaduras puedan soportar las condiciones de funcionamiento, incluida la exposición al hidrógeno.

Parámetros principales:

- Cualificación de los procedimientos de soldadura y cualificación de los soldadores
- Requisitos detallados de las técnicas de soldadura, incluidos el diseño de las juntas y los materiales de aportación.
- Normas para comprobar la resistencia e integridad de las uniones soldadas, incluidos los métodos de ensayo no destructivos.
- Especificaciones para los tipos de procesos de soldadura y soldadura fuerte permitidos para diferentes aplicaciones.
- Requisitos para el tratamiento térmico posterior a la soldadura y el alivio de tensiones.

3. Investigaciones sobre corrosión por Hidrogeno en Uniones soldadas.

3.1. Principales parámetros ambientales estudiados en la corrosión por hidrogeno.

3.1.1. Concentración de hidrogeno y mezclas de gas natural presentes en el flujo del transporte.

El impacto de la concentración de hidrógeno en los sistemas de transporte por tuberías ha sido objeto de importantes investigaciones, especialmente en el contexto de los flujos mixtos de hidrógeno y gas natural. Jiang et al. (2025), exploró los efectos combinados del hidrógeno gaseoso interno y las corrientes parásitas externas en la concentración de hidrógeno dentro de tuberías enterradas X80. Su investigación utilizó simulaciones avanzadas para analizar cómo las corrientes parásitas podían influir en la distribución del hidrógeno dentro de la tubería, dando lugar a cambios de concentración localizados. Estas variaciones en la concentración de hidrógeno pueden agravar problemas como el agrietamiento o la fragilización inducidos por el hidrógeno, poniendo en peligro la integridad de la tubería con el paso del tiempo. Este hallazgo subraya la importancia de vigilar y controlar la concentración de hidrógeno en las tuberías para evitar daños y fallos a largo plazo.

3.1.2. Variación de la temperatura y presión del flujo de fluidos en el perfil de la tubería.

El comportamiento de las uniones soldadas a temperaturas variables también se ve influido por los cambios en las propiedades del material. (Li et al., 2023), investigó los efectos de la temperatura en la difusión del hidrógeno y la fragilización por hidrógeno en el acero para tuberías X80. Donde a altas temperaturas, se ve influenciada la velocidad de difusión del hidrógeno a través del acero. A medida que aumenta la temperatura, la difusión del hidrógeno en el material suele ser más pronunciada debido a la mayor movilidad de los átomos de hidrógeno a temperaturas más elevadas.

El acero puede sufrir dilataciones térmicas y cambios en la dureza, lo que puede alterar la microestructura y afectar al modo en que el hidrógeno interactúa con el material. Por ejemplo, el aumento de las temperaturas puede reducir la resistencia del material al hidrógeno, permitiendo que penetre más hidrógeno y se acumule en las zonas de soldadura y ZAT. Esto podría agravar el riesgo de agrietamiento inducido por hidrógeno, que es crítico para las juntas soldadas en tuberías que transportan hidrógeno.

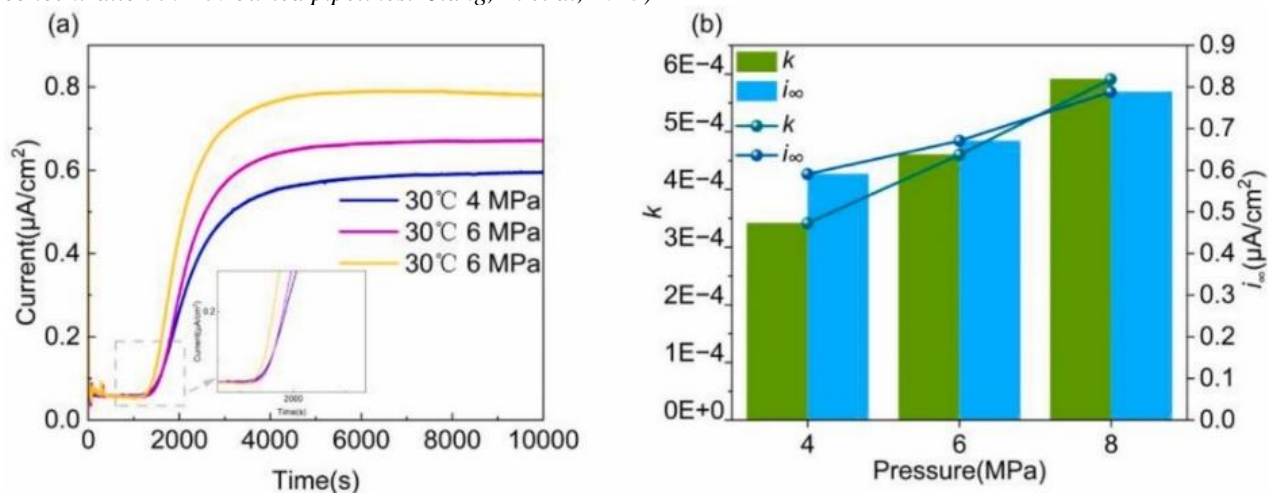
Las variaciones de presión y la adición de corrientes son expuestas por (Jiang et al., 2025), Donde se establece, que, tras el paso del tiempo de penetración, las densidades de corriente de permeación a distintas presiones de hidrógeno muestran un comportamiento similar: aumentos graduales antes de nivelarse y estabilizarse, tal como se observa en la **figura 1**. Esto sugiere que, una vez que la permeación de hidrógeno alcanza un cierto umbral, el flujo de átomos de hidrógeno en el acero X80 se estabiliza. Es importante destacar que tanto la tasa de crecimiento de la permeación de hidrógeno como la densidad de corriente en estado estacionario aumentan a medida que se incrementa la presión de hidrógeno. Esto indica que, a mayor presión de hidrógeno, más

átomos de hidrógeno pueden penetrar en el acero, lo que conduce a una mayor concentración interna de hidrógeno.

Figura 1

(A) Curvas de permeación de hidrógeno bajo diferentes presiones de hidrógeno. (b) Pendiente (k) y corriente en estado estacionario (i_{∞}) bajo diferentes presiones de hidrógeno.

(Reproducido de: *Combined effects of internal gaseous hydrogen and external stray currents on hydrogen concentration in X80 buried pipelines.* Jiang, X. et al, 2025)



3.2. Impacto de la técnica de soldadura que Incrementan la susceptibilidad de corrosión en uniones soldadas.

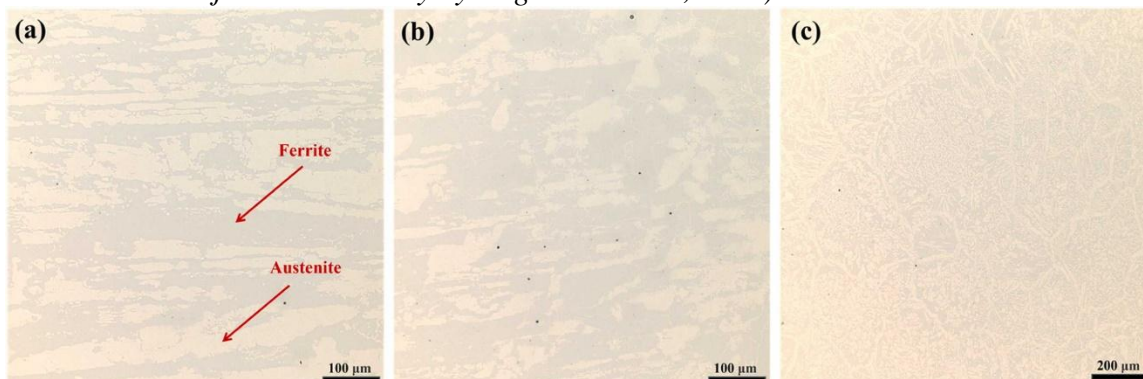
3.2.1 Evidencia científica de la variación de aporte térmico en la zona soldada.

