پژوهش نفت شماره ۱۴۰، فروردین و اردیبهشت ۱۴۰۴، صفحه ۱۴۲-۱۱۲

ویژه‌نامه توسعه زنجیره فناوری‌های هیدروژنی

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

متین شاهین و محمد سیم‌جو*

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۲/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۸/۲۳

چکیده

گذار انرژی مسیری برای تغییر اقتصاد جهانی از وابستگی فعلی آن به سوخت‌های فسیلی به‌سمت 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. ذخیره‌سازی انرژی در قالب حامل‌های انرژی پایدار مانند هیدروژن، می‌تواند راه‌حل کلیدی برای غلبهٔ بر این مشکل باشد. ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در ساختارهای طبیعی مانند غارهای نمکی و یا سنگ های متخلخل، روشی کارآمد و ایمن برای ذخیره‌سازی این منبع انرژی پاک در مقیاس بزرگ به‌شمار می‌رود. این روش پیش‌تر برای ذخیره‌سازی 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 این‌زمینه وجود دارد. با این حال، تلاش‌های گسترده‌ای برای رفع این چالش‌ها و توسعه فن‌آوری‌های ذخیره‌سازی هیدروژن در حال انجام است. سرمایه‌گذاری‌های دولتی و خصوصی در این‌زمینه در حال افزایش است و پروژه‌های آزمایشی متعددی در سراسر جهان به‌ویژه در منطقه خاورمیانه در حال اجرا است. با غلبه بر چالش‌های موجود و توسعهٔ فن‌آوری‌های نوین می‌توان از این روش به‌عنوان راه حلی پایدار و کارآمد برای ذخیره‌سازی 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 ذخیره‌سازی زیرزمینی آن پرداخته شده است. همچنین، با اشاره به پروژه‌های ذخیره‌سازی موجود در دنیا، وضعیت فعلی فن‌آوری در حوزه هیدروژن مورد بررسی قرار گرفته و پیشنهاداتی برای کارهای آینده در این‌زمینه ارائه شده است .علاوه‌براین، معیارهای انتخاب مکان مناسب به‌منظور ذخیره‌سازی هیدروژن با توجه به تجربیات میدانی فعلی مورد بررسی قرار گرفته است.

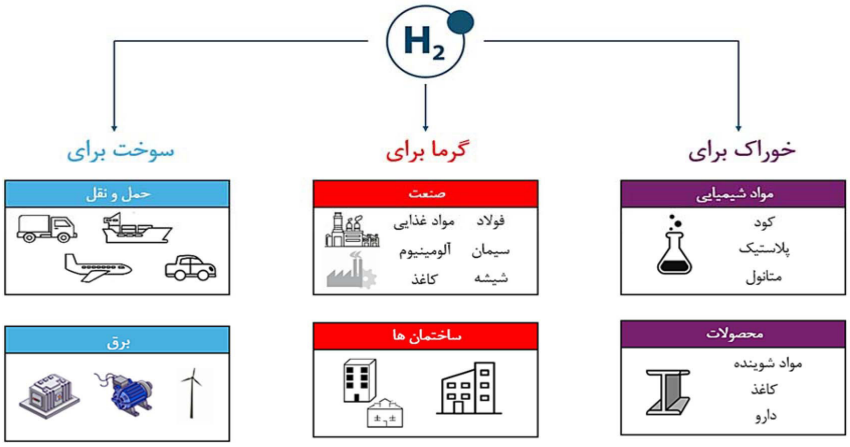
کلمات کلیدی: هیدروژن، ذخیره‌سازی زیرزمینی، گذار انرژی، انرژی پایدار، انرژی تجدیدپذیر

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی simjoo@sut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5447.3423)

مقدمه

سوخت‌های فسیلی در حال حاضر بیش از ۸۰٪ از انرژی جهان را تأمین می‌کنند [۱]. با افزایش جمعیت جهان و توسعهٔ اقتصادی مصرف انرژی به‌طور اجتناب‌ناپذیری افزایش خواهد یافت، درحالی‌که 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 به‌شمار 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[1] [۶]، زمین‌گرمایی [۷]، بادی [۸]، آبی [۹] و انرژی زیست توده[2] [۱۰ و ۱۱]. همچنین، تولید انرژی با استفاده از سوخت‌های فسیلی و استفاده از فن‌آوری جذب و ذخیره‌سازی کربن را می‌توان در این دسته قرار داد [۱۲]. تأمین انرژی‌های تجدیدپذیر به‌ویژه 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. سایت های غیرمتمرکز کوچک می‌توانند کمبود انرژی در کوتاه‌مدت را جبران کنند اما ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی در میان‌مدت تا بلندمدت همچنان یک چالش است. ذخیره‌سازی 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. ذخیره‌سازی 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 به‌عنوان فراوان‌ترین عنصر در جهان شناخته می‌شود. با استفاده از برق اضافی و فرآیند الکترولیز می‌توان هیدروژن تولید کرد که این هیدروژن تولیدی به‌عنوان یک ذخیرهٔ 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 Mton (معادل 115×10^{9} kg) در سال است [۱۶]. با این حال، برای غلبه بر چالش‌های مربوط به ذخیره‌سازی انرژی در مقیاس جهانی و بلندمدت، این میزان باید به‌طور 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 نحوهٔ تولید هیدروژن و آلایندگی‌های مرتبط با تولید آن به‌کار می‌روند که سه نوع اصلی آن، هیدروژن خاکستری، آبی و سبز می‌باشد که در شکل ۲ نشان داده شده است. هیدروژن خاکستری از سوخت‌های فسیلی تولید می‌شود و رایج‌ترین روش تولید آن، ریفرمینگ بخار آب با متان است. هیدروژن آبی با همین فرآیند اما با افزودن فن‌آوری جذب و ذخیره‌سازی دی اکسید کربن تولید می‌شود که از انتشار کربن دی اکسید به اتمسفر جلوگیری می‌کند.

1. Solar Photovoltaics
2. Biomass Energy



شکل ۱ کاربردهای اصلی هیدروژن به‌عنوان سوخت پاک

شکل ۲ سه نوع اصلی تولید هیدروژن

در نهایت، هیدروژن سبز از طریق فرآیندهای بدون انتشار آلاینده مانند گازی سازی زیست‌توده یا الکترولیز آب به‌دست 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 فن‌آوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (هیدروژن آبی) تولید شود. هیدروژن به‌عنوان یک حامل انرژی پاک، نیازمند روش‌های کارآمدی برای ذخیره‌سازی ایمن و با ظرفیت بالا می‌باشد. در حال حاضر شش روش اصلی برای ذخیره‌سازی هیدروژن وجود دارد:

گاز فشرده

این روش رایج‌ترین روش ذخیره‌سازی هیدروژن است و شامل فشرده‌سازی هیدروژن گازی در مخازن با فشار بالا (تا ۷۰۰ bar) 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 به‌سادگی و بلوغ فن‌آوری ذخیره‌سازی و قابلیت حمل و نقل آسان هیدروژن فشرده در مخازن قابل حمل اشاره کرد.

هیدروژن مایع

در این روش، هیدروژن با سرد شدن تا دمای بسیار پایین (حدود ۲۵۳ °C-) به‌حالت مایع در می‌آید. هیدروژن مایع دارای چگالی حجمی بالاتری نسبت به گاز فشرده است، اما نیازمند مخازن با عایق حرارتی بسیار قوی (ذخیره‌سازی کرایوژنیک[1]) می‌باشد. نگهداری هیدروژن مایع به‌دلیل دمای بسیار پایین آن چالش‌برانگیز است و تبخیر آن اتلاف انرژی را به‌دنبال دارد.

جذب سطحی هیدروژن

این روش بر پایه استفاده از مواد با سطح ویژه بالا استوار است.

1. Cryogenic Storage

این مواد مانند برخی فلزات متخلخل یا چارچوب‌های فلزی-آلی می‌توانند مقدار قابل توجهی از هیدروژن را برروی سطح خود جذب کنند. ظرفیت ذخیره‌سازی این روش با افزایش سطح ویژه ماده جاذب افزایش می‌یابد. انتخاب مواد مناسب با ظرفیت جذب بالا، برگشت‌پذیری مناسب و پایداری حرارتی بالا از چالش‌های این روش به‌شمار می‌رود.

جذب در فضاهای بینابینی[1]

در این روش، هیدروژن در فضاهای خالی بینابینی شبکه بلوری فلز میزبان جذب می‌شود. این روش پتانسیل ذخیره‌سازی با ظرفیت بالا را داراست، اما چالش‌هایی نظیر تردی هیدروژنی[2] و نیاز به دما و فشار بالا برای جذب و دمای بالا و فشار پایین برای دفع هیدروژن وجود دارد.

پیوند شیمیایی

هیدروژن می‌تواند به‌صورت 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.

اکسیداسیون فلزات واکنش‌پذیر

در این روش، فلزات واکنش‌پذیر مانند لیتیوم (Li)، سدیم (Na)، منیزیم (Mg)، آلومینیوم (Al) و روی (Zn) با آب واکنش داده و هیدروژن تولید می‌کنند. این فرآیند روش غیرمستقیم ذخیره‌سازی هیدروژن محسوب می‌شود و نیازمند انرژی برای فرآیند بازیابی هیدروژن است. تنها روش مناسب و عملی برای ذخیره‌سازی در مقیاس بزرگ و طولانی مدت برای شبکه های برق و هیدروژن در مقیاس ملی شامل ذخیره هیدروژن گازی فشرده در ساختارهای زمین‌شناسی 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 ذخیره‌سازی دی اکسید کربن در مقیاس بزرگ وجود دارد، اما همان‌طور که در این مطالعه تأکید می‌شود، ذخیره‌سازی هیدروژن با چالش‌های منحصر به فردی روبرو است. نکته مهم این است که در طول فرآیند ذخیره‌سازی ما نیاز به تزریق و برداشت مداوم هیدروژن داریم، نه فقط دفع آن. درحالی‌که مخلوط شدن با سایر گازها، فعالیت میکروبی و پدیده هیسترزیس در خواص جریان که همگی در ادامه به‌طور مفصل مورد بحث قرار خواهند گرفت، از چالش‌های بالقوه و مهم در ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن هستند. چهار نوع اصلی ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن عبارتند از: مخازن هیدروکربنی تخلیه شده، آبخوان‌ها، غارهای نمکی و (با سهم اندکی) غارهای سخت سنگی در این بررسی به جزئیات هر یک از این محل‌های ذخیره‌سازی پرداخته خواهد شد. هر یک از این مکان‌های ذخیره‌سازی تا حدودی یک ساختار زمین‌شناسی منحصر به فرد است که به گونه‌ای طراحی شده است تا در محدوده پارامترهای عملکردی خود عمل کند [۱۸]. ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن می‌تواند ظرفیتی در محدوده ۱۰۰ GW.h (تا ۱ EJ = $۱۰^{۱۸}$ J) را فراهم کند [۱۹]. برای درک بهتر این مفهوم، مصرف انرژی جهان تقریباً ۶۰۰ EJ بوده است [۲۰]. این مقدار معادل انرژی احتراق ۲×۱۰^{۱۵} mol هیدروژن با جرمی معادل ۴ Gt (۴×۱۰^{۱۲} kg) یا حجمی در حدود ۶×۱۰^{۱۱} m^3 در فشار معمول ذخیره‌سازی زیرزمینی ۱۰۷ Pa (۱۰۰ bar) و دمای ۵۰ °C است. این مقدار در شرایط سطحی به ۵×۱۰^{۱۳} m^3 می‌رسد. بدیهی است که کل انرژی مورد نیاز یک سال به‌طور 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.

1. Interstitial Absorption
2. Hydrogen Embrittlement

که تنها در ساختارهای زیرزمینی بزرگ با وسعت جانبی چندین کیلومتر می‌توان حجم ذخیره‌سازی کافی پیدا کرد. برای تقویت اقتصاد هیدروژن، پلتفرم هیدروژن ولی به‌عنوان یک همکاری جهانی برای به اشتراک‌گذاری اطلاعات در مورد پروژه‌های هیدروژن در مقیاس بزرگ عمل می‌کند. در حال حاضر ۳۶ پروژه در ۱۹ کشور وجود دارد که کل زنجیره تولید، استفاده و ذخیره‌سازی هیدروژن را در نظر می‌گیرند. تقریباً ۳۷ میلیارد یورو در این حوزه سرمایه‌گذاری شده است. این پروژه‌ها شامل تولید تا چند کیلوتن در روز و ذخیره‌سازی در مقیاس مگاتن می شود که چندین مرتبه از گیگاتن‌های مورد نیاز محاسبه شده در پاراگراف قبل برای اینکه هیدروژن سهم قابل توجهی در سطح جهانی در سیستم انرژی داشته باشد، پایین‌تر است. جدول ۱ اطلاعاتی در مورد نام هر پروژه، شرکت توسعه دهنده، سطح سرمایه‌گذاری، مکان و مقدار تولید هیدروژن ارائه می‌دهد [۲۱].

