

Pruebas de Laboratorio Utilizadas a Nivel Internacional para la Evaluación de la Susceptibilidad de los Aceros API 5L a la Fragilización por Hidrógeno.

Ronaldo Alfonso Moreno Patiño

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Darío Yesid Peña Ballesteros

Doctor en Corrosión

Codirector

Dr. Aníbal Serna Gil

Escalar Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencias de los Materiales

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado a mi madre, Esther Marina Patiño Albarracín (QEPD) porque gracias a ella puedo decir que estoy orgulloso de la persona que soy en este momento de mi vida. A mi tía Clara y padrino Oscar por su apoyo incondicional y motivación para salir adelante a pesar de los inconvenientes presentados, también para Jimena y Ana Rueda por demostrarme que con dedicación y esfuerzo se pueden lograr las metas propuestas. A toda mi familia que de una u otra forma siempre estuvieron apoyándome y brindándome su amor.

A mi querido padre Edwyn Moreno y nona, Elena Villamizar, pilares fundamentales en mi vida y personas que amo. También gracias a mi pareja, Gabriela Velandia, por su gran amor y apoyo a lo largo de este trabajo

A mis amigos y compañeros de carrera que de una forma u otra aportaron su grano de arena para que esto fuera posible. Gracias a todos por estar presentes.

Agradecimientos

Expreso mi agradecimiento a:

La escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales, a todo el personal docente y administrativo. Mi director, PhD Darío Peña y codirector, PhD Aníbal Serna por su apoyo y asesoría en la realización de este proyecto. A mis amigos que me brindaron su apoyo en la realización de este proyecto, especialmente a: Elkin, Camila, Kevin, Germán, Diana, Diego y María por su motivación y energía constante.

A todos, gracias por hacer parte de esta linda experiencia y que este sueño fuera posible.

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos	15
2. Resultados	16
2.1 Aceros de Baja Aleación y Alta Resistencia (HSLA)	16
2.1.1 Aceros Micro Aleados Ferrítico-Perlíticos	17
2.1.2 Aceros Perlíticos Laminados	17
2.1.3 Aceros Resistentes a la Intemperie	17
2.1.4 Aceros de Doble Fase	17
2.1.5 Aceros de Ferrita Acicular	17
2.1.6 Aceros con Inclusiones de Forma Controlada	17
2.1.7 Aceros Resistentes a la Fractura Inducida por Hidrógeno	18
2.2 Aceros API 5L	18
2.3 Especificación API 5L	18
2.4 Fragilización por Hidrógeno	19
2.5 Difusividad del Hidrógeno	21
2.6 Atrapamiento de Hidrógeno	21
2.7 Ensayo Prueba Mecánica de Tracción	23
2.8 Ensayo Prueba de Decapado Electroquímico	24

FRAGILIZACIÓN POR HIDRÓGENO EN ACEROS API 5L	5
3. Conclusiones.....	41
4. Recomendaciones	42
Referencias Bibliográficas.....	43
Apéndices.....	46

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Clasificación de aceros API 5L</i>	18
Tabla 2. <i>Clasificación de las tuberías según API 5L y usos</i>	19
Tabla 3. <i>Tipologías de rotura mediante la fragilización por hidrógeno, en función de los puntos de residencia del hidrógeno</i>	21

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Modelo de atrapamiento propuesto por Oriani</i>	22
Figura 2. <i>Modelo Prueba Mecánica de Tracción</i>	24
Figura 3. <i>Modelo Prueba Decapado Electroquímico</i>	25
Figura 4. <i>Curva de tensión de cada material de prueba para varios niveles de densidad de corriente: (a) X42; (b) X52; (c) X70</i>	31
Figura 5. <i>Efecto de la carga de hidrógeno en las propiedades de tracción de las muestras: (a) X42; (b) X52; (c) X70</i>	33
Figura 6. <i>Curvas tensión-deformación probetas Tipo II sin y con hidrógeno. Acero (a) X60, (b) X80</i>	34
Figura 7. <i>Las curvas de permeación de hidrógeno del acero API 5L X65 en solución de NaCl al 3.5% saturada con CO2 con 21 ppm de H₂S a OCP</i>	35

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. <i>Chemical composition for PSL 1 Pipe with $t \leq 25.0\text{mm}$ (0.984 in)</i>	46
Apéndice B. <i>Chemical composition for PSL 2 Pipe with $t \leq 25.0\text{mm}$ (0.984 in)</i>	47
Apéndice C. <i>Requirements for the Results of Tensile Tests for PSL 1 Pipe</i>	48
Apéndice D. <i>Requirements for the Results of Tensile Test for PSL 2 Pipe</i>	49
Apéndice E. <i>Pipe Grade and Steel Grades, and Acceptable Delivery Conditions</i>	49

Glosario

API: Instituto Americano Del Petróleo

Atmosferas de Cottrell: propuesto por los físicos Alan H. Cottrell y Bruce Bilby en 1949 para explicar la razón por la que las dislocaciones quedan ancladas en algunas aleaciones metálicas con defectos intersticiales de carbono o nitrógeno.

CP: Curvas de Polarización

Curvas de Polarización: gráfica de potencial (E) vs el logaritmo de la densidad de corriente (i).

EIE: Espectroscopia de Impedancia Electroquímica

Espectroscopia de Impedancia Electroquímica: técnica con la que se puede observar las propiedades eléctricas de materiales, conduciendo señales eléctricas alternas de diferentes frecuencias a través de ellos para medir la señal de respuesta.

Ferrita acicular: La ferrita acicular es un componente microestructural comúnmente observado en las soldaduras de aceros de bajo contenido en carbono.

HSLA: Acero de Alta Resistencia y Baja Aleación

KIC: Resistencia a la fractura de un material

OCP: Potencial de Circuito Abierto

PSL: Calidad del acero según la norma API 5L

RE: Ruido Electroquímico

Ruido electroquímico: son variaciones impredecibles que surgen en el potencial que se observan en el proceso electroquímico.

SSCC: Corrosión sobre Tensión

SSRT: Prueba de Deformación Lenta

UTS: Fuerza de Tensión (Resistencia Máxima a la Tracción)

Resumen

Título: Pruebas de Laboratorio Utilizadas a Nivel Internacional para la Evaluación de la Susceptibilidad de los Aceros API 5L a la Fragilización por Hidrógeno^{*}

Autor: Ronaldo Alfonso Moreno Patiño^{**}

Palabras Clave: fragilización por hidrógeno, aceros, industria petrolera, susceptibilidad.

Descripción:

La fragilización por hidrógeno conlleva a los aceros a reducir su resistencia a la rotura y por lo mismo más débiles a la resistencia a la tracción, la fragilización por hidrógeno también se conoce con el nombre de fragilización ácida. El resultado generalmente es una fractura frágil y que ocurre inesperadamente en algunos casos luego de mucho tiempo en servicio. En el campo petrolero es usualmente el resultado de la exposición al ácido sulfhídrico líquido o gaseoso [H₂S]. es por esto que se enfatiza en la necesidad de realizar un análisis a los estudios de laboratorio realizados a nivel internacional para evaluar la susceptibilidad de los aceros API utilizados en las industrias petroleras, esto con el fin de tener un amplio conocimiento que permita poner en práctica estos estudios investigativos en Colombia. La norma API 5L, es la norma que especifica los diferentes grados y calidades de tubería para uso en la industria del petróleo, tubos de acero para el sistema de transporte de hidrocarburos y especificaciones para oleoductos y gasoductos. Los materiales cubren API 5L Grado B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, X80 y calidades PSL1 y PSL2, los cuales están operando en diversos ambientes corrosivos. En definitiva, los aceros API 5L, son tuberías elaboradas de acero al carbono, las cuales sirven para el transporte de hidrocarburos y otros líquidos como el vapor, agua o lodo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencias de los Materiales. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Doctor en Corrosión. Codirector: Dr. Aníbal Serna Gil, Escalar Ingeniería

Abstract

Title: Internationally Used Laboratory Tests for the Evaluation of Susceptibility of API 5L Steels to Hydrogen Embrittlement*

Author(s): Ronaldo Alfonso Moreno Patiño**

Key Words: hydrogen embrittlement, steels, oil industry, susceptibility.

Description: Hydrogen embrittlement leads to steels with reduced fracture toughness and therefore weaker tensile strength, hydrogen embrittlement is also known as acid embrittlement. The result is usually a brittle fracture, which occurs unexpectedly in some cases after a long time in service. In the oil field it is usually the result of exposure to liquid or gaseous hydrogen sulfide [H₂S]. That is why it is emphasized the need to perform an analysis of laboratory studies conducted internationally to assess the susceptibility of API steels used in the oil industries, in order to have a broad knowledge that allows to implement these research studies in Colombia. The API 5L standard is the standard that specifies the different grades and qualities of pipes for use in the oil industry, steel pipes for the hydrocarbon transport system and specifications for oil and gas pipelines. The materials cover API 5L Grade B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, X80 and PSL1 and PSL2 grades, which are operating in various corrosive environments. In short, API 5L steels are pipes made of carbon steel, which are used to transport hydrocarbons and other liquids such as steam, water, or sludge.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Metallurgical Engineering and Materials Sciences. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Doctor in Corrosion. Co-director: Dr. Aníbal Serna Gil, Escalar Engineering

Introducción

La fragilización por hidrógeno degrada los metales y aleaciones haciendo que las estructuras para las cuales estén diseñados colapsen (Uribe Pérez et al., 2011). Cuando se verifica la carga que puede soportar la estructura, se puede dar un indicio de que esta fue afectada por el hidrógeno debido a que la carga que soporta es baja en comparación con la carga en servicio. La presencia de hidrógeno en solución sólida está constituida esencialmente por el diámetro atómico su facilidad para difundirse (Uribe Pérez, Velosa Pacheco, & Zabala Capacho, 2011). Como bien se mencionó anteriormente, el hidrógeno no es requerido en los aceros debido a su gran afectación en las propiedades metalúrgicas y mecánicas. Algunos de los factores que aumentan o disminuyen el daño por hidrógeno son: composición química, temperatura, tiempo, tensiones, medio ambiente, presión, microestructura, pH, medio y presión parcial del hidrógeno (Uribe Pérez, Velosa Pacheco, & Zabala Capacho, 2011).

Los aceros especificados en la norma API 5L son de gran utilidad en la industria del petróleo, dichos aceros son utilizados para fabricar tuberías por donde se transporta hidrocarburos, por ende, las condiciones de trabajo a las que esta expuestas son propicias para la degradación (Araújo, Palma, Vilar, & Silva, 2011). Es por ello por lo que se deben revisar y analizar los ensayos realizados tanto en laboratorio como en campo a nivel internacional para analizar una posibilidad de implementarlos en Colombia.