Diversas técnicas de soldadura son empleadas en la unión de tuberías, teniendo cada un impacto deferente en el material, al momento de ejecutar esta técnica, interviene un aporte térmico, donde se logra, fundir el material base, más, sin embargo, también se afecta las zonas de unión, conocida como la zona afectada por calor, (Liu et al., 2025), expone en específico algunos de los cambios más notorios debido al aporte térmico con relación a tuberías, destacando principalmente el cambio en la microestructura del material, como se observa en la **figura 2**.

Figura 2

Microestructura de la unión soldada 2205 DSS (a) material base (b) zona afectada por el calor (c) material de soldadura.

(Reproducido de Study on the failure mechanism of the heat-affected zone in 2205 duplex stainless steel weld-joints induced by hydrogen. Liu et al, 2025)

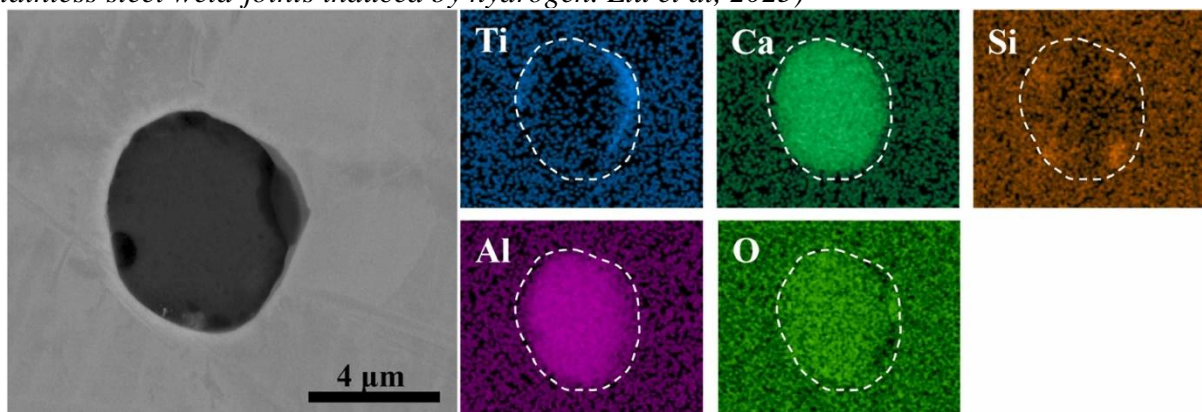


Este estudio también señala, la aparición de presencia de inclusiones en la zona soldada, como se observan en la **figura 3**, por lo que mantener un propio aislamiento de demás elementos del ambiente es importante el momento de realizar la soldadura, teniendo en cuenta, que las tuberías a diferencias de otras estructuras estarán sometidas a altas presiones y ambientes corrosivos, lo que las hacen más susceptibles a llegar a fallar.

Figura 3

Distribución elemental de las inclusiones en la unión soldada 2205 DSS.

(Reproducido de Study on the failure mechanism of the heat-affected zone in 2205 duplex stainless steel weld-joints induced by hydrogen. Liu et al, 2025)



3.2.2. Impacto de las tensiones residuales y la microestructura.

De Souza Sant'Anna et al. (2016), establecieron en su estudio, que la hidrogenación alteraba significativamente la distribución de las tensiones residuales en las juntas soldadas. La exposición al hidrógeno introdujo tensiones de tracción en zonas que antes estaban en compresión, aumentando así el riesgo de formación de grietas. Estos cambios en la distribución de las tensiones residuales fueron especialmente pronunciados en la ZAT, donde la microestructura es más sensible a los ciclos térmicos y a la difusión del hidrógeno. Los autores concluyeron que la gestión de las tensiones residuales mediante técnicas de soldadura adecuadas y tratamientos térmicos previos a la soldadura es crucial para mitigar el riesgo de fisuración inducida por hidrógeno en los aceros para tuberías.

3.3. Estudio de mecanismos de corrosión bajo tensión (SSC) en mezclas de gas natural e hidrógeno.

3.3.1. Interacción entre tensiones mecánicas y ambientes corrosivos.

La corrosión bajo tensión (SCC) combina el efecto de tensiones mecánicas con un ambiente químicamente activo, como mezclas de gas natural e hidrógeno. Este proceso afecta principalmente las zonas soldadas debido a la alta concentración de tensiones residuales y la presencia de hidrógeno como catalizador, creando condiciones favorables para el agrietamiento asistido por hidrógeno (HAC), que acelera la iniciación y propagación de grietas. Esto es especialmente crítico en el acero API X70, un material utilizado habitualmente en la construcción de tuberías. (Nguyen et al., 2021).

Nguyen, expone que las zonas soldadas son particularmente más vulnerables a sufrir SSC (stress corrosión cracking), debido a las diferencias microestructurales formadas durante los

cambios de calor en la zona soldada, susceptible a la fragilización por hidrogeno y fallas inminentes.

(Bouledroua et al., 2024), realizó un estudio en tuberías de acero API 5L X52, expuestas a esfuerzos de cargas cíclicas, en presencia de hidrogeno, donde la mezcla de los esfuerzos mecánicos y la presencia de hidrogeno, contribuye a la difusión de este, en el acero, provocando una reducción en su ductilidad y tenacidad, afectando la resistencia del acero a sufrir propagaciones de grietas, y reduciendo su vida útil.

3.3.2. Mecanismos de absorción y difusión de hidrógeno debido a las tensiones.

Sun y Cheng (2021) proporcionan un análisis termodinámico detallado de la adsorción y absorción de hidrógeno en el acero, centrándose en cómo interactúa el hidrógeno con la superficie del acero bajo diferentes tensiones mecánicas. Sus resultados sugieren que, si bien la disociación espontánea de las moléculas de hidrógeno es termodinámicamente desfavorable, la adsorción disociativa a altas presiones y temperaturas es factible. Este proceso implica la adsorción de átomos de hidrógeno en sitios específicos de la superficie del acero, como los sitios On-Top (OT), refiriéndose la posición de adsorción donde un átomo o molécula se une directamente encima de un solo átomo de la superficie. y 2-Fold Cross-Bridge (2F), la cual consiste en la posición de adsorción donde un átomo o molécula se une simultáneamente a dos átomos de la superficie.

Sometidas a tensión, la adsorción disociativa se ve influida por las presiones externas, y la energía de adsorción en estos sitios aumenta, haciendo que el proceso sea más favorable. A medida que los átomos de hidrógeno se absorben en la subsuperficie, tienden a acumularse en los sitios tetraédricos (TS) y octaédricos (OS), donde es más probable que queden atrapados, lo que puede provocar la fragilización por hidrógeno.

3.4. Estudios de casos de falla en tuberías expuestas a mezclas de gas natural e hidrógeno.

3.4.1. Procedimientos experimentales en la literatura.

Hamed et al. (2025), evaluó el acero de tuberías de gas natural L360NB expuesto a un 100% de transporte de hidrógeno, simulando las condiciones de los gasoductos dedicados al transporte de hidrógeno, este estudio destaca los parámetros como propiedades mecánicas del acero, resistencia a la tracción y el impacto, la difusividad del hidrogeno y la fluencia de este en la iniciación y propagación de las grietas en el material.

La influencia del hidrogeno en tensiones residuales de uniones soldadas en tuberías, es altamente detallada en el estudio realizado por De Souza Sant'Anna et al. (2016), se estaca un amplio énfasis en la caracterización por medio de ensayos no destructivos, entre esta difracción de rayos X, (XRD), simulaciones por medio de cargas de hidrogeno, caracterizaciones microestructurales y modelamiento por parte de elementos finitos.

Williams et al. (2022) realizó un estudio por medio de simulaciones en 5 geometrías, llevando a cabo una combinación de enfoques experimentales y numéricos para predecir la iniciación y propagación de grietas en acero para tuberías X80.