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

نگاه خاورمیانه به هیدروژن

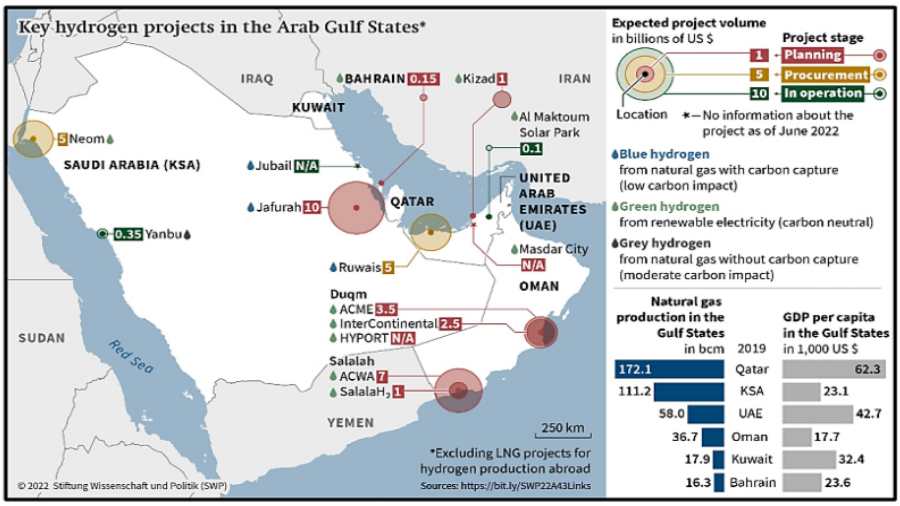
با توجه به توافق نامهٔ پاریس و تلاش‌های بین‌المللی برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، منطقه خاورمیانه دارای پتانسیل فراوان برای توسعه تولید و استفاده از هیدروژن به‌عنوان منبع انرژی پاک است. این منطقه با داشتن منابع غنی از نظر انرژی‌های تجدیدپذیر، از جمله نور خورشید و باد و همچنین زیرساخت‌های بندری و لجستیک قوی، به‌عنوان یکی از مهم‌ترین مکان‌های مستعد برای تولید هیدروژن در نظر گرفته می‌شود.

جدول ۱ فهرستی از پروژه‌های تولید و ذخیره‌سازی هیدروژن [۲۱]

نام پروژه	توسعه‌دهنده	سرمایه‌گذاری (میلیون یورو)	مکان پروژه	تولید (ton/day)
GHCO	ACME group	۲۰۶۵	عمان	۳۹۰
CEOG	Hydrogene de France	۱۲۱	فرانسه	۲
HVST	IIT	۵۵	ایتالیا	۱
ACESP	Mitsubishi power	۱۰۰۰	آمریکا	۱۱۰۰
Hy-Fi	ORFO	-	شیلی	۶۵۰
CBHS	Neoen Australia	۳۷۰	استرالیا	۲۵
H2 proposition	Port of Rotterdam	۱۰۰۰	هلند	۳۱۸۰
NEOM	ENOWA	۴۰	عربستان	۰/۰۰۳
Ulster Hydrogen	Energy Storage B۹	۹	انگلستان	۰/۷۱

1. Thermography

کشورهای عضو شورای همکاری خلیج‌فارس (عربستان سعودی، امارات متحده عربی، کویت، قطر، بحرین و عمان) به‌عنوان 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 ذخیره‌سازی 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 متحدهٔ عربی پیشرو در این‌زمینه است. پروژه‌هایی مانند مسیری به‌سوی هیدروژن سبز که توسط شرکت ملی نفت ابوظبی و شرکت مصدر پیشرو در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر امارات هدایت می‌شود، در تلاش است تا به تولید MW ۲۰۰ هیدروژن سبز به GW ۱ برسد. همچنین، پروژه هیدروژن سبز فجیره که حاصل همکاری مصدر و فالکون انرژی است، هدف‌گذاری تولید MW ۲۰۰ هیدروژن سبز را دنبال می‌کند. عربستان سعودی نیز عقب نمانده و پروژه‌های عظیمی مانند نیوم را کلید زده است که تولید هیدروژن سبز یکی از اجزای کلیدی آن به‌شمار می‌رود. این پروژه جاه‌طلبانه قصد دارد به تولید GW ۳۵ هیدروژن سبز دست یابد. علاوه‌براین، همکاری شرکت ایر پروداکس و آرامکو در پروژه هیدروژن سبز نیوم، عربستان را به سوی تولید MW ۶۵۰ هیدروژن سبز سوق می‌دهد. عمان با پروژه هیدروژن سبز عمان که توسط شرکت اوکیو عمان توسعه یافته، در تلاش است 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 MW ۱۰۰ هیدروژن سبز پیش می‌برد. کویت هم با پروژه الشعیبهٔ که توسط شرکت ملی نفت کویت هدایت می‌شود، برنامه‌ریزی کرده به تولید یک گیگاوات هیدروژن آبی دست یابد [۲۲]. سرمایه‌گذاری در این پروژه‌ها نشان‌دهنده تعهد کشورهای شورای همکاری خلیج فارس به توسعهٔ 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 به‌شمار می‌رود. همچنین، زیرساخت‌های لازم برای ذخیره‌سازی و حمل و نقل هیدروژن به‌طور کامل توسعهٔ نیافته است. از طرفی، فن‌آوری‌های تولید هیدروژن همچنان نیازمند نوآوری و سرمایه‌گذاری بیشتر هستند [۲۲].



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

تاکنون در زمینه تولید و ذخیره‌سازی هیدروژن در ایران فعالیت های گسترده‌ای در مراکز تحقیقاتی و دانشگاه های کشور انجام شده اما تمامی این فعالیت‌ها پراکنده بودند. در مورد پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در ایران نیز در حال حاضر این پروژه‌ها در مرحله تحقیق و توسعه قرار دارند و هنوز به مرحله پیاده‌سازی نرسیده اند. با این حال، ایران تجربه قابل توجهی در زمینه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی دارد که به‌عنوان 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، شمال‌غرب، شمال و شمال‌شرق از اهمیت بیشتری برخوردار است. پروژه‌های شناسایی ساختارهای مناسب زیرزمینی برای ذخیره‌سازی گاز آغاز شده و در این راستا تعدادی تاقدیس در ایران مرکزی شناسایی و حفر شده‌اند. از جمله این تاقدیس‌ها می‌توان به البرز، سراجه، ترازناپین، سرخه، یورتشاه، تلخه، سیاه کوه، معلمان، آران، شورجه، فخرۀ و زوارۀ اشاره کرد. تاقدیس‌های البرز و سراجه به‌عنوان مخازن با پتانسیل هیدروکربوری شناسایی شده‌اند و مخزن یورتشاه نیز به‌عنوان یک سفره آب فعال در نظر گرفته می‌شود. در حال حاضر، مخزن سراجه میدان قم و مخزن شوریجه دی میدان خانگیران از مهم‌ترین پروژه های ذخیره‌سازی گاز در کشور به‌شمار می‌روند.

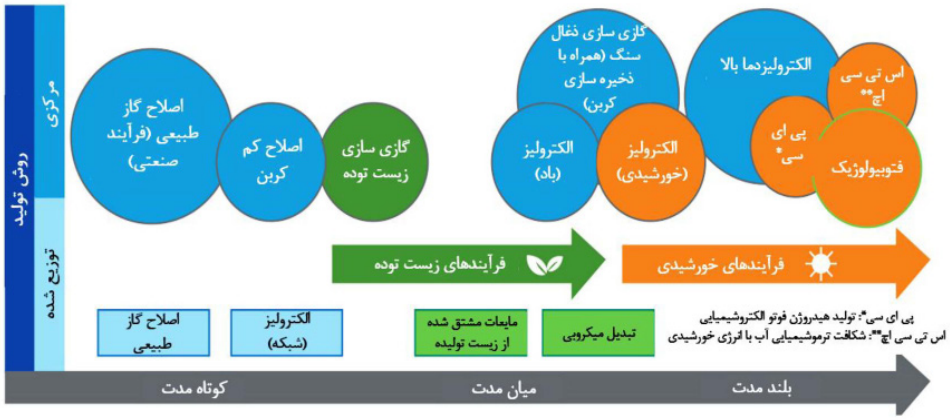
روش‌های تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی

کاهش شدت کربن در بخش انرژی در سطح جهانی، عنصری مرکزی در گذار به آینده‌ای پایدار و بدون کربن است. برای دهه‌های آینده، به احتمال زیاد سوخت‌های فسیلی همچنان بخش عمده‌ای از تأمین انرژی جهانی را تشکیل می‌دهند، درحالی‌که استراتژی‌هایی برای رسیدن به یک صنعت هیدروژن کم‌کربن و بدون کربن در حال ایجاد و استقرار است. چنین استراتژی‌هایی شامل توسعۀ زیرساخت‌های تأمین و توزیع هیدروژن در مقیاس بزرگ با استفاده از منابع مبتنی بر کربن و انرژی‌های تجدیدپذیر است. درحالی‌که هدف نهایی تشویق تولید هیدروژن بدون کربن است، تولید هیدروژن مبتنی بر سوخت‌های فسیلی برای اهداف گذار انرژی در کوتاه‌مدت ضروری است. برای دستیابی به انتشار صفر خالص کربن دی اکسید، بخش نفت و گاز در حال بررسی دقیق‌تر انتخاب‌های سبد دارایی بالادستی و فرصت‌های سرمایه‌گذاری خود است. نقش بخش بالادستی در تأمین انرژی و/یا خوراک‌هایی که برای تبدیل آب یا متان به هیدروژن در مکان‌های کم‌هزینه استفاده می‌شوند، شرکت‌های نفت را در موقعیت ویژه‌ای برای بازآفرینی زیرساخت‌های پتروشیمی برای اقتصاد انرژی جدید در عین حال استفاده از تخصص فنی دیرینه‌شان قرار می‌دهد. در مدل‌سازی گذار سیستم‌های انرژی، قیمت‌گذاری به‌عنوان یک سازوکار مؤثر برای هدایت نتایج بازار شناخته شده است. استفاده از زیرساخت‌های موجود سوخت‌های فسیلی برای تولید هیدروژن کم‌کربن می‌توانند به عاملی حیاتی برای تسریع روند کربن‌زدایی سیستم‌های انرژی تبدیل شود [۲۳]. اصلی‌ترین فن‌آوری‌های مورد استفاده برای تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی، پیرولیز و ریفورمینگ هیدروکربنی هستند. براساس گزارش آینده هیدروژن آژانس بین‌المللی انرژی بیش از ۹۸٪ از تولید جهانی هیدروژن از سوخت‌های فسیلی به‌دست می‌آید که حدود ۷۵٪ آن از گاز طبیعی (عمدتاً از طریق ریفورمینگ و بخش کوچک‌تری از طریق پیرولیز) و ۲۳٪ آن از زغال‌سنگ (عمدتاً از طریق گازی سازی) 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.

