

Hidrógeno, perspectivas de almacenamiento subterráneo

Moisés Dávila Serrano, Cristian Martín Amezcua Meléndez

División de Ingeniería en Ciencia de la Tierra, Facultad de Ingeniería,
Universidad Nacional Autónoma de México

INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es el primer elemento químico de la tabla periódica. Es el más ligero pues su estructura es la más simple, pero de ninguna manera es el elemento más sencillo. Cuenta tan solo con un protón en su núcleo lo cual le confiere el número atómico uno (1) y tiene también un electrón orbitando fuera de su núcleo. Su molécula estable se compone de dos átomos por lo que se representa como H₂. Es el elemento más abundante del universo, casi el 75%. En la Tierra también abunda, aunque generalmente se le encuentra unido a otros elementos, como el oxígeno.

El hidrógeno no es solamente el número uno de la lista de los elementos químicos, además posee múltiples características que lo convierten en el principal combustible del universo. Tiene la mayor densidad de energía gravimétrica de todas las sustancias conocidas (120 kJ/g), pero la masa atómica más baja de cualquier materia (1,00784 u)¹ y como tal tiene una densidad de energía volumétrica baja. Para mejorar su relación volumen/densidad de energía, al hidrógeno se le almacena como moléculas de sustancias líquidas, como portadores de hidrógeno orgánico líquido. O portadores de hidrógeno directamente utilizables como el amoníaco o metanol (Abdin, 2021). Sin embargo, licuar hidrógeno conlleva un costo importante, uno de sus principales inconvenientes para utilizarlo intensivamente en la actualidad. En el corto plazo es poco probable que sea económico licuarlo en cantidades a escala de almacenamiento masivo (Yin, 2020). Por su pequeño peso molecular, baja viscosidad, baja densidad y flotabilidad positiva por encima de -251°C, el gas hidrógeno es altamente difusivo². Tiene una baja solubilidad en agua; sin embargo, se ha demostrado que su solubilidad aumenta al aumentar la presión (Chabab, 2020). Algunos otros parámetros de interés se presentan en las figuras 1 y 2, en donde se le compara con el metano y el bióxido de carbono para mejor referencia.

Propiedades	H ₂	CH ₄	CO ₂
Peso molecular	2.016	16.043	44.09
Densidad a 25 °C y 1 atm	0.089 kg/m ³	0.657 kg/m ³	1.98 kg/m ³
Viscosidad a 25 °C y 1 atm	0.89 x 10 ⁻⁶ Pa s	1.1 x 10 ⁻⁵ Pa s	1.49 x 10 ⁻⁵ Pa s
Solubilidad en agua a 25 °C y 1 atm	16 x 10 ⁻⁴ g/L	22.7 x 10 ⁻⁴ g/L	1.45 x 10 ⁻² g/L
Punto de ebullición	-253 °C	-162 °C	-78.44 °C
Temperatura crítica	-239.95 °C	-82.3 °C	-31 °C
Presión crítica	12.8 atm	45.79 atm	72.79 atm
Rango de valor calorífico	120-142 kJ/g	50-55.5 kJ/g	-
Difusión en agua a 25 °C y 1 atm	5.13 x 10 ⁻⁹ m ² /s	1.85 x 10 ⁻⁹ m ² /s	1.60 x 10 ⁻⁹ m ² /s
Punto de inflamabilidad	-253 °C	-188 °C	-
Rango de inflamabilidad	4-75 °C	5-15 °C	-
Número de octanaje en la investigación (RON)	>130	125	-
Temperatura de autoignición	585 °C	540 °C	-

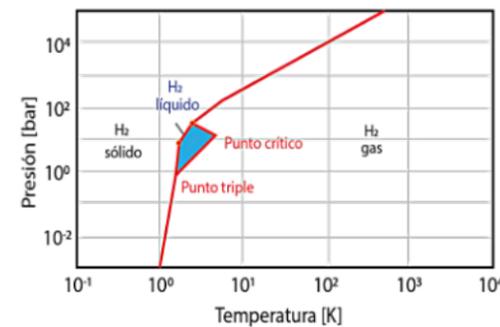
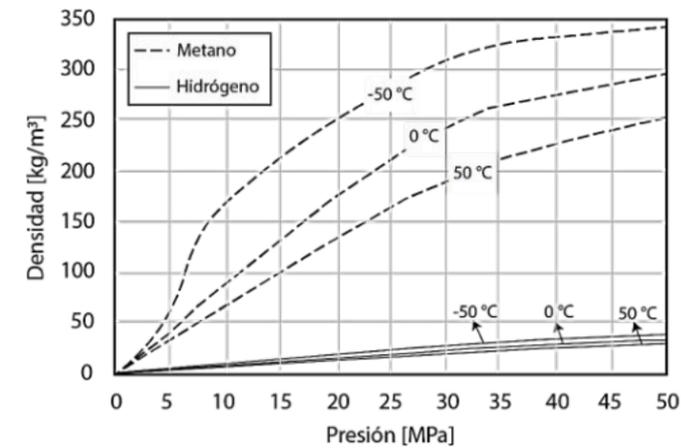


Figura 1. Diagrama de fase del H₂ y principales propiedades fisicoquímicas comparando con CH₄ y CO₂. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

¹ u significa unidad de masa atómica (uma) o Dalton (Da) y corresponde a la unidad común para expresar la masa atómica de átomos y moléculas. 1u = 1/12 de la masa de un átomo de carbono. Por ejemplo, la uma del oxígeno (16 u) corresponde a 16 veces 1/12 de la masa de un átomo de carbono. Su empleo facilita la comparación entre masas atómicas sin necesidad de usar cifras muy pequeñas para expresarse en gramos.

² Difusivo significa que tiene una gran capacidad de expandirse y mezclarse con otros gases de manera uniforme debido al movimiento aleatorio de sus moléculas



Compuesto	Densidad del gas (20 °C, 1 atm)	Densidad del líquido (-253 °C, 1 atm)
Hidrógeno	0.0899 kg/m ³	70.8 kg/m ³
Metano	0.65 kg/m ³	422.8 kg/m ³
Gasolina	4.4 kg/m ³	700 kg/m ³

Figura 2. Densidad del H₂ comparada con el CH₄ y la gasolina. Modificado de (Johansson Fredric, 2018) y (Moyado-Tirado, 2018).

Ya sea para facilitar su estudio, o simplemente porque se fue dando así de forma natural, debido a la manera en que se obtiene, al hidrógeno se le ha denominado en colores. Así, la clasificación que se muestra en la tabla 1 es la forma más común de referirse al hidrógeno (Africa Hydrogen, 2022).

Verde	Producido a partir de la electrólisis del agua
Azul	Producido a partir del gas natural, pero con la captura geológica de CO ₂ que resulta del proceso
Blanco	Hidrógeno que surge de manera natural producido en sustratos geológicos
Amarillo	Producido por el uso combinado de combustibles renovables y fósiles
Negro	Obtenido de la gasificación del carbón con la liberación a la atmósfera del CO ₂ resultante
Gris	Producido por cualquier fuente diferente al carbón, pero con la liberación de CO ₂ a la atmósfera
Naranja	Producido a través de inyectar una solución rica en carbono en una formación reactiva
Marrón	Producida de la gasificación del lignito
Magenta	Formado a partir de la energía nuclear

Tabla 1. Clasificación del H₂ por su forma de obtención. Modificado de (González Huerta Rosa de Guadalupe, 2023).

EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE EN LA SOLUCIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

Es claro que, hasta ahora, la producción mayoritaria del H₂ se ha logrado por las tecnologías de color negro, gris y marrón y en menor medida y como producto de las presiones ambientales, más recientemente en el color azul. Sin embargo, la expectativa es que se encuentren maneras rentables que permitan desarrollar la tecnología verde a la par de dominar el conocimiento del origen del H₂ natural en medios geológicos (blanco) para avanzar más decididamente en el camino de la sostenibilidad energética. Enseguida se resume brevemente lo esencial de las tecnologías verde y blanca respecto del origen del H₂.

Hidrógeno Blanco

La surgencia natural del H₂, es conocida con el grado de profundidad con el que lo conocemos ahora, si bien, no total, gracias al descubrimiento del yacimiento de Bourakebougou, Mali en 1987 (Omar Maiga, 2023). El hidrógeno natural de Bourakebougou, en Malí, fue descubierto durante una operación de perforación para agua. Desde entonces, en el sitio se han perforado otros 24 pozos, que también han descubierto hidrógeno acumulándose en los huecos kársticos de hasta 100 m de profundidad en varios yacimientos de rocas carbonatadas y areniscas cubiertas por mantos de dolerita. Sin embargo, se ha reportado que uno de los pozos llegó al fondo del basamento calcáreo del Neoproterozoico. Por otra parte, el análisis de cromatografía de gases de la fase gaseosa en el yacimiento principal menos profundo ha demostrado que el gas está compuesto principalmente de H₂ natural (98%) asociado a nitrógeno y metano (1% cada uno). El registro de gases también ha mostrado un nivel muy alto en la relación H₂/CH₄ con valores generalmente más altos en la parte superior de cada yacimiento individual.

El origen de los yacimientos de Bourakebougou no es aceptado por todos los investigadores. Algunos piensan que es debido a la oxidación de formaciones con alto contenido de hierro de los antiguos cratones de esa región, asociados a la reducción del agua presente; mientras que otros proponen que la presencia de H₂ natural parece estar más asociada a filtraciones superficiales, en particular la de origen continental, pero también de diferentes contextos geológicos, como los sistemas hidrotermales de dorsales oceánicas y ofiolitas. Sin duda, aún resta mucho por definir sobre el origen de este reservorio de hidrógeno natural y otros que se han ido descubriendo en fechas posteriores.

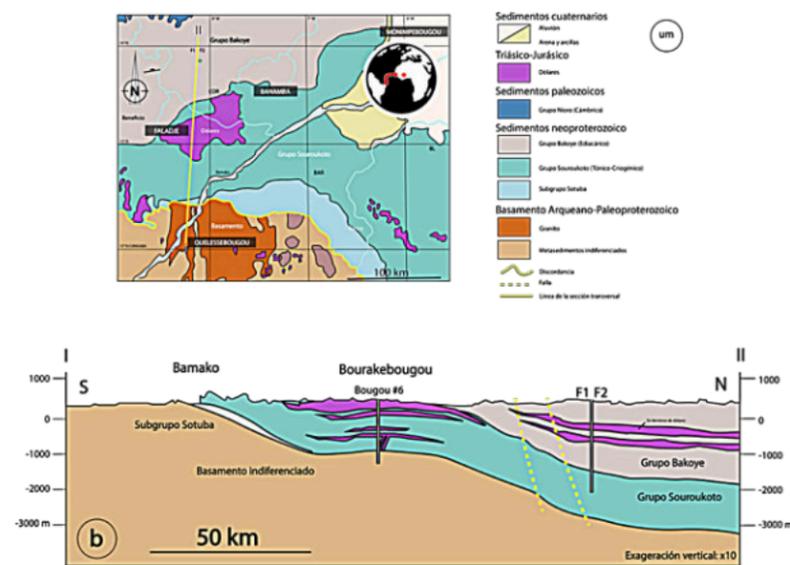


Figura 3. Esquema geológico del yacimiento de H₂ en Bourakebougou, Mali. (Omar Maiga, 2023).

Lo que sí se reconoce es que la manera ideal de obtener H₂ es tomarlo directamente de su estado nativo en la naturaleza, en particular de los diferentes estratos geológicos de donde procede debido a varios orígenes si bien con incertidumbre sobre su entendimiento completo (Gelman, 2025). Lo que sí se sabe es que el H₂ natural procede de la disociación de los átomos del agua así como de otros elementos, como metales, debido a que el H₂ existe abundantemente en forma de hidruros en los diferentes niveles geológicos del planeta, a saber:

- Hidruros iónicos, los formados con un metal alcalino o alcalinotérreo. Donde el hidrógeno actúa como ion H⁻(hidruro). Ejemplo NaH.
- Hidruros covalentes, los formados con elementos no metálicos con enlaces covalentes. Ejemplo: CH₄ y NH₃

- Hidruros metálicos, los formados con metales de transición donde el hidrógeno se disuelve en la estructura metálica. Ejemplo: TiH₂(hidruro de titanio).

Los orígenes geológicos del H₂ hasta ahora reconocidos por los investigadores de las ciencias de la tierra son:

- Serpentinización que es la reducción de agua por oxidación de minerales que contienen hierro en rocas ultramáficas (son reacciones de tipo serpentinización³) y que se lleva a cabo en diferentes horizontes del subsuelo profundo.
- Radiólisis es el proceso geológico mediante el cual, los átomos de hidrógeno y oxígeno se separan por la actividad energética de minerales radiactivos en diferentes niveles de la corteza y el manto terrestres, comúnmente estratos ricos en minerales de uranio y torio.
- Hidrógeno de origen muy profundo, es el que se deriva de fuentes profundas de la corteza inferior, o posiblemente más profundas. Se desconoce el mecanismo de generación exacto de esta fuente inferida, pero puede ser la descomposición o deshidratación, fusión de fases densas de silicatos hidratados introducidas por placas subducidas en el manto profundo (Gelman, 2025).

Con el origen del yacimiento de Bourakebougou aún por aceptarse por todos, hay hechos que han sido sumamente valiosos que se han determinado con exactitud. El descubrimiento durante la perforación de los primeros pozos de agua arrojó un caudal aproximado de 1500 m³H₂/día, a pesar de que no se trataba de un pozo que hubiera sido diseñado inicialmente para producir H₂ ni había sido cementado previo a la prueba.

Al analizar los datos de producción recopilados desde el descubrimiento del primer pozo histórico en 1987 hasta la actualidad, se ha observado que después de muchos años de operación para generar electricidad, no se ha registrado un descenso de presión como sería de esperar en un yacimiento convencional de petróleo y gas. Hasta la fecha, incluso se ha observado un aumento de presión (de 4,5 a 5 bar). Esto demuestra que la acumulación de H₂ se recarga progresivamente mediante un sistema dinámico. En el yacimiento carbonatado superior, el agua desempeña un papel de barrera en los acuíferos poco profundos por debajo del nivel freático en los que el H₂ debe migrar necesariamente en forma gaseosa (debido a su solubilidad casi nula a baja presión, lo que hace que la difusión sea cada vez menos eficiente hacia la superficie). Esto podría explicar por qué existe esencialmente la presencia de gas libre en un yacimiento muy poco profundo.