3.4.2. Técnicas de análisis de falla empleadas.

3.4.2.1. Técnicas de inspección y diagnóstico. Los métodos de inspección no destructiva (NDT), como la **ultrasonografía** y la **radiografía**, son herramientas esenciales en la detección de daños por hidrógeno, permitiendo la identificación de grietas internas y la evaluación del grosor del material sin necesidad de alterar las estructuras. La emisión acústica es otra técnica emergente que puede detectar la propagación de grietas y otras formas de daño estructural debido a la presencia de hidrógeno, lo que permite a los operadores monitorear la salud de las tuberías en tiempo real (Jiang et al., 2025).

3.4.2.2. Análisis microscópico y metalográfico. El análisis metalográfico por medio de microscopía óptica, o técnicas más avanzadas como microscopio electrónico de barrido SEM, son ampliamente empleado en estudios y caracterizaciones de zonas soldadas, preexposición y para el estudio de análisis de falla en zonas de interés crítico.

Hamed et al. (2025), en su estudio de evaluación de susceptibilidad de fragilización por hidrogeno, destacó el uso de microscopía óptica, como se observa en la figura 4, y el uso de SEM y EDX, en las **figuras 5 y 6**, permitiendo una caracterización más exacta de las zonas de unión de soldadura, llegando a realizar un mapping de la zona de interés.

Figura 4

Macrografía y microestructuras del material de la sección transversal de soldadura. (El material de la tubería base a la derecha y el material de la brida a la izquierda).

(Reproducido de: Assessing the hydrogen embrittlement susceptibility of an existing L360NB natural gas pipeline steel for 100 % hydrogen transport. Hamed. 2025)

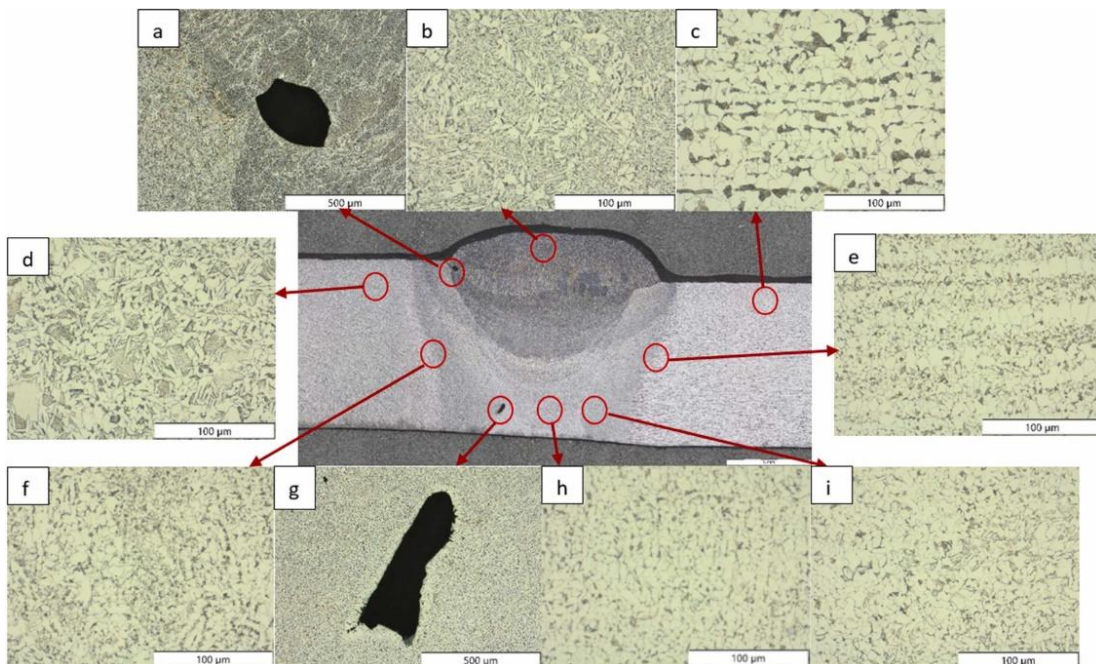
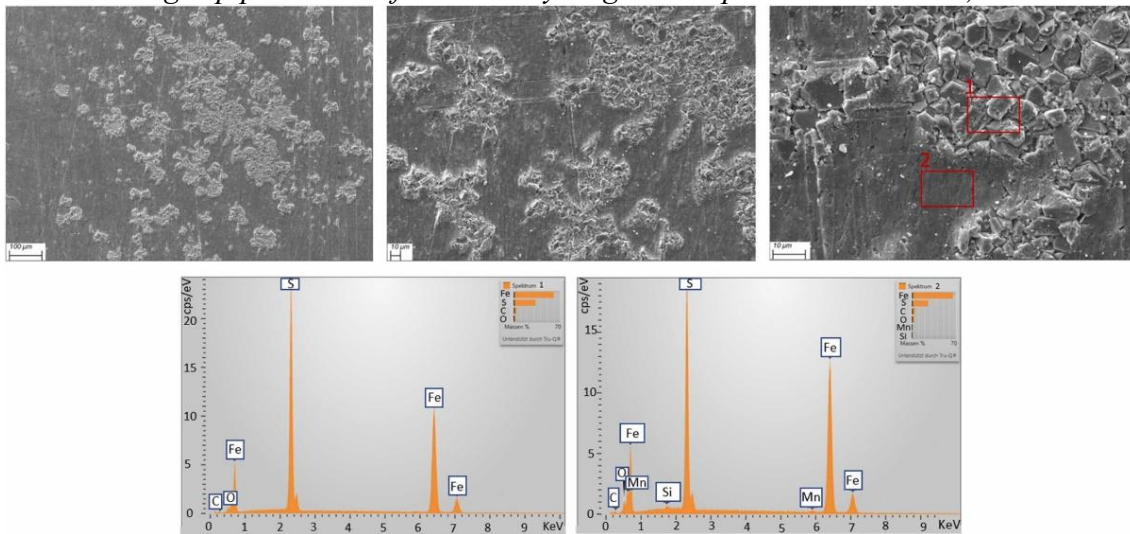


Figura 5

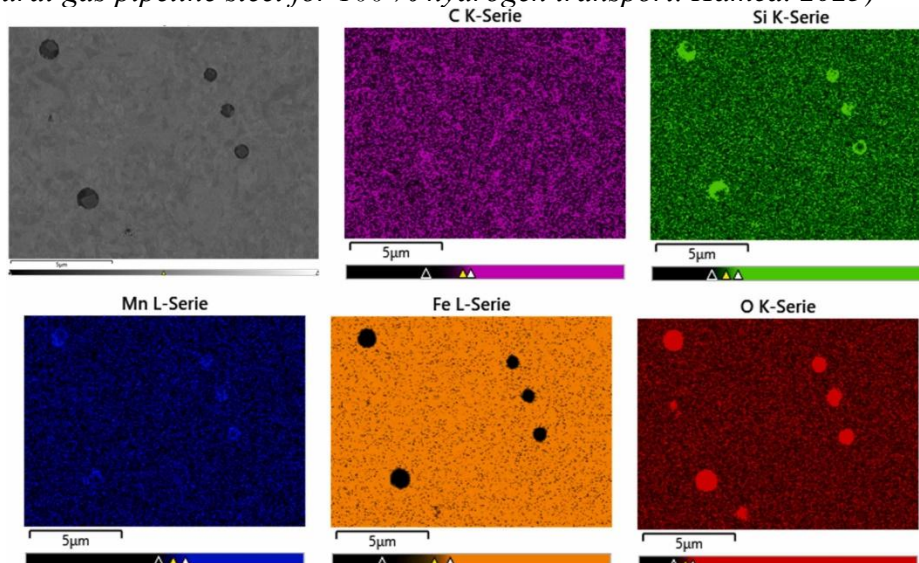
Imágenes SEM y análisis EDX del producto de corrosión del metal base L360NB no expuesto a esfuerzos expuesto en agua destilada bajo 120 bar de H₂ + 1 bar de H₂S durante 720 h a RT.

(Reproducido de: Assessing the hydrogen embrittlement susceptibility of an existing L360NB natural gas pipeline steel for 100 % hydrogen transport. Hamed. 2025)

**Figura 6**

EDX mapping en la raíz de la soldadura muestra la presencia de inclusiones no metálicas.