La susceptibilidad a corrosión bajo esfuerzos y fragilización por hidrógeno de aceros para ductos son dependientes de una serie de eventos que van desde la manufactura de la lámina de acero, fabricación del tubo, montaje y tipo de sustancia que va a transportar el ducto (Ballesteros et al., 2012).

La revisión del estado del arte se centró en las pruebas de laboratorio utilizadas a nivel internacional para evaluar la susceptibilidad de los aceros API 5L a la fragilización por hidrógeno. Esta investigación abarcó tanto la teoría asociada con la fragilización por hidrógeno como los ensayos prácticos realizados para determinar la susceptibilidad de los aceros a este fenómeno.

En cuanto a la teoría, se examinaron los mecanismos de fragilización por hidrógeno, que involucran la difusión del hidrógeno en la matriz del acero y su acumulación en sitios de alta tensión, lo que puede debilitar la estructura y llevar a la fractura frágil. También se revisaron los factores que afectan la susceptibilidad al hidrógeno, como la composición química del acero, el proceso de fabricación, el tratamiento térmico y las condiciones de servicio.

En cuanto a los ensayos de laboratorio, se evaluaron diferentes técnicas utilizadas para determinar la susceptibilidad al hidrógeno de los aceros API 5L. Entre los ensayos más comunes se encuentran la prueba de carga lenta de tensiones, la prueba de carga acelerada de tensiones, la prueba de tensión lenta, la prueba de tensión acelerada y la prueba de fragilización por hidrógeno asistida por corrosión.

Cada uno de estos ensayos tiene sus propias ventajas y limitaciones, y la elección de la técnica adecuada depende de varios factores, como los requisitos de la aplicación y las condiciones de servicio previstas para los aceros.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar una revisión bibliográfica de los ensayos de laboratorio sobre fragilización por hidrógeno en los aceros API 5L X42, X52, X60 y X70 y calidades PSL1 y PSL2 a nivel internacional.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión de la bibliografía sobre la fragilización por hidrógeno en aceros API 5L, que contribuya a enriquecer el conocimiento de este tipo de tuberías en gasoductos.

Analizar datos a nivel de técnicas de laboratorio que ayuden a entender las causas de la fragilización por hidrógeno en la industria petrolera.

Estudiar los efectos de la presión, pH, microestructura y presión parcial del hidrógeno sobre fenómenos de la corrosión por fragilización por hidrógeno en aceros usados en la industria petroquímica.

2. Resultados

2.1 Aceros de Baja Aleación y Alta Resistencia (HSLA)

Los aceros de baja aleación y alta resistencia (HSLA) o también llamados aceros micro aleados, son fabricados para mejorar las propiedades mecánicas y resistencia a la corrosión atmosférica en comparación con un acero al carbono convencional. Estos aceros no se consideran aceros aleados, ya que, no están diseñados para lograr una composición química específica, sino para suplir con ciertas propiedades mecánicas específicas (Aceropedia, 2023)

La composición química de dichos aceros puede variar dependiendo de las propiedades y características que se requieran, por lo cual, este acero posee un contenido de carbono entre 0.05 a 0.25%C para procesos posteriores de conformado y soldadura, también contiene hasta un 2% de Manganeso, sin embargo, se agregan otros componentes químicos en cantidades menores a las mencionadas anteriormente, por ejemplo: níquel, cobre, vanadio, niobio, cromo, molibdeno, titanio y zirconio (Romo, 2015).

El niobio, vanadio y titanio se encargan de aumentar la resistencia en los aceros HSLA, ya que, son formadores de nitruros y carburos, por lo cual, impiden el movimiento de los límites de grano reduciendo a su vez el tamaño de grano y haciendo que sea difícil de crecer (Romo, 2015). El nitruro de titanio es el más estable entre los nitruros de niobio y vanadio, por eso, posee la tendencia más baja a descomponerse a altas temperaturas, por lo cual, lo hace eficaz para limitar la magnitud de crecimiento de grano en la soldadura (Kou, 1987).

Algunas de las principales aplicaciones de estos aceros son: tuberías de gas o petróleo, automóviles, estructuras marítimas, entre otros. Dichos aceros se dividen en seis categorías (Romo, 2015).

2.1.1 Aceros Micro Aleados Ferrítico-Perlíticos

Contienen bajas cantidades (<0.10%) de elementos que son formadores de carburos o carbonitruros como: niobio, vanadio y titanio para endurecimiento por precipitación.

2.1.2 Aceros Perlíticos Laminados

Se incluyen los aceros al carbono con adición de manganeso, también se pueden adicionar bajos contenidos de otros elementos para brindar alto grado de conformabilidad, soldabilidad, tenacidad y resistencia.

2.1.3 Aceros Resistentes a la Intemperie

Poseen elementos aleantes como fósforo y cobre para aumentar la resistencia a la corrosión atmosférica.

2.1.4 Aceros de Doble Fase

Tienen una microestructura de martensita que está distribuida en una matriz de ferrita y favorece la combinación de ductilidad y elevada resistencia a la tensión(Aceropedia).

2.1.5 Aceros de Ferrita Acicular

Se caracterizan por tener una microestructura de ferrita acicular muy fina de alta resistencia. Tienen elevados límites de elasticidad, buena soldabilidad y conformabilidad(Aceropedia).

2.1.6 Aceros con Inclusiones de Forma Controlada

Se agrega calcio, zirconio, titanio y otros elementos de tierras raras, por lo cual, las inclusiones de sulfuro son cambiadas por glóbulos esféricos, este cambio mejora la tenacidad y ductilidad a través del espesor.

2.1.7 Aceros Resistentes a la Fractura Inducida por Hidrógeno

Contienen bajo azufre y carbono, inclusiones y segregaciones de manganeso controladas y cobre mayor a 0.26%.

Las categorías mencionadas anteriormente no se restringen a un solo grupo, dichos aceros pueden contener características de hasta tres categorías diferentes (Handbook, 1990).

2.2 Aceros API 5L

Este tipo de aceros se utiliza frecuentemente en la industria petrolera, tuberías de alta presión y resistencia. Dichos aceros se clasifican en cuatro grupos como se muestra en la tabla 1 (Romo, 2015).

Tabla 1.

Clasificación de aceros API 5L

Clase (Le)	Grado típico	Uso
Min 217 Mpa	API 5L A/B/X42/X46/X52/X56	Productos no sometidos a la presión Tuberías sometidas a presión media y alta
Min 453 Mpa	API 5L X60/X65	
Min 522 Mpa	API 5L X70	Tuberías a alta presión
Min 551 Mpa	API 5L X80	Tuberías a alta presión

Nota: Evaluación microestructural del agrietamiento por hidrógeno en uniones soldadas por SAW de acero microaleado x-70 para conducción de gas amargo. Tomado de Romo, D. (2015).

2.3 Especificación API 5L

API hace referencia al Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute, API por sus siglas en inglés), esta especificación abarca la tubería de acero con soldadura o sin costura. El acero que se usa en la industria del petróleo es clasificado según la norma API, la cual, se enfoca en la resistencia mecánica y aplicación, en la tabla 2 se evidencia la clasificación API y usos respectivos (Romo, 2015).

Tabla 2.*Clasificación de las tuberías según API 5L y aplicaciones*

Especificación API	
Categoría	Producto
2B	Especificación para fabricación de acero estructural y líneas
5CT	Especificación para revestimientos y tubos
5D	Especificación para tubería de perforación
5L	Especificación de conductos

Nota: Evaluación microestructural del agrietamiento por hidrógeno en uniones soldadas por SAW de acero microaleado x-70 para conducción de gas amargo. Tomado de Romo, D. (2015).

La norma API 5L expresa dos niveles básicos de requisitos técnicos estándar para tuberías de conducción, dichos requisitos son mencionados como dos niveles de especificación de producto: PSL 1 y PSL 2. La especificación PSL 1 (Apéndice A) hace referencia a un nivel de calidad estándar para tuberías de conducción y la especificación PSL 2 (Apéndice B) posee mayores restricciones en cuanto a composición química, resistencia mecánica, inspección por ensayos no destructivos y prueba de impacto (API, 2018).

API 5L reconoce el grado del acero a trabajar por el límite elástico, por ejemplo: X42-X70, donde el número de dos cifras representa la clasificación del límite elástico, de tal forma que, X42 tiene un límite elástico de 42.000psi y X70 de 70.000psi aproximadamente.

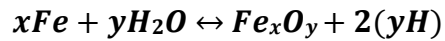
Los grados X conocidos por la norma API 5L son los siguientes: X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, X80, X90, X100 y X120. Dependiendo del grado y especificación del acero existen diversos tipos de entrega, composición química, procesos de manufactura, propiedades de tensión, entre otros. (Apéndice A, B, C, D y F).

2.4 Fragilización por Hidrógeno.

La fragilización por hidrógeno en los aceros es un mecanismo de deterioro en el cual los átomos de hidrógenos que se encuentran disueltos en el metal interactúan con la microestructura

disminuyendo la tenacidad del acero. Debido a su gran movilidad el átomo de hidrógeno se puede difundir por medio de la red e interactuar con los defectos que se encuentren en ésta, por ejemplo: borde de grano, inclusiones, precipitados, entre otros (Pérez Ceballos, 2015).

La fuente más común de hidrógeno es el intercambio electrolítico acuoso, donde el hidrógeno se origina del agua, es explicado por la reacción hierro – agua (Luppo, 1997):



Dicha reacción ocurre cuando la superficie del acero está en contacto directo con un ambiente acuoso. El hidrógeno puede recombinarse o desprenderse como hidrógeno molecular, o volver a ingresar al interior del acero. Cuando el intercambio se da en una fase gaseosa, generalmente se obtiene hidrógeno molecular (Pérez Ceballos, 2015).

El tipo de fractura a causa de la fragilización puede ser variable en función del elemento microestructural con el que interaccione, por ende, puede decirse que el hidrógeno puede ubicarse en sitios trampa reversibles o irreversibles (Giarola et al., 2022). Los sitios irreversibles tienen una alta energía de unión, por ejemplo: inclusiones, carburos y precipitados incoherentes, por el contrario, los sitios reversibles poseen bajas energías de unión, tales como: sitios intersticiales, límites de grano y precipitados coherentes (Giarola et al., 2022).

Con el fin de ir evitar ir a fondo en cada elemento microestructural, en la tabla 3 se presentan los posibles resultados de la interacción del hidrógeno con varios componentes microestructurales (Artola, 2018).

Tabla 3.

Tipologías de rotura mediante la fragilización por hidrógeno, en función de los puntos de residencia del hidrógeno

FRAGILIZACIÓN POR HIDRÓGENO		Localización del hidrógeno					
		Intersticial	Juntas de grano	Precipitados incoherentes	Dislocaciones	Poros y rechupes	Precipitados coherentes
Tipo de rotura	Clivaje	X		X			
	Intergranular		X	X			
	Dúctil			X	X	X	X

Nota: Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno de aceros de alta resistencia: comportamiento en ambientes marinos y modelización de patrones de agrietamiento. Tomado de Artola, B.G. (2018).

