REVISTA CIENTÍFICA
CONECTIVIDAD
Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Revisión Sistemática

Intrusión de agua como reactante: Reformado in situ de metano para la generación de hidrógeno en yacimientos gasíferos

Water intrusion as a reactant: In situ methane reforming for hydrogen generation in gas reservoirs

Inés Carolina Hernandez-Guerra[1], Edwars Naranjo-Coa[2], Ruben Vega-Mejía[3]

[1] Universidad de Carabobo, vidalinadehernandez@gmail.com, Valencia - Venezuela
[2] Universidad de Carabobo, edwarsnaranjoc@gmail.com, Valencia - Venezuela
[3] Universidad de Oriente, rvegas@udo.edu.ve, Maturín - Venezuela

Autor para correspondencia: vidalinadehernandez@gmail.com

RESUMEN

El reformado in-situ de metano (ISMR) representa una tecnología con alto potencial para la producción directa de hidrógeno desde yacimientos gasíferos, especialmente aquellos afectados por intrusión de agua. Esta revisión sistemática analizó 46 publicaciones en bases de datos especializadas (Web of Science, Scopus, ScienceDirect) entre enero de 2020 y marzo de 2025, priorizando estudios con validación experimental y modelado numérico avanzado. Los modelos térmico-cinéticos acoplados han demostrado conversiones de metano competitivas bajo condiciones de yacimiento, con estudios que reportan eficiencias superiores al 85%. La incorporación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 (CCS) ha permitido eficiencias de retención superiores al 95%, posicionando al ISMR como una vía para la producción de hidrógeno con balance de carbono neutro. Económicamente, los costos de producción resultan competitivos frente a alternativas convencionales con CCS superficial, oscilando entre 1,8 y 2,8 USD/kg H_2. Persisten desafíos críticos como la validación experimental en condiciones reales de campo, el diseño de catalizadores adaptados al subsuelo y la evaluación de la integridad geológica a largo plazo. En regiones con infraestructura hidrocarburífera madura, como América Latina, el ISMR representa no solo una oportunidad tecnológica, sino también una estrategia de reconversión energética con alto potencial de impacto regional.

Palabras clave: Reformado in-situ de metano; Producción de hidrógeno; Intrusión de agua; Captura y almacenamiento de carbono; Modelado térmico-cinético.

ABSTRACT

In-situ methane reforming (ISMR) represents a technology with high potential for the direct production of hydrogen from gas reservoirs, especially those affected by water intrusion. This systematic review analyzed 46 publications in specialized databases (Web of Science, Scopus, ScienceDirect) between January 2020 and March 2025, prioritizing studies with experimental validation and advanced numerical modeling. Coupled thermal-kinetic models have demonstrated competitive methane conversions under reservoir conditions, with studies reporting efficiencies above 85%. The incorporation of carbon capture and storage (CCS) technologies has enabled retention efficiencies above 95%, positioning ISMR as a pathway for hydrogen production with a carbon-neutral balance. Economically, production costs are competitive compared to conventional surface-based CCS alternatives, ranging between 1.8 and 2.8 USD/kg H_2. Critical challenges persist, such as experimental validation under real field conditions, the design of subsurface-adapted catalysts, and the assessment of long-term geological integrity. In regions with mature hydrocarbon infrastructure, such as Latin America, ISMR represents not only a technological opportunity but also an energy reconversion strategy with high potential for regional impact.

Keywords: In-situ methane reforming; Hydrogen production; Water intrusion; Carbon capture and storage; Thermal-kinetic modeling.

Derechos de Autor

Los originales publicados en las ediciones electrónicas bajo derechos de primera publicación de la revista son del Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui, por ello, es necesario citar la procedencia en cualquier reproducción parcial o total. Todos los contenidos de la revista electrónica se distribuyen bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-4.0 Internacional.

Citar como:

Hernandez-Guerra, I. C., Naranjo-Coa, E., & Vega-Mejía, R. (2026). Intrusión de agua como reactante: Reformado in situ de metano para la generación de hidrógeno en yacimientos gasíferos. *CONECTIVIDAD*, *7*(2), e529. https://doi.org/10.37431/conectividad.v7i2.529

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

1. INTRODUCCIÓN

Durante años, la industria de los hidrocarburos ha estudiado y desarrollado el petróleo como fuente primaria de energía, mientras que el gas natural ha ocupado un lugar secundario, a pesar de constituir un complemento con frecuencia más económico y de menor huella de carbono. América Latina lo muestra con nitidez. Todavía hoy, por la falta de infraestructura de captación, buena parte del gas asociado que producen sus campos termina quemándose en antorcha o venteándose a la atmósfera. La International Energy Agency (International Energy Agency [IEA], 2021) estima que para 2050 la demanda anual de hidrógeno alcanzará los 530 millones de toneladas, con inversiones del orden de 2,5 billones de dólares. En ese escenario, el gas natural podría convertirse en una alternativa prometedora.

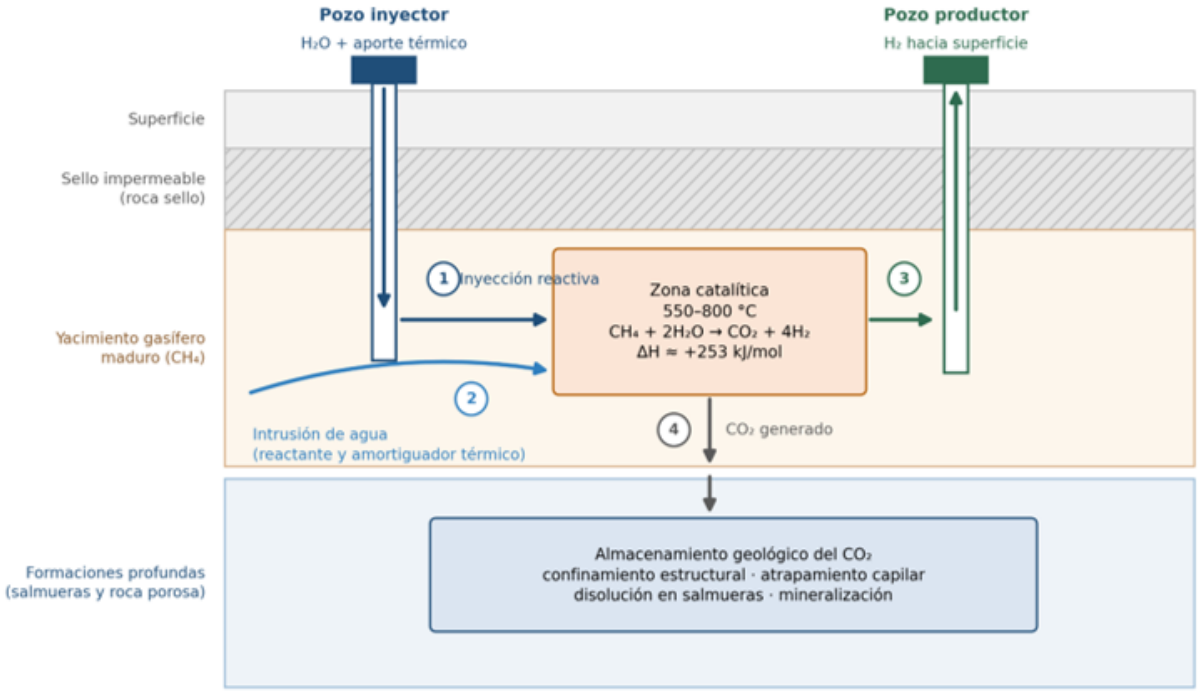
En los yacimientos con intrusión de agua se recurre a recañoneos e inyección de modificadores de permeabilidad. Es decir, se procura controlarla o mitigarla mientras sea económicamente viable; cuando deja de serlo, se abandona el pozo. La economía circular sugiere una lectura en la que todo aquello que se descarta o desecha puede cumplir una segunda función, y el agua que hoy inutiliza un pozo es, en términos químicos, un reactivo disponible en el sitio. Como señalan Massarweh et al. (2023) y Gillick y Babaei (2024), en el reformado in situ de metano (ISMR, por sus siglas en inglés, in situ steam methane reforming) buena parte del hidrógeno producido no proviene únicamente del metano, sino también de la propia molécula de agua, que aporta átomos de hidrógeno a través de las reacciones de reformado y de desplazamiento agua-gas; el agua actúa, además, como amortiguador térmico del sistema, no como catalizador.

A lo largo de esta revisión, la sigla ISMR designa el proceso in situ o subsuperficial, y SMR, el reformado con vapor convencional en superficie. Mientras la intrusión de agua se siga tratando como un problema, seguirán quedando reservas inmovilizadas y se liberará CO_2 a la atmósfera. El ISMR se plantea como una alternativa prometedora para invertir ese desenlace: aprovecha la intrusión de agua como reactante para producir hidrógeno, un vector energético limpio, y almacena geológicamente el CO_2 producido en la formación. En la región latinoamericana, diversos estudios apuestan por los yacimientos maduros con infraestructura como los principales candidatos, en los que se evalúan tecnologías orientadas a la producción de hidrógeno. Jeje et al. (2024), a partir de análisis de sensibilidad y de evaluaciones económicas de la producción de

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

hidrógeno, confirman que las tecnologías integradas conservan ventajas competitivas. La Figura 1 esquematiza el proceso completo, desde la inyección para generar la reacción hasta la captura de carbono y la producción de hidrógeno; allí se evidencia la conversión directa en el subsuelo, que reduce la infraestructura superficial y abarata los costos de captura y transporte del carbono.

Figura 1. Esquema conceptual del reformado in situ de metano (ISMR).