(Reproducido de: Assessing the hydrogen embrittlement susceptibility of an existing L360NB natural gas pipeline steel for 100 % hydrogen transport. Hamed. 2025)



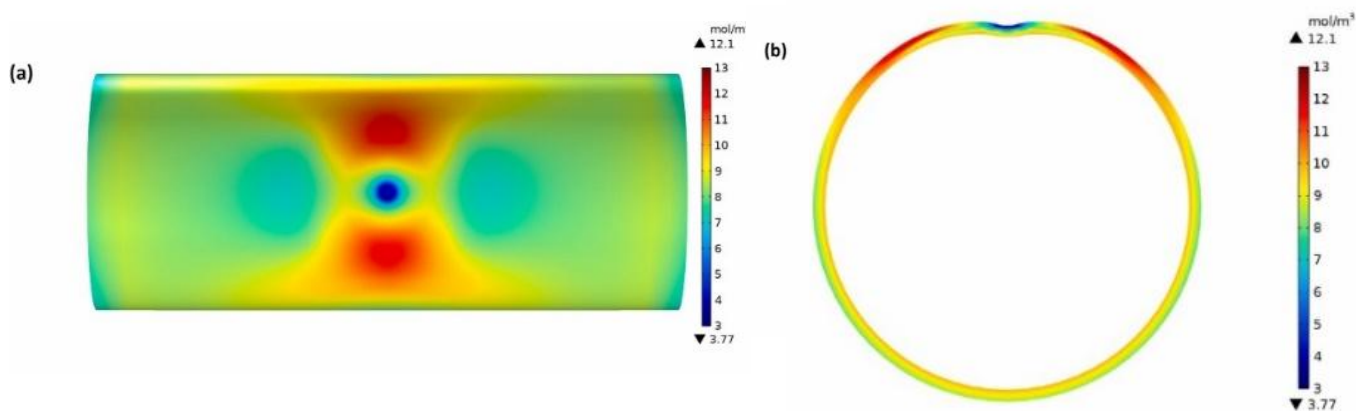
3.4.3. Modelado y simulación de fenómenos SCC.

Zhang y Cheng (2023) emplearon el modelado por elementos finitos de una abolladura en una tubería de acero X52 el cual reveló que la tensión mecánica aumenta la velocidad de difusión de los átomos de hidrógeno hacia la zona de la abolladura. Esto ocurre debido a cambios en las distribuciones de tensiones y deformaciones alrededor de la abolladura, que facilitan la acumulación de hidrógeno. El estudio demuestra que la concentración de hidrógeno es mayor cerca de los lados de la abolladura, donde se concentra la tensión. Esta acumulación localizada puede acelerar la aparición de la fragilización por hidrógeno, especialmente en las zonas donde el material experimenta deformación plástica. La Figura 7, se observa uno de los modelamientos realizados por los investigadores.

Figura 7

Distribuciones de la concentración de átomos de H en los sitios intersticiales de la red (a) en el tubo que contiene una abolladura restringida y (b) la vista transversal. La profundidad de la abolladura es del 3% del diámetro exterior del tubo y la presión interna es de 10 MPa.

(Reproducido de: Study by finite element modeling of hydrogen atom diffusion and distribution at a dent on existing pipelines for hydrogen transport. Zhang et al. 2025)



En contraste, la concentración de átomos de hidrógeno en los sitios de trampa metalúrgica alrededor de la abolladura es significativamente más baja, con un máximo de solo 0.08 mol/m^3 en la superficie interna del centro de la abolladura. Estos resultados indican que los átomos de hidrógeno se acumulan principalmente en los sitios de la red cristalina en lugar de en los sitios de trampa metalúrgica en la región alrededor de la abolladura. Esta distribución está influenciada por las variaciones locales de esfuerzo y deformación causadas por la abolladura, lo que facilita la difusión y acumulación de hidrógeno en los sitios de la red cristalina (Zhang & Cheng, 2023).

3.4.4. Resultados causa raíz de la falla y oportunidades de mejora.

Fragilización por hidrógeno debida al aumento de la difusividad del hidrógeno y a las características microestructurales. Hamed et al. (2025)

La primera causa de fallo identificada en las uniones soldadas de tuberías es la fragilización por hidrógeno, en la que influye significativamente el aumento de la difusividad del hidrógeno en las regiones soldadas. En este caso, las características microestructurales, como la presencia de inclusiones y límites de grano, desempeñaron un papel crucial a la hora de facilitar la absorción de hidrógeno. Estas características crearon regiones localizadas de debilidad dentro de la unión soldada, donde las moléculas de hidrógeno podían acumularse y causar daños. La mayor difusividad del hidrógeno dentro de estas zonas aumentaba la probabilidad de agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) y fragilización.

Las moléculas de hidrógeno se difunden fácilmente en el acero a través de zonas con muchos defectos microestructurales, como inclusiones o porosidad, que actúan como lugares de absorción de hidrógeno. En la región soldada, estos sitios pueden atrapar hidrógeno, lo que conduce a la formación de grietas que se propagan con el tiempo, debilitando la integridad de la tubería. Los límites de grano son especialmente susceptibles porque los átomos de hidrógeno

tienden a acumularse en estas interfaces, lo que agrava aún más el proceso de fragilización. A medida que se acumula el hidrógeno, se reduce la ductilidad del material, lo que aumenta la probabilidad de que se produzca un fallo frágil bajo tensión.

Tensiones residuales combinadas con absorción de hidrógeno

De Souza Sant'Anna et al. (2016), establecieron que la causa de fallo en las uniones soldadas es el efecto combinado de las tensiones residuales y la absorción de hidrógeno. Las tensiones residuales suelen estar presentes en las juntas soldadas debido a los ciclos térmicos experimentados durante el proceso de soldadura, dando lugar a regiones de tensión de tracción en la zona afectada por el calor (HAZ). Cuando la tubería se expone a entornos ricos en hidrógeno, los átomos de hidrógeno se difunden en el material e interactúan con estas tensiones residuales, exacerbando la formación de grietas.

La interacción entre las tensiones residuales y el hidrógeno es especialmente peligrosa porque las tensiones residuales crean zonas localizadas de alta tensión de tracción, que son más propensas a la formación de grietas. El hidrógeno penetra entonces en estas regiones y debilita el material, haciéndolo más susceptible a la propagación de grietas. La acumulación de hidrógeno en estas regiones sometidas a tensión reduce aún más la resistencia a la fractura del material, aumentando la probabilidad de fallo frágil a lo largo de los límites de grano y otros defectos microestructurales.

3.5. Métodos de prevención y mitigación en Infraestructuras metálicas

3.5.1. Selección de materiales resistentes a la fragilización por hidrógeno.

El diseño y selección de materiales resistentes al hidrógeno son fundamentales para garantizar la integridad estructural en infraestructuras críticas. Los avances en la metalurgia han permitido desarrollar aceros micro aleados y aceros de alta resistencia que incorporan elementos como:

- **Níquel:** Mejora la tenacidad a bajas temperaturas y reduce la fragilidad inducida por hidrógeno.
- **Molibdeno:** Aumenta la resistencia a la corrosión y la estabilidad de las microestructuras frente a la difusión de hidrógeno,
- **Vanadio:** Refuerza los bordes de grano, dificultando la propagación de fisuras inducidas por hidrógeno.

Estudios recientes han demostrado que aceros diseñados específicamente para aplicaciones en ambientes ricos en hidrógeno, como los aceros API X100 y X120, presentan una mayor resistencia a la fragilización en comparación con grados convencionales como X70 o X80, donde, investigaciones modernas han reafirmado que los aceros convencionales, aunque ampliamente utilizados en tuberías, muestran una mayor vulnerabilidad cuando se exponen a mezclas de gas natural con hidrógeno (Meng et al., 2017; Nguyen et al., 2020).

