

Metodología para la Generación de Hidrógeno In Situ en un Campo Productor de Hidrocarburos

Andrea Camila Camargo Saumeth

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Cesar Augusto Pineda Gómez

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

A mis padres, Yolima y Pedro, por ser mi mayor ejemplo de esfuerzo y amor incondicional.

Gracias por su apoyo en cada paso que he dado. Esta meta es tan suya como mía.

A mi hermano Pedro David y a mi tía Yamile, por recordarme lo que significa la unión y el cariño incondicional. Este logro es también para ustedes, por estar siempre a mi lado.

A Mariangel, que espero inspirar a creer en sus sueños. Que este sea un pequeño ejemplo de que, con esfuerzo y pasión, puedes alcanzar todo lo que te propongas.

### **Agradecimientos**

A mis hijos Migue, Rei, Danna y Kath, por estar ahí en cada momento, con su apoyo incondicional, risas y motivación; por ser esos pocos con quienes comparto silencios cómodos y conversaciones sinceras. Gracias por hacer este camino mucho más llevadero y especial.

A mi director de tesis, el ingeniero César Pineda, por creer en mí y guiarme con su experiencia. A mis evaluadores, los ingenieros Erik Montes y Adan León, por su valiosa retroalimentación y guía.

Al capítulo estudiantil SPE UIS, con quienes viví experiencias inolvidables y aprendí habilidades que llevaré conmigo siempre. Gracias por todo lo que me enseñaron y por ser parte de mi crecimiento.

Al Grupo de Investigación en Planeamiento Energético Galileo. Gracias por el trabajo en equipo y el conocimiento compartido.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Industrial de Santander, por brindarme las herramientas y el espacio para crecer académica y personalmente. Esta formación es la esencia de lo que soy hoy.

## Tabla de Contenido

|   | Pág. |
|---|------|
| Introducción .....  | 12   |
| 1. Objetivos.....   | 15   |
| 1.1. Objetivo General.....                                      | 15   |
| 1.2. Objetivos Específicos .....                                | 15   |
| 2. Producción de Hidrógeno .....                                | 16   |
| 2.1. Propiedades Físicoquímicas del Hidrógeno .....             | 16   |
| 2.2. Clasificación del Hidrógeno Por Código de Colores.....     | 18   |
| 2.3. Hidrógeno Natural .....                                    | 19   |
| 2.4. Producción de Hidrógeno a Partir de Hidrocarburos.....     | 21   |
| 2.4.1. Pirólisis de Hidrocarburos .....                         | 22   |
| 2.4.2. Reformado de Hidrocarburos .....                         | 25   |
| 2.4.2.1. Reformado de Metano con Vapor. ....                    | 26   |
| 2.4.2.2. Oxidación Parcial. ....                                | 28   |
| 2.4.2.3. Reformado Autotérmico. ....                            | 29   |
| 2.4.3. Producción de Hidrógeno en el Subsuelo .....             | 31   |
| 2.4.3.1. Antecedentes.....                                      | 31   |
| 2.4.3.2. Combustión In Situ.....                                | 34   |
| 2.4.3.3. Gasificación In Situ. ....                             | 36   |
| 3. Metodología para la Producción In Situ de Hidrógeno. ....    | 38   |
| 3.1. Selección del Yacimiento .....                             | 38   |
| 3.2. Calentamiento del Yacimiento .....                         | 40   |
| 3.3. Reacciones de gasificación, REAG y Acuatermolisis.....     | 42   |
| 3.4. Membrana Permeable al Hidrógeno .....                      | 43   |
| 3.5. Nuevo Ciclo.....   | 44   |
| 3.6. Recopilación del Proceso de Producción de Hidrógeno.....   | 45   |
| 3.7. Consideraciones para la Producción de H <sub>2</sub> ..... | 46   |
| 4. Almacenamiento, Transporte y Distribución.....               | 47   |
| 4.1. Almacenamiento y Compresión .....                          | 48   |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 4.1.1.   | Almacenamiento Físico.....  | 49 |
| 4.1.1.1. | Subterráneo.....  | 49 |
| 4.1.1.2. | Hidrógeno Comprimido.....   | 51 |
| 4.1.1.3. | Hidrógeno Líquido. ....   | 52 |
| 4.1.1.4. | Hidrógeno Crio-Comprimido. ....                                   | 53 |
| 4.1.2.   | Almacenamiento en Materiales.....                                 | 54 |
| 4.1.2.1. | Adsorción Física.....   | 55 |
| 4.1.2.2. | Adsorción Química.....  | 56 |
| 4.2.     | Transporte y Distribución.....                                    | 56 |
| 4.2.1.   | Marítimo.....   | 57 |
| 4.2.2.   | Terrestre.....  | 60 |
| 4.2.3.   | Gasoductos.....   | 60 |
| 4.2.3.1. | Inyección de hidrógeno en la red de gas natural. ....             | 61 |
| 5.       | Utilización del Hidrógeno.....                                    | 64 |
| 6.       | Análisis Metodología para la Generación de Hidrógeno In Situ..... | 65 |
| 6.1.     | Caso de Estudio.....  | 66 |
| 6.2.     | Análisis de Ciclo de Vida.....                                    | 71 |
| 6.2.1.   | Fase 1: Objetivo y Alcance.....                                   | 72 |
| 6.2.2.   | Fase 2: Inventario del Ciclo de Vida.....                         | 72 |
| 6.2.3.   | Fase 3: Evaluación.....   | 74 |
| 6.2.4.   | Fase 4: Interpretación.....                                       | 75 |
| 6.3.     | Análisis Económico.....   | 77 |
| 6.4.     | Matriz DOFA.....  | 79 |
| 6.4.1.   | Debilidades.....  | 80 |
| 6.4.1.1. | Sistema.....  | 80 |
| 6.4.1.2. | Estimulación.....   | 81 |
| 6.4.1.3. | Escalamiento.....   | 81 |
| 6.4.2.   | Oportunidades.....  | 81 |
| 6.4.2.1. | Servicio.....   | 81 |
| 6.4.2.2. | Partes interesadas (stakeholders).....                            | 81 |
| 6.4.2.3. | Personal y Apoyo.....   | 81 |

|                                  |    |
|----------------------------------|----|
| 6.4.2.4. Sector .....            | 82 |
| 6.4.3. Fortalezas .....          | 82 |
| 6.4.3.1. Fuente .....            | 82 |
| 6.4.3.2. Seguridad .....         | 82 |
| 6.4.3.3. Estructura.....         | 83 |
| 6.4.3.4. Solución.....           | 83 |
| 6.4.4. Amenazas .....            | 83 |
| 6.4.4.1. Sostenibilidad .....    | 83 |
| 6.4.4.2. Estandarización.....    | 83 |
| 7. Conclusiones.....             | 84 |
| 8. Recomendaciones .....         | 86 |
| Referencias Bibliográficas ..... | 88 |

**Lista de Tablas**

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno. ....   | 16 |
| Tabla 2. Código de colores asignado al H <sub>2</sub> como energético según fuente de producción. ....  | 18 |
| Tabla 3. Comparación de métodos producción de H <sub>2</sub> por reformado de hidrocarburos.....        | 26 |
| Tabla 4. Ventajas y desventajas de la producción de H <sub>2</sub> por reformado de hidrocarburos. .... | 26 |
| Tabla 5. Rango de parámetros para simulación de CIS. ....   | 36 |
| Tabla 6. Directrices de selección de CIS basadas en información encontrada en la literatura. ....       | 39 |
| Tabla 7. Ventajas y desventajas de métodos de almacenamiento de H <sub>2</sub> .....                    | 48 |
| Tabla 8. Comparación de tecnologías de almacenamiento subterráneo de H <sub>2</sub> . ....              | 50 |
| Tabla 9. Categorización y comparación de tipos de tanques a presión. ....                               | 52 |
| Tabla 10. Ventajas y limitaciones del transporte de H <sub>2</sub> por gasoductos. ....                 | 61 |
| Tabla 11. Retos clave en el blending de H <sub>2</sub> . ....   | 62 |
| Tabla 12. Aplicaciones del H <sub>2</sub> en diferentes industrias. ....                                | 65 |
| Tabla 13. Propiedades del yacimiento consideradas en la simulación. ....                                | 66 |
| Tabla 14. Fases de producción y uso analizadas en los ACV revisados.....                                | 74 |
| Tabla 15. Impactos ambientales analizados en los ACV revisados.....                                     | 75 |
| Tabla 16. Principales conclusiones de los ACV revisados. ....   | 76 |
| Tabla 17. Resumen de costos, rentabilidad y condiciones de explotación del H <sub>2</sub> in situ. .... | 78 |
| Tabla 18. Matriz DOFA: Aspectos claves para la producción de hidrógeno .....                            | 84 |

### Lista de Figuras

|  | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Datos esenciales del hidrógeno. ....   | 18   |
| Figura 2. Comparación entre el sistema del hidrógeno y el sistema petrolífero.....             | 21   |
| Figura 3. Rutas claves para la producción de H <sub>2</sub> a partir de hidrocarburos.....     | 22   |
| Figura 4. Esquema del proceso de pirólisis del metano.....                                     | 24   |
| Figura 5. Clasificación de los procesos de pirólisis del metano. ....                          | 25   |
| Figura 6. Esquema del proceso de reformado de vapor.....                                       | 27   |
| Figura 7. Diagrama del proceso de oxidación parcial.....                                       | 28   |
| Figura 8. Diagrama del proceso de reformado autotérmico. ....                                  | 30   |
| Figura 9. Producción y separación de hidrógeno mediante combustión in situ.....                | 35   |
| Figura 10. Esquema de producción subterránea de hidrógeno. ....                                | 37   |
| Figura 11. Resumen de las reacciones de formación de hidrógeno a partir de hidrocarburos. .... | 41   |
| Figura 12. Características de una membrana de paladio-cobre permeable al hidrógeno.....        | 43   |
| Figura 13. Etapas del proceso de producción de hidrógeno in situ. ....                         | 45   |
| Figura 14. Sensibilidad de parámetros e interacciones en la generación de H <sub>2</sub> ..... | 46   |
| Figura 15. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.....                                     | 48   |
| Figura 16. Tecnologías de almacenamiento subterráneo de hidrógeno.....                         | 50   |
| Figura 17. Componentes de un tanque a presión para almacenamiento de H <sub>2</sub> . ....     | 51   |
| Figura 18. Transportadores de H <sub>2</sub> líquido. ....                                     | 53   |
| Figura 19. Preparación y almacenamiento de hidrógeno crio-comprimido.....                      | 54   |
| Figura 20. Principios del almacenamiento por adsorción física y química del hidrógeno. ....    | 55   |
| Figura 21. Impacto de la distancia en los costos de transporte de hidrógeno. ....              | 57   |

|   |    |
|---|----|
| Figura 22. Suiso Frontier – Buque de hidrógeno líquido (H <sub>2</sub> L). .....  | 58 |
| Figura 23. Esquema del proceso de regasificación del hidrógeno licuado. ....  | 59 |
| Figura 24. Remolque de hidrógeno a alta presión (45 MPa). ....  | 60 |
| Figura 25. Esquema de un sistema típico de mezcla de hidrógeno en redes de gas natural. ....                            | 63 |
| Figura 26. Aplicaciones maduras y emergentes del hidrógeno. ....  | 64 |
| Figura 27. Resultados simulación para un proceso cíclico con un pozo vertical único. ....                               | 67 |
| Figura 28. Distribución de temperatura en el plano vertical del pozo. ....  | 67 |
| Figura 29. Configuración de Pozo. Casos A, B y C. ....  | 68 |
| Figura 30. Comparación de Caudales de Inyección de O <sub>2</sub> y Producción de H <sub>2</sub> : Casos A, B y C. .... | 69 |
| Figura 31. Distribución de temperatura en los pozos: Caso A. ....   | 70 |
| Figura 32. Esquema de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV). ....   | 71 |
| Figura 33. Límites del sistema para aplicación de la metodología ACV. ....  | 73 |
| Figura 34. Enfoque 18S. ....  | 80 |

## Resumen

**Título:** Metodología para la Generación de Hidrógeno In Situ en un Campo Productor de Hidrocarburos \*

**Autor:** Andrea Camila Camargo Saumeth \*\*

**Palabras Clave:** Hidrógeno, Producción Subterránea, Yacimientos Petrolíferos, Almacenamiento, Transporte, Matriz DOFA, Análisis Ciclo de Vida

### Descripción:

El desarrollo de estrategias para la producción y uso del hidrógeno ha avanzado en los últimos años, impulsado por la necesidad de alcanzar el objetivo de emisiones netas cero de gases de efecto invernadero para 2050. En este sentido, se requieren grandes inversiones no solo en nuevas instalaciones para el suministro de energía renovable y baja en carbono, sino también en la reutilización gradual de importantes activos de combustibles fósiles existentes. La conversión de los yacimientos de hidrocarburos depletados en sistemas subterráneos de producción de energía, accesibles mediante la infraestructura de pozos disponible, ofrece una vía prometedora para aprovechar estos activos en un futuro energético de bajas emisiones de carbono. En este proceso, el hidrógeno puede extraerse de la boca del pozo, mientras que otros gases, como el CO<sub>2</sub>, permanecen en el yacimiento. Para alcanzar esta eficiencia en la extracción, se utiliza una membrana selectiva instalada en el fondo del pozo que permite separar el hidrógeno de los demás gases, de modo que solo este suba a la superficie, asegurando una extracción limpia del gas generado en el yacimiento.

En este contexto, el presente documento revisa la bibliografía reciente relacionada con la producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos. El estudio se centra en tres aspectos principales: primero, se describen en detalle las tecnologías de producción de H<sub>2</sub>, haciendo énfasis en la producción en el subsuelo. Segundo, se abordan los aspectos claves relacionados con el almacenamiento, transporte, distribución y uso del hidrógeno. Finalmente, se analizan las tecnologías in situ, empleando metodologías de análisis de ciclo de vida, evaluación económica y una matriz DOFA que evalúa las oportunidades y desafíos de estas tecnologías.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Cesar Augusto Pineda Gómez. Ingeniero de Petróleos.

**Abstract**

**Title:** Methodology for In Situ Hydrogen Generation in a Hydrocarbon Producing Field \*

**Author(s):** Andrea Camila Camargo Saumeth<sup>1</sup>

**Key Words:** Hydrogen, Subsurface Production, Oilfields, Storage, Transportation, Lifecycle Assessment, SWOT Matrix.

**Description:**

The development of strategies for hydrogen production and use has advanced in recent years, driven by the need to achieve the goal of net zero greenhouse gas emissions by 2050. This requires major investments not only in new infrastructure for renewable and low-carbon energy supply, but also in the gradual reuse of existing major fossil fuel assets. The conversion of depleted hydrocarbon reservoirs into underground energy conversion systems, accessible through available well infrastructure, offers a promising avenue for harnessing these assets for a low-carbon energy future. In this process, hydrogen can be extracted from the wellhead, while other gases, such as CO<sub>2</sub>, remain in the reservoir. To achieve this extraction efficiency, a selective membrane installed at the bottom of the well is used to separate hydrogen from other gases, ensuring that only hydrogen rises to the surface, thereby guaranteeing a clean extraction of the gas generated in the reservoir.

In this context, this paper reviews the recent literature related to hydrogen production from hydrocarbons. The study focuses on three main aspects: first, H<sub>2</sub> production technologies are described in detail, with an emphasis on subsurface production. Second, key issues related to hydrogen storage, transport, distribution and use are addressed. Finally, on-site technologies are analyzed, using methodologies such as life cycle analysis, economic assessment and a SWOT matrix that evaluates the opportunities and challenges of these technologies.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup>Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Cesar Augusto Pineda Gómez. Petroleum Engineer.

## Introducción

Por su simplicidad estructural, el hidrógeno es el elemento más abundante del universo, presente masivamente en las estrellas y los planetas gaseosos. Sin embargo, en nuestro planeta se encuentra combinado con otros elementos, formando compuestos como el agua o como componente de la mayoría de moléculas orgánicas. Por este motivo, no es considerado una fuente de energía primaria como los combustibles fósiles o las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), sino que es un vector energético, es decir, un medio para almacenar y transportar energía, lo que requiere que para disponer de él sea necesario implementar tecnologías que sean capaces de separarlo de dichos compuestos de forma eficiente.

El uso del hidrógeno como vector energético tiene una larga historia que se remonta a hace más de 200 años, cuando se utilizó para alimentar los primeros motores de combustión interna. El hidrógeno impulsó globos y dirigibles en los siglos XVIII y XIX, además llevó a la humanidad a la Luna en los años sesenta con las misiones del Programa Apolo. Asimismo, ha contribuido a alimentar a una población mundial cada vez más numerosa gracias a su uso en la producción de fertilizantes y, ha sido parte integrante de la industria energética desde mediados del siglo XX, cuando su uso se generalizó en el refinado del petróleo (Agencia Internacional de la Energía, AIE, 2019).

El calentamiento global y el cambio climático se convirtieron en una preocupación mundial en la década de los 2000. Como consecuencia, se pusieron en marcha muchas iniciativas como el Acuerdo de París, el Protocolo de Kioto y la Enmienda de Kigali, cuyo objetivo es regular las emisiones de carbono a niveles controlados. A raíz de esto, Gunawardane (2024) refiere que muchos países han introducido nuevas políticas para cumplir con los objetivos de dichas iniciativas. Además, como alternativa a los combustibles fósiles ampliamente utilizados, las

energías renovables se introdujeron para reducir los niveles de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, dado el carácter intermitente de estas fuentes, las técnicas de almacenamiento de energía se convirtieron en un tema de gran interés a finales de los años 2000.

En este contexto, el hidrógeno se ha convertido en un elemento clave de esta transición por sus múltiples aplicaciones potenciales, como medio de almacenamiento de FNCER, combustible para el transporte y materia prima para procesos industriales. Según la investigación de Song et al. (2024), el uso de sistemas de almacenamiento de hidrógeno puede mejorar la seguridad y la estabilidad de la generación de energía renovable. Además, de acuerdo con el Financial Times (2024), un estudio inédito del Servicio Geológico de Estados Unidos estima que hay más de 5 billones de toneladas de hidrógeno natural (también conocido como hidrógeno dorado) bajo tierra en depósitos subterráneos de todo el mundo, de los cuales se podrían producir unas 500 millones de toneladas al año durante cientos de años. Esto ha influido en que la infraestructura y las tecnologías relacionadas con este vector estén experimentando nuevamente un rápido desarrollo.

En consecuencia, reconociendo su relevancia en la descarbonización de la industria de los hidrocarburos, muchas compañías petroleras han incorporado el hidrógeno a sus estrategias de desarrollo de energías limpias. Estas empresas, cabe resaltar, tienen ventajas únicas en el campo de la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles y están bien posicionadas para descarbonizar la industria petrolera y producir hidrógeno limpio y asequible. Esta industria ha acumulado una gran experiencia en geología de yacimientos, tratamiento de fluidos subterráneos y separación de gases mediante membranas. Asimismo, la infraestructura existente en forma de oleoductos y estaciones de servicio de gasolina sienta unas bases sólidas para construir un sistema eficiente de suministro de hidrógeno (Song et al., 2024). La transición energética también puede

asegurarse y acelerarse aprovechando las ventajas de la industria petrolera para la producción limpia de hidrógeno de una forma más económica y respetuosa con el medio ambiente.

Teniendo en cuenta lo anterior, es preciso impulsar la investigación sobre nuevos mecanismos y tecnologías para la aplicación del hidrógeno en los modelos energéticos. Por eso, el propósito de este proyecto es proponer una metodología conceptual para su producción in situ a partir de hidrocarburos, considerando que la infraestructura existente de pozos convencionales de petróleo puede aprovecharse para este fin y brindar una alternativa de desarrollo sostenible en pro de una economía baja en carbono.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo General**

Plantear una metodología para producir hidrógeno in situ a partir de un campo productor de hidrocarburos.

### **1.2. Objetivos Específicos**

- Realizar una revisión bibliográfica sobre modelos análogos de producción de hidrógeno in situ, teniendo como materia prima el crudo.
- Identificar alternativas tecnológicas para captar el hidrógeno y sus subproductos.
- Aplicar de manera conceptual la técnica más favorable de producción de hidrógeno en un campo petrolero.

## 2. Producción de Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más sencillo y ligero de la tabla periódica. Henry Cavendish lo descubrió en 1766, sin embargo, se produjo durante muchos años antes de ser reconocido como un elemento por derecho propio. La palabra hidrógeno proviene de las palabras griegas hydro, que significa "agua", y genos, que significa "generador". Antoine Lavoisier nombró el hidrógeno en 1783 (Zohuri, 2019). A continuación, se abordarán las características del hidrógeno, junto con sus métodos de producción haciendo enfoque en aquellos a partir de hidrocarburos.

### 2.1. Propiedades Físicoquímicas del Hidrógeno

A temperatura y presión normales, el hidrógeno es un gas diatómico incoloro, inodoro, insípido, no tóxico, no metálico y muy combustible, cuya fórmula molecular es  $H_2$ , su número atómico 1 y su peso atómico estándar es de 1,008 (Zohuri, 2019). Asimismo, tiene un elevado valor de energía por unidad de masa (densidad energética), mucho más que los combustibles tradicionales. Sin embargo, es un gas muy ligero, con una densidad de tan sólo  $0,09 \text{ kg/m}^3$ , lo que no permite almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable. Su compresión, licuación o transformación en otros combustibles requiere una energía adicional que debe ser tomada en cuenta en el balance energético (Morante et al., 2020). La Tabla 1, y la Figura 1 describen las propiedades fisicoquímicas y datos esenciales del hidrógeno respectivamente.

**Tabla 1.** Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno.

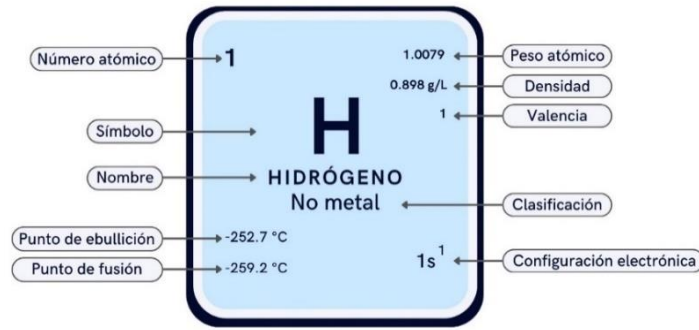
| Propiedad            | Valor             | Unidad             |
|----------------------|-------------------|--------------------|
| <b>Punto Crítico</b> |                   |                    |
| Temperatura crítica  | -240.18 / -400.32 | °C / °F            |
| Presión crítica      | 187.568           | psi                |
| Densidad crítica     | 30.77             | Kg.m <sup>-3</sup> |

|                                  |                          |                                       |
|----------------------------------|--------------------------|---------------------------------------|
| Factor de compresibilidad        | 0.304                    | -                                     |
| <b>Otras Propiedades</b>         |                          |                                       |
| Punto de ebullición              | -252.7 / -422.86         | °C / °F                               |
| Punto de fusión                  | -259.2 / -434.45         | °C / °F                               |
| Punto triple                     | -259.34 / -434.81        | °C / °F<br>(1.021 psi)                |
| Densidad (gas)                   | 0.08988                  | Kg.m <sup>-3</sup><br>(0°C, 14.7 psi) |
| Densidad (líquido)               | 70.85                    | Kg.m <sup>-3</sup>                    |
| Calor de vaporización            | 904                      | J.mol <sup>-1</sup>                   |
| Calor de fusión                  | (H <sub>2</sub> ) 0.117  | kJ.mol <sup>-1</sup>                  |
| Capacidad calorífica molar       | (H <sub>2</sub> ) 28.836 | J.mol <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>   |
| Nivel de referencia              | 2S <sub>1/2</sub>        | -                                     |
| Potencial de ionización          | 13.5984                  | eV                                    |
| Calor específico                 | 14.304                   | J/g K                                 |
| Estados de oxidación             | 1, -1                    | -                                     |
| Electronegatividad               | 2.20                     | (escala de Pauling)                   |
| Energías de ionización           | 1 <sup>ra</sup> : 1312.0 | kJ.mol <sup>-1</sup>                  |
| Radio covalente                  | 31 ± 5                   | pm                                    |
| Radio de Van der Waals           | 120                      | pm                                    |
| Estructura cristalina            | Hexagonal                | -                                     |
| Ordenación magnética             | Diamagnética             | -                                     |
| Conductividad térmica            | 0.1805                   | W.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>    |
| Densidad energética (masa)       | 120                      | MJ/kg                                 |
| Velocidad del sonido (gas, 27°C) | 1310                     | m/s                                   |
| Densidad energética (volumen)    | 10.8                     | MJ/Nm <sup>3</sup>                    |
| Índice de Wobbe                  | 11.29                    | kWh/Nm <sup>3</sup>                   |
| Número de registro CAS*          | 1333-74-0                | -                                     |

*Nota.* \*CAS Chemical Abstracts Service.