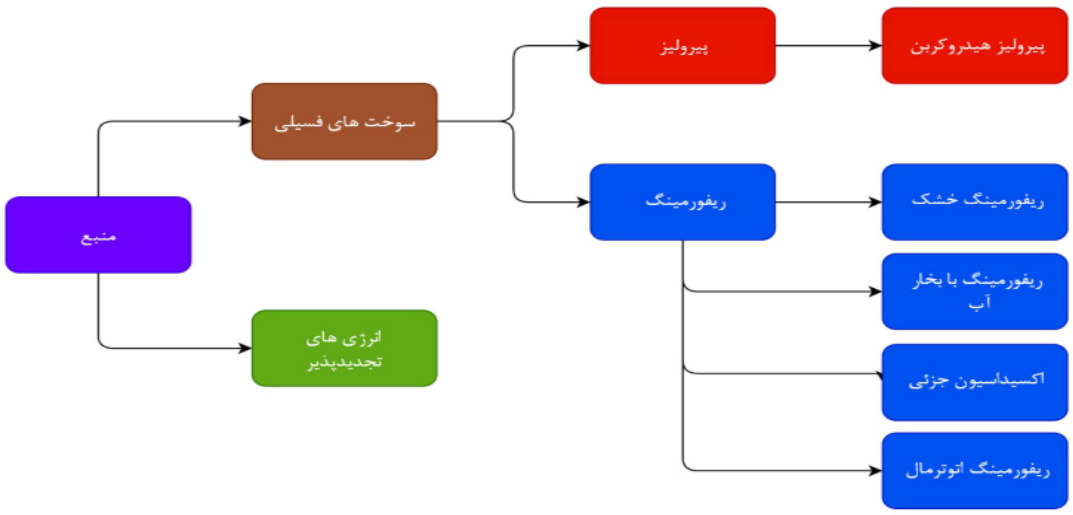
تولید هیدروژن فعلی با انتشار شدید کربن دی اکسید همراه است و سالانه منجر به انتشار ۸۳۰ میلیون تن دی اکسید کربن می‌شود. برای تولید اقتصادی هیدروژن بدون کربن در آینده، به مجموعه‌ای قوی از فن‌آوری‌ها برای پاسخ‌گویی به تقاضای انرژی جهانی در کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت شکل ۴ نیاز خواهد بود [۲۴]. در شکل ۵ خلاصه‌ای از روش‌های رایج تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی نشان داده است که در ادامه به‌صورت مفصل به بررسی هر یک پرداخته می‌شود.

ریفورمینگ هیدروکربن[1]

ریفورمینگ هیدروکربن فرآیندی است که طی آن هیدروژن از طریق واکنش‌های ریفورمینگ از سوخت هیدروکربنی تولید می‌شود. در حین ریفورمینگ هیدروکربن از سایر اجزاء مانند بخار آب یا کربن دی اکسید به‌عنوان واکنش‌دهنده در استفاده می‌شود. هر دو واکنش ریفورمینگ خشک (کربن دی اکسید) و بخار آب گرماگیر هستند، بنابراین برای پیشبرد فرآیند بایستی انرژی تأمین شود. ریفورمینگ هیدروکربن‌ها با اکسیژن که به‌عنوان اکسیداسیون جزئی نیز شناخته می‌شود، یک واکنش گرمازا است.



شکل ۴ تکنولوژی‌های تولید هیدروژن در کوتاه مدت تا بلندمدت



شکل ۵ روش های تولید هیدروژن از سوخت‌های فسیلی

1. Hydrocarbon Reforming

ترکیب بخار آب و واکنش‌های اکسیداسیون جزئی در یک سیستم، ریفورمینگ اتوترمال نامیده می‌شود که در آن ریفورمینگ بخار آب گرماگیر، گرما را از اکسیداسیون جزئی گرمازا دریافت می‌کند تا تولید هیدروژن را تسهیل کند [۲۷-۲۵].

الف) ریفورمینگ خشک[1]

ریفورمینگ خشک یا ریفورمینگ کربن دی اکسید یک واکنش گرماگیر است که به دماهای عملیاتی بالا در محدوده ۹۰۰ تا ۱۲۷۵ °C نیاز دارد. بازده تبدیل کربن دی اکسید با افزایش دمای ریفورمینگ افزایش می‌یابد. در این فرآیند شیمیایی، هیدروکربن و کربن دی اکسید با نسبت مولی هیدروژن/ مونوکسید کربن مناسب به گاز سنتز تبدیل می‌شوند [۲۸ و ۲۹]. ریفورمینگ خشک این مزیت را دارد که از کربن دی اکسید به‌عنوان واکنش‌دهنده استفاده می‌کند که باعث کاهش انتشار کربن دی اکسید می‌شود. با این حال، بازده فرآیند آن نسبتاً کم است [۳۰]. واکنش شیمیایی کلی این فرآیند به‌صورت زیر است که مقادیر n و m به نوع هیدروکربن خوراک بستگی دارد.

$$C_nH_m + nCO_2 \rightarrow \frac{1}{2}mH_2 + 2nCO \qquad (۱)$$

ب) ریفورمینگ با بخار آب

امروزه درصد بسیار بالایی از هیدروژن مصرفی در دنیا با استفاده از روش ریفورمینگ بخار آب با متان تولید می‌شود. ریفورمینگ بخار آب با متان حداقل دارای دو مرحله اساسی است: ریفورمینگ با بخار آب و جابه‌جایی آب-گاز[2] و به‌دنبال آن مرحله جداسازی نهایی. در این فرآیند، گازهای هیدروکربنی در حضور کاتالیزور به گاز سنتز تبدیل می‌شوند که عمدتاً از هیدروژن و مونوکسید کربن تشکیل شده است. سپس این گاز سنتز برای افزایش مقدار هیدروژن تحت واکنش جابه‌جایی آب-گاز (ذکر شده در پایین) قرار می‌گیرد. معمولاً خوراک حاوی گاز طبیعی و مخلوطی از هیدروکربن‌های سبک مانند پروپان، بوتان، اتان، پنتان و نفتای سبک و سنگین است. بنابراین، واکنش شیمیایی کلی به‌صورت زیر است که مقادیر n و m به نوع هیدروکربن خوراک بستگی دارد [۳۱].

$$C_nH_m + \frac{1}{2}nO_2 \rightarrow \frac{1}{2}mH_2 + nCO \qquad (۲)$$

هر دو روش ریفورمینگ بخار آب با متان و اکسیداسیون جزئی یک گاز سنتز تولید می‌کنند که با بخار آب اضافی واکنش داده و جریانی از گاز با محتوای هیدروژن بالاتر را تولید می‌کند. استفاده از فن‌آوری ترسیب کربن در فرآیندهای ریفورمینگ بخار آب با متان می‌تواند تا ۹۰٪ کاهش انتشار کربن را به‌همراه داشته باشد.

ج) اکسیداسیون جزئی[3]

اکسیداسیون جزئی با احتراق هیدروکربن‌ها در هوا، هیدروژن تولید می‌کند. در اکسیداسیون جزئی، متان و سایر هیدروکربن‌های موجود در گاز طبیعی با مقدار محدودی از اکسیژن (معمولاً از هوا) واکنش می‌دهند که برای اکسیداسیون کامل هیدروکربن‌ها به دی اکسید کربن و آب کافی نیست. خوراک های سنگین‌تر مانند زغال‌سنگ و پسماندهای نفت سنگین برای تولید هیدروژن از طریق روش اکسیداسیون جزئی مناسب هستند. در یک فرآیند کاتالیزوری گرما از طریق احتراق کنترل شده تأمین می‌شود. فرآیندهای کاتالیزوری معمولاً در دمای حدود ۹۵۰ °C اتفاق می‌افتد درحالی‌که فرآیندهای غیرکاتالیزوری در دمای ۱۱۵۰ تا ۱۳۱۵ °C انجام می‌شوند [۳۲ و ۳۳]. واکنش شیمیایی کلی این فرآیند به‌صورت زیر است:

$$C_nH_m + \frac{1}{2}nO_2 \rightarrow \frac{1}{2}mH_2 + nCO \qquad (۲)$$

هر دو روش ریفورمینگ بخار آب با متان و اکسیداسیون جزئی یک گاز سنتز تولید می‌کنند که با بخار آب اضافی واکنش داده و جریانی از گاز با محتوای هیدروژن بالاتر را تولید می‌کند. استفاده از فن‌آوری ترسیب کربن در فرآیندهای ریفورمینگ بخار آب با متان می‌تواند تا ۹۰٪ کاهش انتشار کربن را به‌همراه داشته باشد.

د) روش ریفورمینگ اتوترمال

ریفورمینگ اتوترمال به فرآیندی اشاره دارد که در آن هیدروژن زمانی تولید می‌شود که واکنش‌های اکسیداسیون و ریفورمینگ به‌طور هم‌زمان اتفاق می‌افتد. اساساً گرمایی که از طریق فرآیند اکسیداسیون جزئی گرمازا تولید می‌شود، ریفورمینگ گرماگیر بخار را تسهیل می‌کند [۳۴ و ۳۵]. واکنش شیمیایی کلی به‌صورت زیر می‌باشد:

1. Dry Reforming
2. Water Gas Shift
3. Partial Oxidation

$$C_nH_m + \frac{1}{2}nH_2O + \frac{1}{4}nO_2 \rightarrow nCO + (\frac{1}{2}n + \frac{1}{2}m)H_2 \quad (۳)$$

پیرولیز هیدروکربن

پیرولیز یک روش شناخته شده برای تولید هیدروژن است که در آن هیدروژن از تجزیه هیدروکربن‌ها به‌دست می‌آید. پیرولیز هیدروکربن‌ها زمانی رخ می‌دهد که هیدروکربن‌ها به‌عنوان ترکیبات حاوی هیدروژن تحت تجزیه حرارتی قرار می‌گیرند. این فرآیند، هیدروژن و کربن جامد (به‌عنوان محصول جانبی مهم) تولید می‌کند. با این حال، این فرآیند در مقایسه با فرآیندهای مرسوم ریفورمینگ هیدروکربن بسیار کمتر توسعه یافته است. در واقع به‌دلیل ماهیت بسیار گرماگیر واکنش پیرولیز، فرآیندهای مبتنی بر پیرولیز به‌طور کلی پایدار تلقی نمی‌شوند مگر اینکه منبع انرژی کم کربن باشد [۳۶]. مطالعات نشان می‌دهد که این فرآیند به‌طور بالقوه می‌تواند کاملاً بدون انتشار دی اکسید کربن مورد استفاده قرار بگیرد اما به‌شرطی‌که بخش کوچکی از هیدروژن تولیدی به‌عنوان سوخت فرآیند استفاده شود. بنابراین، توسعه کاتالیزورهایی با پایداری بلندمدت و حداقل میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای یکی از جنبه‌های اصلی بهبود پایداری فرآیند پیرولیز هیدروکربن است.

ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن

انتخاب روش‌های ذخیره‌سازی هیدروژن بر اساس حجم ذخیره‌سازی، مدت زمان ذخیره، سرعت مورد نیاز برای تخلیهٔ، در دسترس بودن جغرافیایی و هزینه گزینه‌های مختلف صورت می‌گیرد. در حال حاضر، در مقیاس کوچک، هیدروژن به صورت گاز یا مایع در مخازن برای کاربردهای ثابت یا سیار ذخیره می‌شود. اما برای جابه‌جایی و ذخیره‌سازی مقادیر قابل توجه هیدروژن در مقیاس گیگاتن، که برای عملیات پیوسته در سطح ملی یا بین‌المللی ضروری است، مخازن تحت فشار یا مخازن مایع کافی نیستند و ذخیره‌سازی زیرزمینی ضروری است. جدول ۲ مقایسه‌ای از انواع مختلف روش‌های ذخیره‌سازی را ارائه می‌دهد. ذخیره‌سازی گاز طبیعی (متان) به‌مدت چند دهه انجام شده است و دانش به‌دست آمده از این فرآیند به‌راحتی قابل انتقال به ذخیره‌سازی هیدروژن است [۳۷]. مواد و تجهیزات مورد نیاز در چاه‌های دسترسی، سر چاه و زیرساخت انتقال، تفاوت‌های اصلی بین ذخیره‌سازی هیدروژن و گاز طبیعی هستند [۳۷]. در مورد هیدروژن، تردی ناشی از نفوذ طولانی مدت می‌تواند باعث شکستگی و به‌دنبال آن نشتی به‌ویژه در اجزای فولادی شود که استحکام و فشارهایی را که به‌طور ایمن به اجزای فلزی اعمال می‌شود، کاهش می‌دهد [۳۸].