3.5.2. Optimización de procesos de soldadura para reducir defectos.

Los procesos de soldadura desempeñan un papel crucial en la integridad de las infraestructuras. Las tecnologías avanzadas de soldadura permiten reducir defectos y tensiones residuales, principales factores que incrementan la susceptibilidad al hidrógeno. Entre estas tecnologías destacan:

Soldadura por fricción-agitación (FSW): (Moraes et al., 2019)

- Produce soldaduras homogéneas con microestructuras refinadas, reduciendo defectos como porosidades y grietas.

- Disminuye significativamente las tensiones residuales en comparación con la soldadura por arco eléctrico.

(Moraes et al., 2019), analizó de manera macro y microscópico la eficacia de la soldadura por fricción en comparación con el método GTAW, Como se observa en la figura 8, la soldadura por fricción ofrece una unión de la tubería de manera homogénea, obteniendo una sola fase y un menor porcentaje de imperfecciones en la técnica, esta comparación

Figura 8

comparación de Macrográfica de la sección de unión soldada por medio de FSW y GTAW.

(Reproducido de Moraes et al. Residual stress evaluation in API 5L X65 girth welded pipes joined by friction welding and gas tungsten arc welding. 2019)

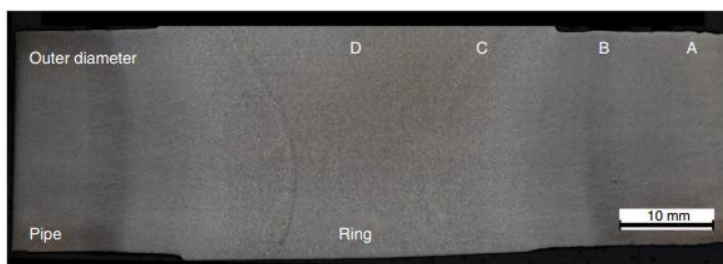


Fig. 2 - Cross section macrograph of the friction welded pipe.

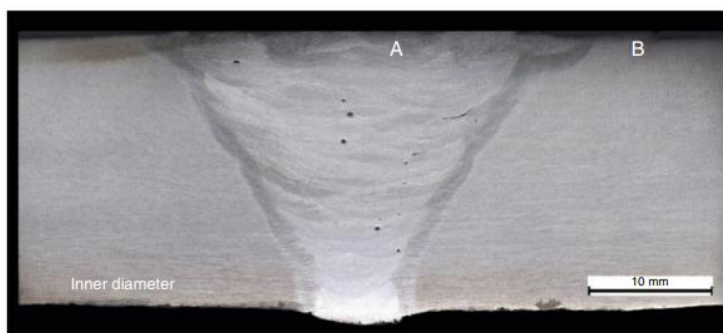


Fig. 3 - Cross section macrograph of the GTAW joint.

Los resultados del estudio realizado por (Moraes et al., 2019), tensión residual y FWHM (ancho total a la mitad del máximo) para tuberías soldadas circunferencialmente API 5L X65 se muestran en la **figura 9**. Destacan que tanto la FSW como la GTAW pueden producir soldaduras

de alta calidad cuando se ejecutan correctamente, pero la FSW puede proporcionar una ventaja adicional en términos de resistencia del material y consistencia de la soldadura. La naturaleza en estado sólido de la FSW permite preservar la microestructura del material base, lo que conduce a una mejor correspondencia entre el material base y la soldadura en términos de propiedades mecánicas. Por el contrario, la soldadura GTAW, debido a su proceso de fusión, puede dar lugar a cambios microestructurales que podrían influir en el rendimiento mecánico de la soldadura, haciéndola potencialmente más propensa a los defectos bajo tensión.

Figura 9

comparación de las tensiones residuales en (a) la zona circunferencial (b) zona transversal, para tuberías soldadas por GTAW y FSW.

(Reproducido de Moraes et al. *Residual stress evaluation in API 5L X65 girth welded pipes joined by friction welding and gas tungsten arc welding*. 2019)

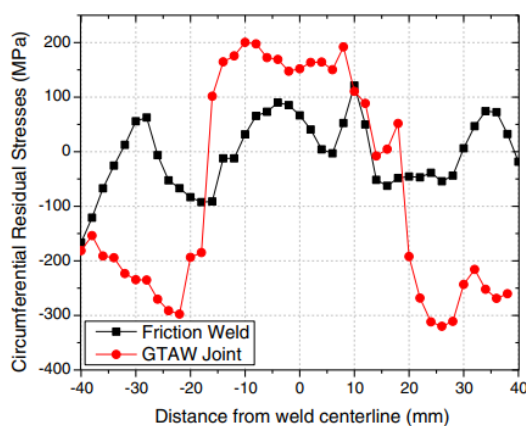


Fig. 10 – Circumferential residual stresses of the friction weld and GTAW joint.

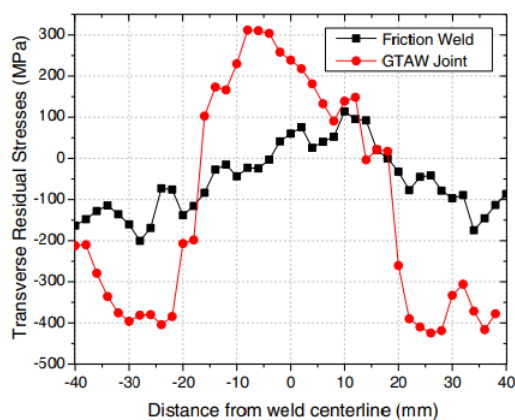


Fig. 11 – Transverse residual stresses of the friction weld and GTAW joint.

3.5.3. Aplicación de tratamientos térmicos post-soldadura.

Algunos de los tratamientos post-soldadura, incluyen:

El tratamiento térmico de alivio de tensiones suele recomendarse para uniones soldadas, especialmente en aceros de alta resistencia para tuberías como API 5L X65 o X80, con el fin de reducir las tensiones residuales acumuladas durante el proceso de soldadura. Este tratamiento suele

consistir en calentar el componente soldado a una temperatura comprendida entre 550 °C y 650 °C durante un tiempo determinado (a menudo de 1 a 2 horas), seguido de un enfriamiento con aire.

En el estudio de Moraes et al. (2019), las probetas liberadas de tensiones mostraron una marcada reducción de las tensiones residuales en comparación con las probetas sin soldar. Esto es crucial para mejorar la resistencia a la fatiga y a la fractura de las tuberías soldadas, ya que las tensiones residuales pueden favorecer la aparición de grietas.

El tratamiento térmico intercrítico consiste en calentar el acero soldado a una temperatura comprendida entre las transformaciones Ac1 y Ac3 (entre 720 °C y 800 °C para muchos aceros), en la que coexisten las fases de ferrita y austenita. Este tratamiento es especialmente beneficioso para los aceros de tuberías, ya que refina la microestructura mejorando la tenacidad de la zona afectada por el calor (ZAT) y manteniendo al mismo tiempo las características de alta resistencia.

Sharma y Maheshwari (2017) destacaron la importancia de los tratamientos térmicos intercríticos en la mejora de la tenacidad de la zona afectada por el calor (HAZ) mediante la promoción de la formación de microestructuras de grano fino, que mejoran la resistencia del material al fallo frágil, incluyendo la fragilización por hidrógeno.

Zhang et al. (2025) descubrieron que los tratamientos térmicos específicos que manipulaban la microestructura controlando el contenido de ferrita y bainita mejoraban significativamente el equilibrio entre resistencia y ductilidad en el acero para tuberías X80. Esto es crucial para garantizar la integridad mecánica de la tubería, especialmente cuando se expone a presiones fluctuantes y a entornos ricos en hidrógeno.

El tratamiento de hidrogenación posterior a la soldadura implica la exposición de la soldadura al hidrógeno en condiciones controladas (por ejemplo, entornos de hidrógeno a alta presión), puede utilizarse para evaluar y mitigar la fragilización por hidrógeno mediante la reducción de la concentración de hidrógeno en el material. Normalmente, a continuación, se lleva a cabo un proceso de enfriamiento controlado para liberar el hidrógeno atrapado.