Hidrógeno Verde

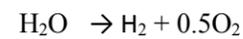
Son tres las vías principales para producir H₂ industrialmente: reformado de metano con vapor, gasificación de carbón y electrólisis del agua. Los dos primeros métodos dominan la producción mundial de hidrógeno, pero utilizan combustibles fósiles y emiten CO₂ como subproducto. Este tipo de hidrógeno cae en la clasificación de hidrógeno gris. Las emisiones de CO₂ se pueden reducir capturando y almacenando el carbono (CCS o CCUS), pero esto también aumenta el costo de producción y requiere un control estricto de las emisiones de metano (hidrógeno azul). La forma más limpia de producir hidrógeno es descomponer el agua utilizando fuentes de energía renovable, como la eólica, la solar, la hidroeléctrica, la geotérmica. Este tipo de hidrógeno se conoce como hidrógeno verde y no emite CO₂.

El fenómeno de la descomposición electrolítica del agua fue descubierto en 1789 por Paets van Troostwijk y Deiman (Yin, 2020). En 1800, William Nicholson y Anthony Carlisle utilizaron una batería que podía

³ La serpentinización ocurre cuando las rocas ultramáficas, es decir, ricas en minerales como olivino y piroxenos, reaccionan con el agua en baja temperatura y presiones moderadas formando minerales del grupo de las serpentininas como la antigorita, crisotilo y lizardita.

producir una corriente constante para electrolizar el agua y dieron nombre al proceso. Con el desarrollo de la ley de Faraday en 1833, se estableció la relación cuantitativa entre la cantidad de hidrógeno producido y la energía eléctrica utilizada. En 1869, Zénobe Gramme inventó la máquina Gramme, un dinamo que podía producir electricidad barata y continua. Esto hizo que la electrólisis del agua fuera un método viable para la producción de hidrógeno. En 1888 Dimitry Lachinov desarrolló una técnica para la síntesis industrial de hidrógeno y oxígeno a través de la electrólisis del agua. Para 1902, ya había más de 400 electrolizadores de agua industriales en funcionamiento. En 1939 entró en funcionamiento la primera gran planta de electrólisis de agua, con una capacidad de 10000 Nm³ H₂/h (Yang, 2025).

Un electrolizador es un dispositivo donde se introduce electricidad y la energía térmica almacenada en el hidrógeno se transforma en energía química. Básicamente, la reacción de electrólisis es la división electroquímica de las moléculas de agua haciendo pasar una corriente eléctrica entre dos electrodos (cátodo y ánodo) que están separados dentro del agua. La reacción química que tiene lugar es:



Como los iones de hidrógeno (protones) son monovalentes, se necesitan dos moles de electrones para producir un mol de hidrógeno. Por lo tanto, se requiere una cantidad eléctrica de 2F para producir un mol de hidrógeno, mientras que F representa la constante de Faraday de 96,485 C/mol, la cantidad eléctrica de un mol de electrones. Como un metro cúbico de hidrógeno en el estado estándar es de 44,6 moles, la cantidad de electricidad necesaria para producirlo es de 89,3 Faraday, que es 2,393 Ah/Nm³ en unidades prácticas. Como la eficiencia de corriente de la electrólisis del agua es alta, se considera que 2,400 Ah es la cantidad de electricidad necesaria para producir 1 Nm³ de hidrógeno. Este valor se aplica especialmente en electrolizadores de fase líquida, excepto en los especiales con baja eficiencia de corriente (Yang, 2025).

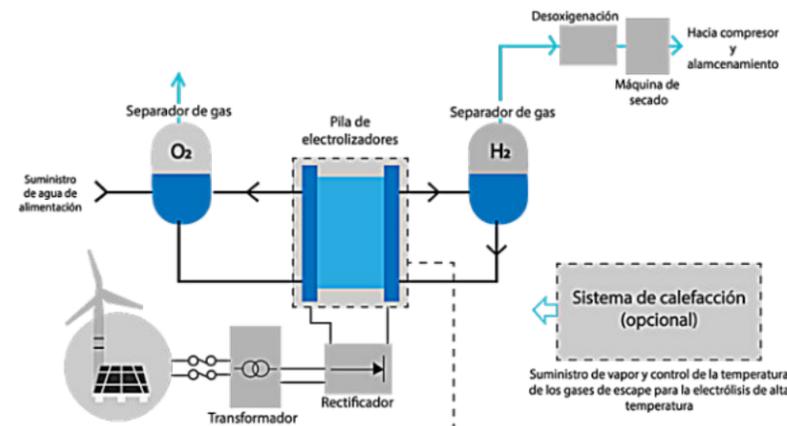


Figura 4. Esquema general de un electrolizador a nivel sistema. (Yang, 2025).

No obstante, la complejidad en el manejo del hidrógeno dadas sus características muy particulares como baja densidad, flamabilidad y difusividad, es considerado como la solución alternativa al uso de combustibles fósiles con miras al cambio climático. La escala de la demanda futura de almacenamiento de hidrógeno aún es incierta, sin embargo, los pronósticos globales estiman los volúmenes de almacenamiento necesarios en el orden de 580 – 650 bm³, superando los volúmenes operativos actuales para el almacenamiento subterráneo de gas natural. Tales volúmenes solo pueden alcanzarse en la práctica almacenando en formaciones subterráneas profundas, como cavernas de sal y roca, o depósitos de roca porosa como en los campos de gas agotados y acuíferos salinos. Estas opciones se denominan almacenamiento geológico de hidrógeno (AGH). Sin embargo, la implementación de AGH n el sector

energía aún está esperando proyectos piloto y demostrativos, que son esenciales para resolver lagunas de conocimiento y validar los de laboratorio y de modelado numérico en un entorno subterráneo real y a gran escala. Estos proyectos también son necesarios para desarrollar experiencias industriales, evaluar conceptos de casos de negocio viables y familiarizar a las partes interesadas y al público con las ventajas de su implicación (TCP-Task 42, 2022).

COMPORTAMIENTO DEL HIDRÓGENO EN SUBSUELO

Ya se ha discutido que son varias las formas de producción de H₂, pero por el resto del documento asumiremos que será la verde la que imperará globalmente en el futuro medio. La reacción electrolítica que se emplea para la obtención del hidrógeno verde requiere energía en cantidades significativas por lo que debe optarse por la del tipo renovable. Para darnos una idea de las cantidades de energía que se requieren, 9.1 toneladas de agua producen 1.1 toneladas de H₂ y ocho toneladas de O₂, sin emisión de CO₂ usando 39.4 MWh de energía, solar por ejemplo .

El H₂ puede utilizarse para movilizar todo tipo de motores fijos y móviles, sin embargo, se necesita un sistema de almacenamiento rentable y respetuoso con el ambiente para que el H₂ se pueda almacenar y recuperar adecuadamente cuando es requerido. El rendimiento energético de H₂ es mayor que el del metano (CH₄) (120 MJ/kg vs 45 MJ/kg), sin embargo, el almacenamiento masivo en superficie es todo un desafío debido a su baja densidad volumétrica de 0.0838 kg/m³ a 20°C y a presión atmosférica. Por otra parte, almacenar el H₂ de manera líquida también tiene sus inconvenientes porque sus 70.8 kg/m³ de densidad volumétrica tampoco son una opción adecuada debido a que herviría continuamente, lo que resulta en un sistema de almacenamiento ineficiente por las posibles fugas que enfrentaría con consecuencias variadas, sobre todo si estamos hablando de un almacenamiento superficial (Aftab, Hassanpouryouzband, Xie, Machuca, & Sarmadivaleh, 2022).

El AGH podría evitar los problemas técnicos que limitan su almacenamiento a presión atmosférica. Y aunque es definitivamente la opción más atractiva, sobre todo por la escala de su uso, no deja de tener problemas técnicos que se deben resolver antes de poder decir que es una tecnología completamente lista para su uso comercial confiable. En seguida se describen los conceptos fundamentales que dominan el panorama de los tipos de almacenamiento geológico de hidrógeno ya sean en el espacio poroso disponible en yacimientos agotados de hidrocarburos y acuíferos salinos profundos o en cavidades producto de la disolución de diapiros salinos o también llamadas cavernas de sal. Figura 5.

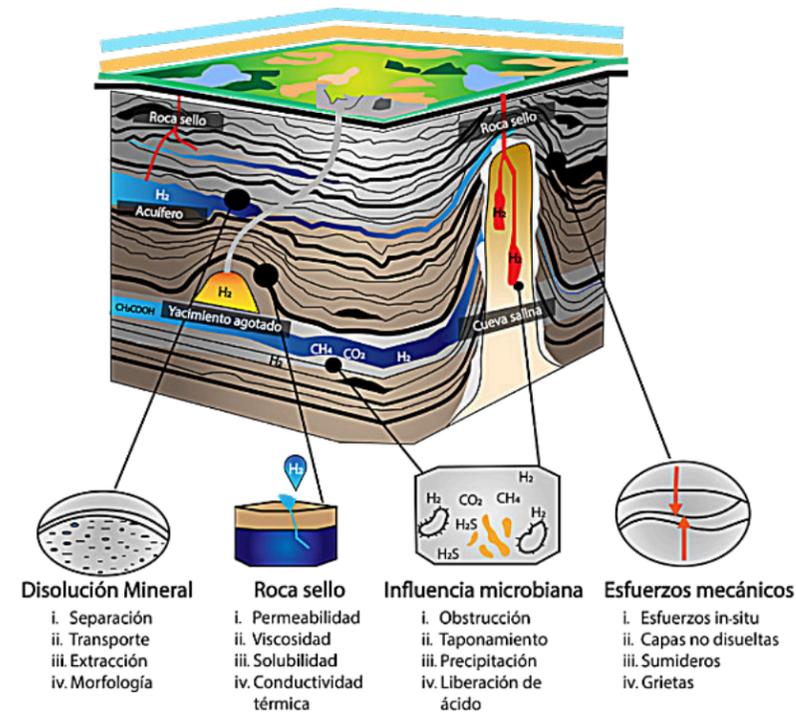


Figura 5. Esquema general de los diferentes tipos de AGH y los efectos del hidrógeno en las formaciones geológicas. cavernas de sal, acuíferos salinos y reservorios de gas agotados. (Aftab, Hassanpouryouzband, Xie, Machuca, & Sarmadivaleh, 2022).

Medios geológicos de almacenamiento de hidrógeno

AGH en yacimientos exhaustos de hidrocarburos

Una forma de almacenar H_2 geológicamente, es decir, a gran escala, conlleva a pensar en escenarios comercialmente prácticos, como es el caso de los yacimientos de hidrocarburos agotados. Esto se debe a que, a la fecha, los yacimientos agotados constituyen el medio de almacenamiento ya muy común de gas natural, pero, sobre todo que cuentan con una caracterización muy precisa de sus condiciones geológicas, que se generó durante las etapas previas a la operación y durante la extracción misma cuando el yacimiento estaba en explotación.

Se caracterizan por ser yacimientos de hidrocarburos porosos y permeables ubicados a miles de metros bajo la superficie, de los cuales se extraen casi todos los productos recuperables. En concreto, pueden considerarse como una porción de un acuífero donde solo existen cantidades residuales de agua dentro de los poros, ocupados predominantemente por petróleo/gas atrapado (figura 6). Generalmente, son fáciles de desarrollar, operar y mantener gracias a la infraestructura ya existente, de probada integridad. Los yacimientos de hidrocarburos agotados han demostrado su credibilidad desde entonces; han atrapado previamente hidrocarburos que migraron de las rocas madre subyacentes y presentan una estructura geológica bien identificada. El sistema de trampa puede ser estructural (anticlinal) o estratigráfico (capa impermeable), dependiendo de la naturaleza de la diagénesis del yacimiento. Sirven como un contenedor de almacenamiento adecuado, con suficiente permeabilidad para satisfacer el flujo operativo y un sistema de trampa eficaz para evitar la migración de fluidos por fugas. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022)

En comparación con las opciones en acuíferos de los que discutiremos en seguida, los yacimientos de gas agotados ofrecen mayores ventajas, ya que la existencia del gas remanente permite evitar la acumulación

masiva de gas colchón, necesaria para el mantenimiento de la presión durante las operaciones. Se requiere entre un 50 % y un 60 % de gas colchón, en comparación con el 80 % para los acuíferos. Sin embargo, si el remanente en el yacimiento agotado afecta la pureza del gas inyectado, puede afectar la integridad del hidrógeno almacenado durante la extracción.

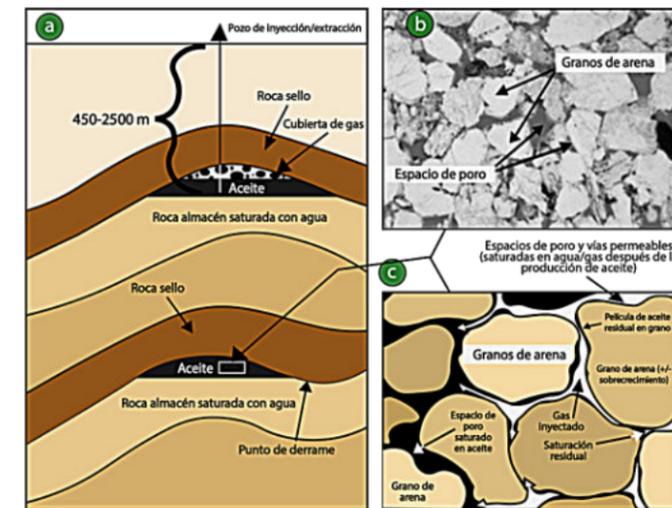


Figura 6. Condición general de un yacimiento exhausto de hidrocarburo (a); imagen microscópica de los poros con hidrocarburo (b), y cuando el H_2 evacua parcialmente el hidrocarburo remanente de los poros (c). (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

Asimismo, los microorganismos existentes en tales yacimientos pueden consumir el hidrógeno, lo que puede provocar su merma y la precipitación en el sistema poroso debido a la liberación de subproductos, incluido H_2S . No obstante, un almacenamiento en un medio poroso de yacimiento agotado de hidrocarburos ofrecerá siempre la ventaja de que su gas residual ofrece el gas de colchón⁴ que hace a la recuperación del H_2 más rápida y económica, al igual que la infraestructura de pozos y sistemas de bombeo y compresión que debieron haberse desarrollado durante la vida útil del yacimiento.