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 1 recoge cuatro elementos. Primero, el pozo inyector, por donde se inyecta agua caliente para suplir parte del calor que la temperatura inicial del yacimiento no aporta; luego, la zona catalítica, donde ocurre la reacción; después, el pozo productor, del que se extrae el hidrógeno; y, por último, las formaciones profundas, las salmueras y la roca porosa, donde queda retenido el CO_2 generado y actúan como almacén. El proceso descansa en dos reacciones acopladas: el reformado del metano con vapor (Ecuación 1) y el subsecuente desplazamiento agua-gas (Ecuación 2):

$$CH_4 + H_2O \rightleftharpoons CO + 3H_2 \ (\Delta H = +206 \text{ kJ/mol}) \quad (1)$$

$$CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2 \ (\Delta H = -41 \text{ kJ/mol}) \quad (2)$$

Di Nardo et al. (2024) y Taherian et al. (2022) caracterizaron ambas reacciones, que, en conjunto, definen el marco termodinámico de la conversión del metano en hidrógeno dentro del

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

propio yacimiento. Comendador et al. (2024) demostraron su viabilidad termodinámica bajo determinadas condiciones de presión y temperatura.

Los valores de las entalpías reportados en las Ecuaciones 1 y 2 están referidos a condiciones estándar con el agua en fase vapor, de allí que la reacción global (Ecuación 3) requiera unos +165 kJ por mol de metano convertido, valor similar al sugerido por Di Nardo et al. (2024) para la reacción inversa de metanación:

$$CH_4 + 2H_2O(g) \rightleftharpoons CO_2 + 4H_2 \ (\Delta H = +165 \text{ kJ/mol}) \quad (3)$$

Sin embargo, la intrusión aporta agua líquida, y es necesario vaporizar los dos moles antes de que reaccionen (unos 44 kJ/mol cada uno); dicha energía se suma al calor de reacción, lo que da un requerimiento cercano a +253 kJ/mol, es decir, un 53 % por encima del cálculo con vapor. Ese valor es la cota inferior, ya que el calor de vaporización empleado corresponde a condiciones estándar y no incluye el calor sensible necesario para llevar el agua y el metano desde la temperatura del yacimiento hasta la ventana de reacción. Ninguno de los estudios incluidos en esta revisión incorpora esa diferencia, que incide en el cierre del balance energético y en el dimensionamiento del aporte de calor. Sobre esa base, esta revisión sistematiza lo que se sabe hoy sobre la viabilidad técnica, económica y ambiental del proceso, con especial atención a su aplicabilidad a nivel regional.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Diseño del estudio y protocolos

El presente trabajo es una revisión sistemática de la literatura, con cobertura hasta el 31 de marzo de 2026. Para garantizar la transparencia y la reproducibilidad, la planificación, la ejecución y el reporte siguieron los lineamientos de la Declaración PRISMA 2020 (Page et al., 2021). Antes de iniciar las búsquedas, el equipo definió un protocolo interno en el que se fijaron, de común acuerdo, la pregunta de investigación, las fuentes a consultar, las palabras clave de búsqueda, los criterios de elegibilidad, el procedimiento de selección y extracción de datos y la forma de valorar la calidad de la evidencia. Ni la pregunta ni los criterios de elegibilidad se modificaron después de iniciadas las búsquedas; lo único que se actualizó posteriormente fue la búsqueda manual, como se indica en la sección 2.2.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

La pregunta orientadora, estructurada bajo un esquema adaptado de tipo PICo (población: yacimientos gasíferos, en particular los afectados por intrusión de agua; fenómeno de interés: reformado de metano por vapor in situ para producir hidrógeno, integrado con la captura de CO_2; contexto: condiciones in situ y aplicabilidad regional), fue: ¿cuál es el estado del conocimiento sobre la viabilidad técnica, económica y ambiental del ISMR en yacimientos gasíferos afectados por intrusión de agua?

2.2. Fuentes de información y estrategia de búsqueda

La búsqueda estructurada se realizó en tres bases de datos científicas: Web of Science (colección principal), Scopus y ScienceDirect, para el período comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de marzo de 2025; la última búsqueda en bases de datos se ejecutó en esa fecha. Las ecuaciones de búsqueda, construidas con términos controlados y sinónimos combinados mediante operadores booleanos, se presentan íntegras en la Tabla 1, a fin de garantizar la reproducibilidad de la estrategia.

De manera complementaria, se realizó una búsqueda manual en dos direcciones: en las listas de referencias y en las citas de los estudios incluidos. Esta vía persiguió dos objetivos. El primero consistió en identificar obras fundacionales sobre el modelado de flujo en medios porosos, la geoquímica del almacenamiento de CO_2 y la mineralización, publicadas antes de 2020 y citadas de manera recurrente en la literatura reciente del ISMR. El segundo, incorporar literatura regional latinoamericana que las tres bases de datos no indexan y que resulta pertinente para el encuadre del caso de estudio. Esta búsqueda manual se actualizó el 31 de marzo de 2026, ya durante el proceso editorial, y aportó un registro adicional publicado ese mismo año. La búsqueda manual se presenta como una rama independiente en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 2, conforme a lo previsto en PRISMA 2020.

Tabla 1. Ecuaciones de búsqueda en bases de datos y registros recuperados.

Base de datos	Ecuación de búsqueda	Registros
Scopus	TITLE-ABS-KEY ((“in-situ methane reforming” OR “in situ methane reforming” OR “SMR” OR “in situ hydrogen generation” OR “subsurface hydrogen production” OR “underground hydrogen production”) AND (“gas reservoir” OR “natural gas reservoir” OR “porous media” OR “reservoir simulation” OR “water coning” OR “water intrusion” OR “carbon storage” OR “CCS”)) AND PUBYEAR > 2019 AND PUBYEAR < 2026	98

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Base de datos	Ecuación de búsqueda	Registros
Web of Science	TS = ((“in-situ methane reforming” OR “in situ methane reforming” OR “SMR” OR “in situ hydrogen generation” OR “subsurface hydrogen production” OR “underground hydrogen production”) AND (“gas reservoir” OR “natural gas reservoir” OR “porous media” OR “reservoir simulation” OR “water coning” OR “water intrusion” OR “carbon storage” OR “CCS”)); período: 2020-2025	63
ScienceDirect	(“in situ methane reforming” OR “subsurface hydrogen production” OR “in situ hydrogen generation”) AND (“gas reservoir” OR “water coning” OR “carbon storage”); filtros: 2020-2025, artículos de investigación y revisión	80

Fuente: Elaboración propia.

2.3. Criterios de elegibilidad

Los criterios de inclusión y exclusión se definieron a priori en el protocolo y se aplicaron de manera uniforme en las fases de cribado y de elegibilidad; la Tabla 2 los presenta explícitamente. En síntesis, se incluyeron estudios arbitrados, informes técnicos de organismos internacionales y trabajos de conferencia con datos verificables, publicados en inglés o español, que abordaran el reformado de metano en condiciones subsuperficiales o alguno de sus subsistemas críticos, y se excluyeron los estudios de reformado exclusivamente superficial sin vínculo con yacimientos, las tecnologías de hidrógeno no relacionadas con hidrocarburos y los documentos sin datos técnicos cuantitativos.

Tabla 2. Criterios de inclusión y exclusión.

Código	Criterios de inclusión	Código	Criterios de exclusión
I1	Estudios sobre ISMR o generación *in situ* de H_2 en yacimientos de hidrocarburos	E1	Reformado superficial sin vínculo con condiciones de yacimiento
I2	Subsistemas críticos del ISMR: cinética y catálisis aplicable al subsuelo, agua de formación como reactante, y almacenamiento geológico de CO_2 o de H_2	E2	Tecnologías de hidrógeno sin relación con hidrocarburos (p. ej., electrólisis sin vínculo con yacimientos)
I3	Datos técnicos cuantitativos verificables (condiciones, eficiencias, costos)	E3	Documentos sin datos cuantitativos o sin metodología descrita
I4	Artículos arbitrados, trabajos de conferencia con datos e informes técnicos de organismos internacionales	E4	Editoriales, resúmenes sin texto completo y notas de prensa
I5	Publicaciones en inglés o español (2020-2025 en bases de datos; sin restricción de año en la búsqueda manual)	E5	Registros duplicados o versiones preliminares de estudios ya incluidos

Fuente: Elaboración propia.

2.4. Proceso de selección de los estudios

Los registros pasaron a Zotero 6, que depuró duplicados comparando DOI, títulos y autores; después, el equipo verificó manualmente el resultado. El cribado de títulos y resúmenes lo realizaron dos revisores (IHG y ENC) por separado, según los criterios de la Tabla 2. Los

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

estudios que superaron ese filtro se recuperaron completos y volvieron a evaluarse, otra vez por ambos y con los mismos códigos, de modo que cada exclusión quedara atada a una sola causa. Cuando los dos no coincidían, lo resolvían entre ellos; si tampoco así, decidía un tercer revisor (RVM). El cribado y la evaluación se realizaron manualmente, sin herramientas de automatización en ninguna de las dos fases. La exclusión se registró en la matriz de selección junto con el criterio (E1 a E5) que la motivó, lo que permite reconstruir íntegramente el recuento resumido en la Figura 2.

El proceso de selección se resume en el diagrama de flujo de PRISMA 2020 (Figura 2). En total, se identificaron 241 registros en las bases de datos (Scopus: 98, Web of Science: 63 y ScienceDirect: 80). Tras eliminar 37 registros duplicados, se sometieron a cribado 204 registros, de los cuales 133 fueron excluidos por no cumplir los criterios de elegibilidad. Se recuperaron 71 documentos para evaluación en texto completo; 4 no pudieron obtenerse y 67 fueron evaluados íntegramente.

