

ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن: گامی ضروری برای دستیابی به اهداف انتشار کربن صفر

متین شاهین^۱، محمد سیم جو^{۱*}

۱- دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

simjoo@sut.ac.ir

چکیده

گذار انرژی مسیری برای تغییر اقتصاد جهانی از وابستگی فعلی آن به سوخت‌های فسیلی به سمت انتشار صفر خالص دی اکسید کربن است. این امر مستلزم استقرار سریع و در مقیاس بزرگ انرژی‌های تجدیدپذیر است. با این حال، بیشتر انرژی‌های تجدیدپذیر مانند باد و خورشید متناوب هستند و از این رو روند تولید و تقاضای این نوع از انرژی‌ها لزوماً با هم مطابقت ندارند. ذخیره سازی انرژی در قالب حامل‌های انرژی پایدار مانند هیدروژن، می‌تواند راه‌حل کلیدی برای غلبه بر این مشکل باشد. ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در ساختارهای طبیعی مانند غارهای نمکی و یا سنگ‌های متخلخل، روشی کارآمد و ایمن برای ذخیره سازی این منبع انرژی پاک در مقیاس بزرگ به شمار می‌رود. این روش پیش‌تر برای ذخیره سازی گاز طبیعی و دی‌اکسید کربن نیز مورد استفاده قرار گرفته است. با وجود مزایای قابل توجه، چالش‌هایی مانند نشت هیدروژن، هزینه‌های بالا و کمبود دانش و تجربه در این زمینه وجود دارد. با این حال، تلاش‌های گسترده‌ای برای رفع این چالش‌ها و توسعه فناوری‌های ذخیره سازی هیدروژن در حال انجام است. سرمایه‌گذاری‌های دولتی و خصوصی در این زمینه در حال افزایش است و پروژه‌های آزمایشی متعددی در سراسر جهان به ویژه در منطقه خاورمیانه در حال اجرا است. با غلبه بر چالش‌های موجود و توسعه فناوری‌های نوین می‌توان از این روش به عنوان راه حلی پایدار و کارآمد برای ذخیره سازی مازاد انرژی تولیدی از منابع تجدیدپذیر و ترویج استفاده از آن‌ها در سراسر جهان استفاده کرد. در این مقاله، به مرور مفاهیم و چالش‌های مرتبط با انرژی هیدروژن و ذخیره سازی زیرزمینی آن پرداخته شده است. همچنین، با اشاره به پروژه‌های ذخیره سازی موجود در دنیا، وضعیت فعلی فناوری در حوزه هیدروژن مورد بررسی قرار گرفته و پیشنهادهای برای کارهای آینده در این زمینه ارائه شده است. علاوه بر این، معیارهای انتخاب مکان مناسب به منظور ذخیره سازی هیدروژن با توجه به تجربیات میدانی فعلی مورد بررسی قرار گرفته است.

کلمات کلیدی: هیدروژن، ذخیره سازی زیرزمینی، گذار انرژی، انرژی پایدار، انرژی تجدید پذیر

۱. مقدمه

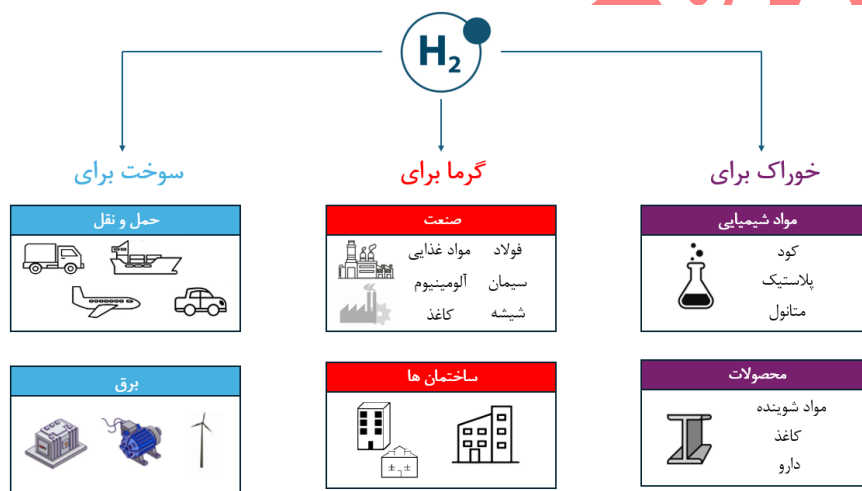
سوخت‌های فسیلی در حال حاضر بیش از ۸۰ درصد از انرژی جهان را تأمین می‌کنند [۱]. با افزایش جمعیت جهان و توسعه اقتصادی مصرف انرژی به طور اجتناب ناپذیری افزایش خواهد یافت، در حالی که ذخایر بزرگ منابع فسیلی در حال تخلیه شدن هستند. این مورد حتی بدون در نظر گرفتن تهدید ناشی از تغییرات خطرناک آب و هوا یک چالش بزرگی به شمار می‌رود؛ زیرا جهان نیازمند تأمین انرژی بیشتر می‌باشد و در عین حال بایستی هر چه سریع‌تر از سوخت‌های فسیلی فاصله بگیرد [۲ و ۳]. منابع اصلی انرژی بدون انتشار دی اکسید کربن عبارتند از: انرژی هسته‌ای [۴]، حرارتی خورشیدی [۵]، فتوولتائیک خورشیدی^۱ [۶]، زمین‌گرایی [۷]، بادی [۸]، آبی [۹] و انرژی زیست توده^۲ [۱۰ و ۱۱]. همچنین تولید انرژی با استفاده از سوخت‌های فسیلی و استفاده از فناوری جذب و ذخیره سازی کربن^۳ را می‌توان در این دسته قرار داد [۱۲]. تأمین انرژی‌های تجدیدپذیر به ویژه انرژی خورشیدی و بادی، متغیر و تا حد زیادی غیرقابل کنترل است و پیش‌بینی آن‌ها با تغییرات در بازه‌های زمانی از دقیقه تا سال دشوار است [۱۳]. بنابراین، برای متعادل کردن تولید و مصرف انرژی در کوتاه مدت و بلند مدت بایستی انرژی ذخیره شود. سایت‌های غیرمتمرکز کوچک می‌توانند کمبود انرژی در کوتاه‌مدت را جبران کنند اما ذخیره سازی انرژی الکتریکی در میان مدت تا بلندمدت همچنان یک چالش است. ذخیره سازی انرژی در مقیاس بزرگ به انرژی‌های تجدیدپذیر این امکان را می‌دهد تا تولید سوخت‌های فسیلی را بدون هزینه‌های بیش از حد عظیم جایگزین کنند تا از تأمین انرژی در دوره‌های بدون باد و هوای ابری اطمینان حاصل شود. ذخیره سازی انرژی می‌تواند باعث توازن بین عرضه و تقاضا شود، امنیت انرژی را افزایش دهد و مدیریت بهتری از شبکه برق را فراهم کند که در نتیجه گذار سریع‌تر و مؤثرتر به اقتصاد کم‌کربن را امکان‌پذیر می‌سازد [۱۴ و ۱۵]. هیدروژن، گازی بی‌رنگ، بی‌بو و بی‌مزه است که به عنوان فراوان‌ترین عنصر در جهان شناخته می‌شود. با استفاده از برق اضافی و فرایند الکترولیز می‌توان هیدروژن تولید کرد که این هیدروژن تولیدی به عنوان یک ذخیره انرژی عمل می‌کند و نقشی کلیدی در گذار به سیستم‌های انرژی با انتشار گازهای گلخانه‌ای صفر ایفا می‌کند. مصرف جهانی هیدروژن در حال حاضر حدود ۱۱۵ مگاتن (معادل $10^9 \times 115$ کیلوگرم) در سال است [۱۶]. با این حال، برای غلبه بر چالش‌های مربوط به ذخیره سازی انرژی در مقیاس جهانی و بلندمدت، این میزان باید به طور قابل توجهی، یعنی بیش از ده برابر، افزایش یابد. اصلی‌ترین کاربردهای بالقوه هیدروژن در شکل ۱ نشان داده شده است. با این حال، در حال حاضر استفاده از هیدروژن به کاربردهای نسبتاً خاصی مانند حذف گوگرد از فرآورده‌های نفتی در پالایشگاه، تولید کود، تصفیه فلزات و سوخت موشک محدود شده است [۱۶]. هیدروژن را می‌توان از طریق فرآیندهای مختلفی تولید کرد که اغلب در گروه‌های رنگی مختلف طبقه‌بندی می‌شوند. این رنگ‌ها شامل رنگ سبز، آبی، خاکستری، سفید، صورتی، زرد، فیروزه‌ای، قهوه‌ای و سیاه می‌باشند. این کدهای رنگی برای تمایز قائل شدن بین نحوه تولید هیدروژن و آلاینده‌های مرتبط با تولید آن به کار می‌روند که سه نوع اصلی آن،

¹ Solar Photovoltaics

² Biomass Energy

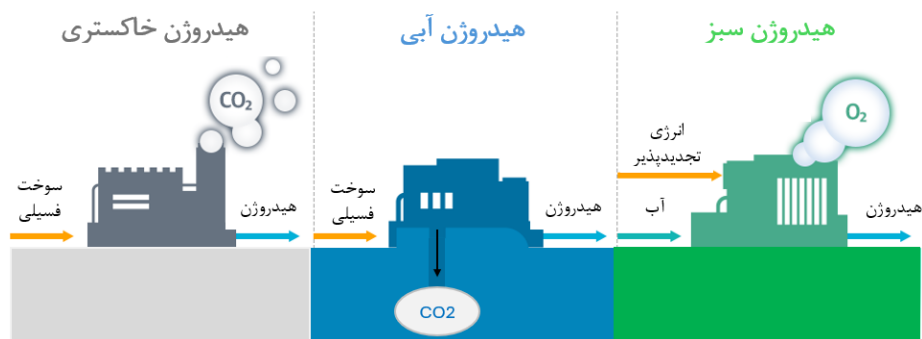
³ Carbon Capture and Storage

هیدروژن خاکستری، آبی و سبز می باشد که در شکل ۲ نشان داده شده است. هیدروژن خاکستری^۱ از سوخت‌های فسیلی تولید می‌شود و رایج‌ترین روش تولید آن، ریفرمینگ بخار آب با متان^۲ است. هیدروژن آبی^۳ با همین فرآیند اما با افزودن فناوری جذب و ذخیره سازی دی اکسید کربن تولید می‌شود که از انتشار کربن دی اکسید به اتمسفر جلوگیری می‌کند. در نهایت، هیدروژن سبز^۴ از طریق فرآیندهای بدون انتشار آلاینده مانند گازی سازی زیست‌توده^۵ یا الکترولیز^۶ آب به دست می‌آید که برق مصرفی در فرآیند الکترولیز از منابع تجدیدپذیر تأمین می‌شود. با این حال، در حال حاضر بخش اعظم هیدروژن از گاز طبیعی تولید می‌شود که به آن هیدروژن خاکستری می‌گویند و منجر به انتشار قابل توجه کربن دی اکسید می‌شود. در آینده هیدروژن بایستی یا از انرژی‌های تجدیدپذیر (هیدروژن سبز) یا با استفاده از فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (هیدروژن آبی) تولید شود.



شکل ۱) کاربردهای اصلی هیدروژن به عنوان سوخت پاک

- 1 Gray Hydrogen
- 2 Steam Methane Reforming
- 3 Blue Hydrogen
- 4 Green Hydrogen
- 5 Gasifying Biomass
- 6 Electrolysis



شکل ۲) سه نوع اصلی تولید هیدروژن

هیدروژن به عنوان یک حامل انرژی پاک، نیازمند روش‌های کارآمدی برای ذخیره سازی ایمن و با ظرفیت بالا می‌باشد. در حال حاضر شش روش اصلی برای ذخیره سازی هیدروژن وجود دارد:

۱. گاز فشرده^۱:

این روش رایج‌ترین روش ذخیره سازی هیدروژن است و شامل فشرده‌سازی هیدروژن گازی در مخازن با فشار بالا (تا ۷۰۰ بار) می‌شود. مخازن سطحی، مخازن تخلیه شده نفت و گاز، سفره‌های آب زیرزمینی و غارهای نمکی می‌توانند برای این منظور مورد استفاده قرار گیرند. از مزایای این روش می‌توان به سادگی و بلوغ فناوری ذخیره سازی و قابلیت حمل و نقل آسان هیدروژن فشرده در مخازن قابل حمل اشاره کرد.

۲. هیدروژن مایع^۲:

در این روش، هیدروژن با سرد شدن تا دمای بسیار پایین (حدود ۲۵۳- درجه سانتی‌گراد) به حالت مایع در می‌آید. هیدروژن مایع دارای چگالی حجمی بالاتری نسبت به گاز فشرده است، اما نیازمند مخازن با عایق حرارتی بسیار قوی (ذخیره سازی کرایوژنیک^۳) می‌باشد. نگهداری هیدروژن مایع به دلیل دمای بسیار پایین آن چالش‌برانگیز است و تبخیر آن اتلاف انرژی را به دنبال دارد.

۳. جذب سطحی هیدروژن^۴:

این روش بر پایه استفاده از مواد با سطح ویژه^۴ بالا استوار است. این مواد مانند برخی فلزات متخلخل یا چارچوب‌های فلزی-آلی^۵ می‌توانند مقدار قابل توجهی از هیدروژن را بر روی سطح خود جذب کنند. ظرفیت ذخیره سازی این روش با

¹ Compressed Gas

² Liquid Hydrogen

³ Cryogenic Storage

⁴ Specific Surface Area

⁵ Metal Organic Frameworks

افزایش سطح ویژه ماده جاذب افزایش می‌یابد. انتخاب مواد مناسب با ظرفیت جذب بالا، برگشت پذیری مناسب و پایداری حرارتی بالا از چالش‌های این روش به شمار می‌رود.

۴. جذب در فضاهای بینابینی^۱:

در این روش، هیدروژن در فضاهای خالی بینابینی شبکه بلوری فلز میزبان^۲ جذب می‌شود. این روش پتانسیل ذخیره سازی با ظرفیت بالا را داراست، اما چالش‌هایی نظیر تردی هیدروژنی^۳ و نیاز به دما و فشار بالا برای جذب و دمای بالا و فشار پایین برای دفع هیدروژن وجود دارد.

۵. پیوند شیمیایی^۴:

هیدروژن می‌تواند به صورت شیمیایی و با پیوند کووالانسی یا یونی در ترکیباتی مانند هیدرید فلزات، آمونیاک (NH_3) و متانول (CH_3OH) ذخیره شود. این ترکیبات دارای چگالی حجمی بالاتری نسبت به هیدروژن گازی هستند، اما فرآیند بازیابی هیدروژن از این ترکیبات نیازمند صرف انرژی می‌باشد.

۶. اکسیداسیون فلزات واکنش پذیر^۵:

در این روش، فلزات واکنش پذیر مانند لیتیوم (Li)، سدیم (Na)، منیزیم (Mg)، آلومینیوم (Al) و روی (Zn) با آب واکنش داده و هیدروژن تولید می‌کنند. این فرآیند روش غیرمستقیم ذخیره سازی هیدروژن محسوب می‌شود و نیازمند انرژی برای فرآیند بازیابی هیدروژن است.

تنها روش مناسب و عملی برای ذخیره سازی در مقیاس بزرگ و طولانی مدت برای شبکه‌های برق و هیدروژن در مقیاس ملی شامل ذخیره هیدروژن گازی فشرده در ساختارهای زمین شناسی بزرگ و زیرزمینی است. این ساختارها از نظر اقتصادی نسبتاً مقرون به صرفه هستند و قابلیت ذخیره حجم عظیم مورد نیاز را دارند [۱۷]. ملاحظات مشابهی در مورد ذخیره سازی دی اکسید کربن در مقیاس بزرگ وجود دارد، اما همانطور که در این مطالعه تاکید می‌شود، ذخیره سازی هیدروژن با چالش‌های منحصر به فردی روبرو است. نکته مهم این است که در طول فرایند ذخیره سازی ما نیاز به تزریق و برداشت مداوم هیدروژن داریم، نه فقط دفع آن. در حالی که مخلوط شدن با سایر گازها، فعالیت میکروبی و پدیده هیستریسیس^۶ در خواص جریان که همگی در ادامه به طور مفصل مورد بحث قرار خواهند گرفت، از چالش‌های بالقوه و مهم در ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن هستند. چهار نوع اصلی ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن عبارتند از: مخازن هیدروکربنی تخلیه شده، آبخوان‌ها، غارهای نمکی

¹ Interstitial Absorption

² Host Metal

³ Hydrogen Embrittlement

⁴ Chemical Bonding

⁵ Reactive Metal Oxidation

⁶ Hysteresis

و (با سهم اندکی) غارهای سخت سنگی^۱. در این بررسی به جزئیات هر یک از این محل‌های ذخیره سازی پرداخته خواهد شد. هر یک از این مکان‌های ذخیره سازی تا حدودی یک ساختار زمین‌شناسی منحصر به فرد است که به گونه‌ای طراحی شده است تا در محدوده پارامترهای عملکردی خود عمل کند [۱۸].

ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن می‌تواند ظرفیتی در محدوده ۱۰۰ گیگاوات ساعت (تا ۱ اگزاژول = 10^{18} ژول) را فراهم کند [۱۹]. برای درک بهتر این مفهوم، مصرف انرژی جهان در سال ۲۰۲۱ تقریباً ۶۰۰ اگزاژول بوده است [۲۰]. این مقدار معادل انرژی احتراق 2×10^{15} مول هیدروژن با جرمی معادل ۴ گیگاتن (4×10^{12} کیلوگرم) یا حجمی در حدود 6×10^{11} متر مکعب در فشار معمول ذخیره سازی زیرزمینی 10^7 پاسکال (۱۰۰ بار) و دمای ۵۰ درجه سانتیگراد است. این مقدار در شرایط سطحی به 5×10^{13} متر مکعب می‌رسد. بدیهی است که کل انرژی مورد نیاز یک سال به طور همزمان به صورت هیدروژن ذخیره نخواهد شد و در محاسبات بازده تبدیل هیدروژن به برق و بالعکس در نظر گرفته نشده است، اما این موضوع بر وسعت چالش تأکید می‌کند که تنها در ساختارهای زیرزمینی بزرگ با وسعت جانبی چندین کیلومتر می‌توان حجم ذخیره سازی کافی پیدا کرد.

برای تقویت اقتصاد هیدروژن، پلتفرم هیدروژن ولی^۲ به عنوان یک همکاری جهانی برای به اشتراک گذاری اطلاعات در مورد پروژه های هیدروژن در مقیاس بزرگ عمل می‌کند. در حال حاضر ۳۶ پروژه در ۱۹ کشور وجود دارد که کل زنجیره تولید، استفاده و ذخیره سازی هیدروژن را در نظر می‌گیرند. تقریباً ۳۷ میلیارد یورو در این حوزه سرمایه گذاری شده است. این پروژه ها شامل تولید تا چند کیلوتن در روز و ذخیره سازی در مقیاس مگاتن می‌شود که چندین مرتبه از گیگاتن های مورد نیاز محاسبه شده در پاراگراف قبل برای اینکه هیدروژن سهم قابل توجهی در سطح جهانی در سیستم انرژی داشته باشد، پایین تر است. جدول ۱ اطلاعاتی در مورد نام هر پروژه، شرکت توسعه دهنده، سطح سرمایه گذاری، مکان و مقدار تولید هیدروژن ارائه می‌دهد [۲۱].