Otro aspecto a considerar es el relativo a la alta presión de la columna de hidrógeno, ya que puede tener un impacto considerable en la hermeticidad estructural de la formación almacenadora, por lo que es básico conocer de antemano la capacidad geomecánica del reservorio para no rebasar su resistencia límite. Esta otra de las ventajas de almacenar en yacimientos de gas agotados ya que previo a la explotación de los hidrocarburos se determinan con exactitud las presiones límite naturales y se cuida en todo momento de no sobrepasarlas, además de que las rocas sello proporcionan un sellado suficiente (Aftab, Hassanpouryouzband, Xie, Machuca, & Sarmadivaleh, 2022).

Existe algo de experiencia práctica en el almacenamiento de hidrógeno en espacios porosos que se desarrolló durante el almacenamiento para electricidad urbana en combinaciones de 50% H_2 , con CH_4 , CO_2 , CO y N_2 en Alemania, Francia y la República Checa donde fueron operados con éxito durante décadas antes de que se convirtieran en almacenamiento de gas natural en la década de 1980. (Aliakbar Hassanpouryouzband, 2022)

Aunque falta mucho por descubrir del comportamiento de hidrógeno almacenado en medios porosos, se sabe hasta ahora que las principales barreras que restringen su desarrollo son los siguientes:

⁴ Gas de colchón es el que debe residir permanentemente en el almacenamiento para que cuando se inicia la recuperación en este caso del H_2 , no se tenga que partir de cero con la consecuente inversión del tiempo en la recuperación mientras se alcanza la presión mínima de extracción.

- El hidrógeno se caracteriza por una menor viscosidad y mayor movilidad que el gas natural y el dióxido de carbono. Por lo tanto, el comportamiento del H₂ inyectado debe investigarse en términos de movilidad y propiedades multifásicas para garantizar que las eficiencias de recuperación se mantengan.
- El hidrógeno actúa como donante de electrones en procesos microbianos. La aparición y el comportamiento de microbios hidrogenotróficos deben ser investigados para determinar el impacto de las posibles pérdidas en el consumo de hidrógeno y cambios de composición del hidrógeno almacenado.
- La promoción de reacciones geoquímicas abióticas entre las rocas del reservorio, fluidos de formación y el hidrógeno almacenado. Estas reacciones pueden ser perjudiciales para el almacenamiento geológico de hidrógeno alterando la composición del hidrógeno almacenado y provocando precipitación y disolución de minerales que pueden afectar la integridad del yacimiento y eficiencias de recuperación.

La experiencia ganada en el gas urbano en Ketzin (Alemania) y Beynes (Francia) proporcionó un contexto sobre la importancia potencial de interacciones geoquímicas en el almacenamiento subterráneo de hidrógeno. En ambos casos, se produjeron alteraciones en la composición del gas almacenado. Bourgeois, Aupaix, Bloise, & Millet, 1979, sugieren que el aumento de la concentración de sulfuro de hidrógeno observada en Beynes puede ser explicado por la reducción abiótica de la pirita en contraposición a la acción de las bacterias reductoras de sulfato.

En Ketzin, las pérdidas de gas fueron del orden de $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ entre 1964 y 1985. Los procesos que causan la pérdida de gas y la evolución del gas no han sido identificados plenamente pero no se considera suficientemente aceptada tan sólo por la degradación microbiana. Las investigaciones de reacciones abióticas de hidrógeno en medios porosos son todavía escasos y no describen suficientemente el grado en el que se podrían esperar reacciones geoquímicas durante el almacenamiento geológico de hidrógeno. (Aliakbar Hassanpouryouzband, 2022).

Se sabe también que el aumento de las concentraciones de hidrógeno en los yacimientos porosos puede promover reacciones redox, lo que resulta en la oxidación del hidrógeno y la reducción de los receptores de electrones (nitrato, Fe³⁺, sulfato y carbonato). Se pueden observar reacciones redox inducidas por H₂ con minerales que contienen hierro, hematita, micas y arcillas que contienen Fe³⁺ y se ha observado experimentalmente la disolución generalizada de cementos de calcita y anhidrita tras la exposición al hidrógeno a presiones elevadas (10–20 MPa, <40 °C), lo que conduce a un aumento de la porosidad. De probarse a escala real, las reacciones descritas tienen el potencial de alterar la permeabilidad del yacimiento y de la roca sello, amenazando su integridad.

AGH en acuíferos salinos profundos

Otra forma de almacenamiento en espacio poroso del subsuelo es en acuíferos salinos profundos. El cuestionamiento principal en esta forma de reservorio es sobre los posibles problemas asociados a la disolución de los minerales en el acuífero y corte de agua⁵ que se traería como consecuencia durante el período de extracción de hidrógeno. En general, se puede decir, que pueden ocurrir diferentes mecanismos de daño a la formación debido a la movilización y migración de finos durante la inyección/extracción de hidrógeno (Aftab, Hassanpouryouzband, Xie, Machuca, & Sarmadivaleh, 2022). Por lo pronto, se sabe del efecto del almacenamiento de hidrógeno en areniscas que frecuentemente se comporta inerte con signos

⁵ Corte de agua es la interrupción momentánea del flujo de H₂ por la afluencia de agua hacia el pozo de extracción por la presión que se ejerce en el acuífero.

mínimos de disolución mineral en las condiciones de temperatura variable del yacimiento; asimismo en lutitas debido a las micas y el carbonato de calcio que parecen no reaccionar. En la figura 7 se aprecian los principales elementos de un AGH en un acuífero salino profundo.

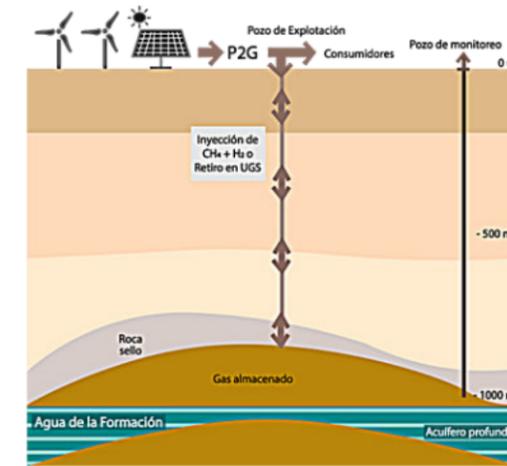


Figura 7. Esquema general de los elementos de un AGH en un acuífero salino profundo. (P. G. Haddad, 2022).

Cuando se inyecta H₂ en un acuífero previamente lleno de agua, se produce un cambio de densidad entre el gas inyectado y el líquido debido al aumento de presión, lo que provoca el desplazamiento del líquido hacia abajo o hacia los lados para crear espacio de almacenamiento. Se genera una interfaz líquido-gas como resultado del aumento continuo de presión durante las actividades de inyección, además del desplazamiento. Desafortunadamente, la interfaz establecida se convierte en una desventaja para el acuífero usado para almacenamiento, ya que afecta el proceso de extracción. Como resultado, se proyecta que el movimiento de la interfaz gas-líquido durante la extracción de H₂ conduzca a la generación simultánea de líquido durante la extracción de gas. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022)

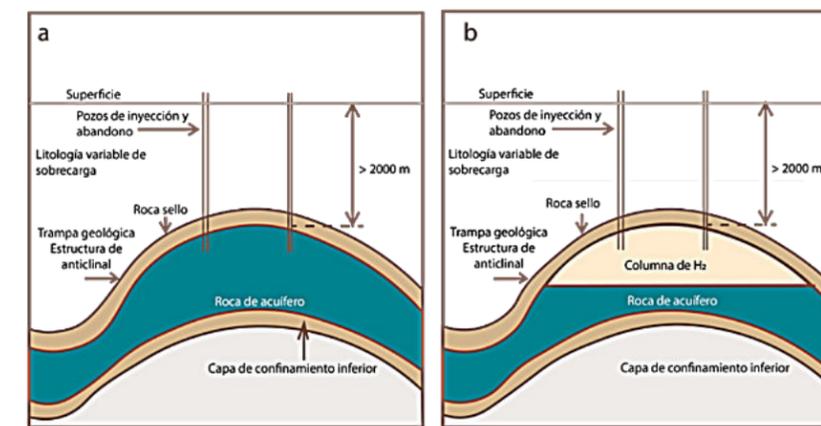


Figura 8. Esquema de un AGH en acuífero antes y después de la inyección de H₂. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

Es fundamental destacar que el volumen de gas que puede almacenarse está determinado por el volumen y la porosidad del yacimiento, así como por la temperatura y la presión del gas almacenado. Las necesidades de gas de colchón para los acuíferos suelen ser mayores que las de los yacimientos agotados, debido a que el gas natural presente en algunos yacimientos agotados para contrarrestar el volumen total necesario no

está disponible. Como resultado, la cantidad de gas de colchón en los acuíferos podría alcanzar el 80 % de la capacidad total del yacimiento, lo que indica que el gas de trabajo podría ser tan bajo como el 20 %.

Por otra parte, un estudio reciente que simulaba el acuífero UGS Pb_T_1 situado en la región de la cuenca Parisina se simuló en un reactor de alta presión. Se estudiaron los efectos del H₂ al 10% almacenado con metano y bióxido de carbono a través de la identificación de interacciones entre la roca del yacimiento, el agua de formación, la vida microbiana autóctona y la nueva mezcla de gases. (P. G. Haddad, 2022). Al principio, se reprodujeron las condiciones reales de almacenamiento con CH₄ y CO₂ formando la mezcla de gases. La fracción de H₂ se inyectó el día 21 después del desarrollo del sistema. Aunque los análisis de difracción de rayos X (DRX) mostraron un agotamiento de calcita y barita en la fase sólida, lo que indica disolución mineral, la matriz sólida mostró una disminución en su porosidad y precipitación de sulfuro de hierro, probablemente originada por presencia de arcilla. A una solución de pH constante, la inyección de H₂ probablemente causó esas alteraciones minerales, así como la actividad del ecosistema microbiano. En menos de 90 días tras la simulación de un acuífero de almacenamiento de gas natural, casi el 40% del H₂ inyectado se transformó en H₂S, formiato y metano debido a la actividad microbiana y se disolvió en la fase acuosa. Esta disminución de H₂ se desaceleró significativamente con la desaparición del 1% original de CO₂ de la fase gaseosa y de una gran parte de la calcita presente en la fase sólida. Es probable que, a menor escala, el H₂ siguiera siendo consumido por microorganismos hidrogenotróficos, asociado al consumo de CO₂ producto de la degradación de materia orgánica por microorganismos heterótrofos. (P. G. Haddad, 2022)

Para garantizar la seguridad y eficacia de la inyección de H₂ en el subsuelo, se deben considerar diversos parámetros. Los resultados de P.G. Haddad et al mostraron que el almacenamiento de H₂ podría tener un impacto considerable en la roca del yacimiento, especialmente si es rica en calcita, ya que esta puede disolverse como consecuencia del dióxido de carbono para su bioconsumo. La disolución de minerales puede causar variaciones en las características petrofísicas del yacimiento, como la porosidad y la permeabilidad. Además, se consume H₂ una fuente de energía crucial para la vida microbiana. Estos fenómenos afectan la composición del gas almacenado y contribuyen a la pérdida de H₂. Asimismo, en acuíferos ricos en sulfatos, el sulfuro de hidrógeno producido por microorganismos reductores de sulfato puede agriar el gas almacenado a menos que haya suficientes cantidades de hierro disuelto para mineralizar los sulfuros. Lo anterior evidencia que se requiere de estudios de diferentes acuíferos bajo diversas condiciones de presión, temperatura, composición de gases y agua que pueden ayudar a optimizar el almacenamiento de H₂ en el subsuelo. Además, para modelar la evolución del almacenamiento futuro en medios porosos que albergan vida, y con posibles microorganismos en las salmueras residuales, es fundamental considerar las concentraciones de sulfato, el CO₂ y la actividad microbiana para evitar resultados desfavorables.

AGH en cuerpos salinos

Un tercer escenario geológico del almacenamiento de H₂, es el que se lleva a cabo en cavernas de sal. Hay diferentes morfologías de cuerpos masivos de sal. Las cavernas son cámaras artificiales creadas (perforadas) dentro de domos salinos o depósitos de sal estratificados en un pozo cilíndrico de gran espesor mediante la inyección controlada de agua dulce desde la superficie hasta los depósitos. Este proceso esencial se conoce como minería por disolución. La figura 9 muestra una representación típica de la estructura de una caverna salina y el efecto de diferentes técnicas de disolución. Una caverna salina típica puede tener hasta 2000 m de profundidad, 1 000 000 m³ de volumen, de 300 a 500 m de altura y de 50 a 100 m de diámetro, lo que permite un almacenamiento masivo y una ventana de presión del 30 al 80 % de la presión litostática. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022)

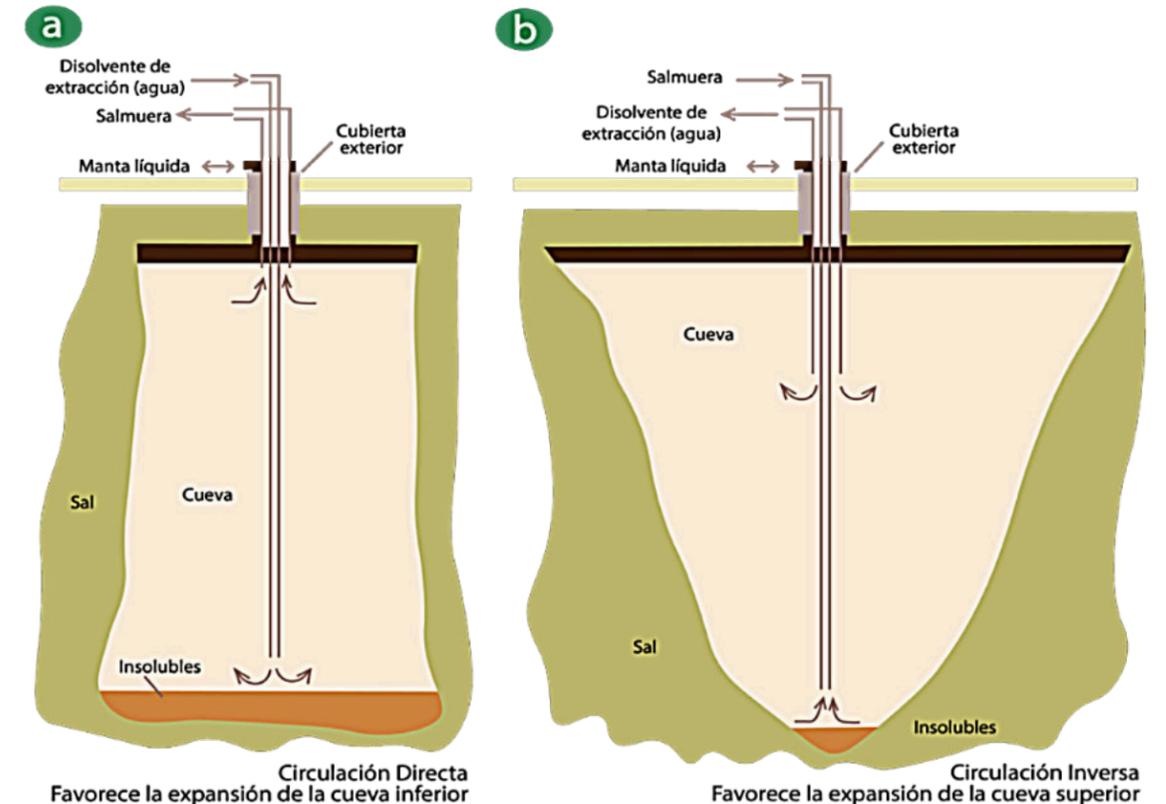


Figura 9. Esquemas típicos de disolución salina en cavernas para usarse como AGH. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

Por otra parte, los domos salinos son cuerpos sólidos y homogéneos, por lo que construir una caverna estructuralmente robusta para una profundidad operativa inferior a 2000 metros es más sencillo. Sin embargo, a una profundidad superior a 2000 m, la deformación de la sal puede ocurrir debido al aumento de presión y temperatura, incluso cuando se construye una caverna bien diseñada. Por otro lado, las sales estratificadas son capas más delgadas que se encuentran a una profundidad considerablemente menor que los domos, con halita p. ej., NaCl) alternando con estratos no solubles como dolomita, anhidrita y lutita. Es fundamental señalar que las cavernas construidas sobre formaciones de sal estratificada son más delgadas y menos estables debido al alto grado de heterogeneidad del tipo de roca.