2.5 Difusividad del Hidrógeno

La fuerza impulsora para la difusión del hidrógeno es un gradiente en el potencial químico generado por una diferencia en la concentración de hidrógeno en la red o por un gradiente en la componente hidrostática del campo elástico de tensiones. La fuerza impulsora puede provenir también por la presencia de un campo eléctrico o por un gradiente de temperatura.

El hidrógeno difunde desde la región de mayor potencial químico hacia la zona de menor potencial químico, la difusión tendrá lugar hasta el momento en que los potenciales sean iguales de tal forma que se alcance el equilibrio (Pérez Ceballos, 2015).

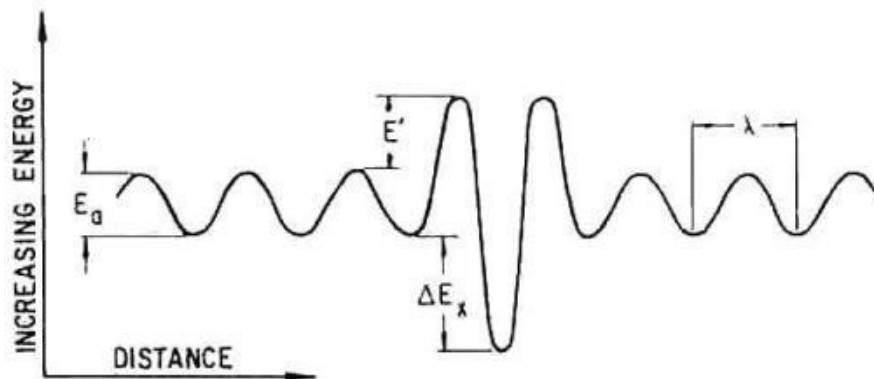
2.6 Atrapamiento de Hidrógeno

El hidrógeno es un átomo que por su tamaño puede alojarse en los intersticios de la red cristalina del hierro, sin embargo, en el metal existen regiones de mayor afinidad para la acumulación del hidrógeno que los sitios intersticiales de la red. Estas zonas son, entre otras, los defectos presentes en la estructura cristalina y las interfaces. A partir de sus observaciones Darken

y Smith propusieron, por primera vez, la presencia de sitios extraordinarios para la acumulación de hidrógeno; en sus estudios determinaron que la velocidad de absorción de hidrógeno es siempre mayor que la velocidad a la que evoluciona y sale del material y que el tiempo requerido para que la muestra pierda la mitad del hidrógeno cargado es siempre mayor que el tiempo necesario para que esta misma cantidad de hidrógeno sea absorbida. Así, propusieron que estas variaciones están dadas porque una fracción de hidrógeno es atrapada en las imperfecciones de la red cristalina del hierro. La solubilidad del hidrógeno en el material se incrementa con la presencia de las trampas puesto que se generan sitios adicionales donde este elemento puede alojarse. En el caso de los aceros, prácticamente cualquier defecto o imperfección en la microestructura puede considerarse como una posible trampa (Pérez Ceballos, 2015).

Figura 1.

Modelo de atrapamiento propuesto por Oriani



Nota: Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno de aceros de alta resistencia: comportamiento en ambientes marinos y modelización de patrones de agrietamiento. Tomado de Artola, B.G. (2018).

Una prueba mecánica es un procedimiento fundamental en el campo de la ingeniería de materiales y la ciencia de materiales que busca evaluar y cuantificar las propiedades mecánicas de diferentes materiales y componentes. Estas pruebas ocupan un papel crítico en la determinación

de la idoneidad y el rendimiento de un material para aplicaciones específicas, así como en la mejora del diseño y la calidad de los productos.

2.7 Ensayo Prueba Mecánica de Tracción

En esencia, una prueba mecánica implica la aplicación controlada de cargas, fuerzas o deformaciones a un material y la medición de la respuesta del material a estas condiciones. Esto permite a los ingenieros y científicos entender cómo el material se comporta bajo diferentes tipos de esfuerzos y tensiones, lo que es esencial para tomar decisiones informadas en el diseño de componentes y estructuras en diversas industrias.

Una de las pruebas mecánicas más comunes, es la prueba de tracción. En esta prueba, un espécimen del material se coloca en una máquina de tracción que aplica una fuerza de tracción gradual y constante al espécimen. A medida que se aplica la fuerza, el espécimen se estira en la dirección de la carga, lo que resulta en una deformación. Esta deformación se mide y se registra en función de la carga aplicada, y se utiliza para trazar una curva de tensión-deformación.

La curva de tensión-deformación es una representación gráfica que proporciona información crucial sobre las propiedades mecánicas del material. La pendiente inicial de la curva, conocida como módulo de elasticidad o módulo de Young, describe la rigidez del material y su capacidad para recuperarse después de aplicar una carga. La región lineal elástica de la curva muestra cómo el material se deforma elásticamente bajo carga, es decir, se estira, pero vuelve a retomar su forma original al retirar la carga.

A medida que la carga aumenta, la curva eventualmente alcanza su punto máximo, momento en el cual el material comienza a fluir plásticamente. En esta fase, la deformación se vuelve permanente incluso después de retirar la carga. La carga máxima que el material puede soportar se conoce como resistencia a la tracción. Más allá de este punto, el material puede

experimentar un endurecimiento por deformación o continuar deformándose hasta que finalmente falla.

Otra prueba mecánica común es la prueba de flexión, que evalúa la resistencia de un material mediante el uso de cargas que provocan flexión en lugar de estiramiento. En esta prueba, un espécimen se coloca en una configuración de viga y se aplica una carga en la mitad del espécimen. A medida que el material se deforma, se mide la cantidad de flexión y la resistencia a la flexión se calcula en función de la carga aplicada y la geometría del espécimen.

Además de estas pruebas, hay una variedad de otras pruebas mecánicas diseñadas para evaluar propiedades específicas, como la dureza, la tenacidad, la fatiga y la resistencia al impacto de un material. Cada prueba proporciona información única sobre el comportamiento del material bajo diferentes condiciones de carga y deformación (Infinita Industria Consulting, 2023).

Figura 2.

Modelo Prueba Mecánica de Tracción



Nota: Máquina de tracción. Tomado de (Metalinspec, 2022)

2.8 Ensayo Prueba de Decapado Electroquímico

El método de ensayo de decapado electroquímico es una técnica utilizada para remover óxidos, incrustaciones y contaminantes de la superficie de un metal mediante reacciones electroquímicas controladas. Este proceso se basa en la aplicación de una corriente eléctrica a

través de una solución acuosa o electrolito, que contiene los componentes químicos necesarios para disolver las capas no deseadas en la superficie del metal.

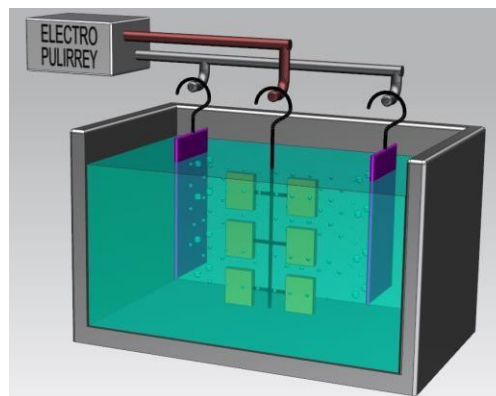
El procedimiento implica sumergir el metal, que se pretende decapar, en el electrolito. Luego se conecta el metal al polo positivo (ánodo) de una fuente de corriente continua, mientras que un electrodo auxiliar o cátodo se conecta al polo negativo. A medida que fluye la corriente eléctrica, se generan reacciones electroquímicas en la superficie del metal.

En el ánodo (metal a decapar), ocurre la disolución anódica, donde los iones metálicos pasan al electrolito como iones positivos. Estos iones se combinan con iones negativos del electrolito para formar compuestos solubles. En el cátodo (electrodo auxiliar), ocurre la reacción de reducción, donde los iones positivos del electrolito capturan electrones y se reducen, permitiendo que el proceso continúe.

Los factores que afectan el proceso de decapado electroquímico incluyen la composición química del electrolito, la densidad de corriente aplicada, la temperatura y la duración del tratamiento. Es importante controlar estos parámetros para lograr un decapado uniforme y eficiente, evitando daños al metal base.

Figura 3.

Modelo Prueba Decapado Electroquímico



Nota: Ensayo de decapado. Tomado de (Electropulirrey, 2023)

Según la compañía Zwick Roell la norma ASTM F519 aborda el fenómeno de la fragilización del acero debido a la presencia de hidrógeno durante el proceso de recubrimiento. Esta norma se enfoca en la evaluación y prevención de los efectos perjudiciales del hidrógeno que pueden debilitar la integridad del acero.

En el contexto del recubrimiento de acero, la fragilización por hidrógeno se refiere a la tendencia del material a volverse quebradizo y susceptible a la fractura bajo tensiones mecánicas, especialmente cuando se somete a ambientes corrosivos. Este proceso puede ocurrir cuando el acero se somete a tratamientos que implican la exposición al hidrógeno, como procesos de recubrimiento, galvanizado, electrodeposición u otros métodos de protección superficial.

La norma ASTM F519 proporciona pautas y procedimientos de prueba para evaluar la susceptibilidad del acero a la fragilización por hidrógeno. Esto incluye pruebas de tensión controlada y técnicas de ensayo que permiten medir la susceptibilidad del acero a la absorción y migración del hidrógeno en su matriz. Además, la norma también ofrece directrices para mitigar los efectos de la fragilización por hidrógeno mediante técnicas adecuadas de tratamiento térmico y selección de materiales.

La ASTM F519 tiene como objetivo identificar y comprender los riesgos asociados con la fragilización por hidrógeno en el acero durante el proceso de recubrimiento y promover prácticas seguras y confiables para prevenir el deterioro de las propiedades mecánicas del material.

Algunos metales, cuando se encuentran bajo ciertos esfuerzos, menores a su resistencia mecánica, pueden fisurarse sin motivo aparente cuando están, o fueron expuestos, a ciertas soluciones acuosas. Un ejemplo son los aceros al carbono de alta resistencia o los aceros inoxidables martensíticos, que cuando se sumergen en ácido sulfúrico diluido u ácido clorhídrico, pueden fisurarse al paso de unos minutos. Particularmente, los aceros de alta resistencia son

vulnerables a este fenómeno, por lo que han ocurrido muchos incidentes al emplearse en elementos útiles para la extracción de petróleo, por ejemplo, así como en otros equipos fabricados en aceros de alta resistencia que, al ser utilizados en ambientes ácidos, resultan en el denominado daño por hidrógeno (Romero et al, 2018).