Modificado de: Helmenstine, A. M. (2020) y Bakhtyari et al. (2017, p. 3).

**Figura 1.** Datos esenciales del hidrógeno.



*Nota.* La imagen presenta el símbolo químico del hidrógeno (H) acompañado de sus principales propiedades físicas.

## 2.2. Clasificación del Hidrógeno Por Código de Colores

Como se mencionó previamente, el hidrógeno es un gas incoloro. Sin embargo, para evaluar el impacto ambiental en función al origen de producción, se definen y codifican por colores nueve tipos diferentes de hidrógeno, como se muestra en la Tabla 2. Los colores más claros, como el verde y el azul, suelen indicar procesos que generan hidrógeno con menores emisiones de GEI. Los colores más oscuros, como el gris, el marrón y el negro, indican procesos que producen hidrógeno con mayores emisiones y contaminantes (Epstein, 2021).

**Tabla 2.** Código de colores asignado al H<sub>2</sub> como energético según fuente de producción.

| Color         | Materia Prima          | Proceso para generarlo                            | Producto  | Emisión de GEI |
|---------------|------------------------|---|---|----------------|
| Marrón/Negro  | Carbón                 | Reformado o gasificación por vapor                | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> (liberado)                 | Alta           |
| Gris          | Gas Natural            | Reformado con vapor                               | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> (liberado)                 | Alta           |
| Azul          | Gas Natural            | Reformado con vapor                               | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> (% capturado y almacenado) | Baja           |
| Turquesa      | Gas Natural            | Pirólisis   | H <sub>2</sub> + C (sólido)                                 | Baja           |
| Rojo          | Energía Nuclear        | Separación catalítica                             | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>                            | Baja           |
| Morado/Rosado | Energía Nuclear        | Electrólisis                                      | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>                            | Baja           |
| Amarillo      | Energía Solar          | Electrólisis                                      | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>                            | Baja           |
| Verde         | Electricidad Renovable | Electrólisis                                      | H <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>                            | Muy Baja       |
| Blanco/Dorado | Procesos Geológicos    | Extracción directa del subsuelo a través de pozos | H <sub>2</sub> (no genera emisiones de CO <sub>2</sub> )    | Nula           |

*Nota.* Modificado de: Moretti y Webber (2021) y, Ricardo (2021).

De acuerdo con el estudio de PriceWaterhouseCoopers (s.f), el mundo avanza hacia la producción de hidrógeno verde, con el objetivo de cero emisiones en el futuro. Sin embargo, actualmente se considera un proceso costoso, lo que da lugar al uso predominante de hidrógeno marrón o gris. Según el informe de la AIE de 2023 sobre el futuro del hidrógeno, más del 99% de la producción mundial procede de combustibles fósiles, con alrededor del 62% procedente del gas natural sin Captura, Almacenamiento y Utilización de Carbono. El hidrógeno subproducto, que se produce en las refinerías y en la industria petroquímica durante el reformado de la nafta, y que a menudo se utiliza en otros procesos de refinería y conversión (por ejemplo, hidrocrackeo, desulfuración), representó el 16% de la producción mundial.

### **2.3. Hidrógeno Natural**

Diversos estudios han informado de la presencia de hidrógeno natural en diversos entornos subterráneos. Uno de ellos es el de Prinzhofer et al. (2018), quienes publicaron parte de los resultados de un caso en Malí, donde en 1987 se perforó un pozo para buscar agua, pero inesperadamente produjo importantes volúmenes de H<sub>2</sub>. En 2011 se inició un proyecto piloto en el que se obtuvo hidrógeno casi puro (más del 96%), el cual puede quemarse directamente en una turbina de gas y proveer energía sin carbono. Para tratar de determinar el tamaño de las reservas, otros pozos de los alrededores han sido perforados por Hydroma desde 2018, obteniendo flujos de H<sub>2</sub> en todos.

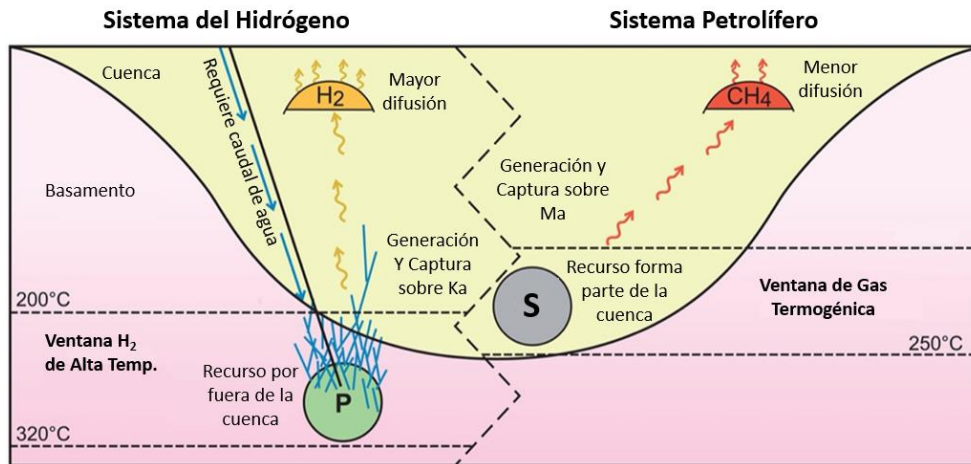
El comportamiento y el hábitat del hidrógeno natural no se han investigado bien; sin embargo, su extracción del subsuelo podría suponer un aumento significativo del suministro de este recurso, el cual también se puede producir con la ayuda de algunos microorganismos del subsuelo mediante fermentación, fijación del nitrógeno, oxidación anaeróbica del monóxido de carbono (CO) y oxidación de fosfatos (Salahshoor & Afzal, 2022).

Además, el hidrógeno se encuentra a menudo en sistemas geotérmicos subterráneos profundos, generado en los propios yacimientos o liberado del agua dentro de estos. Existen algunos estudios sobre técnicas potenciales para capturar selectivamente este hidrógeno y extraerlo a la superficie utilizando filtros de hidrógeno como membranas de aleación de paladio (Balta et al., 2010).

El coste asociado a la explotación de 1 kg de hidrógeno natural puede estimarse entre 2 y 10 veces inferior al coste del hidrógeno manufacturado, lo que hace que resulte bastante atractivo para el futuro del consumo energético (Prinzhofer et al., 2018). Sin embargo, en general, las estimaciones de las cantidades de hidrógeno que existen de forma natural en el subsuelo y la viabilidad comercial de su extracción son muy especulativas e inciertas.

El "Sistema del Hidrógeno" se presenta como un análogo del "Sistema Petrolífero" utilizado para comprender la generación y migración del petróleo (Jackson et al., 2023). Sin embargo, se destacan dos diferencias importantes (Figura 2):

- En el sistema de hidrógeno, la roca generadora (o protolito) suele estar situada en rocas del basamento y geológicamente separada de los sedimentos a través de los que migrará. La roca generadora de petróleo se encuentra dentro de la cuenca y el sistema de petróleo forma parte de la dinámica de la cuenca.
- La generación de hidrógeno por serpentinización puede considerarse geológicamente "instantánea". Los hidrocarburos se generan a partir de rocas generadoras de petróleo a lo largo de millones a decenas de millones de años.

**Figura 2.** Comparación entre el sistema del hidrógeno y el sistema petrolífero.

*Nota.* La imagen presenta una comparación de los sistemas de fluidos resaltando las diferencias en la naturaleza y la ubicación del recurso con respecto a la roca madre.

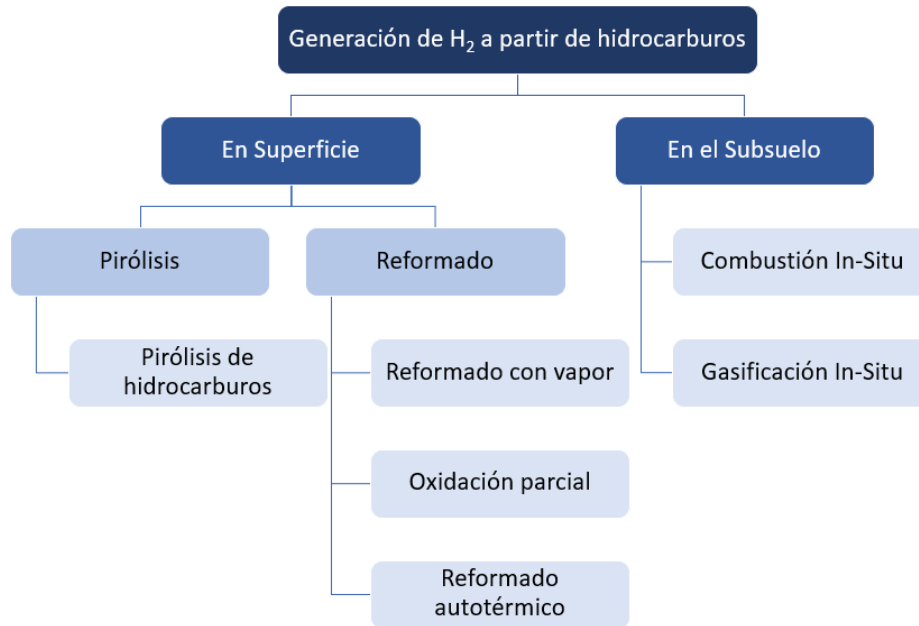
S, shale; P, protolito; Ka, kiloaños; Ma, megaaños. Modificado de: Jackson et al. (2023).

La acumulación de hidrógeno en los sedimentos podría constituir un reto técnico para comprender su mecanismo y supone un reto antes de que se comprenda plenamente el "Sistema del Hidrógeno". Sin embargo, al igual que en el caso de la producción de petróleo, se puede considerar que ya se ha demostrado claramente la existencia de acumulaciones naturales lo que abre una vía a su explotación industrial.

#### 2.4. Producción de Hidrógeno a Partir de Hidrocarburos

De las tecnologías disponibles para producir hidrógeno, esta sección se enfocará más detalladamente en aquellas a partir de combustibles fósiles, las cuales pueden ser ampliamente clasificadas en dos categorías (Figura 3). En las operaciones en superficie, el H<sub>2</sub> se obtiene mediante la refinación de hidrocarburos en hornos especializados o plantas de procesamiento. Por otro lado, las operaciones en el subsuelo dependen de procesos como la combustión y la gasificación in situ, que tienen lugar dentro de los yacimientos.

**Figura 3.** Rutas claves para la producción de H<sub>2</sub> a partir de hidrocarburos.



*Nota.* La imagen presenta un resumen gráfico de las rutas habituales de producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos. Modificado de: (Salahshoor & Afzal, 2022) y, (Okere & Sheng, 2023)

**2.4.1. Pirólisis de Hidrocarburos**

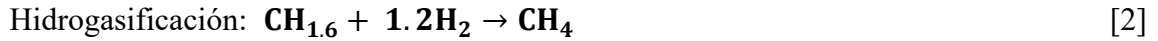
La pirólisis de hidrocarburos (CHs) es un proceso en el que la única fuente de hidrógeno es el propio hidrocarburo, que sufre una descomposición térmica en ausencia de oxígeno mediante la siguiente reacción general:



La descomposición térmica catalítica de hidrocarburos ligeros (con un intervalo de puntos de ebullición de 50-200 °C) conduce a la generación de carbono elemental dentro del hidrógeno, mientras que en el caso de la utilización de hidrocarburos más pesados (con un intervalo de puntos de ebullición superior a 350 °C), se aplica un procedimiento de dos pasos consistente en la hidrogasificación y el craqueo de metano para producir hidrógeno (Bakhtyari et al., 2017). En la

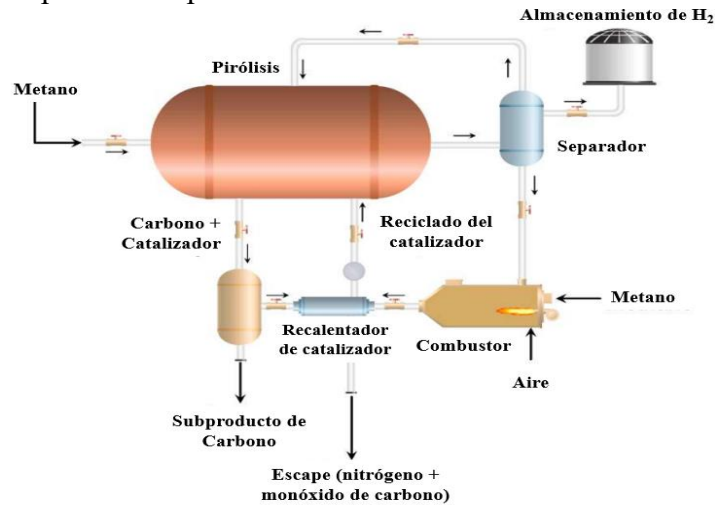
primera etapa, la reacción de los hidrocarburos con el hidrógeno conduce a la generación de metano intermedio, seguida de la descomposición del metano en carbono elemental e hidrógeno.

En este sentido, se llevan a cabo las siguientes reacciones:



Cabe mencionar que, en la mayoría de las fuentes bibliográficas, la pirólisis del metano se discute como sinónimo de la pirólisis del gas natural para la producción de hidrógeno a gran escala sin emisiones de CO<sub>2</sub> (Schneider et al., 2020). Sin embargo, los residuos del gas natural pueden afectar la eficiencia y los niveles de pureza de la producción debido a que pueden formar especies intermedias y aumentar la energía necesaria para limpiar el hidrógeno. Estas impurezas pueden interactuar con los medios fundidos, como metales líquidos (Pb, Sn, Bi), aleaciones metálicas (Ni–Bi, Cu–Bi) y sales fundidas (KBr, NaBr, NaCl, NaF, MnCl<sub>2</sub>, KCl, FeCl), lo que genera compuestos no deseados o provoca la pérdida gradual de estos medios con el tiempo (Patlolla et al., 2023).

Este proceso está menos avanzado que los procesos convencionales de reformado de hidrocarburos. Por ello, en la última década se han desarrollado tecnologías que rediseñan el reactor y diversifican las fuentes térmicas. Algunas combinan múltiples fuentes de calor para maximizar el rendimiento de hidrógeno, mientras que otras utilizan un medio de transferencia de calor, como metales y sales fundidas, para aumentar la velocidad de transferencia de calor de la fuente de este a los reactantes. Todo el proceso, que se muestra esquemáticamente en la Figura 4, se lleva a cabo en ausencia de oxígeno y agua.

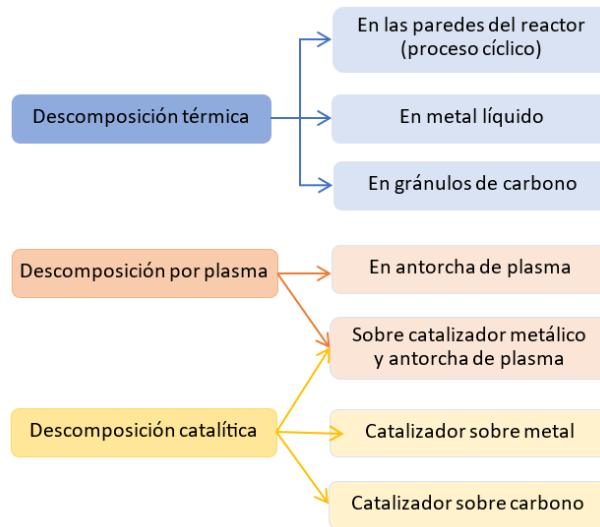
**Figura 4.** Esquema del proceso de pirólisis del metano.

*Nota.* Modificado de: Kannah et al. (2021).

De acuerdo con Schneider et al. (2020), los procesos de pirólisis de metano descritos en la literatura pueden dividirse en tres categorías (Figura 5). Para la descomposición térmica se requieren temperaturas de reacción muy superiores a 1000 °C. Si el calor del proceso se suministra a través de las paredes del reactor, el hollín se deposita en las superficies calientes, lo que suele provocar alteraciones operativas y un deterioro de la transferencia de calor.

En la descomposición por plasma, se generan altas densidades de energía local y temperaturas de hasta 2000 °C mediante una antorcha de plasma. Normalmente se recirculan grandes caudales de gas para estabilizar el plasma. En el ámbito de la antorcha de plasma propiamente dicha, la refrigeración, el desgaste de los electrodos y los depósitos de carbono son algunos de los mayores retos técnicos.

La descomposición catalítica suele mostrar velocidades de reacción y tasas de conversión satisfactorias a temperaturas muy por debajo de los 1.000 °C. Sin embargo, la superficie activa del catalizador suele desactivarse al poco tiempo debido al carbono sólido que se forma sobre ella. La incorporación de carbono en el catalizador ha provocado la destrucción mecánica del soporte.

**Figura 5.** Clasificación de los procesos de pirólisis del metano.

*Nota.* Modificado de: Schneider et al. (2020).

La principal ventaja de este proceso es su consumo energético (37,6 kJ por moles de hidrógeno), el cual es menor en comparación con el del reformado de metano con vapor convencional (63,3 kJ por moles de hidrógeno). Además, la omisión de la Reacción de Intercambio Agua-Gas (REAG) y, las secciones posteriores de eliminación y almacenamiento de dióxido de carbono son otras ventajas significativas (Bakhtyari et al., 2017). Como resultado, el desarrollo a gran escala de este proceso podría suponer una reducción del 25-30% en el coste de producción de hidrógeno.

#### **2.4.2. Reformado de Hidrocarburos**

Es el proceso por el cual se produce hidrógeno a partir de un combustible de hidrocarburo mediante reacciones de reformado utilizando como reactivos otros componentes como el vapor. La reacción de reformado con vapor es endotérmica, por lo que es necesario suministrar energía para impulsar el proceso. La oxidación parcial, es una reacción exotérmica. La combinación de las reacciones de vapor y oxidación parcial en un sistema se denomina reformado autotérmico, en el que el reformado endotérmico recibe calor de la oxidación parcial para promover la producción de

hidrógeno (Salahshoor & Afzal, 2022). A efectos comparativos, en la Tabla 3 se especifican brevemente las características de los tres métodos y en la Tabla 4 las respectivas ventajas y desventajas de cada uno.

**Tabla 3.** Comparación de métodos producción de H<sub>2</sub> por reformado de hidrocarburos.

|                              | Material y energía necesarios |               |                | Eficiencia | T [°C]   | Precio de venta del H <sub>2</sub> [USD/kg] |
|------------------------------|-------------------------------|---------------|----------------|------------|----------|---|
|                              | Calor externo                 | Catalizadores | Oxidación pura |            |          |   |
| <b>Reformado con Vapor</b>   | ✓                             | ✓             | ✗              | 70-85%     | 800-1100 | 0.75  |
| <b>Oxidación Parcial</b>     | ✗                             | ✗             | ✓              | 55-75%     | 950-1500 | 0.98  |
| <b>Reformado Autotérmico</b> | ✗                             | ✓             | ✓              | 60-75%     | 700-1000 | 1.93  |

*Nota.* Modificado de: Ji y Wang (2021, p. 38617) y M.A Qyyum et al. (2021, p. 6).

**Tabla 4.** Ventajas y desventajas de la producción de H<sub>2</sub> por reformado de hidrocarburos.

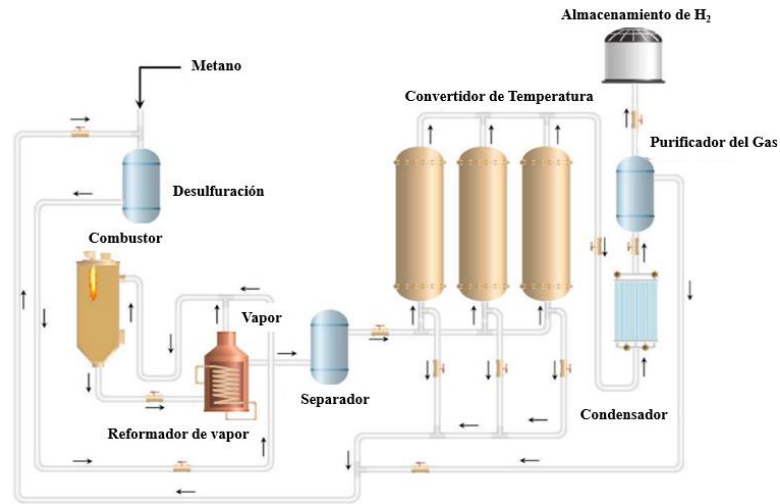
|                              | Ventajas  | Desventajas   |
|------------------------------|---|---|
| <b>Reformado con Vapor</b>   | Proceso industrial más desarrollado.<br>No requiere oxígeno.<br>Temperatura de funcionamiento más baja.<br>Mejor relación H <sub>2</sub> /CO. | Emisiones atmosféricas más elevadas.  |
| <b>Oxidación Parcial</b>     | Menor necesidad de desulfuración.<br>No requiere catalizador.<br>Bajo deslizamiento de metano.  | Baja relación H <sub>2</sub> /CO.<br>Altas temperaturas de funcionamiento.<br>Proceso de manipulación complejo. |
| <b>Reformado Autotérmico</b> | Menor temperatura de proceso que la oxidación parcial.<br>Bajo deslizamiento de metano.   | Experiencia comercial limitada.<br>Requiere aire/oxígeno.   |

*Nota.* Modificado de: Dincer & Acar (2015, p. 11101).

#### 2.4.2.1. Reformado de Metano con Vapor.

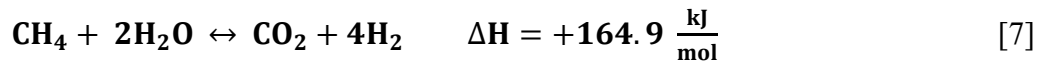
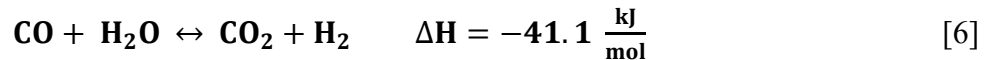
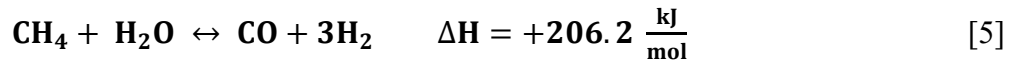
Es una tecnología consolidada y actualmente es el método de producción de hidrógeno más utilizado a escala comercial (Ji & Wang, 2021). La Figura 6 muestra esquemáticamente el proceso.

**Figura 6.** Esquema del proceso de reformado de vapor.



*Nota.* Modificado de: Kannah et al. (2021).

Se realiza mediante dos procesos principales. En primer lugar, el  $\text{CH}_4$  y el vapor se someten a la reacción de reformado (Ecuación 5) para obtener gas de síntesis con componentes principales de  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$ ; seguidamente, mediante REAG (Ecuación 6), el  $\text{CO}$  puede convertirse aún más, lo que da lugar a la generación de  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}_2$  adicionales. Cuando estas reacciones se combinan, forman una reacción global (Ecuación 7) que convierte eficazmente el metano en dióxido de carbono e hidrógeno (Di Nardo et al., 2024).



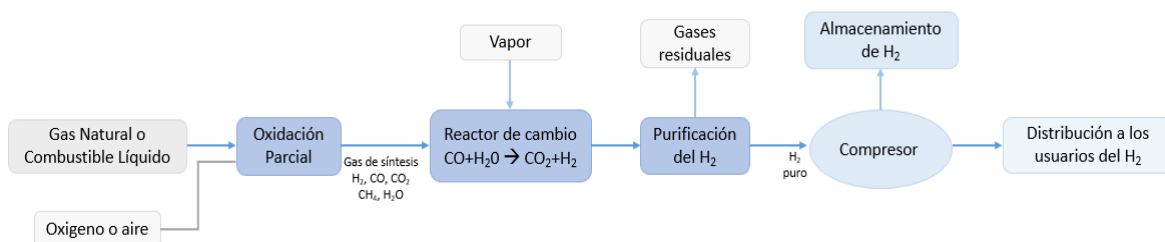
Se utilizan catalizadores (metales activos) para acelerar la velocidad de reacción del vapor con el metano. Los catalizadores basados en Níquel son los más populares porque pueden soportar temperaturas muy altas (900 - 1100 °C) y presentan una buena resistencia mecánica, pero

también se utilizan de metales nobles (Pt, Rh, Pd, Ru, etc.) y no nobles (Cu, Co y Mo) (Lim et al., 2024).