جدول ۱) فهرستی از پروژه های تولید و ذخیره سازی هیدروژن [۲۱]

نام پروژه	توسعه دهنده	سرمایه گذاری (میلیون یورو)	مکان پروژه	تولید (تن/روز)
GHCO	ACME group	۲۰۶۵	عمان	۳۹۰
CEOG	Hydrogene de France	۱۲۱	فرانسه	۲

¹ Hard Rock Caverns

² Hydrogen Valley

۱	ایتالیا	۵۵	IIT	HVST
۱۰۰	آمریکا	۱۰۰۰	Mitsubishi power	ACESP
۶۵۰	شیلی	-	ORFO	Hy-Fi
۲۵	استرالیا	۳۷۰	Neoen Australia	CBHS
۳۱۸۰	هلند	۱۰۰۰	Port of Rotterdam	H2 proposition
۰٫۰۰۳	عربستان	۴۰	ENOWA	NEOM
۰٫۷۱	انگلستان	۹	B9 Energy Storage	Ulster Hydrogen

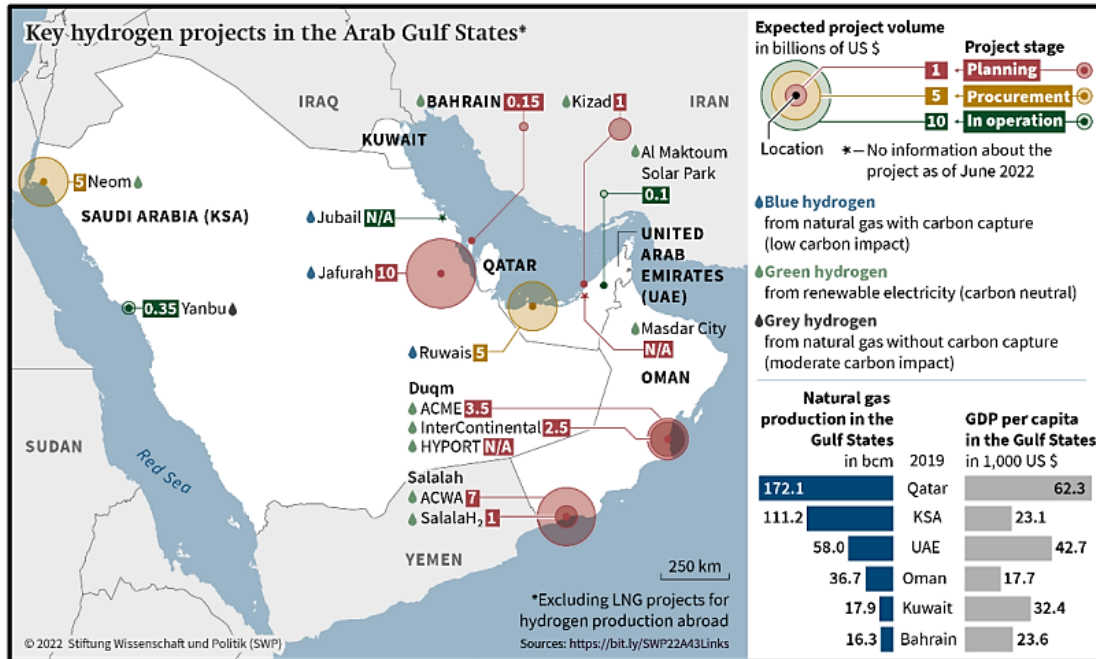
این مطالعه، نگاه خاورمیانه به هیدروژن، روش‌های تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی، تحقیقات اخیر در زمینه ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن، واکنش‌های هیدروژن و همچنین چالش‌های موجود در فرآیند ذخیره سازی را مورد بررسی قرار می‌دهد. در نهایت، روش‌های انتخاب محل مناسب ذخیره سازی هیدروژن و مطالعات موردی مورد بحث قرار می‌گیرند. وجه تمایز این مقاله، کاربرد مفاهیم مهندسی مخزن و زمین شناسی برای ارزیابی ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن است. این مقاله همچنین جدیدترین پروژه‌های ذخیره سازی را بررسی می‌کند.

۲. نگاه خاورمیانه به هیدروژن

با توجه به توافق نامه پاریس و تلاش‌های بین‌المللی برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، منطقه خاورمیانه دارای پتانسیل فراوان برای توسعه تولید و استفاده از هیدروژن به عنوان منبع انرژی پاک است. این منطقه با داشتن منابع غنی از نظر انرژی‌های تجدیدپذیر، از جمله نور خورشید و باد و همچنین زیرساخت‌های بندری و لجستیک قوی، به عنوان یکی از مهم‌ترین مکان‌های مستعد برای تولید هیدروژن در نظر گرفته می‌شود. کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس (عربستان سعودی، امارات متحده عربی، کویت، قطر، بحرین و عمان) به عنوان بزرگترین تولیدکنندگان نفت و گاز در جهان، از موقعیت جغرافیایی ایده‌آلی برای توسعه تولید هیدروژن بهره‌مند هستند. با داشتن زیرساخت‌های انرژی گسترده از جمله پالایشگاه‌ها، تأسیسات ذخیره سازی و خطوط لوله، این کشورها می‌توانند با تغییر کاربری برخی از این زیرساخت‌ها به تولید و صادرات هیدروژن سبز بپردازند. در سال‌های اخیر، شاهد آغاز چندین پروژه تولید هیدروژن در مقیاس بزرگ در این کشورها هستیم (شکل ۳). امارات متحده عربی پیشرو در این زمینه است. پروژه‌هایی مانند مسیری به سوی هیدروژن سبز که توسط شرکت ملی نفت ابوظبی و شرکت مصدر پیشرو در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر امارات هدایت می‌شود، در تلاش است تا سال ۲۰۳۰ به تولید ۲۰۰ مگاوات هیدروژن سبز و تا سال ۲۰۳۸ به ۱ گیگاوات برسد. همچنین پروژه هیدروژن سبز فجیره که حاصل همکاری مصدر و فالكون انرژی است، هدف‌گذاری تولید ۲۰۰ مگاوات هیدروژن سبز تا سال ۲۰۲۵ را دنبال می‌کند. عربستان سعودی نیز عقب‌نمانده و پروژه‌های عظیمی مانند نیوم را کلید زده است که تولید هیدروژن سبز یکی از اجزای کلیدی آن به شمار می‌رود. این پروژه

جاه طلبانه قصد دارد تا سال ۲۰۳۰ به تولید ۳۵ گیگاوات هیدروژن سبز دست یابد. علاوه بر این، همکاری شرکت ایر پروداکس و آرامکو در پروژه هیدروژن سبز نیوم، عربستان را به سوی تولید ۶۵۰ مگاوات هیدروژن سبز تا سال ۲۰۳۰ سوق می‌دهد. عمان با پروژه هیدروژن سبز عمان که توسط شرکت اوکیو عمان توسعه یافته، در تلاش است تا سال ۲۰۳۸ به تولید یک گیگاوات هیدروژن سبز برسد. بحرین نیز از قافله عقب نمانده و پروژه هیدروژن بحرین را با همکاری بحرین پترولیوم و مصدر برای تولید ۱۰۰ مگاوات هیدروژن سبز تا سال ۲۰۳۰ پیش می‌برد. کویت هم با پروژه الشعیبه که توسط شرکت ملی نفت کویت هدایت می‌شود، برنامه‌ریزی کرده تا سال ۲۰۴۰ به تولید یک گیگاوات هیدروژن آبی دست یابد [۲۲]. سرمایه‌گذاری در این پروژه‌ها نشان‌دهنده تعهد کشورهای شورای همکاری خلیج فارس به توسعه منابع انرژی پایدار و کاهش وابستگی خود به سوخت‌های فسیلی است. با وجود این چشم‌انداز مثبت، چالش‌هایی نیز بر سر راه سرمایه‌گذاری در هیدروژن در این کشورها وجود دارد. هزینه بالای تولید هیدروژن نسبت به سوخت‌های فسیلی یکی از موانع اصلی به شمار می‌رود. همچنین زیرساخت‌های لازم برای ذخیره سازی و حمل و نقل هیدروژن به طور کامل توسعه نیافته است. از طرفی، فناوری‌های تولید هیدروژن همچنان نیازمند نوآوری و سرمایه‌گذاری بیشتر هستند [۲۲].

تاکنون در زمینه تولید و ذخیره سازی هیدروژن در ایران فعالیت‌های گسترده‌ای در مراکز تحقیقاتی و دانشگاه‌های کشور انجام شده اما تمامی این فعالیت‌ها پراکنده بودند. در مورد پروژه‌های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در ایران نیز در حال حاضر این پروژه‌ها در مرحله تحقیق و توسعه قرار دارند و هنوز به مرحله پیاده‌سازی نرسیده‌اند. با این حال، ایران تجربه قابل توجهی در زمینه ذخیره سازی زیرزمینی گاز طبیعی دارد که به عنوان یک منبع استراتژیک برای تأمین انرژی در مواقع خاص مانند فصول پرمصرف و مشکلات در شبکه سراسری گاز، اهمیت زیادی دارد. این موضوع به ویژه در مناطق سردسیر و پرجمعیت کشور مانند مرکز، شمال غرب، شمال و شمال شرق از اهمیت بیشتری برخوردار است. پروژه‌های شناسایی ساختارهای مناسب زیرزمینی برای ذخیره سازی گاز از سال ۱۳۶۸ آغاز شده و در این راستا تعدادی تاقدیس در ایران مرکزی شناسایی و حفر شده‌اند. از جمله این تاقدیس‌ها می‌توان به البرز، سراج، ترازنابین، سرخه، یورتشاه، تلخه، سیاه کوه، معلمان، آران، شورجه، فخره و زواره اشاره کرد. تاقدیس‌های البرز و سراج به عنوان مخازن با پتانسیل هیدروکربوری شناسایی شده‌اند و مخزن یورتشاه نیز به عنوان یک سفره آب فعال در نظر گرفته می‌شود. در حال حاضر، مخزن سراج میدان قم و مخزن شورجه دی میدان خانگیران از مهمترین پروژه‌های ذخیره سازی گاز در کشور به شمار می‌روند.



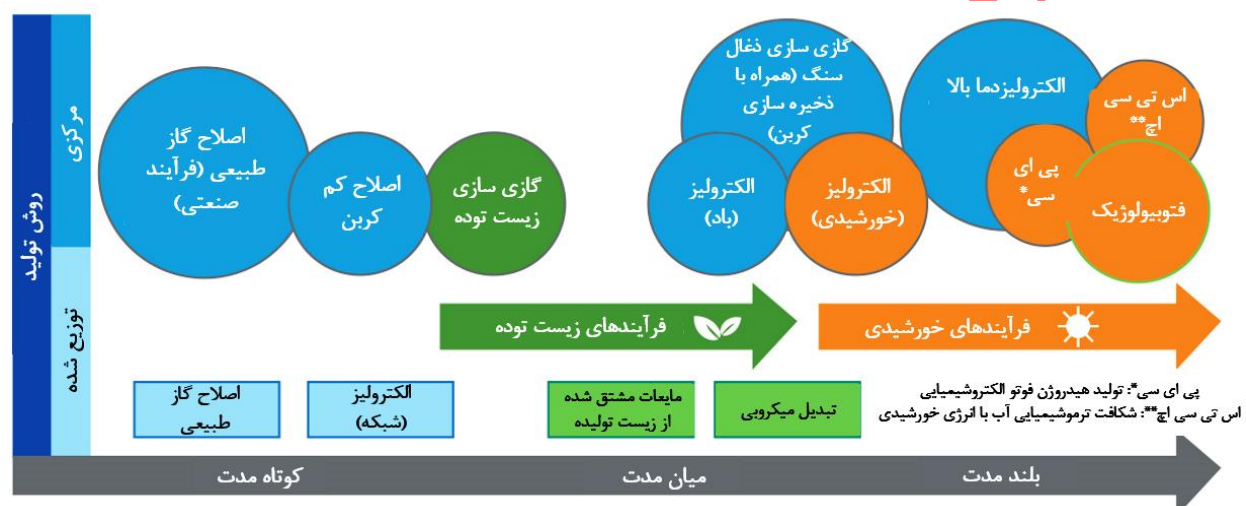
شکل ۳) برخی از پروژه های کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس در زمینه تولید هیدروژن [۲۲]

۳. روش های تولید هیدروژن از سوخت های فسیلی

کاهش شدت کربن^۱ در بخش انرژی در سطح جهانی، عنصری مرکزی در گذار به آینده ای پایدار و بدون کربن است. برای دهه های آینده، به احتمال زیاد سوخت های فسیلی همچنان بخش عمده ای از تأمین انرژی جهانی را تشکیل می دهند، در حالی که استراتژی هایی برای رسیدن به یک صنعت هیدروژن کم کربن و بدون کربن در حال ایجاد و استقرار است. چنین استراتژی هایی شامل توسعه زیرساخت های تأمین و توزیع هیدروژن در مقیاس بزرگ با استفاده از منابع مبتنی بر کربن و انرژی های تجدیدپذیر است. در حالی که هدف نهایی تشویق تولید هیدروژن بدون کربن است، تولید هیدروژن مبتنی بر سوخت های فسیلی برای اهداف گذار انرژی در کوتاه مدت ضروری است. برای دستیابی به انتشار صفر خالص کربن دی اکسید، بخش نفت و گاز در حال بررسی دقیق تر انتخاب های سبد دارایی بالادستی و فرصت های سرمایه گذاری خود است. نقش بخش بالادستی در تأمین انرژی و/یا خوراک هایی که برای تبدیل آب یا متان به هیدروژن در مکان های کم هزینه استفاده می شوند، شرکت های نفت را در موقعیت ویژه ای برای بازآفرینی زیرساخت های پتروشیمی برای اقتصاد انرژی جدید در عین حال استفاده از تخصص فنی دیرینه شان قرار می دهد. در مدلسازی گذار سیستم های انرژی، قیمت گذاری به عنوان یک مکانیزم مؤثر برای هدایت نتایج بازار شناخته شده است. استفاده از زیرساخت های موجود سوخت های فسیلی برای تولید هیدروژن کم کربن می تواند به عاملی حیاتی برای تسریع روند کربن زدایی سیستم های انرژی تبدیل شود [۲۳].

¹ Carbon Intensity

اصلی‌ترین فناوری‌های مورد استفاده برای تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی، پیرولیز^۱ و اصلاح هیدروکربنی^۲ هستند. بر اساس گزارش آینده هیدروژن آژانس بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۱۹، بیش از ۹۸ درصد از تولید جهانی هیدروژن از سوخت‌های فسیلی به دست می‌آید که حدود ۷۵ درصد آن از گاز طبیعی (عمدتاً از طریق اصلاح و بخش کوچک‌تری از طریق پیرولیز) و ۲۳ درصد آن از زغال‌سنگ (عمدتاً از طریق گازی‌سازی) تأمین می‌شود. از آنجایی که بخش اعظم این ظرفیت تولید موجود به خوراک‌های حاوی کربن متکی است و از سامانه‌های تسخیر، استفاده و ذخیره‌سازی کربن استفاده نمی‌کند، تولید هیدروژن فعلی با انتشار شدید کربن دی‌اکسید همراه است و سالانه منجر به انتشار ۸۳۰ میلیون تن دی‌اکسید کربن می‌شود. برای تولید اقتصادی هیدروژن بدون کربن در آینده، به مجموعه‌ای قوی از فناوری‌ها برای پاسخگویی به تقاضای انرژی جهانی در کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت (شکل ۴) نیاز خواهد بود [۲۴].

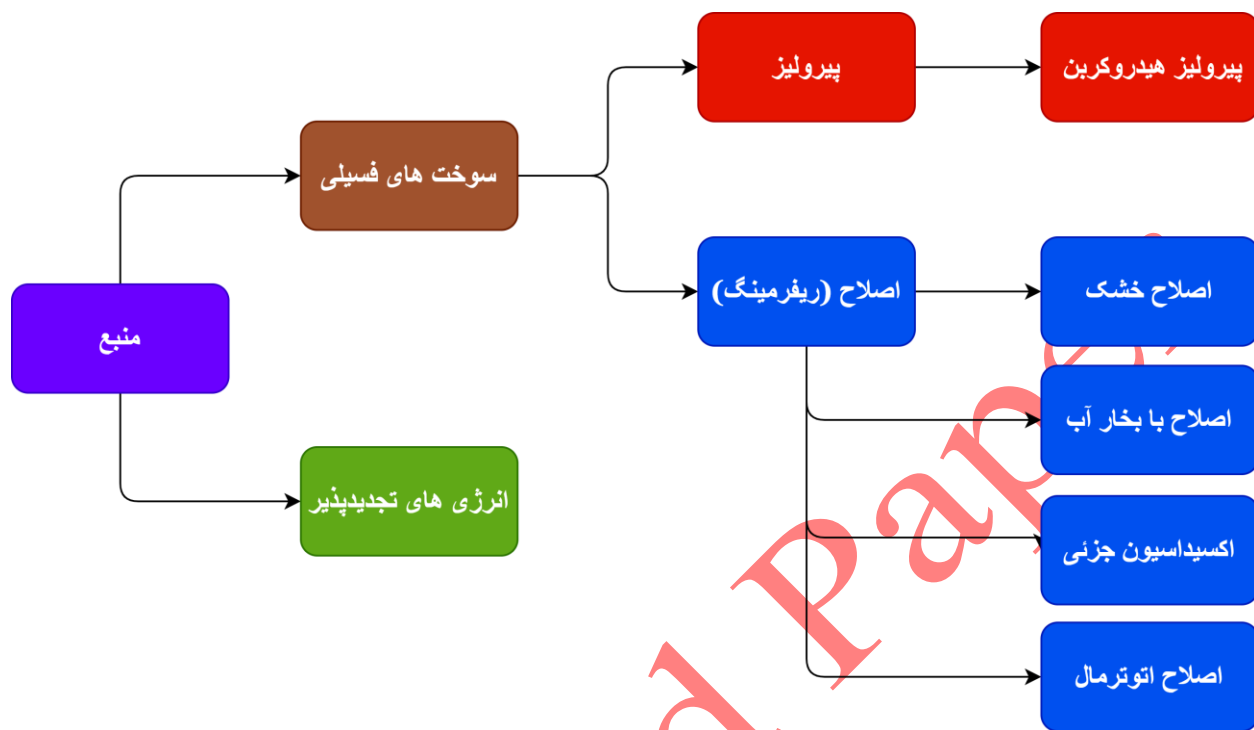


شکل ۴) تکنولوژی‌های تولید هیدروژن در کوتاه مدت تا بلندمدت

در شکل ۵ خلاصه‌ای از روش‌های رایج تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی نشان داده است که در ادامه به صورت مفصل به بررسی هر یک پرداخته می‌شود.

¹ Pyrolysis

² Hydrocarbon Reforming



شکل ۵) روش های تولید هیدروژن از سوخت های فسیلی

۳-۱ اصلاح هیدروکربن^۱

اصلاح (ریفرمینگ) هیدروکربن فرآیندی است که طی آن هیدروژن از طریق واکنش های اصلاح از سوخت هیدروکربنی تولید می شود. در حین اصلاح هیدروکربن از سایر اجزاء مانند بخار آب یا کربن دی اکسید به عنوان واکنش دهنده در فرآیندهای اصلاح استفاده می شود. هر دو واکنش اصلاح خشک (کربن دی اکسید) و بخار آب گرماگیر هستند، بنابراین برای پیشبرد فرآیند بایستی انرژی تأمین شود. اصلاح هیدروکربن ها با اکسیژن که به عنوان اکسیداسیون جزئی^۲ نیز شناخته می شود، یک واکنش گرمازا است. ترکیب بخار آب و واکنش های اکسیداسیون جزئی در یک سیستم، اصلاح اتوترمال نامیده می شود که در آن اصلاح بخار آب گرماگیر، گرما را از اکسیداسیون جزئی گرمازا دریافت می کند تا تولید هیدروژن را تسهیل کند [۲۵-۲۷].