Guardar gases en cuerpos de sal es una tecnología probada, sobre todo en la industria del gas natural. Se conocen y dominan los parámetros debidos a su inversión económica, propiedades de sellado y requisitos mínimos de gas de colchón. En este ambiente, el problema asociado más común es el debido a los microorganismos, en particular las bacterias reductoras de sulfatos (BRS), que pueden desarrollar el riesgo de liberación de H₂S como subproducto en las cavernas de sal. Además, la liberación de ácido sulfhídrico y el comportamiento dispersivo de hidrógeno pueden catalizar la fragilización en el ensamble de revestimiento y terminación de los pozos extractores e inyectores, lo que resultaría en fugas. Las BRS pueden consumir hidrógeno en su sistema metabólico y producir gases como CH₄, CO₂ y H₂S (Aftab, Hassanpouryouzband, Xie, Machuca, & Sarmadivaleh, 2022). Figura 10.

Microbios hidrogenotróficos	Reacción y posible mineralización	Impacto
SRB (Bacteria) 	$SO_4^{2-} + 4H_2 + 2H^+ \rightleftharpoons H_2S + 4H_2O$ [3] El H ₂ reacciona con anhídrida y otros sulfatos inorgánicos y los reduce de sulfatos a sulfuros	<ul style="list-style-type: none"> - Liberación de H₂S - Alta liberación de sulfuros - Mezcla de gases - Corrosión de hierro - Reducción del pH - Fragilización por hidrógeno - Precipitación mineral
Bacterias reductoras de hierro (Bacteria) 	$3Fe_2O_4 + 5H_2 \rightleftharpoons 2Fe_3O_4 + H_2O$ [4] Los microbios pueden reducir la película pasiva, por ejemplo, los componentes férricos en superficies metálicas. El agua subproducto puede liberarse y ocupar el espacio poroso intersticial de la arenisca, causando un exceso de saturación de agua y la disolución de minerales.	<ul style="list-style-type: none"> - Baja reducción de sulfuros - Corrosión de metales - Corrosión del acero al carbono - Disolución mineral
Metanógenos (Arquea) 	$CO_2 + 4H_2 \rightleftharpoons CH_4 + 2H_2O$ [5] En casos excepcionales, los microbios se adhieren a los bordes de la caolinita y evitan el flujo del CH ₄ . Los iones de aluminio provenientes de la caolinita pueden ser tóxicos para el crecimiento de metanógenos.	<ul style="list-style-type: none"> - El flujo del CH₄ se suprime en la caolinita - Mezcla de gases - Corrosión del acero al carbono - La capacidad de extracción e inyección se reduce - Posible alteración de la permeabilidad y porosidad

Figura 8. Principales transformaciones bióticas e impactos en el AGH. (Aftab, Hassanpouryouzband, Xie, Machuca, & Sarmadivaleh, 2022).

La metanogénesis, la homoacetogénesis y la reducción de sulfatos son los tres procesos principales que conducen al consumo de hidrógeno en escenarios geológicos. Entre las muestras de agua en yacimientos de hidrocarburos, se ha encontrado actividad microbiana a una temperatura >122 °C y salinidad de NaCl >4,4 M, por lo que el monitoreo de la actividad geoquímicas y microbianas es esencial en la sostenibilidad del almacenamiento dada la baja densidad, baja viscosidad y alta difusividad lo que podría causar pérdida de hidrógeno y afectar críticamente la capacidad de su extracción, lo que podría evitarse planificando debidamente los escenarios de inyección y extracción del H₂. Un esquema que simplifica la acción bacteriana por tipo de compuesto afín en los AGH se encuentra en la figura 9.

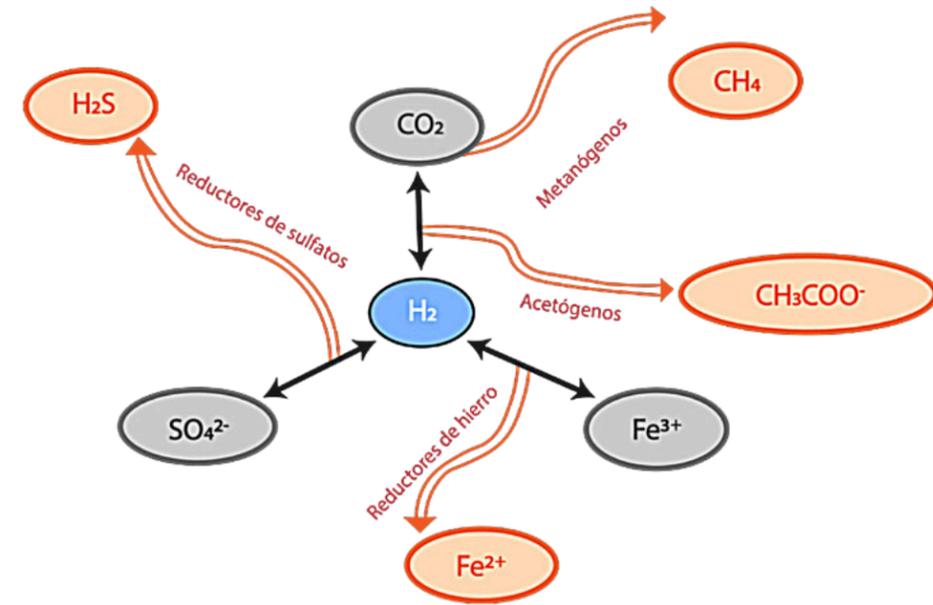


Figura 9. Esquema simplificado de los tipos de bacterias y los compuestos que reaccionan con el H₂ en un AGH. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

Consideraciones generales de los AGH independientemente de su modalidad

Independientemente de la forma de AGH, un aspecto fundamental es el debido a la integridad de los pozos, que deben ser capaces de soportar condiciones extremas y diversas cargas durante su vida útil, así como prevenir posibles fugas y corrosión en presencia de fluido de formación. La pérdida de la integridad del pozo provocará el fracaso del proyecto o incluso provocará accidentes por explosión de hidrógeno, lo que conlleva a pérdidas económicas e incluso pone en peligro la salud y la vida de las personas. Para controlar las fugas de hidrógeno, la mejora de la operación de terminación y el sistema de barrera, por ejemplo, el cemento, es un requisito previo importante para la implementación del almacenamiento. Considerando la fuerte difusión del H₂ es necesario estudiar cuidadosamente la permeabilidad y la porosidad del cemento después de la cementación para determinar si el hidrógeno penetrará o no esa barrera. Se requiere un análisis más profundo del impacto del hidrógeno en los materiales de acero, que se caracteriza principalmente por la formación de ampollas, el agrietamiento inducido y la fragilización. La formación de ampollas es una de las principales causas del agrietamiento y la fragilización por hidrógeno, que suele provocar accidentes graves. En comparación con el gas natural, la calidad de los materiales metálicos para almacenar H₂ debe ser mucho mayor. Si la tensión de la tubería de revestimiento o la microporosidad de su interior aumenta gradualmente, la falla de la tubería se producirá repentinamente. En presencia de una alta concentración de H₂ la presión para que se produzca un agrietamiento inducido por hidrógeno es mucho menor que en condiciones normales de temperatura y presión.

Algunos investigadores han encontrado una manera de reducir el agrietamiento inducido por hidrógeno mediante experimentos con acero inoxidable. Han observado que el acero con mayor contenido de níquel (>12%) y la presencia de gas nitrógeno pueden prevenir eficazmente la permeación y la difusión del hidrógeno del metal.

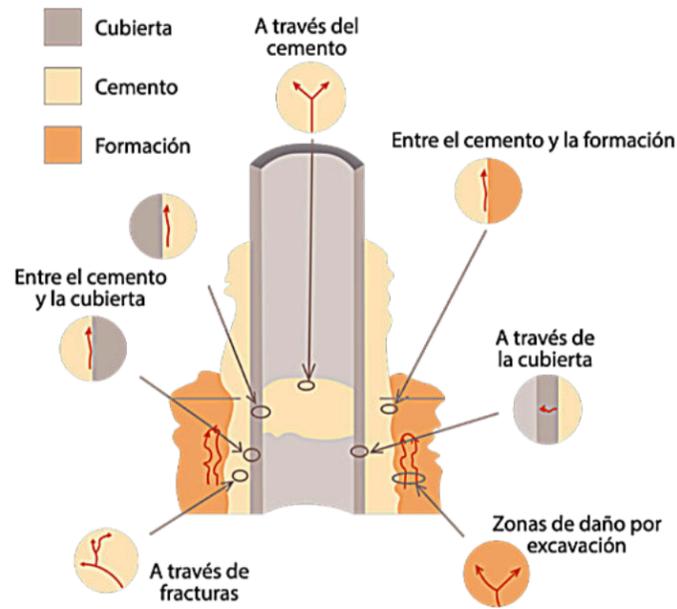


Figura 10. Vías potenciales de escape del H₂ en los pozos del almacenamiento. (Mingxing Bai, 2014).

En cualquiera de las formas de almacenamiento geológico, solo se puede extraer una parte del gas de todo el espacio subterráneo durante la operación, el 25% al 75% restante debe retenerse en el sitio para proporcionar la presión necesaria, evitar la intrusión de agua y garantizar la estabilidad del sistema de almacenamiento. Dado que el gas colchón y el gas natural tienen generalmente los mismos ingredientes, la pureza no importa en la producción de gas natural. A diferencia de otros gases el hidrógeno y el gas metano se mezclan fácilmente, lo que afecta la pureza del hidrógeno al extraerlo del yacimiento. Si no hubiera separación de gases, el aprovechamiento del hidrógeno se vería gravemente afectado. Las tablas 2 y muestran que, en las mismas condiciones, la capacidad de producción de hidrógeno es mayor que la del gas natural, debido a la menor proporción de gas colchón en el yacimiento.

Características	Unidad	CH ₄	H ₂
Peso molecular	g/mol	16	2
Densidad a 20 °C	kg/m ³	0.717	0.0899
Capacidad calorífica específica	kJ/(kg K)	2.165	14.05
Rango de explosividad	vol % aire	5-15	4.1-75
Punto de ignición	°C	600	560
Viscosidad dinámica a 20 MPa/50 °C	mPa s	0.018437	0.00935

Tabla 2. Comparación de las características físicas y químicas del H₂ y el gas natural. (Mingxing Bai, 2014).

Fracción de gas base (colchón)	UHS		UGS	
	Yacimientos de petróleo y gas agotados	Acuíferos	Yacimientos de petróleo y gas agotados	Acuíferos
	33%	33-66%	50%	80%
Capacidad de producción	2,400,000 m ³ /h		4 (1-30) miles m ³ /h	
Duración	6 meses		70 (20-150) días	
Profundidad	500-3500 m		500-3500 m	

Tabla 3. Diferencias en almacenamiento de gas natural e hidrógeno respecto de su capacidad como gas colchón. (Mingxing Bai, 2014).

Todo gas almacenado en subsuelo tiene una columna óptima para dejarlo permanentemente inmóvil en subsuelo. La altura de esa columna está dada por la ecuación:

$$h = \frac{\sigma \cos \theta}{g(\rho_w - \rho_g)}$$

Donde h es la columna de gas que se inmoviliza permanentemente debajo del sello, g es la constante gravitacional, $\rho_w - \rho_g$ es la diferencia entre de densidades del agua y el gas, σ se refiere a la tensión interfacial agua-gas, y θ es el ángulo de contacto agua-roca-gas. Es claro que todos esos parámetros se ven afectados por la presión y temperatura, considerando un gradiente hidrostático de 10 MPa/km y un gradiente geotérmico de 50 K/km y se pueden hacer las estimaciones expresadas en las gráficas de la figura 11.

