

DESAFIOS EN LA GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO

ROSEN GROUP.

www.rosen-group.com

Andrés Molina Villamil

E.mail: amolina@rosen-group.com

Bogotá, D.C. – Colombia

Abstract

La transición energética hacia fuentes de energía más sostenibles, como el hidrógeno, el CO₂ y el amoníaco, plantea importantes desafíos en la gestión de la integridad de los activos fijos, en particular en la infraestructura de transporte, como las tuberías. A medida que continúa la transición hacia estos combustibles alternativos, la naturaleza y las características de los nuevos medios de transporte (incluidos sus mecanismos específicos de daño, presión y reactividad) pueden afectar profundamente la durabilidad y la fiabilidad de las tuberías de transporte existentes. El hidrógeno, por ejemplo, es conocido por su capacidad de provocar fragilización de los materiales metálicos, lo que supone un desafío a largo plazo para la gestión de estos activos.

Además, el transporte de CO₂ y amoníaco plantea otros desafíos relacionados con la corrosión y la necesidad de materiales más resistentes o sistemas de control más avanzados. Sin embargo, una planificación eficaz para modernizar las tuberías de transporte existentes, así como para diseñar nuevos activos de producción y transporte para estos combustibles, junto con el desarrollo de nuevas tecnologías de inspección, serán esenciales para garantizar una transición energética segura.

Introducción.

La Tierra se encamina hacia un escenario de calentamiento global desde la Revolución Industrial, con una proyección de hasta 4°C (Fig 1), lo cual está directamente relacionado con las

emisiones de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO₂), metano, NO_x y otros gases con menor capacidad de capturar calor en la atmósfera. Los expertos han pronosticado diversos impactos potenciales y riesgos asociados, incluidos fenómenos climáticos y meteorológicos extremos, cambios de temperatura en la Tierra, el aumento del nivel del mar, entre otros. (1) En la COP 16 (2015) se firmó el Acuerdo de París, cuyo objetivo es limitar el aumento de la temperatura global a muy por debajo de los 2°C, evaluar el progreso hacia este objetivo y brindar apoyo financiero a los países en desarrollo para la mitigación y adaptación climática. Estos esfuerzos buscan reducir los riesgos e impactos del cambio climático a nivel mundial. Los países acordaron "lograr un equilibrio entre las emisiones antropogénicas de fuentes y las remociones por los sumideros de gases de efecto invernadero en la segunda mitad del siglo". [1] El acuerdo plantea limitar el aumento de la temperatura global a 1.5°C; sin embargo, los gases de efecto invernadero siguen aumentando, y tanto el cambio climático como las temperaturas siguen un rumbo diferente, Fig.

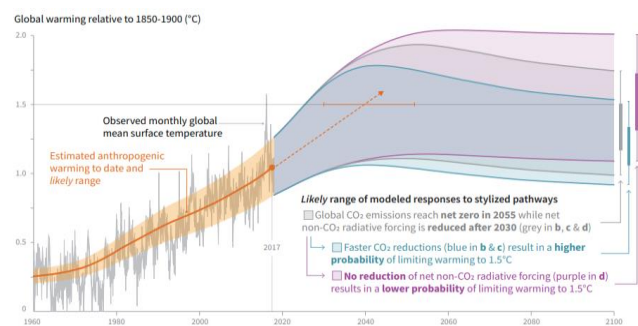


Fig 1. Source IPCC, 2018

El hidrógeno se presenta como un buen portador de energía y es probablemente la mejor opción para descarbonizar ciertas industrias difíciles de abatir, como la producción de acero y la fabricación de cemento. El hidrógeno tiene excelentes propiedades; buena densidad de energía por masa pero no por volumen (en comparación con otros combustibles fósiles comunes, a menos que esté licuado), tiene un alto rango de inflamabilidad (4%-75% en el aire, más que otros combustibles fósiles comunes) y una energía de ignición bastante baja (<0,02 mJoules) [3], y la densidad más baja de todos los gases, junto con una fuerte tendencia a ir hacia arriba si no se contiene. Esto es beneficioso para el uso de energía, pero presenta riesgos y desafíos de seguridad en su producción, transporte, almacenamiento y uso. “La demanda mundial de hidrógeno alcanzó los 97 Mt en 2023, un aumento del 2,5% en comparación con 2022. La demanda sigue concentrándose en el sector de refinación y químico, y se cubre principalmente con hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles sin disminuir. Como en años anteriores, el hidrógeno de bajas emisiones jugó solo un papel marginal, con una producción de menos de 1 Mt en 2023”. [2] como se muestra en la **Fig 2**.