الف) اصلاح خشک^۳

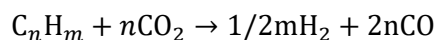
اصلاح خشک یا اصلاح کربن دی اکسید یک واکنش گرماگیر است که به دماهای عملیاتی بالا در محدوده ۹۰۰ تا ۱۲۷۵ درجه سانتیگراد نیاز دارد. بازده تبدیل کربن دی اکسید با افزایش دمای اصلاح افزایش می یابد. در این فرآیند شیمیایی، هیدروکربن و کربن دی اکسید با نسبت مولی هیدروژن/مونوکسید کربن مناسب به گاز سنتز تبدیل می شوند [۲۸ و ۲۹]. اصلاح خشک این مزیت را دارد که از کربن دی اکسید به عنوان واکنش دهنده استفاده می کند که باعث کاهش انتشار کربن دی اکسید می شود.

¹ Hydrocarbon Reforming

² Partial Oxidation

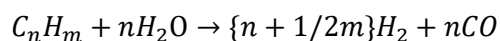
³ Dry Reforming

با این حال، بازده فرآیند آن نسبتاً کم است [۳۰]. واکنش شیمیایی کلی این فرآیند به صورت زیر است که مقادیر n و m به نوع هیدروکربن خوراک بستگی دارد.



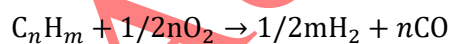
ب) اصلاح با بخار آب^۱

امروزه درصد بسیار بالایی از هیدروژن مصرفی در دنیا با استفاده از روش اصلاح بخار آب با متان تولید می شود. اصلاح بخار آب با متان حداقل دارای دو مرحله اساسی است: اصلاح با بخار آب و تغییر آب-گاز^۲ و به دنبال آن مرحله جداسازی نهایی. در این فرآیند، گازهای هیدروکربنی در حضور کاتالیزور به گاز سنتز تبدیل می شوند که عمدتاً از هیدروژن و مونوکسید کربن تشکیل شده است. سپس این گاز سنتز برای افزایش مقدار هیدروژن تحت واکنش تغییر آب-گاز (ذکر شده در پایین) قرار می گیرد. معمولاً خوراک حاوی گاز طبیعی و مخلوطی از هیدروکربن های سبک مانند پروپان، بوتان، اتان، پنتان و نفتای سبک و سنگین است. بنابراین، واکنش شیمیایی کلی به صورت زیر است که مقادیر n و m به نوع هیدروکربن خوراک بستگی دارد [۳۱].



ج) اکسیداسیون جزئی^۳

اکسیداسیون جزئی با احتراق هیدروکربن ها در هوا، هیدروژن تولید می کند. در اکسیداسیون جزئی، متان و سایر هیدروکربن های موجود در گاز طبیعی با مقدار محدودی از اکسیژن (معمولاً از هوا) واکنش می دهند که برای اکسیداسیون کامل هیدروکربن ها به دی اکسید کربن و آب کافی نیست. خوراک های سنگین تر مانند زغال سنگ و پسماندهای نفت سنگین^۴ برای تولید هیدروژن از طریق روش اکسیداسیون جزئی مناسب هستند. در یک فرآیند کاتالیزوری گرما از طریق احتراق کنترل شده تأمین می شود. فرآیندهای کاتالیزوری معمولاً در دمای حدود ۹۵۰ درجه سانتیگراد اتفاق می افتد در حالی که فرآیندهای غیرکاتالیزوری در دمای ۱۱۵۰ تا ۱۳۱۵ درجه سانتیگراد انجام می شوند [۳۲ و ۳۳]. واکنش شیمیایی کلی این فرآیند به صورت زیر است:



هر دو تکنیک اصلاح بخار آب با متان و اکسیداسیون جزئی یک گاز سنتز تولید می کنند که با بخار آب اضافی واکنش داده و جریانی از گاز با محتوای هیدروژن بالاتر را تولید می کند. استفاده از فناوری ترسیب کربن در فرآیندهای اصلاح بخار آب با متان می تواند تا ۹۰ درصد کاهش انتشار کربن را به همراه داشته باشد.

¹ Steam Reforming

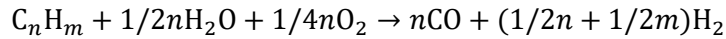
² Water Gas Shift

³ Partial oxidation

⁴ Heavy Oil Residues

د) تکنیک اصلاح اتوترمال^۱

اصلاح اتوترمال به فرآیندی اشاره دارد که در آن هیدروژن زمانی تولید می شود که واکنش های اکسیداسیون و اصلاح به طور همزمان اتفاق می افتد. اساساً گرمایی که از طریق فرآیند اکسیداسیون جزئی گرمازا تولید می شود، اصلاح گرماگیر بخار را تسهیل می کند [۳۴ و ۳۵]. واکنش شیمیایی کلی به صورت زیر می باشد:



۳-۲ پیرولیز هیدروکربن^۲

پیرولیز یک روش شناخته شده برای تولید هیدروژن است که در آن هیدروژن از تجزیه هیدروکربن ها به دست می آید. پیرولیز هیدروکربن ها زمانی رخ می دهد که هیدروکربن ها به عنوان ترکیبات حاوی هیدروژن تحت تجزیه حرارتی قرار می گیرند. این فرآیند، هیدروژن و کربن جامد (به عنوان محصول جانبی مهم) تولید می کند. با این حال، این فرآیند در مقایسه با فرآیندهای مرسوم اصلاح هیدروکربن بسیار کمتر توسعه یافته است. در واقع به دلیل ماهیت بسیار گرماگیر واکنش پیرولیز، فرآیندهای مبتنی بر پیرولیز به طور کلی پایدار تلقی نمی شوند مگر اینکه منبع انرژی کم کربن باشد [۳۶]. مطالعات نشان می دهد که این فرآیند به طور بالقوه می تواند کاملاً بدون انتشار دی اکسید کربن مورد استفاده قرار بگیرد اما به شرطی که بخش کوچکی از هیدروژن تولیدی به عنوان سوخت فرآیند استفاده شود. بنابراین، توسعه کاتالیزورهایی با پایداری بلندمدت و حداقل میزان انتشار گازهای گلخانه ای یکی از جنبه های اصلی بهبود پایداری فرآیند پیرولیز هیدروکربن است.

۴. ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن

انتخاب روش های ذخیره سازی هیدروژن بر اساس حجم ذخیره سازی، مدت زمان ذخیره، سرعت مورد نیاز برای تخلیه، در دسترس بودن جغرافیایی و هزینه گزینه های مختلف صورت می گیرد. در حال حاضر، در مقیاس کوچک، هیدروژن به صورت گاز یا مایع در مخازن برای کاربردهای ثابت یا سیار ذخیره می شود. اما برای جابجایی و ذخیره سازی مقادیر قابل توجه هیدروژن در مقیاس گیگاتن، که برای عملیات پیوسته در سطح ملی یا بین المللی ضروری است، مخازن تحت فشار یا مخازن مایع کافی نیستند و ذخیره سازی زیرزمینی ضروری است. جدول ۲ مقایسه ای از انواع مختلف روش های ذخیره سازی را ارائه می دهد. ذخیره سازی گاز طبیعی (متان) به مدت چند دهه انجام شده است و دانش به دست آمده از این فرآیند به راحتی قابل انتقال به ذخیره سازی هیدروژن است [۳۷]. مواد و تجهیزات مورد نیاز در چاه های دسترسی^۳، سر چاه^۴ و زیرساخت انتقال، تفاوت های اصلی بین ذخیره سازی هیدروژن و گاز طبیعی هستند [۳۷]. در مورد هیدروژن، تردی ناشی از نفوذ طولانی مدت

¹ Autothermal Reforming Technique

² Hydrocarbon Pyrolysis

³ Access Wells

⁴ Well Head

می تواند باعث شکستگی و به دنبال آن نشستی به ویژه در اجزای فولادی شود که استحکام و فشارهایی را که به طور ایمن به اجزای فلزی اعمال می شود، کاهش می دهد [۳۸].

جدول ۲) مقایسه انواع ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن [۳۹ و ۴۰]

نوع ذخیره سازی	میدان گازی تخلیه شده	آبخوان	گنبد نمکی	غار سنگی با پوشش
مطلوبیت برای ذخیره سازی	وابسته به محل (سایت)	وابسته به محل	زیاد	زیاد
نوع رایج عملیات	فصلی	فصلی	زمان اوج	زمان اوج
تعداد چرخه در سال	۲-۱	۲-۱	۱۰	۱۰
ظرفیت عملیاتی/کل گاز	۵۰٪-۶۰٪	۲۰٪-۵۰٪	۷۰٪	بیش از ۷۰٪
عمق	۲۷۰۰-۳۰۰ متر	۲۳۰۰-۴۰۰ متر	۱۸۰۰-۳۰۰ متر	۱۰۰۰ متر
فشار عملیاتی	۱،۵-۳۰ مگا پاسکال	۳-۳۰ مگا پاسکال	۲۰-۳،۵ مگا پاسکال	۲-۲۰ مگا پاسکال
هزینه توسعه (نسبی)	کم	کم	کم	بالا
هزینه عملیاتی (نسبی)	کم	کم	متوسط	متوسط
هزینه های کلیدی	زیرساخت چاه، گاز بالشتک، فشرده سازی	اکتشاف و تعیین زمین شناسی، زیرساخت چاه، گاز بالشتک، فشرده سازی	ایجاد غار، دفع آب شور، گاز بالشتک، فشرده سازی	انفجار غار، پوشش فولادی، گاز بالشتک، فشرده سازی
دسترسی جغرافیایی	بیشتر کشورها	بیشتر کشورها	محدود	مناطق دارای سنگ های آذرین و دگرگونی
فاکتور های کلیدی	شرایط عملیاتی، ترکیب سنگ و سیال، فعالیت باکتریایی	شرایط عملیاتی، ترکیب سنگ و سیال، فعالیت باکتریایی، درزبندی	گنبد های نمکی از نظر ساختاری برتر از ساختار های نمکی لایه لایه هستند	سنگ آذرین یا دگرگونی، قیمت پایین فولاد

تأثیرات گاز طبیعی	واکنش های	دقت زمانی تزریق و	سازگاری مواد
نیاز به تحقیق و توسعه	باقیمانده و واکنش	برداشت	پوشش با
های باکتریایی	درزبندی سنگ	هیدروژن	

۴-۱ غارهای نمکی

غارهای نمکی از دهه ۱۹۷۰ در انگلستان و از دهه ۱۹۸۰ در ایالات متحده برای ذخیره سازی هیدروژن خالص مورد استفاده قرار گرفته اند [۴۰]. این غارها همچنین به گاز بالشتک^۱ به منظور حفظ فشار نیاز دارند (این گاز، گاز بی اثر مانند نیتروژن یا دی اکسید کربن است که در ابتدا در غار قرار داده می شود). به طور معمول، حدود ۳۰ درصد از کل ظرفیت شامل گاز بالشتک است. غارهای نمکی از نرخ تزریق و برداشت کافی برای انجام تا ۱۰ چرخه تزریق و برداشت در سال برخوردار هستند، اما ظرفیت آن ها اغلب کمتر از مخازن گاز طبیعی است که آن ها را برای تأسیسات ذخیره سازی برای زمان اوج مصرف ایده آل می کند. نمک اطراف غار دارای تخلخل و نفوذپذیری پایینی است که از نشت سیال جلوگیری می کند، در حالی که خود نمک نرم و انعطاف پذیر است که از ایجاد شکستگی به عنوان مسیرهای احتمالی فرار هیدروژن جلوگیری می کند [۴۱ و ۴۲]. سایر ویژگی های مطلوب شامل خنثی بودن شیمیایی نسبت به هیدروژن [۴۰]، هدایت حرارتی خوب و جلوگیری از مصرف هیدروژن توسط میکروب ها به دلیل محتوای بالای نمک و آب محدود در دسترس می باشد [۴۳ و ۴۴]. این خواص پایداری و امنیت بلندمدت ذخیره سازی هیدروژن را تضمین می کند. به طور خلاصه، دیواره های غارهای نمکی اساساً برای این گاز غیرقابل نفوذ هستند [۴۵].

مرحله های اصلی ایجاد غارهای نمکی عبارتند از: انحلال^۲، زدایش آب نمک^۳ و پر کردن^۴. فرآیند انحلال در وهله اول، با پمپاژ آب (گردش مستقیم یا غیرمستقیم) به درون سازند نمک از طریق یک چاه دسترسی، باعث ایجاد غار می شود. نمک به آرامی حل شده و آب نمک تولید شده استخراج و سپس مورد استفاده یا دفع قرار می گیرد. انتقال و دفع آب نمک، دشوارترین مرحله در توسعه غارهای نمکی است که به این منظور روش های ساختار دو چاه نیز پیشنهاد شده است [۴۶]. پس از این مرحله، فرآیند زدایش آب نمک آغاز می شود. آب نمک با تزریق گاز بالشتک به داخل غار جابجا می شود. گاز از طریق لوله بیرونی تزریق می شود در حالی که آب نمک از طریق لوله داخلی انحلال استخراج می شود. شکل ۶ شماتیکی از ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در غارهای نمکی را نشان می دهد که دو پیکربندی احتمالی برای شکل گیری آن ها را نشان می دهد. در روش گردش مستقیم، هیدروژن به حفره های پایینی تزریق می شود. این فرآیند باعث ایجاد فشار در پایین حفره ها و در نتیجه انبساط بیشتر در نواحی پایینی می گردد. مزایای این روش شامل سادگی فرآیند و نیاز کمتر به انرژی برای تزریق هیدروژن است. با این حال، این روش باید با احتیاط انجام شود تا از ایجاد فشار بیش از حد و آسیب به ساختار غار جلوگیری شود. در گردش معکوس، مایع (آب نمک) از حفره های بالایی استخراج می شود تا فضایی برای تزریق هیدروژن ایجاد شود. این روش به طور خاص به مدیریت فشار در داخل غار کمک می کند و باعث انبساط بیشتر در حفره های بالایی می گردد. با کنترل دقیق دینامیک سیال

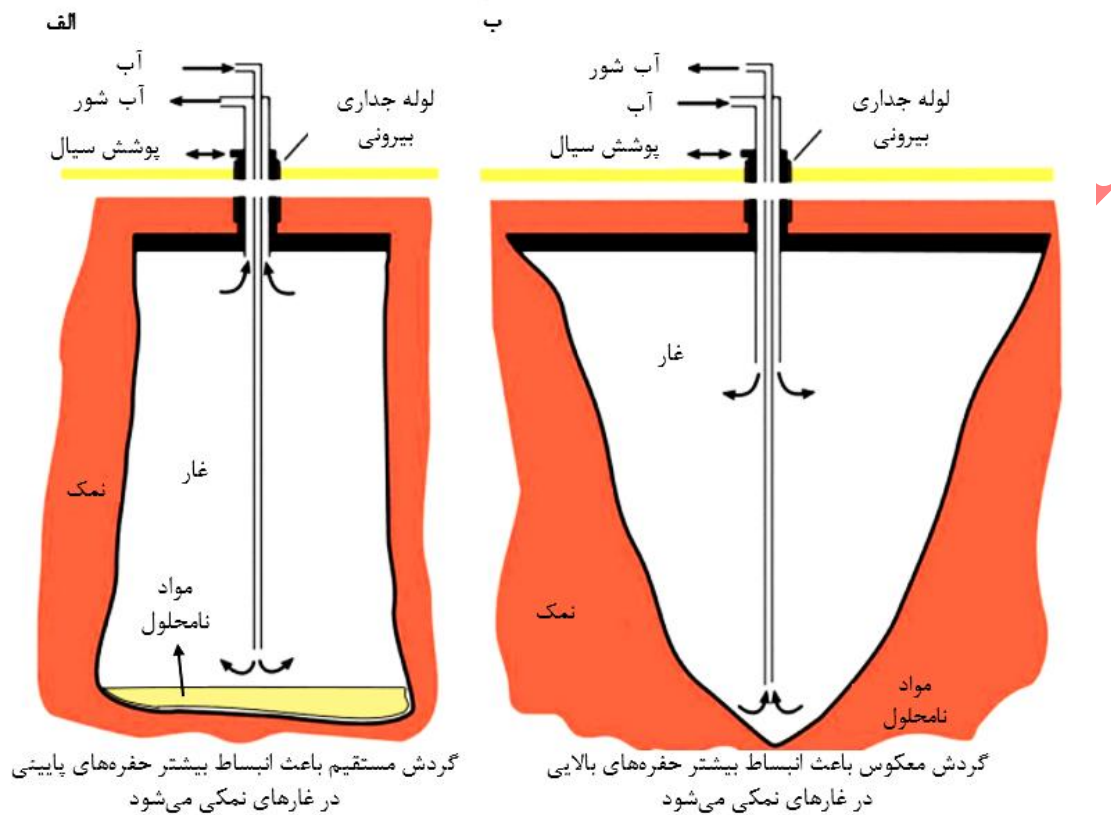
¹ Cushion Gas

² Leaching

³ Debrining

⁴ Filling

در این روش، می‌توان از آسیب به ساختار غار جلوگیری کرد و کارایی ذخیره سازی هیدروژن را بهینه‌سازی کرد. با این حال، فرآیند استخراج مایع می‌تواند پیچیده‌تر و انرژی‌برتر باشد.