De ellos, 26 estudios fueron excluidos, principalmente por abordar reformado convencional-superficial sin relación con yacimientos (n = 11), por no poseer datos cuantitativos (n = 8), por no estar relacionados con yacimientos de hidrocarburos (n = 4) o por corresponder a tipos documentales no elegibles (n = 3). Finalmente, se incluyeron 41 estudios provenientes de las bases de datos. Por la vía de la búsqueda manual se identificaron 15 documentos, de los cuales 8 fueron excluidos y 7 cumplieron los criterios de inclusión, lo que sumó un total de 48 estudios incorporados en esta investigación.

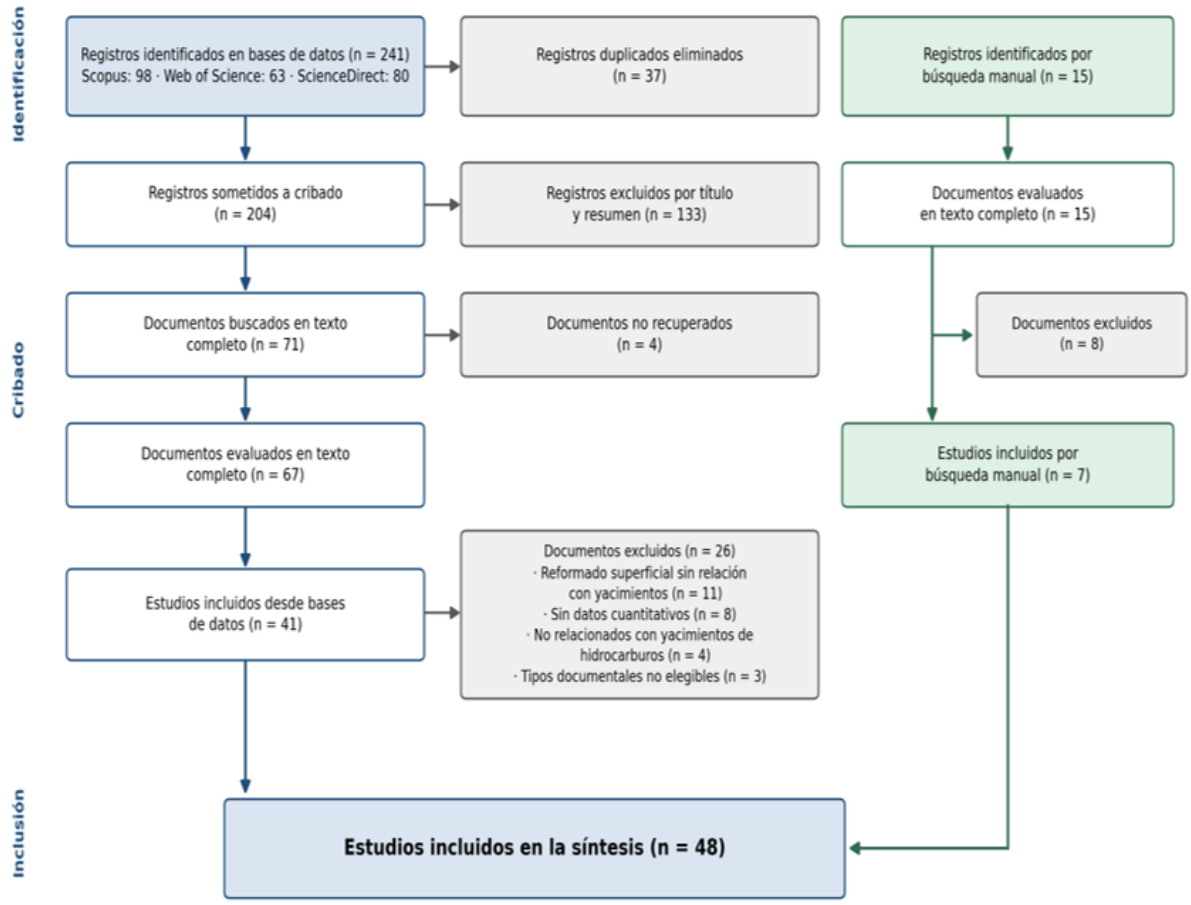
2.5. Extracción de datos

La información de cada estudio se volcó en una matriz estandarizada en una hoja de cálculo, con siete campos. Los dos primeros identifican el trabajo: datos bibliográficos (autores, año, país, tipo de publicación) y el tipo de estudio: experimental, experimental-numérico, de modelado y simulación o informe. El tercer y el cuarto campo se refieren a los datos concernientes a lo operacional y a lo cinético: Tyac, Tiny, Piny, relación H_2O/CH_4 y tiempo de residencia, por un lado; energía de activación y factor de frecuencia, según la ley de Arrhenius, por el otro. El quinto aborda los indicadores de conversión (CH_4), producción (H_2) y almacenamiento in situ (CO_2), mientras que el sexto trata de los económicos: LCOH, CAPEX y OPEX. Cierra el séptimo con

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

la madurez tecnológica y las limitaciones que cada estudio declara. Un revisor vació los datos y otro los contrastó, uno por uno, contra las fuentes originales, de modo que ninguno quedara sin corroboración. Los campos del tercero al sexto alimentan la Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6.

Figura 2. Diagrama de flujo PRISMA 2020 del proceso de identificación, cribado y selección de estudios.



Fuente: Elaboración propia, conforme a Page et al. (2021).

2.6. Evaluación de la calidad de la evidencia

La calidad de la evidencia se valoró con una escala de tres niveles adaptada a la literatura de ingeniería, considerando cuatro criterios de apreciación: claridad de los objetivos y del diseño; validación de los datos o de los modelos (experimental, numérica o cruzada); transparencia de los supuestos y trazabilidad de las fuentes; y pertinencia para las condiciones de yacimiento. Con base en una regla explícita y auditable, se clasificaron como de calidad alta los estudios primarios publicados en revistas arbitradas con datos verificables (n = 19); como de calidad media, las revisiones arbitradas, los trabajos de conferencia y los manuscritos con revisión en curso (n = 23); y como evidencia contextual, los informes institucionales, libros y tesis (n = 6), empleados únicamente para el encuadre estratégico y de política energética, no para la síntesis

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

técnica cuantitativa. La Tabla 3 resume esta distribución.

Tabla 3. Evaluación de la calidad de la evidencia de los estudios incluidos (n = 48).

Nivel	Regla de clasificación	n	Uso en la síntesis
Alta	Estudios primarios (experimentales o de modelado) en revistas arbitradas con datos verificables	19	Síntesis técnica cuantitativa
Media	Revisiones arbitradas, trabajos de conferencia y manuscritos con revisión en curso	23	Síntesis técnica y contextual
Contextual	Informes institucionales, libros y tesis	6	Encuadre estratégico y de política

Fuente: Elaboración propia.

2.7. Síntesis de la evidencia

Los estudios incluidos difieren demasiado entre sí como para combinarlos estadísticamente: conviven ensayos de laboratorio, simulaciones numéricas a distintas escalas y evaluaciones tecno-económicas que parten de supuestos no comparables. Se sintetizó una narrativa estructurada. Para dar soporte cuantitativo a esa síntesis, los parámetros operacionales, las eficiencias y los costos se organizaron en tablas comparativas (Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6), agrupadas según los mismos ejes temáticos que ordenan la sección de resultados: avances tecnológicos y validación, gestión del agua como recurso reactivo, captura y almacenamiento integrados, producción y almacenamiento subsuperficial de hidrógeno, evaluación económico-ambiental y oportunidades regionales. Los rangos reportados en las tablas antes mencionadas corresponden al valor mínimo y al máximo reportados en los estudios considerados de alta y media calidad que informaron sobre cada indicador, por lo que no se promediaron ni se ponderaron, dado que los supuestos de partida no son compatibles entre sí. Cuando dos fuentes discrepaban en un mismo parámetro, se conservó el intervalo completo en lugar de seleccionar un único valor.

2.8. Protocolo, disponibilidad de los datos y limitaciones del diseño

El protocolo no se depositó en una plataforma pública de registro de revisiones sistemáticas, dado que los registros disponibles están orientados a la investigación biomédica y no admiten protocolos de ingeniería; se elaboró y se fijó por escrito antes de iniciar las búsquedas. El protocolo y el listado de los estudios incluidos están disponibles a solicitud del autor de correspondencia. Las ecuaciones de búsqueda de la Tabla 1 y los criterios de la Tabla 2 permiten, además, reejecutar la estrategia y reproducir de forma independiente el recuento de la Figura 2. Las decisiones metodológicas descritas en las secciones 2.1 a 2.7 delimitan también el alcance de los resultados: la ausencia de registro público del protocolo, el uso de tres bases de datos y la restricción idiomática al inglés y

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

al español acotan la exhaustividad de la búsqueda y se retoman en la sección 3.11.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La Figura 3 muestra la distribución temporal de los 48 estudios. De ellos, 41 provienen de las bases de datos y se agrupan en los años recientes, y 2024 concentra el 38% del total, lo que evidencia el interés que ha despertado la generación de hidrógeno. Los 7 restantes provienen de la búsqueda manual: seis se publicaron entre 2002 y 2012, por tratarse de trabajos fundacionales, y uno es una publicación regional de 2026 que ninguna de las tres bases indexa.

Las revisiones y los trabajos de modelado superan en gran medida los estudios experimentales documentados, lo que sitúa la puesta a escala de campo en una etapa de ordenamiento y predicción más que de comprobación. Los aportes más recientes, los de Askarova et al. (2024) y Hassanpouryouzband et al. (2025), se mantienen a nivel de laboratorio; la evidencia disponible sigue siendo escasa y no se registran resultados provenientes de pruebas piloto a escala de campo. Si a ello se suma el sesgo geográfico, dado que la mayor parte de la producción científica proviene de Europa, Asia y Norteamérica, el aporte latinoamericano resulta marginal. Por tipo de estudio, el corpus se compone de 17 revisiones arbitradas (35%), 13 estudios de modelado y simulación numérica (27%), 11 estudios experimentales o experimental-numéricos (23%), 4 evaluaciones tecno-económicas (8%) y 3 informes técnicos institucionales (6%).