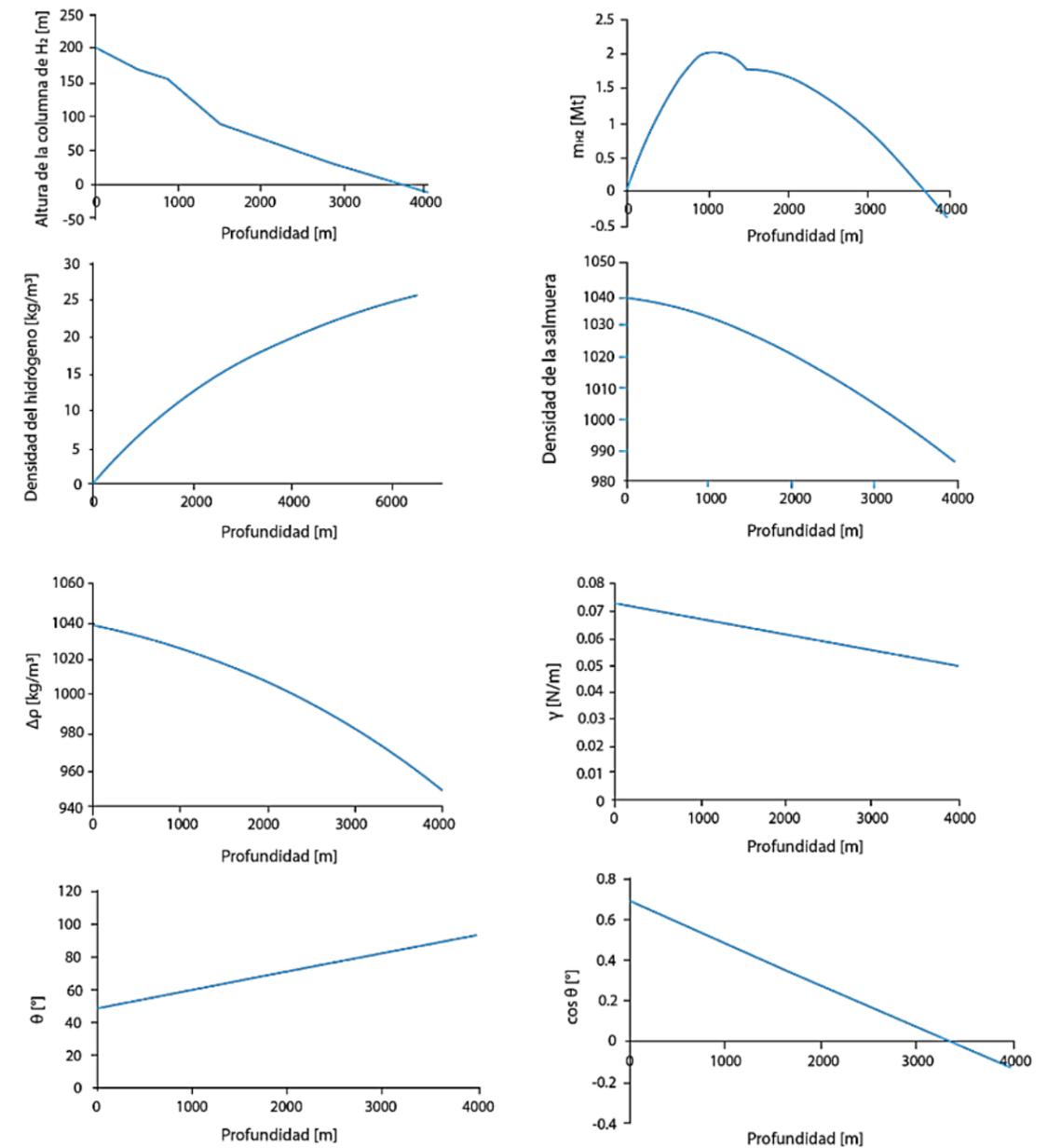


Figura 11. Principales parámetros involucrados en la profundidad óptima de un almacenamiento de H₂. Densidad del H₂, densidad del agua salobre, diferencia de densidad H₂-agua, tensión interfacial H₂-agua, ángulo de contacto H₂-agua-roca sello. Todo se grafica respecto de la profundidad. (Iglauer, 2022).

Independientemente de la modalidad de almacenamiento subterráneo, el principal mecanismo de almacenamiento propuesto para el H₂ en el subsuelo es el atrapamiento estructural, donde una roca de cubierta proporciona un sello geológico a través del cual el H₂ puede fluir debido a la alta presión capilar de entrada (de H₂) en la roca de cubierta. Sin embargo, es evidente que el H₂ puede migrar hacia arriba si las fuerzas de flotabilidad superan las fuerzas capilares, que a su vez dependen de la cantidad (columna) de H₂ almacenada. Las gráficas de la figura 11 muestran que h no es una constante, sino que disminuye con la profundidad y alcanza un valor cero a 3700 m de profundidad. Por lo tanto, no se recomienda el almacenamiento a largo plazo de H₂ por debajo de esta profundidad límite, ya que el H₂ se filtraría hacia arriba a través de la capa de roca de cubierta debido a la inversión de la mojabilidad a esta profundidad. Es importante destacar que la masa de H₂ que se puede almacenar (mH₂), que es una propiedad fundamental de interés, alcanza un máximo a 1100 m de profundidad. Por lo tanto, existe una profundidad de almacenamiento a la que se puede almacenar un máximo de H₂ (Iglauer, 2022)

En la tabla 4, se presenta un resumen de los principales parámetros considerados y estudiados en algunos de los principales AGH globalmente, por tipo de reservorio. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

Cuevas de sal				
País	Región/Localización	Propiedades	Perspectiva(s) del estudio	Referencia
Dinamarca	- Lille Torup	- Presión: 50-100 bar - Temperatura: 40-50 °C - Profundidad: 1270-1690 m - Capacidad: 445 x 10 ⁶ Nm ³	- Uso potencial del yacimiento de CH ₄ para almacenamiento de H ₂	Sorenson (2007)
Turquía	- Yacimiento de gas de Tuz Golu	- Presión: 220 bar - Profundidad: 1100-1400 m - Capacidad: 12 x 630,000 m ³	- Uso potencial del yacimiento de CH ₄ para almacenamiento de H ₂	Ozarslan (2012)
Turquía	- Nombrado como A1 por los autores		- Características socioeconómicas y de riesgo	Deveci (2018)
Canadá	- Unidad salina A2	- Profundidad: 525 m - Capacidad: 9.5 millones m ³ - Espesor: 45 m	- Uso potencial del yacimiento de CH ₄ para almacenamiento de H ₂ Mineralogía y criterios geológicos, p. ej., profundidad	Lemieux et al. (2019)
Canadá	- Unidad salina B	- Profundidad: 400 m - Capacidad: 6.4 millones m ³ - Espesor: 90 m	- Uso potencial del yacimiento de CH ₄ para almacenamiento de H ₂ Condiciones mineralógicas	Lemieux et al. (2019)
Rumania	- Ocna Mureş - Targu Ocna - Cačica		- Ubicación y geología - Disponibilidad y consumo de la salmuera y	Lordache et al. (2014)
Alemania	- Renania del norte-Westfalia - Noroeste - Centro	Capacidades - 2.4 mil millones m ³ - 4.6 mil millones m ³ - 1.8 mil millones m ³	- Viabilidad económica y conversión del almacenamiento de gas CH ₄ en almacenamiento de H ₂ - Conveniencia de la ubicación	Michalski et al. (2017)
Polonia	- Góra		- Litología y tipo de depósito de sal - Gradiente geotérmico - Escenarios de exploración - Profundidad del yacimiento y volumen	Lewandowska-Śmierczalska et al. (2018)
Polonia	- Damasławek - Łanięta - Lubień - Goleniów - Izbica - Kujawsca - Dębina		- Tamaño y profundidad de los domos salinos - Complejidad estructural - Informes geológicos existentes y capacidad de las reservas de sal - Reconocimiento de domos salinos	Tarkowski & Czapowski (2018)
Acuífero(s)				
País	Región/Localización	Propiedades	Perspectiva(s) del estudio	Referencia
Polonia	- Chabowo		- Escenarios de exploración - Profundidad del yacimiento y volumen de poros - Actividad tectónica - Litología de las rocas de sobrecarga	Lewandowska-Śmierczalska et al. (2018)
España	- Cinturón de San Pedro	- Permeabilidad: 100 mD - Porosidad: 20%	- Tasa de recuperación para el almacenamiento estacional de H ₂ producido a partir de energía eólica	Sainz-García et al. (2017)
Canadá	- Pico Simón	- Presión: 76 bar - Porosidad: 15% - Profundidad: 800 m - Capacidad: 775 x 10 ⁶ toneladas de CO ₂	- Analizado con base en la aplicación anterior sobre captura y secuestro de carbono	Lemieux et al. (2019)

Yacimientos agotados

País	Región/Localidad	Propiedades	Observaciones	Referencia
Alemania	- Schleswig-Holstein	- Presión: 65 bar - Porosidad: 13%-33% - Permeabilidad: 2.1-572 mD - Profundidad: 400-490 m	- Factibilidad de almacenamiento de H ₂ en los yacimientos de gas natural comprobados - Capacidad de entrega en el rendimiento del almacenamiento	Pfeiffer & Bauer (2015)
Polonia	- Przemysł		- Litología de la roca de sobrecarga - Actividad tectónica y diagenética - Profundidad del yacimiento y volumen de poro	Lewandowska-Smierczalska et al. (2018)
Reino Unido	- Midland Valley	- Permeabilidad: 2.1-572 mD - Espesor: 400-490 m	- Incertidumbre geológica - Capacidad de almacenamiento	Heinemann et al. (2018)
Reino Unido	- Instalación de almacenamiento para gas no procesado	- Presión: 50-100 bar - Porosidad: 20% - Permeabilidad: 75 mD - Profundidad: 2743 m - Capacidad: 48 millones m ³	- Estabilidad química - Consumo biológico - Retos debido a filtraciones - Condiciones operacionales	Amid et al. (2016)

Tabla 5. Resumen de los mejores ejemplos de almacenes subterráneos de gases y sus parámetros, para considerar almacenamiento de H₂. (Nasiru Salahu Muhammeda, 2022).

Costos de almacenamiento geológico de H₂

De las alternativas analizadas, almacenar el H₂ en yacimientos exhaustos de hidrocarburos es la opción más rentable, sobre todo, debido a la infraestructura heredada con la que cuentan. Sin embargo, la velocidad de recuperación del gas, es decir, la frecuencia de los ciclos afectaría el costo total del sistema de almacenamiento y podría hacer que el almacenamiento de sal sea más atractivo económicamente y que las cavernas se vuelvan atractivas y la capacidad de un sitio para reciclar el producto varias veces al año reducirá el costo de almacenamiento nivelado. (Anna, 2020). En la figura 12 se esquematizan los costos de caverna en roca dura (diferente a la de sal) aunque en este artículo no se contemplan por no contarse con información al menos como las aquí abordadas, pero sobre todo por ser en una muy buena medida menos naturales, pues hay que labrarlas y blindarlas artificialmente.

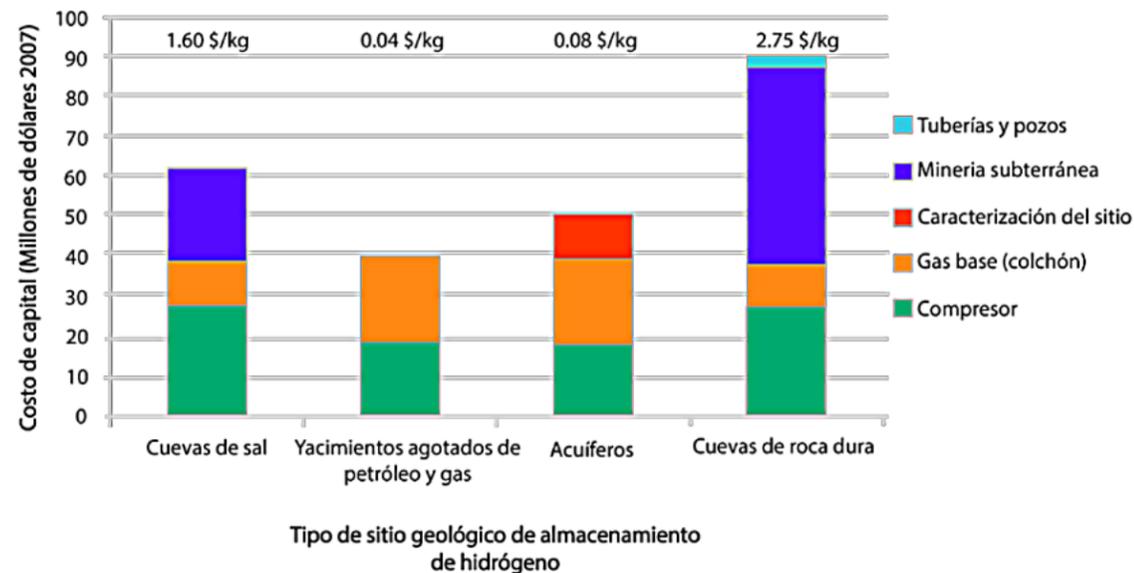


Figura 12. Costos de capital y de un año de O&M nivelados para diferentes tipos de almacenamiento. (Anna, 2020).

LA DEMANDA DE HIDRÓGENO

El suministro mundial de hidrógeno aumentó un 2,5% en 2023 respecto a 2022, hasta alcanzar 97 Mt H₂. La demanda fue cubierta principalmente por la producción nacional en centros industriales, con un comercio internacional mínimo. China lidera en términos de producción, que representa casi el 30% del total mundial, seguida por Estados Unidos y Medio Oriente con un 14% cada uno, e India con un 9%. Se estima que la producción mundial seguirá creciendo para satisfacer la demanda creciente y podría acercarse a 100 Mt. En términos generales, según la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2024) el estado actual de la producción y demanda futura del H₂ es como muestra la figura 13.

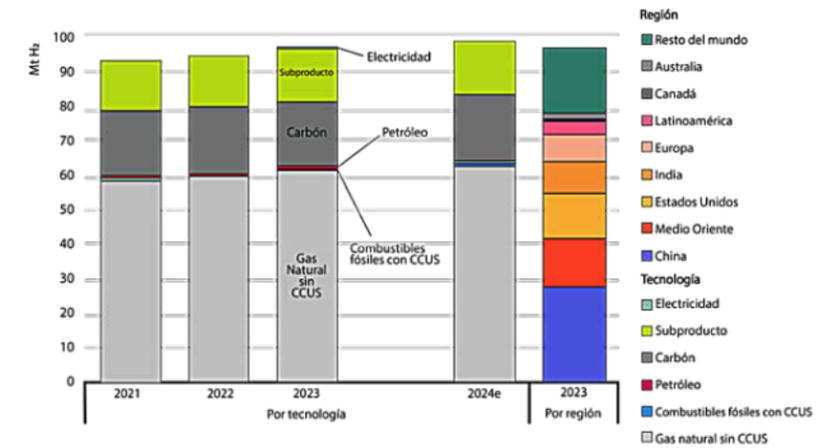


Figura 13. Producción de H₂ por tecnología y región 2021-2024. (IEA, 2024).