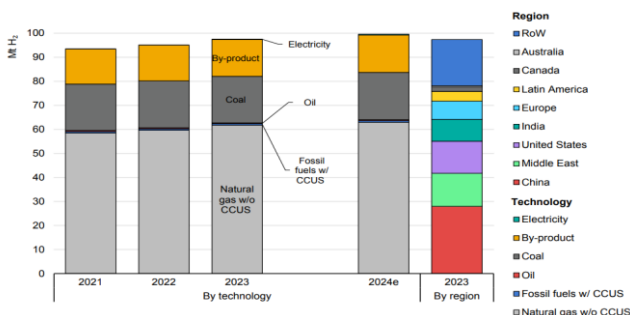


Fig 2 Hydrogen production sources, IEA (2024), Global Hydrogen Review 2024, (Fig 3.1).

Este artículo se centra en analizar el estado del conocimiento sobre la gestión de la integridad de los activos de hidrógeno para la producción, el transporte y el almacenamiento, como los nuevos ductos de transporte reconvertidos o reutilizados y los ductos de gas “blending”. También explora sus mecanismos de daño específicos y las incertidumbres que persisten en el debate en curso sobre los efectos reales del hidrógeno en diferentes

activos y el impacto del hidrógeno en las amenazas residentes y dependientes del tiempo.

I. Desafíos de integridad en la producción de hidrógeno.

Existen diferentes formas de producir el hidrógeno necesario para la industria y la transición energética. El método más conocido es el reformado de metano con vapor (SMR), que incluye el ATR y la gasificación de carbón, lo que implica un alto uso de agua (en forma de vapor) en el proceso y da como resultado la producción de CO₂ como subproducto. Este hidrógeno, producido en refinerías (mediante SMR), se utiliza principalmente para fines internos, como el hidrotratamiento de diversas corrientes de refinería y el hidrocraqueo de productos pesados, para la industria química, el procesamiento industrial y como combustible en fase licuada para cohetes, la industria de semiconductores y combustibles para automóviles de pila combustible. [4] Esto se conoce ampliamente como hidrógeno gris, y una variación del mismo es llamada hidrógeno azul (cuando está asociado con la captura, utilización y almacenamiento de dióxido de carbono CCS o CCUS). Existen diferentes riesgos asociados a estos procesos, más allá de los relacionados con la integridad, que son bien conocidos en la industria, tales como: ataque de hidrógeno a alta temperatura, fragilización por hidrógeno, ruptura por fluencia/esfuerzo, corrosión bajo tensión, corrosión por CO₂, corrosión por amoníaco y otros que se detallarán más adelante en este documento y en la **Fig 3**.

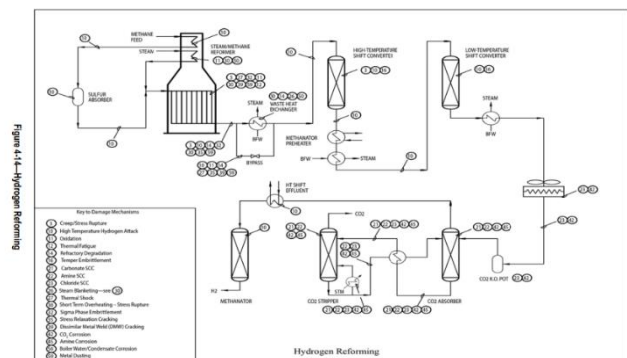


Fig 3 Steam Methane Reforming, source API 571 (Fig 4.14).