#### 2.4.2.2. Oxidación Parcial.

En este proceso, la materia prima (metano o residuos de crudo pesado) reacciona con una cantidad limitada de oxígeno a alta temperatura y alta presión para producir gas de síntesis. De acuerdo con Iaquaniello et al. (2012), tras la ignición, las reacciones se producen en el interior de una cámara de combustión a alta temperatura, produciendo un efluente que contiene diversas cantidades de hollín, dependiendo de la composición de la materia prima. Las temperaturas del gas de salida del reactor suelen estar comprendidas entre 1200-1400°C. El gas de síntesis obtenido debe enfriarse y limpiarse en una sección de "lavado" para eliminar las impurezas. La recuperación de calor a alta temperatura en la oxidación parcial (OP) no es muy eficiente y, de hecho, la ventaja sobre el reformado de vapor es la posibilidad de utilizar una materia prima de "bajo valor", incluso con azufre y otros compuestos que contaminarían los catalizadores del reformado. En la Figura 7 se observa el esquema del proceso de la oxidación parcial.

**Figura 7.** Diagrama del proceso de oxidación parcial.



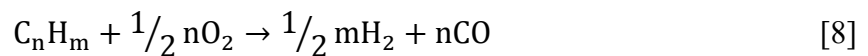
*Nota.* Modificado de: J. Z. Zhang et al. (2014).

De acuerdo con Liu et al. (2009), los grandes sistemas suelen incorporar una planta de oxígeno para reducir el tamaño de los reactores y la unidad de limpieza del gas de síntesis aguas abajo. El coste de la unidad de separación del aire y los costes asociados de los pasos de desulfuración hacen que estas plantas sean extremadamente intensivas en capital. El coste de una

planta de oxígeno puede ser de 19,1 millones de dólares/325 toneladas de O<sub>2</sub>/día con un factor de escala de 0,7 (Abdin et al., 2020).

La oxidación parcial puede producirse a temperaturas muy altas sin el uso de un catalizador; sin embargo, la temperatura de funcionamiento se reducirá significativamente con el uso de catalizadores (Sengodan et al., 2018). Los procesos catalíticos suelen tener lugar a unos 950 °C, mientras que los no catalíticos tienen lugar a 1150-1315 °C (Salahshoor & Afzal, 2022).

La reacción química general de la oxidación parcial es la siguiente, donde los valores n y m dependen del tipo de hidrocarburo de la materia prima.



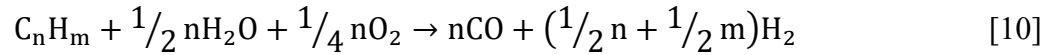
Al igual que en el reformado de vapor, el WGS también se promueve durante la POX a través de la siguiente reacción.



Actualmente, los principales usos de la OP son: en la producción de H<sub>2</sub> para aplicaciones de refinería y, en la producción de energía eléctrica a partir de coque y fondos de desasfaltado, mediante grandes Ciclos Combinados Integrados de Turbinas de Gas.

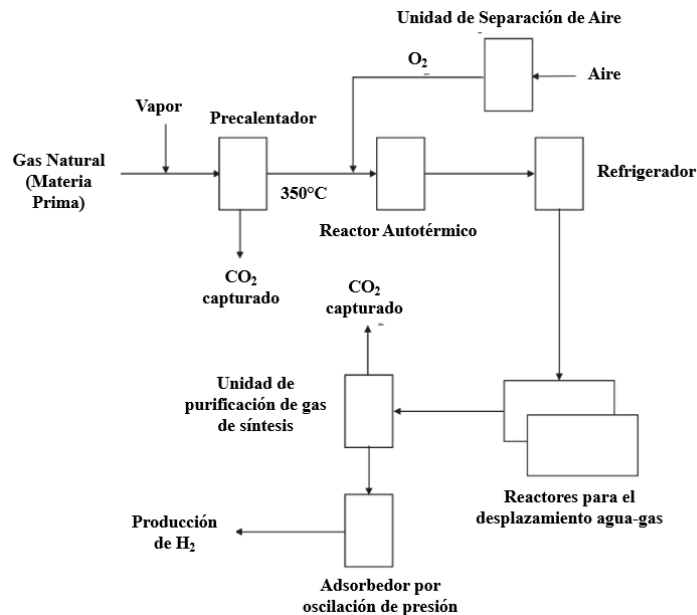
#### **2.4.2.3. Reformado Autotérmico.**

La técnica de reformado autotérmico (RAT), integra aspectos positivos del reformado con vapor y la oxidación parcial. Permite generar hidrógeno al enlazar dispositivos de ambos procesos en serie. Esencialmente, el calor generado por la oxidación parcial exotérmica combinada promueve el reformado endotérmico con vapor (Salahshoor & Afzal, 2022). La reacción química general es la siguiente, donde los valores n y m dependen del tipo de hidrocarburo de alimentación.



Esta tecnología busca aumentar la producción de hidrógeno mientras reduce significativamente la energía necesaria para la reacción en comparación con el reformado con vapor. No obstante, requiere una unidad de separación de aire para brindar un suministro de oxígeno suficiente para el proceso. De acuerdo con Massarweh et al. (2023) y como se puede observar en la Figura 8, inicialmente, en presencia de un catalizador de níquel, el vapor, el gas natural y el oxígeno reaccionan en un reactor adiabático para formar gas de síntesis, que contiene vapor, H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>. El calor generado por la oxidación parcial se utiliza simultáneamente para la reacción endotérmica de reformado sin necesidad de combustible adicional. Posteriormente, el gas de síntesis resultante se enfría y se introduce en la unidad de REAG, donde el vapor reacciona con el CO sobre un catalizador de hierro y cromo, con el fin de producir H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>.

**Figura 8.** Diagrama del proceso de reformado autotérmico.



*Nota.* Modificado de: Massarweh et al. (2023).

Posteriormente, el CO<sub>2</sub> se separa del gas enriquecido en H<sub>2</sub> a través de una unidad de purificación de gas de síntesis compuesta por aminas. El gas enriquecido en H<sub>2</sub> se purifica aún más de cualquier CO no convertido, argón y otras impurezas, logrando hasta un 99,9% de H<sub>2</sub>. En consecuencia, este se considera un método de mayor alcance y con menor grado de contaminación ambiental, en contra parte es un método de alto costo por la necesidad de construir un sistema que administre de manera constante y a altas presiones el aire (Massarweh et al 2023). Ji y Wang (2021) señalan en su investigación que esta tecnología aún no se encuentra disponible de forma comercial.

#### ***2.4.3. Producción de Hidrógeno en el Subsuelo***

Las tecnologías para la producción in situ de H<sub>2</sub> a partir de yacimientos de hidrocarburos han atraído la atención de los investigadores y la industria. Estas se refieren a la producción de hidrógeno directamente a partir de recursos del subsuelo y suelen implicar la inyección de vapor u oxígeno en los yacimientos para iniciar reacciones que produzcan hidrógeno (Smith et al., 2024).

La conversión de yacimientos de hidrocarburos depletados en sistemas subterráneos de conversión de energía accesibles a través de la infraestructura de pozos disponible ofrece una vía prometedora para aprovechar estos activos existentes con vistas a un futuro energético con bajas emisiones de carbono ya que productos gaseosos, como el CO<sub>2</sub>, permanecen en el yacimiento. No obstante, aunque las técnicas de recuperación térmica se han desarrollado y demostrado durante muchas décadas en la industria del petróleo y el gas, su aplicación comercial para la producción de H<sub>2</sub> ha sido limitada hasta la fecha, requiriendo más investigación y desarrollo.

##### **2.4.3.1. Antecedentes.**

La viabilidad de la generación de hidrógeno a partir de yacimientos de crudo pesado fue anunciada por primera vez por BP Resources Canada en 1979, durante la prueba piloto de

combustión in situ (CIS) "Marguerite Lake" realizada en Alberta, Canadá. Tras varios meses de funcionamiento con inyección alternada de aire/oxígeno y agua, se descubrió que los gases producidos contenían hasta un porcentaje molar de 33% de hidrógeno (Hajdo et al. 1985). Tras una exitosa prueba piloto, BP lanzó el proyecto comercial "Wolf Lake 1" en 1985, generando hidrógeno con una concentración de hasta 25 % mol. (Hallam et al. 1989). Hajdo et al. (1985) analizaron el proceso y observaron que se generaba hidrógeno de forma significativa cuando se inyectaba agua en la formación. Emitieron la hipótesis de que el hidrógeno se genera mediante la gasificación del coque seguida de la REAG, y que la pirólisis y la acuatermólisis sólo contribuían a una pequeña parte del hidrógeno producido.

Kapadia et al. (2011) desarrollaron el primer modelo de reacción para simular la generación de hidrógeno in situ a partir del bitúmen de Athabasca mediante Gasificación por Combustión In Situ (GCIS). Su modelo cinético incluía reacciones de pirólisis, combustión, generación de hidrógeno y consumo. Posteriormente, Kapadia et al. (2013) mejoraron su modelo incorporándole reacciones de acuatermólisis y desarrollaron un modelo de yacimiento para que la historia coincidiera con los resultados del proyecto Marguerite Lake. En su trabajo, simulaban la GCIS utilizando una configuración de pozo de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor mediante la alternancia de inyección de oxígeno y vapor. Los resultados mostraron que puede generarse una cantidad significativa de hidrógeno cuando la inyección de vapor sigue a la inyección de oxígeno. También observaron que la gasificación del coque seguida de la REAG contribuía a la mayor parte de la producción de hidrógeno. Utilizando el modelo de reacción de Kapadia y métodos estadísticos, Song et al. (2023) desarrollaron un modelo de simulación para analizar el efecto de diferentes parámetros en la generación de hidrógeno durante la GCIS de petróleo pesado. Sus resultados mostraron que la gasificación del coque domina el proceso de generación de hidrógeno,

seguida de la REAG. Además, las altas temperaturas son favorables para la generación de hidrógeno y el agua desempeña un papel importante en las reacciones de generación de hidrógeno. Sin embargo, los modelos cinéticos de estos trabajos de simulación se basan en muchos supuestos y no se han validado para el petróleo pesado mediante experimentos de laboratorio. Esto resalta la laguna de conocimientos existente y la limitada comprensión de los mecanismos de GCIS.

Se espera que se desarrolle un modelo de reacción fiable para el proceso GCIS mediante experimentos bien diseñados, pero por ahora sigue sin estar disponible. Afanasev et al. (2023) diseñaron y llevaron a cabo el primer experimento con tubos de combustión para investigar el efecto de la alternancia de la combustión húmeda y la estimulación con vapor en la generación de hidrógeno durante la GCIS de crudo pesado. Sus resultados demostraron que este método tiene un gran potencial para la generación de hidrógeno. Se generó hidrógeno tanto en la combustión húmeda como en la inyección de vapor posterior. He et al. (2023) estudiaron el proceso de generación de hidrógeno mediante GCIS de petróleo crudo utilizando experimentos de oxidación a temperatura aumentada gradualmente. Por lo tanto, era difícil extraer conclusiones fiables sobre el mecanismo de generación de hidrógeno.

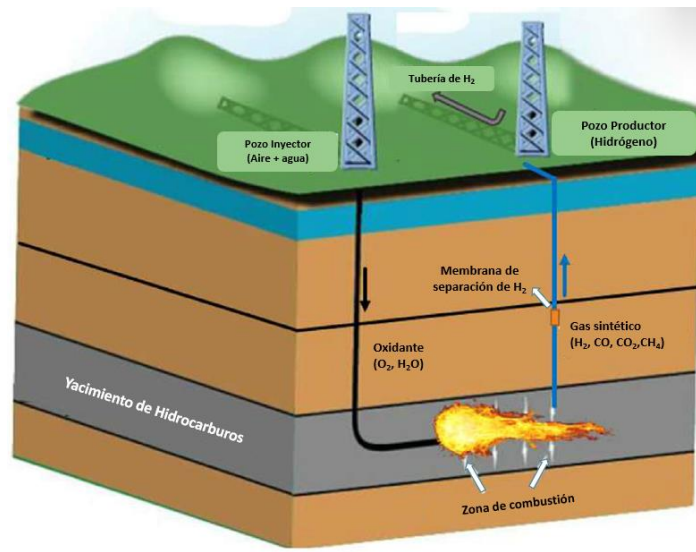
Como se ha mencionado anteriormente, según la bibliografía, en la generación de hidrógeno durante la GCIS del petróleo pesado intervienen tres procesos: las reacciones de pirólisis, acuatermólisis y gasificación. La pirólisis y la acuatermólisis del petróleo pesado son procesos bien estudiados y es bien sabido que producen cantidades menores de hidrógeno durante la GCIS (Hajdo et al. 1985; Kapadia et al. 2015; Turta et al. 2020). Sin embargo, el proceso de gasificación del petróleo pesado durante este método aún no se conoce por completo. Por lo tanto, en su estudio, Ifticene y Yuan (2024) analizaron las vías de gasificación y combustión del petróleo pesado. Encontraron que el principal mecanismo de generación de hidrógeno es la gasificación del

coque, seguida de la REAG, iniciándose la producción de hidrógeno a 450 °C y alcanzando su máximo a 900 °C. Mantener la temperatura del yacimiento entre 700 y 750 °C podría optimizar el proceso. Los minerales arcillosos en la arena del yacimiento actuaron como catalizadores en las reacciones de oxidación del crudo. Se observó la liberación de metano debido al consumo de hidrógeno en reacciones de metanación. Además, los minerales de las arenas del yacimiento inhibieron la generación de hidrógeno y aceleraron su consumo a altas temperaturas.

#### **2.4.3.2. Combustión In Situ.**

La combustión in situ (CIS) es uno de los métodos más antiguos de recuperación térmica de yacimientos de crudo pesado que no pueden producirse por métodos convencionales debido a la alta viscosidad del fluido. Implica la inyección de aire (u oxígeno) en el yacimiento, donde reacciona con el crudo para crear una zona de combustión a alta temperatura, generando gases de combustión y creando un frente caliente que se desplaza por el yacimiento. El aumento de temperatura provoca una reducción de la viscosidad del petróleo, lo que permite aumentar la producción.

Este intenso calor instiga la fragmentación de los hidrocarburos y de las moléculas de agua adyacentes, desencadenando varias reacciones intermedias, como REAG, la termólisis y las reacciones de reformado. Estas reacciones producen  $H_2$  (Smith et al., 2024). Como alternativa, en lugar de separar el flujo de gas producido en la superficie, un dispositivo dinámico de fondo de pozo que utilice una membrana selectiva puede filtrar los gases y capturar el gas hidrógeno puro que se bombeará hasta la boca del pozo. Se trata de una adaptación de los filtros selectivos de hidrógeno utilizados en los reformadores de metano por vapor. Este proceso se ilustra esquemáticamente en la Figura 9.

**Figura 9.** Producción y separación de hidrógeno mediante combustión in situ.

*Nota.* Modificado de: Smith et al. (2024).

Los proyectos que pretenden generar hidrógeno mediante procesos de conversión en subsuelo, informan de rendimientos sustanciales de hidrógeno, como es el caso del proyecto Athabasca Oil Sands que ha generado con éxito cantidades sustanciales de hidrógeno (Smith et al., 2024). La combustión in situ del petróleo de aproximadamente 4 °API generó más de un 16% de hidrógeno en el gas producido (Salahshoor & Afzal, 2022).

En su investigación Song et al. (2023), detalla un listado de 13 parámetros clave involucrados en un proceso de simulación de CIS para la producción de hidrógeno, que abarcan desde las propiedades del yacimiento y las permeabilidades relativas de los fluidos, hasta la cinética de reacción y las operaciones. A continuación, la Tabla 5 presenta estas propiedades esenciales, proporcionando una visión integral de los factores críticos que afectan la eficiencia y efectividad de la Combustión In Situ. Los resultados mostraron que se puede generar un 34 % mol. de  $H_2$  a 800 °C.

**Tabla 5.** Rango de parámetros para simulación de CIS.

| <b>Parámetros</b>                                 | <b>Rangos</b> |
|---|---------------|
| Relación N <sub>2</sub> /O <sub>2</sub> inyectado | (0, 4)        |
| Fracción de volumen de H <sub>2</sub> O inyectado | (0, 0.02)     |
| Fracción volumétrica de aceite inyectado          | (0, 0.02)     |
| Ritmo de inyección (m <sup>3</sup> /día)          | (0, 1.3)      |
| Temperatura del gas inyectado (°C)                | (200, 400)    |
| Presión del productor (kPa)                       | (3500, 4000)  |
| Calidad del vapor                                 | (0.6, 1)      |
| Temperatura inicial del yacimiento (°C)           | (20, 100)     |
| Porosidad   | (0.2, 0.45)   |
| Permeabilidad (mD)                                | (1000, 12000) |

*Nota.* Modificado de: Song et al. (2023).

### 2.4.3.3. Gasificación In Situ.

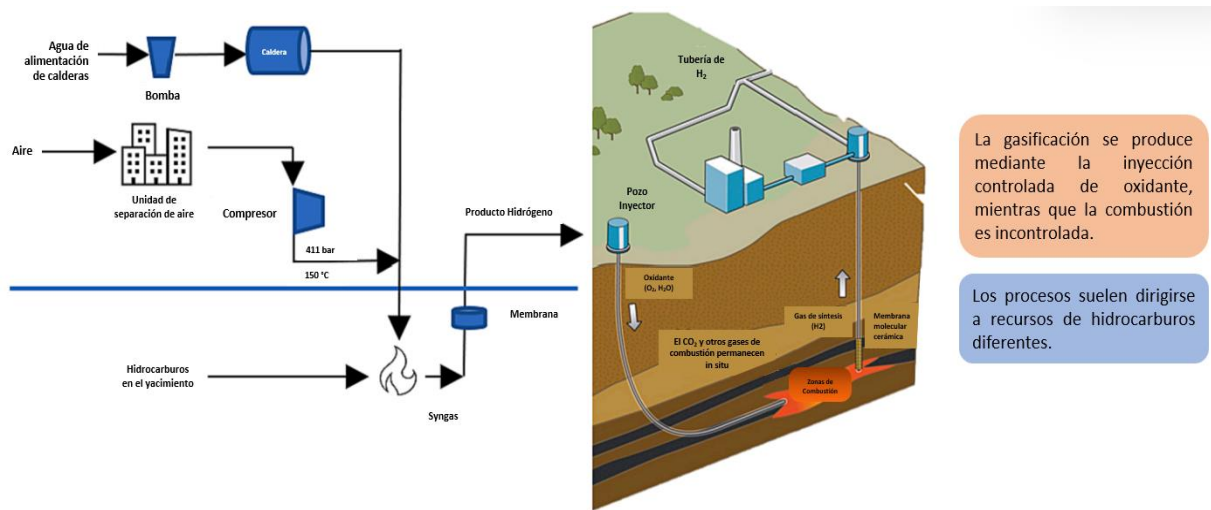
La Gasificación In Situ (GIS) es un proceso que ocurre a altas temperaturas y en presencia de agentes gasificantes (oxígeno, vapor, aire o CO<sub>2</sub>), que son inyectados al yacimiento. La diferencia clave entre la gasificación y la combustión es la cantidad de oxígeno necesaria. La gasificación es un proceso de oxidación parcial que se produce en un entorno de oxígeno controlado, mientras que la combustión no. Esto da lugar a una serie de reacciones químicas que convierten el hidrocarburo sólido o viscoso en una mezcla gaseosa conocida como gas de síntesis (Smith et al., 2024).

Un proceso de GIS podría tener muchas ventajas: en primer lugar, las reacciones se realizan bajo tierra, por lo que una parte del CO<sub>2</sub> generado podría secuestrarse; en segundo lugar, los subproductos de carbono pesado de las reacciones se dejan en el yacimiento; y en tercer lugar, el proceso podría ser eficiente desde el punto de vista energético, ya que las reacciones de generación de energía se producen en el yacimiento en lugar de inyectar energía, por ejemplo en forma de vapor, desde la superficie al yacimiento. Por otro lado, sufrirá las consecuencias de la conformidad

y el control del inyectante, el transporte del hidrógeno a los pozos de producción y la separación del hidrógeno de los gases producidos.

Dado que el bitumen, el oxígeno y el agua coexisten en presencia de calor durante la gasificación, Kapadia et al. (2013), afirma que el sistema de reacción debe tener en cuenta los mecanismos de reacción de pirólisis (termólisis, craqueo térmico), acuatermólisis, gasificación y combustión (oxidación). Las zonas de reacción previstas en un proceso GIS calentado por CIS son complejas e interactúan en escalas de longitud relativamente pequeñas, por ello, para el diseño del proceso, esto significa que la generación de hidrógeno debe tener lugar más allá de la zona de combustión, donde no hay oxígeno, y la cantidad de oxígeno no debe ser excesiva.

**Figura 10.** Esquema de producción subterránea de hidrógeno.



*Nota.* La imagen presenta el esquema de la combustión y gasificación subterráneas para la producción de H<sub>2</sub>, incluida la separación y recuperación del hidrógeno en la superficie. Modificado de: Smith et al. (2024).

Trasladar el hidrógeno generado a un pozo de producción significa que debe existir una diferencia de presión que aleje el hidrógeno de la zona de combustión más rápidamente que la propagación del frente de combustión y oxígeno. Así pues, la velocidad de transporte de la masa

de gas en relación con la velocidad de propagación de la zona de reacción es crítica (Kapadia et al., 2011). Además, la generación de hidrógeno debe ser rápida en relación con la velocidad de propagación de la zona de reacción.

### **3. Metodología para la Producción In Situ de Hidrógeno.**

La producción in situ de hidrógeno implica varias fases operativas clave, que incluyen la selección e identificación de los yacimientos subterráneos, la perforación de pozos especializados, la ignición y combustión de los reservorios de hidrocarburos, la producción de hidrógeno en los yacimientos, su transporte a la superficie, la separación y purificación del gas, la supervisión del proceso y la gestión medioambiental (Smith et al., 2024).

El método para producir hidrógeno a partir de un yacimiento de hidrocarburos comprende:

- i. Disponer de un pozo desde la superficie hasta el yacimiento.
- ii. Instalación de al menos una membrana permeable al hidrógeno en el pozo.
- iii. Calentamiento del yacimiento para facilitar al menos una de las reacciones de gasificación, REAG, y acuatermolisis que se producen entre el hidrocarburo y el agua dentro del yacimiento para generar una corriente de gas que comprende hidrógeno; y
- iv. Acoplar la corriente de gas y la membrana permeable al hidrógeno, de manera que esta permita el paso a la superficie únicamente del hidrógeno contenido en la corriente de gas.

#### **3.1. Selección del Yacimiento**

El proceso comienza con la selección de un yacimiento adecuado. Esto suele hacerse mediante estudios y evaluaciones geológicas en profundidad para determinar la viabilidad y el rendimiento potencial de los procesos in situ. Sarathi (1999) señala que es difícil establecer directrices definitivas para aplicar esta tecnología debido a la diversidad de escenarios y

características de las rocas. No obstante, Antolinez et al. (2023) proporcionan en su estudio un resumen de los rangos considerados en la literatura como se observa en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Directrices de selección de CIS basadas en información encontrada en la literatura.

| Referencia                                | Brigham et al. (2007)  | Chu (1977)   | Turta (2013)  | Taber et al. (1997)                                      | Sarathi (1999)  |
|---|--|--|---|--|---|
| <b>Características de la formación</b>    | Sistema matriz/petróleo suficientemente reactivo para mantener la combustión.                                      | Arenisca relativamente uniforme                          | Sin presencia de agua de fondo  | Arenisca de alta porosidad                               | Bajo contenido de arcilla y minerales que favorecen la formación de combustible, como pirita, calcita y siderita. |
| <b>Profundidad del yacimiento</b>         | No hay límite siempre que el yacimiento contenga el aire inyectado.  | >150 m (500 pies)  | < 3500 m (11,500 pies). La profundidad promedio de los proyectos actuales es aprox. 1070 m (3500 pies).     | 90–3800 m (300–12,500 pies)                              |   |
| <b>Espesor del yacimiento</b>             | Al menos 4 m (15 pies) para evitar pérdidas excesivas de calor.  | >3 m (10 pies)   | >3 m (10 pies)  | 1.5–15 m (5–50 pies)                                     |   |
| <b>Transmisibilidad</b>                   | La inyektividad del aire es favorable cuando la transmisibilidad es mayor de 5 md m/cp.                            | 16 md m/cp   | >20 md ft/cp  |  |   |
| <b>Permeabilidad</b>                      |  | >100 mD  | >100 mD   | Permeabilidad promedio > 50 mD                           | No es crítico   |
| <b>Porosidad y saturación de petróleo</b> | $\Phi \cdot S_o > 0.08$ para que la combustión sea económicamente exitosa.   | $\Phi > 22\%$<br>$\Phi \cdot S_o > 0.13$<br>$S_o > 50\%$ | $\Phi > 18\%$<br>$\Phi \cdot S_o > 0.07$  | $\Phi > 18\%$<br>$\Phi \cdot S_o > 0.09$<br>$S_o > 50\%$ |   |
| <b>Gravedad y viscosidad del petróleo</b> | Viscosidad suficientemente baja para permitir la inyección de aire y la producción de petróleo al ritmo de diseño. | 24° API o menos.<br>$\mu_o < 1000$ cp                    | $\mu_o < 1000$ cp (sin necesidad de precalentamiento CSS)<br>$\mu_o > 2000$ cp (el CSS se vuelve necesario) | $\mu_o$ : 60–10,000 cp                                   | $\mu_o < 5000$ cp.<br>10–40° API  |
| <b>Características del petróleo</b>       | El petróleo debe ser fácilmente oxidable, determinado por experimentos de laboratorio.                             |  |   | Algunos componentes asfálticos                           | Bajo contenido asfáltico, bajo contenido de metales pesados.  |

Nota. Modificado de: Antolinez et al. (2023).