- La demanda global de hidrógeno alcanzó más de 97 Mt en 2023 y podría alcanzar casi 100 Mt en 2024. Sin embargo, este aumento debe verse como consecuencia de una mayor tendencia económica más que el resultado de una implementación exitosa de políticas.
- La demanda de hidrógeno sigue concentrada en aplicaciones industriales y de refinación donde se ha utilizado durante décadas. Su adopción en nuevas aplicaciones donde el hidrógeno debería desempeñar un papel clave es en la transición a la energía limpia y el transporte de larga distancia en donde representa menos del 1% del consumo mundial de la demanda, a pesar de un crecimiento del 40% en comparación con 2022. Figura 14.

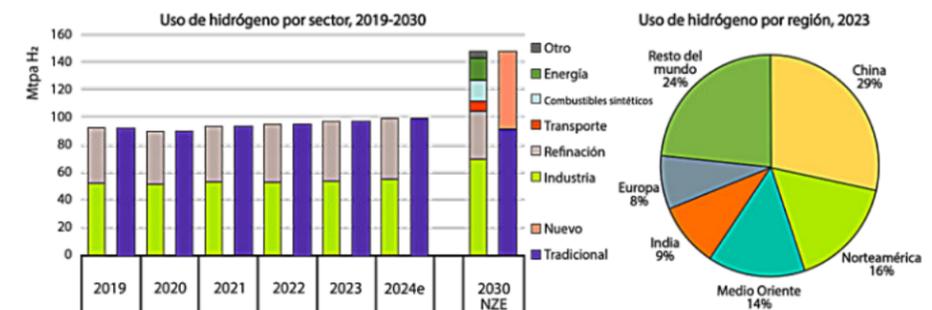


Figura 14. Demanda de H₂ por sector y región, escenario al 2030. (IEA, 2024).

- La demanda de hidrógeno de bajas emisiones creció casi un 10% en 2023, pero aún representa menos de 1 Mt. La acción gubernamental se ha intensificado recientemente, a través de

implementación de mandatos, esquemas de incentivos y herramientas de desarrollo de mercado. Esto podría aumentar la demanda a más de 6 Mt/año para 2030, aunque esto equivaldría a alrededor de una décima parte de las necesidades del Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050.

- Existen tendencias contrastantes en diferentes subsectores del transporte. En el transporte por carretera, el mercado se está desacelerando y la atención se está desplazando de los automóviles a los vehículos pesados. En transporte marítimo y aviación, el uso de hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno está ganando interés, especialmente cuando existe apoyo político, aunque la penetración en el mercado es lenta.

En refinación

La demanda de hidrógeno en refinación alcanzó los 43 Mt en 2023, más de 1 Mt por encima del récord anterior de 2022. El crecimiento de la demanda se ha concentrado en China (+0,9 Mt) y Oriente Medio (+0,5 Mt), mientras que la demanda en todas las demás grandes regiones se mantuvieron en gran medida similares a 2022. El crecimiento de la demanda en China fue una consecuencia del cambio en la política gubernamental con respecto a la restricción de exportaciones y el levantamiento de las medidas relacionadas con la pandemia, lo que llevó a una demanda y un funcionamiento récord de las refinерías a principios de año. Sin embargo, Estados Unidos todavía representa la mayor parte de la demanda y aún se espera que procese más crudo que China hasta 2024, antes de ser superado.

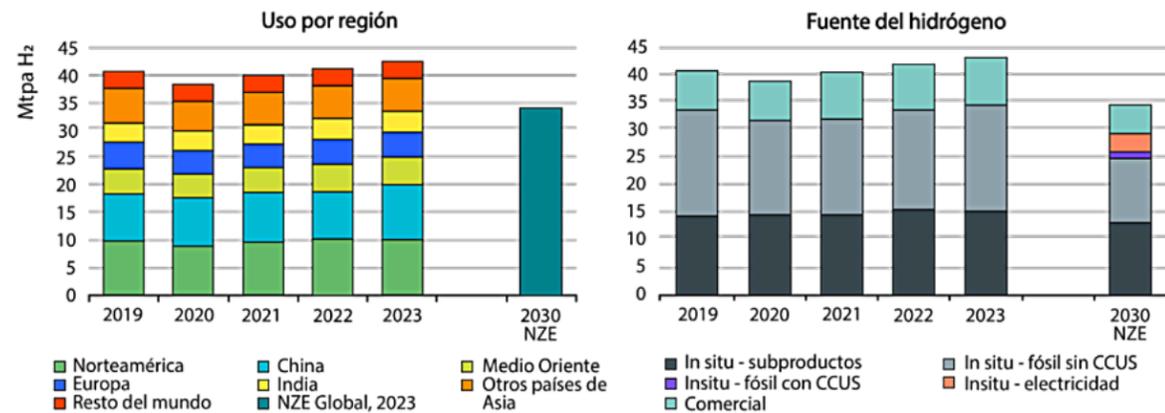


Figura 15. Uso de H₂ por región y proyección en refinación al 2030, histórico y en escenario net-cero. (IEA, 2024).

En Industria

La demanda mundial de hidrógeno en la industria alcanzó las 54 Mt en 2023, un aumento de casi 2% interanual. Alrededor del 60% de esta demanda fue para la producción de amoníaco, el 30% para metanol y 10% para DRI (*Direct reduction of iron ore*) en el subsector siderúrgico. La mayor parte del hidrógeno utilizado en la industria se produce a partir de combustibles fósiles no secuestrado en las mismas instalaciones donde se produce. La captura de carbono es una práctica común en algunos subsectores industriales, aunque la mayor parte de las 140 Mt/año de CO₂ capturadas se destinan a otros usos industriales en aplicaciones (como la producción de urea) y termina siendo liberado, con solo muy pocos proyectos que almacenan CO₂ geológicamente. Como resultado, la producción de hidrógeno en la industria fue responsable de alrededor de 680 Mt de emisiones directas de CO₂ en 2023, un aumento 0,6% a partir de 2022, aproximadamente igual a las emisiones totales de CO₂ de Turquía, por citar una referencia (IEA, 2024)

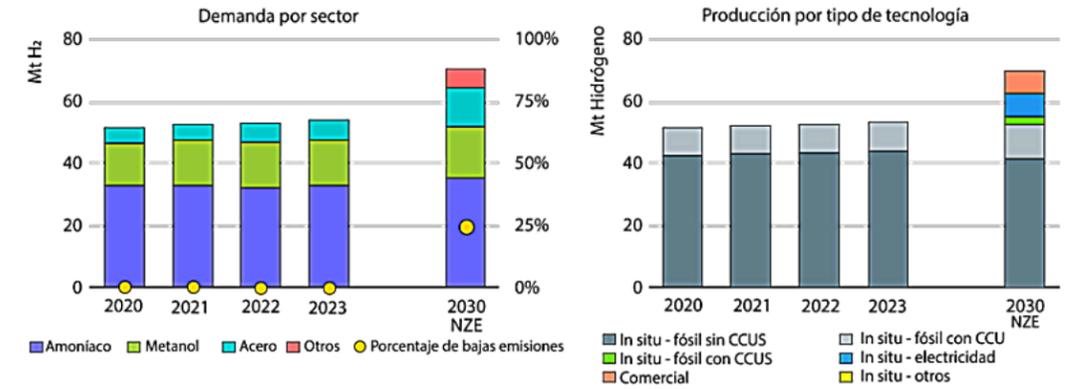


Figura 16. Uso del H₂ en el sector industrial y proyección al 2030, histórica y en escenario net-cero. (IEA, 2024).

En el Transporte

El uso del hidrógeno como medio de descarbonización del transporte por carretera sigue expandiéndose, aumentando más rápidamente en 2023 (alrededor del 55 %) que en 2022 (alrededor del 40 %) debido, en particular, al crecimiento de los camiones y autobuses pesados de celda de combustible en China. A pesar de ello, la demanda de hidrógeno en el transporte por carretera alcanzó solo 60 kt en 2023 (menos del 0,1 % de la demanda mundial).

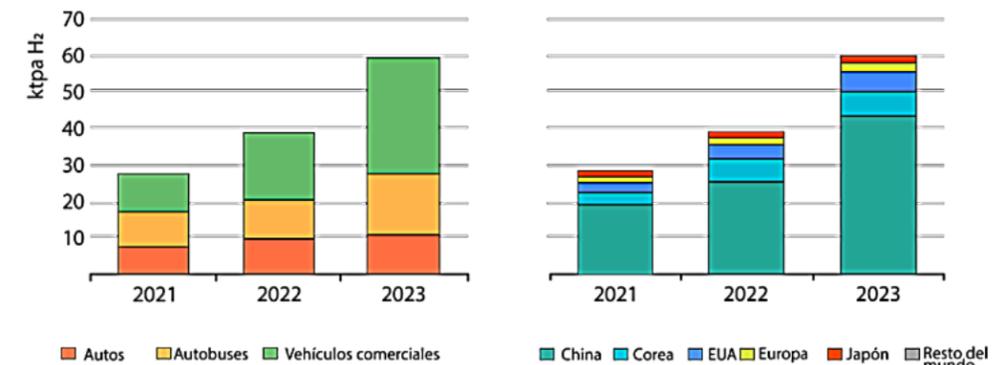


Figura 17. Consumo de H₂ en transporte de carretera por tipo de vehículo y región. (IEA, 2024).

En coches y vans Corea, Estados Unidos y Japón siguen liderando el despliegue de vehículos de celda de combustible con más del 50%, más del 25% y más del 10%, respectivamente, del stock mundial. Sin embargo, las ventas se han desacelerado en todas las regiones y el stock mundial aumentó apenas 15% entre 2022 y 2023,13 y menos del 5% desde finales de 2023 hasta junio 2024.

En cuanto a camiones de carga, son el sector de más rápido crecimiento para los vehículos de celda de combustible, y el stock ha aumentado más del 50% en 2023, más del doble de rápido que los autobuses y tres veces más rápido que los coches. En junio de 2024, el stock mundial asciende a más de 12 000, pero, como en 2022, alrededor del 95% de ellos se encuentran en China. Sin embargo, esto debería no ocultar el crecimiento sustancial observado tanto en Estados Unidos como en Europa, aunque desde una base inferior. A finales de 2022 había alrededor de 135 camiones de celdas de combustible en Europa, pero eso había aumentado a alrededor de 350 en junio de 2024. En los Estados Unidos, durante el mismo período, los camiones de celda de combustible aumentaron de sólo 10 a alrededor de 170. Por tanto, la proporción de camiones en la flota mundial de eléctricos con celda de combustible ha aumentado desde menos del 9% en 2021 a casi el 13% a junio de 2024.

En lo que corresponde a hidrolineras (HRS - *H₂ Refuel Station*)- , actualmente existen 1200 estaciones de repostaje de hidrógeno en funcionamiento en el mundo. Pero el total general creció solo marginalmente en 2024, ya que la apertura de nuevas estaciones se vio parcialmente compensada por el cierre de estaciones en todo el mundo y las HRS más antiguas fueron actualizadas o reemplazadas. Como en 2022, China tenía el mayor número de estaciones en 2023, con más de 400, seguida de Europa, con 280, Corea con 180 y Japón con más de 170. Por lo que corresponde al precio al público del H₂ para transporte, ver la figura 18.

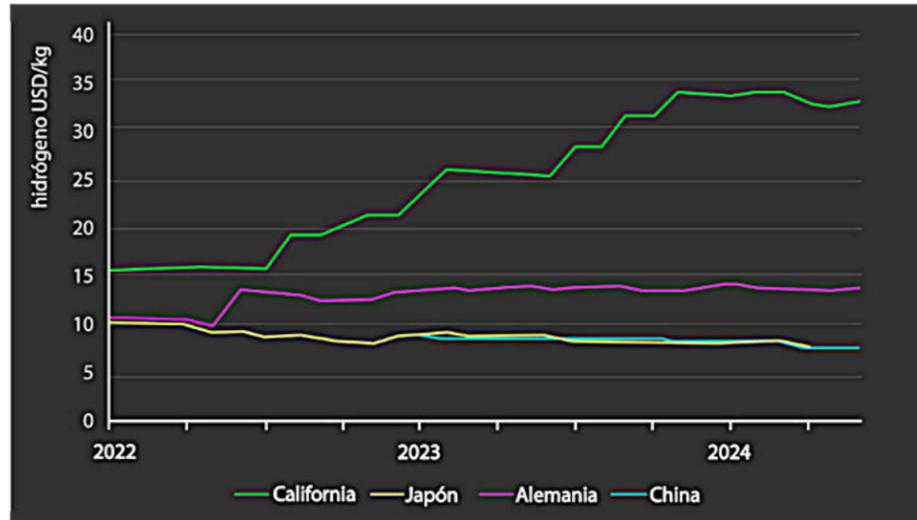


Figura 18 . Precio de H₂ para transporte en bomba al público. (IEA, 2024).

Los buques propulsados con metanol lideran el camino en términos de buques con combustibles alternativos (excluido el gas natural licuado), debido a su mayor valor tecnológico y preparación comercial y mayor facilidad de manejo en comparación con el amoníaco. Actualmente ya hay en funcionamiento alrededor de 50 buques preparados para metanol. Cerca de la mitad de los buques de metanol de combustible dual existentes son petroleros/químicos, pero alrededor de dos tercios de los buques propulsados por metano encargados para el futuro son buques portacontenedores.

Los buques propulsados por amoníaco se encuentran en una fase de desarrollo más temprana que los propulsados por metanol, con normas de seguridad para el uso de amoníaco como combustible para buques aún por establecerse . Si bien varias sociedades de clasificación han publicado orientación sobre el diseño y construcción de embarcaciones alimentadas con amoníaco, la OMI (Organización marítima Internacional) de seguridad para buques que utilizan gases u otros combustibles de bajo punto de inflamación aún no cubre el uso de amoníaco como combustible, aunque las directrices están a punto de finalizarse. Sin embargo, los motores alimentados con amoníaco que se han probado en aplicaciones marítimas y ya se están realizando pruebas en buques en planeación.