Se han estudiado y definido diferentes tipos de daño causados por hidrógeno, siendo la forma más reconocida el mecanismo denominado fragilización por hidrógeno (HE) en materiales metálicos, especialmente en activos industriales construidos con materiales como el acero al carbono. Existen, además, diversas definiciones para este tipo de susceptibilidad. La API 571 [3] define la fragilización por hidrógeno (HE) como *"la pérdida de resistencia, ductilidad y/o tenacidad a la fractura de materiales susceptibles debido a la penetración y difusión de hidrógeno atómico. La HE puede provocar agrietamiento frágil y puede ocurrir durante la fabricación, la soldadura o en servicios que cargan hidrógeno en el metal"*. [3]

La API 571 también menciona algunas fuentes de hidrógeno, como: el proceso de soldadura, las reacciones de corrosión (a veces relacionadas con el daño por ácido HF y/o H₂S húmedo), el servicio a alta temperatura [>400 °F (205 °C)], la limpieza y el decapado en soluciones ácidas, la fabricación y la protección catódica.

Además de lo anterior, y teniendo en cuenta que la API 571 [3] es la norma enfocada en los mecanismos de daño que afectan a los equipos fijos en la industria de refinación (aunque algunos de estos mecanismos no estén completamente descritos para otros tipos de activos fijos, como las tuberías de hidrógeno), la API 571 agrega una lista de mecanismos de daño relacionados con la exposición al hidrógeno, tales como:

- Ampollamiento por hidrógeno
- Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)
- Agrietamiento inducido por hidrógeno orientado al esfuerzo (SOHIC)
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC)

Aunque los mecanismos de daño en el proceso de refinación para producir hidrógeno gris y azul son bien entendidos, la producción de hidrógeno descarbonizado (hidrógeno verde) implica adoptar el proceso de electrólisis del agua en la industria.

"El hidrógeno verde es el tipo de hidrógeno limpio más eficiente en cuanto a consumo de agua. Se ha encontrado que, en promedio, la electrólisis con membrana de intercambio protónico (PEM) tiene la menor intensidad de consumo de agua, aproximadamente 17.5 litros por kilogramo de hidrógeno (L/kg). La electrólisis alcalina sigue a la electrólisis PEM, con una intensidad de consumo de agua de 22.3 L/kg. Esto se compara con la reforma de metano con captura, utilización y almacenamiento de carbono (SMR-CCUS), que tiene una intensidad de consumo de agua de 32.2 L/kg, y la reforma autotérmica (ATR)-CCUS, con 24.2 L/kg" [4]. Es evidente que existen diferentes tipos de daño producido por el hidrógeno en contacto con el acero (el material más común en la producción de hidrógeno). Como se mencionó anteriormente, asociado a este proceso hay incertidumbre sobre qué tipo de mecanismos de daño afectará los materiales asociados a los electrolizadores y los activos conectados en el proceso.

I. Desafíos de integridad en Transporte de Hidrógeno.

ASME B31.12, el código actualmente aplicable al diseño y construcción de tuberías de transporte y tuberías de proceso que manejan hidrógeno gaseoso y de mezclas, como también tuberías de proceso de hidrógeno líquido, define la fragilización por hidrógeno (HE) como: *"la pérdida de ductilidad de un metal resultante de la absorción de hidrógeno"* [5].

ASME B31.12 [5] es un código creado para este propósito en 2008, con la versión más reciente publicada en 2019. Por otro lado, existe un documento técnico de la Asociación Europea de Gases Industriales (EIGA) para sistemas de tuberías metálicas de transmisión y distribución que transportan hidrógeno puro y mezclas de hidrógeno (sistemas de tuberías que transportan hidrógeno) [6]. Ambos se centran en tuberías de corto recorrido, bajas presiones y diámetros pequeños, generalmente inferiores a 18 pulgadas. ASME B31.12 [5] ofrece dos métodos diferentes

para reutilizar tuberías de otros servicios, como el gas natural (principalmente metano). La opción A es un método de diseño prescriptivo basado en los datos CVN del material, mientras que la opción B es un método de diseño basado en el comportamiento del material, apoyado en el análisis de la mecánica de fracturas, que hace referencia a la Sección VIII, División 3 de ASME BPVC (un código para la construcción de recipientes presurizados, no para tuberías), y al Artículo KD-10, con una aplicabilidad limitada a la red de tuberías existente y restricciones en la presión de diseño y/o la presión máxima permitida de operación (MAOP), relacionada con la tensión mínima de fluencia (SMYS), que puede llegar ser limitada hasta el 40% si no se aplica ninguna de las dos opciones.