غارهای نمکی

غارهای نمکی در انگلستان و در ایالات متحده برای ذخیره‌سازی هیدروژن خالص مورد استفاده قرار گرفته‌اند [۴۰]. این غارها همچنین به گاز بالشتک[1] به‌منظور حفظ فشار نیاز دارند (این گاز، گاز بی اثر مانند نیتروژن یا دی اکسید کربن است که در ابتدا در غار قرار داده می‌شود) .به‌طور معمول، حدود ۳۰٪ 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 آن‌ها اغلب کمتر از مخازن گاز طبیعی است که آن‌ها را برای تأسیسات ذخیره‌سازی برای زمان اوج مصرف ایده‌آل می‌کند. نمک اطراف غار دارای تخلخل و نفوذپذیری پایینی است که از نشت سیال جلوگیری می‌کند، درحالی‌که خود نمک نرم و انعطاف‌پذیر است که از ایجاد شکستگی به‌عنوان مسیرهای احتمالی فرار هیدروژن جلوگیری می‌کند [۴۱ و ۴۲]. سایر ویژگی‌های مطلوب شامل خنثی بودن شیمیایی نسبت به هیدروژن [۴۰]، هدایت حرارتی خوب و جلوگیری از مصرف هیدروژن توسط میکروب‌ها به‌دلیل محتوای بالای نمک و آب محدود در دسترس می‌باشد [۴۳ و ۴۴].

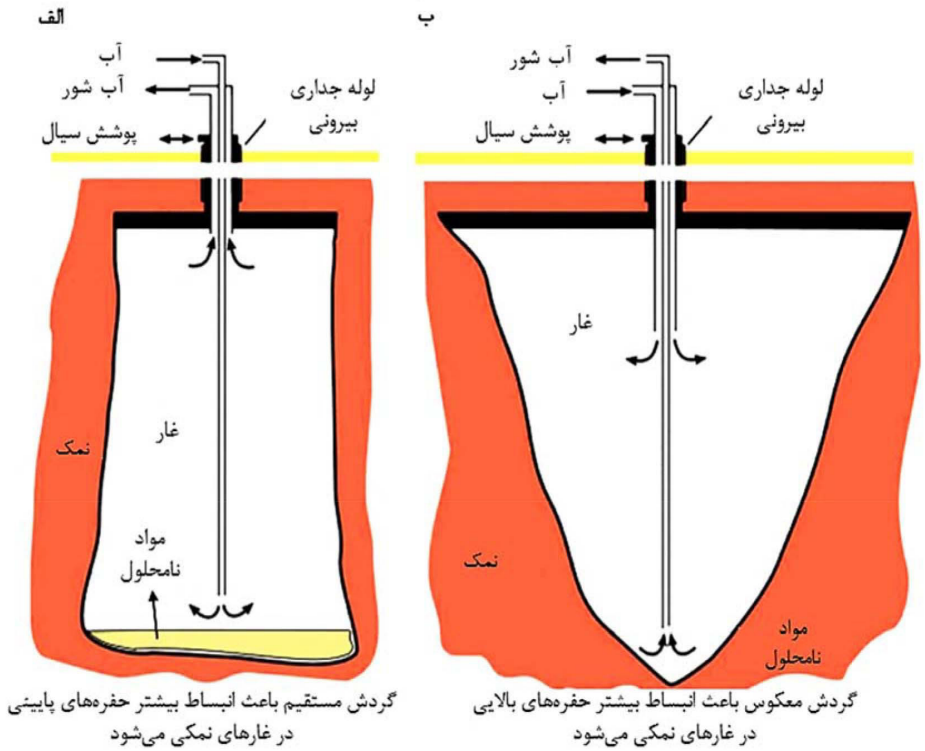
1. Cushion Gas

جدول ۲ مقایسه انواع ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن [۳۹ و ۴۰]

نوع ذخیره‌سازی	میدان گازی تخلیه شده	آبخوان	گنبد نمکی	غار سنگی با پوشش
مطلوبیت برای ذخیره‌سازی	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	۵۰-۲۰	۷۰	بیش از ۷۰
عمق (m)	۳۰۰-۲۷۰۰	۴۰۰-۲۳۰۰	۱۸۰۰-۳۰۰	۱۰۰۰
فشار عملیاتی (MPa)	۱/۵-۳۰	۳-۳۰	۳/۵-۲۰	۲-۲۰
هزینه توسعه (نسبی)	کم	کم	کم	بالا
هزینه عملیاتی (نسبی)	کم	کم	متوسط	متوسط
هزینه‌های کلیدی	زیرساخت چاه، گاز بالشتک، فشرده‌سازی	اکتشاف و تعیین زمین‌شناسی، زیرساخت چاه، گاز بالشتک، فشرده‌سازی	ایجاد غار، دفع آب شور، گاز بالشتک، فشرده‌سازی	انفجار غار، پوشش فولادی، گاز بالشتک، فشرده‌سازی
دسترسی جغرافیایی	بیشتر کشورها	بیشتر کشورها	محدود	مناطق دارای سنگ‌های آذرین و دگرگونی
فاکتورهای کلیدی	شرایط عملیاتی، ترکیب سنگ و سیال، فعالیت باکتریایی	شرایط عملیاتی، ترکیب سنگ و سیال، فعالیت باکتریایی، درزبندی	گنبدهای نمکی از نظر ساختاری برتر از ساختارهای نمکی لایه‌لایه هستند	سنگ آذرین یا دگرگونی، قیمت پایین فولاد
نیاز به تحقیق و توسعه	تاثیرات گاز طبیعی باقی‌مانده و واکنش‌های باکتریایی	واکنش‌های باکتریایی، درزبندی سنگ	دقت زمانی تزریق و برداشت	سازگاری مواد پوشش با هیدروژن

این خواص پایداری و امنیت بلندمدت ذخیره‌سازی هیدروژن را تضمین می‌کند. به‌طور خلاصه، دیواره‌های غارهای نمکی اساساً برای این گاز غیرقابل نفوذ هستند [۴۵]. مرحله‌های اصلی ایجاد غارهای نمکی عبارتند از: انحلال[1] زدایش آب نمک[2] و پر کردن[3]. فرآیند انحلال در وهله اول، با پمپاژ آب (گردش مستقیم یا غیرمستقیم) به درون سازند نمک از طریق یک چاه دسترسی، باعث ایجاد غار می‌شود. نمک به‌آرامی حل شده و آب نمک تولید شده استخراج و سپس مورد استفاده یا دفع قرار می‌گیرد.، انتقال و دفع آب نمک، دشوارترین مرحله در توسعه غارهای نمکی است که به این منظور روش‌های ساختار دو چاهه نیز پیشنهاد شده است [۴۶]. پس از این مرحله، فرآیند زدایش آب نمک آغاز می‌شود. آب نمک با تزریق گاز بالشتک به داخل غار جابه‌جا می‌شود. گاز از طریق لوله بیرونی تزریق می‌شود درحالی‌که آب نمک از طریق لوله داخلی انحلال استخراج می‌شود. شکل ۶ طرح کلی از ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در غارهای نمکی را نشان می‌دهد که دو پیکربندی احتمالی برای شکل‌گیری آن‌ها را نشان می‌دهد. در روش گردش مستقیم، هیدروژن به حفره‌های پایینی تزریق می‌شود.

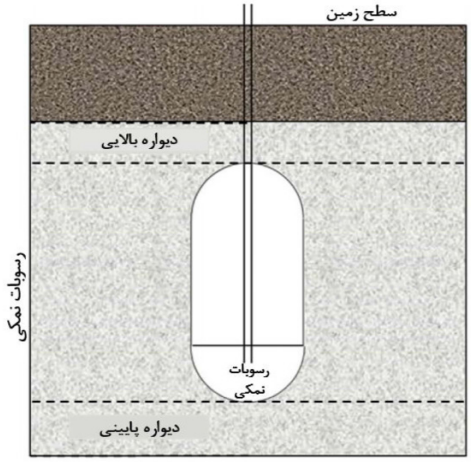
1. Leaching
2. Debrining
3. Filling



شکل ۶ طرح کلی از ذخیره‌سازی زیر زمینی هیدروژن در غارهای نمکی با دو پیکربندی برای ایجاد و بزرگ کردن غار [۴۷]

این فرآیند باعث ایجاد فشار در پایین حفره‌ها و در نتیجه انبساط بیشتر در نواحی پایینی می‌گردد. 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 حفره‌های بالایی استخراج می‌شود تا فضایی برای تزریق هیدروژن ایجاد شود. این روش به‌طور خاص به مدیریت فشار در داخل غار کمک می‌کند و باعث انبساط بیشتر در حفره‌های بالایی می‌گردد. با کنترل دقیق دینامیک سیال در این روش، می‌توان از آسیب به ساختار غار جلوگیری کرد و کارایی ذخیره‌سازی هیدروژن را بهینه‌سازی کرد. با این حال، فرآیند استخراج مایع می‌تواند پیچیده‌تر و انرژی‌برتر باشد. 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[1] (لایه نمکی بالای غار) و دیواره پایینی[2] (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، به‌عنوان تابعی از قطر غار و فشار طبقات فوقانی در نظر گرفته می‌شود [۳۸]. به‌دلیل نگرانی‌های مربوط به ایمنی ژئوتکنیکی، حداکثر و حداقل فشار عملیاتی گاز بین ۲۴ تا ۸۰٪ فشار طبقات فوقانی محدود می‌شود. این فشارها بر اساس تجربه ذخیره‌سازی گاز طبیعی تعیین می‌شوند [۳۸]. درحالی‌که غارهای نمکی به‌دلیل دهه‌ها عملکرد موفق و امنیت ذخیره‌سازی نوعی امیدوارکننده برای ذخیره‌سازی هیدروژن به‌شمار می‌روند، در دسترس بودن آن‌ها از نظر جغرافیایی محدود است. علاوه‌براین، تجمع آب نمک در کف غار باعث افزایش رطوبت در هیدروژن ذخیره شده می‌شود که نیازمند خشک کردن گاز در زمان خروج از طریق یک سیستم خشک کن سطحی است [۴۹].

1. Hanging Wall
2. Foot Wall



شکل ۷ طرح کلی ساده‌سازی شده یک غار نمکی [۳۸]

در حال حاضر، تنها تعداد محدودی مکان برای ذخیره‌سازی هیدروژن در غارهای نمکی در انگلستان و ایالات متحده وجود دارد (جدول ۳). ذخیره‌سازی هیدروژن در غارهای نمکی بیضی شکل در عمق ۳۵۰ تا ۴۵۰ m و با حجم کل تا m^3 ۲۱۰۰۰۰ در تیساید[1] انگلستان عملیاتی شده است. غارهای نمکی گنبد کلمنز[2] و ماس بلاف[3] در ایالات متحده در گنبدهای نمکی و در عمق ۸۰۰ m (بالای غار) ساخته شده‌اند و حجم آن‌ها تقریباً m^3 ۵۸۰۰۰۰ است. گنبد کلمنز و ماس بلاف به‌ترتیب از سال ۱۹۸۳ و ۲۰۰۷ فعالیت خود را آغاز کرده اند و نشان می‌دهند که ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن از نظر فنی گزینه‌ای امکان‌پذیر است [۵۰]. اخیراً، مطالعات مختلف پتانسیل ذخیره‌سازی هیدروژن در غارهای نمکی را از زوایای مختلف مورد بررسی قرار داده‌اند، از تجزیه و تحلیل خواص ترمومکانیکی غار [۵۱] تا شناسایی مکان‌های بهینه منطقه‌ای [۵۲ و ۵۳] و ارزیابی عملکرد مالی و زیست محیطی ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن و گاز طبیعی [۴۱]. با این حال در همه موارد مقیاس ذخیره‌سازی با حداکثر حجم m^3 ۱۰۸ در شرایط سطحی (جرمی در حدود kt ۱۰) گزارش شده است که بسیار کمتر از مقیاس گیگاتنی است که برای عملیات جهانی مورد نیاز است. به‌عبارتی یا به هزاران غار نمکی نیاز است که دست‌یابی به آن‌ها در سراسر جهان ممکن است چالش برانگیز باشد و یا به مکان‌هایی با حجم ذخیره‌سازی بیشتر، یعنی سازندهای متخلخل زیرسطحی نیاز است.