شکل ۶ شماتیکی از ذخیره سازی زیر زمینی هیدروژن در غارهای نمکی با دو پیکربندی برای ایجاد و بزرگ کردن غار [۴۷]

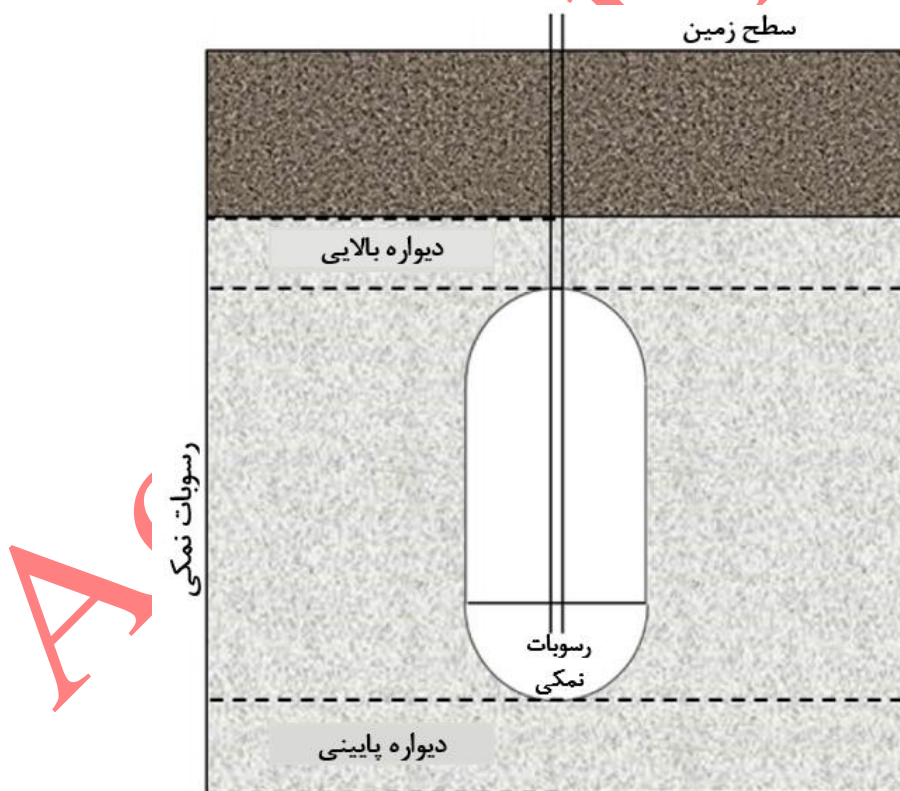
طراحی یک غار نمکی به خواص ذخایر نمک بستگی دارد [۴۸]. برای حفظ عملکرد پایدار و ایمن آن باید به تعدادی از عوامل توجه شود. ضخامت لایه های نمکی در دیواره بالایی^۱ (لایه نمکی بالای غار) و دیواره پایینی^۲ (لایه نمکی زیر غار) باید برای اطمینان از ایمنی ژئومکانیکی غار در نظر گرفته شود (شکل ۷). معمولاً حداقل ضخامت (بحرانی) این لایه ها برای عملکرد ایمن، به عنوان تابعی از قطر غار و فشار طبقات فوقانی در نظر گرفته می شود [۳۸]. به دلیل نگرانی های مربوط به ایمنی ژئوتکنیکی، حداکثر و حداقل فشار عملیاتی گاز بین ۲۴ تا ۸۰ درصد فشار طبقات فوقانی محدود می شود. این فشارها بر اساس تجربه ذخیره سازی گاز طبیعی تعیین می شوند [۳۸]. در حالی که غارهای نمکی به دلیل دهه ها عملکرد موفق و امنیت ذخیره سازی نوعی امیدوارکننده برای ذخیره سازی هیدروژن به شمار می روند، در دسترس بودن آن ها از نظر جغرافیایی محدود است. علاوه بر این، تجمع آب نمک در کف غار باعث افزایش رطوبت در هیدروژن ذخیره شده می شود که نیازمند خشک کردن گاز در زمان خروج از طریق یک سیستم خشک کن سطحی است [۴۹]. در حال حاضر، تنها تعداد محدودی مکان برای ذخیره سازی هیدروژن در غارهای نمکی در انگلستان و ایالات متحده وجود دارد (جدول ۳). ذخیره سازی هیدروژن

¹ Hanging Wall

² Foot Wall

در غارهای نمکی بیضی شکل در عمق ۳۵۰ تا ۴۵۰ متری و با حجم کل تا ۲۱۰ هزار متر مکعب از دهه ۱۹۷۰ در تیساید^۱ انگلستان عملیاتی شده است. غارهای نمکی گنبد کلمنز^۲ و ماس بلاف^۳ در ایالات متحده در گنبدهای نمکی و در عمق ۸۰۰ متری (بالای غار) ساخته شده اند و حجم آن ها تقریباً ۵۸۰ هزار متر مکعب است. گنبد کلمنز و ماس بلاف به ترتیب از سال ۱۹۸۳ و ۲۰۰۷ فعالیت خود را آغاز کرده اند و نشان می دهند که ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن از نظر فنی گزینه ای امکان پذیر است [۵۰].

اخیراً، مطالعات مختلف پتانسیل ذخیره سازی هیدروژن در غارهای نمکی را از زوایای مختلف مورد بررسی قرار داده اند، از تجزیه و تحلیل خواص ترمومکانیکی غار [۵۱] تا شناسایی مکان های بهینه منطقه ای [۵۲ و ۵۳] و ارزیابی عملکرد مالی و زیست محیطی ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن و گاز طبیعی [۴۱]. با این حال در همه موارد مقیاس ذخیره سازی با حداکثر حجم ۱۰^۸ متر مکعب در شرایط سطحی (جرمی در حدود ۱۰ کیلو تن) گزارش شده است که بسیار کمتر از مقیاس گیگاتنی است که برای عملیات جهانی مورد نیاز است. به عبارتی یا به هزاران غار نمکی نیاز است که دستیابی به آن ها در سراسر جهان ممکن است چالش برانگیز باشد و یا به مکان هایی با حجم ذخیره سازی بیشتر، یعنی سازندهای متخلخل زیرسطحی نیاز است.



شکل ۷) شماتیک ساده سازی شده یک غار نمکی [۳۸]

¹ Teesside

² Clemens Dome

³ Moss Bluff

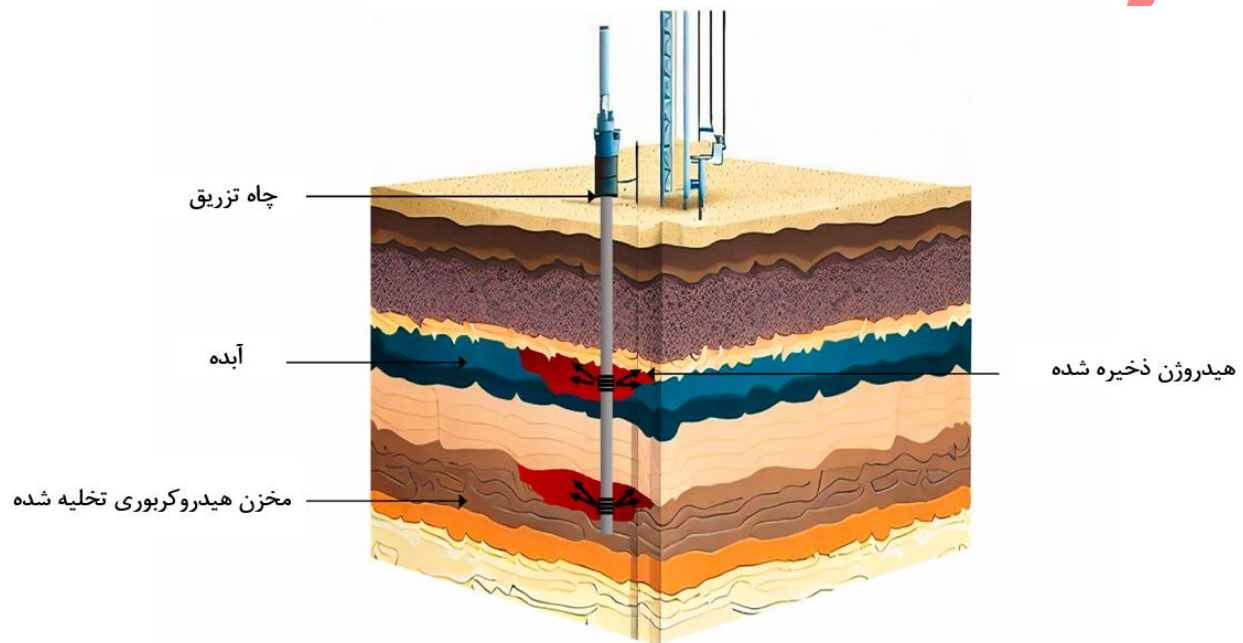
جدول ۳) فهرست پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن [۵۴ و ۲۱]

کشور	نام پروژه	سیال ذخیره سازی	حجم ذخیره سازی (۱۰۰۰ متر مکعب)	نوع ذخیره سازی	وضعیت
آرژانتین	Hychico-diadema	هیدروژن و کربن دی اکسید	۴۹۵۰۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه ریزی شده
اتریش	RAG-Sun Storage	هیدروژن و گاز طبیعی	۶۰۰۰۰۰۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه ریزی شده
جمهوری چک	RWE-Lobodice	هیدروژن و گاز طبیعی	۱۰۰۰۰۰	آبخوان	موفق
آمریکا	Spindletop	هیدروژن	۹۰۶	گنبد نمکی	موفق
آمریکا	Clemens Dome	هیدروژن	۵۸۰	گنبد نمکی	موفق
آمریکا	Moss Bluff	هیدروژن	۵۸۰	گنبد نمکی	موفق
انگلستان	Aldbrough	هیدروژن و گاز طبیعی	۳۳۰۰۰۰	گنبد نمکی	برنامه ریزی شده
انگلستان	Teesside	هیدروژن	۲۱۰	گنبد نمکی	موفق
هلند	LSES	هیدروژن	۷۵۰۰۰۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه ریزی شده
ایرلند	Green Hydrogen	هیدروژن	۹۹۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه ریزی شده
آلمان	HyCAVmobil	هیدروژن	۵۰۰	گنبد نمکی	موفق
فرانسه	Beynes	هیدروژن و گاز طبیعی	۳۳۰۰۰۰	آبخوان	موفق
دانمارک	GHH	هیدروژن	۶۶	گنبد نمکی	برنامه ریزی شده

۲-۴ میادین گازی تخلیه شده

تا به امروز، مخازن تخلیه شده رایج ترین محل ذخیره سازی برای گاز طبیعی هستند. مخازن گاز طبیعی تخلیه شده از سنگ های رسوبی متخلخل و نفوذپذیر تشکیل شده اند که در زیر یک پوش سنگ غیرقابل نفوذ قرار گرفته اند. ممکن است

چندین چاه در سراسر مخزن وجود داشته باشد که اغلب از زمانی که برای تولید گاز استفاده می شده باقی مانده است و گاهی اوقات برای بهبود عملیات ذخیره سازی به صورت استراتژیک حفر می شوند [۱۸]. شکل ۸ شماتیکی از یک مخزن هیدروکربنی تخلیه شده است که ساختار متخلخل سنگ را نیز نشان می دهد که می تواند گزینه مناسبی برای ذخیره سازی هیدروژن باشد. همچنین می توان ذخیره سازی در یک میدان نفتی تخلیه شده را در نظر گرفت، جایی که همان ملاحظات مورد بحث در ادامه وجود دارد.



شکل ۸) یک مخزن تخلیه شده هیدروکربنی که می تواند گزینه مناسبی برای ذخیره سازی هیدروژن باشد [۵۵]

مخازن گاز طبیعی باید بتوانند برای ذخیره سازی هیدروژن عمل کنند، زیرا آن ها توانایی خود را برای ذخیره گاز به مدت میلیون ها سال نشان داده اند [۱۹]. یک ویژگی مهم هیدروژن که با گاز طبیعی متفاوت است، واکنش پذیری آن هم از نظر شیمیایی و هم از طریق اثر باکتریایی می باشد [۵۶]. مخلوطی از گاز طبیعی و هیدروژن نسبت به هیدروژن خالص احتمال کمتری برای واکنش با مواد معدنی دارد و می تواند با زیرساخت های موجود مورد استفاده قرار گیرد [۵۷]. میزان هیدروژن قابل افزودن قبل از نیاز به اجزای جدید فولادی با درجه بالاتر باید به صورت موردی ارزیابی شود [۴۰]. همانطور که قبلا ذکر شد، ملاحظه اصلی تردی هیدروژنی احتمالی لوله های فولادی و سایر تجهیزات است. هیدروژن در مقایسه با گاز طبیعی، قابلیت تراکم پذیری و نفوذ بالاتری دارد و همچنین دارای ویسکوزیته پایین تری است. این بدان معنی است که مهار آن دشوارتر است و با سایر گازهای موجود در زیر سطح زمین سریعتر مخلوط می شود. شبیه سازی های کامپیوتری نشان داده اند که نفوذ هیدروژن از طریق پوش سنگ (لایه غیرقابل نفوذ بالای مخزن) ناچیز است و محتمل ترین روش فرار آن (در صورت وجود) از

طریق چاه ها خواهد بود، همانطور که در مورد تمام انواع ذخیره سازی گاز زیرزمینی اتفاق می افتد [۴۰]. با این حال، اختلاط^۱ و فعالیت باکتریایی که در ادامه توضیح داده می شود، نگرانی های قابل توجهی هستند.

مخازن گازی تخلیه شده در مقایسه با ذخیره سازی هیدروژن در آبخوان ها مزایای بیشتری دارند؛ زیرا گاز باقی مانده در این مخازن می تواند به عنوان گاز بالشتک استفاده شود. برای حفظ فشار و جلوگیری از به دام افتادن هیدروژن توسط نفوذ آب از آبخوان، به ۵۰ تا ۶۰ درصد گاز بالشتک نیاز است. درصد دقیق بسته به ساختار و نرخ تزریق و برداشت مورد نظر متفاوت است [۳۹] اما به طور کلی از ۳۰ درصد مورد نیاز در غارهای نمکی بالاتر است. فشار و عمق عملیاتی بسته به ساختار مخزن بسیار متفاوت است (با فشارهایی در محدوده ۱٫۵ تا ۳۰ مگاپاسکال و عمق ۳۰۰ تا ۲۷۰۰ متر که در جدول ۲ نشان داده شده است). تبدیل یک میدان گازی تخلیه شده به مخزن ذخیره سازی، بسته به ویژگی های میدان و میزان آزمایش های مورد نیاز برای تعیین مناسب بودن آن، معمولاً ۳ تا ۱۰ سال طول می کشد [۴۰]. برخلاف غارهای نمکی، نرخ تزریق و برداشت در سازندهای سنگی متخلخل توسط نفوذپذیری سنگ محدود می شود (معمولاً یک چرخه در سال). آن ها بیشتر برای ذخیره سازی فصلی گاز طبیعی با حجم زیاد استفاده می شوند، اگرچه نمونه هایی از استفاده آن ها برای ذخیره سازی کوتاه مدت نیز وجود دارد [۳۹]. میدان های گازی تخلیه شده برای ذخیره سازی هیدروژن مزایای زیادی دارند. این مخازن نسبت به غارهای های نمکی حجم بیشتری داشته و نیازی به ساخت مصنوعی ندارند. همچنین خصوصیات زمین شناسی آن ها به دلیل بهره برداری قبلی برای استخراج گاز طبیعی به خوبی شناخته شده است. در مقایسه با توسعه غارهای نمکی جدید، میدان های گازی از زیرساخت مناسب گاز طبیعی برخوردار هستند که برخی از آن ها را می توان به طور بالقوه برای هیدروژن بازسازی^۲ یا تغییر کاربری داد [۳۹]. علاوه بر این، میدان های گازی نسبت به حفره های نمکی پراکندگی بیشتری دارند [۴۳].

تاکنون هیدروژن خالص در میدان های گازی تخلیه شده ذخیره سازی نشده است؛ با این حال، همانطور که در جدول ۳ نشان داده شده است، تجربه هایی در زمینه ذخیره سازی مخلوط هیدروژن و گاز طبیعی وجود دارد. پروژه ذخیره سازی زیرزمینی سان^۳، یک پروژه پایلوت که توسط شرکت رگ^۴ اتریش از سال ۲۰۱۴ تا ۲۰۲۱ در حوضه مولاس^۵ انجام شد، به آزمایش ذخیره سازی مخلوطی از ۱۰ درصد هیدروژن و ۹۰ درصد متان در یک میدان گازی تخلیه شده پرداخت. این میدان ویژگی های منحصر به فردی دارد زیرا همگن است، توسط لایه های شیل به طور مطلوب غیر قابل نفوذ شده و ارتباطی با آبخوان ندارد که آن را به مکانی امیدوارکننده برای یک پروژه آزمایشی تبدیل می کند. لایه مخزن دارای ضخامتی در حدود ۸۰۰ متر، تخلخل ۲۲ درصد، اشباع آب کاهش نیافتنی ۲۲ درصد و دمای ۴۰ درجه سانتیگراد است [۵۸]. برخی از اپراتورهای ذخیره سازی در حال برنامه ریزی برای بررسی طیف وسیعی از مخلوط های هیدروژن و متان تا ذخیره سازی هیدروژن خالص

¹ Mixing

² Retrofitted

³ Sun

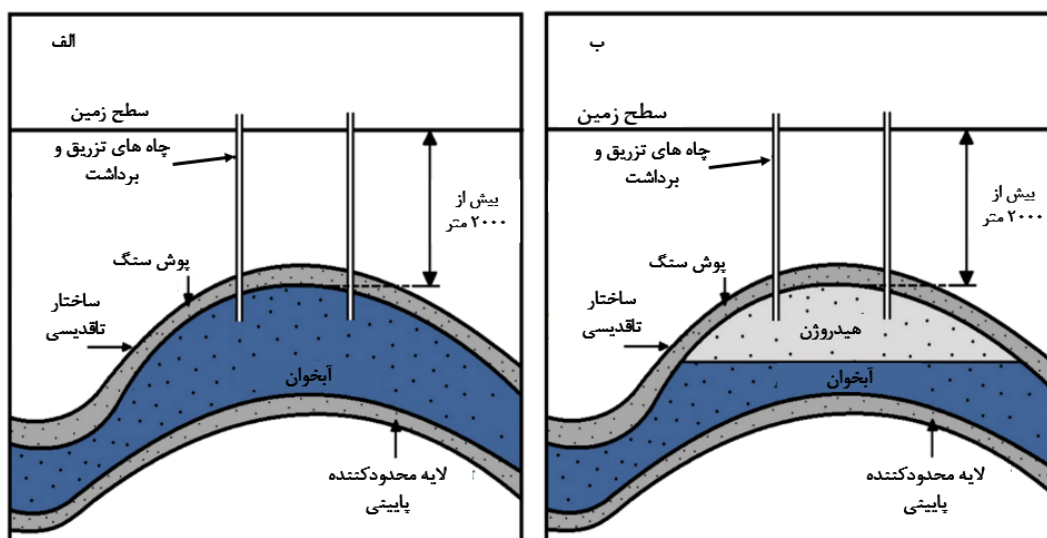
⁴ RAG

⁵ Molasse Basin

در مجموعه ای از آزمایش های میدانی هستند [۴۰]. انتظار می رود اولین پروژه عملیاتی ذخیره سازی هیدروژن خالص در یک میدان گازی تخلیه شده در سال ۲۰۳۰ توسط شرکت رگ اتریش راه اندازی شود [۵۹].

۳-۴ ذخیره سازی در آبخوان ها

پس از مخازن تخلیه شده، آبخوان ها رایج ترین نوع محل ذخیره سازی برای گاز طبیعی هستند. آبخوان ها مانند مخازن گازی، متخلخل و نفوذپذیر هستند؛ با این حال، به جای گاز طبیعی، آب را در خود جای داده اند. برخلاف میدان های گازی تخلیه شده که به دلیل پر شدن اولیه با گاز، به عنوان تله های قابل اطمینانی شناخته می شوند، برای تضمین یکپارچگی پوش سنگ در آبخوان ها نیاز به بررسی های زمین شناسی است. توسعه آبخوان ها به طور معمول زمان مشابهی با توسعه میدان های گازی تخلیه شده به همراه زمان اضافی برای مطالعات زمین شناسی در هنگام ایجاد مخزن جدید، نیاز دارد [۴۳ و ۴۴]. آبخوان ها با تزریق گاز بالشتک و به دنبال آن هیدروژن از طریق یک یا چند چاه که به طور استراتژیک حفر شده اند، با جابجایی آب، توسعه می یابند. بسته به ساختار آبخوان و موقعیت چاه ها، گاهی اوقات می توان از آب جابجا شده به جای گاز بالشتک استفاده کرد و با تخلیه شدن گاز، منافذ دوباره پر شوند و فشار حفظ شود، اما استفاده از گاز بالشتک اغلب مطلوب تر است زیرا به حفظ فشار کمک می کند و اکنون گاز بالشتک و نه گاز ذخیره سازی شده توسط آب به دام افتاده است [۱۹ و ۴۰]. شکل ۹، ساختار یک آبخوان را قبل و بعد از انجام ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن نشان می دهد. در مقایسه با مخازن تخلیه شده، به طور معمول برای جلوگیری از به دام افتادن گاز، به گاز بالشتک بیشتری (تا ۸۰ درصد حجم ذخیره سازی) نیاز است. اگرچه مقدار دقیق مورد نیاز به ساختار زمین شناسی، محل چاه ها و نیازهای عملیاتی بستگی دارد. فشار عملیاتی آبخوان ها از ۳ تا ۳۰ مگاپاسکال و عمق آن ها از ۴۰۰ تا ۲۳۰۰ متر متغیر است (جدول ۲). در مقایسه با غارهای نمکی، آبخوان ها حجم بیشتری دارند (معمولاً برای ذخیره سازی فصلی با حجم زیاد استفاده می شوند) و نرخ تزریق و برداشت در آبخوان ها، مانند میدان های هیدروکربنی تخلیه شده، توسط نفوذپذیری سنگ (معمولاً یک چرخه در سال) محدود می شود [۶۰].