Es importante destacar que las propiedades del yacimiento y de los fluidos mencionadas anteriormente se aplican principalmente a proyectos de producción de hidrocarburos. No obstante, en el contexto de la producción de hidrógeno mediante esta metodología, pueden aplicarse a yacimientos de hidrocarburos con alto contenido de agua, que normalmente se consideran inadecuados para la producción de petróleo o gas. Esto se debe a que el hidrógeno se obtiene tanto de los hidrocarburos como del agua del yacimiento. El alto contenido de agua, antes considerado una desventaja, se convierte en un beneficio a través de la Reacción de Intercambio Agua-Gas (REAG), donde el agua de formación al convertirse en vapor a temperaturas de reacción, participa en el reformado al vapor con hidrocarburos. Este proceso transforma los yacimientos previamente menos valiosos en activos aprovechables.

Posteriormente a este proceso de selección del yacimiento, se perforan pozos de inyección y producción de gas. A veces puede utilizarse para este fin un pozo ya operativo o abandonado.

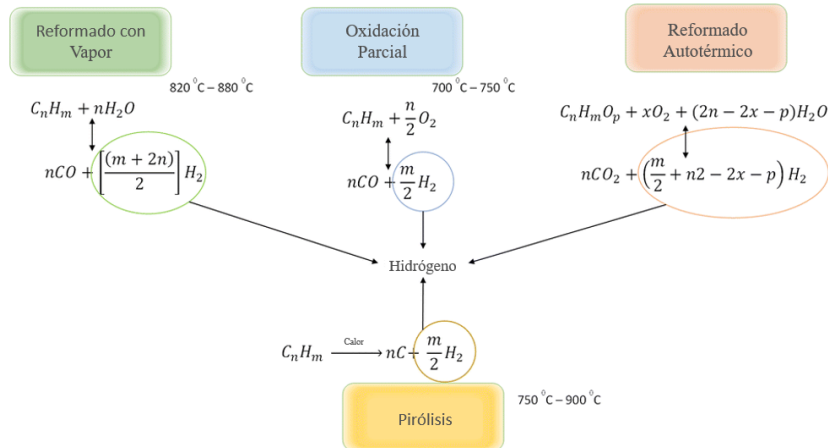
### **3.2. Calentamiento del Yacimiento**

El calentamiento del yacimiento se da a través de los pozos y es el primer paso de la estrategia de aplicación para facilitar las reacciones primarias y secundarias (Figura 11) de generación de hidrógeno in situ. En base a esto, plantea dos cuestiones clave: Alcanzar la temperatura deseada para que se produzcan reacciones que generen hidrógeno, y mantener esta temperatura durante un periodo de tiempo prolongado.

Este paso comprende inyectar un agente, generar ondas electromagnéticas o de radiofrecuencia, inyectar un material caliente o utilizar un sistema de calentamiento por resistencia (óhmico) en el yacimiento, pudiendo aplicarse otros métodos de calentamiento. Tras inyectar calor, si es por combustión, se detiene la inyección de oxígeno y se dejan continuar las reacciones

químicas a la temperatura alcanzada. En caso de calentamiento electromagnético, este puede mantenerse para conservar la temperatura de reacción deseada.

**Figura 11.** Resumen de las reacciones de formación de hidrógeno a partir de hidrocarburos.



Modificado de: Ikpeka y Ugwu (2023).

He et al. (2023) informaron de que el límite inferior de la temperatura de generación de hidrógeno a partir de petróleo crudo era de unos 500-550°C. En los experimentos de deshidrogenación catalítica iniciada por microondas de Yuan et al. (2021), la temperatura es superior a 200°C. La REAG favorece los productos hasta 810°C, mientras que la reacción de gasificación del coque no favorece el hidrógeno hasta que se alcanzan unos 675°C. Las reacciones de metanación consumen hidrógeno por debajo de temperaturas comprendidas entre 540 y 630°C (Hajdo et al. 1985). La alta temperatura necesaria significa que se necesita mucho calor para iniciar la generación de hidrógeno.

Según Gates y Wang (2016), tras calentar el yacimiento, se recomienda una estrategia que implica una espera deliberada antes de activar el flujo de gas y la membrana permeable al hidrógeno. Este periodo, que puede oscilar entre una semana y doce meses, con un rango óptimo de una a cuatro semanas, permite la generación adicional de hidrógeno dentro del yacimiento. En los casos en que se utiliza el calentamiento dieléctrico, las frecuencias de radiación

electromagnética oscilan entre 60 Hz y 1000 GHz, idealmente entre 10 MHz y 10 GHz. Para el calentamiento basado en la resistencia (óhmico), el depósito se calienta a temperaturas entre 200°C y 800°C, siendo el rango óptimo entre 400°C y 700°C. Esta estrategia maximiza el tiempo de reacción entre el calor y los componentes del yacimiento, mejorando así la eficiencia en la producción de hidrógeno.

### 3.3. Reacciones de gasificación, REAG y Acuatermolisis

A medida que se producen las reacciones en el yacimiento, los componentes gaseosos se acumulan en los espacios porosos del yacimiento y en las fracturas u otros espacios vacíos del yacimiento. En este proceso, el bitumen y el coque sirven como combustibles para la oxidación y la gasificación, y ocurre de la siguiente manera:

- i. El bitumen se compone de maltenos (saturados, aromáticos y resinas) y asfaltenos (compuestos poli aromáticos). Durante la oxidación, los maltenos se transforman en asfaltenos, que a su vez se descomponen por oxidación o craqueo térmico en gases como metano, hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, gases de alto peso molecular (como propano) y coque.
- ii. El coque puede convertirse, mediante oxidación y gasificación, en metano, vapor de agua, monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrógeno.
- iii. El metano, mediante gasificación, se convierte en hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono.
- iv. El monóxido de carbono y el vapor de agua pueden transformarse, mediante la reacción de desplazamiento de agua-gas, en hidrógeno y dióxido de carbono.

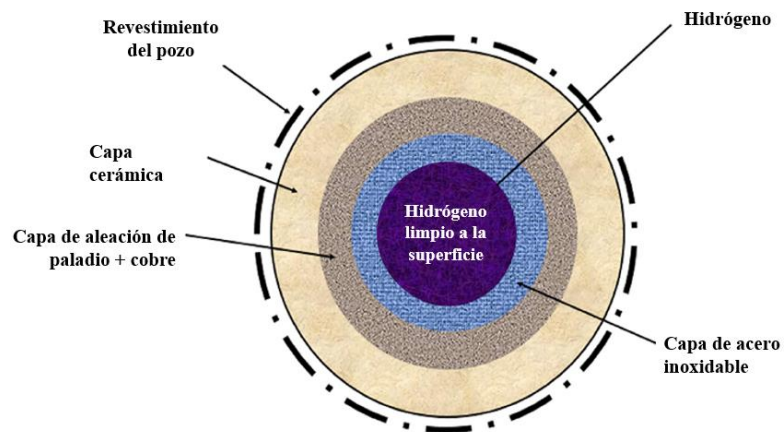
En conjunto, los componentes combustibles como el petróleo, coque y metano se gasifican para producir mezclas de monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrógeno.

Por otro lado, la dirección del frente de combustión que se propaga desempeña un papel fundamental en el impulso de las reacciones de generación de hidrógeno in situ. Sin embargo, la incertidumbre que rodea a la dirección de este frente dificulta la predicción precisa de los resultados.

### 3.4. Membrana Permeable al Hidrógeno

Una vez transcurrido el tiempo suficiente para la generación de hidrógeno, este se lleva a superficie mediante el uso de membranas (Figura 12). Estas membranas, que son un componente esencial en la estrategia de extracción limpia de hidrógeno, actúan como barreras físicas selectivamente permeables a sustancias específicas. Funcionan basándose en el principio de difusión de solubilidad: el hidrógeno se disuelve en una cara y luego se difunde a través de la red metálica, recombinándose como hidrógeno en la cara opuesta, mientras que otros componentes del gas productor, permanecen en la cara de alimentación debido a sus menores velocidades de difusión.

**Figura 12.** Características de una membrana de paladio-cobre permeable al hidrógeno.



Modificado de: Okere y Sheng (2023)

De acuerdo a la investigación de Okere y Sheng (2023), una membrana permeable al hidrógeno eficaz debe cumplir con los siguientes requisitos para su uso práctico:

- Resistencia a la temperatura de hasta 700°C, garantizando su estabilidad y rendimiento en las difíciles condiciones del yacimiento.
- Resistencia al CO y H<sub>2</sub>S dado que ciertas reacciones generadoras de hidrógeno pueden producir estos contaminantes, la membrana debe ser resistente para mantener su eficacia y longevidad.
- Robustez mecánica que le permita mantener su integridad estructural en condiciones de fondo de pozo.
- Debe diseñarse con diámetros y longitudes adecuados para encajar en la pared del pozo. Esto garantiza una instalación adecuada y una utilización óptima del espacio disponible.

Según Gates & Wang (2017), se utilizan membranas metálicas como las de paladio (Pd), vanadio (V), tántalo (Ta) o niobio (Nb). Pd es ideal por su mayor permeabilidad al hidrógeno con el aumento de temperatura, pero se ve afectado por H<sub>2</sub>S y CO, solucionable con aleaciones de Pd-Cu. Para reducir costos, se pueden usar membranas multicapa de PdCu y V, Ta y Nb. Las membranas cerámicas, inertes a H<sub>2</sub>S y CO, son más efectivas a altas temperaturas y resultan más económicas.

### 3.5. Nuevo Ciclo

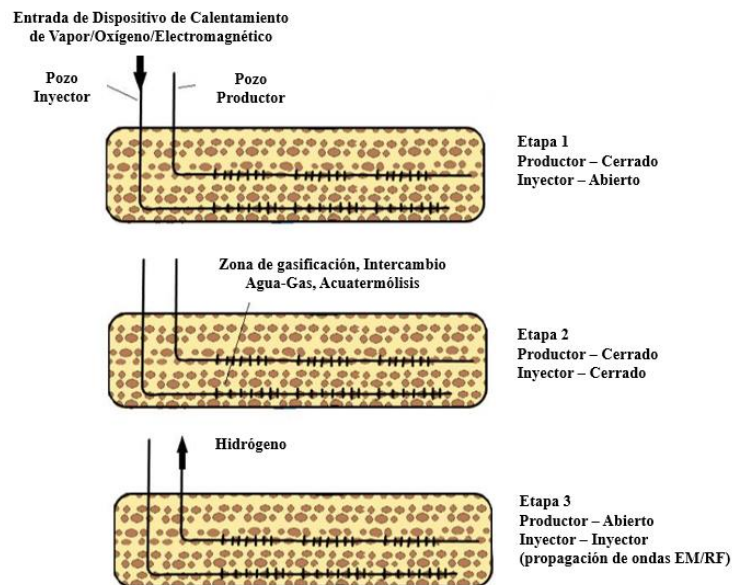
Si el calentamiento se realiza de manera cíclica, por ejemplo, mediante combustión in situ, una vez que la temperatura del yacimiento disminuye lo suficiente como para que las tasas de gasificación, desplazamiento agua-gas y acuatermólisis bajen y la producción de hidrógeno esté por debajo de un valor umbral, se inicia un nuevo ciclo de inyección de oxígeno y consecuente combustión in situ, lo que conduce a un nuevo calentamiento del yacimiento. A continuación, se repiten los pasos de las secciones 3.2 al 3.4 mencionados anteriormente. Si el calentamiento continuo se realiza mediante la inyección de agentes oxidantes, métodos electromagnéticos, de

radiofrecuencia o de calentamiento resistivo, entonces la producción continua de hidrógeno puede mantenerse desde el yacimiento.

### 3.6. Recopilación del Proceso de Producción de Hidrógeno

La metodología patentada por Gates & Wang (2017) se muestra en la Figura 13. Esta configuración consiste en dos pozos horizontales: uno para inyección y otro para producción cuya profundidad está diseñada para ser menor que la del pozo de inyección.

**Figura 13.** Etapas del proceso de producción de hidrógeno in situ.



*Nota.* Modificado de: Gates & Wang, 2017.

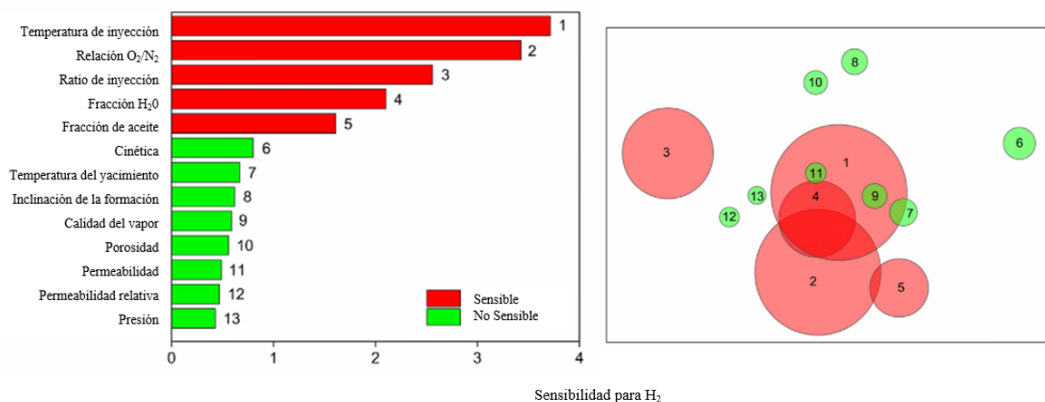
En la primera etapa, se introduce oxígeno en el yacimiento a través del pozo de inyección, mientras que el pozo de producción permanece cerrado. El oxígeno inyectado desencadena reacciones de combustión en el yacimiento. En la segunda fase, ambos pozos se cierran para facilitar reacciones adicionales de formación de hidrógeno. A medida que estas reacciones continúan en el yacimiento, el hidrógeno generado (de densidad más ligera) migra hacia el pozo de producción. En tercera etapa, se emplean ondas electromagnéticas o de radiofrecuencia para

expandir la zona de combustión y aumentar las reacciones de la segunda fase. Finalmente, el pozo de producción, equipado con una membrana, se abre para permitir la extracción de hidrógeno.

**3.7. Consideraciones para la Producción de H<sub>2</sub>**

Song et al. (2023) realizaron un análisis de sensibilidad en su estudio, evaluando los efectos de 13 parámetros en la producción de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Identificaron que los más influyentes en la generación de hidrógeno son la temperatura de inyección, la relación O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>, la velocidad de inyección, la fracción de H<sub>2</sub>O y la fracción de aceite. La fracción de oxígeno en los fluidos inyectados influye indirectamente en la temperatura máxima durante la combustión y gasificación posterior. Además, la velocidad de inyección afecta la concentración de hidrógeno; Ikpeka et al. (2024) observaron en su investigación que una velocidad superior a 1200 m<sup>3</sup>/día reduce la cantidad de hidrógeno acumulado debido a reacciones incompletas. El H<sub>2</sub>O es crucial en la gasificación del coque y las reacciones de cambio agua-gas, y la fracción de aceite también debe considerarse en el diseño de experimentos y pilotos de campo de GCIS.

**Figura 14.** Sensibilidad de parámetros e interacciones en la generación de H<sub>2</sub>.



*Nota.* Modificado de: Song et al. (2023).

Los efectos de interacción entre diferentes parámetros se representan mediante un gráfico de burbujas en el lado derecho de la Figura 14; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** E

El tamaño de cada burbuja es proporcional a la sensibilidad de cada parámetro, mientras que la superposición entre burbujas muestra sus interacciones en la concentración de  $H_2$  generada. Se observan varias interacciones fuertes entre parámetros sensibles, como la relación  $O_2/N_2$ , la fracción de volumen de  $H_2O$  y la temperatura de los fluidos inyectados. Además, la temperatura de los fluidos inyectados mostró interacciones significativas con varios parámetros no sensibles, incluyendo la calidad del vapor, la temperatura inicial del tubo de combustión y la permeabilidad.

#### **4. Almacenamiento, Transporte y Distribución**

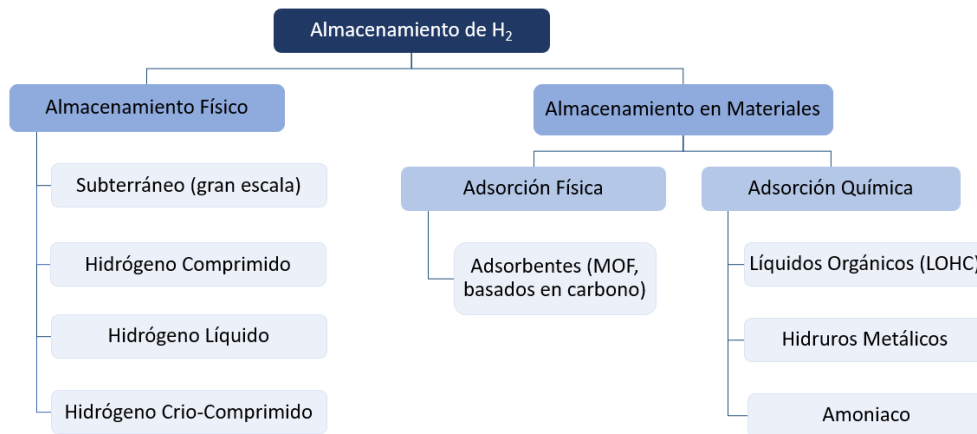
Luego de su producción, el hidrógeno debe ser almacenado, transportado y distribuido hacia el usuario final. La conexión entre el productor y el consumidor pueden considerarse una dificultad añadida a las de producción, ya que involucra distintas tecnologías, sectores industriales y aplicaciones. Por ello, es preciso poner en valor aquella infraestructura que ya está disponible para transportar hoy en día una gran cantidad de hidrógeno, por delante de otras que debieran de construirse.

El manejo del hidrógeno requiere un equipamiento y unos procedimientos específicos. Si bien este gas no es un compuesto tóxico, se trata de una molécula muy pequeña que presenta elevados coeficientes de difusión, lo que aumenta el riesgo de fugas, así como de debilitamiento de los materiales usados en sus instalaciones, como tuberías de acero, conectores y sellados. Es también altamente inflamable debido a sus condiciones de ignición y a la baja temperatura requerida para que ésta se produzca, aunque este hecho se mitiga parcialmente por su alta flotabilidad y difusividad, que facilitan su rápida dispersión en el aire. Su llama, además, es incolora e inodora, lo que dificulta su detección en incendios y fugas (Morante et al., 2020). Lo anterior significa que el hidrógeno requiere de protocolos específicos de manejo, lo cual es un desafío importante, pero no más complejos que los que requieren otros combustibles.

**4.1. Almacenamiento y Compresión**

En términos generales, se pueden clasificar los sistemas de almacenamiento de hidrógeno en dos categorías: físicos y basados en materiales (Figura 15). En el primer caso, el hidrógeno se almacena mediante la alteración de su estado físico, ya sea por medio del aumento de la presión, la disminución de la temperatura por debajo de su punto de ebullición o una combinación de ambas. En el almacenamiento basado en materiales, se emplean materiales adicionales como portadores. Estos pueden unirse a las moléculas o átomos de hidrógeno, ya sea física o químicamente, para aumentar su densidad. La Tabla 7 menciona las principales ventajas y limitaciones de estas tecnologías.

**Figura 15.** Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.



*Nota.* Modificado de: Moradi y Groth (2019).

**Tabla 7.** Ventajas y desventajas de métodos de almacenamiento de H<sub>2</sub>.

| Métodos de Almacenamiento de H <sub>2</sub> | Ventajas   | Desventajas   |
|---|--|---|
| <b>Gas Comprimido</b>                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnología bien establecida, especialmente en un área relativamente pequeña escala.</li> <li>El método tiene la capacidad de llenar y descargar rápidamente.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Compresión baja a moderada (pérdidas del 15%).</li> <li>Entrega hidrógeno a alta presión.</li> <li>Seguridad (fugas).</li> <li>Por la baja densidad del H<sub>2</sub>, se requiere baja temperatura o alta presión para almacenamiento.</li> </ul> |

|                          |   |  |
|--------------------------|---|--|
| <b>Hidrógeno Líquido</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Buena compresión.</li> <li>• Baja presión.</li> <li>• El sistema a baja presión tiene un bajo costo.</li> <li>• Es un método confiable.</li> <li>• Alta eficiencia y densidad de H<sub>2</sub>.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 30% pérdidas de energía.</li> <li>• Evaporación en días (debido a filtración de calor).</li> <li>• Se necesitan sistemas de refrigeración.</li> </ul> |
| <b>Estado sólido</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencial de alta densidad de H<sub>2</sub> a temperaturas y presiones moderadas.</li> <li>• Grandes cantidades de H<sub>2</sub> pueden almacenarse en un volumen pequeño.</li> </ul>                      | Peso y volumen del material de almacenamiento.   |

*Nota.* Modificado de: Tarhan y Çil (2021).

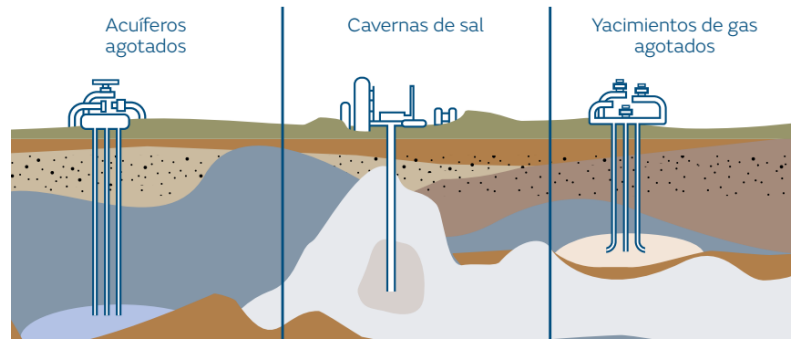
**4.1.1. Almacenamiento Físico**

Existen cuatro tecnologías principales de almacenamiento de hidrógeno de forma física. A gran escala el almacenamiento subterráneo de hidrógeno se refiere a la práctica de almacenar hidrógeno gaseoso en formaciones o estructuras geológicas subterráneas, como cavernas de sal, yacimientos agotados de petróleo y gas, o acuíferos. En el almacenamiento de hidrógeno comprimido, el hidrógeno se almacena en estado gaseoso a alta presión empleando cilindros de gas o grandes recipientes de almacenamiento diseñados para soportar las altas presiones. En el almacenamiento crio-comprimido el hidrógeno se mantiene en un estado criogénico supercrítico. El almacenamiento líquido consiste en enfriar y licuar el hidrógeno gaseoso a temperaturas extremadamente bajas para luego almacenarlo en tanques criogénicos aislados diseñados para mantener las bajas temperaturas y contener el hidrógeno licuado de forma segura.

**4.1.1.1. Subterráneo.**

El almacenamiento subterráneo de hidrógeno no difiere significativamente del almacenamiento subterráneo de gas natural, ampliamente utilizado por las compañías petroleras durante décadas, o de la captura y almacenamiento de carbono CO<sub>2</sub>.

**Figura 16.** Tecnologías de almacenamiento subterráneo de hidrógeno.



*Nota.* Tomado de: Morante et al. (2020).

Las principales ventajas del almacenamiento de hidrógeno en yacimientos de petróleo y gas depletados son la disponibilidad de gas residual para la amortiguación (soporte de presión inherente) y el potencial para retener los gases a lo largo de escalas de tiempo geológicas (Tarkowski, 2019). Se considera el método de almacenamiento a gran escala más prometedor debido a su seguridad operacional, bajo costo y capacidad de sellado. La Tabla 8 muestra una comparación de las diferentes tecnologías disponibles para este tipo de almacenamiento.