En este estudio se aborda el fenómeno de fragilización por hidrógeno en ciertos metales, específicamente en aceros de alta resistencia, cuando son expuestos a soluciones acuosas como ácido sulfúrico o ácido clorhídrico. Se destaca que este daño por hidrógeno ha causado problemas en equipos utilizados en la industria de la extracción de petróleo, especialmente cuando se ven expuestos al dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S).

El daño por hidrógeno se refiere a la degradación de las propiedades físicas y mecánicas del material debido a la presencia de hidrógeno, y puede manifestarse de varias formas, como fragilización por hidrógeno, ampollas generadas por hidrógeno, agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC), agrietamiento direccionado inducido por hidrógeno (SOHIC) y agrietamiento inducido por sulfuros (SSC).

En el estudio, se realizan pruebas experimentales de decapado electroquímico en aceros de bajo contenido de carbono para reproducir el proceso de fragilización por hidrógeno y evaluar sus efectos en las propiedades mecánicas del material. Se observa que, con mayores tiempos de exposición al decapado, hay una disminución en la resistencia mecánica y la ductilidad del material. Además, se identifican puntos críticos en los que se presentan cambios significativos en las propiedades mecánicas.

Los resultados de las pruebas de tracción a carga escalonada muestran que se produce una propagación de grietas en estos puntos críticos, lo que indica el daño en el material debido al hidrógeno presente. Se observa que el hidrógeno se difunde en la matriz del material, causando

una saturación y alojándose en los límites de grano y dislocaciones, lo que disminuye la energía de cohesión entre los átomos y afecta la capacidad del material para absorber energía.

Según el autor Ramírez (2018), el efecto del hidrógeno en la tenacidad a la fractura de un acero API 5L de nueva generación se atribuye a la interacción del hidrógeno disuelto con los mecanismos de deslizamiento de dislocaciones, posiblemente a través de la formación de atmosferas de Cottrell en las dislocaciones, siendo el efecto dependiente de la orientación de la microestructura.

Se investigó el impacto del hidrógeno absorbido en un acero utilizado en tuberías de grado API 5L X60, examinando sus características de tensión uniaxial y resistencia al impacto Charpy en tres situaciones distintas: 1) sin presencia de hidrógeno infiltrado, 2) tras la infiltración de hidrógeno y 3) 30 días después de la infiltración de hidrógeno. Además, se estimó la resistencia a la fractura del material basándose en correlaciones entre K_{IC} - CNV del estándar API 579 / ASME FFS-1 2007. La técnica utilizada para la infiltración de hidrógeno fue la carga catódica. Antes de este proceso, se llevaron a cabo pruebas de saturación de hidrógeno y se midió la concentración de hidrógeno disuelto mediante el método de desorción con glicerina. Finalmente, se realizó un análisis de fractografía para identificar los mecanismos de fragilización presentes en las muestras.

Las estimaciones de K_{IC} para el acero API 5L de nueva generación resultaron ser mayores en comparación con los valores del acero API 5L de metalurgia convencional. Esto se debió a un grano más fino en la estructura y a un fortalecimiento adicional mediante la dispersión de partículas finas. Las propiedades de tensión exhibieron un aumento después del proceso de carga catódica, aunque la ductilidad no sufrió cambios. Tras 30 días de carga catódica, tanto las propiedades de tensión como la energía absorbida en las pruebas Charpy se asemejaron a las del acero sin hidrógeno, lo que sugiere que el efecto del hidrógeno en el acero API 5L de nueva generación es

reversible. Se observó una diferencia en el efecto del hidrógeno dependiendo de la dirección, siendo más pronunciado en la dirección longitudinal.

En las pruebas de impacto Charpy, se manifestó una fractura de tipo clivaje debido al efecto del hidrógeno, sin embargo, después de 30 días de carga, el comportamiento se volvió totalmente dúctil. Se atribuye el efecto del hidrógeno en la resistencia a la fractura del acero API 5L de nueva generación a la interacción del hidrógeno disuelto con los mecanismos de deslizamiento de dislocaciones, posiblemente a través de la formación de atmósferas de Cottrell en las dislocaciones. La manifestación de este efecto parece depender de la orientación de la microestructura, según el autor Flórez, (2013), los daños al material metálico debido al movimiento irregular y violento. Los estudios de los mecanismos de corrosión de estos aceros y la aplicación y/o desarrollo de métodos de protección, ayudan a alargar la vida útil de una estructura. Dentro de las técnicas electroquímicas aplicables para este tipo de estudio es posible mencionar a las CP, EIE y RE. Cabe resaltar que, aunque algunas técnicas como EIE y CP son técnicas exclusivas de transferencia de carga, pueden proporcionar gran información de algunos procesos que pueden influenciar el proceso de corrosión general de un metal, tal es el caso de los procesos de transferencia de masa y pasivación.

En algún momento, es posible haber presenciado metal oxidado, sin tener un conocimiento preciso sobre su transformación. La corrosión, un proceso de deterioro que los metales experimentan al interactuar con su entorno, se revela como la responsable. La corrosión, un enemigo natural insidioso y duradero, afecta todos los materiales metálicos. Desde una perspectiva metalúrgica, se define la corrosión como la reacción del metal con su entorno, dando lugar a un producto con características menos útiles que las originales. En resumen, el proceso corrosivo tiende a causar la degradación total o parcial del metal.

Diversas condiciones inciden en la corrosión, incluyendo aspectos relacionados con el metal y el entorno. La humedad es un factor crucial, ya que actúa como disolvente para el oxígeno, gases y sales. El pH y la concentración de oxígeno también ejercen influencia. Los flujos presentes en los procesos industriales son relevantes, especialmente el flujo turbulento, siendo necesario considerar su impacto en la corrosión. Para comprender mejor los procesos de corrosión en condiciones de flujo, se han desarrollado sistemas hidrodinámicos.

Para determinar la velocidad de destrucción del metal en un medio dado, se recurre al estudio de la cinética de corrosión, que permite calcular el parámetro de velocidad de corrosión. Esto a su vez proporciona información sobre la vida útil de materiales, equipos o estructuras. Para llevar a cabo esta estimación, se realizan pruebas experimentales utilizando técnicas electroquímicas, que ofrecen resultados en cuestión de minutos u horas, en lugar de meses o años. Entre estas técnicas se encuentran la resistencia a la polarización lineal (R_p), las curvas de polarización (CP), la espectroscopia de impedancia electroquímica (EIE) y el ruido electroquímico (RE). Estas mediciones se aplican a diferentes sistemas electroquímicos con diversos materiales metálicos y entornos corrosivos.

Los aceros de alta resistencia, como los aceros API especificación 5L, se emplean para prolongar la vida útil de las estructuras. En esta investigación en particular, se analiza la corrosión de los aceros X52, X60 y X70 de acuerdo con las técnicas EIE, R_p y CP, cuando están sumergidos en agua de mar sintética.

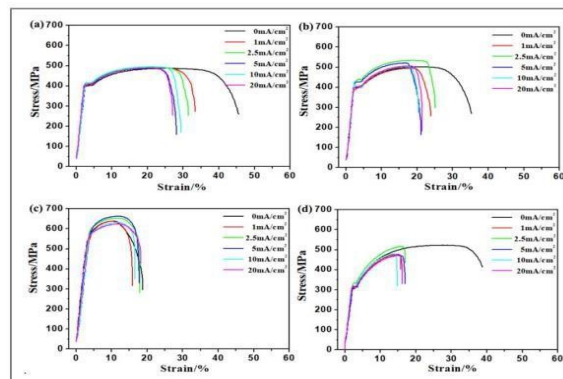
Según Arroyo Martínez (2017), las tuberías de transporte de hidrocarburos, y los componentes estructurales de las plataformas destinados a su extracción tampoco pueden escapar de estos fenómenos ambientales. El tipo de material utilizado en la fabricación de cada uno de estos componentes es diverso, así como sus ambientes de trabajo (Arroyo Martínez, 2017), lo que

provoca una casuística muy variada de procesos. La creciente demanda energética sufrida en las últimas décadas ha provocado escasez de los yacimientos de hidrocarburos más cercanos a la costa, siendo necesario recurrir a aquellos situados en aguas más profundas, de tal manera, que se han visto triplicadas las profundidades de operación.

En este contexto, la corrosión bajo tensión en general, y la fisuración inducida por hidrógeno (habitualmente llamada fragilización por hidrógeno) en particular, son procesos especialmente peligrosos, ya que, causan fallos frágiles difíciles de prever en muchas ocasiones, pues el hidrógeno aparece como un elemento de reacción tanto en disoluciones alcalinas como neutras (González Carro, 2017). Asimismo, el desarrollo de aceros de alta resistencia se encuentra limitado por su respuesta frente a estos procesos para determinadas aplicaciones. Un claro ejemplo lo constituye la presencia de hidrógeno en aceros de baja aleación para tuberías de transporte de hidrocarburos, que puede inducir daño localizado, bien por la formación de micro fisuras, o bien por la modificación de las propiedades mecánicas por la acción del hidrógeno con las dislocaciones (González Carro, 2017).

Figura 4.

Curva de tensión de cada material de prueba para varios niveles de densidad de corriente: (a) X42; (b) X52; (c) X70



Nota: Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation in pipeline steels. Tomado de Cai, L., Bai, G., Gao, X., Li, Y., & Hou, Y. (2022).

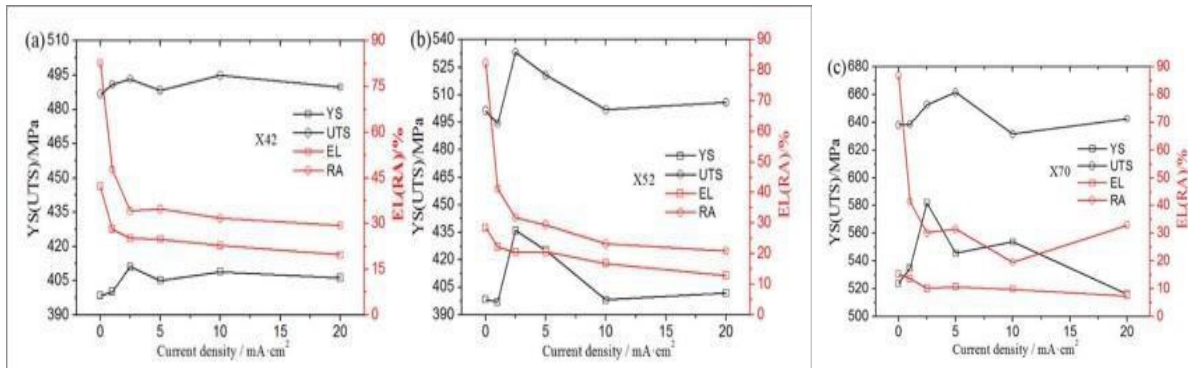
En la figura 4 se muestra, el efecto de la carga de hidrógeno en el comportamiento de tensión del material. Se puede observar que, excepto en el caso de X70 cuyos resultados se muestran en la figura 4(c), la elongación total correspondiente al estado fracturado de las muestras de tensión después de la carga dinámica de hidrógeno es significativamente menor que la de las muestras sin carga de hidrógeno.