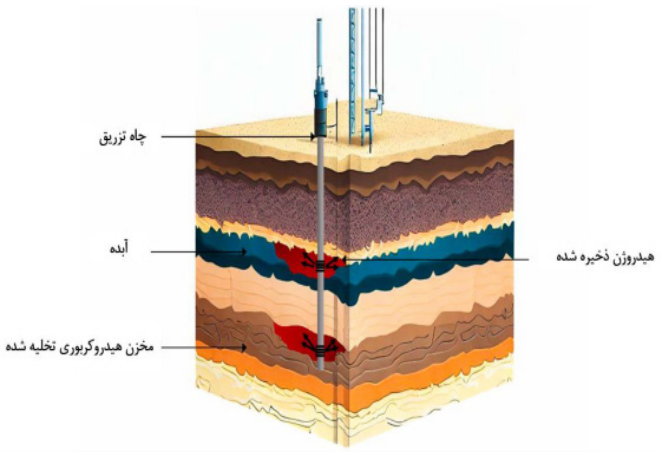
میادین گازی تخلیهٔ شده

تا به امروز، مخازن تخلیهٔ شده رایج‌ترین محل ذخیره‌سازی برای گاز طبیعی هستند. مخازن گاز طبیعی تخلیهٔ شده از سنگ‌های رسوبی متخلخل و نفوذپذیر تشکیل شده‌اند که در زیر یک پوش سنگ غیرقابل نفوذ قرار گرفته‌اند. ممکن است چندین چاه در سراسر مخزن وجود داشته باشد که اغلب از زمانی که برای تولید گاز استفاده می‌شده باقی‌مانده است و گاهی اوقات برای بهبود عملیات ذخیره‌سازی به‌صورت استراتژیک حفر می‌شوند [۱۸]. شکل ۸ طرح کلی از یک مخزن هیدروکربنی تخلیهٔ شده است که ساختار متخلخل سنگ را نیز نشان می‌دهد که می‌تواند گزینهٔ مناسبی برای ذخیره‌سازی هیدروژن باشد. همچنین می توان ذخیره‌سازی در یک میدان نفتی تخلیه شده را در نظر گرفت، جایی که همان ملاحظات مورد بحث در ادامه وجود دارد. مخازن گاز طبیعی باید بتوانند برای ذخیره‌سازی هیدروژن عمل کنند، زیرا آن ها توانایی خود را برای ذخیره گاز به‌مدت میلیون‌ها سال نشان داده‌اند [۱۹].

1. Teesside
2. Clemens Dome
3. Moss Bluff

جدول ۳ فهرست پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن [۲۱ و ۵۴]

کشور	نام پروژه	سیال ذخیره‌سازی	حجم ذخیره‌سازی ($1000\ m^3$)	نوع ذخیره‌سازی	وضعیت
آرژانتین	Hychico-diadema	هیدروژن و کربن دی اکسید	۴۹۵۰۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه‌ریزی شده
اتریش	RAG-Sun Storage	هیدروژن و گاز طبیعی	۶۰۰۰۰۰۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه‌ریزی شده
جمهوری‌چک	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	برنامه‌ریزی شده
انگلستان	Teesside	هیدروژن	۲۱۰	گنبد نمکی	موفق
هلند	LSES	هیدروژن	۷۵۰۰۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه‌ریزی شده
ایرلند	Green Hydrogen	هیدروژن	۹۹۰	مخزن گازی تخلیه شده	برنامه‌ریزی شده
آلمان	HyCAVmobil	هیدروژن	۵۰۰	گنبد نمکی	موفق
فرانسه	Beynes	هیدروژن و گاز طبیعی	۳۳۰۰۰۰	آبخوان	موفق
دانمارک	GHH	هیدروژن	۶۶	گنبد نمکی	برنامه‌ریزی شده



شکل ۸ یک مخزن تخلیهٔ شده هیدروکربنی که می‌تواند گزینه مناسبی برای ذخیره‌سازی هیدروژن باشد [۵۵]

یک ویژگی مهم هیدروژن که با گاز طبیعی متفاوت است، واکنش‌پذیری آن هم از نظر شیمیایی و هم از طریق اثر باکتریایی می‌باشد [۵۶]. مخلوطی از گاز طبیعی و هیدروژن نسبت به هیدروژن خالص احتمال کمتری برای واکنش با مواد معدنی دارد و می تواند با زیرساخت‌های موجود مورد استفاده قرار گیرد [۵۷]. میزان هیدروژن قابل افزودن قبل از نیاز به اجزای جدید فولادی با درجه بالاتر باید به‌صورت موردی ارزیابی شود [۴۰]. همان‌طور که قبلا ذکر شد، ملاحظهٔ اصلی تردی هیدروژنی احتمالی لوله‌های فولادی و سایر تجهیزات است. هیدروژن در مقایسه با گاز طبیعی، قابلیت تراکم‌پذیری و نفوذ بالاتری دارد و همچنین دارای ویسکوزیته پایین‌تری است. این بدان معنی است که مهار آن دشوارتر است و با سایر گازهای موجود در زیر سطح زمین سریع‌تر مخلوط می‌شود.

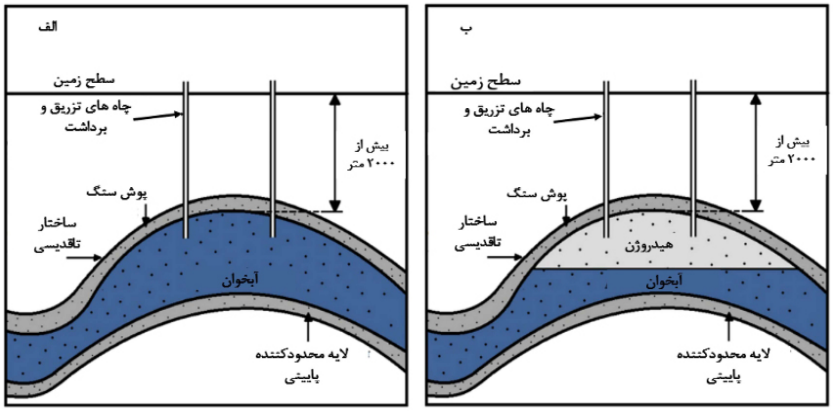
شبیه‌سازی‌های کامپیوتری نشان داده‌اند که نفوذ هیدروژن از طریق پوش سنگ (لایه غیرقابل نفوذ بالای مخزن) ناچیز است و محتمل‌ترین روش فرار آن (در صورت وجود) از طریق چاه ها خواهد بود، همان‌طور که در مورد تمام انواع ذخیره‌سازی گاز زیرزمینی اتفاق می‌افتد [۴۰]. با این حال، اختلاط و فعالیت باکتریایی که در ادامه توضیح داده می‌شود، نگرانی‌های قابل توجهی هستند. مخازن گازی تخلیهٔ شده در مقایسه با ذخیره‌سازی هیدروژن در آبخوان‌ها مزایای بیشتری دارند؛ زیرا گاز باقی‌مانده در این مخازن می‌توانند به‌عنوان گاز بالشتک استفاده شود. برای حفظ فشار و جلوگیری از به دام افتادن هیدروژن توسط نفوذ آب از آبخوان، به ۵۰ تا ۶۰٪ گاز بالشتک نیاز است. درصد دقیق بسته به ساختار و نرخ تزریق و برداشت مورد نظر متفاوت است اما به‌طور کلی از ۳۰٪ مورد نیاز در غارهای نمکی بالاتر است [۳۹]. فشار و عمق عملیاتی بسته به ساختار مخزن بسیار متفاوت است (با فشارهایی در محدوده ۱/۵ تا MPa ۳۰ و عمق ۳۰۰ تا m ۲۷۰۰ که در جدول ۲ نشان داده شده است). تبدیل یک میدان گازی تخلیهٔ شده به مخزن ذخیره‌سازی، بسته به ویژگی‌های میدان و میزان آزمایش‌های مورد نیاز برای تعیین مناسب بودن آن، معمولاً ۳ تا ۱۰ سال طول می‌کشد [۴۰]. برخلاف غارهای نمکی، نرخ تزریق و برداشت در سازندهای سنگی متخلخل توسط نفوذپذیری سنگ محدود می‌شود (معمولاً یک چرخه در سال). آن‌ها بیشتر برای ذخیره‌سازی فصلی گاز طبیعی با حجم زیاد استفاده می‌شوند، اگرچه نمونه‌هایی از استفاده آن‌ها برای ذخیره‌سازی کوتاه مدت نیز وجود دارد [۳۹]. میدان‌های گازی تخلیهٔ شده برای ذخیره‌سازی هیدروژن مزایای زیادی دارند. این مخازن نسبت به غارهای‌های نمکی حجم بیشتری داشته و نیازی به ساخت مصنوعی ندارند. همچنین خصوصیات زمین‌شناسی آن‌ها به‌دلیل بهره‌برداری قبلی برای استخراج گاز طبیعی به‌خوبی شناخته شده است. در مقایسه با توسعهٔ غارهای نمکی جدید، میدان‌های گازی از زیرساخت مناسب گاز طبیعی برخوردار هستند که برخی از آن ها را می توان به‌طور بالقوه برای هیدروژن بازسازی[1] یا تغییر کاربری داد [۳۹]. علاوه‌براین، میدان‌های گازی نسبت به حفره های نمکی پراکندگی بیشتری دارند [۴۳]. تاکنون هیدروژن خالص در میدان های گازی تخلیهٔ شده ذخیره‌سازی نشده است؛ با این حال، همان طور که در جدول ۳ نشان داده شده است، تجربه هایی در زمینه ذخیره‌سازی مخلوط هیدروژن و گاز طبیعی وجود دارد. پروژه ذخیره‌سازی زیرزمینی سان[2]، یک پروژه پایلوت که توسط شرکت رگ[3] اتریش در حوضه مولاس[4] انجام شد، به آزمایش ذخیره‌سازی مخلوطی از ۱۰٪ هیدروژن و ۹۰٪ متان در یک میدان گازی تخلیه شده پرداخت. این میدان ویژگی‌های منحصر به فردی دارد زیرا همگن است، توسط لایه‌های شیل به‌طور مطلوب غیر قابل نفوذ شده و ارتباطی با آبخوان ندارد که آن را به مکانی امیدوارکننده برای یک پروژه آزمایشی تبدیل می‌کند. لایه مخزن دارای ضخامتی در حدود m ۸۰۰، تخلخل ۲۲٪، اشباع آب کاهش نیافتنی ۲۲٪ و دمای °C ۴۰ است [۵۸]. برخی از اپراتورهای ذخیره‌سازی در حال برنامه‌ریزی برای بررسی طیف وسیعی از مخلوط های هیدروژن و متان تا ذخیره‌سازی هیدروژن خالص در مجموعه‌ای از آزمایش‌های میدانی هستند [۴۰]. انتظار می‌رود اولین پروژه عملیاتی ذخیره‌سازی هیدروژن خالص در یک میدان گازی تخلیهٔ شده توسط شرکت رگ اتریش راه اندازی شود [۵۹].

ذخیره‌سازی در آبخوان‌ها

پس از مخازن تخلیهٔ شده، آبخوان‌ها رایج‌ترین نوع محل ذخیره‌سازی برای گاز طبیعی هستند.

1. Retrofitted
2. Sun
3. RAG
4. Molasse Basin

آبخوان‌ها مانند مخازن گازی، متخلخل و نفوذپذیر هستند؛ با این حال، به‌جای گاز طبیعی، آب را در خود جای داده‌اند. برخلاف میدان‌های گازی تخلیهٔ شده که به‌دلیل پر شدن اولیه با گاز، به‌عنوان تله‌های قابل اطمینانی شناخته می‌شوند، برای تضمین یکپارچگی پوش سنگ در آبخوان‌ها نیاز به بررسی‌های زمین‌شناسی است. توسعه آبخوان‌ها به‌طور معمول زمان مشابهی با توسعه میدان‌های گازی تخلیهٔ شده به‌همراه زمان اضافی برای مطالعات زمین‌شناسی در هنگام ایجاد مخزن جدید، نیاز دارد [۴۳ و ۴۴]. آبخوان‌ها با تزریق گاز بالشتک و به‌دنبال آن هیدروژن از طریق یک یا چند چاه که به‌طور استراتژیک حفر شده‌اند، با جابه‌جایی آب، توسعه می‌یابند. بسته به ساختار آبخوان و موقعیت چاه‌ها، گاهی اوقات می‌توان از آب جابه‌جا شده به‌جای گاز بالشتک استفاده کرد و با تخلیهٔ شدن گاز، منافذ دوباره پر شوند و فشار حفظ شود، اما استفاده از گاز بالشتک اغلب مطلوب‌تر است؛ زیرا به حفظ فشار کمک می‌کند و اکنون گاز بالشتک و نه گاز ذخیره‌سازی شده توسط آب به دام افتاده است [۱۹ و ۴۰]. شکل ۹، ساختار یک آبخوان را قبل و بعد از انجام ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن نشان می‌دهد. در مقایسه با مخازن تخلیهٔ شده، به‌طور معمول برای جلوگیری از به دام افتادن گاز، به گاز بالشتک بیشتری (تا ۸۰٪ حجم ذخیره‌سازی) نیاز است. اگرچه مقدار دقیق مورد نیاز به ساختار زمین‌شناسی، محل چاه‌ها و نیازهای عملیاتی بستگی دارد. فشار عملیاتی آبخوان‌ها از ۳ تا MPa ۳۰ و عمق آن‌ها از ۴۰۰ تا m ۲۳۰۰ متغیر است (جدول ۲). در مقایسه با غارهای نمکی، آبخوان‌ها حجم بیشتری دارند (معمولاً برای ذخیره‌سازی فصلی با حجم زیاد استفاده می‌شوند) و نرخ تزریق و برداشت در آبخوان‌ها، مانند میدان‌های هیدروکربنی تخلیه شده، توسط نفوذپذیری سنگ (معمولاً یک چرخه در سال) محدود می‌شود [۶۰]. موفقیت در ذخیره‌سازی هیدروژن در مخازن هیدروکربنی تخلیهٔ شده نشان می‌دهد که این کار در آبخوان‌ها نیز قابل انجام است، زیرا در هر دو مورد ذخیره‌سازی در سنگ‌های متخلخل صورت می‌گیرد. همانند مخازن گازی تخلیهٔ شده، برای ذخیره‌سازی 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 زیرساخت‌های خشک کردن گاز جزء مهمی از فرآیند تصفیه گاز است. سفره‌های 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 توسعهٔ سفره‌های آب زیرزمینی نسبت به مخازن گازی تخلیهٔ شده پرهزینه‌تر باشد.