**Tabla 8.** Comparación de tecnologías de almacenamiento subterráneo de H<sub>2</sub>.

| Tecnología                         | Cavernas minadas en solución | Cavernas minadas | Yacimientos de gas depletados | Yacimientos de petróleo depletados | Acuíferos confinados | Acuíferos no confinados |
|------------------------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------------------------|----------------------|-------------------------|
| <b>Tipo de formación</b>           | Formaciones salinas          | Sal de roca      | Yac. de gas agotados          | Yac. de petróleo agotados          | Depósitos de agua    | Acuíferos               |
| <b>Capacidad de almacenamiento</b> | Alta                         | Alta             | Moderada a alta               | Moderada a alta                    | Moderada a alta      | Moderado a alto         |
| <b>Presión de almacenamiento</b>   | Moderada a alta              | Moderada a alta  | Moderada a alta               | Moderada a alta                    | Baja a moderada      | Bajo a moderado         |
| <b>Costos</b>                      | Moderados a altos            | Elevados         | Bajo a moderado               | Bajo a moderado                    | Moderado             | Moderado                |
| <b>Disponibilidad geológica</b>    | Limitada                     | Limitada         | Moderada                      | Moderada                           | Generalizada         | Generalizado            |
| <b>Riesgo de fuga</b>              | Bajo                         | Moderado a alto  | Bajo a moderado               | Bajo a moderado                    | Bajo a moderado      | Moderado                |

*Nota.* Modificado de: Yang et al. (2023).

#### 4.1.1.2. Hidrógeno Comprimido.

Moradi y Groth (2019), señalan que existen cuatro tipos de tanques a presión que pueden utilizarse para almacenar hidrógeno (Figura 17), cuyas características ideales de los materiales son: (i) Alta resistencia a la tracción, (ii) Baja densidad y (iii) No reacciona con el hidrógeno o permite su difusión (Abdalla et al., 2018).

**Figura 17.** Componentes de un tanque a presión para almacenamiento de H<sub>2</sub>.



*Nota.* Tomado de: Morante et al. (2020).

- Tipo I: Este es el más convencional, el menos costoso y también el más pesado, con aproximadamente 3,0 lb/L.
- Tipo II: El acero y el material compuesto comparten aproximadamente la misma cantidad de carga estructural. La fabricación de tanques de Tipo II cuesta aproximadamente un 50% más que la de los de Tipo I, pero ofrecen un 30-40% menos de peso. Tienen la mayor tolerancia a la presión.
- Tipo III: La carga estructural es soportada principalmente por la estructura de material compuesto (fibra de carbono) y el revestimiento (aluminio) para fines de sellado. Este tipo de tanque a presión ha demostrado ser fiable para una presión de trabajo de 45 MPa, pero sigue teniendo problemas para superar las pruebas de envejecimiento a 70 MPa [9].

Además, proporciona un peso de 0,75-1 lb/L, que es aproximadamente la mitad del tipo II, pero su coste sería el doble que el del tipo II.

- Tipo IV: Es el más ligero, pero su precio sigue siendo relativamente alto.

**Tabla 9.** Categorización y comparación de tipos de tanques a presión.

| Tipo | Material  | Presiones [MPa]                       | Costo [USD /KgH <sub>2</sub> ] | Densidad gravimétrica (% en peso) | Principales aplicaciones  |
|------|---|---------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---|
| I    | Acero o Aluminio (sin costuras ni revestimiento)  | 15-30                                 | 240                            | 1.7                               | En vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales                                      |
| II   | Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina                        | 10-95, (hasta más de 100 MPa posible) | 360                            | 2.1                               | Aplicaciones estacionarias, como buffer o tanque intermedio   |
| III  | Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas | 30-70                                 | 700                            | 4.2                               | Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H <sub>2</sub> en tráileres |
| IV   | Revestimiento no-metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.                   | 30-70                                 | 500-1200                       | 5.7                               |   |

*Nota.* Modificado de: Yang et al. (2023) y Morante et al. (2020).

También existe un tanque a presión totalmente de material compuesto y sin camisa (denominado Tipo V) que es precomercial. Fue desarrollado por primera vez en 2010 por Composites Technology Development Inc. De acuerdo con LeGault (2020), su prototipo era un 20% más ligero que un tanque de tipo IV y tenía una presión operativa de 1,37 MPa, que en esta fase es muy inferior a las presiones necesarias para almacenar cantidades suficientes de hidrógeno fuera del uso en laboratorio.

#### 4.1.1.3. Hidrógeno Líquido.

En forma líquida o criogénica, el hidrógeno tiene una densidad mucho mayor y, por tanto, la densidad energética aumenta en gran medida. De acuerdo con Usman (2022), la densidad del

hidrógeno líquido ( $H_2L$ ) alcanza unos 71 g/L a  $-253\text{ }^\circ\text{C}$ , donde su densidad energética pasa a ser igual a 8 MJ/L  $H_2$ . Por lo tanto, se puede decir que 4 cilindros de  $H_2L$  equivalen a 1 tanque de gasolina. La temperatura crítica del hidrógeno es de  $-240\text{ }^\circ\text{C}$  (por encima de la cual el hidrógeno no puede licuarse), por lo que el hidrógeno debe enfriarse por debajo de su temperatura crítica para la licuefacción. El hidrógeno se licua a  $-253\text{ }^\circ\text{C}$  (temperatura normal de ebullición del hidrógeno) para almacenarlo líquido.

**Figura 18.** Transportadores de  $H_2$  líquido.



*Nota.* A la izquierda: diseño conceptual de Kawasaki Heavy Industry para transportadores de hidrógeno líquido y a la derecha: tráiler criogénico Tomado de: Moradi y Groth (2019).

El tamaño, la forma y el aislamiento térmico de los recipientes influyen en la velocidad de ebullición del hidrógeno debido a las fugas de calor. En teoría, una forma esférica es la ideal, ya que tiene la menor relación superficie/volumen y la tensión y el esfuerzo pueden distribuirse uniformemente en las paredes del depósito (Rampai et al., 2024). Sin embargo, debido a las dificultades para fabricar este tipo de recipientes, resultan caros. Con un diseño de este tipo, que tiene una gran capacidad de almacenamiento, la tasa de evaporación disminuye considerablemente.

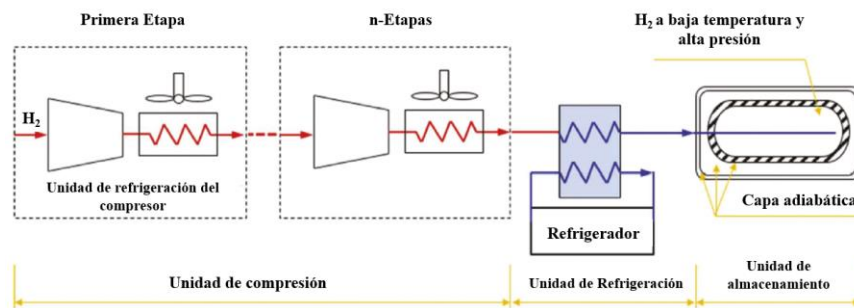
#### **4.1.1.4. Hidrógeno Crio-Comprimido.**

El almacenamiento crio-comprimido combina las propiedades de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido y de hidrógeno licuado. Se ha desarrollado para minimizar la pérdida por ebullición (latencia) del almacenamiento de hidrógeno licuado,

manteniendo al mismo tiempo una mayor densidad energética del sistema. El hidrógeno se almacena en un tanque aislado que puede aceptar temperaturas criogénicas ( $-253.15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y alta presión (al menos 30 MPa) a temperatura ambiente (Barthelemy et al., 2017). En estas condiciones, el hidrógeno se encuentra en estado supercrítico o en su región bifásica (líquido y vapor saturados).

La preparación del  $\text{H}_2$  crio-comprimido requiere una unidad de compresión multietapa con un compresor y un sistema de refrigeración repetidos en combinación con una unidad de refrigeración posterior, como se muestra en la Figura 19.

**Figura 19.** Preparación y almacenamiento de hidrógeno crio-comprimido.



*Nota.* Modificado de: Yang et al. (2023).

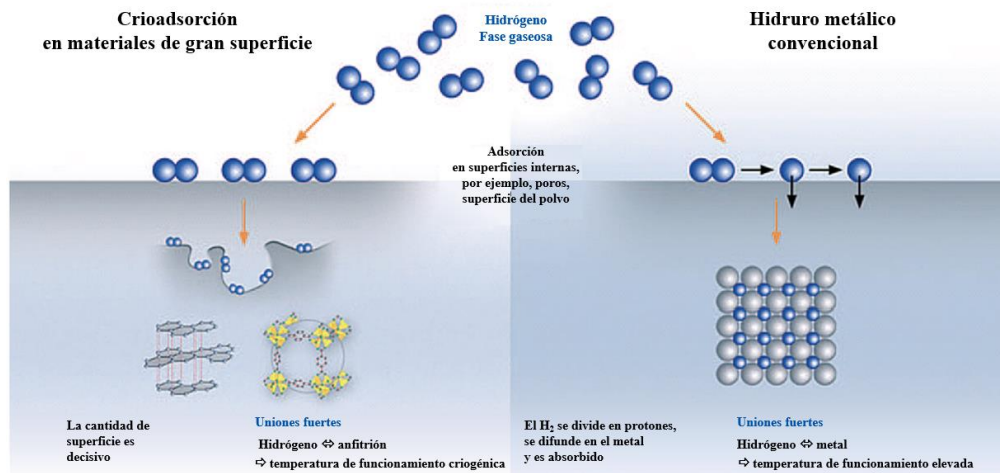
Estos recipientes de presión criogénica prolongan considerablemente el tiempo antes de que se inicien las pérdidas por evaporación cuando están en funcionamiento y aumentan así la autonomía del almacenamiento. En cuanto a la infraestructura, los depósitos crio-comprimidos ofrecen flexibilidad de reabastecimiento, ya que son compatibles para gas y líquido.

#### 4.1.2. Almacenamiento en Materiales

Además de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno de base física presentadas en secciones anteriores, en los últimos años ha aumentado el interés por el almacenamiento de hidrógeno mediante su combinación química o física con materiales líquidos o sólidos adecuados.

La (Figura 20) es un diagrama esquemático que ilustra los principios de este tipo de almacenamiento.

**Figura 20.** Principios del almacenamiento por adsorción física y química del hidrógeno.



*Nota.* Modificado de: Li et al. (2024).

El almacenamiento de hidrógeno en sólidos ofrece algunas ventajas en comparación con el almacenamiento a presión o en estado líquido en términos de densidad volumétrica, eliminando la necesidad de recipientes complejos y de alta presión. También permite la liberación controlada de hidrógeno a temperaturas específicas, lo que aumenta la seguridad (Osman et al., 2024).

#### 4.1.2.1. Adsorción Física.

Este tipo de almacenamiento implica la adsorción del hidrógeno en los poros o superficies de los materiales. Este proceso se produce rápidamente a temperaturas de funcionamiento más bajas y no implica ninguna reacción química (Li et al., 2024).

Entre los materiales que favorecen la fisisorción se encuentran aquellos con grandes áreas superficiales y estructuras porosas, como el carbón activado, los marcos metal-orgánicos altamente porosos, los marcos orgánicos covalentes, los marcos aromáticos porosos y los polímeros orgánicos porosos. Los procesos de adsorción y desorción de hidrógeno en estos materiales son

sensibles a las interacciones superficiales y a la estructura de los poros, asimismo, las condiciones de operación, como la temperatura y la presión, puede afectar significativamente la capacidad y velocidad de estos procesos (Peña & Prada, 2023).

#### **4.1.2.2. Adsorción Química.**

La adsorción química implica la unión covalente del hidrógeno a un material huésped, lo que da lugar a la desintegración de las moléculas de hidrógeno en forma atómica debido a la fuerte entalpía de unión. Los compuestos que contienen hidrógeno se desintegran en átomos y se incorporan a la estructura molecular de la sustancia catalizadora durante este proceso (Osman et al., 2024).

Para el almacenamiento químico de hidrógeno se han explorado diversos materiales, como los hidruros metálicos, los hidruros complejos, los compuestos a base de amoníaco, los materiales de carbono, el hidrógeno orgánico líquido y otros residuos biológicos y materiales porosos (Niaz et al., 2015). Cada material tiene sus puntos fuertes y sus limitaciones en función de diversos factores. Dado que los procesos de almacenamiento y liberación suelen implicar reacciones químicas, la elección depende de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno, las condiciones de funcionamiento, la termodinámica, la cinética, la estabilidad, la reversibilidad, la disponibilidad, el coste y el impacto medioambiental (Li et al., 2024).

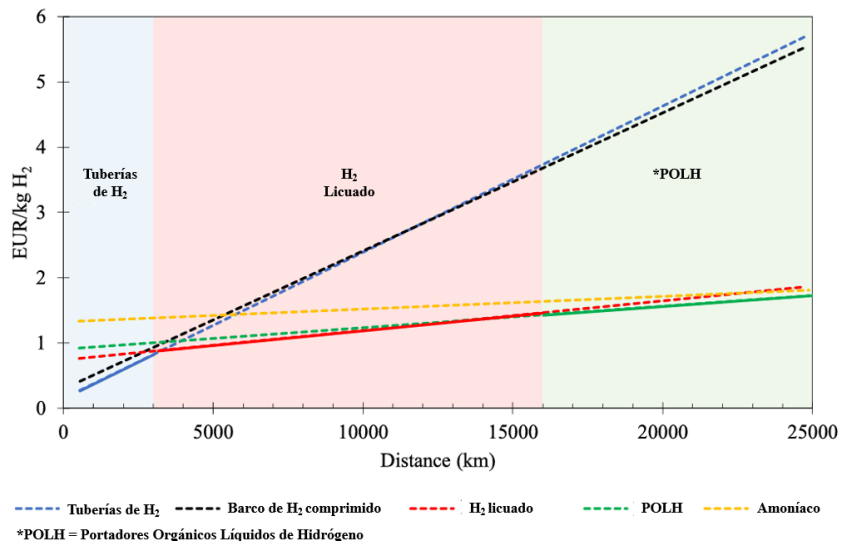
## **4.2. Transporte y Distribución**

Una vez producido, el hidrógeno debe transportarse a los usuarios finales, ya sea industrial, doméstico o para usos en movilidad. Existen tres métodos de transporte similares a los utilizados en el sector del gas natural: Marítimo, terrestre y gasoductos.

El costo de un método de transporte de H<sub>2</sub> depende en gran medida de la distancia entre los puntos de producción y entrega. Como muestra la Figura 21, para distancias inferiores a 3.000

km, el transporte por tuberías de H<sub>2</sub> parece ser el método más barato, mientras que, para distancias comprendidas entre 3.000 y 16.000 km, el transporte de H<sub>2</sub> licuado presenta el costo más bajo. Para distancias superiores a 16.000 km, el transporte de hidrógeno en forma de POLH (Portadores Orgánicos Líquidos De Hidrógeno) y amoníaco (NH<sub>3</sub>) parece ser el más barato (Comisión Europea, 2021).

**Figura 21.** Impacto de la distancia en los costos de transporte de hidrógeno.



*Nota.* La imagen muestra el efecto de la distancia de transporte entre un único punto de producción y entrega sobre los costes de suministro del hidrógeno, considerando un escenario de 1 Mt H<sub>2</sub> al año y bajo costo de la electricidad. Modificado de: Comisión Europea (2021).

#### 4.2.1. Marítimo

Tiene la ventaja de cubrir distancias muy largas, poder llegar a zonas aisladas y poder diversificar los países proveedores o exportadores de hidrógeno. Para otros países importadores, el transporte marítimo también permite reducir su dependencia de terceros países. Esto ocurre porque en el caso de transporte por tubería, el suministro depende tanto del país productor como de todos y cada uno de los países por los que discurren los tubos hasta llegar a su destino (Frontier Economics, 2021).

Existen prototipos para el transporte marítimo de hidrógeno comprimido, como el anunciado por Global Energy Ventures (GEV). Este diseño presenta un barco tanque que almacena toda la carga de hidrógeno en dos grandes tanques de forma cilíndrica y puede transportar un total de 2,000 toneladas de hidrógeno a 25 MPa. (Comisión Europea, 2022). Sin embargo, tiene mayor sentido que se transporte en estado líquido para aprovechar mejor el volumen de carga de los barcos, ya que el hidrógeno licuado tiene una densidad volumétrica superior al hidrógeno comprimido. El primer proyecto piloto de transporte de hidrógeno licuado por barco, el carguero Suiso Frontier (Figura 22), propiedad de la empresa japonesa Kawasaki Heavy Industries (KHI), ya ha completado con éxito su trayecto entre Victoria, Australia, y Kobe, Japón (Pekic, 2022). Tiene una capacidad de 1,250 metros cúbicos (aproximadamente 85 toneladas de hidrógeno líquido).

La estrategia de transporte de hidrógeno en buques es similar a la que se utiliza con el transporte de gas natural licuado (GNL). Primero el hidrógeno se debe licuar ( $H_2L$ ), luego transportar y finalmente regasificar en el punto de recepción. Por este motivo, la infraestructura necesaria asociada al transporte marítimo es muy importante y costosa.

**Figura 22.** Suiso Frontier – Buque de hidrógeno líquido ( $H_2L$ ).



*Nota.* Tomado de: Consejo del Hidrógeno (2022).

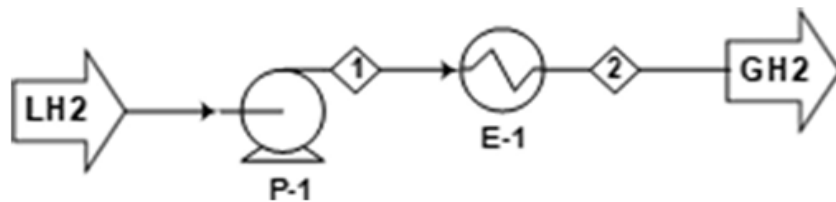
Las plantas de licuefacción proporcionan hidrógeno con un contenido muy bajo de impurezas (inferior a 1ppm). Esto debería eliminar la necesidad de un paso de purificación como

parte del desembalaje. Por lo tanto, el último paso en la cadena de suministro de hidrógeno licuado suele ser la regasificación del hidrógeno, que podría suministrarse directamente al punto de demanda (por ejemplo, vehículos eléctricos de pila de combustible) o almacenarse en un depósito intermedio.

En la Figura 23 se muestra el diagrama del proceso de regasificación. Restelli et al. (2024), en su investigación indica que la presión de descarga del bombeo se elige en función del destino del hidrógeno tras la regasificación. En caso de suministro de hidrógeno a un valle de H<sub>2</sub>, la presión se fija en 30 bares, necesaria para dar servicio a las industrias de los barrios del valle. Un valle de H<sub>2</sub> es una región dedicada a la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, donde diversas industrias y comercios utilizan este gas como fuente principal de energía. Los barrios del valle se refieren a las áreas dentro de esta región que consumen hidrógeno.

Si las estaciones de repostaje de hidrógeno son los usuarios finales, y la regasificación centralizada se realiza en el puerto de llegada, es necesario bombear a 320 bares para alimentar los remolques tubulares, que funcionan a 250 bares, para la distribución de hidrógeno comprimido. En caso de que, si la regasificación descentralizada se realice en las estaciones de repostaje de hidrógeno, es posible bombear a 900 bares antes de la vaporización, lo que evita la necesidad de comprimir el gas aguas abajo. Para todos los casos, se supone un rendimiento de la bomba de 0,6 y agua de refrigeración como fluido caliente en el vaporizador.

**Figura 23.** Esquema del proceso de regasificación del hidrógeno licuado.



*Nota.* Tomado de: Restelli et al. (2024).

#### 4.2.2. Terrestre

La distribución del hidrógeno en distancias pequeñas ( $< 300$  km) se realiza de forma terrestre mediante camiones, aunque también se podría utilizar el ferrocarril. Hoy en día, el hidrógeno comprimido se transporta sobre todo por carretera, utilizando sistemas conocidos como contenedores de gas de elementos múltiples. De acuerdo con el estudio del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea (2022), estos sistemas consisten en paquetes de bombonas de gas. Pueden diseñarse para ajustarse a las dimensiones y características de los contenedores normalizados ISO, lo que facilita su uso en el transporte intermodal. Las dimensiones básicas y los pesos brutos admisibles de los contenedores intermodales vienen determinados en gran medida por dos normas ISO, la ISO 668:2013 y la ISO 1496-1:2013. A la presión más alta (50 MPa), la carga útil de un contenedor puede alcanzar valores superiores a 1 tonelada. El coste de estos sistemas oscila entre 790 USD/kg  $H_2$  para sistemas a 25 MPa y 1.100 USD/kg  $H_2$  para el transporte a 50 MPa.

**Figura 24.** Remolque de hidrógeno a alta presión (45 MPa).



(a) Aspecto de un tráiler de 45 MPa



(b) Aspecto de los cilindros compuestos



(c) Techo retráctil

*Nota.* Tomado de: Azuma et al. (2014).

#### 4.2.3. Gasoductos

El transporte de hidrógeno por gasoductos implica el uso de tuberías específicas diseñadas para transportarlo de forma segura y eficiente desde las instalaciones de producción hasta los puntos de distribución o a los usuarios finales. Las tuberías sirven para transportar hidrógeno

conectando compresores, estaciones urbanas e instalaciones de almacenamiento. Las estaciones compresoras son cruciales para el mantenimiento continuo del flujo de hidrógeno al suministrar la energía necesaria dentro del sistema de transporte, garantizando que se cumplan los requisitos de presión y temperatura (Faye et al., 2022). La Tabla 10 resume las ventajas y limitaciones de este sistema.

**Tabla 10.** Ventajas y limitaciones del transporte de H<sub>2</sub> por gasoductos.

| Ventajas   | Limitaciones  |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite suministrar hidrógeno a gran escala</li> <li>• Proporciona un suministro continuo y fiable de hidrógeno</li> <li>• Rentable para las grandes centrales eléctricas</li> <li>• Sostenible ambientalmente</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere materiales, revestimientos y consideraciones de diseño específicos para las tuberías</li> <li>• Las medidas de seguridad son cruciales para garantizar la integridad de las tuberías y evitar accidentes</li> <li>• La ampliación de la infraestructura requiere una inversión y una planificación considerables</li> </ul> |

*Nota.* Modificado de: Muhammed et al. (2023).

Los esfuerzos para mitigar la fragilización por hidrógeno y mejorar el rendimiento y la durabilidad de los gasoductos de hidrógeno se centran actualmente en la investigación de nuevos materiales, recubrimientos y diseños de tuberías. Además, abordar las impurezas como el oxígeno, el azufre o el agua en el gas de hidrógeno mediante tecnologías avanzadas de purificación, como la adsorción por cambio de presión, la separación por membranas o la destilación criogénica, puede minimizar aún más los riesgos de fragilización.

**4.2.3.1. Inyección de hidrógeno en la red de gas natural.**

La acción de introducir un cierto porcentaje de hidrógeno en la red actual de gas natural es conocida como blending de hidrógeno (Morante et al., 2020). A pesar de sus numerosas ventajas, la implementación de esta tecnología enfrenta desafíos significativos (Topolski et al., 2021). La capacidad del hidrógeno para disociarse en superficies metálicas, disolverse en la estructura de la

red metálica y alterar la respuesta mecánica del metal resulta en fatiga y fractura asistida por hidrógeno. Este proceso, conocido como fragilización por hidrógeno, representa un desafío significativo para las tuberías de gas natural de acero existentes, ya que las pequeñas moléculas de hidrógeno pueden penetrar el material y causar fugas (Roca, 2023).

Las propiedades termodinámicas, de transporte y de combustión del hidrógeno son notablemente diferentes de las del gas natural, lo que plantea riesgos potenciales para la seguridad. Teniendo en cuenta que el sistema de transporte por gasoductos está construido para el gas natural, existe una gran preocupación por la compatibilidad del hidrógeno con los componentes del sistema. Por lo tanto, de acuerdo con Erdener et al. (2023), la introducción del hidrógeno mezclado en los sistemas de gas natural en el futuro depende de la capacidad de abordar algunos retos clave que se encuentran resumidos en la Tabla 11.

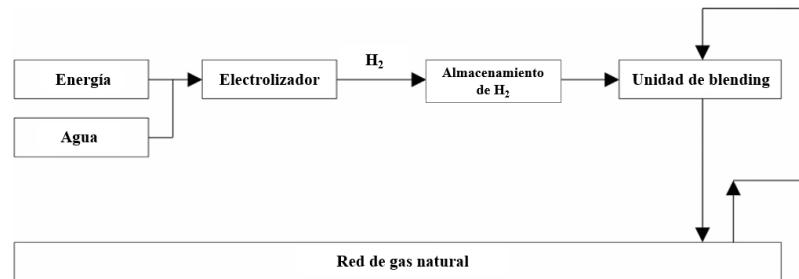
**Tabla 11.** Retos clave en el blending de H<sub>2</sub>.

| Retos Clave  |   |  |
|--|---|--|
| Perspectiva Operacional  | Perspectiva de Seguridad  | Perspectiva Económica  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impactos en la operación y el sistema.</li> <li>• Fluctuaciones de presión a través de tuberías.</li> <li>• Consideraciones de calidad del gas.</li> <li>• Límites técnicos de las instalaciones.</li> <li>• Flexibilidad de infraestructura</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fragilización de metales en tuberías, compresores, almacenamiento, etc.</li> <li>• Fugas en juntas de tuberías, sellos, etc.</li> <li>• Índice Wobbe bajo que afecta la eficiencia de combustión</li> <li>• Diferencias en propiedades de combustión</li> <li>• Gestión de llamas</li> <li>• Impactos ambientales</li> <li>• Precisión de medición</li> <li>• Compatibilidad con equipos eléctricos</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actualizaciones de infraestructura</li> <li>• Costos de cambio para el usuario final</li> <li>• Costos variables de producción de hidrógeno</li> <li>• Separación de hidrógeno</li> </ul> |

*Nota.* Modificado de: Erdener et al. (2023).