Por ejemplo, la elongación total asociada al estado de fractura de X42 es de alrededor del 45% durante el estiramiento en el aire, mientras que la elongación total en el estado fracturado después de la carga de hidrógeno a varias densidades de corriente está en el rango del 25%-35%. Este problema demuestra claramente que X42 tiene buena plasticidad sin carga de hidrógeno, y que la carga de hidrógeno reduciría significativamente la elongación total, particularmente en el modo de fractura del material.

En el caso de X70, la elongación total en el estado fracturado durante el estiramiento en el aire es de solo alrededor del 20%, principalmente atribuida a la mala plasticidad del material. La concentración de hidrógeno en el material es más probable que alcance el nivel de saturación después de la carga de hidrógeno. Como resultado, la elongación total asociada a la fractura de X70 no cambia significativamente bajo diversas densidades de corriente de la prueba SSRT (Cai, Bai, Gao, Li, & Hou, 2022).

Figura 5.

Efecto de la carga de hidrógeno en las propiedades de tracción de las muestras: (a) X42; (b) X52; (c) X70.

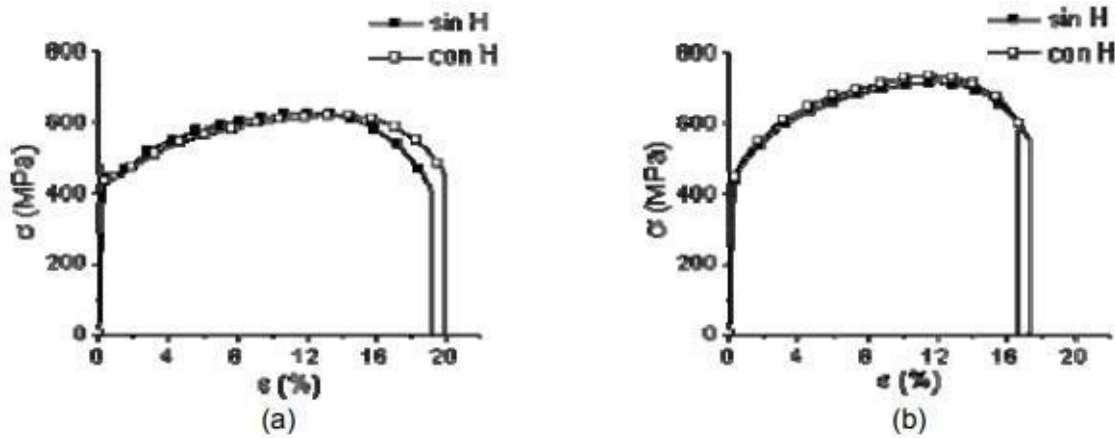


Nota: Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation pipeline steels. Tomado de Cai, L., Bai, G., Gao, X., Li, Y., & Hou, Y. (2022).

La figura 5, muestra el efecto de la densidad de corriente en la plasticidad y resistencia de diversos oleoductos de acero. Como se puede observar, en comparación con el límite elástico (YS) del material antes de la carga de hidrógeno, el YS de estos cuatro materiales generalmente se mejora después de la carga de hidrógeno, lo que es consistente con estudios previos. Este hecho se debe principalmente a la interacción del hidrógeno disuelto en el espacio del acero con la dislocación para formar la atmósfera de Cottrell, lo que aumenta la resistencia de la dislocación. Después de la carga de hidrógeno, la resistencia a la tracción (UTS) de X42, X52 y X70 se mejora porque la solución refuerza el papel del hidrógeno disuelto (Cai, Bai, Gao, Li, & Hou, 2022).

Figura 6.

Curvas tensión-deformación probetas Tipo II sin y con hidrógeno. Acero (a) X60, (b) X80.

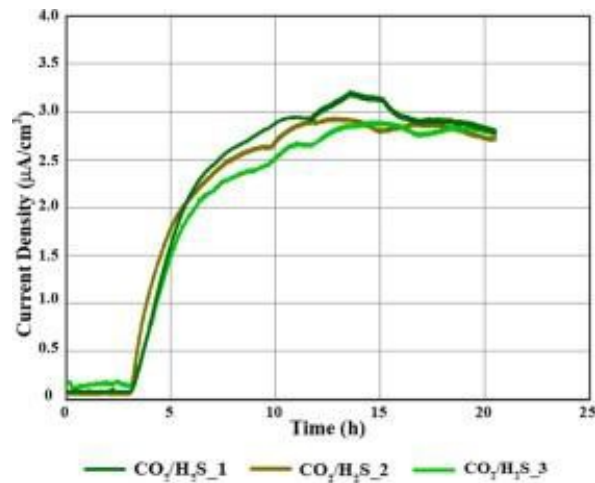


Nota: Fragilización por Hidrógeno de los Aceros API 5L X60 y API 5L X80. 22. <https://scielo.conicyt.cl/pdf/infotec/v22n6/art14.pdf>. Tomado de Araújo, Bruno A.; Palma, Jorge A.; Vilar, Eudésio O.; Silva, Antonio A. (2011).

La Figura 6, muestra las curvas tensión-deformación de los aceros X60 y X80, probetas Tipo I, sin y con hidrógeno. Puede verificarse que el acero X60 hidrogenado presentó un aumento de aproximadamente 2,04% en la ductilidad y disminuciones en los límites de fluencia (σ_y) y de resistencia a la tracción (UTS), evidenciando que sufrió un reblandecimiento. El acero X80 registró un efecto contrario, presentando una disminución del 1,80% en su ductilidad y pequeños incrementos en los límites de fluencia y de resistencia a la tracción (Araújo, Palma, Vilar, & Silva, 2011).

Figura 7.

Las curvas de permeación de hidrógeno del acero API 5L X65 en solución de NaCl al 3.5% saturada con CO₂ con 21 ppm de H₂S a OCP



Nota: Hydrogen embrittlement of API 5L X65 pipeline steel in CO₂ containing low H₂S concentration environment. Engineering Failure Analysis, 120, 105081. Tomado de Silva, S.C., Silva, A.B., & Ponciano Gomes, J.A.C. (2021).

Los resultados de permeación de hidrógeno del acero API 5L X65 se muestran en la fig. 7. Las muestras probadas en una solución de 3.5% en peso de NaCl + CO₂/H₂S alcanzaron valores de densidad de corriente de permeación de hidrógeno estable alrededor de 2.8 µA/cm².

Comparando la densidad de corriente de permeación con los datos obtenidos en CO₂ puro, es evidente que la presencia de H₂S, incluso a baja concentración, puede promover un incremento significativo de la intensidad de la permeación de hidrógeno. En el sistema de CO₂ puro, en OCP, la densidad de corriente de permeación de hidrógeno era baja, pero no nula, manteniéndose constante alrededor de 0.2 µA/cm². En esta condición, cuando la solución está saturada con CO₂, el OCP se mantiene a un valor por debajo del potencial de equilibrio H⁺/H₂, favoreciendo la evolución del hidrógeno. Por lo tanto, esta menor permeación de hidrógeno es consecuencia de la

reducción espontánea del hidrógeno a partir de iones de hidrógeno (H^+) en la solución que lleva a la absorción de hidrógeno. Sin embargo, la densidad de corriente de permeación de hidrógeno tiende a ser más alta en un ambiente de CO_2 para el acero API 5L X65 probado bajo polarización catódica de -500 mV_{OCP} , en el que la densidad de corriente de permeación mostró un aumento continuo con el tiempo, alcanzando un valor máximo de alrededor de $0.8\ \mu A/cm^2$ después de 20 horas. La mayor densidad de corriente de permeación de hidrógeno mostrada en los ensayos bajo polarización catódica es consecuencia de la mayor fuerza impulsora para la reducción del hidrógeno lograda bajo potenciales más catódicos (Silva, Silva, & Ponciano Gomes, 2021)

En resumen, la fragilización por hidrógeno es un proceso peligroso que puede llevar a fallas frágiles en los aceros utilizados en la industria del petróleo y el gas. Este fenómeno limita el desarrollo de aceros de alta resistencia para ciertas aplicaciones. Los estudios han demostrado que la carga de hidrógeno reduce la elongación total de los materiales y puede modificar sus propiedades mecánicas. Sin embargo, también se ha observado que la presencia de hidrógeno disuelto puede aumentar la resistencia de los materiales. La corrosión bajo tensión y la fisuración inducida por hidrógeno son difíciles de prever y pueden causar daño localizado en las tuberías de transporte de hidrocarburos. Además, la presencia de H_2S en la solución puede aumentar la intensidad de la permeación de hidrógeno, lo que agrava el problema.

En conclusión, es crucial realizar pruebas de laboratorio exhaustivas y utilizar métodos de evaluación de la susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno a nivel internacional para garantizar la integridad y seguridad de los aceros API 5L utilizados en la industria. Estos estudios proporcionarían una información valiosa para comprender mejor el comportamiento de los materiales frente a la fragilización por hidrógeno y permiten desarrollar medidas de mitigación y estrategias de diseño más efectivas para evitar fallas catastróficas. La investigación continua en

este campo es fundamental para mejorar la resistencia y confiabilidad de los materiales utilizados en aplicaciones críticas en la industria del petróleo y el gas.

El análisis de datos a nivel de técnicas de laboratorio ha sido fundamental para comprender las causas de la fragilización por hidrógeno en la industria petrolera. Mediante pruebas de tensión, permeación de hidrógeno y análisis microestructural, se han podido identificar los efectos del hidrógeno en las propiedades mecánicas de los aceros, así como los cambios en la microestructura que pueden conducir a la fragilización. Estos datos han proporcionado información crucial para el desarrollo de estrategias de prevención y mitigación de la fragilización por hidrógeno, así como para la selección de materiales más resistentes en la industria petrolera.

El estudio de los efectos de la presión, pH, microestructura y presión parcial del hidrógeno sobre los fenómenos de la corrosión por fragilización por hidrógeno en aceros utilizados en la industria petroquímica ha permitido comprender mejor los factores que contribuyen a este proceso corrosivo. Se ha demostrado que la presencia de H_2S , combinada con condiciones de alta presión y pH ácido, puede aumentar significativamente la susceptibilidad de los aceros a la fragilización por hidrógeno. Además, se ha observado que la microestructura del acero desempeña un papel crucial en la resistencia a este fenómeno corrosivo. Estos hallazgos son fundamentales para mejorar las prácticas de diseño, selección de materiales y condiciones de operación en la industria petroquímica, a fin de prevenir la fragilización por hidrógeno y garantizar la integridad de las estructuras.