Respecto a la calidad de la evidencia (sección 2.6), 19 estudios quedaron en el nivel alto, 23 en el nivel medio y 6 en el nivel de evidencia contextual. La clasificación tuvo consecuencias operativas en la síntesis. Las conversiones, las eficiencias de retención y los costos que sustentan las secciones 3.1 a 3.6 se tomaron únicamente de los niveles alto y medio; los informes institucionales quedaron restringidos al análisis de política y de cooperación de las secciones 3.8 a 3.10.

3.1. Avances tecnológicos y validación del reformado in situ

Desarrollos en simulación numérica

Los aportes recientes en materia de ISMR se apoyan sobre todo en dos frentes que han madurado en paralelo: las herramientas de simulación y la validación experimental. En el ámbito de la simulación, el trabajo de Gillick y Babaei (2024) resulta ilustrativo, ya que proyecta tasas de producción de entre 50 y 90 toneladas de hidrógeno por día y pozo, con costos inferiores a 2,0 USD/kg; cifras que, de sostenerse, cambiarían el cálculo económico del proceso.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Askarova et al. (2024) sintetizaron hidrógeno a partir del metano en un tubo de combustión, un ensayo de laboratorio que reproduce el medio poroso bajo las condiciones de presión y temperatura de la combustión *in situ*. Sus resultados les permitieron modelar y validar un esquema cinético mediante un modelo numérico y determinaron que el reformado con vapor y el craqueo del metano son las reacciones que más inciden en la generación de gases. Las conversiones del 85% al 92% de la Tabla 5 provienen del modelado y de las evaluaciones tecno-económicas, mientras que las reportadas en el laboratorio son muy diferentes: las conversiones de metano disminuyen apreciablemente, incluso en las condiciones más favorables. Esa brecha entre el modelo y el ensayo de laboratorio constituye el principal vacío de validación del proceso (sección 3.9).

Los resultados reportados de los estudios de simulación de yacimientos heterogéneos muestran que, durante el reformado con vapor, el comportamiento y el perfil de temperatura no se distribuyen de manera homogénea en las áreas de reactante y de contacto; por el contrario, los gradientes térmicos se distribuyen de forma desigual, lo cual se evidencia en los valores de eficiencia de conversión. Cui et al. (2024) compararon reactores de reformado con vapor mediante enfoques pseudo-homogéneos y heterogéneos y reportaron criterios de referencia para optimizar los procesos *in situ*. Dichos modelos representan una adaptación de los principios clásicos de flujo y transporte en medios porosos formulados por Bear y Cheng (2010), articulados con la reacción química que ocurre en la formación.

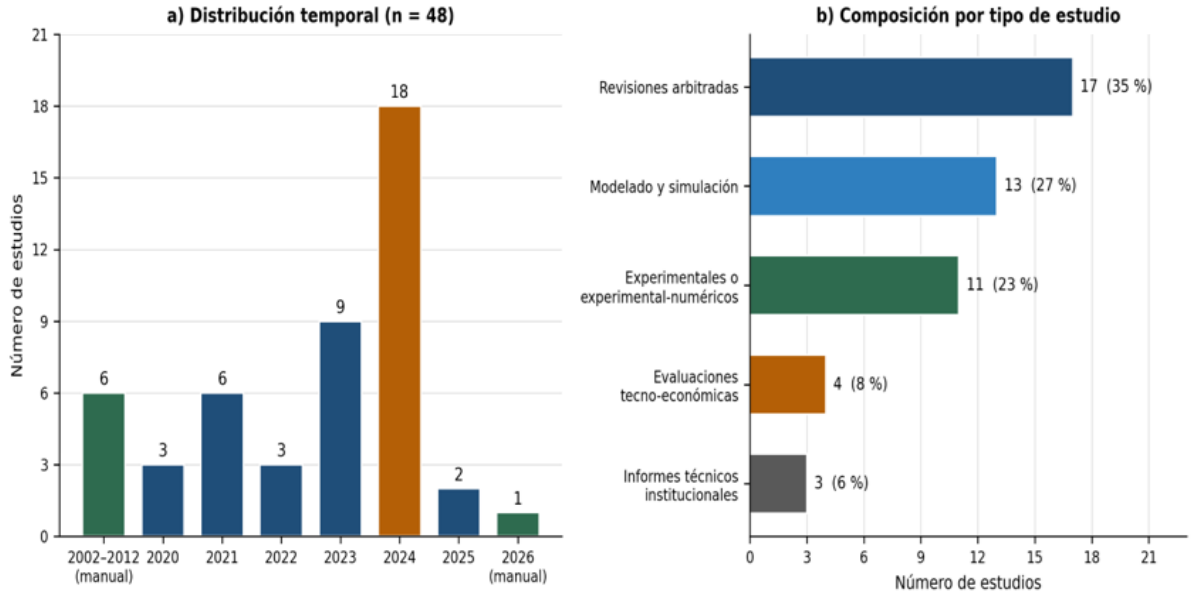
De manera similar ocurre con lo reportado sobre el almacenamiento de CO_2. Nghiem et al. (2004) construyeron simuladores geoquímicos totalmente acoplados para modelar la inyección de CO_2 en acuíferos, sentando las bases para simular de forma integrada el proceso. El trabajo de Pruess y García (2002) sobre el flujo multifásico durante la disposición de CO_2 aporta un marco para entender cómo se mueven los fluidos en un sistema subsuperficial en el que, además, se produce una reacción. Las ventanas operativas reportadas en esta literatura se presentan en la Tabla 4.

Los rangos de la Tabla 4 delimitan una condición que conviene subrayar, porque no resulta evidente: la temperatura nativa de un yacimiento gasífero maduro, típicamente entre 80 y 130 °C, se sitúa muy por debajo de la ventana en la que el reformado es termodinámica y cinéticamente viable. El calor original de la formación no alcanza, por lo que la zona activa debe llevarse a temperatura mediante estimulación térmica. Bajo este esquema, se requiere un sistema de

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

diseño acorde, que resuelva la interrogante de cómo entregar al menos 253 kJ/mol de metano en la formación sin desactivar el catalizador. Askarova et al. (2024) lo resolvieron quemando in situ una fracción del metano en ciclos sucesivos para sostener el reformado, mientras que Gillick y Babaei (2024) confinaron la reacción en una herramienta de fondo de pozo con agua supercrítica. La intrusión de agua aporta el reactante y amortigua los gradientes térmicos, pero no sustituye la fuente de calor.

Figura 3. Distribución temporal y composición por tipo de los estudios revisados (n = 48).



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Ventanas operativas reportadas para el reformado in situ de metano.

Parámetro	Rango reportado	Efecto sobre el proceso
Temperatura de la zona de reacción (°C)	550-800	Por debajo de unos 450-550 °C el equilibrio y la cinética limitan la conversión del metano; los mayores contenidos de H_2 se obtienen hacia 800 °C
Temperatura de simulación del reformado (°C)	600-800	Ventana en la que el agua supercrítica actúa como medio de reformado con tiempos de reacción de segundos
Presión (MPa)	4-10	Viene impuesta por la profundidad del yacimiento; su aumento desfavorece el equilibrio del reformado (la Ecuación 1 incrementa el número de moles), pero mejora el contacto en el medio poroso
Relación molar H_2O/CH_4	1-10 (rango evaluado)	Relaciones crecientes desplazan el equilibrio hacia el H_2 y limitan la deposición de carbón sobre el catalizador; el valor óptimo depende de la temperatura y de la presión
Catalizador	Ni/Al_2O_3; $Ni-SiO_2$	La actividad y la resistencia a la sinterización condicionan la estabilidad de la conversión en el medio poroso

Fuente: Elaboración propia con base en Askarova et al. (2024), Di Nardo et al. (2024), Gillick y Babaei (2024) y Han et al. (2020).

Avances en modelado cinético

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Uno de los avances en el modelado cinético implementado en esta tecnología, y que aún continúa siendo objeto de muchas investigaciones, es la capacidad de acoplar los modelos existentes tanto a nivel de superficie como in situ. Ese acoplamiento exige incorporar el efecto de la presión en las constantes de reacción y afinar el ajuste entre los modelados térmico y cinético. Askarova et al. (2024) desarrollaron un estudio para ajustar la cinética de combustión del metano a partir de la historia de producción, hasta lograr que el modelo reprodujera los perfiles térmicos y las tasas de producción de hidrógeno observados experimentalmente. Este procedimiento sirve de referencia, ya que un esquema cinético así calibrado reduce la incertidumbre de las extrapolaciones a escala de yacimiento y habilita barridos paramétricos que, sin esos ensayos, carecerían de sustento.

3.2. Gestión de la intrusión de agua como recurso reactivo

Reconfiguración conceptual del problema

El desplazamiento conceptual que propone el ISMR consiste en tratar la intrusión de agua como un insumo y no como una falla. La herramienta que lo vuelve operativo ya existe: Fan et al. (2023) desarrollaron sistemas de monitoreo predictivo con ajuste de presión, con los que es posible anticipar el avance del frente de agua hacia el pozo. Conocido ese avance, el reformado puede programarse en función de la entrada de agua.

Roozshenas et al. (2021) reportaron y sistematizaron las causas, dificultades y soluciones prácticas disponibles relativas al problema de la producción de agua en yacimientos de gas. Su trabajo se plantea desde el control del agua, pero el contenido es directamente reutilizable: caracterizar la intrusión para combatirla y caracterizarla para aprovecharla exigen la misma información de partida.