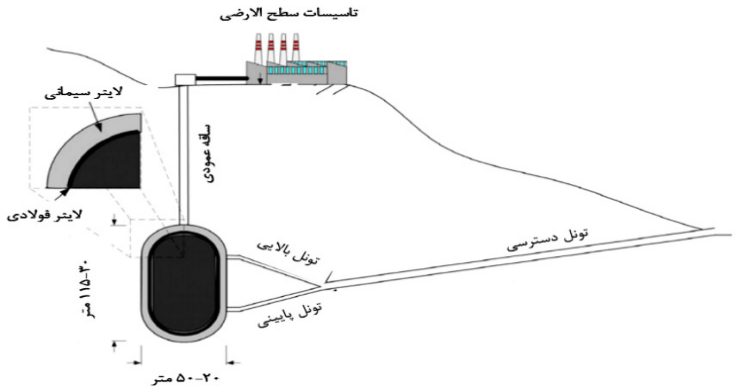


شکل ۹ شماتیک ساختار آبخوان الف) قبل از و ب) پس از ذخیره‌سازی هیدروژن [۴۷]

با این حال، ازآنجایی‌که در سفره‌های آب زیرزمینی نیازی به ایجاد فضای ذخیره‌سازی نیست، توسعه آن‌ها اغلب ارزان‌تر از غارهای نمکی یا غارهای سنگی با پوشش[1] است [۳۹]. سفره‌های 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 ذخیره‌سازی هیدروژن مناسب هستند [۱۹]. در حال حاضر، ذخیره‌سازی خالص هیدروژن در آبخوان‌ها با موفقیت انجام نشده است. در منطقه بینس[2] فرانسه، شرکت گاز فرانسه[3]، گازی حاوی ۵۰٪ هیدروژن را در یک سفرهٔ آب شور با ظرفیت $3/85\times10^8\ m^3$ ذخیره‌سازی کرد. این گاز از فرآیند کُک‌سازی زغال‌سنگ و فولاد در شرق فرانسه به‌دست 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 میدان‌های گازی تخلیه شده، برنامه‌هایی برای مطالعه مخلوط هیدروژن و متان، از جمله ذخیره‌سازی هیدروژن خالص در آبخوان‌ها وجود دارد که به این منظور پروژه هیدروژن لاک[4] فرانسه و اسپانیا برای استفاده از یک سفرهٔ آبخوان برای ذخیره‌سازی هیدروژن طراحی شده است و انتظار می‌رود عملیاتی شود [۶۲].

غارهای سنگی با پوشش

غارهای سنگی با پوشش جدیدترین فن‌آوری در میان چهار فن‌آوری اصلی ذخیره‌سازی زیرزمینی هستند و تاکنون تنها یک تأسیسات عملیاتی برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی در سوئد از این فن‌آوری 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. به‌دلیل ساخت دقیق و پوشش مناسب، غارهای سنگی سخت هیچ ریسکی از لحاظ ناخالصی ندارند و می‌توانند در فشارهای بالاتر نسبت به‌سایر 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. علاوه‌براین، غارهای سنگی با پوشش به گاز بالشتک نسبتا کمی نیاز دارند. تاکنون هیدروژن در غارهای سنگی ذخیره‌سازی نشده است، اما شرکت‌های اس اس ای بی، ال کی ای بی و وتن در حال آماده‌سازی سایتی برای این منظور به‌عنوان بخشی از پروژه فولاد سبز هایبریت هستند [۶۳].



شکل ۱۰ طرح کلی استفاده از غارهای سنگی با پوشش برای ذخیره‌سازی هیدروژن [۶۴]

1. Lined Rock Caverns
2. Beyens
3. Gaz de France
4. Lacq

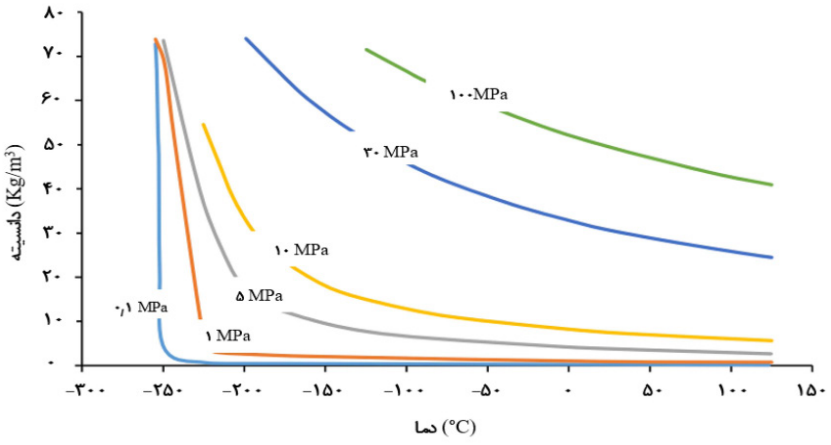
با توجه به هزینه بالای ساخت، غارهای سنگی احتمالا در مناطقی که گزینه‌های ذخیره‌سازی دیگری وجود ندارد، استفاده خواهند شد. یکی از نگرانی‌های بالقوه در مورد غارهای با پوشش فولادی، ترد شدن فولاد در اثر قرار گرفتن طولانی مدت در معرض هیدروژن است. این موضوع به معنای نیاز به استفاده از نوع فولاد با کیفیت بالاتر یا نوع دیگری از پوشش، مانند پلاستیک است [۴۰]. ظرفیت ذخیره‌سازی غارهای سنگی با پوشش محدود است و به‌تنهایی نمی‌توانند مقیاس گیگاتنی ذخیره‌سازی مورد نیاز در اقتصاد جهانی انرژی هیدروژن را تأمین کنند.

خواص سیال در ذخیره‌سازی هیدروژن

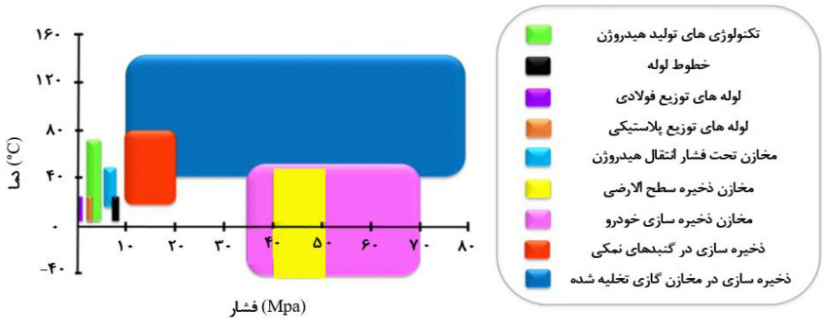
هیدروژن توسط دانشمند انگلیسی هنری کاوندیش کشف شد. او هیدروژن را به‌عنوان «هوای قابل اشتعال از فلزات» توصیف کرد و ثابت کرد که این ماده (از طریق واکنش‌ها و چگالی‌اش) بدون توجه به اینکه از چه فلزی و چه اسیدی برای تولید آن استفاده شده است، یکسان است [۶۵]. در فشارهای پایین، رفتار هیدروژن را می‌توان با قانون 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 می یابد. حلالیت هیدروژن و اثر آن بر پی اچ آب نمک به‌دلیل ماهیت غیرقطبی آن کم است. همچنین هیدروژن نسبت به سایر گازها ویسکوزیته پایینی دارد. شکل ۱۱ چگالی هیدروژن را به‌عنوان تابعی از دما در فشارهای مختلف نشان می‌دهد. ذخیره‌سازی زیرزمینی عموماً در محدوده فشاری ۵ تا ۳۰ MPa و دمایی بین ۳۰ تا ۱۳۰ °C انجام می‌شود. به‌عنوان مرجع، شکل ۱۲ شرایط انواع مختلف ذخیره‌سازی پیشنهادی در بریتانیا را نشان می‌دهد. جدول ۴ برای مقایسه برخی از خواص هیدروژن، متان و دی اکسید کربن را نشان می‌دهد که مربوط به ذخیره‌سازی 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 ذخیره‌سازی زیرسطحی به‌طور گسترده مورد مطالعه قرار نگرفته است و فعل و انفعالات بین هیدروژن و سایر گازها، آب شور مخزن و سنگ میزبان شناخته شده نیست.

واکنش‌های هیدروژن در مخازن زیرزمینی

هنگامی‌که گاز هیدروژن در یک سازند زیرزمینی تزریق می‌شود، تعادل شیمیایی بین کانی‌های سنگ، آب منفذی، گازها، یون‌ها و باکتری‌ها تغییر می کند.



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 خواص هیدروژن خالص، دی اکسید کربن و متان مرتبط با ذخیره‌سازی زیرسطحی [۲۱ و ۶۸]

خواص	واحد	هیدروژن	متان	دی اکسید کربن
وزن مولکولی	g/mol	۲/۰۱۶	۱۶/۰۴۳	۴۴/۰۰۹۵
دانسیته	kg/m^3	۰/۰۸۲	۰/۰۶۵۷	۱/۷۹۵
گرمای احتراق	kJ/mol	۲۸۶	۸۹۰	–
ویسکوزیته	Pa.s	$۰/۸۹\times۱۰^{-۵}$	$۱/۱\times۱۰^{-۵}$	$۸/۳۶\times۱۰^{-۶}$
ظرفیت حرارتی ویژه	kJ/kg.K	۱۴/۰۵	۲/۱۶۵	۰/۶۵۸
نقطه اشتعال	°C	۵۶۰	۶۰۰	–
دمای بحرانی	°C	-۲۳۹/۹۷	- ۸۲/۳	۳۰/۹۸
فشار بحرانی	MPa	۱/۲۸	۴/۵۷۹	۷/۲۰۸
حدود اشتعال‌پذیری	%Vol	۴-۷۵	۵/۳-۱۵	۲/۵-۱۳
ضریب نفوذ در هوا	m^2/s	$۰/۶۱\times۱۰^{-۵}$	$۱/۶\times۱۰^{-۶}$	$۱/۳۹\times۱۰^{-۵}$
ضریب نفوذ در آب	m^2/s	$۵/۱۳\times۱۰^{-۹}$	$۱/۸۵\times۱۰^{-۹}$	$۱/۹۱\times۱۰^{-۹}$
نقطه ذوب	K	۵۳۲/۲۵	۹۰	۲۱۶/۸۵
نقطه جوش	K	۲۰	۱۱۱	۱۹۴

به‌طور کلی، مصرف یا تولید هیدروژن در زیرزمین شامل دو فرآیند است: ۱) غیرزیستی[1] (شیمیایی) و ۲) زیستی[2] (باکتریایی). این واکنش‌ها می‌تواند منجر به موارد زیر شود:

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

هر یک از این واکنش‌ها می‌تواند امنیت و کارآیی ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن را به خطر بیندازد، اگرچه تأثیر دقیق آن‌ها هنوز به‌طور کامل مشخص نشده است [۶۹]. واکنش‌های اکسایش-کاهش ناشی از هیدروژن می‌تواند با مواد معدنی حاوی آهن مانند هماتیت، گوتیت یا رس‌ها و میکاهای حاوی Fe^{3+} رخ دهد. چنین واکنش‌هایی در صورت حذف سیمان‌های حاوی هماتیت یا رس موجود در تماس دانه-دانه در مخازن ماسه سنگی، می‌توانند استحکام مکانیکی ماتریس سنگ را تغییر دهند. تحقیقات نشان داده است که انحلال مواد معدنی درون پوش سنگ می‌تواند مسیرهای نشت جدیدی ایجاد کند، اما میزان چنین واکنش‌هایی محدود است [۷۰].