El artículo “Hydrogen embrittlement of API 5L X65 pipeline steel in CO_2 containing low H_2S concentration environment” aborda el tema de la fragilización por hidrógeno del acero API 5L X65 utilizado en tuberías, en un ambiente que contiene baja concentración de H_2S y CO_2 . Se discute cómo la presencia de hidrógeno en este ambiente puede debilitar la resistencia del acero y

causar fallos en la estructura de la tubería. Se realizan pruebas para evaluar la susceptibilidad del acero a la fragilización por hidrógeno, y se concluye que la presencia de H_2S tiene un efecto significativo en la fragilización del acero API 5L X65. Se sugiere que se deben tomar medidas preventivas para minimizar la exposición del acero a este ambiente y reducir así el riesgo de fallas en la tubería.

Se ha determinado el comportamiento mecánico de los aceros API 5L grados X60 y X80, fragilizados por hidrógeno ambiental e hidrógeno interno. El potencial y la densidad de corriente para la generación del hidrógeno fueron determinados por polarización potencio-dinámica, y el tiempo de saturación estimado a partir de datos de difusividad y solubilidad obtenidos en ensayos de permeación con una celda electroquímica (Araújo, Palma, Vilar, & Silva, 2011).

El artículo analiza el tema de la fragilización por hidrógeno en los aceros API 5L X60 y API 5L X80 utilizados en la construcción de tuberías para transporte de hidrocarburos. Se discute cómo la presencia de hidrógeno en el ambiente puede debilitar la resistencia de los aceros y causar fallos catastróficos en la estructura de la tubería. Se realizan pruebas para evaluar la susceptibilidad de los aceros a la fragilización por hidrógeno, y se concluye que el acero API 5L X80 es más susceptible que el acero API 5L X60.

Se sugiere que se deben tomar medidas preventivas para minimizar la exposición de los aceros a ambientes que contienen hidrógeno, tales como el uso de recubrimientos protectores y la selección cuidadosa de los materiales de soldadura. Además, se resalta la importancia de realizar pruebas de fragilización por hidrógeno en los aceros utilizados en tuberías para garantizar la seguridad y su confiabilidad.

La mezcla de hidrógeno con gas natural es una de las mejores formas de transporte de hidrógeno a gran escala; sin embargo, los aceros de las tuberías utilizadas para el transporte de gas

natural tienen el riesgo de fragilización por hidrógeno. Por lo tanto, se debe examinar cuidadosamente el mecanismo de daño por hidrógeno y las propiedades de resistencia de diferentes tuberías de acero para seleccionar materiales adecuados para la tarea mencionada anteriormente. Se tienen en cuenta los aceros comunes X42, X52 y X70 como objetos de investigación. Se investigan sus propiedades mecánicas y propiedades de absorción de hidrógeno en un ambiente de hidrógeno para explorar factores adicionales que afectan la fragilización por hidrógeno del material (Cai, Bai, Gao, Li, & Hou, 2022).

Este artículo presenta una investigación experimental sobre las características y el mecanismo de fragilización por hidrógeno en los aceros utilizados en tuberías de transporte de gas natural e hidrógeno. Se realizaron pruebas de tensión, fractura y corrosión en diferentes muestras de acero bajo diferentes condiciones de hidrógeno. Los resultados indican que la presencia de hidrógeno reduce significativamente la ductilidad y la resistencia a la fractura de los aceros, lo que puede comprometer la integridad de las tuberías. Además, se identificaron diferentes mecanismos de fragilización por hidrógeno, incluyendo la dislocación inducida por hidrógeno y la fractura intergranular. En general, estos hallazgos destacan la importancia de considerar el efecto del hidrógeno en el diseño y mantenimiento de las tuberías de transporte de gas natural e hidrógeno.

El artículo presenta una revisión de las propiedades y aplicaciones del acero API X42, X52 y X70 en la industria del petróleo y gas. Estos aceros son utilizados comúnmente en tuberías para el transporte de petróleo y gas debido a su alta resistencia y tenacidad a bajas temperaturas. El artículo detalla las propiedades mecánicas, químicas y físicas de cada uno de estos aceros, y se discute la influencia de la composición química y el proceso de fabricación en sus propiedades. También se aborda la importancia de la prueba de impacto y las pruebas de tensión para evaluar la calidad del acero.

Además, se discuten las aplicaciones de cada acero en la industria, incluyendo las consideraciones de diseño y los requisitos de especificaciones técnicas. Se mencionan las ventajas y desventajas de cada uno de los aceros, y se concluye que la elección del acero depende de factores como la presión, la temperatura y la corrosión en el ambiente de transporte. En general, el artículo proporciona una visión general útil de los aceros API X42, X52 y X70, y su uso en la industria del petróleo y gas.

El daño por fragilización por hidrógeno es un fenómeno de corrosión que afecta a los aceros utilizados en la industria petroquímica. Este tipo de corrosión ocurre cuando los átomos de hidrógeno penetran en el metal y debilitan su estructura cristalina. Los factores que afectan la corrosión por fragilización por hidrógeno incluyen la presión, pH, microestructura y presión parcial del hidrógeno.

La presión del hidrógeno es un factor importante ya que cuanto mayor es la presión, mayor es la cantidad de hidrógeno que se disuelve en el metal. Esto puede llevar a una mayor fragilización del acero. Además, la presión del hidrógeno puede aumentar la velocidad a la que los átomos de hidrógeno penetran en el metal.

El pH también puede afectar la fragilización por hidrógeno, ya que los átomos de hidrógeno pueden reaccionar con los iones de hidróxido en una solución acuosa y formar gas hidrógeno. Esto puede conducir a una mayor acumulación de hidrógeno en el metal, lo que a su vez aumenta la fragilización.

La microestructura del acero también puede influir en la fragilización por hidrógeno. Los aceros con una microestructura más fina u homogénea pueden ser más propensos a la fragilización por hidrógeno. Esto se debe a que la microestructura fina proporciona más sitios para la adsorción del hidrógeno.

Por último, la presión parcial del hidrógeno puede afectar a la fragilización por hidrógeno al afectar la cantidad de hidrógeno que se disuelve en el metal. La presión parcial del hidrógeno es la presión que ejerce el hidrógeno en una mezcla de gases. Cuanto mayor es la presión parcial del hidrógeno, mayor es la cantidad de hidrógeno que se disuelve en el metal.

3. Conclusiones

Las pruebas de laboratorio utilizadas a nivel internacional para la evaluación de la susceptibilidad de los aceros API 5L a la fragilización por hidrógeno, determinaron las siguientes conclusiones:

La susceptibilidad al SSCC y a fragilización por hidrógeno se puede detectar por una reducción de la ductilidad en las pruebas de SSRT un aumento en los valores de corriente de permeación de hidrógeno.

Se ha establecido como cambia el criterio de fractura para tuberías fragilizadas por hidrógeno, con la presión de hidrógeno, con base en los valores experimentados obtenidos, tanto para los ensayos realizados en cámara a presión como los realizados en roturas de tubería.

Se observó como la presencia de hidrogeno origina cambios en el tipo de rotura del material. La ausencia de hidrógeno, causa que las roturas sean dúctiles, por formación de huecos, aumentando la proporción de las roturas.

La revisión de la bibliografía sobre la fragilización por hidrógeno en aceros API 5L ha proporcionado una valiosa contribución al conocimiento de este fenómeno en las tuberías utilizadas en gasoductos. Se han identificado los diferentes mecanismos de fragilización por

hidrógeno, así como los factores que influyen en su aparición, como la presencia de H_2S , el pH, la microestructura y las condiciones de presión.

Esta revisión bibliográfica ha permitido una mejor comprensión de los procesos involucrados en la fragilización por hidrógeno y ha proporcionado información relevante para el diseño y la selección de materiales en la industria del petróleo y gas.

4. Recomendaciones

Desde un punto de vista más ingenieril, el hidrógeno plantea un problema no solo a nivel de transporte, sino también en su almacenamiento siendo necesario la realización de estudios de estructuras correspondientes, siguiendo una metodología semejante a la que acá se desarrolló.

Los problemas de transporte tampoco se acaban con el estudio de material de tuberías, pues en la mayoría de los casos, las conducciones se realizan en tuberías soldadas, por lo cual, se sugiere la realización de un estudio enfocado en cómo afecta el proceso de soldadura y cuál sería el más indicado para mitigar el daño por hidrógeno en dichas tuberías.

Referencias Bibliográficas

- Aceropedia. (2023). *Acero HSLA: ¿Qué es el acero de baja aleación de alta resistencia?*
<https://aceropedia.com/tipos-de-acero/acero-de-baja-aleacion/#:~:text=El%20acero%20de%20baja%20aleaci%C3%B3n,vanadio%2C%20molibdeno%20y%20otros%20elementos>
- API. (2018). *API Specification 5L*. In (46 ed., pp. 205): Energy API.
- Araújo, Bruno A.; Palma, Jorge A.; Vilar, Eudésio O.; Silva, Antonio A. (2011). *Fragilización por Hidrógeno de los Aceros API 5L X60 y API 5L X80*. 22.
<https://scielo.conicyt.cl/pdf/infotec/v22n6/art14.pdf>
- Arroyo Martínez, B. (2017). *Caracterización mecánica de aceros de alta y media resistencia en condiciones de fragilización por hidrógeno mediante ensayos small punch*.
- Artola, B.G. (2018). *Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno de aceros de alta resistencia: comportamiento en ambientes marinos y modelización de patrones de agrietamiento*.
- Cai, L., Bai, G., Gao, X., Li, Y., & Hou, Y. (2022). *Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation pipeline steels*. In.
- Cisneros, J., & Ricardo, L. (2019). *Aplicación de tratamientos térmicos no convencionales y soldadura con interacción electromagnética de baja intensidad en aceros de la serie API, X60 y X70*.
- González Carro, S. (2017). *ANÁLISIS DE MÉTODOS DE LIMPIEZA PARA ENSAYOS DE DETERMINACIÓN DE CONTENIDO EN HIDRÓGENO. APLICACIÓN AL FALLO DE TIRANTES DE PUENTE. UNIVERSIDAD DE CANTABRIA*.
<https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12947/Gonz%C3%A1lez%20Carro.pdf?sequence=1>
- Giarola, J.M., Ávila, J.A., Cintho, O.M., Pinto, H.C., de Oliveira, M.F., & Bose Filho, W. W. (2022a). *The effect of hydrogen on the fracture toughness of friction-stir welded API 5L X70*