شکل ۹) شماتیک ساختار آبخوان (الف) قبل از و (ب) پس از ذخیره سازی هیدروژن [۴۷]

موفقیت در ذخیره سازی هیدروژن در مخازن هیدروکربنی تخلیه شده نشان می‌دهد که این کار در آبخوان ها نیز قابل انجام است، زیرا در هر دو مورد ذخیره سازی در سنگ‌های متخلخل صورت می‌گیرد. همانند مخازن گازی تخلیه شده، برای ذخیره سازی هیدروژن در آبخوان ها نیز بایستی واکنش‌های ژئوشیمیایی و میکروبی مورد مطالعه قرار گیرند. آب یک ناخالصی رایج در گازی است که در سفره آب زیرزمینی ذخیره می‌شود، بنابراین زیرساخت های خشک کردن گاز جزء مهمی از فرآیند تصفیه گاز است. سفره های آب زیرزمینی توسعه نیافته زیرساخت چاه ندارند، بنابراین تمام اجزای سطحی و زیرسطحی باید خریداری و نصب شوند. زیرساخت چاه، مطالعات زمین‌شناسی و گاز بالشتک هزینه‌های سرمایه‌گذاری اضافی هستند که باعث می‌شوند توسعه سفره های آب زیرزمینی نسبت به مخازن گازی تخلیه شده پرهزینه‌تر باشد. با این حال، از آنجایی که در سفره های آب زیرزمینی نیازی به ایجاد فضای ذخیره سازی نیست، توسعهی آنها اغلب ارزان‌تر از غارهای نمکی یا غارهای سنگی با پوشش^۱ است [۳۹]. سفره های آب زیرزمینی متخلخل بسیار گسترده هستند و در سراسر جهان در دسترس‌اند. با این حال، مشخص نیست چه بخش‌هایی از این سفره های آب زیرزمینی برای ذخیره سازی هیدروژن مناسب هستند [۱۹]. در حال حاضر، ذخیره سازی خالص هیدروژن در آبخوان ها با موفقیت انجام نشده است. در منطقه پینس^۲ فرانسه، شرکت گاز فرانسه^۳ بین سال های ۱۹۵۶ تا ۱۹۷۲، گازی حاوی ۵۰ درصد هیدروژن را در یک سفره آب شور با ظرفیت $3,85 \times 10^8$ مترمکعب ذخیره سازی کرد. این گاز از فرآیند کک سازی زغال سنگ و فولاد در شرق فرانسه به دست آمده بود. هدف از این کار، تنظیم نوسانات تولید و تقاضای گاز بود. با این حال، فعالیت شدید باکتریایی و در نتیجه تغییر ماهیت گاز مشاهده شد [۶۱]. همانند میدان های گازی تخلیه شده، برنامه هایی برای مطالعه مخلوط هیدروژن و متان، از جمله ذخیره سازی هیدروژن خالص در آبخوان ها وجود دارد [۶۲] که به این منظور پروژه هیدروژن لاک^۴ فرانسه و اسپانیا برای استفاده از یک سفره آبخوان برای ذخیره سازی هیدروژن طراحی شده است و انتظار می رود تا سال ۲۰۲۶ عملیاتی شود.

۴-۴ غارهای سنگی با پوشش

غارهای سنگی با پوشش جدیدترین فناوری در میان چهار فناوری اصلی ذخیره سازی زیرزمینی هستند و تاکنون تنها یک تأسیسات عملیاتی برای ذخیره سازی گاز طبیعی در سوئد از این فناوری استفاده می‌کند. مانند غارهای نمکی، غارهای سنگی با پوشش (شکل ۱۰) نیز ساختارهای مصنوعی هستند که در سنگ‌های دگرگونی یا آذرین ایجاد می‌شوند. این غارها با یک لایه بتن پوشانده می‌شوند تا دیوارهای صافی ایجاد کنند و سپس با فولاد یا پلاستیک پوشش داده می‌شوند. به دلیل ساخت دقیق و پوشش مناسب، غارهای سنگی سخت هیچ ریسکی از لحاظ ناخالصی ندارند و می‌توانند در فشارهای بالاتر نسبت به سایر ساختارها کار کنند. همچنین می‌توانند چندین چرخه تزریق و برداشت در سال را تجربه کنند که آن‌ها را برای تأمین سریع تقاضای اوج مصرف مناسب می‌کند. علاوه بر این، غارهای سنگی با پوشش به گاز بالشتک نسبتاً کمی نیاز دارند.

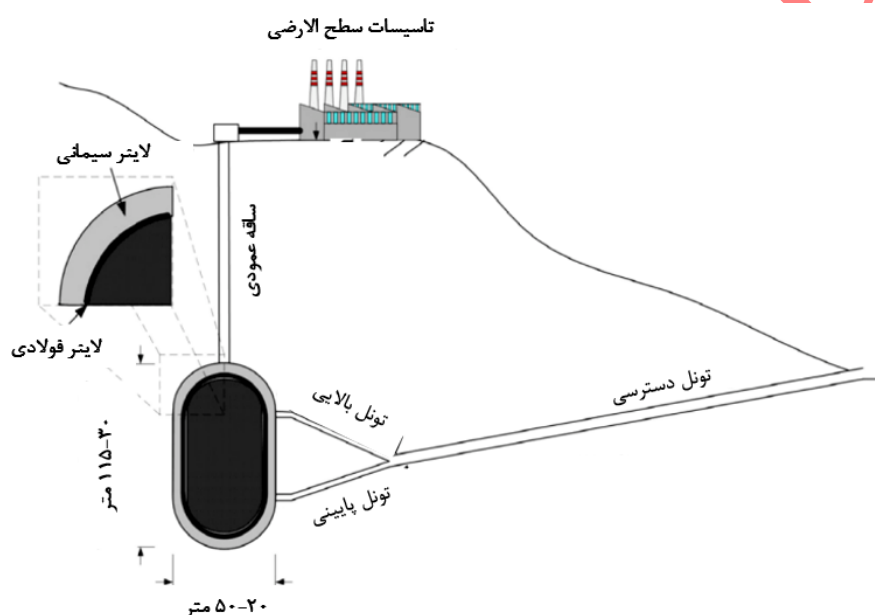
¹ Lined Rock Caverns

² Beyens

³ Gaz de France

⁴ Lacq

تاکنون هیدروژن در غارهای سنگی ذخیره سازی نشده است، اما شرکت‌های اس اس ای بی^۱، ال کی ای بی^۲ و وتن^۳ در حال آماده‌سازی سایتی برای این منظور به عنوان بخشی از پروژه فولاد سبز هایبریت^۴ هستند [۶۳]. با توجه به هزینه بالای ساخت، غارهای سنگی احتمالاً در مناطقی که گزینه‌های ذخیره سازی دیگری وجود ندارد، استفاده خواهند شد. یکی از نگرانی‌های بالقوه در مورد غارهای با پوشش فولادی، ترد شدن فولاد در اثر قرار گرفتن طولانی مدت در معرض هیدروژن است. این موضوع به معنای نیاز به استفاده از نوع فولاد با کیفیت بالاتر یا نوع دیگری از پوشش، مانند پلاستیک است [۴۰]. ظرفیت ذخیره سازی غارهای سنگی با پوشش محدود است و به تنهایی نمی‌توانند مقیاس گیگاتنی ذخیره سازی مورد نیاز در اقتصاد جهانی انرژی هیدروژن را تأمین کنند.



شکل ۱۰) شماتیک استفاده از غارهای سنگی با پوشش برای ذخیره سازی هیدروژن [۶۴]

۵. خواص سیال در ذخیره سازی هیدروژن

هیدروژن در سال ۱۷۶۶ توسط دانشمند انگلیسی هنری کاوندیش^۵ کشف شد. او هیدروژن را به عنوان "هوای قابل اشتعال از فلزات" توصیف کرد و ثابت کرد که این ماده (از طریق واکنش‌ها و چگالی‌اش) بدون توجه به اینکه از چه فلزی و چه اسیدی برای تولید آن استفاده شده است، یکسان است [۶۵]. در فشارهای پایین، رفتار هیدروژن را می‌توان با قانون گاز ایده‌آل پیش‌بینی کرد اما در فشارهای بالا معادلات حالت پیچیده‌تری مورد نیاز است. گاز هیدروژن دارای رسانایی حرارتی خوبی است که با فشار و دما افزایش می‌یابد. حلالیت هیدروژن و اثر آن بر پی اچ آب نمک به دلیل ماهیت غیرقطبی آن کم است. همچنین

¹ SSAB

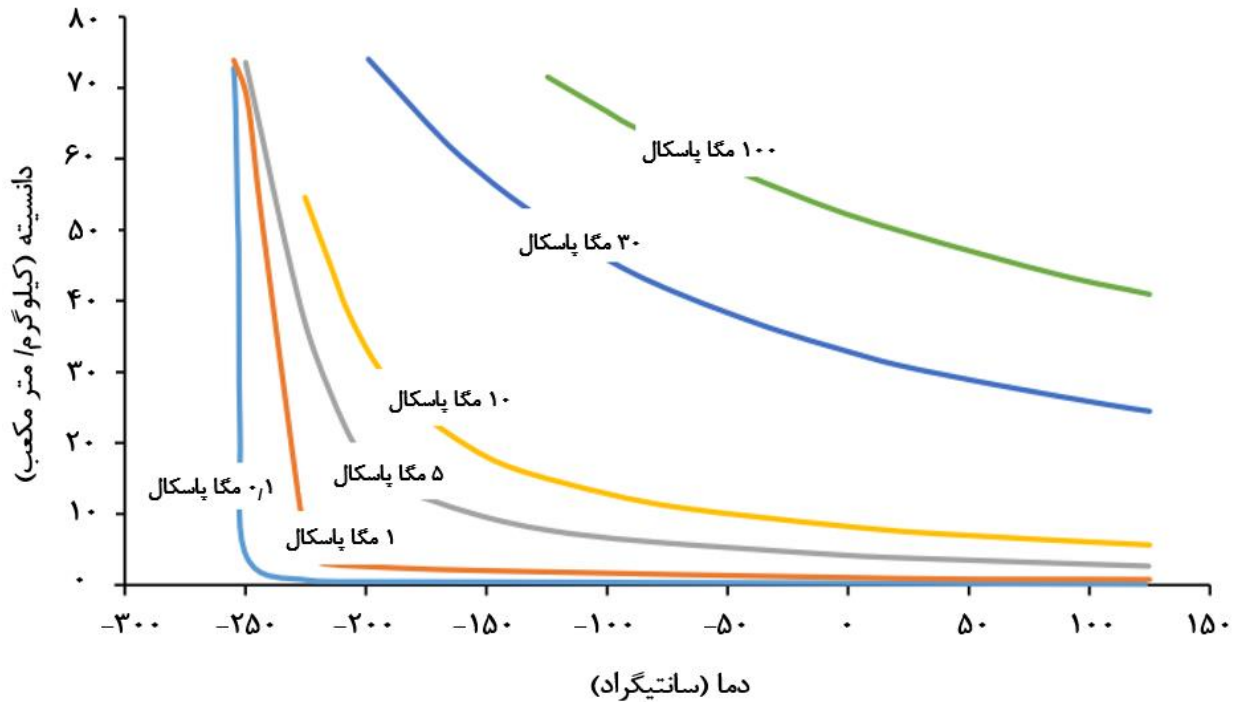
² LKAB

³ Vatten

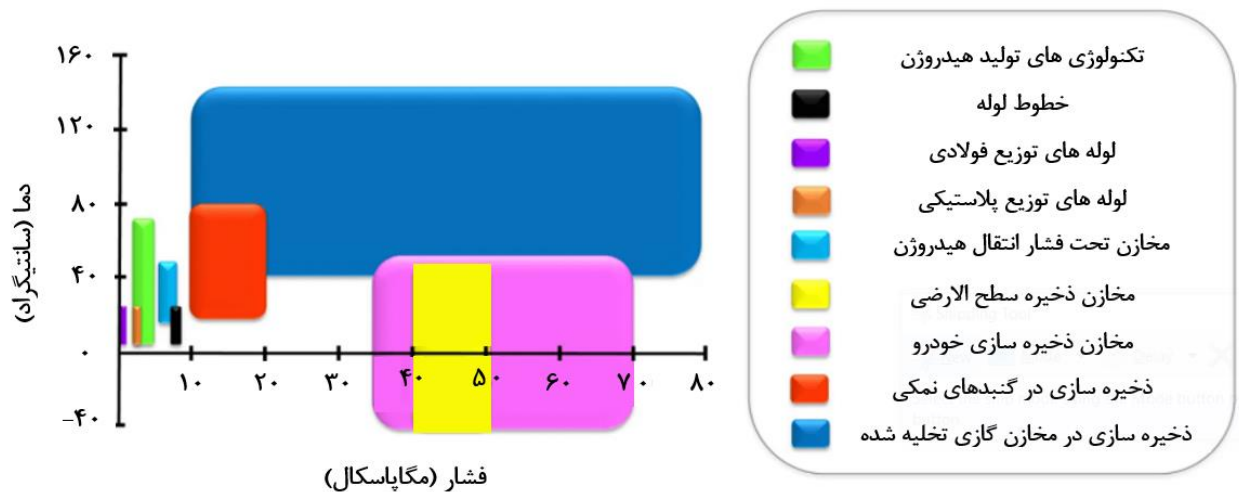
⁴ HYBRIT

⁵ Henry Cavendish

هیدروژن نسبت به سایر گازها ویسکوزیته پایینی دارد. شکل ۱۱ چگالی هیدروژن را به عنوان تابعی از دما در فشارهای مختلف نشان می دهد. ذخیره سازی زیرزمینی عموماً در محدوده فشاری ۵ تا ۳۰ مگاپاسکال و دمایی بین ۳۰ تا ۱۳۰ درجه سانتیگراد انجام می شود. به عنوان مرجع، شکل ۱۲ شرایط انواع مختلف ذخیره سازی پیشنهادی در بریتانیا را نشان می دهد.



شکل (۱۱) چگالی هیدروژن در دماها و فشارهای مختلف [۶۶]



شکل (۱۲) میانگین فشار و دمای مجاز هیدروژن برای عملکرد ایمن و موثر در بریتانیا [۶۷]

جدول ۴ برای مقایسه برخی از خواص هیدروژن، متان و دی اکسید کربن را نشان می‌دهد که مربوط به ذخیره سازی زیرسطحی است. مهمترین ویژگی این است که هیدروژن بر حسب جرم، گرمای احتراق بالاتری نسبت به متان دارد. با وجود اینکه بسیاری از خواص هیدروژن شناخته شده است، برخلاف متان و دی اکسید کربن این ماده در شرایط ذخیره سازی زیرسطحی به طور گسترده مورد مطالعه قرار نگرفته است و فعل و انفعالات بین هیدروژن و سایر گازها، آب شور مخزن و سنگ میزبان^۱ شناخته شده نیست.

جدول ۴) خواص هیدروژن خالص، دی اکسید کربن و متان مرتبط با ذخیره سازی زیرسطحی [۲۱ و ۶۸]

خواص	واحد	هیدروژن	متان	دی اکسید کربن
وزن مولکولی	گرم/مول	۲،۰۱۶	۱۶،۰۴۳	۴۴،۰۰۹۵
دانسیته	کیلوگرم/مترمکعب	۰/۰۸۲	۰،۰۶۵۷	۱،۷۹۵
گرمای احتراق	کیلوژول/مول	۲۸۶	۸۹۰	-
ویسکوزیته	پاسکال ثانیه	$۰،۸۹ \times ۱۰^{-۵}$	$۱،۱ \times ۱۰^{-۵}$	$۸،۳۶ \times ۱۰^{-۶}$
ظرفیت حرارتی ویژه	کیلوژول/کیلوگرم.کلوین	۱۴،۰۵	۲،۱۶۵	۰،۶۵۸
نقطه اشتعال	سانتیگراد	۵۶۰	۶۰۰	-
دمای بحرانی	سانتیگراد	-۲۳۹،۹۷	-۸۲،۳	۳۰،۹۸
فشار بحرانی	مگاپاسکال	۱،۲۸	۴،۵۷۹	۷،۲۰۸
حدود اشتعال پذیری	درصد حجمی در هوا	۴-۷۵	۳-۱۵	۲،۵-۱۳
ضریب نفوذ در هوا	مترمربع/ثانیه	$۰،۶۱ \times ۱۰^{-۵}$	$۱،۶ \times ۱۰^{-۵}$	$۱،۳۹ \times ۱۰^{-۵}$
ضریب نفوذ در آب	مترمربع/ثانیه	$۵،۱۳ \times ۱۰^{-۹}$	$۱،۸۵ \times ۱۰^{-۹}$	$۱،۹۱ \times ۱۰^{-۹}$
نقطه ذوب	کلوین	۵۳۲،۲۵	۹۰	۲۱۶،۸۵
نقطه جوش	کلوین	۲۰	۱۱۱	۱۹۴

¹ Host Rock

۶. واکنش های هیدروژن در مخازن زیرزمینی

هنگامی که گاز هیدروژن در یک سازند زیرزمینی تزریق می شود، تعادل شیمیایی بین کانی های سنگ، آب منفذی، گازها، یون ها و باکتری ها تغییر می کند. به طور کلی، مصرف یا تولید هیدروژن در زیر زمین شامل دو فرآیند است: (۱) غیرزیستی^۱ (شیمیایی) و (۲) زیستی^۲ (باکتریایی). این واکنش ها می تواند منجر به موارد زیر شود:

- کاهش قابل توجه هیدروژن
- آلودگی هیدروژن ذخیره شده با تولید سایر گازها (مانند سولفید هیدروژن)
- حل شدن^۳ رسوب^۴ مواد معدنی که می تواند تزریق پذیری را افزایش/کاهش دهد، به سیال اجازه نشت دهد و خواص ژئومکانیکی را تغییر دهد.