De Souza Sant'Anna et al. (2016) demostraron que los tratamientos de hidrogenación posteriores a la soldadura ayudaban a reducir la sensibilidad del acero para tuberías a la fragilización por hidrógeno al promover la desorción del hidrógeno del material. Este proceso es especialmente beneficioso para prevenir el agrietamiento prematuro en entornos de hidrógeno a alta presión.

Tratamiento térmico antiestrés con liberación de hidrógeno, consiste en la combinación de tratamiento térmico de alivio de tensiones seguido de un tratamiento de liberación de hidrógeno. Puede aplicarse a soldaduras de acero susceptibles al agrietamiento inducido por hidrógeno. El enfoque combinado consiste normalmente en calentar la soldadura a una temperatura de 550°C a 650°C para liberar las tensiones residuales y, a continuación, exponer el material a una atmósfera de hidrógeno para permitir que escape el hidrógeno atrapado.

3.5.4. Uso de recubrimientos protectores y barreras contra el hidrógeno.

Recubrimientos metálicos (Recubrimientos de aleaciones)

El uso de recubrimientos metálicos como **Ni-Cr**, **Ni-P**, y **Zn-Ni** ha demostrado ser eficaz para prevenir la penetración de hidrógeno en acero. Estos recubrimientos actúan como barreras que limitan la interacción del acero con el hidrógeno, reduciendo así el riesgo de **hidrógeno inducido por corrosión** y el **agrietamiento por hidrógeno**. Recientemente, se ha estudiado la

aplicación de recubrimientos a base de aleaciones de **cobre** y **romo**, ya que tienen propiedades antioxidantes y pueden inhibir el paso del hidrógeno hacia la base del material (Hamed et al., 2025).

Los recubrimientos poliméricos se han probado en varios estudios como efectivos para minimizar la penetración de hidrógeno. La alta resistencia a la difusión de hidrógeno en estos recubrimientos es un factor crucial en la protección de infraestructuras de gasoductos, ya que permite que las superficies de los metales permanezcan intactas durante períodos prolongados de exposición a ambientes ricos en hidrógeno (Meng et al., 2017). Los recubrimientos epóxicos y de poliuretano también muestran una alta adhesión a los metales, lo que mejora su durabilidad y eficacia a largo plazo.

Otro tipo de recubrimiento protector son los **recubrimientos cerámicos** o **barreras de difusión**, que son capaces de ofrecer una barrera física más dura frente al hidrógeno. Estos recubrimientos cerámicos, como el **óxido de cromo** y **óxido de silicio**, son altamente efectivos en la protección contra la corrosión inducida por hidrógeno debido a su capacidad para formar una capa protectora que impide la difusión del hidrógeno a través del material subyacente.

Los recubrimientos cerámicos no solo actúan como barreras contra el hidrógeno, sino que también mejoran la resistencia a la abrasión y la corrosión general de las superficies metálicas. Estos recubrimientos son especialmente útiles en situaciones de alta temperatura y presión, donde otros tipos de recubrimientos pueden no ser efectivos a largo plazo (Zhang et al., 2024). La barrera cerámica también proporciona una protección contra la oxidación, lo que mejora la vida útil del material subyacente en ambientes de hidrógeno y gas natural.

3.5.5. Monitoreo y detección temprana de daños por hidrógeno.

Uno de los enfoques más efectivos en el monitoreo de daños por hidrógeno es el uso de sensores avanzados, como los **sensores de hidrógeno** y los **sensores de estrés**. Estos dispositivos permiten detectar la presencia de hidrógeno en los ambientes circundantes y monitorear las variaciones en las propiedades mecánicas de los materiales, como el aumento de las tensiones residuales o la aparición de micro fisuras. Además, se están desarrollando **sensores de deformación** que pueden medir cambios minúsculos en la geometría de las tuberías, lo que indica posibles daños por hidrógeno (Obeid et al., 2022).

La importancia de **los inhibidores de la corrosión** también es evidente en el contexto de la detección temprana y el control de los daños inducidos por la corrosión. Askari et al. (2018) examinaron la eficacia de los inhibidores de corrosión formadores de película, diseñados específicamente para su uso en oleoductos y gasoductos. Estos inhibidores forman películas protectoras que actúan como barreras, impidiendo la penetración de agentes corrosivos en el material de la tubería. Además de mejorar la resistencia a la corrosión, las películas también pueden desempeñar un papel en la detección precoz de daños por corrosión. Al controlar el grosor y la integridad de las películas protectoras, los operadores pueden identificar posibles puntos débiles en la tubería antes de que se conviertan en problemas importantes, lo que permite realizar el mantenimiento o las reparaciones a tiempo.

Además, el desarrollo de inhibidores gaseosos ha surgido como un método prometedor para mitigar la fragilización por hidrógeno, una preocupación crítica en las tuberías de hidrógeno. Jubica et al. (2024) revisaron el papel de los inhibidores gaseosos en la prevención de la fragilización por hidrógeno en aceros para tuberías. Estos inhibidores actúan reduciendo la absorción de hidrógeno en el material, lo que es crucial para prevenir la formación de grietas y

fragilidad en las soldaduras y juntas de las tuberías. En los sistemas de transporte de hidrógeno, donde el agrietamiento inducido por el hidrógeno puede ser un grave problema, los inhibidores gaseosos pueden ofrecer una solución no invasiva para salvaguardar la integridad de las tuberías, mejorando así la seguridad y la longevidad.

4. Análisis y Discusión.

La corrosión por hidrogeno presente en las uniones soldadas de tuberías, tiene factores muy importantes que en esta monografía fueron tratados, entre los que destacan la selección del acero aleado correcto para la fabricación de tuberías, la técnica más adecuada de soldadura, empleabilidad y los tratamientos térmicos post-soldadura o revestimientos si es necesario. A continuación, en las **tablas 1 y 2**, se presenta de forma simplificada, algunas características de los aceros y técnicas de soldadura, estudiadas por parte de los autores citados en este estudio del estado del arte.

Tabla 1

Análisis comparativo de las Principales aleaciones empleadas en la fabricación de tuberías de transporte de hidrogeno y gas natural.

Principales aleaciones empleadas en la fabricación de tuberías de transporte de hidrogeno y gas natural			
	Propiedades generales	Comportamientos de soldabilidad y fragilización	Recomendaciones
Acero de tubería (X80 Pipeline Steel)	Alta resistencia y tenacidad, ideal para alta presión.	Buena soldabilidad, pero requiere control para evitar agrietamiento por hidrógeno.	Recomendable emplear pre y postratamientos térmicos.
Acero de tubería (X70 Pipeline Steel)	Excelente relación resistencia-peso y soldabilidad.	Susceptible a agrietamiento por hidrógeno, necesita alivio de tensiones post-soldadura.	Aplicación de tratamientos térmicos adecuados.
Acero de tubería (API X52 and X65 Pipeline)	Para baja presión, adaptables a hidrógeno con mejoras.	Fragilización por hidrógeno bajo carga cíclica.	Uso de revestimientos y tratamientos para mitigar fragilización.

Acero L360NB	Resistencia media, en evaluación para hidrógeno puro.	Necesita mejoras en microestructura y revestimientos contra fragilización.	Con modificaciones para mejorar resistencia a la fragilización.
Acero Ni-Cr-Mo-V	Alta resistencia y corrosión, excelente para uniones soldadas.	Ideal para carga cíclica, buena soldabilidad.	Sus propiedades lo hacen excelente opción para secciones soldadas.