- Guzmán Flores, I. (2013). *Estudio de la cinética de corrosión sobre aceros API X70 soldados por el proceso MMA y SMAW*
- Handbook, A. (1990). *Properties and selection: irons, steels, and high-performance alloys*. In (Vol. 1, pp. 262, 263, 657): ASM international.
- Hernández Castro, J.E. (2013). *Estudio de la susceptibilidad a la corrosión bajo esfuerzos de uniones en tuberías de acero api 5l, x70 obtenidas por soldadura SMAW Y MMA*.
- Infinita Industria Consulting. (2023). <https://www.infinitiaresearch.com/laboratorio-ingenieria-industrial/propiedades-mecanicas/>
- Kou, S. (1987). *Welding metallurgy*
- Kpemou, A.M., Guy, P., & Julien, C. (2021). Influence of Hydrogen Embrittlement on Ductile–Brittle Transition Temperature Determined on Mini-Charpy Specimens Made in X65 Steel. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 21(6), 2290-2304.
- Luppo, M.I. (1997). *Influencia de los defectos microestructurales sobre el fenómeno de fragilización por hidrógeno en aceros*.
- Ovejero García, José. (2009). *Una mirada a daño por hidrógeno en materiales metálicos*. In (pp. 8): Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable.
- Pérez Ceballos, A.M. (2015). *Estudio de la difusión y fragilización por hidrógeno de un acero inoxidable súper dúplex*.
- Ramírez, D. (2018). *Determinación de la tenacidad a la fractura en aceros para tubería api 5l infiltrados con hidrógeno*. Instituto Politécnico Nacional]. <http://tesis.ipn.mx/handle/123456789/24326>
- Romo, D. (2015). *Evaluación microestructural del agrietamiento por hidrógeno en uniones soldadas por SAW de acero microaleado x-70 para conducción de gas amargo*.

Sepúlveda, O., & Monsalve, A. (2020). *Fragilización por hidrógeno y Brush Plating*. 35(9-18).

Silva, S.C., Silva, A.B., & Ponciano Gomes, J.A.C. (2021). *Hydrogen embrittlement of API 5L X65 pipeline steel in CO2 containing low H2S concentration environment*. *Engineering Failure Analysis*, 120, 105081.

Uribe Pérez, I., Velosa Pacheco, A.B., & Zabala Capacho, L.E. (2011). *Fundamentos del daño por hidrógeno en los aceros*. *El Hombre y la Máquina* (36), 123-142. (IN FILE)

Zafra García, A.M. (2021). *Estudio de la difusividad y fragilización por hidrógeno del acero 42CrMo4 templado y revenido*.

Zandinava, B., Bakhtiari, R., & Vukelic, G. (2022). *Failure analysis of a gas transport pipe made of API 5L X60 steel*. *Engineering Failure Analysis*, 131, 105881.

Apéndices

Apéndice A. Chemical composition for PSL 1 Pipe with $t \leq 25.0\text{mm}$ (0.984 in)

Steel Grade (Steel Name)	Mass Fraction, Based on Heat and Product Analyses ^{a,g}							
	%							
	C	Mn	P		S	V	Nb	Ti
max ^b	max ^b	min	max	max	max	max	max	max
Seamless Pipe								
L175 or A25	0.21	0.60	—	0.030	0.030	—	—	—
L175P or A25P	0.21	0.60	0.045	0.080	0.030	—	—	—
L210 or A	0.22	0.90	—	0.030	0.030	—	—	—
L245 or B	0.28	1.20	—	0.030	0.030	c,d	c,d	d
L290 or X42	0.28	1.30	—	0.030	0.030	d	d	d
L320 or X46	0.28	1.40	—	0.030	0.030	d	d	d
L360 or X52	0.28	1.40	—	0.030	0.030	d	d	d
L390 or X56	0.28	1.40	—	0.030	0.030	d	d	d
L415 or X60	0.28 ^e	1.40 ^e	—	0.030	0.030	f	f	f
L450 or X65	0.28 ^e	1.40 ^e	—	0.030	0.030	f	f	f
L485 or X70	0.28 ^e	1.40 ^e	—	0.030	0.030	f	f	f
Welded Pipe								
L175 or A25	0.21	0.60	—	0.030	0.030	—	—	—
L175P or A25P	0.21	0.60	0.045	0.080	0.030	—	—	—
L210 or A	0.22	0.90	—	0.030	0.030	—	—	—
L245 or B	0.26	1.20	—	0.030	0.030	c,d	c,d	d
L290 or X42	0.26	1.30	—	0.030	0.030	d	d	d
L320 or X46	0.26	1.40	—	0.030	0.030	d	d	d
L360 or X52	0.26	1.40	—	0.030	0.030	d	d	d
L390 or X56	0.26	1.40	—	0.030	0.030	d	d	d
L415 or X60	0.26 ^e	1.40 ^e	—	0.030	0.030	f	f	f
L450 or X65	0.26 ^e	1.45 ^e	—	0.030	0.030	f	f	f
L485 or X70	0.26 ^e	1.65 ^e	—	0.030	0.030	f	f	f
^a Cu \leq 0.50 %; Ni \leq 0.50 %; Cr \leq 0.50 % and Mo \leq 0.15 %. ^b For each reduction of 0.01 % below the specified maximum concentration for carbon, an increase of 0.05 % above the specified maximum concentration for Mn is permissible, up to a maximum of 1.65 % for grades \geq L245 or B, but \leq L360 or X52; up to a maximum of 1.75 % for grades $>$ L360 or X52, but $<$ L485 or X70; and up to a maximum of 2.00 % for Grade L485 or X70. ^c Unless otherwise agreed, Nb + V \leq 0.06 %. ^d Nb + V + Ti \leq 0.15 %. ^e Unless otherwise agreed. ^f Unless otherwise agreed, Nb + V + Ti \leq 0.15 %. ^g No deliberate addition of B is permitted and the residual B \leq 0.001 %.								

Apéndice B. Chemical composition for PSL 2 Pipe with $t \leq 25.0\text{mm}$ (0.984 in)

Steel Grade (Steel Name)	Mass Fraction, Based on Heat and Product Analyses % max									Carbon Equivalent ^a % max	
	C ^b	Si	Mn ^b	P	S	V	Nb	Ti	Other	CE _W	CE _{Pcm}
Seamless and Welded Pipe											
L245R or BR	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	c	c	0.04	e,j	0.43	0.25
L290R or X42R	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	0.06	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L245N or BN	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	c	c	0.04	e,j	0.43	0.25
L290N or X42N	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	0.06	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L320N or X46N	0.24	0.40	1.40	0.025	0.015	0.07	0.05	0.04	d,e,j	0.43	0.25
L360N or X52N	0.24	0.45	1.40	0.025	0.015	0.10	0.05	0.04	d,e,j	0.43	0.25
L390N or X56N	0.24	0.45	1.40	0.025	0.015	0.10 ^f	0.05	0.04	d,e,j	0.43	0.25
L415N or X60N	0.24 ^f	0.45 ^f	1.40 ^f	0.025	0.015	0.10 ^f	0.05 ^f	0.04 ^f	g,h,j	As agreed	
L245Q or BQ	0.18	0.45	1.40	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L290Q or X42Q	0.18	0.45	1.40	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L320Q or X46Q	0.18	0.45	1.40	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L360Q or X52Q	0.18	0.45	1.50	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L390Q or X56Q	0.18	0.45	1.50	0.025	0.015	0.07	0.05	0.04	d,e,j	0.43	0.25
L415Q or X60Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.70 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h,j	0.43	0.25
L450Q or X65Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.70 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h,j	0.43	0.25
L485Q or X70Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.80 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h,j	0.43	0.25
L555Q or X80Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.90 ^f	0.025	0.015	g	g	g	i,j	As agreed	
L625Q or X90Q	0.16 ^f	0.45 ^f	1.90	0.020	0.010	g	g	g	jk	As agreed	
L690Q or X100Q	0.16 ^f	0.45 ^f	1.90	0.020	0.010	g	g	g	jk	As agreed	
Welded Pipe											
L245M or BM	0.22	0.45	1.20	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L290M or X42M	0.22	0.45	1.30	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L320M or X46M	0.22	0.45	1.30	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e,j	0.43	0.25
L360M or X52M	0.22	0.45	1.40	0.025	0.015	d	d	d	e,j	0.43	0.25
L390M or X56M	0.22	0.45	1.40	0.025	0.015	d	d	d	e,j	0.43	0.25
L415M or X60M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.60 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h,j	0.43	0.25
L450M or X65M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.60 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h,j	0.43	0.25
L485M or X70M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.70 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h,j	0.43	0.25
L555M or X80M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.85 ^f	0.025	0.015	g	g	g	i,j	0.43 ^f	0.25
L625M or X90M	0.10	0.55 ^f	2.10 ^f	0.020	0.010	g	g	g	i,j		0.25
L690M or X100M	0.10	0.55 ^f	2.10 ^f	0.020	0.010	g	g	g	i,j	—	0.25
L830M or X120M	0.10	0.55 ^f	2.10 ^f	0.020	0.010	g	g	g	i,j		0.25

^a Based on product analysis, for seamless pipe with $t > 20.0$ mm (0.787 in.), the CE limits shall be as agreed; the CE_W limits apply if C > 0.12 % and the CE_{Pcm} limits apply if C ≤ 0.12 %.

^b For each reduction of 0.01 % below the specified maximum for C, an increase of 0.05 % above the specified maximum for Mn is permissible, up to a maximum of 1.65 % for grades ≥ L245 or B, but ≤ L360 or X52; up to a maximum of 1.75 % for grades > L360 or X52, but < L485 or X70; up to a maximum of 2.00 % for grades ≥ L485 or X70, but ≤ L555 or X80; and up to a maximum of 2.20 % for grades > L555 or X80.

^c Unless otherwise agreed, Nb + V ≤ 0.06 %.

^d Nb + V + Ti ≤ 0.15 %.

^e Unless otherwise agreed, Cu ≤ 0.50 %; Ni ≤ 0.30 %; Cr ≤ 0.30 % and Mo ≤ 0.15 %.

^f Unless otherwise agreed.

^g Unless otherwise agreed, Nb + V + Ti ≤ 0.15 %.

^h Unless otherwise agreed, Cu ≤ 0.50 %; Ni ≤ 0.50 %; Cr ≤ 0.50 % and Mo ≤ 0.50 %.

ⁱ Unless otherwise agreed, Cu ≤ 0.50 %; Ni ≤ 1.00 %; Cr ≤ 0.50 % and Mo ≤ 0.50 %.

^j B ≤ 0.004 %.

^k Unless otherwise agreed, Cu ≤ 0.50 %; Ni ≤ 1.00 %; Cr ≤ 0.55 % and Mo ≤ 0.80 %.