1. Abiotic
2. Biotic

علاوه‌بر واکنش های اکسایش-کاهش، انتظار می‌رود واکنش هیدروژن با گونه‌های گوگرد محلول یا مواد معدنی حاوی گوگرد (مانند پیریت) رخ دهد [۷۱]. علاوه‌بر 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 می‌شوند. علاوه‌براین، هیدروژن سولفید می‌تواند پتانسیل اکسایش-کاهش و پی اچ آب منفذی را تغییر دهد [۷۲] و باعث واکنش‌های بیشتر سیال-سنگ شود. هیدروژن سولفید همچنین می تواند به‌دلیل ماهیت خورنده، قابل اشتعال و سمی بودن، زیرساخت‌ها را به‌خطر بیندازد [۷۳]. در مورد ذخیره‌سازی گاز شهری در بِنس فرانسه استدلال شده است که کاهش پیریت غیرزیستی منجر به تولید هیدروژن سولفید شده است [۷۱]. ازآنجایی‌که صنعت هیدروکربن دهه‌ها تجربه در تولید ایمن گاز طبیعی غنی از هیدروژن سولفید دارد، این مورد می‌تواند عارضه جانبی قابل رفع، اما پرهزینه ذخیره‌سازی هیدروژن باشد [۷۴ و۷۵]. مطالعات تجربی روی مخزن ماسه‌سنگی تحت شرایط زیرسطحی (۱۰ MPa -۲۰، ۴۰ °C-۱۰۰) نشان‌دهندهٔ انحلال سیمان‌های کربنات و سولفات و در نتیجه افزایش تخلخل در طی تماس با هیدروژن است [۷۶]. آزمایش‌های مشابه روی مخزن و پوش سنگ یک سایت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، کاهش کلی نفوذپذیری را در هر دو نوع سنگ نشان می‌دهد که به‌دلیل 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 ذخیره‌سازی 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 ذخیره‌سازی هیدروژن، مدل‌سازی ژئوشیمیایی ضروری است. برای اندازه‌گیری میزان واکنش‌ها در مخزن و پوش سنگ و ارزیابی احتمال و بزرگی فرآیندهای مورد انتظار، نیاز به توسعهٔ یک پایگاه دادهٔ ژئوشیمیایی شبیه به پایگاه‌های داده ساخته شده برای ذخیره‌سازی کربن دی اکسید 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 ذخیره‌سازی را در برخی ازسایت‌ها به خطر بی‌اندازند [۸۰]. اگرچه چندین مطالعه به استفاده‌ی هیدروژن در غلظت‌های طبیعی پرداخته‌اند، اما در مورد تأثیراتی که فشارهای بالای هیدروژن در فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن بر سیستم میکروبی زیرسطحی خواهد داشت، اطلاعات کمی وجود دارد و به‌عنوان کار پژوهشی می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد. با توجه به شرایط موجود در تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن، اصلی ترین فرآیندهای میکروبی مصرف کننده هیدروژن به‌عنوان پذیرنده نهایی الکترون[1] که به احتمال زیاد رخ می‌دهند عبارت‌اند از: متانوژنز[2] (تولید متان)، سولفات زدایی، آهن‌زدایی و استون زایی که در شکل ۱۳ نشان داده شده است. مشاهدات نشان داده است که این فرآیندها در دماهای تا ۹۰ °C و در شوری بالا رخ می‌دهند [۷۱]. بنابراین، هیدروژن در حضور کربن دی اکسید/ هیدروژن کربنات می تواند برای تولید متان یا استات و در حضور سولفات برای تولید هیدروژن سولفید مصرف شود [۶۰]. تاثیر بالقوه میکروارگانیسم‌ها تحت کنترل دما، غلظت نمک، پی اچ و تامین بستر[3] (مواد مورد نیاز برای رشد) با مقادیر بهینه و بحرانی است که در جدول ۵ خلاصه شده است.

1. Terminal Electron-Accepting
2. Methanogenesis
3. Substrate Supply

شکل ۱۳ واکنش‌های زیستی در ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن

جدول ۵ تاثیر، واکنش و شرایط رشد میکروب‌های مصرف کننده هیدروژن در فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز [۸۱]

طبقه میکروارگانیسم	تاثیر ذخیره‌سازی	واکنش	دما (°C)	شوری (g/L)
متانوژنز	هدر رفتن هیدروژن ناشی از تولید متان و گرفتگی	$+4H_2+CO_2=CH_4$ $+2H_20\ \ 3H_2$ $CO=CH_4+H_2O$	بهینه: ۴۱-۳۱ بحرانی: ۱۲۰	بهینه: ۶۱ بحرانی: ۲۰۰
کاهنده‌های سولفات	هدر رفتن هیدروژن ناشی از تولید متان، خوردگی و گرفتگی	$5H_2+= H_2S+4H_20$	بهینه: ۳۱-۲۱ بحرانی: ۱۱۵	بهینه: <۱۰۰ بحرانی: ۲۴۵
هوموستوژن‌ها	هدر رفتن هیدروژن به‌دلیل تولید استیک اسید و گرفتگی	$+4H_2+2CO_2=CH_3COOH$ $2H_2O$	بهینه: ۳۱-۲۱ بحرانی: ۷۳	بهینه: <۴۱ بحرانی: ۳۰۲
باکتری‌های کاهنده	هدر رفتن هیدروژن به‌دلیل تولید یون آهن و گرفتگی	$H_2+Fe_2O_3=2FeO+2H_2O$	بهینه: ۳۱-۰ بحرانی: ۹۱	بهینه: <۴۱ بحرانی: ۲۰۰

شرایطی که میکروب‌ها می‌توانند در آن رشد کنند از دمای ۱۵ °C تا حدود ۱۲۰ °C متغیر است و هیچ آستانه مشخصی برای شوری آب وجود ندارد. محدوده پی اچ برای میکروب‌ها 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 میکروب‌ها را کاهش دهند [۸۱]. مهم‌ترین تاثیر میکروب ها بر ذخیره‌سازی هیدروژن، از دست رفتن دائمی هیدروژن به‌دلیل 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 قوی‌تر 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 می تواند منجر به انسداد منافذ و در نتیجه کاهش تزریق‌پذیری و تولید هیدروژن شود. این مشکل رایجی است که در کاربردهای زمین گرمایی و عملیات ذخیره‌سازی کربن دی اکسید دیده می‌شود. از آنجایی که میکروب‌ها واکنش های اکسایش-کاهش را کاتالیز می‌کنند، می توانند باعث ایجاد رسوبات معدنی مختلفی شوند که منجر به انسداد و کاهش تزریق‌پذیری می‌شود [۸۳]. آزمایشات برروی بازیابی نفت با کمک میکروب‌ها، تغییر کلی در نفوذپذیری مطلق را به‌میزان 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 می‌دهد که جریان جانبی گاز در نزدیکی چاه بهبود می‌یابد، درحالی‌که نرخ جریان عمودی کاهش می‌یابد [۸۴].

با این حال، داده های میدانی از پروژه‌های سان کانورژن[1] و هایچیکو[2] جدول ۳ هیچ نشانه‌ای از اثرات انسداد منافذ پس از یک چرخه عملیات ذخیره‌سازی نشان نداد. به‌طور کلی، انسداد منافذ ناشی از میکروب‌ها به‌طور کامل مورد بررسی قرار نگرفته است و برای ارزیابی احتمال و شدت فرآیند در طول عملیات بلندمدت ذخیره‌سازی هیدروژن، مطالعات بیشتری مورد نیاز است. تجربه حاصل از عملیات ذخیره‌سازی گاز شهری غنی از هیدروژن نشان می‌دهد که میزان مصرف هیدروژن از صفر در بِینس فرانسه تا اتلاف قابل توجه هیدروژن همراه با کاهش همزمان کربن دی اکسید و افزایش متان طی یک چرخه هفت ماهه در لوبودیتسه جمهوری چک متغیر است. تقریباً نیمی از هیدروژن (۴۵٪-۶۰٪) موجود در گاز شهری ذخیره شده در دمای نسبتاً پایین (۳۵ °C) به صورت میکروبی به متان یا سولفید هیدروژن تبدیل شده است [۸۵]. در کتزین[3]، ۶۱٪ از حجم هیدوژن نیز به‌همراه 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 بوده‌اند. مصرف میکروبی هیدروژن همچنین در طی ذخیره‌سازی ترکیبی گاز طبیعی با افزودن هیدروژن و دی اکسید کربن (به‌عنوان مثال، پروژه های ذخیره‌سازی زیرزمینی سان و سان کانورژن در اتریش و پروژه هایچیکو در آرژانتین) گزارش شده است. در طی پروژه ذخیره‌سازی زیرزمینی سان در اتریش، ۱۰٪ 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٪ از هیدروژن تزریق شده قابل بازیابی نبود و همزمان افزایش متان مشاهده شد. مسیر مشابهی توسط پروژه آرژانتینی هایچیکو طی شد، جایی که آزمایش‌های اولیهٔ برای ذخیرهٔ هیدروژن تولید شده از برق حاصل از یک مزرعه بادی نزدیک در مخزن گازی تخلیهٔ شده برنامه‌ریزی شده بود. اطلاعات موجود محدود است اما در طول چرخه ذخیره‌سازی، ۱۰٪ اتلاف هیدروژن ناشی از فعالیت میکروبی مشاهده شد [۸۶]. به‌طور کلی، این مطالعات نشان می‌دهد که فعالیت میکروبی می‌تواند منجر به از دست رفتن قابل توجه هیدروژن تزریق شده و آلودگی آن شود. این امر به‌طور بالقوه یک مشکل جدی است که پیش از انجام سرمایه‌گذاری‌های کلان در زمینه ذخیره‌سازی باید براساس ویژگی‌های هر مکان مورد مطالعه و بررسی قرار گیرد.

چالش‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن

از دیدگاه مهندسی مخزن

در زمینه ذخیره‌سازی دی اکسید کربن، سازوکارهای اصلی که می‌تواند گاز را در فضای حفره نگه دارد شامل به دام انداختن چینه‌ای یا هیدرودینامیکی[4]، به دام انداختن مویینگی[5]، به دام انداختن حل شوندگی[6] و واکنش است [۱۲]. مشکل اینجا است که برخلاف ذخیره‌سازی دی اکسید کربن، جایی‌که این سازوکارها برای سازی ایمن بلندمدت و به‌منظور 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 سازوکارها 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 (به‌دلیل 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].

1. Sun Conversion
2. HyChico
3. Ketzin
4. Stratigraphic or Hydrodynamic Trapping
5. Capillary Trapping
6. Solubility Trapping

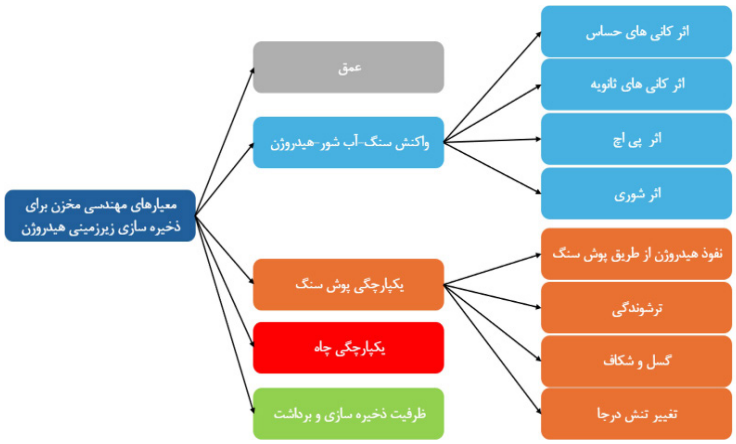
علاوه‌براین، تضعیف مکانیکی و ایجاد ترک‌های جدید در پوش سنگ می‌توانند به یکپارچگی ذخیره‌سازی آسیب برساند، زیرا این ترک‌ها می‌توانند مسیرهای جدیدی برای نفوذ هیدروژن ایجاد کنند. این مسئله به‌ویژه در شرایطی که فشار هیدروژن به‌طور ناگهانی افزایش می‌یابد، حائز اهمیت است. ترک‌های ایجاد شده می‌توانند به دو صورت اصلی شکل بگیرند: ترک‌های بحرانی که در اثر فشار بالای هیدروژن ایجاد می‌شوند و ترک‌های زیر بحرانی که به‌دلیل تعاملات ژئومکانیکی و فعالیت میکروبی در محیط‌های زیرزمینی به‌وجود 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 ذخیره‌سازی 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 ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در محیط‌های متخلخل از دیدگاه مهندسی مخزن نشان داده شده است.