El uso directo del hidrógeno en aviones aún está en desarrollo y, dado que la industria tiene regulaciones estrictas, es probable que cualquier nuevo avión de hidrógeno pase mucho tiempo en la fase de demostración antes de ver su uso comercial. Uno de los aviones de hidrógeno más conocidos es el de los programas de desarrollo es Airbus ZEROe, que investiga el hidrógeno con celda de combustible, y en enero de 2024 abrieron un centro en Alemania centrándose en el almacenamiento y suministro criogénico de hidrógeno licuado. Airbus también se asocia con otras empresas que trabajan para avanzar en las celdas de combustible para su uso en la aviación. Sin embargo, la mayoría de los anuncios en este espacio provienen de empresas emergentes como Fokker, Next Gen, cuyo objetivo es construir aviones de cuerpo estrecho propulsados por hidrógeno licuado. Aunque todavía el negocio se encuentra en etapa de desarrollo, ZeroAvia ha demostrado suficiente progreso para generar pedidos para sus sistemas de propulsión basados en celdas de combustible, que actualmente apuntan a modernizaciones del tamaño de aviones de 10-20 y

En ferrocarriles se están probando con celda de combustible de hidrógeno en una amplia gama de entornos, y la revisión reciente incluye 15 pruebas de trenes de hidrógeno anunciadas entre 2018 y 2024 para evaluar su idoneidad para trenes locales (Japón), interurbanos (India) y de mercancías (Austria). Los trenes de hidrógeno también siguen batiendo récords de distancia recorrida en con una sola recarga – 2803 km frente a 244 km para una versión alimentada por batería, demostrando sus potenciales ventajas. Además, los operadores ferroviarios de Francia, Italia y Estados Unidos han realizado pedidos de trenes de celda de hidrógeno en 2023. Sin embargo, todavía existen importantes obstáculos para el hidrógeno en el ferrocarril, y muchos proyectos cancelados o que no logran avanzar.

En el sector residencial

La contribución del hidrógeno para satisfacer la demanda energética y apoyar la descarbonización en el sector residencial sigue siendo insignificante, sin cambios significativos hasta 2023. Electrificación, calefacción urbana y energías renovables distribuidas están muy por delante de las tecnologías del hidrógeno a la hora de satisfacer esta necesidad. Se espera que el papel del hidrógeno siga siendo marginal en el futuro, alcanzando sólo 20 ktpa para 2030 (0,002% de la demanda total de energía del sector), mientras que en el escenario net-cero, el uso global de hidrógeno cubre solo alrededor del 0,13% de la demanda total en edificios para 2030.

En la generación de electricidad

El uso de hidrógeno para la generación de electricidad representa actualmente menos del 0,2% del mix de generación global (no a partir de hidrógeno puro, sino más bien de gases mixtos que contienen hidrógeno procedente de la producción de acero, refinerías o plantas petroquímicas). El hidrógeno y el amoníaco pueden convertirse en una fuente importante de bajas emisiones y flexibilidad del sistema eléctrico y se encuentran entre las pocas opciones para proyectos a gran escala y almacenamiento de electricidad estacional. La contribución a la generación total de electricidad es, sin embargo, limitada en el escenario net-cero. El hidrógeno y el amoníaco en conjunto representarán menos del 2% de la generación mundial de electricidad en 2050. Existen varias opciones tecnológicas para utilizar gas rico en hidrógeno o incluso hidrógeno puro para la generación de electricidad (y calor combinado): celdas de combustible, combustión interna, motores y turbinas de gas. Desde septiembre de 2023, la empresa coreana Hanwha demostró la factibilidad de quemar 100% de hidrógeno en una turbina de gas de 80 MW, con emisiones de óxido de nitrógeno inferiores a 9 ppm sin tratamiento específico de gases de combustión. La participación en la combustión conjunta de hidrógeno se demostró en una central de 566 MW conectada a la red.

El interés por utilizar hidrógeno y amoníaco como combustibles en el sector energético continúa creciendo con varios proyectos anunciados en la región de Asia-Pacífico, Europa y América del norte. A corto plazo, el uso de hidrógeno y amoníaco puede reducir las emisiones de las plantas existentes, mientras que, a largo plazo, las plantas de energía que funcionan íntegramente a base de hidrógeno o amoníaco podrían aportar flexibilidad al sistema eléctrico, en combinación con el almacenamiento de hidrógeno a gran escala.

A finales de 2023, la capacidad eléctrica instalada mundial utilizando hidrógeno y amoníaco totalizó alrededor de 330 MW, de los cuales Asia-Pacífico representó más del 50%, seguido por América del Norte con alrededor del 30% y Europa con el 15%. Basados en los proyectos anunciados, la capacidad de energía utilizando hidrógeno y amoníaco podría alcanzar los 7 100 MW para 2030. En comparación con la capacidad correspondiente identificada en lo reportado para 2023, esto representa un aumento del 24%. Casi la mitad de lo anunciado se ubica en la región de Asia y el Pacífico, seguida de Europa, lo que representa alrededor del 40% de la capacidad anunciada para 2030.

En lo que respecta a las tecnologías, la capacidad existente alimentada por hidrógeno está dominada por celdas de combustible, que representan el 60% de la capacidad instalada, mientras que las turbinas de gas

y el resto corresponde a turbinas de gas de ciclo combinado. Considerando lo anunciado en proyectos en planeación, las turbinas de gas y en ciclo combinado alcanzan una participación de dos tercios en 2030. La combustión conjunta de amoníaco en las centrales eléctricas de carbón es hoy en día limitada a unas pocas pruebas, pero podría representar alrededor del 15% de la capacidad anunciada para 2030, con nueve proyectos en desarrollo en la región de Asia-Pacífico. La capacidad mundial alimentada con hidrógeno y amoníaco de los proyectos anunciados representa casi una cuarta parte de la capacidad instalada desplegada en el Escenario de Compromisos para 2030 (30 GW), pero solo el 6% de la capacidad en el escenario net-cero (120 GW)

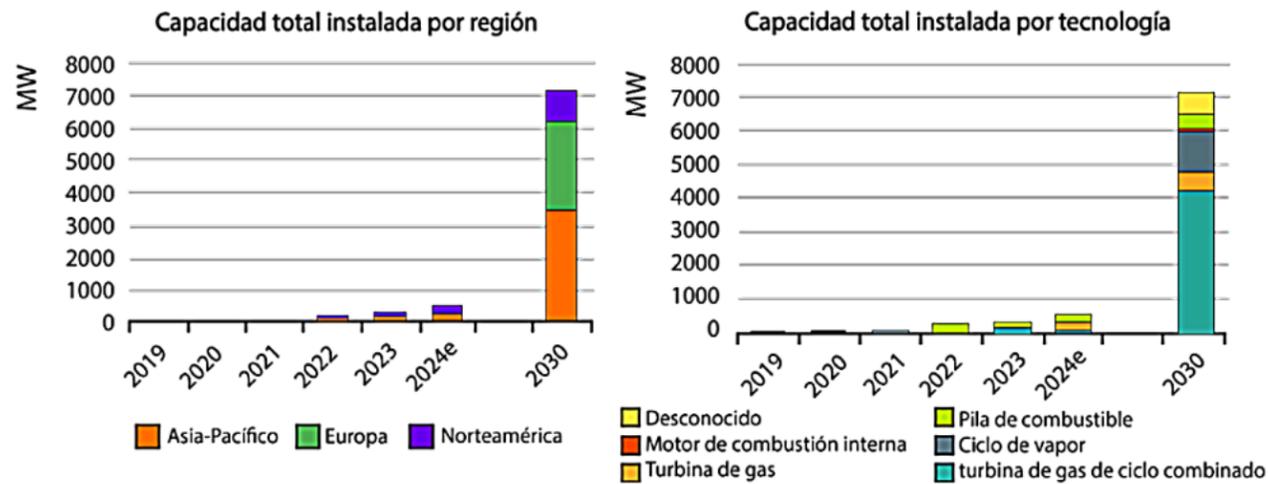
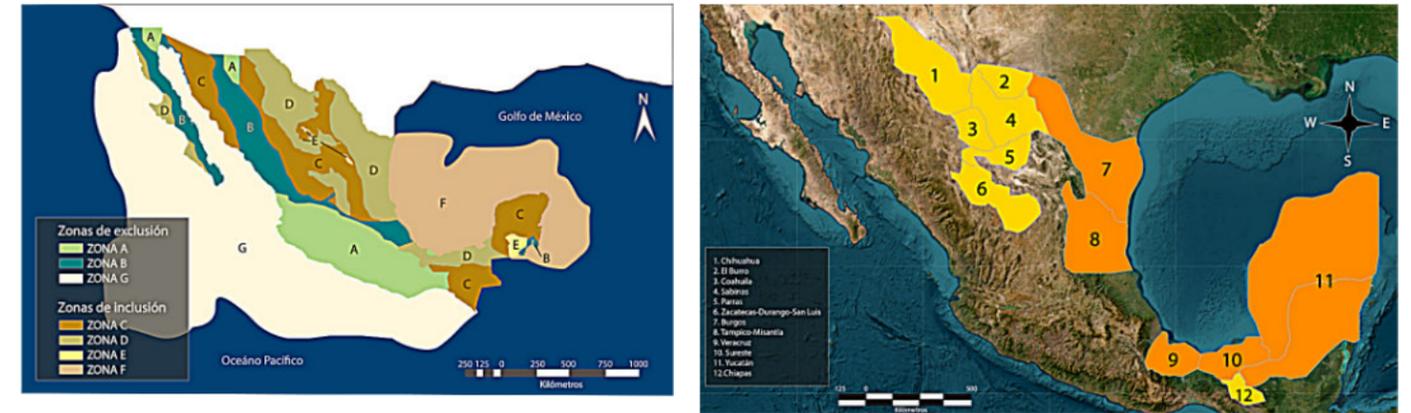


Figura 19 Generación de electricidad con H₂ y amoníaco por región, histórico y planeado. (IEA, 2024).

OPORTUNIDADES DE ALMACENAMIENTO DE H₂ EN MÉXICO

En México no existen aún almacenes de H₂ ni proyectos para su construcción; sin embargo, de decidirse la planeación de alguno(s) de ellos no se partiría de cero al menos en el conocimiento del subsuelo como reservorio comercial, ya que se podrían aprovechar los estudios que se han realizado para CCS (almacenamiento geológico de carbono) y de gas natural, tanto en yacimientos de hidrocarburos, acuíferos salinos y domos salinos.

A partir de 2010 se llevaron a efecto diferentes estudios encaminados a conocer el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ y se concretaron algunos resultados importantes como un primer inventario de regiones con potencial (zonas de inclusión) para almacenar carbono en acuíferos salinos. Dichas regiones se describen en el Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂, México. (Jimenez, Davila, Arevalo, Medina, & Castro, 2012). Aunque ya ha quedado claro que la orientación de un secuestro geológico de carbono es con fines ambientales y por lo tanto, permanente, la física del sustrato geológico ya estudiado puede ofrecer conocimiento a partir del cual partir para buscar sitios más específicos según convenga para almacenar temporalmente H₂. En la figura 20 se muestran las zonas de inclusión y las cuencas con una primera estimación de capacidad de almacenamiento de CO₂, que desde luego debería ajustarse a los parámetros físicos del H₂. De acuerdo a Wenceslao, 202, habría que aumentar 30% más de masa de H₂ respecto a la estimada para CO₂.



Estimación de recursos de almacenamiento de CO ₂ para formaciones salinas en provincias/sectores geológicos evaluados en México			
Provincia geológica	Secuencia sedimentaria	Potencial teórico de almacenamiento (Gigatoneladas)	Sectores evaluados
Chihuahua	Carbonatos	<1	5
Coahuila	Carbonatos	6	10
	Terrigenos	7	2
Central	Carbonatos	<1	1
Burgos	Terrigenos	17	31
	Carbonatos	3	4
Tampico-Misantla	Terrigenos	7	8
	Carbonatos	1	5
Veracruz	Terrigenos	14	16
	Carbonatos	24	17
Sureste	Terrigenos	4	2
	Carbonatos	10	5
Yucatán	Terrigenos	6	5
	Carbonatos	—	100
Total (México)			111

Figura 20. Zonas de Inclusión y provincias con potencial de almacenamiento de CO₂ en acuífero salino profundo y una primera estimación de capacidad. (Jimenez, Davila, Arevalo, Medina, & Castro, 2012).

De igual forma, se han llevado a cabo diversos estudios con miras a almacenar CO₂ en yacimientos de hidrocarburos que podrían servir para conocer algunos de los parámetros necesarios para estimar capacidad de almacenamiento de H₂. Si bien, estos estudios han sido para almacenar CO₂ en procesos asociados a recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR-CCS) pues se trata de yacimientos maduros, no precisamente exhaustos, se trata de algunos de los yacimientos más próximos a serlo. Por otra parte, la política de la compañía de Estado encargada de la explotación de hidrocarburos (PEMEX) considera que no tiene campos exhaustos dentro de sus activos, esto es más una política que una realidad, pues existen varios campos a los que alcanzará el tiempo de las energías renovables y habrá que renunciar a explotación por no ser los más atractivos. En la figura 21 se citan algunos de los principales campos estudiados con enfoque EOR-CCS y la capacidad de almacenamiento de CO₂ que se les ha estimado.



Figura 21. Localización de los principales yacimientos petroleros a los que se ha estimado capacidad de almacenamiento de CO₂ asociado a procesos de EOR. (Rodríguez Moreno, 2020).



Por lo que se refiere a guardar H₂ en cuerpos salinos, en México existe un poco más de avance en el conocimiento de cómo guardar H₂. Desde el año de 1985, se llevó a cabo el acondicionamiento de dos cavidades en domos salinos para almacenar 10 millones de barriles de crudo en el Istmo de Tehuantepec. Los cambios en la reglamentación del gas LP en el 2001, hicieron posible almacenar el combustible en cavidades salinas subterráneas como las ubicadas en el domo salino de Tuzandépetl, Veracruz. Para diciembre de 2005, se dio a conocer que Petróleos Mexicanos (PEMEX) comenzaría a realizar obras para almacenar 10 millones de barriles de petróleo crudo, en cavidades construidas por disolución en domos salinos. (CIESAS, 2005)

En la actualidad, PEMEX almacena gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural en dos domos salinos en la cuenca salina del Istmo. (Bloomberg, 2023) En donde cuenta con una capacidad habilitada de almacenamiento de 3 millones de barriles.