هر یک از این واکنش ها می تواند امنیت و کارایی ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن را به خطر بیندازد، اگرچه تأثیر دقیق آن ها هنوز به طور کامل مشخص نشده است [۶۹]. واکنش های اکسایش-کاهش^۵ ناشی از هیدروژن می تواند با مواد معدنی حاوی آهن مانند هماتیت، گوتیت^۶ یا رس ها و میکاهای حاوی Fe^{3+} رخ دهد. چنین واکنش هایی در صورت حذف سیمان های حاوی هماتیت یا رس موجود در تماس دانه-دانه در مخازن ماسه سنگی، می توانند استحکام مکانیکی ماتریس سنگ را تغییر دهند. تحقیقات نشان داده است که انحلال مواد معدنی درون پوش سنگ می تواند مسیرهای نشت جدیدی ایجاد کند، اما میزان چنین واکنش هایی محدود است [۷۰]. علاوه بر واکنش های اکسایش-کاهش، انتظار می رود واکنش هیدروژن با گونه های گوگرد محلول یا مواد معدنی حاوی گوگرد (مانند پیریت^۷) رخ دهد [۷۱]. علاوه بر تأثیر مستقیم انحلال مواد معدنی بر تخلخل، تراوایی و خواص مکانیکی، این واکنش ها منجر به تشکیل هیدروژن سولفید و کاهش کیفیت گاز هیدروژن ذخیره شده می شوند. علاوه بر این، هیدروژن سولفید می تواند پتانسیل اکسایش-کاهش و پی اچ آب منفذی را تغییر دهد [۷۲] و باعث واکنش های بیشتر سیال-سنگ شود. هیدروژن سولفید همچنین می تواند به دلیل ماهیت خورنده، قابل اشتعال و سمی بودن، زیرساخت ها را به خطر بیندازد [۷۳]. در مورد ذخیره سازی گاز شهری در بینس^۸ فرانسه استدلال شده است که کاهش پیریت غیرزیستی منجر به تولید هیدروژن سولفید شده است [۷۱]. از آنجایی که صنعت هیدروکربن دهه ها تجربه در تولید ایمن گاز طبیعی غنی از هیدروژن سولفید دارد، این مورد می تواند عارضه جانبی قابل رفع، اما پرهزینه ذخیره سازی هیدروژن باشد [۷۴ و ۷۵]. مطالعات تجربی روی مخزن ماسه سنگی تحت شرایط زیرسطحی (۴۰-۱۰۰ درجه سانتیگراد، ۱۰-۲۰ مگاپاسکال) نشان دهنده انحلال سیمان های کربنات و سولفات و در نتیجه افزایش تخلخل در طی تماس با هیدروژن است

¹ Abiotic

² Biotic

³ Dissolution

⁴ Precipitation

⁵ Redox Reactions

⁶ Goethite

⁷ Pyrite

⁸ Beyens

[۷۶]. آزمایش‌های مشابه روی مخزن و پوش سنگ یک سایت ذخیره سازی گاز طبیعی، کاهش کلی نفوذپذیری را در هر دو نوع سنگ نشان می‌دهد که به دلیل تغییر کانی‌های رسی است [۷۷]. با این حال، در هر دو مطالعه به نظر می‌رسد که کانی‌هایی مانند کوارتز و فلدسپات تحت تأثیر تماس با هیدروژن قرار نگرفته‌اند. برخی از مخازن بالقوه‌ی ذخیره سازی هیدروژن در سازندهای کربناته قرار دارند [۷۸]. بنابراین، انحلال کانی‌های کربنات و سولفات اهمیت دارد، زیرا ممکن است منجر به سستی مکانیکی سنگ مخزن یا گسل‌های سیمانی‌شده با کربنات/سولفات در پوش سنگ شود که این مورد بستگی به توزیع این سیمان‌ها و نسبت سیال به سنگ در محل دارد [۷۹]. برای پیش‌بینی تأثیر واکنش‌های شیمیایی در طول عمر یک سایت ذخیره سازی هیدروژن، مدل‌سازی ژئوشیمیایی ضروری است. برای اندازه‌گیری میزان واکنش‌ها در مخزن و پوش سنگ و ارزیابی احتمال و بزرگی فرآیندهای مورد انتظار، نیاز به توسعه‌ی یک پایگاه داده‌ی ژئوشیمیایی شبیه به پایگاه‌های داده‌ی ساخته شده برای ذخیره سازی کربن دی‌اکسید وجود دارد که شامل واکنش‌های هیدروژن با یون‌های محلول و سطوح کانی از جمله سینتیک آن‌ها و همچنین کاتالیز احتمالی باشد.

واکنش‌های زیستی در مخازن هیدروکربنی بسیار اهمیت دارند و ممکن است امکان‌پذیر بودن ذخیره سازی را در برخی از سایت‌ها به خطر بیندازند [۸۰]. اگرچه چندین مطالعه به استفاده‌ی هیدروژن در غلظت‌های طبیعی پرداخته‌اند، اما در مورد تأثیراتی که فشارهای بالای هیدروژن در فرآیند ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن بر سیستم میکروبی زیرسطحی خواهد داشت، اطلاعات کمی وجود دارد و به عنوان کار پژوهشی می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد. با توجه به شرایط موجود در تاسیسات ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن، اصلی‌ترین فرآیندهای میکروبی مصرف‌کننده هیدروژن به عنوان پذیرنده نهایی الکترون^۱ که به احتمال زیاد رخ می‌دهند عبارتند از: متانوژن^۲ (تولید متان)، سولفات زدایی^۳، آهن زدایی^۴ و استون زایی^۵ که در شکل ۱۳ نشان داده شده است. مشاهدات نشان داده است که این فرآیندها در دماهای تا ۹۰ درجه سانتیگراد و در شوری بالا رخ می‌دهند [۷۱]. بنابراین، هیدروژن در حضور کربن دی‌اکسید/هیدروژن کربنات می‌تواند برای تولید متان یا استات و در حضور سولفات برای تولید هیدروژن سولفید مصرف شود [۶۰]. تأثیر بالقوه میکروارگانیزم‌ها تحت کنترل دما، غلظت نمک، پی‌اچ و تامین بستر^۶ (مواد مورد نیاز برای رشد) با مقادیر بهینه و بحرانی است که در جدول ۵ خلاصه شده است.



شکل ۱۳) واکنش‌های زیستی در ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن

¹ Terminal Electron-Accepting

² Methanogenesis

³ Sulfate Reduction

⁴ Iron Reduction

⁵ Acetogenesis

⁶ Substrate Supply

جدول ۵) تاثیر، واکنش و شرایط رشد میکروبی‌های مصرف کننده هیدروژن در فرآیند ذخیره سازی زیرزمینی گاز [۸۱]

طبقه میکروارگانیسم	تاثیر ذخیره سازی	واکنش	دما (سانتیگراد)	شوری (گرم/لیتر)
متانوژن	هدر رفتن هیدروژن ناشی از تولید متان و گرفتگی	$4H_2 + CO_2 = CH_4 + 2H_2O$ یا $3H_2 + CO = CH_4 + H_2O$	بهینه: ۳۱-۴۱ بحرانی: ۱۲۰	بهینه: ۶۱ بحرانی: ۲۰۰
کاهنده های سولفات	هدر رفتن هیدروژن ناشی از تولید متان، خوردگی و گرفتگی	$5H_2 + SO_4^{2-} = H_2S + 4H_2O$	بهینه: ۲۱-۳۱ بحرانی: ۱۱۵	بهینه: > ۱۰۰ بحرانی: ۲۴۵
هومواستون‌ها	هدر رفتن هیدروژن به دلیل تولید استیک اسید و گرفتگی	$4H_2 + 2CO_2 = CH_3COOH + 2H_2O$	بهینه: ۲۱-۳۱ بحرانی: ۷۳	بهینه: > ۴۱ بحرانی: ۳۰۲
باکتری های کاهنده	هدر رفتن هیدروژن به دلیل تولید یون آهن و گرفتگی	$H_2 + Fe_2O_3 = 2FeO + 2H_2O$	بهینه: ۰-۳۱ بحرانی: ۹۱	بهینه: > ۴۱ بحرانی: ۲۰۰

شرایطی که میکروبی‌ها می‌توانند در آن رشد کنند از دمای ۱۵ درجه سانتیگراد تا حدود ۱۲۰ درجه سانتیگراد متغیر است و هیچ آستانه مشخصی برای شوری آب وجود ندارد. محدوده پی اچ برای میکروبی‌ها بین ۰ تا ۱۱ قرار دارد و بیشترین تنوع آن‌ها بین ۶ تا ۷ است. عوامل دیگری مانند غلظت بالای مواد شیمیایی سمی، فعالیت کم آب، تشعشع و نفوذپذیری کم سنگ نیز می‌توانند تأثیر قابل توجهی داشته باشند و فعالیت میکروبی‌ها را کاهش دهند [۸۱]. مهمترین تاثیر میکروبی‌ها بر ذخیره سازی هیدروژن، از دست رفتن دائمی هیدروژن به دلیل تبدیل آن به محصولاتی مانند متان و هیدروژن سولفید است. این هدر رفت هیدروژن برخلاف هدر رفت اولیه ناشی از انتشار که در اولین چرخه فویتر بوده و با گذشت زمان کاهش می‌یابد، در کل چرخه تزریق و تولید هیدروژن ادامه خواهد داشت [۸۲]. با افزایش تراکم جمعیت میکروبی، بیوفیلم‌های میکروبی تشکیل شده یا رسوب مواد معدنی می‌تواند منجر به انسداد منافذ و در نتیجه کاهش تزریق پذیری و تولید هیدروژن شود. این مشکل رایجی است که در کاربردهای زمین گرمایی و عملیات ذخیره سازی کربن دی اکسید دیده می‌شود. از آنجایی که میکروبی‌ها واکنش‌های اکسایش-کاهش را کاتالیز می‌کنند، می‌توانند باعث ایجاد رسوبات معدنی مختلفی شوند که منجر به انسداد و کاهش تزریق پذیری می‌شود [۸۳]. آزمایشات بر روی بازیابی نفت با کمک میکروبی‌ها، تغییر کلی در نفوذپذیری مطلق را به میزان ۰/۵۶ تا ۰/۸۶ همراه با افزایش تراکم میکروبی ثبت کرده است [۷۸]. مدلسازی اثرات انسداد منافذ در ناحیه

نزدیک چاه در هنگام تزریق هیدروژن نشان می دهد که جریان جانبی گاز در نزدیکی چاه بهبود می یابد، در حالی که نرخ جریان عمودی کاهش می یابد [۸۴]. با این حال، داده های میدانی از پروژه های سان کانورژن^۱ و هایچیکو^۲ (جدول ۳) هیچ نشانه ای از اثرات انسداد منافذ پس از یک چرخه عملیات ذخیره سازی نشان نداد. به طور کلی، انسداد منافذ ناشی از میکروپها به طور کامل مورد بررسی قرار نگرفته است و برای ارزیابی احتمال و شدت فرآیند در طول عملیات بلندمدت ذخیره سازی هیدروژن، مطالعات بیشتری مورد نیاز است. تجربه حاصل از عملیات ذخیره سازی گاز شهری غنی از هیدروژن نشان می دهد که میزان مصرف هیدروژن از صفر در بینس^۳ فرانسه تا اتلاف قابل توجه هیدروژن همراه با کاهش همزمان کربن دی اکسید و افزایش متان طی یک چرخه هفت ماهه در لوبودیتسه^۴ جمهوری چک متغیر است. تقریباً نیمی از هیدروژن (۴۵٪ - ۶۰٪) موجود در گاز شهری ذخیره شده در دمای نسبتاً پایین (۳۵ درجه سانتیگراد) به صورت میکروبی به متان یا سولفید هیدروژن تبدیل شده است [۸۵]. در کتزین^۵، ۶۱ درصد از حجم هیدروژن نیز به همراه تغییرات مهم در ترکیب گاز و تولید هیدروژن سولفید با افت فشار و تغییرات دما هدر رفته است. با این حال مشخص نیست که چه نوع فرآیندهای میکروبی در این سایت فعال بوده اند. مصرف میکروبی هیدروژن همچنین در طی ذخیره سازی ترکیبی گاز طبیعی با افزودن هیدروژن و دی اکسید کربن (به عنوان مثال، پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی سان و سان کانورژن در اتریش و پروژه هایچیکو در آرژانتین) گزارش شده است. در طی پروژه ذخیره سازی زیرزمینی سان در اتریش، ۱۰ درصد هیدروژن از منابع سبز با گاز طبیعی مخلوط شده و به مدت چهار ماه برای دوره آزمایش ذخیره شد [۵۸]. پس از این مدت ۱۸ درصد از هیدروژن تزریق شده قابل بازیابی نبود و همزمان افزایش متان مشاهده شد. مسیر مشابهی توسط پروژه آرژانتینی هایچیکو طی شد، جایی که آزمایش های اولیه در سال ۲۰۱۰ برای ذخیره هیدروژن تولید شده از برق حاصل از یک مزرعه بادی نزدیک در مخزن گازی تخلیه شده برنامه ریزی شده بود. اطلاعات موجود محدود است اما در طول چرخه ذخیره سازی، ۱۰ درصد اتلاف هیدروژن ناشی از فعالیت میکروبی مشاهده شد [۸۶]. به طور کلی، این مطالعات نشان می دهد که فعالیت میکروبی می تواند منجر به از دست رفتن قابل توجه هیدروژن تزریق شده و آلودگی آن شود. این امر به طور بالقوه یک مشکل جدی است که پیش از انجام سرمایه گذاری های کلان در زمینه ذخیره سازی باید بر اساس ویژگی های هر مکان مورد مطالعه و بررسی قرار گیرد.

۷. چالش های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن

۷-۱ از دیدگاه مهندسی مخزن

¹ Sun Conversion

² HyChico

³ Beyens

⁴ Lobodice

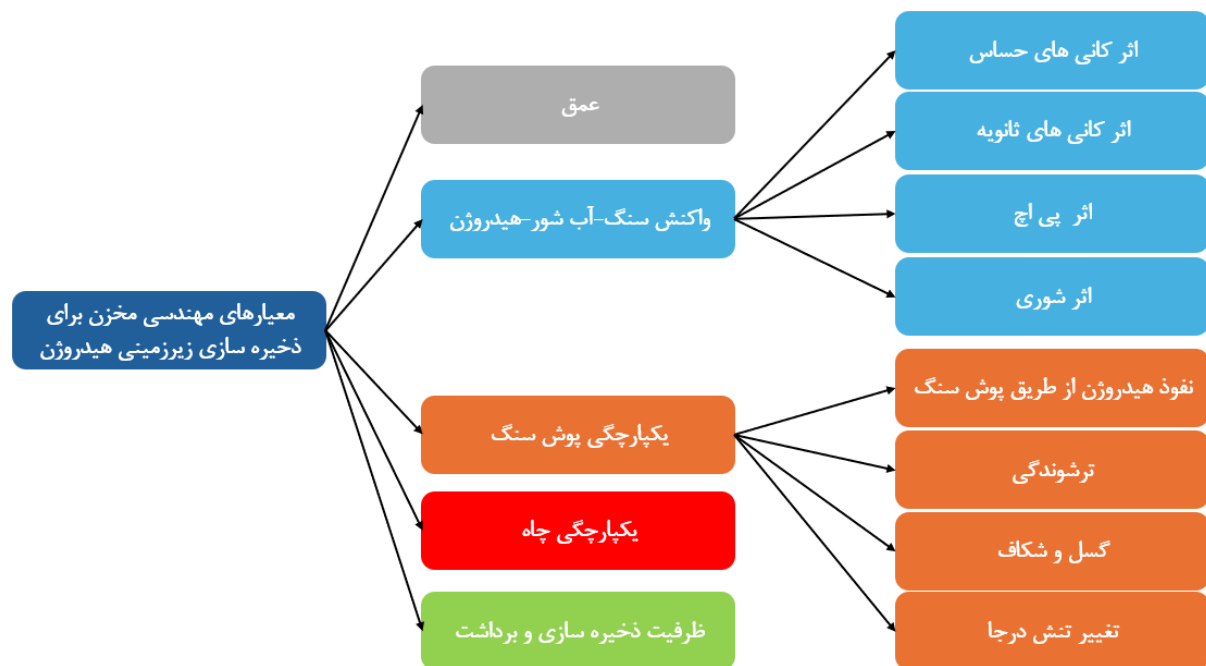
⁵ Ketzin

در زمینه‌ی ذخیره سازی دی اکسید کربن، مکانیزم‌های اصلی که می‌تواند گاز را در فضای حفره نگه دارد شامل به دام انداختن چینه‌ای یا هیدرودینامیکی^۱، به دام انداختن موئینگی^۲، به دام انداختن حل شونده‌گی^۳ و واکنش است [۱۲]. مشکل اینجاست که برخلاف ذخیره سازی دی اکسید کربن، جایی که این مکانیزم‌ها برای ذخیره سازی ایمن بلندمدت و به منظور جلوگیری از فرار دی اکسید کربن مطلوب هستند، در زمینه هیدروژن، گاز باید متحرک باشد تا بتوان آن را استخراج کرد [۸۷ و ۸۸]. انباشت هیدروژن با اشباع بالا در زیر پوش سنگ مطلوب است، زیرا در این صورت هیدروژن قابل برداشت است اما سایر مکانیزم‌ها منجر به از دست رفتن گاز قابل استفاده شده و ممکن است یک پروژه بلندمدت را به خطر بیندازد. دو نگرانی دیگر، مخلوط شدن هیدروژن با گاز بالشتک (به دلیل ضریب نفوذ بالای هیدروژن) و فعالیت باکتریایی است. کنترل مخلوط شدن گازها در زیر سطح دشوار است، زیرا ترکیبی از پخش شدن و نفوذ (مخلوط شدن) باعث می‌شود گاز تولیدی مخلوطی از گازهای موجود در سازند باشد [۲۱]. علاوه بر این، تضعیف مکانیکی و ایجاد ترک‌های جدید در پوش سنگ می‌تواند به یکپارچگی ذخیره سازی آسیب برساند، زیرا این ترک‌ها می‌توانند مسیرهای جدیدی برای نفوذ هیدروژن ایجاد کنند. این مسئله به ویژه در شرایطی که فشار هیدروژن به طور ناگهانی افزایش می‌یابد، حائز اهمیت است. ترک‌های ایجاد شده می‌توانند به دو صورت اصلی شکل بگیرند: ترک‌های بحرانی که در اثر فشار بالای هیدروژن ایجاد می‌شوند و ترک‌های زیر بحرانی که به دلیل تعاملات ژئومکانیکی و فعالیت میکروبی در محیط‌های زیرزمینی به وجود می‌آیند. این ترک‌ها نه تنها می‌توانند منجر به نشت هیدروژن شوند، بلکه می‌توانند بر خواص مکانیکی پوش سنگ تأثیر بگذارند و باعث تغییر در رفتار آن شوند. بنابراین، در طراحی سیستم‌های ذخیره سازی هیدروژن، توجه به یکپارچگی پوش سنگ ضروری است تا از ایمنی و کارایی بلندمدت این پروژه‌ها اطمینان حاصل شود [۸۹]. در شکل ۱۴ پارامترهای مهم در طراحی فرآیند ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در محیط‌های متخلخل از دیدگاه مهندسی مخزن نشان داده شده است.