En el oriente venezolano hay numerosos yacimientos de gas en etapa madura y muchos de ellos presentan problemas de intrusión de agua. Este enfoque cobra mayor relevancia allí, ya que el agua que hoy se presenta como limitante operacional podría desempeñar el papel de reactante disponible en el propio yacimiento. Además, permitiría convertir pozos considerados perdidos en pozos productivos. Para ello, el conjunto de herramientas que la industria desarrolló para controlar el agua constituye la base para caracterizarla y gestionarla como recurso.

3.3. Captura y almacenamiento de carbono integrado

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Mecanismos de almacenamiento

Una vez inyectado, el CO_2 no queda retenido por un único mecanismo, sino por cuatro mecanismos complementarios que operan en escalas de tiempo distintas: en primer lugar, el confinamiento estructural bajo un sello impermeable; en segundo lugar, el atrapamiento capilar en la red de poros; después, la disolución progresiva en las salmueras de la formación; y, a largo plazo, la precipitación como carbonatos minerales (Merchán Martínez y Gallegos Orta, 2012). De estos, el primero es el que manda: si el sello geológico pierde su integridad, la seguridad del almacenamiento a largo plazo queda comprometida (Chen et al., 2024).

Estudios como los desarrollados por Matter y Kelemen (2009) y por Gislason et al. (2010) mostraron que el CO_2 reacciona con los silicatos y precipita en forma de carbonatos estables. Hassanpouryouzband et al. (2025) lo validaron experimentalmente y reportaron eficiencias de retención superiores al 95 % en formaciones sedimentarias adecuadas.

Optimización de la captura y el almacenamiento de CO_2

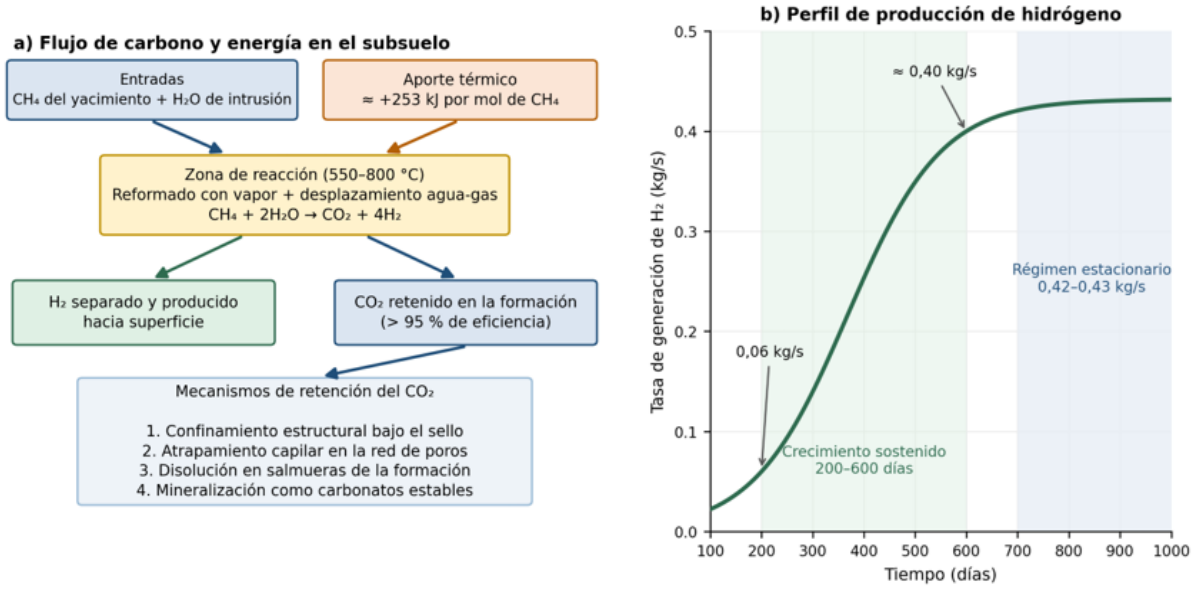
La generación de hidrógeno in situ está directamente vinculada a la optimización de la captura y el almacenamiento de CO_2 en la formación. Bashir et al. (2024), mediante algoritmos de optimización que maximizan la captura de CO_2 y mantienen alta la eficiencia de generación de H_2, indican que, según las características del yacimiento, la inyección controlada puede alcanzar balances de carbono neutros o negativos. A continuación, la Figura 4 muestra el flujo de carbono desde la zona de reacción hasta las formaciones de almacenamiento profundo. Berrezueta et al. (2023) abordaron experimentalmente la interacción CO_2-salmuera-roca y mostraron que la reactividad entre los fluidos inyectados y la roca matriz condiciona la evolución de la porosidad y la permeabilidad y, con ello, el desempeño del sistema, por lo que constituye un parámetro crítico para la eficiencia del proceso. La estabilidad geoquímica del CO_2 en salmueras profundas sigue siendo un área de investigación activa (Bashir et al., 2024), necesaria para validar la viabilidad del almacenamiento a largo plazo.

El perfil de producción mostrado a la derecha de la Figura 4 presenta un comportamiento en dos fases: entre los 200 y los 600 días, la tasa de generación de hidrógeno crece de forma sostenida, desde 0,06 hasta cerca de 0,40 kg/s, y a partir de los 700 días se estabiliza en aproximadamente 0,42-0,43 kg/s. Cuando el comportamiento se estabiliza, es indicativo de

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

que el sistema alcanzó un régimen estacionario, en el que además se mantiene la interacción, mientras que la degradación del catalizador o el agotamiento del reactante se verían como un descenso progresivo de la curva.

Figura 4. Flujo de carbono y energía en el subsuelo durante el proceso ISMR.



Fuente: Elaboración propia, basada en Hassanpouryouzband et al. (2025).

3.4. Producción subsuperficial de hidrógeno: evaluación integral

Rendimientos y eficiencias

La Tabla 5 sintetiza cuatro tecnologías según la conversión de metano, la captura y el almacenamiento de CO_2 y el costo del H_2; en los modelos, los rendimientos se acercan al máximo teórico, con variaciones según el tipo de yacimiento. Como el gas producido contiene además CH_4, CO y CO_2, requiere separación previa a su uso, por lo que el ISMR reduce, pero no elimina por completo, las instalaciones de superficie. Esos estudios señalan, además, un límite físico definido en función de la reacción global (Ecuación 3), que establece un techo teórico de 4 moles de H_2 por mol de CH_4.

Factores de optimización

En relación con los diversos factores de optimización que intervienen, investigadores como Saeed et al. (2023) propusieron las siguientes medidas para elevar el rendimiento: administrar el calor por zonas en lugar de asumir el yacimiento como un bloque uniforme; diseñar las completaciones según el esquema de inyección; ajustar el monitoreo a la respuesta del pozo; y reactivar el catalizador in situ, sin intervención desde la superficie, cuando pierde actividad.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Tabla 5. Comparación de tecnologías de producción de hidrógeno.

Tecnología	Conversión CH_4 (%)	Captura o retención de CO_2 (%)	Costo ($/kg H_2)
SMR superficial convencional	75-85	0	1,5-2,0
SMR superficial + CCS	75-85	85-90	2,5-3,2
ISMR sin CCS	80-90	0	1,8-2,3
ISMR + CCS	85-92	95+	<2,0-2,8

Fuente: Datos compilados de Antonini et al. (2020); Askarova et al. (2024); Gillick y Babaei (2024). Los valores de las filas correspondientes al ISMR provienen de estudios de modelado y de evaluaciones tecno-económicas; véase la salvedad sobre la validación experimental en la sección 3.1. Para el ISMR + CCS, el valor de CO_2 corresponde a la retención en la formación y el límite inferior del costo, a Gillick y Babaei (2024).

3.5. Almacenamiento subsuperficial de hidrógeno

Capacidades de almacenamiento

Los yacimientos gasíferos representan una de las principales alternativas para almacenar hidrógeno a gran escala, ya sea para usos estacionales o industriales. El tema es pertinente para el ISMR porque el hidrógeno generado permanece en la formación antes de producirse y queda expuesto a los mismos mecanismos de pérdida que el hidrógeno almacenado. Las revisiones de Rampai et al. (2024) y Bade et al. (2024) muestran el panorama completo del almacenamiento subterráneo de hidrógeno: el estado de desarrollo de la tecnología, cómo se modela, los desafíos que enfrenta y hacia dónde va. Su conclusión coincide en un punto clave respecto a los yacimientos de gas agotados, que ya reúnen las condiciones para almacenar hidrógeno de forma segura y a gran escala, en buena medida porque contuvieron gas durante millones de años.

Muhammed et al. (2023) y Shahriar et al. (2024) establecieron criterios para estimar la capacidad y cuantificar las pérdidas anuales por difusión molecular (entre el 5 y el 8%), cifra determinante para cualquier proyección de rentabilidad. Sus revisiones cubren, además, las reacciones geoquímicas que puede sufrir el hidrógeno almacenado, la integridad estructural de la formación y los factores de recuperabilidad del 85 al 95 %. A esas pérdidas puede sumarse el consumo de hidrógeno por actividad microbiana en el yacimiento, como la metanogénesis y la sulfatorreducción, esta última con generación de H_2S, un aspecto que afecta tanto al almacenamiento como a la producción in situ.