^l For PSL 2 pipe grades except those grades to which footnote j) already applies, the following applies: unless otherwise agreed no intentional addition of B is permitted and residual B ≤ 0.001 %.

Apéndice C. Requirements for the Results of Tensile Tests for PSL 1 Pipe

Pipe Grade	Pipe Body of Seamless and Welded Pipe			Weld Seam of EW, LW, SAW, and COW Pipe
	Yield Strength ^a	Tensile Strength ^a	Elongation (on 50 mm or 2 in.)	Tensile Strength ^b
	$R_{10.5}$	R_m	A_f	R_m
	MPa (psi)	MPa (psi)	%	MPa (psi)
	min	min	min	min
L175 or A25	175 (25,400)	310 (45,000)	c	310 (45,000)
L175P or A25P	175 (25,400)	310 (45,000)	c	310 (45,000)
L210 or A	210 (30,500)	335 (48,600)	c	335 (48,600)
L245 or B	245 (35,500)	415 (60,200)	c	415 (60,200)
L290 or X42	290 (42,100)	415 (60,200)	c	415 (60,200)
L320 or X46	320 (46,400)	435 (63,100)	c	435 (63,100)
L360 or X52	360 (52,200)	460 (66,700)	c	460 (66,700)
L390 or X56	390 (56,600)	490 (71,100)	c	490 (71,100)
L415 or X60	415 (60,200)	520 (75,400)	c	520 (75,400)
L450 or X65	450 (65,300)	535 (77,600)	c	535 (77,600)
L485 or X70	485 (70,300)	570 (82,700)	c	570 (82,700)

^a For intermediate grades, the difference between the specified minimum tensile strength and the specified minimum yield strength for the pipe body shall be as given in the table for the next higher grade.

^b For intermediate grades, the specified minimum tensile strength for the weld seam shall be the same value as was determined for the pipe body using footnote a).

^c The specified minimum elongation, A_f , expressed in percent and rounded to the nearest percent, shall be as determined using the following equation:

$$A_f = C \frac{A_{xc}^{0.2}}{U^{0.9}}$$

where

C is 1940 for calculations using SI units and 625,000 for calculations using USC units;

A_{xc} is the applicable tensile test piece cross-sectional area, expressed in square millimeters (square inches), as follows:

- 1) for circular cross-section test pieces, 130 mm² (0.20 in.²) for 12.7 mm (0.500 in.) and 8.9 mm (0.350 in.) diameter test pieces; 65 mm² (0.10 in.²) for 6.4 mm (0.250 in.) diameter test pieces;
- 2) for full-section test pieces, the lesser of a) 485 mm² (0.75 in.²) and b) the cross-sectional area of the test piece, derived using the specified outside diameter and the specified wall thickness of the pipe, rounded to the nearest 10 mm² (0.01 in.²);
- 3) for strip test pieces, the lesser of a) 485 mm² (0.75 in.²) and b) the cross-sectional area of the test piece, derived using the specified width of the test piece and the specified wall thickness of the pipe, rounded to the nearest 10 mm² (0.01 in.²);

U is the specified minimum tensile strength, expressed in megapascals (pounds per square inch).

Apéndice D. Requirements for the Results of Tensile Test for PSL 2 Pipe

Pipe Grade	Pipe Body of Seamless and Welded Pipe						Weld Seam of HFW, SAW and COW Pipe
	Yield Strength ^a		Tensile Strength ^a		Ratio ^{a,c}	Elongation (on 50 mm or 2 in.)	Tensile Strength ^d
	$R_{10.5}$		R_m		$R_{10.5}/R_m$	A_f	R_m
	MPa (psi)		MPa (psi)			%	MPa (psi)
	min	max	min	max	max	min	min
L245R or BR L245N or BN L245Q or BQ L245M or BM	245 (35,500)	450 (65,300) ^e	415 (60,200)	655 (95,000)	0.93	f	415 (60,200)
L290R or X42R L290N or X42N L290Q or X42Q L290M or X42M	290 (42,100)	495 (71,800)	415 (60,200)	655 (95,000)	0.93	f	415 (60,200)
L320N or X46N L320Q or X46Q L320M or X46M	320 (46,400)	525 (76,100)	435 (63,100)	655 (95,000)	0.93	f	435 (63,100)
L360N or X52N L360Q or X52Q L360M or X52M	360 (52,200)	530 (76,900)	460 (66,700)	760 (110,200)	0.93	f	460 (66,700)
L390N or X56N L390Q or X56Q L390M or X56M	390 (56,600)	545 (79,000)	490 (71,100)	760 (110,200)	0.93	f	490 (71,100)
L415N or X60N L415Q or X60Q L415M or X60M	415 (60,200)	565 (81,900)	520 (75,400)	760 (110,200)	0.93	f	520 (75,400)
L450Q or X65Q L450M or X65M	450 (65,300)	600 (87,000)	535 (77,600)	760 (110,200)	0.93	f	535 (77,600)
L485Q or X70Q L485M or X70M	485 (70,300)	635 (92,100)	570 (82,700)	760 (110,200)	0.93	f	570 (82,700)
L555Q or X80Q L555M or X80M	555 (80,500)	705 (102,300)	625 (90,600)	825 (119,700)	0.93	f	625 (90,600)
L625M or X90M	625 (90,600)	775 (112,400)	695 (100,800)	915 (132,700)	0.95 ^g	f	695 (100,800)
L625Q or X90Q	625 (90,600)	775 (112,400)	695 (100,800)	915 (132,700)	0.97 ^g	f	—
L690M or X100M	690 (100,100) ^b	840 (121,800) ^b	760 (110,200)	990 (143,600)	0.97 ^h	f	760 (110,200)
L690Q or X100Q	690 (100,100) ^b	840 (121,800) ^b	760 (110,200)	990 (143,600)	0.97 ^h	f	—
L830M or X120M	830 (120,400) ^b	1050 (152,300) ^b	915 (132,700)	1145 (166,100)	0.99 ^h	f	915 (132,700)

^a For intermediate grades, the difference between the specified maximum yield strength and the specified minimum yield strength shall be as given in the table for the next higher grade, and the difference between the specified minimum tensile strength and the specified minimum yield strength shall be as given in the table for the next higher grade; for intermediate grades up to Grade L320 or X46, the tensile strength shall be ≤ 855 MPa (95,000 psi); for intermediate grades greater than Grade L320 or X46 and lower than Grade L555 or X80, the tensile strength shall be ≤ 760 MPa (110,200 psi); for intermediate grades higher than Grade L555 or X80, the maximum permissible tensile strength shall be obtained by interpolation; for SI units, the calculated value shall be rounded to the nearest 5 MPa; for USC units, the calculated value shall be rounded to the nearest 100 psi.

^b For grades > L625 or X90, $R_{p0.2}$ applies.

^c This limit applies for pipe with $D > 323.9$ mm (12.750 in.).

^d For intermediate grades, the specified minimum tensile strength for the weld seam shall be the same value as was determined for the pipe body using footnote a).

^e For pipe requiring longitudinal testing, the maximum yield strength shall be ≤ 495 MPa (71,800 psi).

^f The specified minimum elongation, A_f , shall be as determined using the following equation:

$$A_f = C \frac{A_{sc}^{0.2}}{U^{0.9}}$$

where

C is 1940 for calculations using SI units and 625,000 for calculations using USC units;

A_{sc} is the applicable tensile test piece cross-sectional area, expressed in square millimeters (square inches), as follows:

- 1) for circular cross-section test pieces, 130 mm² (0.20 in.²) for 12.7 mm (0.500 in.) and 8.9 mm (0.350 in.) diameter test pieces; 65 mm² (0.10 in.²) for 6.4 mm (0.250 in.) diameter test pieces;
- 2) for full-section test pieces, the lesser of a) 485 mm² (0.75 in.²) and b) the cross-sectional area of the test piece, derived using the specified outside diameter and the specified wall thickness of the pipe, rounded to the nearest 10 mm² (0.01 in.²);
- 3) for strip test pieces, the lesser of a) 485 mm² (0.75 in.²) and b) the cross-sectional area of the test piece, derived using the specified width of the test piece and the specified wall thickness of the pipe, rounded to the nearest 10 mm² (0.01 in.²);

U is the specified minimum tensile strength, expressed in megapascals (pounds per square inch).

^g Lower values of $R_{10.5}/R_m$ may be specified by agreement.

^h For grades > L625 or X90, $R_{p0.2}/R_m$ applies. Lower values of $R_{p0.2}/R_m$ may be specified by agreement.

Apéndice E. *Pipe Grade and Steel Grades, and Acceptable Delivery Conditions*

PSL	Delivery Condition	Pipe Grade/Steel Grade ^{a,b}
PSL 1	As-rolled, normalizing rolled, normalized, or normalizing formed	L175 or A25
		L175P or A25P
		L210 or A
	As-rolled, normalizing rolled, thermomechanical rolled, thermomechanical formed, normalizing formed, normalized, normalized and tempered; or, if agreed, quenched and tempered for SMLS pipe only	L245 or B
	As-rolled, normalizing rolled, thermomechanical rolled, thermomechanical formed, normalizing formed, normalized, normalized and tempered or quenched and tempered	L290 or X42
		L320 or X46
		L360 or X52
		L390 or X56
		L415 or X60
		L450 or X65
L485 or X70		
PSL 2	As-rolled	L245R or BR
		L290R or X42R
	Normalizing rolled, normalizing formed, normalized, or normalized and tempered	L245N or BN
		L290N or X42N
		L320N or X46N
		L360N or X52N
		L390N or X56N
		L415N or X60N
		Quenched and tempered
	L290Q or X42Q	
	L320Q or X46Q	
	L360Q or X52Q	
	L390Q or X56Q	
	L415Q or X60Q	
	L450Q or X65Q	
	L485Q or X70Q	
	L555Q or X80Q	
	L625Q or X90Q ^c	
	L690Q or X100Q ^c	
	PSL 2	Thermomechanical rolled or thermomechanical formed
L290M or X42M		
L320M or X46M		
L360M or X52M		
L390M or X56M		
L415M or X60M		
L450M or X65M		
L485M or X70M		
L555M or X80M		
Thermomechanical rolled		
		L690M or X100M
		L830M or X120M

^a For intermediate grades, the steel grade shall be in one of the following formats: (1) the letter L followed by the specified minimum yield strength in MPa and, for PSL 2 pipe, the letter describing the delivery condition (R, N, Q, or M) consistent with the above formats; (2) the letter X followed by a two- or three-digit number equal to the specified minimum yield strength in 1000 psi rounded down to the nearest integer and, for PSL 2 pipe, the letter describing the delivery condition (R, N, Q, or M) consistent with the above formats.

^b The suffix (R, N, Q, or M) for PSL 2 grades belongs to the steel grade.

^c Seamless only.