Estas metodologías son difíciles de aplicar, como lo señalan Galon Neil et al. en su informe: “ASME B31.12 [5] es de difícil aplicabilidad en la práctica para la reutilización de tuberías, especialmente cuando se consideran los defectos y daños históricos, y no incorpora los últimos avances en investigación con aplicaciones específicas en Europa” [5] [7]. Por otro lado, en el transporte de hidrógeno (por ductos), estos son más susceptibles a la fragilización por hidrógeno que otros mecanismos de ataque por hidrógeno, lo que también podría afectar las propiedades mecánicas. Esto se ha estudiado por su efecto en la red de ductos de hidrógeno “Alrededor de 5 000 km [9] de ductos de hidrógeno ya están en operación en todo el mundo, principalmente en Estados Unidos y Europa. Estos ductos son relativamente pequeños, con diámetros de menos de 18 pulgadas, conectan refinerías y complejos químicos, operan bajo cargas estáticas y todos en tierra firme.” [2]).

Otra opción que están adoptando algunos países es mezclar H₂ con gas natural, los proyectos de “blending” de hidrógeno en la red de transporte y distribución de gas están entrando en operación en todo el mundo y reportan un bajo porcentaje en la variación de la relación Hidrógeno-Gas Natural en volumen (2-30% Vol de H₂/NG) basado en el Índice de Wobbe y presencia de anomalías debido

a la interacción Hidrógeno-Metal (además, diferentes formas de ataque del hidrógeno al metal y otros materiales se reportan en el Proyecto EPRG 221/2020 por el Grupo Europeo de Investigación de Oleoductos (EPRG) creado para una revisión del mecanismo de ataque del Hidrógeno. [7]

En tuberías submarinas, la experiencia y el conocimiento con el hidrógeno en tuberías, como lo informa Helgaker et. al “se limita a presiones moderadas bajas (<100 Bar), acero de bajo grado, distancias cortas, diámetros pequeños y baja relación de presión (<50% de SMYS) y se limita a tuberías con costura soldada longitudinal o espiral. Sin embargo, las tuberías de hidrógeno marinas proyectadas serán de mayor presión (>100 Bar), acero de mayor grado, distancias largas, diámetros mayores y mayor relación de presión (>50% de SMYS) y tuberías sujetas a otros modos de carga y posibles cargas accidentales”. [8]

I. Cambios en los códigos de tuberías de transporte y de proceso de hidrógeno y mejoras en la tecnología de inspección de integridad.

La Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos - ASME ha decidido incorporar el diseño y la reutilización “repurposing” de tuberías de hidrógeno en la próxima edición de 2026 de ASME B31.8 [9] para tuberías (actualmente, el código para sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas); además, existen otras normas adoptadas en diferentes países [9] [10] y ASME B31.3 para tuberías, se propone agregar un nuevo capítulo XI (que cubra los requisitos específicos para tuberías de hidrógeno) que integre los requisitos relevantes de ASME B31.12. [5] impulsado por el proyecto internacional PR337-23115-R01 del Consejo de Investigación de Tuberías (PRCI) denominado “Requisitos de ingeniería de consenso para tuberías en servicio de hidrógeno y mezcla “blending” de hidrógeno”. [6] Para los ductos offshore, el proyecto industrial conjunto H₂Pipe JIP está desarrollando Prácticas Recomendadas (PR) para el diseño, la

construcción y la operación de ductos offshore de hidrógeno desde 2021 y para la recalificación de ductos offshore. [9]

ROSEN ha apoyado los proyectos de grupos de diferentes asociaciones como PRCI, EPRG y ASME para cambiar y desarrollar la próxima generación del estándar industrial para tuberías de hidrógeno y ha desarrollado una metodología para la adaptación al uso de un enfoque basado en la reutilización “repurposing”. Este enfoque está basado en el riesgo y en evidencia de ingeniería; el enfoque se resume en la Figura 4.