Un factor a considerar es que, a nivel de subsuelo, los yacimientos no son uniformes ni estratigráficamente ni sedimentariamente. Estudios como el de Bo et al. (2024) analizaron cómo la heterogeneidad geológica de los yacimientos de tipo fluvial trenzado afecta la mezcla de gases durante el almacenamiento. De igual manera, Tawil et al. (2024) caracterizaron las

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

propiedades de las mezclas H_2-CH_4 bajo condiciones termodinámicas de almacenamiento subterráneo en formaciones de salmueras. Ambos estudios sirven de referencia para diseñar sistemas que consideren esa variabilidad en lugar de asumir una formación homogénea y para establecer parámetros fundamentales para el diseño de procesos, respectivamente.

Integridad de la formación

La captura y el almacenamiento de CO_2 están estrechamente vinculados a la necesidad de garantizar una diligente gestión de la integridad de la formación, para lo cual se requieren estudios previos sobre el comportamiento interactivo entre el agua de formación y los gases inyectados, así como un monitoreo constante que abarque la vigilancia geomecánica para detectar deformaciones de la roca y microsismicidad, la evaluación periódica de la integridad de las completaciones y cementaciones, y el modelado predictivo del comportamiento a largo plazo.

De acuerdo con lo revisado, la mayor parte de la información disponible es a nivel de laboratorio y lo que más se ha estudiado es la interacción entre el CO_2, la salmuera y la roca. Estudios como el de Berrezueta et al. (2023), en el que se evaluó experimentalmente esa interacción en presencia de distintos tipos de roca, permitieron predecir el comportamiento geoquímico del sistema y detectar anomalías antes de que comprometan la integridad del sello de la formación.

3.6. Competitividad económica y beneficio ambiental

Competitividad económica

Investigadores como De-León Almaraz et al. (2022) vincularon el costo nivelado del hidrógeno con el potencial de calentamiento global, el riesgo para la seguridad y el costo-beneficio social, mientras que el Hydrogen Council (2020) proyectó que un despliegue masivo, en caso de producirse, podría abaratar los costos hasta un 50% hacia 2030. Yukesh Kannah et al. (2021) compararon la inversión inicial, los costos operativos y la viabilidad a largo plazo de distintas rutas de hidrógeno; el ISMR, al producirse in situ, reduce las etapas de procesamiento y transporte en superficie.

Garrido Cuero et al. (2026) encontraron, para la integración CCUS-EOR en yacimientos maduros latinoamericanos, que en países sin infraestructura de CO_2 consolidada (Ecuador y Colombia) los costos operativos y de capital suelen aumentar aproximadamente un 25% frente a México y Brasil, con relaciones de inyección de 0,30 a 0,80 t de CO_2 por barril recuperado.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Esos patrones son extrapolables al ISMR, que reduce tanto el tratamiento como el transporte en superficie. La Tabla 6 sintetiza la comparación económica entre las distintas tecnologías. A diferencia de la Tabla 5, que recoge el rango completo de los estudios incluidos, la Tabla 6 se basa únicamente en Chelvam et al. (2024) y Zhang et al. (2024); por ello, su límite inferior de LCOH para el ISMR + CCS (2,1 USD/kg) es mayor.

Tabla 6. Comparación económica de tecnologías.

Tecnología	CAPEX ($/kW)	OPEX ($/kg H_2)	LCOH ($/kg)	Reducción CO_2 (%)
Electrólisis renovable	800-1200	0,5-1,0	3,5-5,5	95-100
SMR superficial + CCS	400-600	0,8-1,2	2,5-3,2	85-90
ISMR + CCS	300-500	0,6-1,0	2,1-2,8	90-95
ATR + CCS	450-650	0,9-1,3	2,8-3,5	85-90

Fuente: Elaboración propia con base en Chelvam et al. (2024) y Zhang et al. (2024).

Beneficios ambientales

Los análisis de ciclo de vida (Antonini et al., 2020; Chelvam et al., 2024; Hren et al., 2023; Zhang et al., 2024) coinciden en que el proceso reduce las emisiones directas en un 90-95 % frente al reformado convencional, con menor huella superficial y almacenamiento geológico permanente del carbono. Ninguno de esos balances desglosa, eso sí, el combustible del aporte térmico descrito en la sección 3.1.

Se ha reportado en diversas ocasiones que la implementación de tecnologías de hidrógeno junto con CCS contribuye a reducir las emisiones de CO_2, a cumplir los compromisos climáticos nacionales e internacionales y a elevar los estándares comunitarios. En la misma línea, conviene indicar que la transición energética no solo consiste en descarbonizar ciertos sectores, sino que además contribuye a activar las economías locales y al fortalecimiento de las capacidades de las comunidades involucradas mediante la creación de empleos técnicos y especializados, como lo documentó la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2021).

3.7. Tecnologías complementarias

El desempeño del ISMR depende en gran medida de tecnologías auxiliares de control térmico y de optimización de procesos. Han et al. (2020) desarrollaron catalizadores Ni-SiO_2 resistentes a la sinterización y Sikarwar et al. (2022) sistematizaron los avances en la sorción in situ del CO_2 durante el reformado, lo que mejora la conversión de metano y facilita la gestión térmica del proceso. La implementación de sorbentes de CO_2 durante el reformado, estudiada por Wang et al. (2021), demuestra sinergias con estos procesos al facilitar la captura in situ. Ganguli y Bhatt

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

(2023) evaluaron el uso de reactores avanzados de reformado con vapor para generar hidrógeno e identificaron innovaciones en el diseño de reactores, en los catalizadores y en las condiciones de proceso que pueden adaptarse a aplicaciones subsuperficiales.

Los ensayos con microrreactores de Chen (2024) y de Yadav et al. (2023) alcanzan, en reactores de superficie y no en medio poroso, eficiencias de conversión cercanas al 92 % con tiempos de residencia de 50 a 100 ms, en configuraciones escalables de 100 a 5.000 kg de H_2 diarios. Se trata de sistemas distribuidos ya probados, cuyo traslado al subsuelo permitiría configuraciones modulares con mayor eficiencia térmica.

3.8. Oportunidades regionales en América Latina

Potencial venezolano

Las condiciones venezolanas favorecen la aplicación del ISMR. La U.S. Energy Information Administration (EIA, 2024) reporta reservas de gas natural de 195 TCF, las mayores de Sudamérica, de las cuales cerca del 80% están asociadas a la producción petrolera y, en gran medida, subutilizadas. Aunque la mayor parte de esas reservas es gas asociado, el ISMR se dirige a los yacimientos de gas no asociado, como los yacimientos gasíferos maduros del oriente venezolano que se describen a continuación. A esas reservas se suman una red de pozos y facilidades operativas ya instaladas, un parque de pozos afectados por intrusión de agua, que, como se ha mencionado anteriormente, representa una oportunidad, y el acceso a mercados internacionales.

En el oriente venezolano, los yacimientos gasíferos maduros con intrusión de agua activa se sitúan, al menos parcialmente, dentro de las ventanas operativas de presión y calidad de roca descritas en la literatura, si bien la temperatura de la zona de reacción debe alcanzarse mediante estimulación térmica, como se discutió en la sección 3.1. Adicionalmente, conviene precisar que en este tipo de procesos la compatibilidad in situ entre los gases no sería el único parámetro a considerar, pues cuando ocurren interacciones entre el agua y la roca, pesa también lo que aporta el agua. La intrusión de agua podría entonces funcionar como reactante disponible en el propio yacimiento y, al mismo tiempo, como amortiguador térmico del proceso, sin actuar como catalizador. Para pasar de la intrusión al tamizado sistemático de candidatos, los criterios de yacimientos analizados por Okere et al. (2024) sirven de base metodológica; confirmarlos mediante una simulación numérica específica para cada sitio queda fuera del alcance de esta revisión.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Mercados energéticos

Las condiciones no son las mismas en toda la región (IEA, 2024). Donde hay refinerías, como en México y Colombia, la demanda de hidrógeno ya está instalada; donde hay recurso gasífero, como en Argentina, con Vaca Muerta, el segundo mayor depósito de shale gas del mundo, lo que sobra es materia prima; y Brasil reúne CO_2 abundante y una industria que sabe qué hacer con él. Sobre ese mapa desigual se han anunciado más de 7 millones de toneladas anuales de hidrógeno de bajas emisiones para 2030.

Marcos de cooperación internacional

Iniciativas de este tipo están alineadas con lo desarrollado en las agendas climáticas internacionales, lo que las convierte en candidatas naturales para crear alianzas tecnológicas y financieras más allá del ámbito técnico. Por esa vía podría atraerse a la región el financiamiento climático multilateral que hoy fluye sobre todo hacia otras latitudes.

3.9. Tendencias y vacíos tecnológicos

Líneas de investigación emergentes

De los estudios revisados se desprenden varias líneas de investigación en curso. Por una parte, en el frente numérico, los simuladores híbridos han ido incorporando la inteligencia artificial como herramienta que permite optimizar el proceso y atender simultáneamente múltiples objetivos. Por otro lado, la ciencia de los materiales ha incursionado e insistido en el desarrollo de catalizadores que resistan las condiciones adversas del yacimiento, y también se ha procurado que, durante el monitoreo, se disponga de mayor precisión mediante el uso de sensores distribuidos y de gemelos digitales que permitan dar seguimiento al frente de reacción en tiempo real. Otro tema que surge es el interés creciente en evaluar la sostenibilidad mediante marcos que analicen lo técnico, lo económico y lo ambiental en conjunto, y no cada uno por separado.