Por otra parte, no obstante que la experiencia de guardar GLP y gas natural en cuerpos salinos es solamente en el sur de Veracruz, a lo largo del territorio mexicano se encuentra múltiples domos salinos que bien podrían ofrecer oportunidades de almacenamiento, aunque habría que llevar a efecto los estudios correspondientes a su viabilidad y caracterización con ese propósito. En la figura 22 se muestran las regiones con cuerpos salinos en la República Mexicana y un detalle de los que se localizan en la Cuenca Salina del Istmo que cuentan con muchos más estudios a diferentes escalas. (Hernández Mendoza, 2007)

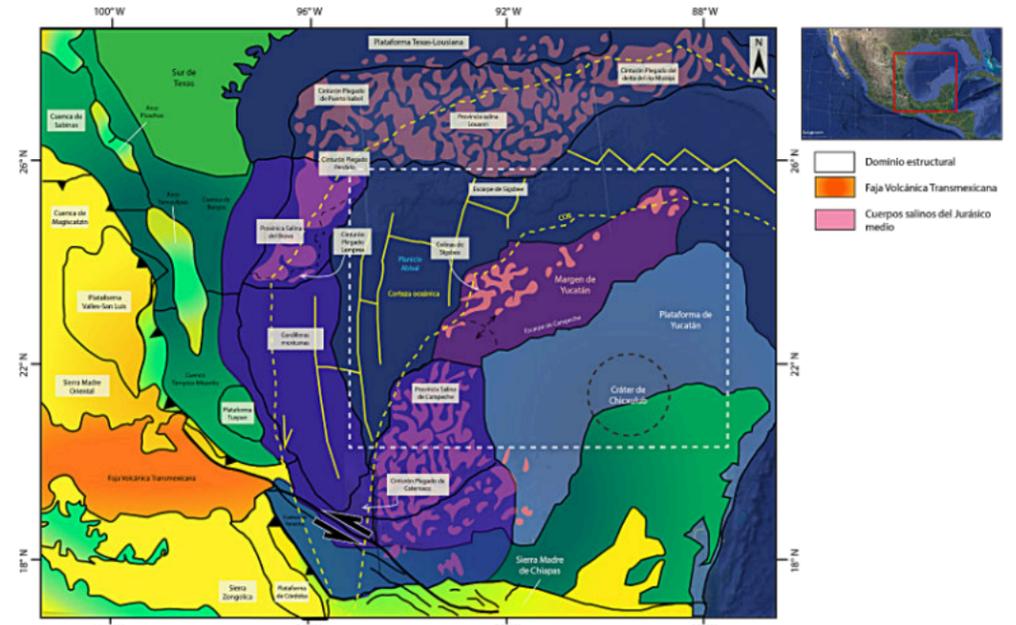
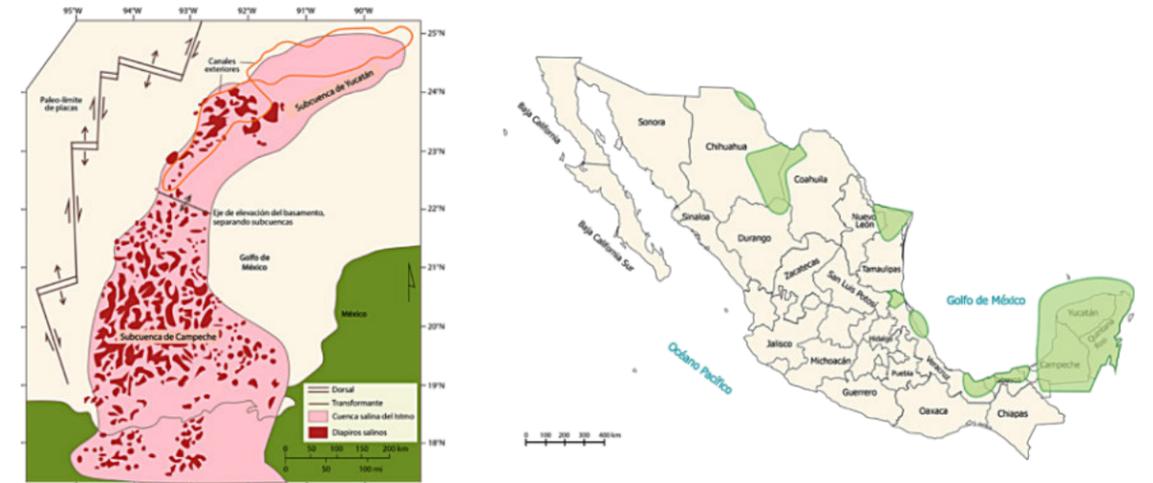


Figura 22. Regiones con estructuras salinas en México y detalle en la cuenca salina del sureste. Modificado de (Kenning J. J., 2020) y (Hernández Mendoza, 2007).

Otra ventaja que ya tienen los AGH en cuerpo salino respecto de los otros mecanismos geológicos, es la debida a que en México ya es una realidad el guardar gases en domos salinos, por lo que existe normatividad al respecto. La NOM-145-SEMARNAT-2003 establece las condiciones para el confinamiento de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables. (Hernández Mendoza, 2007).

Dentro de las características geológicas y geofísicas se indica que: “No debe haber presencia de fallas geológicas activas a menos de 1 000 m radiales del sitio. De acuerdo a las propiedades litológicas de los estratos localizados sobre el cuerpo del domo, éstos no deben permitir la migración de fluidos provenientes de la operación del confinamiento, a los acuíferos. Se deben conservar los registros geofísicos que se tomen del pozo, durante la construcción del pozo, su operación y por los 20 años posteriores al cierre del confinamiento, así como su interpretación cualitativa y cuantitativa; estos deben precisar los espesores de las formaciones y las relaciones de contacto de los estratos. El espesor del domo salino donde se ubicará la cavidad debe ser de 1 000 m como mínimo en sus tres dimensiones, de acuerdo a estudios geofísicos de detalle. La presencia en el domo salino de otros elementos y compuestos químicos diferentes a la sal,

solubles e insolubles, no debe ser mayor al 10%, ni registrar horizontes de más de 5 m". (Hernández Mendoza, 2007)

CONCLUSIONES

De acuerdo con el grupo de trabajo para el almacenamiento geológico del hidrógeno (TCP-Task 42, 2022) las conclusiones más importantes que se distinguen respecto de la tecnología son:

- Los procesos e impactos críticos (como las reacciones biogeoquímicas, el flujo y la migración de hidrógeno, los procesos termodinámicos y el comportamiento mecánico de las rocas) se han estudiado a partir de experimentos de laboratorio aislados y modelos numéricos. Solo existen unos pocos laboratorios de hidrógeno (principalmente en Europa) que han publicado datos experimentales con hidrógeno a presiones y temperaturas relevantes para el subsuelo. Para facilitar más experimentos con hidrógeno en todo el mundo, es crucial establecer protocolos de laboratorio y plataformas de datos de referencia disponibles públicamente. También hay muy poca información pública sobre la inyección y extracción de hidrógeno en subsuelo. Las experiencias de AGG⁶ solo pueden extrapolarse a AGH en cierta medida, debido a las características físicas y químicas muy diferentes del hidrógeno frente al gas natural y el metano. Sin embargo, desde perspectivas geomecánicas, la tecnología AGH puede beneficiarse de las experiencias de AGG tanto en cavernas como en yacimientos de roca porosa.
- Los yacimientos porosos revelan una enorme variación en sus características geológicas locales (por ejemplo, profundidad, forma, tipos de roca, fluidos, fallas, comportamiento mecánico, composición de la sobrecarga), las experiencias no pueden transferirse simplemente de un lugar a otro. Por lo tanto, los proyectos iniciales de AGH tendrán que lidiar con incertidumbres sustanciales que se propagan a muchos factores de riesgo, desde los operativos hasta los económicos y de seguridad del proyecto.
- El monitoreo del comportamiento del hidrógeno en el subsuelo aún se encuentra en una etapa temprana de desarrollo. Algunas técnicas se encuentran en niveles bajos de NMT⁷ y deben probarse en un entorno subterráneo real. La falta de observaciones y mediciones in situ del subsuelo dificulta la validación y la correspondencia de los modelos numéricos, que tampoco están completamente desarrollados todavía. En consecuencia, los resultados de dichos modelos pueden ser muy inciertos, lo que genera mayores riesgos operativos, económicos y de seguridad.
- Ciertos aspectos de costos del desarrollo y las operaciones del AGH todavía son inciertos, si bien pueden tener un impacto importante en el CAPEX y OPEX del proyecto. Algunos ejemplos son los costos del gas de colchón, el tratamiento y mantenimiento del gas, además de las reparaciones de instalaciones y pozos.
- En ausencia de experiencias prácticas con el AGH en un entorno subterráneo real, puede haber incertidumbres significativas con respecto al desempeño de la inyección/extracción y la calidad y recuperabilidad del hidrógeno, lo que se traduce en una alta incertidumbre del OPEX del proyecto.
- Los riesgos a menudo se abordan únicamente de forma individual y cualitativa (por ejemplo, causas, procesos). No existe todavía una base de conocimiento e información de dominio público integral y confiable para una cuantificación completa y confiable de los riesgos.

⁶ AGG es Almacenamiento Geológico de Gas

⁷ NMT es Niveles de Madurez Tecnológica

REFERENCES

1. Abdin, Z. T. (2021). *iScience*, 24, 102966, (<https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966>).
2. Africa Hydrogen, H. (2022). Ten colors of hydrogen. www.africahydrogenhub.net.
3. Aftab, A., Hassanpouryouzband, A., Xie, Q., Machuca, L. L., & Sarmadivaleh, M. (2022). Toward a Fundamental Understanding of Geological Hydrogen Storage. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, <http://hdl.handle.net/10754/675545>.
4. Aliakbar Hassanpouryouzband, K. A. (2022). Geological Hydrogen Storage: Geochemical Reactivity of Hydrogen with Sandstone Reservoirs. *ACS Energy Letters*(ACS Energy Lett. 2022, 7, 2203–2210).
5. Anna, L. S. (2020). Geologic Storage of Hydrogen. Sandia National Laboratories DOE.
6. Bloomberg. (2023). Bloomberg Línea. Obtenido de <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/mexico/exclusiva-pemex-ya-almacena-gas-estrategico-en-cavernas-de-mexico-dice-cenegas/>
7. Bourgeois, J. P., Aupaix, N., Bloise, R., & Millet, J. L. (1979). Proposition d'explication de la formation d'hydrogène sulfuré dans les stockages souterrains de gaz naturel par réduction des sulfures minéraux de la roche magasin. *l'Institut Français du Pétrol*.
8. Chabab, S. T. (2020). Measurements and predictive models of high-pressure H₂ solubility in brine (H₂O + NaCl) for underground hydrogen storage application. *International Journal of Hydrogen Energy*, 4, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.192>.
9. CIESAS. (2005). El plan integral del Istmo de Tehuantepec: ¿Un proyecto postergado? Obtenido de <http://www.ciesasgolfo.edu.mx/istmo/doc>.
10. Gelman, S. H. (2025). Prospectivity mapping for geologic hydrogen (ver. 1.2, January 22, 2025). (<https://doi.org/10.3133/pp1900>).
11. Gonzalez Huerta Rosa de Guadalupe, R. S. (2023). Almacenamiento de Energía: Hidrógeno-Baterías, hacia la independencia energética. *Sociedad Mexicana del Hidrógeno*.
12. Hernández Mendoza, C. E. (2007). Disposición de residuos peligrosos en cavidades geológicamente estables. Tesis de Maestría. UNAM.
13. IEA. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. IEA, Clean Energy Ministerial.
14. Iglauer, S. (2022). Optimal geological storage depths for structural H₂ geo-storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
15. Jimenez, O., Davila, M., Arevalo, V., Medina, E., & Castro, R. (2012). Geological Carbon Dioxide Storage in Mexico. A first Approximation. *International Journal of Physical Sciences*.
16. Johansson Fredric, D. J. (2018). Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns. KTH Royal Institute of Technology, Sweden.
17. Kenning J. J., M. P. (2020). Regional thermal maturity modelling of hydrocarbons along the deep-water Yucatan margin, southern Gulf of Mexico. University of Texas. Geological Society of London.
18. Mingxing Bai, K. S. (2014). An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China. *Journal of petroleum science and engineering*.

19. Miocic Johannes, H. N. (21 de nov de 2023). Underground Hydrogen storage: a review. Energy and Sustainability Research Instit, <https://www.lyellcollection.org>.
20. Moyado-Tirado, G. (2018). Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico.
21. Nasiru Salahu Muhammeda, B. H.-A. (2022). A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. Energy Reports.
22. Omar Maiga, E. D. (2023). Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. Nature, www.nature.com/scientificreports.
23. P. G. Haddad, M. R.-P.-M.-P. (2022). Geological storage of hydrogen in deep aquifers – an experimental multidisciplinary study. Energy & Environmental Science, DOI: 10.1039/d2ee00765g.
24. Rodriguez Moreno, V. (2020). Estimación preliminar de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en campos maduros de México con oportunidad de Recuperación Mejorada.
25. TCP-Task 42, I. i. (Enero de 2022). International Energy Agency's Hydrogen Technology Collaboration Programme (TCP).
26. Wenceslao, M. d. (2021). Almacenamiento de Hidrógeno en España. Revista de la Sociedad Geológica de España.
27. Yang, J. H. (2025). Green Hydrogen Production by Water Electrolysis. CRC Press .
28. Yin, L. a. (2020). Review on the design and optimization of hydrogen liquefaction processes. Frontiers in Energy, 14, 530–544, <https://doi.org/10.1007/s11708-019-0657-4>.

Moisés Dávila Serrano

Se ha desempeñado desde 1980 realizando estudios de ingeniería geológica. Es ingeniero geólogo con maestría en ingeniería y doctorado en ciencias.

Es autor de libros técnicos sobre Ingeniería Geológica y Geología Ambiental, mientras que en el campo literario ha publicado novelas con la intención de crear conciencia de sostenibilidad a la vez que divulgar las ciencias de la tierra.

Es académico titular en la Academia de Ingeniería desde 2011, en donde presidió la Comisión de Especialidad de Ingeniería Geológica durante el biénio 2016 -2018.

Actualmente es catedrático de las asignaturas de Geología Aplicada a la Ingeniería Civil y Proyectos de Ingeniería Geológica en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México y Consultor Independiente en Ingeniería Geológica y Almacenamiento Geológico de CO₂.

Más detalles en: <https://www.moisesdavila.com/>

Cristian Martín Amezcua Meléndez

Es un brillante y talentoso joven nacido hace 22 años en Bogotá, Colombia. Recién terminó la licenciatura de Ingeniería Geológica en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en donde se desempeña como ayudante de cátedra de medio tiempo y participa en proyectos de Sistemas de Información Geográfica e Hidrogeología.