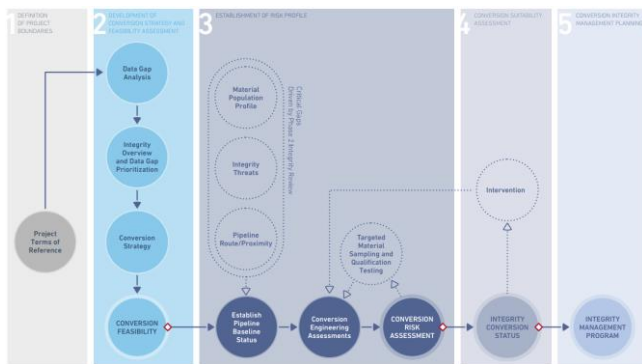


Fig 4. ROSEN Hydrogen Roadmap.

Asimismo, el transporte de CO₂ y amoníaco presenta retos adicionales relacionados con la corrosión y la necesidad de materiales más resistentes o sistemas de monitoreo más sofisticados. Sin embargo, una buena planificación en la reutilización de tuberías existentes o el diseño de nuevos activos de redes de producción y transporte para nuevos combustibles, además, como lo reporta el Pipeline Operators Forum (POF), el desarrollo de nuevas tecnologías de inspección con TRL más bajas que las tecnologías utilizadas en la Inspección en Línea de Gas Natural (ILI) para detectar y reportar anomalías de integridad y/o roscas como corrosión interna/externa, fatiga HE, Geoamenazas y daños de terceros, puntos duros, identificación del grado de tubería, etc. [6] como se muestra en Fig 5.

Degradation / Threat	Morphology / Appearance	ILI technology	TRL ¹ for NG	TRL ¹ for H ₂
Internal and/or external corrosion	Metal loss - general and circumferential	Axial MFL	9	6-9
Internal and/or external corrosion	Metal loss - general and axial	Circumferential MFL	9	2-6
Internal and/or external corrosion	Metal loss	Liquid coupled UT	n/a	n/a
Internal and/or external corrosion	Metal loss	Gas coupled resonance UT	9	2
HE fatigue	Axial planar anomalies (Int+Ext)	Liquid coupled UT	n/a	n/a
HE fatigue	Axial planar anomalies (Int+Ext)	EMAT	9	2-6
HE fatigue	Circumferential planar anomalies (Int+Ext)	Liquid coupled UT	n/a	n/a
HE fatigue	Axial planar anomalies (Int+Ext)	Gas coupled Lamb waves	7	2
HE fatigue	Surface breaking planar anomalies (Int)	Eddy Current (EC)	4	2
HE fatigue	Laminations	Liquid coupled UT	n/a	n/a
Geohazard	Bending strain	EM Geometry + IMU	9	3-7
Geohazard	Axial strain	EC based stress measurement	9	2-3
Geohazard	Circumferential planar anomalies (Int+Ext)	Liquid coupled UT	n/a	n/a
Third party damage	Dents	EM Geometry	9	3-7
Third party damage	Dents	Liquid coupled UT Geo	n/a	n/a
Third party damage	Gouges	Geometry+ MFL	9	3-7
Pipe material	Hard spots	EM and/or low-field MFL	9	3-7
Pipe material	Pipe grade	MFL and/or low-field MFL	9	3-7

¹ TRL levels as per table 3; n/a is not applicable.

Fig 5. TRL tecnologías de inspección en línea.

El Foro de operadores de tuberías-POF En el informe sobre el hidrógeno se afirma: “Aunque el hidrógeno se transportará como gas, los requisitos de inspección pueden ser diferentes para las líneas que se van a convertir a hidrógeno y/o las líneas que ya están en servicio con hidrógeno en comparación con el gas natural. Se sabe que el hidrógeno puede afectar las propiedades de las tuberías de acero al carbono. Las siguientes propiedades del material pueden verse afectadas:

- *Resistencia a la fatiga.* Se sabe, y experimentos recientes lo han confirmado, que las grietas en el acero al carbono pueden crecer hasta 10 veces más rápido cuando el acero se expone a un entorno de hidrógeno.
- *Tenacidad a la fractura.* Se ha observado una reducción del orden del 50 % para el acero al carbono expuesto a un entorno de hidrógeno.
- *Ductilidad.* Se ha observado una reducción de hasta el 50 % entre la resistencia máxima a la tracción (UTS) y la fractura para el acero al carbono expuesto a un entorno de hidrógeno. Esto puede afectar la evaluación de la aptitud para el servicio de la pérdida de metal y las deformaciones (abolladuras)”. [10]