Nota: adaptado de Meng et al., 2017; Nguyen et al., 2020 Bouledroua et al. (2024) Nguyen et al. (2021) Zhang et al. (2025) Hamed et al., (2025). Song et al. (2021). Moraes et al. (2019)

Tabla 2

Comparativa de algunos parámetros de las técnicas de soldadura más empleadas en la unión de tuberías para el transporte de hidrógeno y gas natural

Técnicas de soldadura más empleadas en la unión de tuberías para el transporte de hidrogeno y gas natural					
Soldadura por arco de gas tungsteno (GTAW o TIG)	Soldadura por fricción	Soldadura por arco sumergido (SAW)	Soldadura por arco metálico protegido (SMAW o soldadura por electrodo)	Soldadura por arco metálico con gas (GMAW o MIG)	Soldadura por arco tubular (FCAW)
Alta calidad, precisión, bajo aporte térmico.	Une materiales disímiles, reduce defectos, mejora propiedades mecánicas.	Alta penetración, alta velocidad, para paredes gruesas.	Sencilla, portátil, para trabajos de campo y reparaciones.	Alta tasa de deposición, para secciones finas y gruesas.	Para entornos exteriores, con menos control atmosférico.
Ideal para aceros inoxidable y aleados, minimiza tensiones residuales.	Útil para unir segmentos de tuberías de acero.	Para grandes volúmenes y alta resistencia, minimiza salpicaduras.	Para aceros al carbono y aleados, en construcciones a menor escala.	Automatizada, para producción en serie y grandes proyectos.	Protección adicional y formación de escoria.
Recomendable, sobre todo, en uniones que requieran alta precisión.	Recomendable por su alta fiabilidad en las uniones.	Recomendable para tuberías de gran diámetro y espesor.	Para trabajos de campo, y reparaciones.	Recomendable por su rápida empleabilidad en línea de producción	Empleada para trabajos en exteriores.

Nota: adaptado de Moraes et al. (2019 Sharma y Maheshwari (2017)

Se destaca lo importante que es elegir cuidadosamente tanto el tipo de acero como la técnica de soldadura a la hora de fabricar tuberías para transportar gas natural e hidrógeno. Las propiedades de los aceros, que van desde el X80 de alta resistencia hasta el Ni-Cr-Mo-V ideal para uniones soldadas, muestran la necesidad de ajustar el proceso de soldadura a las características de

cada material y las condiciones de uso. Además, las diferentes técnicas de soldadura, desde la precisión del GTAW hasta la eficiencia del GMAW para proyectos grandes, ofrecen varias opciones para mejorar tanto la calidad como la eficiencia de las uniones. Sin embargo, evitar el agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC) es crucial, por lo que es necesario controlar bien la temperatura, hacer tratamientos térmicos después de soldar y usar recubrimientos protectores. Al final, la durabilidad y seguridad de las tuberías dependen de la combinación entre la elección de materiales, la técnica de soldadura y las medidas para prevenir la corrosión.

Las aplicaciones de los diversos recubrimientos a modo de prevención ante el fenómeno de corrosión por hidrogeno, permitió analizar que, en términos de empleabilidad, la elección del recubrimiento depende de las condiciones específicas de la aplicación, donde para aplicaciones en ambientes de alta temperatura y presión, los recubrimientos cerámicos son la opción preferida debido a su durabilidad y resistencia. Para aplicaciones en gasoductos y otras infraestructuras expuestas a ambientes ricos en hidrógeno, los recubrimientos poliméricos ofrecen una buena combinación de protección y facilidad de aplicación. Los recubrimientos metálicos son adecuados para aplicaciones donde se requiere una barrera eficaz contra el hidrógeno y una alta resistencia a la corrosión.

Por otro lado, los autores permitieron analizar que, el uso de los sistemas de monitorio esenciales como sistemas de detección e inhibidores, no solo mejoran la resistencia del material, sino que también facilitan la detección temprana de daños al permitir el control de la integridad de las películas protectoras. La combinación de estas estrategias -monitoreo proactivo con sensores y mitigación activa con inhibidores- representa la mejor opción para garantizar la integridad y longevidad de las tuberías en ambientes ricos en hidrógeno, permitiendo intervenciones preventivas y reduciendo significativamente el riesgo de fallas catastróficas.

5. Conclusiones

Este estudio del estado del arte ha permitido analizar en profundidad los efectos de la corrosión por hidrógeno en uniones soldadas de tuberías expuestas a mezclas de gas natural e hidrógeno, revelando la fragilización por hidrógeno como un fenómeno crítico para la integridad de las infraestructuras y la seguridad humana. A través de la evaluación de los mecanismos de fragilización y el impacto de la corrosión bajo tensión (SCC) en las zonas afectadas por la soldadura, se ha logrado identificar los efectos del hidrógeno en las propiedades mecánicas y microestructurales de los aceros utilizados, cumpliendo así con los objetivos específicos planteados.

La propuesta de métodos de mitigación efectivos, basados en avances recientes en tecnología de soldadura y tratamientos post-soldadura, ha demostrado ser crucial para reducir la susceptibilidad de las uniones soldadas a la fragilización por hidrógeno y prolongar la vida útil de las infraestructuras de gas. Se ha destacado la alta eficacia de los tratamientos térmicos post-soldadura, como el alivio de tensiones, los tratamientos intercríticos, la austenización y el revenido, así como los tratamientos de hidrogenación, en la mejora del rendimiento mecánico de los aceros soldados.

Finalmente, se ha evaluado el impacto de la corrosión bajo tensión (SCC) en las zonas afectadas por la soldadura, considerando la interacción sinérgica entre las tensiones mecánicas, las condiciones ambientales y la presencia de hidrógeno en las tuberías. La implementación de recubrimientos protectores y barreras contra el hidrógeno, como los metálicos, cerámicos, poliméricos, basados en nanotecnología e híbridos, ha demostrado ser una solución eficaz para mitigar los efectos negativos del hidrógeno, cumpliendo con el objetivo general de analizar los efectos de la corrosión por hidrógeno en uniones soldadas de tuberías.

7. Recomendaciones

Para avanzar en la producción científica actual y mejorar las aplicaciones industriales sobre los efectos de la corrosión por hidrogeno en uniones de tuberías soldadas expuestas al transporte de mezclas de gases, se recomienda, la ampliación de las **investigaciones enfocadas en aleaciones avanzadas**, donde se priorice el desarrollo de aceros con microestructuras optimizadas para resistir la fragilización por hidrógeno. Esto implica manipular la microestructura a escala nanométrica, explorar aleaciones de alta entropía y aceros con trampas de hidrógeno irreversibles, utilizando simulación computacional y modelización atómica.

También, perfeccionar métodos que minimicen la introducción de hidrógeno y permitan el monitoreo en tiempo real de la integridad de las uniones. Esto incluye la soldadura por láser de alta precisión, la soldadura por fricción-agitación y el desarrollo de técnicas de soldadura híbridas, junto con sistemas de monitoreo basados en sensores acústicos o electromagnéticos.

Finalmente, para garantizar la protección duradera de las tuberías y la detección temprana de fallas, se recomienda la investigación y aplicación de revestimientos inteligentes con capacidades de autor reparación y monitoreo, combinados con sistemas de monitoreo avanzados que utilicen sensores y técnicas de inspección no destructiva. Esto implica el desarrollo de revestimientos poliméricos con nanopartículas inhibidoras de la corrosión, revestimientos autorreparables con microcápsulas, e integración de sensores para monitoreo ambiental, junto con el uso de técnicas NDT, redes de sensores distribuidos, algoritmos de IA y ML para analizar datos y predecir fallas, e integración de sistemas de monitoreo con modelos de simulación computacional para evaluar la vida útil de las tuberías.

Referencias Bibliográficas

Alaso Jack, T., Diaz Moreno, B., Fazeli, F., & Szpunar, J. (2024). Influence of hydrogen ingress on residual stress and strain in pipeline steels. *Materials Characterization*, 208, 113654.

<https://doi.org/10.1016/j.matchar.2024.113654>

American Petroleum Institute. (2020). *API 1104: Welding of pipelines and related facilities* (22nd ed.). API.

American Society of Mechanical Engineers. (2021). *ASME Boiler and Pressure Vessel Code: Section IX – Welding and Brazing Qualifications*. ASME.