¹ Stratigraphic or Hydrodynamic Trapping

² Capillary Trapping

³ Solubility Trapping



شکل ۱۴) پارامترهای مهم در طراحی فرآیند ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن از دیدگاه مهندسی مخزن

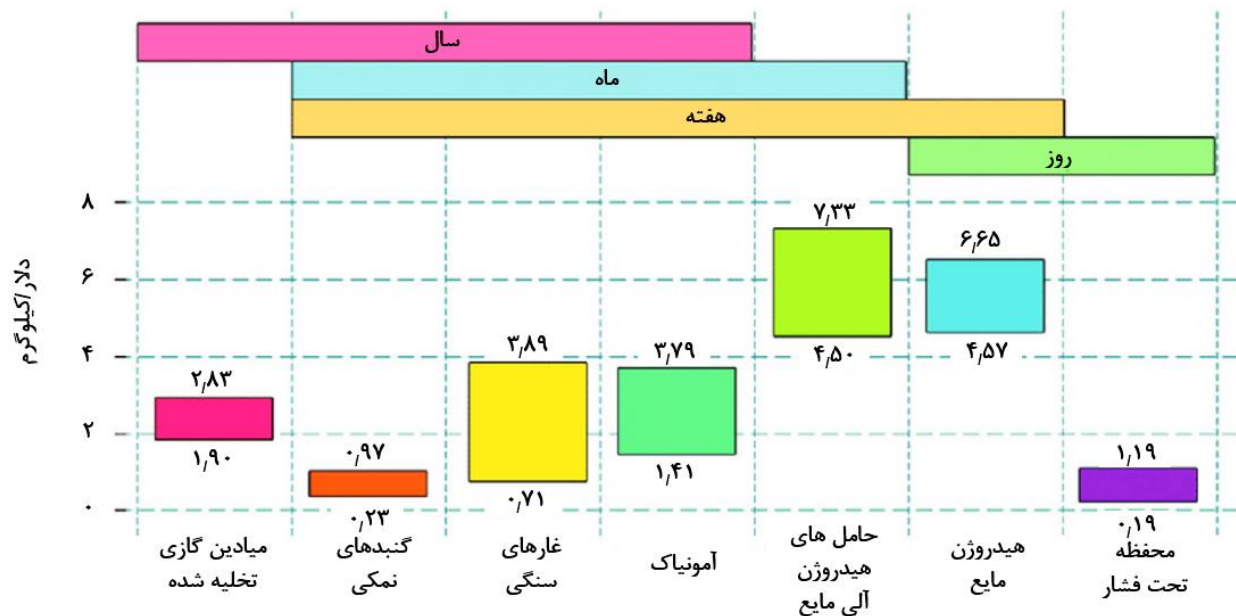
۷-۲ از دیدگاه زمین شناسی

ویژگی‌های زمین‌شناسی یک سازند ذخیره سازی به‌ویژه برای ذخیره سازی در آبخوان‌ها، هم مهم و هم هنوز نامشخص هستند. این ویژگی‌ها شامل عمق، فشار، ظرفیت ذخیره سازی، نفوذپذیری و احتمال نشست از طریق پوش سنگ، گسل‌ها یا شکاف‌ها می‌شوند [۴۳]. به طور معمول، عمق غارهای نمکی ۴۰۰-۱۰۰۰ متر و عمق مخازن تخلیه شده و آبخوان‌ها بیش از ۸۰۰ متر است. هرچه سازند عمیق‌تر باشد، فشار بیشتر است اما این مورد با هزینه‌های اضافی ناشی از چاه‌ها و آماده‌سازی سایت همراه است. در مخازن هیدروکربنی تخلیه‌شده، هیدروژن ممکن است تحت تأثیر سیال باقیمانده در مخزن قرار گیرد که عملکرد عملیات را کاهش می‌دهد. از آنجایی که میزان گاز بالشتک مورد نیاز در آبخوان‌ها زیاد است، این نوع ذخیره سازی در مقایسه با غارهای نمکی برای توسعه‌های فعلی اولویت کمتری دارد، اما ظرفیت بیشتر و در دسترس بودن جغرافیایی آبخوان‌ها آن‌ها را برای ذخیره سازی در مقیاس جهانی، همانطور که قبلاً تأکید شد، مهم می‌سازد [۶۸].

۷-۳ از دیدگاه اقتصادی

ذخیره سازی هیدروژن یکی از چالش‌های قابل توجه برای آینده اقتصاد هیدروژن است. شکل ۱۵ هزینه‌های ذخیره سازی فناوری‌های مختلف ذخیره سازی هیدروژن را در چرخه‌های مختلف مقایسه می‌کند (اگرچه ذخیره سازی در آبخوان‌ها در نظر گرفته نشده است). یافته کلیدی این است که ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن ممکن است زودتر از آنچه قبلاً پیش‌بینی می‌شد، رقابت‌پذیری هیدروژن را به همراه داشته باشد [۹۰]. با وجود اینکه تجربه قابل توجهی در پروژه‌های زیرسطحی در صنعت نفت

و گاز وجود دارد و کاربرد ذخیره سازی کربن دی اکسید نیز در حال افزایش است، اما ذخیره سازی هیدروژن چالش های بیشتری را به همراه دارد. درک عمیق رفتار منحصربه فرد هیدروژن در زیر زمین، شامل واکنش های میکروبی، مخلوط شدن با سایر گازها و هیستریزیس، برای انتخاب سایت های مناسب و طراحی سیستم های ذخیره سازی کارآمد ضروری است. از آنجایی که هیدروژن یک کالا است، نه یک پسماند، هر گونه اتلاف گاز با هزینه همراه است. از طرف دیگر، ارزش هیدروژن امکان سرمایه گذاری مناسب در مشخصه سازی سایت، زیرساخت و مهندسی نوآورانه را فراهم می کند، چیزی که برای ذخیره سازی دی اکسید کربن که در آن سرمایه گذاری در یک سایت صرفاً به عنوان هزینه و بدون بازده مالی در نظر گرفته می شود، دشوار است.



شکل (۱۵) هزینه های ذخیره سازی فناوری های مختلف ذخیره سازی هیدروژن [۹۰]

۸. انتخاب سایت مناسب برای پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن

ذخیره سازی هیدروژن در سازندهای زمین شناسی زیرزمینی فرآیندی پرهزینه است که نیازمند ارزیابی دقیق، تصمیم گیری و تحلیل می باشد. از مراحل اولیه ارزیابی شامل شناسایی و اکتشاف سایت تا مراحل نهایی شامل تامین و نصب تاسیسات تولید هیدروژن و هزینه های پرسنل، تمامی این فرایندها نیازمند سرمایه گذاری و زمان هستند [۲۱]. اگر سایتی نامناسب برای پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن انتخاب شود، بخش قابل توجهی یا حتی تمامی هزینه های مرتبط هدر خواهد رفت. علاوه بر این اطمینان از ذخیره سازی ایمن و بلندمدت هیدروژن نیازمند انتخاب هوشمندانه ی محل ذخیره سازی است. برای موفقیت یک پروژه ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در کنار در نظر گرفتن چالش های فنی انتخاب سایت، باید به همان اندازه به مسائل زیست محیطی نیز توجه شود [۹۱ و ۹۲]. معیارهای فنی مورد استفاده برای انتخاب سایت های ذخیره سازی هیدروژن در قالب هشت زیرمجموعه زیر قابل ارایه است [۹۳ و ۹۴]:

۱) زمین شناسی: توانایی سازند زیرزمینی برای ذخیره سازی هیدروژن بستگی به خواص پوش سنگ و سنگ میزبان^۱ دارد. همچنین آیا امکان توسعه تاسیسات ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در محل سایت وجود دارد؟

۲) عمق: به عنوان عمق مورد نیاز برای اطمینان از ذخیره سازی زیرزمینی ایمن و اقتصادی هیدروژن تعریف می شود.

۳) مساحت: یکی از عوامل اصلی تعیین کننده ظرفیت سازندهای زیرزمینی برای ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن است.

۴) ضخامت: ضخامت موثر مخزن (یا لایه ها) برای ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن.

۵) پوش سنگ: یک پوش سنگ مناسب برای ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن باید ضخامت کافی همراه با نفوذپذیری کم داشته باشد.

۶) نفوذپذیری و تخلخل مخزن: هر چه مخزن متخلخل تر و نفوذپذیرتر باشد، ظرفیت و قابلیت تزریق بیشتر است.

۷) ظرفیت ذخیره سازی: کل ظرفیت سازند زیرزمینی برای ذخیره سازی هیدروژن است.

۸) فشار مخزن: فشار مخزن باید به اندازه کافی بالا باشد تا اطمینان حاصل شود که همه هیدروژن تزریق شده، تولید خواهد شد. این عامل مقدار گاز بالشتک مورد نیاز را تعیین می کند.

معیارهای اقتصادی برای انتخاب سایت های ذخیره سازی هیدروژن نیز در قالب چهار زیرمجموعه زیر قابل توصیف است:

۱) نیروی کار: منابع انسانی و هزینه های مرتبط با آن ها در پروژه ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن.

۲) فاصله بین عرضه و تقاضا: مقدار (هزینه) خط لوله یا حمل و نقلی را که برای انتقال هیدروژن تولید شده به منطقه تقاضا مورد نیاز است را تعیین می کند.

۳) در دسترس بودن زیرساخت: به عنوان در دسترس بودن و هزینه زیرساخت برای ذخیره سازی تعریف می شود.

۴) سرمایه اولیه: برای ایجاد تاسیسات، سرمایه گذاری اولیه در تمامی پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن حیاتی است.

معیار های ایمنی و زیست محیطی مربوطه نیز به سه زیرمجموعه تقسیم می شوند:

۱) مخاطرات منطقه ای: احتمال وقوع بلایای طبیعی مانند زلزله در محل پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن که می تواند منجر به هزینه های اضافی و نشتی شود.

¹ Host Rock

۲) محیط زیست: پروژه های ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن باید بر اساس پیش بینی ها و برآوردهای دقیق باشد تا اطمینان حاصل شود که هر گونه ریسکی به حداقل رسیده و تأثیر کمی بر محیط زیست داشته باشد.

۳) محدودیت های قانونی: قبل از شروع یک پروژه بایستی هر گونه موانع قانونی مرتفع گردد.

معیارهای اجتماعی مرتبط با ذخیره سازی هیدروژن نیز به دو زیرمجموعه تقسیم می شوند:

۱) پذیرش اجتماعی: پیش از آغاز هر پروژه ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن لازم است از طریق نظرسنجی دیدگاه تمامی ساکنان محلی و جوامع مستقر در محل یا حریم آن پروژه اخذ شود. اجرای چنین پروژه‌هایی منوط به جلب رضایت و پذیرش جوامع محلی است.

۲) ایجاد شغل: تعداد مشاغلی که با اجرای یک پروژه و تأسیسات جدید ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن ایجاد می شود و تأثیر آن بر اقتصاد منطقه.

به طور خلاصه، جدول ۶ برخی از ملاحظات مورد استفاده برای انتخاب محل پروژه در سراسر جهان را فهرست می کند.

جدول ۶) معیارهای در نظر گرفته شده در مقالات برای انتخاب محل ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن

کشور	معیار	نوع ذخیره سازی	مرجع
لهستان	زمین شناسی (فعالیت تکتونیکی، لیتولوژی)، حجم، عمق	آبخوان	[۹۳]
رومانی	علاقه اپراتور، شرایط زمین شناسی مناسب، تقاضای آب نمک	گنبد نمکی	[۱]
لهستان	زمین شناسی (شکل و پیچیدگی ساختار)، حجم، مرحله شناخت، عمق	گنبد نمکی	[۹۵]
ترکیه	هزینه سرمایه گذاری، هزینه ذخیره سازی، فشار گاز، تخلخل و تراوایی مخزن، زمین شناسی	گنبد نمکی	[۹۲]
آمریکا	زیرساخت، دسترسی ذینفعان، هزینه	پروژه پابلوت	[۹۶]
کانادا	زمین شناسی، ظرفیت تولید، هزینه، حمایت دولت	تمامی انواع	[۹۷]
انگلستان	عمق، کیفیت مخزن، حجم	آبخوان	[۶۰]

۹. نتیجه گیری

ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در مقیاس بزرگ جزء ضروری از تلاش‌ها برای حرکت به سمت یک اقتصاد پایدار با میزان انتشار صفر دی اکسید کربن است. در این کار پژوهشی به شکل جامع به بررسی پروژه‌ها و برنامه‌های فعلی در زمینه ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن در دنیا پرداخته شده است. همچنین خواص هیدروژن مرتبط با ذخیره سازی و انواع ذخیره سازی زیرزمینی با جزئیات مورد بحث قرار گرفته است. در حال حاضر، تنها غارهای نمکی با موفقیت برای ذخیره سازی زیرزمینی هیدروژن مورد استفاده قرار گرفته‌اند. این غارها به دلیل ماهیت نفوذناپذیر و انعطاف‌پذیر نمک، از نشت گاز ذخیره‌شده جلوگیری می‌کنند و امکان تزریق و برداشت سریع را چندین بار در سال فراهم می‌آورند؛ اما آماده سازی آن‌ها برای اهداف ذخیره سازی هیدروژن پرهزینه بوده و ظرفیت محدودی ذخیره سازی دارند و تنها در مناطقی با ذخایر طبیعی نمک قابل ایجاد هستند. غارهای سنگی با پوشش داخلی را می‌توان در مکان‌های بیشتری ایجاد نمود و همچنین امکان تزریق و برداشت سریع را فراهم کرد. با این حال، ساخت آن‌ها نیز پرهزینه است و ظرفیت آن‌ها برای ذخیره سازی نیز محدود است. برای ایجاد یک اقتصاد جهانی بر پایه انرژی‌های تجدیدپذیر، نیاز به ذخیره سازی هیدروژن در مقیاس گیگاتن است. برای دستیابی به این هدف، مخازن هیدروکربنی تخلیه شده و آبخوان‌ها که ظرفیت بیشتری نسبت به غارهای نمکی دارند و از نظر جغرافیایی گسترده‌تر هستند، مورد نیاز است. میدان‌های نفت و گاز تخلیه شده این مزیت را دارند که دارای زیرساخت‌های موجود تزریق و تولید هستند و توسط تله‌های زمین‌شناسی شناخته‌شده محدود شده‌اند. از سوی دیگر، استفاده از هیدروژن نیازمند جایگزینی بخش عمده‌ای از فولاد مورد استفاده در چاه‌ها و خطوط لوله می‌باشد.

دو مجموعه چالش مهم قبل از اینکه ذخیره سازی هیدروژن و استفاده از هیدروژن به عنوان حامل انرژی بتواند وابستگی فعلی ما به سوخت‌های فسیلی را تا حد زیادی یا به طور کامل جایگزین کند، بایستی برطرف شوند. اولین مورد چالش فنی می‌باشد. تجربه محدودی در استفاده از میدان‌های هیدروکربنی و آبخوان‌ها برای ذخیره سازی طولانی‌مدت هیدروژن وجود دارد. مشکلات خاصی که باید فراتر از تجربه فعلی ما با ذخیره سازی دی‌اکسید کربن در نظر گرفته شوند، عبارتند از: احتمال تخریب باکتریایی، مخلوط شدن هیدروژن با گاز بالشتک و هدر رفت هیدروژن به واسطه مکانیسم به دام افتادگی. دومین مورد چالش اقتصادی است. امروزه بیشتر هیدروژن از سوخت‌های فسیلی (هیدروژن خاکستری) تولید می‌شود و هزینه ترکیب آن با فرآیند ترسیب کربن (هیدروژن آبی) یا تولید مستقیم با استفاده از الکترولیز با انرژی‌های تجدیدپذیر، در حال حاضر مانعی برای پیاده‌سازی در مقیاس بزرگ است. با وجود این چالش‌ها، تلاش‌های گسترده‌ای برای رفع آن‌ها و توسعه فناوری‌های ذخیره سازی هیدروژن در حال انجام است. سرمایه‌گذاری‌های دولتی و خصوصی در این زمینه در حال افزایش است و پروژه‌های آزمایشی متعددی در سراسر جهان، به ویژه در خاورمیانه، در حال اجرا است. این پروژه‌ها نشان‌دهنده تعهد فزاینده به توسعه ذخیره سازی هیدروژن به عنوان راه حلی برای دستیابی به یک آینده پایدار است. با رفع چالش‌های موجود و توسعه فناوری‌های جدید، ذخیره سازی هیدروژن می‌تواند به عنوان راه حلی مقرون به صرفه برای ذخیره سازی انرژی‌های تجدیدپذیر و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای عمل کند و نقشی اساسی در گذار به یک سیستم انرژی پایدار ایفا کند.

- [١] I. Iordache, D. Schitea, A. V. Gheorghe, and M. Iordache, "Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 21, pp. 11071–11081, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.05.067.
- [٢] K. Elsaid, E. T. Sayed, M. A. Abdelkareem, A. Baroutaji, and A. G. Olabi, "Environmental impact of desalination processes: Mitigation and control strategies," *Sci. Total Environ.*, vol. 740, p. 140125, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.140125.
- [٣] N. A. A. Rusman and M. Dahari, "A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 28, pp. 12108–12126, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.244.
- [٤] L. Zhan, Y. Bo, T. Lin, and Z. Fan, "Development and outlook of advanced nuclear energy technology," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 34, p. 100630, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.esr.2021.100630.
- [٥] H. Rezk, A. S. Alsaman, M. Al-Dhaifallah, A. A. Askalany, M. A. Abdelkareem, and A. M. Nassef, "Identifying optimal operating conditions of solar-driven silica gel based adsorption desalination cooling system via modern optimization," *Sol. Energy*, vol. 181, pp. 475–489, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.02.024.
- [٦] A. A. Kamel, H. Rezk, and M. A. Abdelkareem, "Enhancing the operation of fuel cell-photovoltaic-battery-supercapacitor renewable system through a hybrid energy management strategy," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 8, pp. 6061–6075, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.052.
- [٧] A. G. Olabi, M. Mahmoud, B. Soudan, T. Wilberforce, and M. Ramadan, "Geothermal based hybrid energy systems, toward eco-friendly energy approaches," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 2003–2012, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.140.
- [٨] M. Mahmoud, M. Ramadan, A.-G. Olabi, K. Pullen, and S. Naher, "A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 210, p. 112670, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112670.
- [٩] B. Soudan, "Community-scale baseload generation from marine energy," *Energy*, vol. 189, p. 116134, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.116134.
- [١٠] A. Inayat, A. M. Nassef, H. Rezk, E. T. Sayed, M. A. Abdelkareem, and A. G. Olabi, "Fuzzy modeling and parameters optimization for the enhancement of biodiesel production from waste frying oil over montmorillonite clay K-30," *Sci. Total Environ.*, vol. 666, pp. 821–827, May 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.02.321.
- [١١] N. Hussain, M. A. Abdelkareem, H. Alawadhi, A. Alaswad, and E. T. Sayed, "Two dimensional Cu based nanocomposite materials for direct urea fuel cell," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 8, pp. 6051–6060, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.293.
- [١٢] M. E. Boot-Handford *et al.*, "Carbon capture and storage update," *Energy Environ. Sci.*, vol. 7, no. 1, pp. 130–189, 2014, doi: 10.1039/C3EE42350F.
- [١٣] T. Lehtola and A. Zahedi, "Solar energy and wind power supply supported by storage technology: A review," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 35, pp. 25–31, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.05.013.
- [١٤] A. Z. AL Shaqsi, K. Sopian, and A. Al-Hinai, "Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 288–306, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.07.028.
- [١٥] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, "Assessment of energy storage technologies: A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 223, p. 113295, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113295.
- [١٦] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, and O. M. Popoola, "Hydrogen energy, economy and storage: Review