Como se mencionó anteriormente, existen preocupaciones sobre amenazas específicas; sin embargo, la interacción de diversas anomalías también afectará las tuberías de transporte de hidrógeno. Se consideran amenazas dependientes del tiempo, como la pérdida de metal, que se debe principalmente a factores externos. Por lo tanto, se requerirán inspecciones para identificar estos modos de daño en las tuberías de hidrógeno, aunque no son más susceptibles a la corrosión

externa que otros ductos de transporte de gas o petróleo.

Se espera que se utilicen varias tecnologías ILI para inspecciones internas, incluidas MFL (fuga de flujo magnético) y pruebas ultrasónicas con acoplante líquido (UT). Las herramientas de UT podrían usarse durante la etapa de reutilización “repurposing” antes de introducir el hidrógeno, pero requieren el uso de agua como acoplante, junto con medidas adicionales de protección contra la corrosión para evitar que el agua permanezca dentro del conducto. La resonancia UT acoplada a gas será útil solo en conductos de gas si la presión es suficientemente alta (>50 bar). La presión MOP de tuberías de hidrógeno aún se está discutiendo para cada Sistema y cada operador, pero se espera que sea más alta que en los conductos de gas.

En el caso de las anomalías planares, se espera que la principal preocupación debido al ataque del hidrógeno se resuelva utilizando estas tecnologías Inspección en línea ILI. El UT acoplado a líquido puede detectar grietas, y el UT acoplado a líquido de alta resolución puede detectar laminaciones (aunque esto solo es posible antes de que se introduzca el hidrógeno, durante la etapa de reutilización y con las mismas precauciones para evitar que quede agua en el interior). El EMAT (transductor acústico electromagnético) puede ser la tecnología con mayor proyección y la más confiable para la detección de grietas en tuberías de hidrógeno. Se están realizando nuevos desarrollos.

Además de otras amenazas, también se debe considerar la deformación, incluida la tensión axial y de flexión. La deformación se puede medir utilizando calbradores o herramientas ILI ultrasónicas (UT). La tensión de flexión se puede evaluar con una unidad de medición inercial (IMU), mientras que la tensión axial se puede detectar mediante tecnología de corrientes parásitas.

Es más probable que los puntos duros “Hard Spots” inicien grietas en las tuberías de hidrógeno,

que luego pueden progresar hasta el crecimiento de grietas por fatiga.

Las propiedades mecánicas, como el límite elástico y la resistencia a la tracción, están vinculadas a propiedades electromagnéticas como la permeabilidad. Al calibrar y analizar las respuestas de los sensores magnéticos o de corrientes parásitas, estas señales electromagnéticas se pueden correlacionar con las propiedades mecánicas. Además, los avances recientes en las tecnologías de pruebas no destructivas (NDT) permiten la medición in situ de la dureza, la resistencia, la ductilidad y la tenacidad a la fractura.

En las herramientas ILI, uno de los desafíos es seleccionar materiales resistentes al hidrógeno para sensores, imanes y otros componentes, ya que el hidrógeno no solo afecta las propiedades del material del acero al carbono de las tuberías, sino que también puede afectar las propiedades de los materiales utilizados en las herramientas ILI. Por lo tanto, diseñar una herramienta ILI compatible con el hidrógeno requiere una selección cuidadosa de los materiales para sus diversos componentes, incluidos, entre otros, sellos, acero de alta resistencia, materiales compuestos, revestimientos de cables, imanes, cerámica, espaciadores, copas y sensores. Este proceso aún está en desarrollo.

Otro desafío es garantizar la seguridad durante las actividades de lanzamiento y recepción de las herramientas ILI y, al mismo tiempo, obtener datos de alta calidad a velocidades de desplazamiento más altas que en tuberías de transporte de gas.