En la Figura 25 se muestra un sistema típico de blending de hidrógeno en redes de gas natural que incluye un electrolizador, un almacenamiento intermedio de hidrógeno y una unidad de mezcla.

**Figura 25.** Esquema de un sistema típico de mezcla de hidrógeno en redes de gas natural.



*Nota.* Modificado de: Cristello et al. (2023)

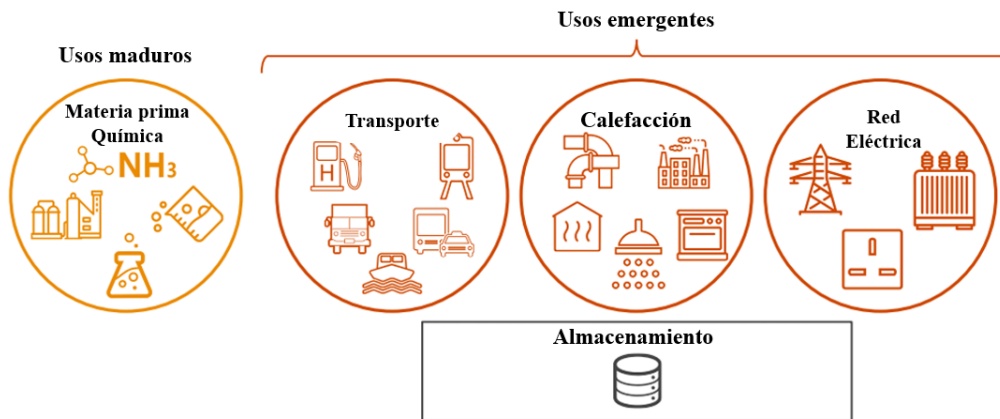
Muhammed et al. (2023), señala que la mezcla de hidrógeno con gas natural puede realizarse en diversas proporciones, como 5-15 %, y hasta porcentajes superiores, como 50%. Cabe señalar que las mezclas que contienen <5-15 % de hidrógeno en volumen suelen plantear problemas menores, dependiendo de las condiciones específicas de los gasoductos y de las composiciones del gas natural.

La generalización de los límites para realizar un blending de hidrógeno es problemática, esto debido a que la compatibilidad del hidrógeno con la infraestructura existente de gasoductos depende del modelo y estado específico del equipo, así como del material de construcción. Además, cada red de gasoductos de gas natural es única en términos de los usuarios finales abastecidos, la configuración de la red y la capacidad máxima de transporte de gas. Por lo tanto, es crucial realizar una evaluación detallada y específica para cada red de gasoductos, considerando los impactos en componentes individuales del sistema, como compresores, motores primarios, contadores, válvulas, instalaciones de almacenamiento y el propio gasoducto. Asimismo, debe evaluarse el impacto en los usuarios finales.

## 5. Utilización del Hidrógeno

El hidrógeno podría utilizarse como fuente de energía (usos emergentes) o como materia prima para la industria (usos maduros), como se muestra la Figura 26. El hidrógeno como fuente de energía se utiliza principalmente en el transporte, la calefacción y para la estabilidad de la red eléctrica (Hosseini et al., 2021).

**Figura 26.** Aplicaciones maduras y emergentes del hidrógeno.



*Nota.* Modificado de: Hosseini et al., (2021).

De acuerdo con la revisión realizada por García (2021), El sector industrial consume más del 30 % de la energía final, aportando alrededor del 25 % de las emisiones de dióxido de carbono. Además de esto, algunas usan hidrógeno como materia prima, principalmente en petroquímica, producción de metanol, electrónica, producción de amoníaco, producción de metales, procesamiento de alimentos y cosméticos. Existe además potencial de uso en metalurgia, para una reducción directa de óxidos de hierro, y para la utilización de carbono obtenido en procesos de captura y almacenamiento de carbono. Por lo tanto, los usos del hidrógeno en la refinación, el metanol y los fertilizantes, son los usos actuales que se ajusta al objetivo de descarbonización a largo plazo. La Tabla 12 amplía los usos del  $H_2$  en otras industrias.

**Tabla 12.** Aplicaciones del H<sub>2</sub> en diferentes industrias.

| Industria         | Uso   |
|-------------------|---|
| Petrolera         | Remoción de sulfuros y otras impurezas<br>Hidrocrackeo de grandes cadenas de hidrocarburos para producir destilados   |
| Química           | Síntesis de amoníaco, metanol, etc.   |
| Alimenticia       | Conversión de azúcares en polioles<br>Conversión de aceites comestibles<br>Conversión de sebo y grasa para alimentación animal  |
| Plásticos         | Síntesis de nylon, poliuretanos, poliéster y poliolefina<br>Crackeo de plásticos para reducir moléculas más sencillas que puedan ser recicladas   |
| Metales           | Eliminación de oxígeno<br>Atmosfera reductora para la producción de hierro, magnesio, molibdeno, etc.<br>Sopletes de soldadura<br>Tratamiento térmico para mejorar la ductilidad y la calidad del mecanizado, para aliviar el estrés, para endurecer, para aumentar la resistencia a la tracción, cambiar las características magnéticas o eléctricas |
| Electrónica       | Crecimiento 'epitaxial' de polisilicio<br>Manufactura de tubos de vacío<br>Materiales de unión por calor  |
| Vidriería         | Sopletes de corte de alta temperatura<br>Pulido de vidrio<br>Tratamiento térmico de fibras ópticas<br>Atmósfera reductora para el proceso de vidrio flotado   |
| Energía Eléctrica | Refrigerante para grandes generadores de motores<br>Procesamiento de combustible nuclear  |

*Nota.* Modificado de: Abdalla et al. (2018).

## 6. Análisis Metodología para la Generación de Hidrógeno In Situ

La literatura disponible sobre tecnologías de producción de hidrógeno en subsuelo, en particular la combustión in situ (CIS) y la gasificación in situ (GIS), es limitada, a pesar de la relevancia del tema. Esto representa una notable escasez de investigaciones que aborden los mecanismos para su uso en la producción del hidrógeno, así como los desafíos económicos y ambientales asociados. Debido a esto, el análisis presentado en este trabajo tuvo sus limitaciones, especialmente en cuanto a la profundidad y la precisión de las conclusiones que se puedan extraer sobre estos aspectos cruciales. Por eso, tanto para el Análisis de Ciclo de Vida como para el Análisis Económico, la revisión bibliográfica tuvo en cuenta estudios que incluían las diferentes

tecnologías de producción de hidrógeno a partir de recursos fósiles presentados anteriormente en la sección 2.4 de este trabajo.

### 6.1. Caso de Estudio

A continuación, se presentarán los resultados de la simulación realizada por Gates & Wang (2017) para el registro de su patente. Se empleó el software de simulación de yacimientos CMG STARS™ para un proceso cíclico según la metodología planteada. Las propiedades del yacimiento utilizadas en este modelo de simulación tridimensional tienen características típicas de un yacimiento de arenas bituminosas:

**Tabla 13.** Propiedades del yacimiento consideradas en la simulación.

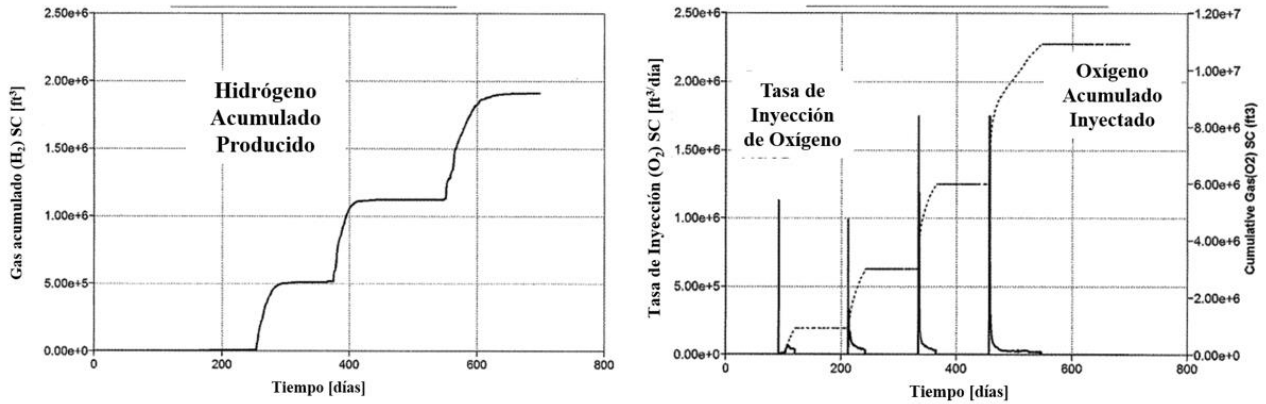
| Parámetros                                    | Rangos                            |
|---|-----------------------------------|
| Porosidad ( $\phi$ )                          | 0.3                               |
| Permeabilidad horizontal ( $k_h$ )            | 2200 mD                           |
| Permeabilidad vertical ( $k_v$ )              | 1100 mD                           |
| Espesor (h)                                   | 37 m                              |
| Saturación de petróleo ( $S_o$ )              | 0.7                               |
| Presión inicial ( $P_i$ )                     | 2800 kPa                          |
| Temperatura inicial ( $T_i$ )                 | 13°C                              |
| Relación gas en solución – petróleo ( $R_s$ ) | 10 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> |

*Nota.* Modificado de: Song et al. (2023).

Las Figura 27 y Figura 28, ilustran los resultados de una primera simulación de yacimiento térmico reactivo realizada. En este caso, se utiliza un único pozo vertical tanto para la inyección como para la producción dentro del yacimiento y, la operación se realiza de manera cíclica: se inyecta oxígeno durante un período, luego se cierra, y después se abre para la producción durante otro período antes de volver a cerrarlo. Este ciclo de inyección y producción se repite hasta que el proceso deja de ser productivo a niveles predeterminados. La Figura 27 muestra que, al inyectar oxígeno de manera cíclica, se genera hidrógeno en el yacimiento mediante las reacciones descritas

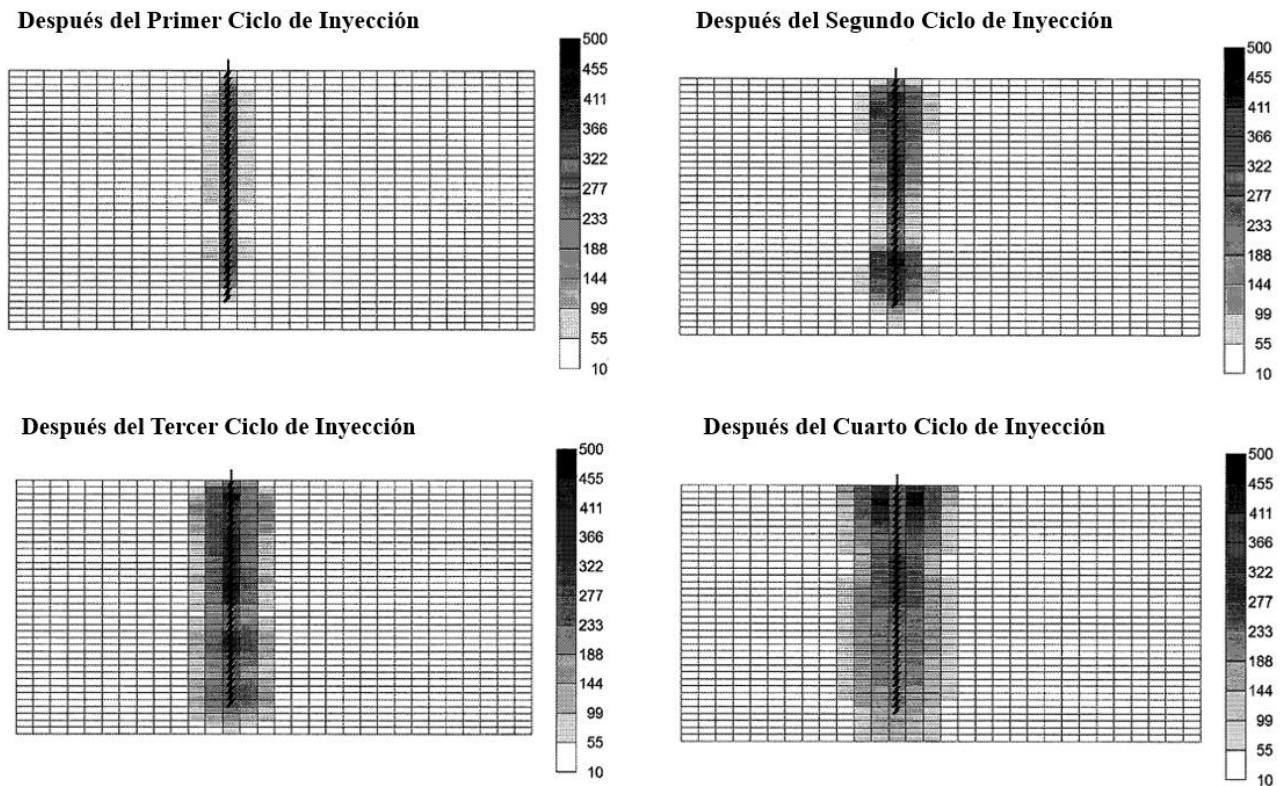
previamente en este trabajo. La Figura 28 presenta las distribuciones de temperatura en el plano vertical del pozo de inyección/producción.

**Figura 27.** Resultados simulación para un proceso cíclico con un pozo vertical único.



*Nota.* Modificado de: Gates & Wang, 2017.

**Figura 28.** Distribución de temperatura en el plano vertical del pozo.



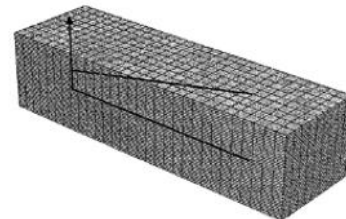
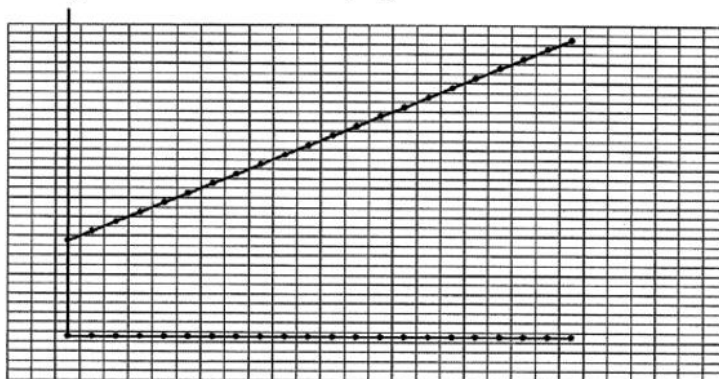
*Nota.* Modificado de: Gates & Wang, 2017.

Los resultados muestran que la temperatura en el yacimiento alrededor del pozo vertical alcanza hasta 500°C tras la inyección de oxígeno. Como consecuencia de este aumento de temperatura, se producen las reacciones, generando hidrógeno en el yacimiento. Una vez completada la etapa de inyección de oxígeno, el pozo se convierte al modo de producción y solo se extrae hidrógeno del yacimiento. Estos ciclos continúan hasta que la cantidad de hidrógeno producida por ciclo deja de ser económicamente viable.

Se planteó un segundo escenario con las mismas propiedades descritas en la Tabla 13. En este caso, la longitud del pozo de inyección es de 105 m. Las figuras Figura 29 y Figura 30 muestran los resultados de esta segunda simulación, también realizada con el software CMG STARST<sup>TM</sup>. El pozo de inyección inferior se ubica cerca de la base del yacimiento y un pozo de producción se sitúa por encima este. En este escenario, el pozo de producción está inclinado dentro del yacimiento, como se puede observar en la Figura 29.

**Figura 29.** Configuración de Pozo. Casos A, B y C.

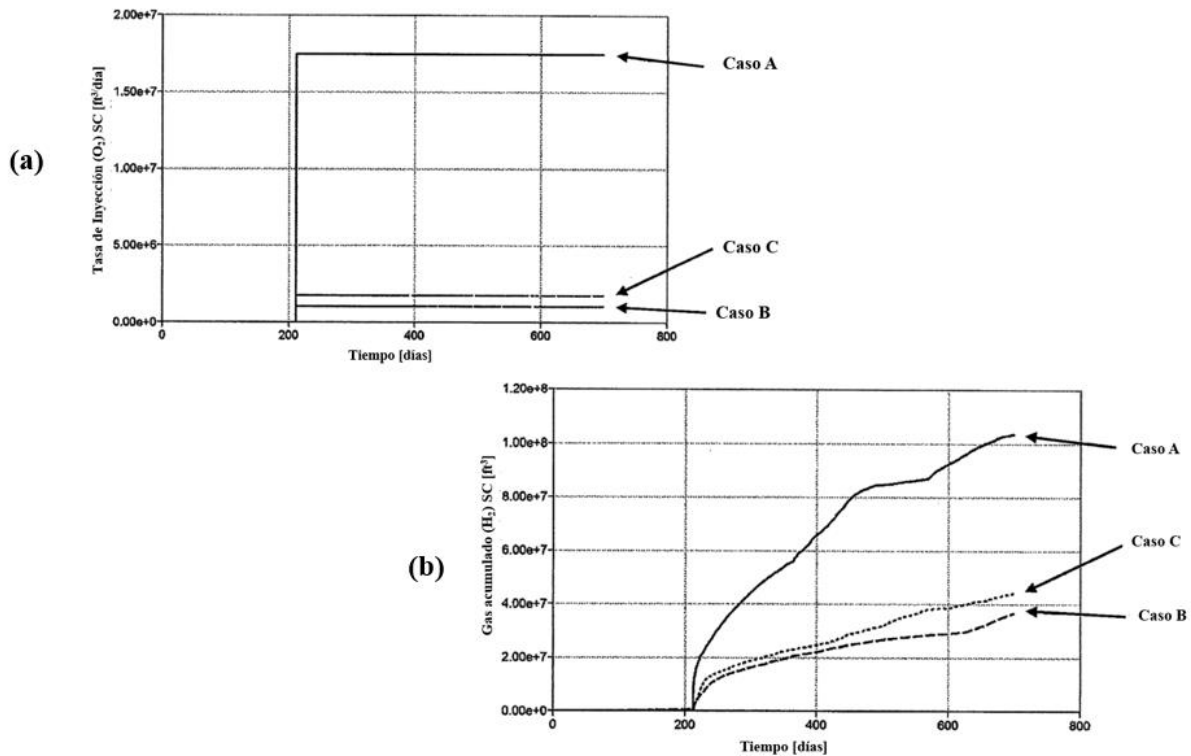
**Configuración de Pozo – Casos A, B y C**



*Nota.* Modificado de: Gates & Wang, 2017.

La Figura 30 (a) muestra las operaciones donde se inyectan tres diferentes caudales de oxígeno en el yacimiento. En los Casos A, B y C, las tasas de inyección de oxígeno son de 17.5, 1.05 y 1.75 millones de scf/día, respectivamente. La Figura 30 (b) muestra los volúmenes de producción de hidrógeno resultantes del yacimiento correspondientes a los Casos A, B y C. Los volúmenes acumulados de hidrógeno producidos después de 700 días de operación son de 104, 37 y 44 millones de scf de hidrógeno.

**Figura 30.** Comparación de Caudales de Inyección de  $O_2$  y Producción de  $H_2$ : Casos A, B y C.

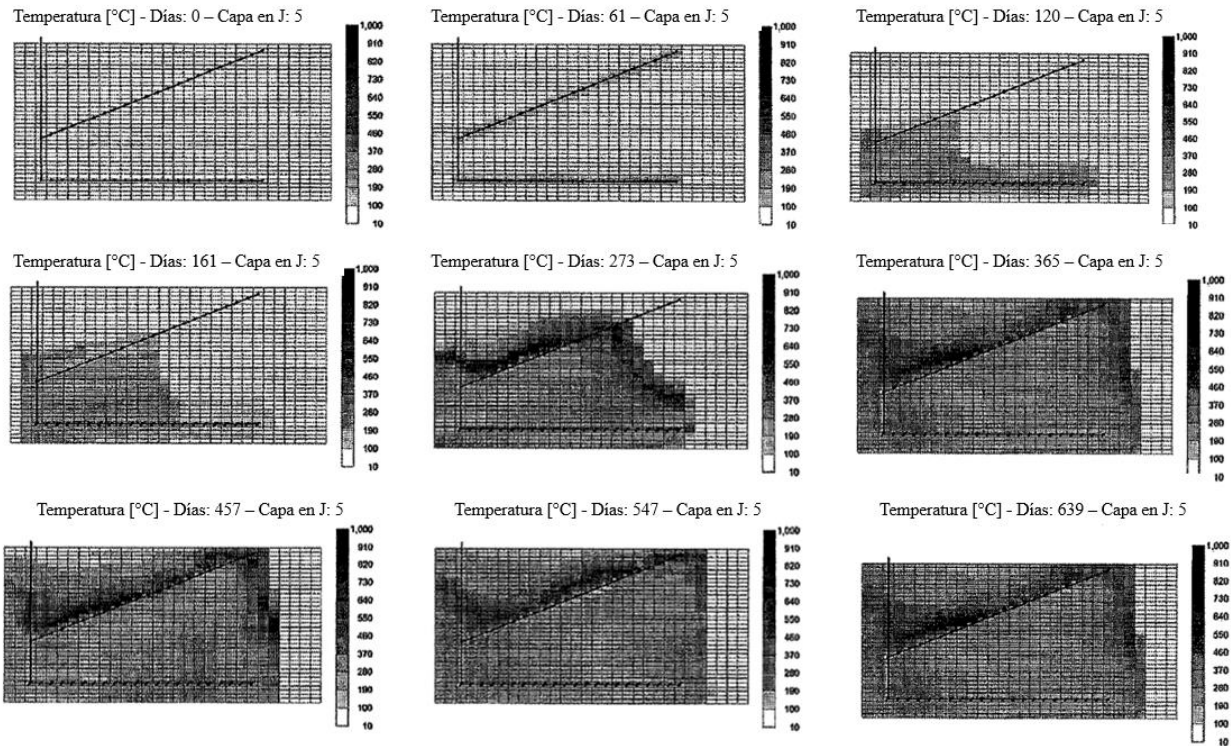


*Nota.* Modificado de: Gates & Wang, 2017.

La Figura 31 presenta un ejemplo de las distribuciones de temperatura en el plano horizontal-vertical de los pozos de inyección y producción para el Caso A. Los resultados muestran que, al inyectar oxígeno en el yacimiento, se crea una zona reactiva dentro del mismo la cual se caracteriza por tener una temperatura más alta que la original del yacimiento. Los resultados

demuestran que la temperatura supera los 450°C y en el frente de reacción, la temperatura alcanza hasta 900°C. Con temperaturas superiores a 400°C, ocurren reacciones de gasificación dentro de la zona de combustión, generando hidrógeno que es producido exclusivamente por el pozo de producción superior hacia la superficie. Dentro de la zona caliente alrededor del pozo de inyección, el petróleo drena y se acumula, proporcionando más combustible para las reacciones que ocurren alrededor del pozo de inyección.

**Figura 31.** Distribución de temperatura en los pozos: Caso A.



*Nota.* Modificado de: Gates & Wang, 2017.