- and recommendation,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29, pp. 15072–15086, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.
- [14] S. Niaz, T. Manzoor, and A. H. Pandith, “Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 457–469, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.05.011.
- [15] C. R. Matos, J. F. Carneiro, and P. P. Silva, “Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification,” *J. Energy Storage*, vol. 21, pp. 241–258, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.11.023.
- [16] R. Tarkowski, “Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, pp. 86–94, May 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.051.
- [17] “Enerdata. 2022 Edition: Annual benchmarks and long-term impacts, 2022.” [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/publications/reports-presentations/world-energy-trends.html>
- [18] H. Hematpur, R. Abdollahi, S. Rostami, M. Haghighi, and M. J. Blunt, “Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges,” *Adv. Geo-Energy Res.*, vol. 7, no. 2, pp. 111–131, Feb. 2023, doi: 10.46690/ager.2023.02.05.
- [19] “Ansari D (2022) The hydrogen ambitions of the Gulf States. Achieving economic diversification while maintaining power, Stiftung Wissenschaft und Politik, SWP Comment 2022/C 44, Jul 2022. <https://doi.org/10.18449/2022C44>”, doi: <https://doi.org/10.18449/2022C44>.
- [20] S. Salahshoor and S. Afzal, “Subsurface technologies for hydrogen production from fossil fuel resources: A review and techno-economic analysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.202.
- [21] “Office of Fossil Energy, U.S.D.o.E. Hydrogen strategy enabling a low-carbon economy, vol. 2020; 2020.”.
- [22] J. J. Lamb *et al.*, “Traditional Routes for Hydrogen Production and Carbon Conversion,” in *Hydrogen, Biomass and Bioenergy*, Elsevier, 2020, pp. 21–53. doi: 10.1016/B978-0-08-102629-8.00003-7.
- [23] D. Pham Minh *et al.*, “Hydrogen Production From Biogas Reforming: An Overview of Steam Reforming, Dry Reforming, Dual Reforming, and Tri-Reforming of Methane,” in *Hydrogen Supply Chains*, Elsevier, 2018, pp. 111–166. doi: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00004-X.
- [24] S. Sengodan *et al.*, “Advances in reforming and partial oxidation of hydrocarbons for hydrogen production and fuel cell applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 761–780, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.071.
- [25] C.-H. Liao and R.-F. Horng, “Experimental study of syngas production from methane dry reforming with heat recovery strategy,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 40, pp. 25213–25224, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.01.238.
- [26] M. A. Naem, A. S. Al-Fatesh, A. H. Fakeeha, and A. E. Abasaced, “Hydrogen production from methane dry reforming over nickel-based nanocatalysts using surfactant-assisted or polyol method,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 30, pp. 17009–17023, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.08.090.
- [27] D. H. Lee, “Hydrogen production via the Kvaerner process and plasma reforming,” in *Compendium of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2015, pp. 349–391. doi: 10.1016/B978-1-78242-361-4.00012-1.
- [28] J. Saavedra Lopez, V. Lebarbier Dagle, C. A. Deshmane, L. Kovarik, R. S. Wegeng, and R. A. Dagle, “Methane and Ethane Steam Reforming over MgAl₂O₄-Supported Rh and Ir Catalysts: Catalytic Implications for Natural Gas Reforming Application,” *Catalysts*, vol. 9, no. 10, p. 801, Sep. 2019, doi: 10.3390/catal9100801.
- [29] F. Basile, “Rh–Ni synergy in the catalytic partial oxidation of methane: surface phenomena and catalyst stability,” *Catal. Today*, vol. 77, no. 3, pp. 215–223, Dec. 2002, doi: 10.1016/S0920-5861(02)00247-X.
- [30] M. Peymani, S. M. Alavi, and M. Rezaei, “Synthesis gas production by catalytic partial oxidation of methane,

- ethane and propane on mesoporous nanocrystalline Ni/Al₂O₃ catalysts,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 42, pp. 19057–19069, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.072.
- [٣٤] N. Mota *et al.*, “Hydrogen production by autothermal reforming of methane over lanthanum chromites modified with Ru and Sr,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 42, pp. 19373–19381, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.029.
- [٣٥] Y. Yan, H. Li, L. Li, L. Zhang, and J. Zhang, “Properties of methane autothermal reforming to generate hydrogen in membrane reactor based on thermodynamic equilibrium model,” *Chem. Eng. Process. - Process Intensif.*, vol. 125, pp. 311–317, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.ccep.2018.01.010.
- [٣٦] A. Bakhtyari, M. A. Makarem, and M. R. Rahimpour, “Hydrogen Production Through Pyrolysis,” in *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, New York, NY: Springer New York, 2018, pp. 1–28. doi: 10.1007/978-1-4939-2493-6_956-1.
- [٣٧] A. Ozarslan, “Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 19, pp. 14265–14277, Oct. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.111.
- [٣٨] D. G. Caglayan *et al.*, “Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 11, pp. 6793–6805, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [٣٩] A. S. Lord, P. H. Kobos, and D. J. Borns, “Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 28, pp. 15570–15582, Sep. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
- [٤٠] “Cihlar, J., Mavins, D., Van Der Leun, K. Picturing the Value of Underground Gas Storage to the European Hydrogen System. Chicago, USA, Guidehouse, 2021.”
- [٤١] H. Peng *et al.*, “Computed tomography analysis on cyclic fatigue and damage properties of rock salt under gas pressure,” *Int. J. Fatigue*, vol. 134, p. 105523, May 2020, doi: 10.1016/j.ijfatigue.2020.105523.
- [٤٢] N. Zhang, X. Shi, Y. Zhang, and P. Shan, “Tightness Analysis of Underground Natural Gas and Oil Storage Caverns With Limit Pillar Widths in Bedded Rock Salt,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 12130–12145, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2966006.
- [٤٣] D. Zivar, S. Kumar, and J. Foroozesh, “Underground hydrogen storage: A comprehensive review,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 45, pp. 23436–23462, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.
- [٤٤] A. Sainz-Garcia, E. Abarca, V. Rubi, and F. Grandia, “Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 26, pp. 16657–16666, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.076.
- [٤٥] W. Liu, Y. Li, C. Yang, J. J. K. Daemen, Y. Yang, and G. Zhang, “Permeability characteristics of mudstone cap rock and interlayers in bedded salt formations and tightness assessment for underground gas storage caverns,” *Eng. Geol.*, vol. 193, pp. 212–223, Jul. 2015, doi: 10.1016/j.enggeo.2015.04.010.
- [٤٦] J. Wan, T. Peng, R. Shen, and M. J. Jurado, “Numerical model and program development of TWH salt cavern construction for UGS,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 179, pp. 930–940, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.petrol.2019.04.028.
- [٤٧] N. S. Muhammed, B. Haq, D. Al Shehri, A. Al-Ahmed, M. M. Rahman, and E. Zaman, “A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 461–499, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.12.002.
- [٤٨] K.-H. Lux, “Design of salt caverns for the storage of natural gas, crude oil and compressed air: Geomechanical aspects of construction, operation and abandonment,” *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, vol. 313, no. 1, pp. 93–128, Jan. 2009, doi: 10.1144/SP313.7.
- [٤٩] K. Luboń and R. Tarkowski, “Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 3, pp. 2068–2083, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.055.

- [50] “Crotogino, F., Donadei, S., Bunger, U., et al. Large-Scale ” Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies. Paper Presented at 18th World Hydrogen Energy Conference 2010, Essen, Germany, 16-20 May, 2010”.
- [51] N. Böttcher, U.-J. Görke, O. Kolditz, and T. Nagel, “Thermo-mechanical investigation of salt caverns for short-term hydrogen storage,” *Environ. Earth Sci.*, vol. 76, no. 3, p. 98, Feb. 2017, doi: 10.1007/s12665-017-6414-2.
- [52] J. Juez-Larré, S. van Gessel, R. Dalman, G. Remmelts, and R. Groenenberg, “Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands,” *First Break*, vol. 37, no. 7, pp. 57–66, Jul. 2019, doi: 10.3997/1365-2397.n0039.
- [53] A. Le Duigou, A.-G. Bader, J.-C. Lanoix, and L. Nadau, “Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 36, pp. 22987–23003, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.06.239.
- [54] J. Miocic, N. Heinemann, K. Edlmann, J. Scafidi, F. Molaei, and J. Alcalde, “Underground hydrogen storage: a review,” *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, vol. 528, no. 1, pp. 73–86, Aug. 2023, doi: 10.1144/SP528-2022-88.
- [55] M. Saeed and P. Jadhawar, “Modelling underground hydrogen storage: A state-of-the-art review of fundamental approaches and findings,” *Gas Sci. Eng.*, vol. 121, p. 205196, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.jgsce.2023.205196.
- [56] A. Toleukhanov, M. Panfilov, and A. Kaltayev, “Storage of hydrogenous gas mixture in geological formations: Self-organisation in presence of chemotaxis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 46, pp. 15952–15962, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.033.
- [57] L. . Ganzer, V. . Reitenbach, D. . Pudlo, M. . Panfilov, D. . Albrecht, and R. . Gaupp, “The H2STORE Project - Experimental and Numerical Simulation Approach to Investigate Processes in Underground Hydrogen Reservoir Storage,” in *All Days*, Jun. 2013. doi: 10.2118/164936-MS.
- [58] M. Pichler, “Underground Sun Storage Results and Outlook,” in *EAGE/DGMK Joint Workshop on Underground Storage of Hydrogen*, 2019, pp. 1–4. doi: 10.3997/2214-4609.201900257.
- [59] C. Hemme and W. van Berk, “Hydrogeochemical Modeling to Identify Potential Risks of Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Fields,” *Appl. Sci.*, vol. 8, no. 11, p. 2282, Nov. 2018, doi: 10.3390/app8112282.
- [60] J. Scafidi, M. Wilkinson, S. M. V. Gilfillan, N. Heinemann, and R. S. Haszeldine, “A quantitative assessment of the hydrogen storage capacity of the UK continental shelf,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 12, pp. 8629–8639, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.106.
- [61] M. Panfilov, “Underground and pipeline hydrogen storage,” in *Compendium of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2016, pp. 91–115. doi: 10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3.
- [62] A. Liebscher, J. Wackerl, and M. Streibel, “Geologic Storage of Hydrogen – Fundamentals, Processing, and Projects,” in *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology*, Wiley, 2016, pp. 629–658. doi: 10.1002/9783527674268.ch26.
- [63] M. Pei, M. Petäjäniemi, A. Regnell, and O. Wijk, “Toward a Fossil Free Future with HYBRIT: Development of Iron and Steelmaking Technology in Sweden and Finland,” *Metals (Basel)*, vol. 10, no. 7, p. 972, Jul. 2020, doi: 10.3390/met10070972.
- [64] P. Lalanne and P. Byrne, “Large-Scale Pumped Thermal Electricity Storages—Converting Energy Using Shallow Lined Rock Caverns, Carbon Dioxide and Underground Pumped-Hydro,” *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 19, p. 4150, Oct. 2019, doi: 10.3390/app9194150.
- [65] P. Hoffmann, *The Forever Fuel*. Routledge, 2019. doi: 10.4324/9780429311000.
- [66] M. Aziz, “Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety,” *Energies*, vol.

14, no. 18, p. 5917, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14185917.

- [⁹V] A. Hassanpouryouzband, E. Joonaki, K. Edlmann, N. Heinemann, and J. Yang, “Thermodynamic and transport properties of hydrogen containing streams,” *Sci. Data*, vol. 7, no. 1, p. 222, Jul. 2020, doi: 10.1038/s41597-020-0568-6.
- [⁹^] M. Bai, K. Song, Y. Sun, M. He, Y. Li, and J. Sun, “An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 124, pp. 132–136, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.petrol.2014.09.037.
- [⁹9] A. Lassin, M. Dymitrowska, and M. Azaroual, “Hydrogen solubility in pore water of partially saturated argillites: Application to Callovo-Oxfordian clayrock in the context of a nuclear waste geological disposal,” *Phys. Chem. Earth, Parts A/B/C*, vol. 36, no. 17–18, pp. 1721–1728, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.pce.2011.07.092.
- [⁹0] N. Kampman *et al.*, “Observational evidence confirms modelling of the long-term integrity of CO₂-reservoir caprocks,” *Nat. Commun.*, vol. 7, no. 1, p. 12268, Jul. 2016, doi: 10.1038/ncomms12268.
- [⁹1] V. Reitenbach, L. Ganzer, D. Albrecht, and B. Hagemann, “Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues,” *Environ. Earth Sci.*, vol. 73, no. 11, pp. 6927–6937, Jun. 2015, doi: 10.1007/s12665-015-4176-2.
- [⁹2] L. Truche *et al.*, “Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar,” *Chem. Geol.*, vol. 351, pp. 217–228, Aug. 2013, doi: 10.1016/j.chemgeo.2013.05.025.
- [⁹3] T. Y. Wei, K. L. Lim, Y. S. Tseng, and S. L. I. Chan, “A review on the characterization of hydrogen in hydrogen storage materials,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, pp. 1122–1133, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.132.
- [⁹4] P. Boschee, “Taking on the Technical Challenges of Sour Gas Processing,” *Oil Gas Facil.*, vol. 3, no. 06, pp. 21–25, Dec. 2014, doi: 10.2118/1214-0021-OGF.
- [⁹5] X. Bihua, Y. Bin, and W. Yongqing, “Anti-corrosion cement for sour gas (H₂S-CO₂) storage and production of HTHP deep wells,” *Appl. Geochemistry*, vol. 96, pp. 155–163, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.apgeochem.2018.07.004.
- [⁹6] S. Flesch, D. Pudlo, D. Albrecht, A. Jacob, and F. Enzmann, “Hydrogen underground storage—Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 45, pp. 20822–20835, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.112.
- [⁹7] Z. Shi, K. Jessen, and T. T. Tsotsis, “Impacts of the subsurface storage of natural gas and hydrogen mixtures,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 15, pp. 8757–8773, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.044.
- [⁹8] N. Heinemann *et al.*, “Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 14, no. 2, pp. 853–864, 2021, doi: 10.1039/D0EE03536J.
- [⁹9] S. Hangx, E. Bakker, P. Bertier, G. Nover, and A. Busch, “Chemical–mechanical coupling observed for depleted oil reservoirs subjected to long-term CO₂-exposure – A case study of the Werkendam natural CO₂ analogue field,” *Earth Planet. Sci. Lett.*, vol. 428, pp. 230–242, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.epsl.2015.07.044.
- [⁹0] S. Gregory, M. Barnett, L. Field, and A. Milodowski, “Subsurface Microbial Hydrogen Cycling: Natural Occurrence and Implications for Industry,” *Microorganisms*, vol. 7, no. 2, p. 53, Feb. 2019, doi: 10.3390/microorganisms7020053.
- [⁹1] E. M. Thaysen *et al.*, “Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 151, p. 111481, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111481.
- [⁹2] N. Dopffel, S. Jansen, and J. Gerritse, “Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 12, pp. 8594–8606, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.058.

- [⁸³] Y. Kryachko, "Novel approaches to microbial enhancement of oil recovery," *J. Biotechnol.*, vol. 266, pp. 118–123, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.jbiotec.2017.12.019.
- [⁸⁴] C. Gaol *et al.*, "Investigation of Pore-Scale Mechanisms of Microbial Enhanced Oil Recovery MEOR Using Microfluidics Application," in *Day 4 Thu, June 06, 2019*, Jun. 2019. doi: 10.2118/195553-MS.
- [⁸⁵] P. Å mig Å Å □, M. Greks Å k, J. Koz Å nkov Å j, F. Buzek, V. Onderka, and I. Wolf, "Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas stored in an underground reservoir," *FEMS Microbiol. Lett.*, vol. 73, no. 3, pp. 221–224, Apr. 1990, doi: 10.1111/j.1574-6968.1990.tb03944.x.
- [⁸⁶] "Perez, A., Perez, E., Dupraz, S., et al. Patagonia wind- hydrogen project: Underground storage and methanation. Paper Presented at the 21st World Hydrogen Energy Conference 2016, Zaragoza, Spain, 13-16 June, 2016".
- [⁸⁷] I. Ali, S. Z. Hasan, M. Hozaifa, G. Imanova, and T. A. Kurniawan, "Recent Advances in Hydrogen Storage Methods," 2024, pp. 135–179. doi: 10.1021/bk-2024-1474.ch007.
- [⁸⁸] A. I. Ajibona and R. Pandey, "Evaluating Caprock Integrity During Underground Hydrogen Storage (UHS) in Subsurface Rocks," in *58th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, Jun. 2024. doi: 10.56952/ARMA-2024-0601.
- [⁸⁹] R. A. D. P. Dilshan, M. S. A. Perera, and S. K. Matthai, "Effect of mechanical weakening and crack formation on caprock integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs – A comprehensive review," *Fuel*, vol. 371, p. 131893, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.fuel.2024.131893.
- [⁹⁰] "BloombergNEF. The Hydrogen Economy Outlook, March 2020".
- [⁹¹] "Zapf, D., Staudtmeister, K., Rokahr, R. B., et al. Salt structure information system (InSpEE) as a supporting tool for evaluation of storage capacity of caverns for renewable energies-rock mechanical design for CAES and H2 storage caverns. Paper 2015209 P".
- [⁹²] M. Deveci, "Site selection for hydrogen underground storage using interval type-2 hesitant fuzzy sets," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 19, pp. 9353–9368, May 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.03.127.
- [⁹³] J. Lewandowska-Śmierczalska, R. Tarkowski, and B. Uliasz-Misiak, "Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 9, pp. 4401–4414, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.01.089.
- [⁹⁴] D. JAHANIANFARD *et al.*, "A Sustainable Approach for Site Selection of Underground Hydrogen Storage Facilities Using Fuzzy-Delphi Methodology "," *J. Settlements Spat. Plan.*, vol. SI, no. 6, pp. 5–16, Jun. 2020, doi: 10.24193/JSSPSI.2020.6.02.
- [⁹⁵] R. Tarkowski and G. Czapowski, "Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 46, pp. 21414–21427, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.212.
- [⁹⁶] Z. Taie *et al.*, "Hydrogen for heat: Using underground hydrogen storage for seasonal energy shifting in northern climates," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 5, pp. 3365–3378, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.236.
- [⁹⁷] A. Lemieux, A. Shkarupin, and K. Sharp, "Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 56, pp. 32243–32259, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.244.

Underground Hydrogen Storage: An Essential Step to Achieving Net-Zero Carbon Goals

Matin Shahin, Mohammad Simjoo*

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

simjoo@sut.ac.ir

Abstract

The energy transition is a pathway to transform the global economy from its current reliance on fossil fuels to one with net-zero carbon dioxide emissions. This necessitates the rapid and large-scale deployment of renewable energy sources. However, most renewable energy sources, such as wind and solar, are intermittent and their production does not necessarily match demand. Energy storage in the form of sustainable energy carriers, such as hydrogen, is a key solution to overcome this challenge. Underground hydrogen storage in natural formations such as salt caverns and porous rocks is an efficient and safe method for storing this clean energy source on a large scale. This method has also been used previously for storing natural gas and carbon dioxide. Despite its significant advantages, there are challenges such as hydrogen leakage, high costs, and a lack of knowledge and experience in this field. However, extensive efforts are underway to address these challenges and develop hydrogen storage technologies. Government and private investment in this area is increasing and several pilot projects are underway around the world, particularly in the Middle East. By overcoming existing challenges and developing new technologies, this method can be used as a sustainable and efficient solution for storing excess energy produced from renewable sources and promoting their use worldwide. This paper reviews the concepts and challenges associated with hydrogen energy and its underground storage. It also examines the current state of technology in the field of hydrogen, with reference to existing storage projects around the world, and provides recommendations for future work in this area. In addition, site selection criteria for hydrogen storage are reviewed based on current field experiences.

Keywords: Hydrogen Energy, Underground Storage, Energy Transition, Sustainable Energy, Renewable Energy