Amaro, R. L., Rustagi, N., Findley, K. O., Drexler, E. S., & Slifka, A. J. (2014). Modeling the fatigue crack growth of X100 pipeline steel in gaseous hydrogen. *International Journal of Fatigue*, 59, 262–271. <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2013.08.010>

Askari, M., Aliofkhaezai, M., Ghaffari, S., & Hajizadeh, A. (2018). Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines - A technical review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 58, 92–114. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.025>

Bermudez, M. J. M. (2019). *Hydrogen Cracking in Weld Metals: The effects of composition, hydrogen content and preheat on weld metal cracking are studied*. Unexpo. https://www.academia.edu/38838133/Hydrogen_Cracking_in_Weld_Metals_The_effects_of_composition_hydrogen_content_and_preheat_on_weld_metal_cracking_are_studied

Bouledroua, O., Zelmati, D., Hafsi, Z., & Djukic, M. B. (2024). Hydrogen embrittlement effects on remaining life and fatigue crack growth rate in API 5L X52 steel pipelines under cyclic pressure loading. *Engineering Failure Analysis*, 202, 108917.

<https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108917>

Chang, W., Wang, W., Guo, Y., Wang, L., & Li, Z. (2025). Diffusion characterization of hydrogen-blended natural gas leakage for buried pipeline based on simulation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 99, 394–408. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.203>

De Souza Sant'Anna, A. M., Bastos, I. N., Rebello, J. M. A., & Fonseca, M. P. C. (2016). Influence of hydrogenation on residual stresses of pipeline steel welded joints. *Materials Research*, 19(5), 1088–1097. <https://doi.org/10.1590/1980-5373-mr-2016-0039>

Hamed, A., Posch-Peperkorn, C., Maierhofer, J., Beschliesser, M., Fink, S., & Mori, G. (2025). Assessing the hydrogen embrittlement susceptibility of an existing L360NB natural gas pipeline steel for 100% hydrogen transport. *Corrosion Science*, 244, 112648. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2024.112648>

International Organization for Standardization. (2015). *ISO 15156: Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production* (Parts 1-3). ISO.

International Organization for Standardization. (2017). *ISO 15614: Specification and qualification of welding procedures* (Parts 1-14). ISO.

Jiang, X., Hu, Y., Gao, R., Xing, B., Yang, C., & Hua, Z. (2025). Combined effects of internal gaseous hydrogen and external stray currents on hydrogen concentration in X80 buried pipelines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 99, 1010–1021. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.156>

Jemblie, L., Hagen, A. B., Hagen, C. H. M., Nyhus, B., Alvaro, A., Wang, D., Koren, E. A., Johnsen, R., Zhang, Z., Yamabe, J., Matsunaga, H., & Olden, V. (2024). Safe pipelines for hydrogen transport. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.309>

Jubica, L., Claeys, L., Laureys, A., De Waele, W., Schweicher, J., Depover, T., & Verbeken, K. (2024). Gaseous inhibitors: A comprehensive overview on mitigating hydrogen embrittlement in pipeline steels. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.018>

Li, J., Wu, Z., Zhu, L., Zhang, Z., Teng, L., Zhang, L., Lu, C., Wang, R., & Zhang, C. (2023). Investigations of temperature effects on hydrogen diffusion and hydrogen embrittlement of X80 pipeline steel under electrochemical hydrogen charging environment. *Corrosion Science*, 223, 111460. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2023.111460>

Liu, P., Liu, M., Zheng, Q., Xu, L., Qiao, L., & Yan, Y. (2025). Study on the failure mechanism of the heat-affected zone in 2205 duplex stainless steel weld-joints induced by hydrogen. *Corrosion Science*, 244, 112657. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2024.112657>

Makarenko, V.D., Shatilo, S.P., Gumerskii, K.K., & et al. (2000). Effect of oxygen and hydrogen sulfide on carbon dioxide corrosion of welded structures of oil and gas installations. *Chemical and Petroleum Engineering*, 36, 125–130. <https://doi.org/10.1007/BF02464746>

Meng, B., Gu, C., Zhang, L., Zhou, C., Li, X., Zhao, Y., Zheng, J., Chen, X., & Han, Y. (2017). Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(11), 7404–7412. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.05.145>

Moraes, C. A. P. de, Chludzinski, M., Nunes, R. M., Lemos, G. V. B., & Reguly, A. (2019). Residual stress evaluation in API 5L X65 girth welded pipes joined by friction welding and gas tungsten arc welding. *Journal of Materials Research and Technology*, 8(1), 988–995. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2018.07.009>

NACE International. (2014). *NACE TM0177: Laboratory testing of metals for resistance to hydrogen-induced cracking (HIC)*. NACE International.

Nguyen, T. T., Heo, H. M., Park, J., Nahm, S. H., & Beak, U. B. (2021). Stress concentration affecting hydrogen-assisted crack in API X70 pipeline base and weld steel under hydrogen/natural gas mixture. *Materials Science and Engineering: A*, 803, 140609. <https://doi.org/10.1016/j.msea.2021.140609>

Obeid, O., Leslie, A. J., & Olabi, A. G. (2022). Influence of girth welding material on thermal and residual stress fields in welded lined pipes. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 200, 104777. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104777>

Olvera-Martínez, M. E., Mendoza-Flores, J., & Genesca, J. (2015). CO₂ corrosion control in steel pipelines: Influence of turbulent flow on the performance of corrosion inhibitors. *Journal of Environmental Management*, 151, 396–405. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2015.02.035>

Pluvinage, G. (2021). Mechanical properties of a wide range of pipe steels under the influence of pure hydrogen or hydrogen blended with natural gas. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 190, 104293. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2020.104293>

Ronevich, J. A., Somerday, B. P., & Feng, Z. (2017). Hydrogen accelerated fatigue crack growth of friction stir welded X52 steel pipe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(7), 4259–4268. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.10.153>

Ronevich, J. A., Song, E. J., Feng, Z., Wang, Y., D'Elia, C., & Hill, M. R. (2019). Fatigue crack growth rates in high pressure hydrogen gas for multiple X100 pipeline welds accounting for crack location and residual stress. *Engineering Fracture Mechanics*, 228, 106846. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106846>

Sharma, S. K., & Maheshwari, S. (2017). A review on welding of high strength oil and gas pipeline steels. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, 203–217. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.039>

Song, W., Wang, P., Wan, D., Qian, G., Correia, J., & Berto, F. (2021). Fatigue crack growth behavior of Ni-Cr-Mo-V steel welded joints considering strength mismatch effect. *International Journal of Fatigue*, 151, 106389. <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2021.106389>

Sun, Y., & Cheng, Y. F. (2021). Thermodynamics of spontaneous dissociation and dissociative adsorption of hydrogen molecules and hydrogen atom adsorption and absorption on steel under pipelining conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(69), 34469–34486. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.217>

Williams, B. W., Xue, J., Xu, S., Park, D., & Tyson, W. R. (2022, March 8). "Damage Model Prediction of Crack Initiation and Propagation in Five Fracture Geometries for X80 Pipeline Steel." *Journal of Pressure Vessel Technology*, 144(5), 051309. <https://doi.org/10.1115/1.4053737>

Zhang, J., & Cheng, Y. F. (2023). Study by finite element modeling of hydrogen atom diffusion and distribution at a dent on existing pipelines for hydrogen transport. *Journal of Cleaner Production*, 418, 138165. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138165>

Zhang, J., & Cheng, Y. F. (2024). Modeling of hydrogen atom distribution at corrosion defect on existing pipelines repurposed for hydrogen transport under pressure fluctuations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 58, 1075–1087. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.213>

Zhang, J., Li, Q., Zhang, J., & Wang, F. (2023). Effect of microstructure on hydrogen embrittlement and hydrogen-induced cracking behaviour of a high-strength pipeline steel weldment. *Corrosion Science*, 213, 111764. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2023.111764>

Zhang, P., Laleh, M., Hughes, A. E., Marceau, R. K. W., Hilditch, T., & Tan, M. Y. (2025). A study on hydrogen embrittlement of a high-strength pipeline steel weldment after microstructure manipulation by targeted heat treatments. *International Journal of Hydrogen Energy*, 97, 1199–1211. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.012>