Los escenarios anteriores ilustran la aplicación de la metodología en reacciones de gasificación in situ dentro de un yacimiento, donde se utiliza una membrana en el pozo de producción para llevar el hidrógeno a la superficie. Cabe resaltar que, la tecnología aquí presentada

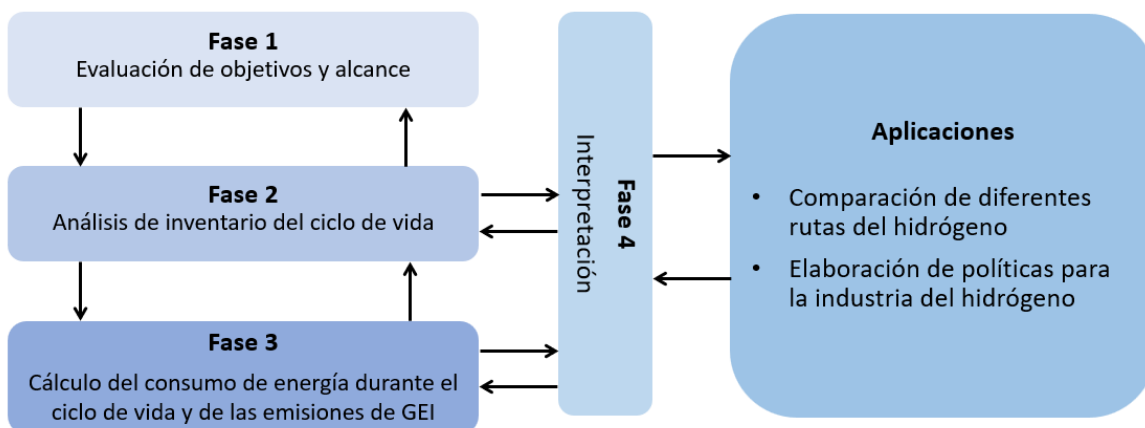
puede aplicarse en contextos distintos a los mencionados. Son posibles diferentes alteraciones, modificaciones, adiciones, omisiones y permutaciones dentro de la práctica de esta tecnología.

## 6.2. Análisis de Ciclo de Vida

Según Barbhuiya y Das (2023), un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una metodología utilizada para evaluar el impacto ambiental de productos o servicios a lo largo de todo su proceso de vida útil. Tiene en cuenta todas las etapas del producto evaluado, desde la extracción de la materia prima hasta su eliminación. Sin embargo, la aplicación generalizada del ACV ha sido un reto debido a varios factores, como la disponibilidad de datos, el coste asociado a su recolección, la experticia limitada y la complejidad del producto o servicio evaluado. A pesar de estos retos, sigue siendo una herramienta necesaria para que las partes interesadas tomen decisiones informadas y evalúen las compensaciones entre los diferentes criterios de toma de decisiones.

El ACV de la producción subterránea de hidrógeno se lleva a cabo siguiendo las directrices establecidas en las normas ISO 14040 e ISO 14044 (Verma & Kumar, 2015). Este proceso se desarrolla en cuatro etapas secuenciales, como se ilustra en la Figura 32.

**Figura 32.** Esquema de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV).



*Nota. Modificado de:* Smith et al. (2024).

### **6.2.1. Fase 1: Objetivo y Alcance**

En el caso de la producción in situ de hidrógeno, el propósito es evaluar las emisiones de GEI del ciclo de vida del proceso.

En el ACV, la unidad funcional es una medida del objetivo del sistema estudiado y proporciona una referencia para relacionar las entradas y salidas. Esto permite comparar dos sistemas esencialmente diferentes (Osman et al., 2021). La mayoría de los estudios revisados utilizaron "kg de hidrógeno producido" como unidad funcional. Mientras que algunos estudios proporcionaron resultados considerando el hidrógeno como un vector energético y, por tanto, registraron la unidad funcional como "energía producida en MJ o kWh". Muy pocos estudios indicaron la "distancia recorrida en km" como unidad funcional cuando el hidrógeno se utilizaba como combustible para vehículos. La elección de diferentes unidades funcionales para el mismo producto, es decir, el hidrógeno, muestra los retos asociados a la comparación de modelos de ACV.

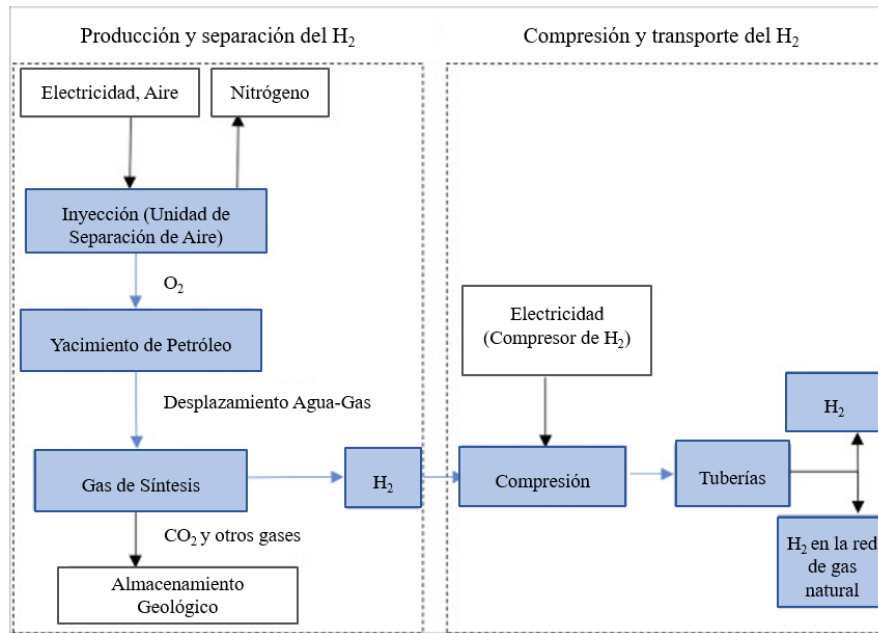
### **6.2.2. Fase 2: Inventario del Ciclo de Vida**

Implica reconocer todas las operaciones unitarias individuales dentro del límite del sistema y medir las entradas y salidas correspondientes. Implica recopilar datos, entradas/salidas y unidades funcionales al tiempo que se hace un inventario de todos los materiales, la energía y las emisiones asociadas al producto o servicio.

En este caso, el límite del sistema se definió considerando toda la cadena de suministro de hidrógeno, que según la aplicación en campo de esta tecnología demostrada por Proton-Energy, los procesos clave de esta técnica van desde la adquisición de materias primas y la producción del hidrógeno, la purificación, procesamiento, las opciones de almacenamiento y transporte de

hidrógeno y, por último, su distribución a los usuarios finales. Los límites del sistema se muestran en la Figura 33.

**Figura 33.** Límites del sistema para aplicación de la metodología ACV.



*Nota.* Modificado de: Yu et al. (2021).

Durante la revisión bibliográfica, se observó que los estudios empleaban una serie de procesos para el límite del sistema al momento de realizar el ACV de la producción y el consumo de hidrógeno (Tabla 14). Sólo había unos pocos estudios que tuvieran en cuenta las emisiones durante la fase de uso. Sin embargo, dado el creciente interés en el uso del hidrógeno como vector energético, es importante considerar las emisiones durante esta fase y realizar ACV que presenten estimaciones.

Es importante señalar que la mayoría de los estudios de ACV de las tecnologías de hidrógeno subterráneo se han centrado en la gasificación in situ del carbón (GISC). Teniendo en cuenta que existe una diferencia significativa entre la producción de hidrógeno a partir de vetas de carbón y a partir de yacimientos de petróleo y gas; es importante resaltar la necesidad de que las

investigaciones futuras exploren los procesos de CIS y GIS específicamente en yacimientos de petróleo depletados y/o próximos a depletarse. El objetivo de estos estudios también debería ser comparar las repercusiones económicas y medioambientales de la utilización de estas tecnologías basadas en el petróleo con las basadas en el carbón, proporcionando así una comprensión más completa de la viabilidad y sostenibilidad de estas tecnologías de hidrógeno in situ.

**Tabla 14.** Fases de producción y uso analizadas en los ACV revisados.

| Parámetro                 | Tecnología   | UF   | PMP | TI | PROD | PUR | ALM | UTI |
|---------------------------|--|--|-----|----|------|-----|-----|-----|
| Kerscher et al., 2021     | Pirólisis de metano por descomposición por plasma  | 1 kg de H <sub>2</sub>   | x   |    | x    |     |     |     |
| Kim et al., 2021          | Celdas de combustible de carbonato fundido   | 1 kWh de electricidad  | x   | x  | x    |     |     |     |
| Li et al., 2021           | Comparación de reformado de vapor de gas natural, electrólisis del agua, separación termoquímica del agua, gasificación del carbón | 1 kg H <sub>2</sub>  | x   | x  | x    |     |     |     |
| Liu et al., 2021          | Comparación del uso de pilas de combustible de H <sub>2</sub> para camiones pesados en China para los años: 2020, 2030, 2050       | Intensidad de carbono por km recorrido en vehículo                     | x   | x  | x    | x   | x   | x   |
| Logan et al., 2020        | Comparación del uso de hidrógeno y electricidad en los trenes del Reino Unido para los años: 2017, 2050                            | Emisiones de carbono durante la explotación de los trenes por pasajero |     |    |      |     |     | x   |
| Siddiqui and Dincer, 2019 | Comparación de: Gasificación del carbón, Reformado del metano, Reformado del metanol, Reformado del etanol                         | 1 kg H <sub>2</sub>  | x   | x  | x    |     |     |     |

*Nota.* UF = Unidad Funcional; PMP = Producción de Materias Primas; TI = Transporte Interoperativo; PROD = Producción; PUR = Purificación; ALM = Almacenamiento; UTI = Utilización. Estos acrónimos se utilizan para simplificar los encabezados de las columnas en la tabla. Modificado de: Osman et al. (2021).

### 6.2.3. Fase 3: Evaluación

Implica identificar y evaluar los impactos ambientales a través de categorías de impacto estandarizadas e indicadores ambientales. Una de las categorías más comunes es el Potencial de

Calentamiento Global (PCG), que considera tanto el CO<sub>2</sub> como otros gases de efecto invernadero, como el CH<sub>4</sub> y el óxido nitroso, que se traducen en CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>-eq). Además, se incluyen indicadores como el potencial de toxicidad humana, oxidación fotoquímica (comúnmente llamada "smog de verano") y la toxicidad terrestre.

**Tabla 15.** Impactos ambientales analizados en los ACV revisados.

| Indicadores  | Medida   | Referencia  |
|--|--|---|
| Potencial de calentamiento global                        | Kg CO <sub>2</sub> -eq   | Kerscher et al., 2021<br>Kim et al., 2021<br>Li et al., 2021<br>Logan et al., 2020<br>Siddiqui and Dincer, 2019 |
| Uso neto de energía, agotamiento de combustibles fósiles | kJ/MJ  | Kim et al., 2021<br>Siddiqui and Dincer, 2019   |
| Potencial de agotamiento abiótico                        | Kg Sb-eq   | Kim et al., 2021  |
| Potencial de acidificación                               | Kg SO <sub>2</sub> -eq   | Kim et al., 2021<br>Siddiqui and Dincer, 2019   |
| Potencial de eutrofización                               | Kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -eq   | Kim et al., 2021<br>Siddiqui and Dincer, 2019   |
| Potencial de formación de oxidantes fotoquímicos         | Presencia de contaminantes como NO <sub>x</sub> , COV no metánicos y otros           | Siddiqui and Dincer, 2019   |
| Potencial de formación de partículas                     | PM 2.5 /<br>PM 10 -eq  |   |
| Potencial de toxicidad en humanos                        | Impacto potencial de contaminantes cancerígenos y no cancerígenos en la salud humana |   |

*Nota.* Modificado de: Osman et al. (2021).

Cabe mencionar que la supervisión continua de todo el proceso es esencial para garantizar la seguridad y mejorar la eficiencia. La supervisión también ayuda a prevenir cualquier posible impacto medioambiental del proceso en la zona circundante.

#### **6.2.4. Fase 4: Interpretación**

Los resultados del ACV se analizan y se comunican a las partes interesadas junto con las limitaciones del estudio. Los resultados se utilizan para la toma de decisiones y la identificación de oportunidades de mejora.

El ámbito de esta revisión abarcó artículos científicos ACV para sistemas de hidrógeno. Se utilizó ScienceDirect como motor de búsqueda con los siguientes términos que aparecían en el título, palabras clave o resumen del artículo: “hydrogen” AND (“life-cycle assessment” OR “life-cycle analysis” OR “LCA”). Se revisaron estudios publicados entre enero de 2019 y agosto de 2024. La Tabla 16 resume las principales conclusiones de los estudios revisados.

**Tabla 16.** Principales conclusiones de los ACV revisados.

| Parámetro                        | Conclusiones   |
|----------------------------------|--|
| <b>Kerscher et al., 2021</b>     | Las emisiones del ciclo de vida de las tecnologías de Pirólisis se sitúan entre 1,9 y 6,4 kg CO <sub>2eq</sub> /kg H <sub>2</sub> , en comparación el Reformado de Metano por Vapor 10,8 4 kg CO <sub>2</sub> eq/kg H <sub>2</sub> .   |
| <b>Kim et al., 2021</b>          | Para determinar el impacto ambiental del sistema de pila de combustible de carbonato fundido, se mostró un PCG de 0,3 kg de CO <sub>2eq</sub> /kWh. de 0,3 kg CO <sub>2eq</sub> /kWh, un potencial de agotamiento abiótico de 1,90 g Sb <sub>eq</sub> /kWh, un potencial de acidificación de 30,5 g SO <sub>2 eq</sub> /kWh y un potencial de eutrofización de 0,01 g PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq/kWh. La principal causa del impacto el reformado de gas natural licuado en la fase de funcionamiento. |
| <b>Li et al., 2021</b>           | Se calcularon los impactos ambientales de la producción de hidrógeno mediante gasificación del carbón, reformado con vapor de gas natural, termoquímica, electrólisis del agua mediante energía eólica y división termoquímica del agua mediante el ciclo Cu-Cl en China. PCG para todos los procesos = 0,7 a 17 kg CO <sub>2 eq</sub> /kg de H <sub>2</sub> Potencial de acidificación para todos los procesos = 1,7 a 30,7 g SO <sub>2 eq</sub> /kg de H <sub>2</sub>                                      |
| <b>Liu et al., 2021</b>          | Este estudio analizó la intensidad de carbono por km recorrido por los camiones pesados en China que utilizan pilas de combustible de hidrógeno para los años 2020, 2030 y 2050. La investigación concluyó que la sustitución de los combustibles convencionales por pilas de combustible de hidrógeno para el 100% de la flota de camiones pesados redujo el 63% de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050.   |
| <b>Logan et al., 2020</b>        | Para alcanzar los objetivos británicos de emisiones netas cero, los trenes deberían convertirse en trenes eléctricos o de hidrógeno, lo cual es imposible por razones económicas o técnicas. Además, tanto los trenes eléctricos como los de hidrógeno produjeron muchas menos emisiones de carbono por persona que los trenes de combustible convencional para los años 2017 y 2050.  |
| <b>Siddiqui and Dincer, 2019</b> | Las rutas de electrólisis del agua, gasificación del carbón y gasificación de la biomasa mostraron un potencial de calentamiento global de 28,6, 23,7 y 4,4 kgCO <sub>2eq</sub> /kg H <sub>2</sub> , respectivamente. Además, se estima que las rutas de producción de hidrógeno basadas en etanol, metanol y metano tienen un potencial de calentamiento global de 12,2, 17,9 y 13,8 kgCO <sub>2eq</sub> /kg H <sub>2</sub> , respectivamente.  |

*Nota.* Modificado de: Osman et al. (2021).

Durante la revisión, no se identificaron dos estudios de ACV similares. Se observaron diferencias en el ámbito geográfico y temporal, las unidades funcionales y los límites del sistema considerados, así como en las categorías de impacto ambiental, las cuales deberían ampliarse ya que muy pocos estudios calculan más allá del potencial de calentamiento global y el agotamiento de los combustibles fósiles. Por lo tanto, es importante prestar atención a los procesos modelados y al alcance de los límites del sistema a la hora de tomar decisiones para crear una economía sostenible del hidrógeno.

### **6.3. Análisis Económico**

El Análisis Económico evalúa la viabilidad técnica y económica de un proceso o tecnología. Para la producción in situ de hidrógeno, este análisis incluiría un estudio detallado de los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como el rendimiento técnico de la tecnología. Se enfoca en la rentabilidad y competitividad económica de la tecnología.

La producción de hidrógeno in situ es una nueva tecnología que aún se encuentra en una fase de producción reducida. Actualmente, Proton Technologies produce hidrógeno in situ con fines de demostración y tiene previsto construir una instalación de 500 toneladas de hidrógeno al día, al tiempo que empezará a vender volúmenes más pequeños de hidrógeno. Los parámetros básicos para la producción de hidrógeno de este proyecto figuran en la Tabla 17.

El proyecto se lleva a cabo en un yacimiento de petróleo pesado que contiene 32 millones de toneladas (Mt) de crudo. Con una relación de masa para la oxidación de crudo a oxígeno de 1:3.45, se necesitarán 110 Mt de oxígeno para oxidar completamente el crudo disponible. Considerando una vida útil del proyecto de 50 años, se estima un requerimiento diario de aproximadamente 6000 toneladas de oxígeno (Strem, 2019).

**Tabla 17.** Resumen de costos, rentabilidad y condiciones de explotación del H<sub>2</sub> in situ.

| Parámetro                                   |                                 | Condición operacional / Valor        |
|---|---------------------------------|--------------------------------------|
| Operadora                                   |                                 | Proton Technologies                  |
| Temperatura de funcionamiento               |                                 | Supera los 350 °C                    |
| Eficiencia del compresor                    |                                 | 80%                                  |
| Emisión de CO <sub>2</sub>                  |                                 | No emite a la atmósfera              |
| Reserva de crudo pesado recuperable         |                                 | 32 millones de toneladas             |
| Capacidad de producción de hidrógeno        |                                 | 500 toneladas al día                 |
| Vida útil de la planta                      |                                 | 20 años                              |
| Tasa interna de rentabilidad                |                                 | 10 % anual                           |
| Costes de capital                           | Unidades de separación de aire  | 245 MM USD                           |
|   | Purificación del H <sub>2</sub> | 65 MM USD                            |
|   | Transporte de H <sub>2</sub>    | 20 MM USD                            |
|   | Pozos de producción             | 10 MM USD                            |
| Costos operacionales                        | Seguro de las instalaciones     | 0.03 MM USD/año                      |
|   | Laborales                       | 1.37 MM USD/año                      |
|   | Administrativos                 | 0.40 MM USD/año                      |
|   | Electricidad                    | El costo se considera insignificante |
|   | Agua                            | El costo se considera insignificante |
|   | Crudo                           | El costo se considera insignificante |
| Precio del H <sub>2</sub> producido in situ |                                 | 0.23 USD/kg                          |

*Nota.* No se han tenido en cuenta otros gastos diversos. Modificado de: Yu et al. (2021) y, Okere y Sheng (2023).

Suponiendo una vida útil de la planta de 20 años para producir 500 toneladas de H<sub>2</sub> al día, los costes de capital están dominados en su mayoría por el costo de las unidades de separación de aire para el oxígeno necesario para el proceso. Los costes restantes consisten principalmente en los pozos de producción de hidrógeno y una serie de opciones de extracción del campo, como la compresión del hidrógeno en gasoductos o remolques tubulares de gas natural, la licuefacción para el transporte, el coste de producción de amoníaco, los generadores de energía compatibles con el hidrógeno, etc.

El proyecto no prevé almacenar hidrógeno in situ en la fase inicial, pero cuenta con un acuerdo de compra de energía de 4,2 MW con SaskPower, la empresa eléctrica estatal de

Saskatchewan, Canadá, lo que permitiría transportar el hidrógeno directamente a la central de gas natural de Ermine, a 18 km de distancia, o a otro lugar para mezclarlo con gas natural y producir energía a menor costo. Aunque las formaciones geológicas de la zona son adecuadas para el almacenamiento en cavernas de sal, y se están evaluando para que coincidan con la demostración de producción de 500 t/día, los costes de capital no incluyen inicialmente el almacenamiento del hidrógeno, que es lo más bajo posible a corto plazo.

El coste de capital estimado es de aproximadamente 340 millones de dólares. Esta cifra incluye el costo de las unidades de separación de aire, la purificación de hidrógeno, la tubería de hidrógeno y el pozo de producción. Por otro lado, los costos de operación contemplan seguros de las instalaciones, mano de obra, administración, electricidad, agua y petróleo. Dado que el agua está presente en todos los yacimientos petrolíferos y que, en este proceso, el agua no potable presente en los mismos es la principal fuente de hidrógeno, el costo del agua se considera insignificante. Por lo general, una gran parte del petróleo permanece en el subsuelo al abandonarse un yacimiento. La tecnología de producción de hidrógeno in situ aprovecha estos yacimientos petrolíferos abandonados para generar hidrógeno, por lo que el costo del petróleo como combustible de proceso en el yacimiento también es despreciable. Por lo tanto, los gastos de explotación ascienden a 1,8 millones de dólares al año, lo que incluye el seguro de las instalaciones, la mano de obra y los gastos administrativos. Suponiendo que la tasa interna de rentabilidad sea del 10%, podemos calcular que el coste del H<sub>2</sub> es de unos 0,23 US\$/kg.

#### **6.4. Matriz DOFA**

La reutilización de pozos de petróleo depletados y abandonados para producir H<sub>2</sub> a gran escala y a bajo coste es un planteamiento innovador. Sin embargo, es importante evaluar las condiciones de los yacimientos para determinar si son adecuadas para esta técnica. En este trabajo

se llevó a cabo la construcción de una matriz DOFA basada en la investigación de Dincer y Acar (2017), quienes proponen el concepto 18S, el cual es un enfoque crítico para determinar dónde se debe trabajar, comprender, analizar, evaluar y aplicar para poder lograr una transición fluida a la economía del hidrógeno (Figura 34) y, que para fines de esta investigación, permite identificar el estado actual de la industria petrolera en relación con el desarrollo de estas tecnologías y así determinar la viabilidad de estos proyectos.

**Figura 34.** Enfoque 18S.



*Nota.* Modificado de: Dincer y Acar (2017).

### **6.4.1. Debilidades**

#### **6.4.1.1. Sistema**

Con el tiempo, a medida que continúan los procesos de combustión in situ, el yacimiento se saturaría de gases de combustión. Esto puede dar lugar a un eventual escape a la superficie a través de fallos y sellados inadecuados de los pozos. La integridad de la estructura de sellado del yacimiento se convierte en un factor crítico para el éxito de esta tecnología.

#### **6.4.1.2. Estimulación**

La tasa de producción de hidrógeno es proporcional a la tasa de combustión in situ. La tasa de combustión también es función de la tasa de inyección de oxígeno desde la superficie. Esto supone un reto, ya que se espera que la tasa de inyección de oxígeno disminuya a medida que aumente la presión del yacimiento.

#### **6.4.1.3. Escalamiento**

El tamaño y la eficacia de la tecnología de separación por membranas es un aspecto importante de esta tecnología. Dependiendo de la tecnología de separación, las condiciones de funcionamiento y la composición de los gases de combustión, la vida útil de la membrana será diferente.

### **6.4.2. Oportunidades**

#### **6.4.2.1. Servicio**

Las membranas selectivas pueden instalarse en el fondo del pozo para producir otros subproductos de los gases de combustión, como helio, gas de síntesis y vapor para la generación de electricidad. Esto ofrece la posibilidad de rentabilizar la tecnología mediante la venta de estos gases.

#### **6.4.2.2. Partes interesadas (stakeholders)**

Esta tecnología presenta una vía de transición de la producción convencional de hidrocarburos a la producción de hidrógeno. La industria del petróleo y el gas es un sector maduro con gran capacidad financiera para impulsar la tecnología.

#### **6.4.2.3. Personal y Apoyo**

La adopción de esta tecnología requerirá el apoyo del mundo académico, incentivos gubernamentales e instituciones financieras. También será necesario desarrollar la mano de obra

en lo que respecta al funcionamiento y mantenimiento de los equipos instalados. Se necesitarán oportunidades de investigación sobre la optimización de la eficiencia de separación de la membrana, la separación de oxígeno del aire y el modelamiento de la tasa de combustión en diferentes condiciones de reservorio.

#### **6.4.2.4. Sector**

La adopción de vehículos impulsados por hidrógeno aumentará la demanda final de hidrógeno del sector del transporte. Las oportunidades de ampliar la producción de hidrógeno mediante esta técnica estimularán una mayor investigación sobre la separación de oxígeno-aire de bajo costo, las membranas de separación de hidrógeno, etc.

### **6.4.3. Fortalezas**

#### **6.4.3.1. Fuente**

Existen importantes recursos de hidrocarburos en el subsuelo incluso después de que el yacimiento se haya agotado mediante la recuperación terciaria de petróleo. Este hidrocarburo remanente resulta accesible para la producción de hidrógeno mediante esta tecnología. Los pozos agotados, los pozos abandonados y los pozos vivos tienen potencial para la producción de hidrógeno. Además, pueden utilizarse diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos (petróleo pesado, gas, petróleo convencional, sale) sin que se produzcan alteraciones significativas en la producción de hidrógeno.

#### **6.4.3.2. Seguridad**

El diseño, la construcción, el funcionamiento y el mantenimiento de esta tecnología se consideran más seguros que el reformado de metano con vapor convencional, ya que los procesos de combustión críticos se producen en el subsuelo.

### **6.4.3.3. Estructura**

La disponibilidad de las infraestructuras de petróleo y gas existentes y el potencial de reutilización de estas infraestructuras constituyen un argumento muy sólido para la adopción de esta tecnología.