Vacíos críticos identificados

Para implementarse masivamente, esta tecnología requiere cerrar varios vacíos previamente identificados, empezando por la brecha ya señalada en la sección 3.1, referente a la reproducción y el cotejo de los datos simulados frente a los obtenidos en laboratorio. A esa le siguen la falta de validación experimental en condiciones reales de campo, el desarrollo de catalizadores diseñados para el subsuelo y la forma de colocarlos en la zona de reacción, la integridad de los

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

pozos (revestimientos y cementaciones) expuestos a temperaturas de 550 a 800°C, la evaluación de la integridad geológica de la formación de almacenamiento de CO_2 a largo plazo, el análisis del ciclo de vida del proyecto como un todo y los marcos regulatorios específicos. La Tabla 7 clasifica algunos de esos desafíos según su prioridad y su horizonte temporal.

Hasta la fecha de cierre de esta revisión, no se identificó ningún estudio publicado que, desde la escala de yacimiento y en un caso latinoamericano, evalúe de forma conjunta la simulación numérica del proceso, el almacenamiento geológico del CO_2 generado y la evaluación técnico-económica y ambiental.

Tabla 7. Algunos desafíos de la tecnología ISMR con su respectiva categoría y prioridad en un determinado horizonte.

Categoría	Desafío específico	Prioridad	Horizonte temporal
Validación	Pruebas piloto a escala de campo	Alta	2-3 años
Materiales	Catalizadores para condiciones *in situ*	Alta	3-5 años
Integridad	Evaluación geológica de largo plazo	Media	5-10 años
Regulación	Marcos normativos específicos	Media	2-4 años
Economía	Modelos de financiamiento	Baja	1-2 años

Fuente: Elaboración propia con base en Hassanpouryouzband et al. (2025) y Xie et al. (2025).

Direcciones futuras

Lo más prometedor parece basarse en el cruce de disciplinas que hasta ahora se desarrollan por separado: la inteligencia artificial, la ingeniería de yacimientos y la ciencia de materiales. De esa convergencia podrían surgir simuladores que se ajusten en tiempo real a lo que ocurre *in situ* en el pozo, catalizadores bioinspirados y sistemas de control autónomos integrados en las completaciones inteligentes.

3.10. Implicaciones para políticas energéticas

La implementación de esta tecnología, desde la fase experimental hasta la de campo, requiere establecer las implicaciones en materia de políticas energéticas, que determinen el rumbo económico, ambiental y social de un país al regular cómo se produce, se distribuye y se consume la energía.

Marco regulatorio

El marco regulatorio debe incluir los incentivos fiscales que minimicen la barrera de entrada para la implementación de proyectos piloto; los estándares técnicos con especificaciones claras en materia de seguridad y medio ambiente; los protocolos de monitoreo y mitigación del efecto invernadero; y los sistemas de verificación que permitan trazar y certificar cuánto CO_2 se captura de manera efectiva, entre otros.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Estrategias de implementación

En la región, la estrategia de implementación de esta tecnología consiste en avanzar en etapas. Primero, de una etapa conceptual se debe dar paso a un modelo experimental y simulado cotejado; luego, empezar con proyectos piloto que validen el proceso en condiciones controladas, apoyarse en alianzas internacionales para la transferencia de tecnología y el financiamiento, formar capacidades técnicas locales en paralelo y, sobre todo, integrar el ISMR en las políticas energéticas nacionales, de modo que coexista con los planes estratégicos existentes en lugar de competir con ellos.

Financiamiento y cooperación

El financiamiento y la cooperación que se sugieren para la implementación de este proceso pueden provenir de fuentes como los bonos verdes, como instrumento de deuda sostenible; la cooperación multilateral de organismos como la CEPAL y la CAF; el capital privado especializado en energía limpia; y la transferencia tecnológica a través de alianzas entre la universidad y la industria, que, combinadas, reparten el riesgo de cada proyecto. Para América Latina, esta tecnología también es una herramienta de soberanía energética.

3.11. Limitaciones del estudio

Esta revisión presenta las siguientes limitaciones, que se mencionan sin orden de importancia: un horizonte temporal corto (2020-2025) frente a la evolución del reformado con vapor convencional; la falta de validación a escala de campo (predominan los modelos y los ensayos de laboratorio); la brecha entre las conversiones simuladas y experimentales; y la variabilidad geológica, que limita la extrapolación de un yacimiento a otro. Además, como se anticipó en la sección 2.8, el protocolo no se registró en una plataforma pública y la búsqueda se restringió a tres bases de datos y a publicaciones en inglés y en español. Por último, la calidad de la evidencia se clasificó principalmente según el tipo de documento (Tabla 3), y el 35% del corpus corresponde a revisiones, que pueden recoger los mismos estudios primarios.

4. CONCLUSIONES

La viabilidad técnica del ISMR en yacimientos gasíferos con intrusión de agua ha sido evaluada en modelos, pero no a escala de campo. Las conversiones de metano del 85 al 92% entre 550 y 800 °C provienen de simulaciones y de evaluaciones tecno-económicas; en ensayos de laboratorio

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

en medio poroso esos valores todavía no se reproducen y no se registran pruebas piloto.

El principal aporte de esta revisión se centra en el balance energético con el agua líquida que aporta la intrusión. Se destaca que vaporizar los dos moles de agua de intrusión eleva el requerimiento de entalpía de aproximadamente +165 a, como mínimo, +253 kJ/mol de metano, sin contar el calor sensible, lo que implica un 53% más que el cálculo con agua en fase vapor, un término que ninguno de los estudios incluidos contabiliza. Dado que la temperatura nativa de un yacimiento maduro (80-130 °C) queda muy por debajo de la ventana de reacción, el proceso depende de una fuente de calor externa, ya sea mediante ciclos de combustión *in situ* o mediante el empleo de herramientas de fondo de pozo.

En lo económico y ambiental, el ISMR con CCS proyecta costos de menos de 2,0 a 2,8 USD/kg de H_2, una retención de CO_2 superior al 95% y reducciones de emisiones directas del 90 al 95%, aunque ningún análisis de ciclo de vida aborda el combustible destinado al aporte térmico. En países sin infraestructura de CO_2 consolidada, como Ecuador y Colombia, los costos aumentan cerca del 25%, una desventaja que el ISMR podría atenuar al reducir el tratamiento y el transporte en superficie.

Se recomienda validar el proceso cotejando pruebas experimentales, alimentadas con información de yacimiento, con las simuladas antes de pasar a un proyecto piloto en campo; desarrollar catalizadores que operen en el subsuelo; cerrar el balance energético incorporando la vaporización del agua de intrusión; evaluar la integridad de los pozos a alta temperatura y la integridad geológica a largo plazo, y avanzar en marcos regulatorios y en la aceptación social. En la región, el oriente venezolano reúne reservas, infraestructura y pozos con intrusión de agua; tamizar allí candidatos y simularlos caso por caso es el paso siguiente.

Contribución de los Autores (CRediT): IHG: Conceptualización, Metodología, Supervisión, Redacción – borrador original, Redacción - revisión y edición. ENC: Curación de datos, Investigación, Software, Redacción – borrador original. RVM: Supervisión, Validación, Redacción – revisión y edición.

Conflicto de Intereses: Los autores declaran que no existen conflictos de intereses en esta publicación.

Declaración de Uso de Inteligencia Artificial: Los autores declaran que utilizaron herramientas de inteligencia artificial (IA) en mejora de la redacción, estilo, imágenes, verificación de referencias y DOIs, y apoyo en las figuras del artículo. Las herramientas utilizadas para este fin fueron: ChatGPT y Perplexity.

REFERENCIAS

Antonini, C., Treyer, K., Streb, A., van der Spek, M., Bauer, C., & Mazzotti, M. (2020).

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis. *Sustainable Energy & Fuels, 4*(6), 2967-2986. https://doi.org/10.1039/D0SE00222D

Askarova, A. G., Afanasev, P. A., Popov, E. Y., Cheremisin, A. N., Malaniy, S. E., & Volkov, D. A. (2024, del 22 al 24 de abril). In situ generation of clean hydrogen in gas reservoirs: Experimental and numerical study [paper]. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, Dubái, Emiratos Árabes Unidos. https://doi.org/10.2118/219092-MS

Bade, S. O., Taiwo, K., Ndulue, U. F., Tomomewo, O. S., & Aisosa Oni, B. A. (2024). A review of underground hydrogen storage systems: Current status, modeling approaches, challenges, and future prospective. *International Journal of Hydrogen Energy, 80*, 449-474. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.187

Bashir, A., Ali, M., Patil, S., Aljawad, M. S., Mahmoud, M., Al-Shehri, D., Hoteit, H., & Kamal, M. S. (2024). Comprehensive review of CO_2 geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. *Earth-Science Reviews, 249*, 104672. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104672

Bear, J., & Cheng, A. H. D. (2010). *Modeling groundwater flow and contaminant transport* (Vol. 23). Springer Netherlands. https://doi.org/10.1007/978-1-4020-6682-5

Berrezueta, E. R., Kovacs, T., Herrera-Franco, G., Mora Frank, C., Caicedo Potosí, J., Carrión-Mero, P., & Carneiro, J. (2023). Laboratory studies on CO_2-brine-rock interaction: An analysis of research trends and current knowledge. *International Journal of Greenhouse Gas Control, 123*, 103842. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103842

Bo, Z., Hörning, S., Underschultz, J. R., Garnett, A., & Hurter, S. (2024). Effects of geological heterogeneity on gas mixing during underground hydrogen storage (UHS) in braided-fluvial reservoirs. *Fuel, 357*, 129949. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129949

Chelvam, K., Hanafiah, M. M., Woon, K. S., & Al Ali, K. (2024). A review on the environmental performance of various hydrogen production technologies: An approach towards hydrogen economy. *Energy Reports, 11*, 369-383. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.11.060

Chen, B., Li, Q., Tan, Y., Zhang, Y., Yu, T., Zhong, Y., Ma, J., & Li, X. (2024). Key indicators of caprock sealing assessment with consideration of faults in potential CO_2 geological