I. Comentarios Finales.

El hidrógeno se ha convertido en un fluido de interés para la transformación energética y para la gestión de activos e integridad. Con el aumento de proyectos anunciados a nivel mundial para la construcción de nuevas plantas de producción de hidrógeno, de tuberías y redes de transporte de hidrógeno, así como para la reutilización o “repurposing” de tuberías de gas y otras para de

transporte de “blending” hidrógeno/Gas, la industria se enfrenta al desafío de comprender los retos relacionados con la integridad de los activos de producción y transporte de hidrógeno, en el contexto de la transición hacia una nueva matriz energética con emisiones cero netas, la industria enfrenta el desafío de comprender los retos relacionados con la integridad de los activos de producción y transporte de hidrógeno. Esto implica, además, una mayor investigación y desarrollo en la adaptación de las tecnologías de inspección, la selección de materiales resistentes al ataque por hidrógeno, y la actualización de los estándares industriales para el diseño, la construcción y la gestión de la integridad de estos activos.

Bibliography

- [1] "IEA (2023), Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>, Licence: CC BY 4.0," 2023.
- [2] IEA, "IEA (2024), Global Hydrogen Review 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>, Licence: CC BY 4.0," 2024.
- [3] American Petroleum Institute, API Recommended Practice 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 2020.
- [4] IRENA, IRENA and Bluerisk (2023), Water for hydrogen production, International Renewable Energy Agency, Bluerisk, Abu Dhabi, United Arab Emirates., Abu Dhabi, United Arab Emirates.: IRENA, 2023.
- [5] ASME, ASME B31.12. Hydrogen Piping and Pipelines, ASME Code for Pressure Piping B31., 2019: The American Society of Mechanical Engineers..
- [6] PRCI, PR337-23115-R01 Consensus Engineering Requirements for Pipelines in Hydrogen and Hydrogen Blend Service, PRCI, 2024.
- [7] EPRG, EPRG Hydrogen Pipelines Integrity Management and Repurposing Guideline Rev1, 2023.
- [8] S. B. S. ,. L. C. E. Ø. Jan Fredrik Helgaker1, "Safety Considerations Offshore," in *Proceedings of the 2024 Pipeline Technology Conference (ISSN 2510-6716)*., Berlin, 2024.
- [9] "ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems," 2019.
- [10] CSA, "CSA Z662 Oil and Gas Pipeline Systems," June 2019.
- [11] Z. S. A. 2885.1, "Pipelines - Gas and Liquid Petroleum," 2018.
- [12] DNV, DNV-SE-0657 Re-qualification of pipeline systems for transport of hydrogen and carbon dioxide, DNV, 2023.
- [13] P. O. F. POF, POF 520 -In-line inspection tool readiness for hydrogen pipelines (White paper), 2023.
- [14] ASME, "ASME B31.3 Process Piping Guide," 2022.

Hoja de Vida

Ingeniero Metalúrgico con más de 12 años de experiencia en gestión de integridad, corrosión y riesgos, PIMS/AIMS, habiendo tenido la oportunidad de trabajar en las diferentes etapas del ciclo de integridad de activos; ductos, instalaciones y refinerías. Maestría (MSc.) y diploma de posgrado en gestión de integridad y corrosión, actualmente cursando Maestría interuniversitaria en Tecnologías del Hidrógeno (UPC-Barcelona, España). Además, Diploma de posgrado en sistemas de gestión QHSE, Certificado como (NACE/AMPP) PCIM Technologist (Pipeline Corrosion and Integrity Management), (NACE/AMPP) Certified Senior Internal Corrosion Technologist, Inspector Autorizado API 570 para Tuberías de Proceso, Inspector Autorizado API 510 para Recipientes a Presión, Profesional Autorizado RBI API 580, algunas certificaciones ROSEN Nivel 3 (ANAB) en el “Pipeline Integrity Engineer Certification Scheme” sobre integridad de ductos.

Nombre del autor(es) Andrés Molina

2. Teléfono: 3105806072

a. Residencia: Bogotá

b. Oficina: Autopista Medellín KM 3.5

250017 COTA · Colombia

c. Celular: 3105806072

3. Dirección del autor(es)

- a. Residencia Bogotá
- b. Oficina NA
- c. E. mail: amolina@rosen-group.com
- d. Ciudad Bogotá
- e. País Colombia.