### **6.4.3.4. Solución**

Esta tecnología tiene el potencial de proporcionar una fuente de hidrógeno más barata, limpia y segura en comparación con la tecnología de reformado convencional que se está utilizando. Las emisiones superficiales son nulas y el coste de producción se reduce considerablemente en comparación con el proceso de producción de hidrógeno más barato.

## **6.4.4. Amenazas**

### **6.4.4.1. Sostenibilidad**

La producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, como la electrólisis, la energía solar fotovoltaica y la eólica, no deja subproductos de carbono y azufre. A medida que aumente el nivel tecnológico, la producción a partir de fuentes renovables se convertirá en la opción preferida para la producción de hidrógeno.

### **6.4.4.2. Estandarización**

La composición de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos difiere considerablemente de un yacimiento a otro. Por lo tanto, el desarrollo y la implantación de membranas de separación subterráneas se haría caso por caso.

A continuación, se presenta una tabla que resume los aspectos más relevantes en la aplicación de la matriz DOFA para la investigación sobre la producción in situ de hidrógeno:

**Tabla 18.** Matriz DOFA: Aspectos claves para la producción de hidrógeno

| Aspecto       | Descripción  |
|---------------|--|
| Debilidades   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Saturación de Gases: Acumulación de gases de combustión puede comprometer el sellado del yacimiento.</li> <li>- Desafíos de Estimulación: La inyección de oxígeno puede disminuir a altas presiones.</li> <li>- Limitaciones de Escalamiento: Variabilidad en la efectividad de la tecnología de separación por membranas.</li> </ul>   |
| Oportunidades | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Producción de Subproductos: Generación de ingresos adicionales mediante la venta de gas de síntesis.</li> <li>- Interés de Stakeholders: Atractivo para la industria del petróleo y gas.</li> <li>- Apoyo Institucional: Necesidad de respaldo académico y financiero.</li> <li>- Demanda en el Transporte: Incremento en la demanda de hidrógeno debido a vehículos impulsados por este gas.</li> </ul>  |
| Fortalezas    | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recursos Remanentes: Hidrocarburos accesibles después de la recuperación terciaria.</li> <li>- Seguridad Superior: Operación más segura que el reformado convencional.</li> <li>- Infraestructura Existente: Reutilización de infraestructuras reduce costos.</li> <li>- Solución Eficiente: Producción de hidrógeno más barata y limpia, con emisiones superficiales de CO<sub>2</sub> nulas.</li> </ul> |
| Amenazas      | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sostenibilidad: Preferencia creciente por la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables.</li> <li>- Estandarización: La variabilidad en la composición de hidrocarburos entre yacimientos dificultará la estandarización de las membranas.</li> </ul>   |

La matriz DOFA se integra con la metodología aplicada en esta investigación, proporcionando un marco estructurado para evaluar la viabilidad de utilizar yacimientos de crudo y pozos de petróleo en la producción de hidrógeno. La construcción de esta matriz se basa en un análisis de las condiciones actuales de la industria y una revisión de literatura relevante, permitiendo identificar variables críticas que influyen en el proceso. Esta matriz sirve como guía para la implementación y el desarrollo de estrategias efectivas que permitan superar los retos identificados, contribuyendo así a una transición más eficiente hacia una economía del hidrógeno.

## 7. Conclusiones

Para abordar la creciente demanda de energía y reducir las emisiones de carbono, se están investigando fuentes de energía limpias, destacando el hidrógeno. La revisión bibliográfica realizada en este estudio, identificó varios métodos de producción a partir de hidrocarburos, siendo

el reformado de metano con vapor en plantas superficiales el más empleado en la actualidad. Sin embargo, investigaciones recientes proponen la aplicación de este proceso en yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo. En este contexto, las tecnologías de combustión y gasificación in situ, que han sido empleadas durante décadas para la recuperación de recursos residuales, surgen como una alternativa prometedora para convertir hidrocarburos en gas de síntesis rico en hidrógeno, lo que podría permitir la explotación de grandes reservas de hidrocarburos consideradas irrecuperables.

La metodología de producción de hidrógeno in situ planteada en este estudio implica la selección cuidadosa de yacimientos mediante estudios geológicos, perforación de pozos especializados (o uso de pozos ya operativos o abandonados que puedan utilizarse), calentamiento controlado del yacimiento para activar las reacciones de gasificación, REAG y acuatermolisis, y el uso de membranas permeables al hidrógeno para extraer el gas generado hacia la superficie. Este enfoque permite aprovechar yacimientos depletados y aquellos con alto contenido de agua, usando el agua como reactivo esencial. Las condiciones necesarias para la generación de hidrógeno requieren altas temperaturas y están influenciadas por variables como la fracción de oxígeno, la velocidad de inyección y la proporción de agua, que son cruciales para alcanzar la eficiencia óptima. A pesar de los desafíos que presenta la predicción de la dirección del frente de combustión, estas tecnologías ofrecen una vía sostenible para la producción de hidrógeno limpio.

Se identifican múltiples tecnologías viables para la captura de hidrógeno y sus subproductos, cuya selección depende de las condiciones operativas y el tipo de hidrocarburo procesado. Las membranas selectivas destacan como una opción con gran potencial por su bajo consumo energético. No obstante, es crucial avanzar en el desarrollo de tecnologías de membrana

que funcionen en las condiciones del fondo del pozo, sean resistentes a contaminantes y mantengan alta selectividad de hidrógeno

La técnica más favorable para la producción de hidrógeno en un campo petrolero, conceptualizada en este estudio, implica la producción cíclica de hidrógeno mediante la inyección de oxígeno y la propagación de un frente de combustión en el yacimiento. Este enfoque permite generar una zona de alta temperatura, facilitando la producción sostenida y controlada del gas en el subsuelo. Los resultados de las simulaciones y los estudios de caso muestran que la combinación de la combustión in situ con técnicas de calentamiento electromagnético o de radiofrecuencia expande las zonas reactivas y mejora la eficiencia de producción. Esta técnica puede adaptarse a diversas configuraciones de pozos y condiciones de yacimiento, brindando flexibilidad para su aplicación en diferentes contextos de producción petrolera.

Finalmente, este trabajo destaca la necesidad de realizar simulaciones y proyectos piloto para determinar la viabilidad técnica y cuantificar los riesgos asociados. La colaboración interdisciplinaria es clave para avanzar en el desarrollo de esta tecnología, integrando perspectivas en el diseño de sistemas, materiales innovadores, identificación de sitios óptimos y modelos económicos que faciliten su adopción a gran escala. Esta revisión proporciona un conocimiento valioso sobre la producción sostenible de hidrógeno a partir de yacimientos de petróleo y establece direcciones esenciales para futuras investigaciones.

## **8. Recomendaciones**

Aunque la revisión realizada en este trabajo proporciona un entendimiento de la generación de hidrógeno a partir de yacimientos petrolíferos, existen varias limitaciones y lagunas de conocimiento que deben reconocerse. Estas limitaciones determinan las perspectivas que pueden ser tomadas en cuenta para futuras investigaciones y desarrollos en este campo.

- A pesar de los prometedores estudios a escala de laboratorio, es necesaria una mayor validación a escala de campo para evaluar la viabilidad técnica y económica, así como la escalabilidad de la producción de hidrógeno in situ a partir de hidrocarburos.
- Existen varios retos tecnológicos, como el desarrollo de membranas permeables al hidrógeno eficientes, la optimización de las estrategias de calentamiento de los yacimientos, la prevención de las reacciones que consumen hidrógeno y la mitigación de los riesgos medioambientales. Avances en la ciencia de los materiales, la optimización de procesos y la evaluación de riesgos son necesarios para hacer frente a estos retos.
- Es crucial evaluar cuidadosamente los posibles impactos ambientales. Para una aplicación sostenible son necesarias evaluaciones exhaustivas de la huella de carbono, la gestión de subproductos, y el seguimiento de los efectos medioambientales.
- Para casos concretos, se recomienda realizar un análisis más detallado de los ciclos de vida de los recursos, incluyendo las fases de la cadena de suministro (como las distancias recorridas), la instalación y la infraestructura. Un aspecto crucial a considerar es la huella ambiental de los recursos y el abastecimiento de materiales (como el gas natural, aluminio, etc.), que podrían implicar actividades de exportación e importación con una huella de carbono significativa.

**Referencias Bibliográficas**

- Abdalla, A. M., Hossain, S., Nisfindy, O. B., Azad, A. T., Dawood, M., & Azad, A. K. (2018). Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. *Energy Conversion And Management*, 165, 602-627.
- Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W., & Khalilpour, K. R. (2020). Hydrogen as an energy vector. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 120, 109620.
- Afanasev, P., Smirnov, A., Ulyanova, A., Popov, E., & Cheremisin, A. (2023). Experimental Study of Catalytically Enhanced Cyclic Steam-Air Stimulation for In Situ Hydrogen Generation and Heavy Oil Upgrading. *Catalysts*, 13(8), 1172.
- Agencia Internacional de la Energía. (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.
- Agencia Internacional de la Energía. (2023). Global Hydrogen Review 2023.
- Antolinez, J. D., Miri, R., & Nouri, A. (2023). In Situ Combustion: A Comprehensive Review of the Current State of Knowledge. *Energies*, 16(17), 6306.
- Azuma, M., Oimatsu, K., Oyama, S., Kamiya, S., Igashira, K., Takemura, T., & Takai, Y. (2014). Safety design of compressed hydrogen trailers with composite cylinders. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 39(35), 20420-20425.
- Bakhtyari, A., Makarem, M. A., & Rahimpour, M. R. (2017). Hydrogen production through pyrolysis. En Springer eBooks (pp. 1-28).
- Balta, M. T., Dincer, I., & Hepbasli, A. (2010). Potential methods for geothermal-based hydrogen production. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 35(10), 4949-4961.

- Barbhuiya, S., & Das, B. B. (2023). Life Cycle Assessment of construction materials: Methodologies, applications and future directions for sustainable decision-making. *Case Studies In Construction Materials*, 19, e02326.
- Barthelemy, H., Weber, M., & Barbier, F. (2017). Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 42(11), 7254-7262.
- Brigham, W.; Castanier, L.M (2007). Chapter 16 In-situ Combustion. In *Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics*; Holstein, E.D., Ed.; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2007; Volume V, pp. 1367–1398.
- Consejo del Hidrógeno. (2022). Toward a new era of hydrogen energy: Suiso Frontier built by Japan's Kawasaki Heavy Industries.
- Comisión Europea. (2021). Assessment of Hydrogen Delivery Options.
- Comisión Europea. (2022). Assessment of Hydrogen Delivery Options: Feasibility of transport of green hydrogen within Europe. Publications Office Of The EU.
- Cookson, C. (2024). Geologists signal start of hydrogen energy 'gold rush'. *Financial Times*.
- Cristello, J. B., Yang, J. M., Hugo, R., Lee, Y., & Park, S. S. (2023). Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 48(46), 17605-17629.
- Chu, C (1977). A Study of Fireflood Field Projects (includes associated paper 6504). *Journal of Petroleum Technology*, 29(02), 111–120.
- Di Nardo, A., Portarapillo, M., Russo, D., & Di Benedetto, A. (2024). Hydrogen production via steam reforming of different fuels: thermodynamic comparison. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 55, 1143-1160.

- Dincer, I., & Acar, C. (2015). Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 40(34), 11094-11111.
- Dincer, I., & Acar, C. (2017). Innovation in hydrogen production. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 42(22), 14843-14864.
- Epstein, P. (2021). *Hydrogen's Present and Future in the US Energy Sector*. Shearman & Sterling LLP.
- Erdener, B. C., Sergi, B., Guerra, O. J., Chueca, A. L., Pambour, K., Brancucci, C., & Hodge, B. (2023). A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 48(14), 5595-5617.
- Faye, O., Szpunar, J., & Eduok, U. (2022). A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 47(29), 13771-13802.
- Frontier Economics. (2021). El transporte de hidrógeno. La importancia del amoníaco. En Naturgy.
- García, C. (2021). Revisión de la producción, transporte y uso del hidrógeno, y del impacto de las mezclas de gas natural con hidrógeno sobre la infraestructura de gas natural. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas.
- Gates, I. D., & Wang, J. (2016). WO2017136924A1 - In-situ process to produce hydrogen from underground hydrocarbon reservoirs - Google Patents.
- Gunawardane, K. (2024). Evolution of hydrogen energy and its potential opportunities around the globe. In *Hydrogen Energy Conversion and Management* (pp. 3-33). Elsevier.

- Gregory, S. P., Barnett, M. J., Field, L., & Milodowski, A. E. (2019). Subsurface Microbial Hydrogen Cycling: Natural Occurrence and Implications for Industry. *Microorganisms*, 7(2), 53.
- Hajdo, L. E., Hallam, R. J., and L. D. L. Vorndran. (1985) "Hydrogen Generation During In-Situ Combustion." Paper presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California.
- Hallam, R. J., Hajdo, L. E., Donnelly, J. K., & Baron, P. R. (1989). Thermal recovery of bitumen at Wolf Lake. *SPE Reservoir Engineering*, 4(02), 178-186.
- He, H., Li, Q., Tang, J., Liu, P., Zheng, H., Zhao, F., ... & Xi, C. (2023). Study of hydrogen generation from heavy oil gasification based on ramped temperature oxidation experiments. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(6), 2161-2170.
- Helmenstine, A. M., PhD. (2020). *Hydrogen Facts - Element 1 or H*. ThoughtCo.
- Hosseini, T., Haque, H., & Giddey, S. (2021). Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución y uso final de hidrógeno verde y azul. UPME.
- Iaquaniello, G., Antonetti, E., Cucchiella, B., Palo, E., Salladini, A., Guarinoni, A., Lainati, A., & Basini, L. (2012). Natural Gas Catalytic Partial Oxidation: A Way to Syngas and Bulk Chemicals Production [InTech eBooks]. En *Natural Gas - Extraction to End Use*. Sreenath Gupta.
- Ibrahim, A. A. (2018). Hydrogen production from light hydrocarbons. *Advances in Hydrogen Generation Technologies*, 134.

- Ifticene, M. A., & Yuan, Q. (2024, April). Mechanisms of Hydrogen Generation During In-Situ Combustion Gasification of Heavy Oil. In SPE Western Regional Meeting (p. D021S011R005). SPE.
- Ikpeka, P. M., & Ugwu, J. O. (2023). In situ hydrogen production from hydrocarbon reservoirs – modelling study. *RSC Advances*, 13(18), 12100-12113.
- Ikpeka, P., Alozieuwa, E., Duru, U. I., & Ugwu, J. (2024). A parametric study on in-situ hydrogen production from hydrocarbon reservoirs – Effect of reservoir and well properties. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 80, 733-742.
- Jackson, O., Lawrence, S. R., Hutchinson, I. P., Stocks, A. E., Barnicoat, A. C., & Powney, M. (2023). Natural hydrogen: sources, systems and exploration plays. *Geoenergy*, 2(1).
- Ji, M., & Wang, J. (2021). Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 46(78), 38612-38635.
- Kannah, R. Y., Kavitha, S., Preethi, N., Karthikeyan, O. P., Kumar, G., Dai-Viet, N. V., & Banu, J. R. (2021). Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review. *Bioresource Technology*, 319, 124175.
- Kapadia, P. R., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2011). Potential for hydrogen generation from in situ combustion of Athabasca bitumen. *Fuel*, 90(6), 2254-2265.
- Kapadia, P. R., Wang, J., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2013). Practical process design for in situ gasification of bitumen. *Applied Energy*, 107, 281-296.
- Kapadia, P. R., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2015). A review of pyrolysis, aquathermolysis, and oxidation of Athabasca bitumen. *Fuel Processing Technology*, 131, 270-289.

- Kerscher, F., Stary, A., Gleis, S., Ulrich, A., Klein, H., & Spliethoff, H. (2021). Low-carbon hydrogen production via electron beam plasma methane pyrolysis: Techno-economic analysis and carbon footprint assessment. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 46(38), 19897-19912.
- Kim, H., Kim, D., & Hur, T. (2021). Life cycle assessment of molten carbonate fuel cell system for power plants. *Journal Of Cleaner Production*, 302, 126911.
- LeGault, M. (2020). The first commercial Type V composite pressure vessel. Gardner Business Media, Inc.
- Li, H., Yao, X., Tachega, M. A., Ahmed, D., & Ismaail, M. G. A. (2021). Technology selection for hydrogen production in China by integrating energy into life cycle sustainability assessment. *Journal Of Cleaner Production*, 294, 126303.
- Li, Y., Guo, Q., Ding, Z., Jiang, H., Yang, H., Du, W., Zheng, Y., Huo, K., & Shaw, L. L. (2024). MOFs-Based Materials for Solid-State Hydrogen Storage: Strategies and Perspectives. *Chemical Engineering Journal*, 485, 149665.
- Lim, T., Hwang, D., & Choi, Y. (2024). Design and optimization of a steam methane reformer for ship-based hydrogen production on LNG-fueled ship. *Applied Thermal Engineering*, 243, 122588.
- Liu, F., Mauzerall, D. L., Zhao, F., & Hao, H. (2021). Deployment of fuel cell vehicles in China: Greenhouse gas emission reductions from converting the heavy-duty truck fleet from diesel and natural gas to hydrogen. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 46(34), 17982-17997.

- Liu, K., Song, C., & Subramani, V. (Eds.). (2009). Catalytic Partial Oxidation and Autothermal Reforming [eBooks]. En Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. Wiley Online Library.
- Logan, K. G., Nelson, J. D., McLellan, B. C., & Hastings, A. (2020). Electric and hydrogen rail: Potential contribution to net zero in the UK. *Transportation Research Part D Transport And Environment*, 87, 102523.
- Massarweh, O., Al-Khuzaei, M., Al-Shafi, M., Bicer, Y., & Abushaikha, A. S. (2023). Blue hydrogen production from natural gas reservoirs: A review of application and feasibility. *Journal of CO2 Utilization*, 70, 102438.
- Ministerio de Minas y Energía. (s. f.). Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER. GOV.CO.
- Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 44(23), 12254-12269.
- Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada (4.a ed.). Fundación Naturgy.
- Moretti, I., & Webber, M. E. (2021). Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary energy source for a low-carbon future? *Renewable Matter*.
- Muhammed, N. S., Gbadamosi, A. O., Epelle, E. I., Abdulrasheed, A. A., Haq, B., Patil, S., Al-Shehri, D., & Kamal, M. S. (2023). Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. *Journal Of Energy Storage*, 73, 109207.

- Niaz, S., Manzoor, T., & Pandith, A. H. (2015). Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 50, 457-469.
- Okere, C. J., & Sheng, J. J. (2023). Review on clean hydrogen generation from petroleum reservoirs: Fundamentals, mechanisms, and field applications. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 48(97), 38188-38222.
- Patlolla, S. R., Katsu, K., Sharafian, A., Wei, K., Herrera, O. E., & Mérida, W. (2023). A review of methane pyrolysis technologies for hydrogen production. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 181, 113323.
- Pekic, S. (2022). Suiso Frontier brings world's 1st LH2 shipment to Japan. *Offshore Energy*.
- Peña, V., & Prada, J. (2023). Estado del arte de los materiales utilizados para el transporte y almacenamiento de hidrógeno [Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander].
- PricewaterhouseCoopers. (s. f.). The green hydrogen economy: Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow. PwC. Recuperado 1 de marzo de 2024.
- Prinzhofer, A., Cissé, C. S. T., & Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal Of Hydrogen Energy*, 43(42), 19315-19326.
- Osman, A. I., Mehta, N., Elgarahy, A. M., Hefny, M., Al-Hinai, A., Al-Muhtaseb, A. H., & Rooney, D. W. (2021). Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 20(1), 153-188.
- Osman, A. I., Nasr, M., Eltaweil, A. S., Hosny, M., Farghali, M., Al-Fatesh, A. S., Rooney, D. W., & El-Monaem, E. M. A. (2024). Advances in hydrogen storage materials: harnessing innovative technology, from machine learning to computational chemistry, for energy storage solutions. *International Journal Of Hydrogen Energy*.

- Qyyum, M. A., Dickson, R., Shah, S. F. A., Niaz, H., Khan, A., Liu, J. J., & Lee, M. (2021). Availability, versatility, and viability of feedstocks for hydrogen production: Product space perspective. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 145, 110843.
- Rampai, M. M., Mtshali, C. B., Seroka, N. S., & Khotseng, L. (2024). Hydrogen production, storage, and transportation: recent advances. *RSC Advances*, 14(10), 6699-6718.
- Restelli, F., Spatolisano, E., Pellegrini, L. A., Cattaneo, S., De Angelis, A. R., Lainati, A., & Roccaro, E. (2024). Liquefied hydrogen value chain: A detailed techno-economic evaluation for its application in the industrial and mobility sectors. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 52, 454-466.
- Ricardo. (2021). Hydrogen colour codes explained. *Ricardo*.
- Roca, J. A. (2023). Los «gasoductos» de hidrógeno son ya una realidad en Europa. *El Periódico de la Energía*.
- Salahshoor, S., & Afzal, S. (2022). Subsurface technologies for hydrogen production from fossil fuel resources: A review and techno-economic analysis. *International Journal Of Hydrogen Energy*.
- Sarathi, P. (1999). *In-Situ Combustion Handbook -- Principles and Practices*.
- Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F., & Kolb, T. (2020). State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas. *ChemBioEng Reviews*, 7(5), 150-158.
- Sengodan, S., Lan, R., Humphreys, J., Du, D., Xu, W., Wang, H., & Tao, S. (2018). Advances in reforming and partial oxidation of hydrocarbons for hydrogen production and fuel cell applications. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 82, 761-780.

- Siddiqui, O., & Dincer, I. (2019). A well to pump life cycle environmental impact assessment of some hydrogen production routes. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 44(12), 5773-5786.
- Smith, E., Barakat, S. M., Akande, O., Ogbaga, C. C., Okoye, P. U., & Okolie, J. A. (2024). Subsurface combustion and gasification for hydrogen production: Reaction mechanism, techno-economic and lifecycle assessment. *Chemical Engineering Journal*, 480, 148095.
- Song, P., Li, Y., Yin, Z., Ifticene, M. A., & Yuan, Q. (2024). Simulation of hydrogen generation via in-situ combustion gasification of heavy oil. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 49, 925-936.
- Song, P., Li, Y., Yin, Z., & Yuan, Q. (2023). Hydrogen Generation from Heavy Oils via In-situ Combustion Gasification. OnePetro. Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, May 2023.
- Shadi Salahshoor, Shaik Afzal. (2022) Subsurface technologies for hydrogen production from fossil fuel resources: A review and techno-economic analysis, *International Journal of Hydrogen Energy*, ISSN 0360-3199.
- Strem, G. (2019). How Proton Calculates ~10 cents/kg H<sub>2</sub>.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR screening criteria revisited—Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE reservoir engineering*, 12(03), 189-198.
- Tarhan, C., & Çil, M. A. (2021). A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods. *Journal Of Energy Storage*, 40, 102676.
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 105, 86-94.

- Topolski, K., Reznicek, E., Cakir, B., San Marchi, C., Ronevich, J., Fring, L., Simmons, K., Guerra, O., Hodge, B., & Chung, M. (2021). Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. En NREL (NREL/TP-5400-81704). CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Turta, A. (2013). In situ combustion. In Enhanced Oil Recovery Field Case Studies (pp. 447-541). Gulf Professional Publishing.
- Turta, A., Kapadia, P., & Gadelle, C. (2020). THAI process: Determination of the quality of burning from gas composition taking into account the coke gasification and water-gas shift reactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106638.
- Usman, M. R. (2022). Hydrogen storage methods: Review and current status. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 167, 112743.
- Verma, A., & Kumar, A. (2015). Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification. *Applied Energy*, 147, 556-568.
- Yang, M., Hunger, R., Berrettoni, S., Sprecher, B., & Wang, B. (2023). A review of hydrogen storage and transport technologies. *Clean Energy*, 7(1), 190-216.
- Yu, M., Wang, K., & Vredenburg, H. (2021). Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 46(41), 21261-21273.
- Yuan, Q., Jie, X., & Ren, B. (2021). High-purity, CO<sub>2</sub>-free hydrogen generation from crude oils in crushed rocks using microwave heating. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (p. D031S059R004). SPE.
- Zhang, J. Z., Li, J., Li, Y., & Zhao, Y. (Eds.). (2014). Hydrocarbons for Hydrogen Generation [eBook]. En Hydrogen Generation, Storage, and Utilization. Wiley Online Library.

Zhang, L., Jia, C., Bai, F., Wang, W., An, S., Zhao, K., Li, Z., Li, J., & Sun, H. (2024). A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies. *Fuel*, 355, 129455.

Zohuri, B. (2019). *Hydrogen Energy: Challenges and Solutions for a Cleaner Future* (1.a ed.) [eBook]. Springer Cham.