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

storage sites in Subei Basin, China. *Gas Science and Engineering, 129*, 205414. https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205414

Chen, J. (2024). Efficiency and performance of autothermal reforming systems for the production of hydrogen in continuous flow reactors [preprint]. *Authorea, 2024*(0624). https://doi.org/10.22541/au.171925265.55485775/v1

Comendador, P., Alvarez, J., Santamaria, L., Amutio, M., Olazar, M., & Lopez, G. (2024). Thermodynamic analysis of sorption enhanced steam reforming of the volatile stream from biomass fast pyrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy, 93*, 182-192. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.387

Cui, C., Zhao, Y., & Masuku, C. (2024). Evaluation of Two-Dimensional Pseudo-Homogeneous and Heterogeneous Modeling Approaches in Steam-Methane Reforming Reactors. En F. Manenti & G. V. Reklaitis (Eds.), *34 European Symposium on Computer Aided Process Engineering / 15 International Symposium on Process Systems Engineering* (Vol. 53, pp. 739–744). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-443-28824-1.50124-1

De-León Almaraz, S., Rácz, V., Azzaro-Pantel, C., & Szántó, Z. O. (2022). Multiobjective and social cost-benefit optimisation for a sustainable hydrogen supply chain: Application to Hungary. *Applied Energy, 325*, 119882. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119882

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. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.215

Fan, H., Zhang, X., Zhao, X., Dong, Z., Tang, L., Li, H., Dou, Y., Sun, C., & Zhou, Y. (2023, February 19th to 21st). Study on Early Warning and Controlling of Water Invasion in Gas Reservoirs [paper]. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, Manama, Bahrain. https://doi.org/10.2118/213411-MS

Ganguli, A., & Bhatt, V. (2023). Hydrogen production using advanced reactors by steam methane reforming: A review. *Frontiers in Thermal Engineering, 3*, 1143987. https://doi.org/10.3389/fther.2023.1143987

Garrido Cuero, M. F., Herrera Silva, L. R., y Hernández Guerra, I. C. (2026). Integración CCUS-EOR: Viabilidad técnico-económica en yacimientos petroleros maduros latinoamericanos.

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Conectividad, 7(1), 858-874. https://doi.org/10.37431/conectividad.v7i1.412

Gillick, S. R., & Babaei, M. (2024). In-situ hydrogen production from natural gas wells with subsurface carbon retention. *SPE Journal, 29*(4), 2119-2129. https://doi.org/10.2118/219449-PA

Gislason, S. R., Wolff-Boenisch, D., Stefansson, A., Oelkers, E. H., Gunnlaugsson, E., Sigurdardottir, H., Sigfusson, B., Broecker, W. S., Matter, J. M., Stute, M., Axelsson, G., & Fridriksson, T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control, 4*(3), 537-545. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013

Han, B., Wang, F., Zhang, L., Wang, Y., Fan, W., Xu, L., Yu, H., & Li, Z. (2020). Syngas production from methane steam reforming and dry reforming reactions over sintering-resistant Ni@SiO_2 catalyst. *Research on Chemical Intermediates, 46*(4), 1735-1748. https://doi.org/10.1007/s11164-019-04060-3

Hassanpouryouzband, A., Veshareh, M. J., Wilkinson, M., Nick, H. M., Ngwenya, B. T., & Haszeldine, R. S. (2025). In situ hydrogen generation from underground fossil hydrocarbons. *Joule, 9*(2), 101809. https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.101809

Hren, R., Vujanović, A., Van Fan, Y., Klemeš, J. J., Krajnc, D., & Čuček, L. (2023). Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 173*, 113113. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113113

Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective*. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

International Energy Agency. [IEA]. (2021). *Global hydrogen review 2021*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf

International Energy Agency. [IEA]. (2024). *Global hydrogen review 2024*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

International Renewable Energy Agency. [IRENA]. (2021). *Renewable energy and jobs:*

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

Annual review 2021. https://www.irena.org/publications/2021/Oct/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2021

Jeje, S. O., Marazani, T., Obiko, J. O., & Shongwe, M. B. (2024). Advancing the hydrogen production economy: A comprehensive review of technologies, sustainability, and future prospects. *International Journal of Hydrogen Energy, 78*, 642-661. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.344

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 CO_2 Utilization, 70*, 102438. https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102438

Matter, J. M., & Kelemen, P. B. (2009). Permanent storage of carbon dioxide in geological reservoirs by mineral carbonation. *Nature Geoscience, 2*, 837-841. https://doi.org/10.1038/ngeo683

Merchán Martínez, L. M., y Gallegos Orta, R. (2012). *Estudio de almacenamiento de CO_2 en acuíferos salinos profundos* [Tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. Repositorio Institucional ESPOL. http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/20812

Muhammed, N. S., Haq, M. B., Al Shehri, D. A., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., Zaman, E., & Iglauer, S. (2023). Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review. *Fuel, 337*, 127032. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127032

Nghiem, L., Sammon, P., Grabenstetter, J., & Ohkuma, H. (2004, April 17th to 21st). Modeling CO2 Storage in Aquifers with a Fully-Coupled Geochemical EOS Compositional Simulator [paper]. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma. https://doi.org/10.2118/89474-MS

Okere, C. J., Sheng, J. J., y Ejike, C. (2024). Evaluating reservoir suitability for large-scale hydrogen storage: A preliminary assessment considering reservoir properties. *Energy Geoscience, 5*(4), 100318. https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100318

Page, M. J., McKenzie, J. E., Bossuyt, P. M., Boutron, I., Hoffmann, T. C., Mulrow, C. D., Shamseer, L., Tetzlaff, J. M., Akl, E. A., Brennan, S. E., Chou, R., Glanville, J., Grimshaw, J. M., Hróbjartsson, A., Lalu, M. M., Li, T., Loder, E. W., Mayo-Wilson, E., McDonald, S., McGuinness, L. A., Stewart, L. A., Thomas, J., Tricco, A. C., Welch, V. A., Whiting,

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

P., & Moher, D. (2021). The PRISMA 2020 statement: An updated guideline for reporting systematic reviews. *BMJ, 372,* n71. https://doi.org/10.1136/bmj.n71

Pruess, K., & García, J. (2002). Multiphase flow dynamics during CO_2 disposal into saline aquifers. *Environmental Geology, 42*(2), 282-295. https://doi.org/10.1007/s00254-001-0498-3

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. https://doi.org/10.1039/D3RA08305E

Roozshenas, A. A., Hematpur, H., Abdollahi, R., & Esfandyari, H. (2021). Water production problem in gas reservoirs: Concepts, challenges, and practical solutions. *Mathematical Problems in Engineering, 2021*(1), 9075560. https://doi.org/10.1155/2021/9075560

Saeed, M., Jadhawar, P., & Bagala, S. (2023). Geochemical effects on storage gases and reservoir rock during underground hydrogen storage: A depleted North Sea oil reservoir case study. *Hydrogen, 4*(2), 323-337. https://doi.org/10.3390/hydrogen4020023

Shahriar, M. F., Khanal, A., Khan, M. I., & Pandey, R. (2024). Current status of underground hydrogen storage: Perspective from storage loss, infrastructure, economic aspects, and hydrogen economy targets. *Journal of Energy Storage, 97*, 112773. https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112773

Sikarwar, V. S., Pfeifer, C., Ronsse, F., Pohořelý, M., Meers, E., Kaviti, A. K., & Jeremiáš, M. (2022). Progress in in-situ CO_2-sorption for enhanced hydrogen production. *Progress in Energy and Combustion Science, 91*, 101008. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2022.101008

Taherian, Z., Khataee, A., Han, N., & Orooji, Y. (2022). Hydrogen production through methane reforming processes using promoted-Ni/mesoporous silica: A review. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 107*, 20-30. https://doi.org/10.1016/j.jiec.2021.12.006

Tawil, M., Salina Borello, E., Bocchini, S., Pirri, C. F., Verga, F., Coti, C., Scapolo, M., Barbieri, D., & Viberti, D. (2024). Solubility of H2-CH4 mixtures in brine at underground hydrogen storage thermodynamic conditions. *Frontiers in Energy Research, 12*. https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1356491

U.S. Energy Information Administration. [EIA]. (2024). *Country analysis brief: Venezuela*. https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Venezuela/pdf/

Fecha de recepción: 24 / 06 / 2026
Fecha de aceptación: 21 / 10 / 2026
Fecha de publicación: 19 / 11 / 2026

venezuela_2024.pdf

Wang, Y., Memon, M. Z., Seelro, M. A., Fu, W., Gao, Y., Dong, Y., & Ji, G. (2021). A review of CO2 sorbents for promoting hydrogen production in the sorption-enhanced steam reforming process. *International Journal of Hydrogen Energy, Hydrogen Separation, Production and Storage, 46*(45), 23358–23379. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.206

Xie, S., He, B., Chen, L., Xu, K., Luo, J., Li, L., & Wang, B. (2025). Key elements in integrity management of underground gas storage: A framework for energy safety. *Energies, 18*(2), 378. https://doi.org/10.3390/en18020378

Yadav, D., Lu, X., Vishwakarma, C. B., y Jing, D. (2023). Advancements in microreactor technology for hydrogen production via steam reforming: A comprehensive review of experimental studies. *Journal of Power Sources, 585*, 233621. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233621

Yukesh Kannah, R., Kavitha, S., Preethi, Parthiba Karthikeyan, O., Kumar, G., Dai-Viet, N. Vo., & Rajesh Banu, J. (2021). Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review. *Bioresource Technology, 319,* 124175. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.124175

Zhang, L., Jia, C., Bai, F., Wang, W., An, S., Zhao, K., Li, Z., Li, J., y Sun, H. (2024). A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies. *Fuel, 355*, 129455. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129455