از دیدگاه زمین‌شناسی

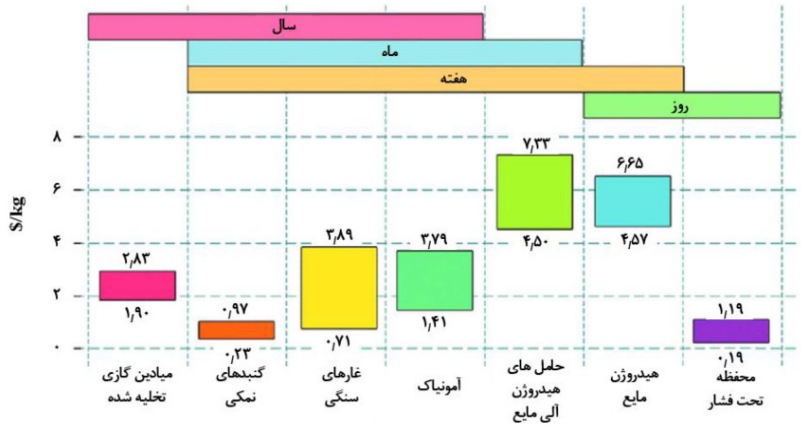
ویژگی‌های زمین‌شناسی یک سازند ذخیره‌سازی به‌ویژه برای ذخیره‌سازی در آبخوان‌ها، هم مهم و هم هنوز نامشخص هستند. این ویژگی‌ها شامل عمق، فشار، ظرفیت ذخیره‌سازی، نفوذپذیری و احتمال نشت از طریق پوش سنگ، گسل‌ها یا شکاف‌ها می‌شوند [۴۳]. به‌طور معمول، عمق غارهای نمکی ۴۰۰-۱۰۰۰ m و عمق مخازن تخلیه شده و آبخوان‌ها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

از دیدگاه اقتصادی

ذخیره‌سازی هیدروژن یکی از چالش‌های قابل توجه برای آینده اقتصاد هیدروژن است. شکل ۱۵ هزینه‌های ذخیره‌سازی فن‌آوری‌های مختلف ذخیره‌سازی هیدروژن را در چرخه‌های مختلف مقایسه می‌کند (اگرچه ذخیره‌سازی در آبخوان‌ها در نظر گرفته نشده است). یافته کلیدی این است که ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن ممکن است.



شکل ۱۴ پارامترهای مهم در طراحی فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن از دیدگاه مهندسی مخزن



شکل ۱۵ هزینه‌های ذخیره‌سازی فن‌آوری‌های مختلف ذخیره‌سازی هیدروژن [۹۰]

زودتر از آنچه قبلاً پیش‌بینی می‌شد، رقابت‌پذیری هیدروژن را به‌همراه داشته باشد [۹۰]. با وجود اینکه تجربه قابل توجهی در پروژه‌های زیرسطحی در صنعت نفت و گاز وجود دارد و کاربرد ذخیره‌سازی کربن دی اکسید نیز در حال افزایش است، اما ذخیره‌سازی هیدروژن چالش‌های بیشتری را به همراه دارد. درک عمیق رفتار منحصربه‌فرد هیدروژن در زیر زمین، شامل واکنش‌های میکروبی، مخلوط شدن با سایر گازها و هیسترزیس، برای انتخاب سایت‌های مناسب و طراحی سیستم‌های ذخیره‌سازی کارآمد ضروری است. ازآنجایی‌که هیدروژن یک کالا است، نه یک پسماند، هر گونه اتلاف گاز با هزینه همراه است. از طرف دیگر، ارزش هیدروژن امکان سرمایه‌گذاری مناسب در مشخصه‌سازی سایت، زیرساخت و مهندسی نوآورانه را فراهم می‌کند، چیزی که برای ذخیره‌سازی دی اکسید کربن که در آن سرمایه‌گذاری در یک سایت صرفاً به‌عنوان هزینه و بدون بازده مالی در نظر گرفته می‌شود، دشوار است.

انتخاب سایت مناسب برای پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن

ذخیره‌سازی هیدروژن در سازندهای زمین‌شناسی زیرزمینی فرآیندی پرهزینه است که نیازمند ارزیابی دقیق، تصمیم‌گیری و تحلیل می‌باشد. از مراحل اولیه ارزیابی شامل شناسایی و اکتشاف سایت تا مراحل نهایی شامل تامین و نصب تاسیسات تولید هیدروژن و هزینه‌های پرسنل، تمامی این فرآیندها نیازمند سرمایه‌گذاری و زمان هستند [۲۱]. اگر سایتی نامناسب برای پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن انتخاب شود، بخش قابل توجهی یا حتی تمامی هزینه‌های مرتبط هدر خواهد رفت. علاوه‌براین اطمینان از ذخیره‌سازی ایمن و بلندمدت هیدروژن نیازمند انتخاب هوشمندانه محل ذخیره‌سازی است. برای موفقیت یک پروژه ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در کنار در نظر گرفتن چالش‌های فنی انتخاب سایت، باید به همان اندازه به مسائل زیست‌محیطی نیز توجه شود [۹۱ و ۹۲]. معیارهای فنی مورد استفاده برای انتخاب سایت‌های ذخیره‌سازی هیدروژن در قالب هشت زیرمجموعه زیر قابل ارائه است [۹۳ و ۹۴]:

۱) زمین‌شناسی: توانایی سازند زیرزمینی برای ذخیره‌سازی هیدروژن بستگی به خواص پوش‌سنگ و سنگ میزبان دارد. همچنین آیا امکان توسعه تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در محل سایت وجود دارد؟

۲) عمق: به‌عنوان عمق مورد نیاز برای اطمینان از ذخیره‌سازی زیرزمینی ایمن و اقتصادی هیدروژن تعریف می‌شود.

۳) مساحت: یکی از عوامل اصلی تعیین‌کننده ظرفیت سازندهای زیرزمینی برای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن است.
۴) ضخامت: ضخامت موثر مخزن (یا لایه‌ها) برای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن.
۵) پوش‌سنگ: یک پوش سنگ مناسب برای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن باید ضخامت کافی همراه با نفوذپذیری کم داشته باشد.
۶) نفوذپذیری و تخلخل مخزن: هر چه مخزن متخلخل‌تر و نفوذپذیرتر باشد، ظرفیت و قابلیت تزریق بیشتر است.
۷) ظرفیت ذخیره‌سازی: کل ظرفیت سازند زیرزمینی برای ذخیره‌سازی 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 می‌کند.

معیارهای اقتصادی برای انتخاب سایت های ذخیره‌سازی هیدروژن نیز در قالب چهار زیرمجموعه زیر قابل توصیف است:
۱) نیروی کار: منابع انسانی و هزینه‌های مرتبط با آن‌ها در پروژه ذخیره‌سازی 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: به‌عنوان در دسترس بودن و هزینه زیرساخت برای ذخیره‌سازی تعریف می‌شود.
۴) سرمایه اولیه: برای ایجاد تأسیسات، سرمایه‌گذاری اولیه در تمامی پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن حیاتی است.

معیارهای ایمنی و زیست محیطی مربوطه نیز به سه زیرمجموعه تقسیم می‌شوند:
۱) مخاطرات منطقه‌ای: احتمال وقوع بلایای طبیعی مانند زلزله در محل پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن که می‌تواند منجر به هزینه‌های اضافی و نشتی شود.
۲) محیط زیست: پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن باید بر اساس پیش‌بینی‌ها 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 ذخیره‌سازی هیدروژن نیز به دو زیرمجموعه تقسیم می شوند:
۱) پذیرش اجتماعی: پیش از آغاز هر پروژه ذخیره‌سازی 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 ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن ایجاد می‌شود و تأثیر آن بر اقتصاد منطقه.

به‌طور خلاصه، جدول ۶ برخی از ملاحظات مورد استفاده برای انتخاب محل پروژه در سراسر جهان را فهرست می‌کند.

جدول ۶ معیارهای در نظر گرفته شده در مقالات برای انتخاب محل ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن

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

نتیجه‌گیری

ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در مقیاس بزرگ جزء ضروری از تلاش‌ها برای حرکت به‌سمت 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 ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در دنیا پرداخته شده است. همچنین خواص هیدروژن مرتبط با ذخیره‌سازی و انواع ذخیره‌سازی زیرزمینی با جزئیات مورد بحث قرار گرفته است. در حال حاضر، تنها غارهای نمکی با موفقیت برای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن مورد استفاده قرار گرفته‌اند. این غارها به‌دلیل 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 آماده‌سازی آن‌ها برای اهداف ذخیره‌سازی هیدروژن پرهزینه بوده و ظرفیت محدودی ذخیره‌سازی 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 ذخیره‌سازی نیز محدود است. برای ایجاد یک اقتصاد جهانی بر پایه انرژی‌های تجدیدپذیر، نیاز به ذخیره‌سازی هیدروژن در مقیاس گیگاتن است. برای دست‌یابی به این هدف، مخازن هیدروکربنی تخلیهٔ شده و آبخوان‌ها که ظرفیت بیشتری نسبت به غارهای نمکی دارند و از نظر جغرافیایی گسترده‌تر هستند، مورد نیاز است. میدان‌های نفت و گاز تخلیهٔ 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 می باشد.

دو مجموعه چالش مهم قبل از اینکه ذخیره‌سازی هیدروژن و استفاده از هیدروژن به‌عنوان حامل انرژی بتواند وابستگی فعلی ما به سوخت‌های فسیلی را تا حد زیادی یا به‌طور کامل جایگزین کند، بایستی برطرف شوند. اولین مورد چالش فنی می‌باشد. تجربه محدودی در استفاده از میدان‌های هیدروکربنی و آبخوان‌ها برای ذخیره‌سازی طولانی‌مدت هیدروژن وجود دارد. مشکلات خاصی که باید فراتر از تجربه فعلی ما با ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در نظر گرفته شوند، عبارت‌اند از: احتمال تخریب باکتریایی، مخلوط شدن هیدروژن با گاز بالشتک و هدر رفت هیدروژن به‌واسطه 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 فن‌آوری‌های ذخیره‌سازی هیدروژن در حال انجام است. سرمایه‌گذاری‌های دولتی و خصوصی در این‌زمینه در حال افزایش است و پروژه‌های آزمایشی متعددی در سراسر جهان، به‌ویژه در خاورمیانه، در حال اجرا است. این پروژه‌ها نشان‌دهندهٔ تعهد فزاینده به توسعهٔ ذخیره‌سازی هیدروژن به‌عنوان راه حلی برای دست‌یابی به یک آینده پایدار است. با رفع چالش‌های موجود و توسعهٔ فن‌آوری‌های جدید، ذخیره‌سازی هیدروژن می‌تواند به‌عنوان راه حلی مقرون به صرفه برای ذخیره‌سازی انرژی‌های تجدیدپذیر و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای عمل کند و نقشی اساسی در گذار به یک سیستم انرژی پایدار ایفا کند.

مراجع

[1]. Iordache, I., Schitea, D., Gheorghe, A. V., & Iordache, M. (2014). Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. International Journal of Hydrogen Energy, 39(21), 11071-11081, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.05.067.
[2]. Akbari Sene, R., Rahmani, F., Moradi, G., & Sharifnia, S. (2020). Immobilization of TiO_2 nanoparticles over treated natural aluminasilicate for hydrogen production: Effect of support treatment and operational conditions of process. Journal of Petroleum Research, 30(99-2), 14-30, doi: 10.22078/pr.2020.3827.2743.
[3]. Rusman, N. A. A., & Dahari, M. (2016). A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications. International Journal of Hydrogen Energy, 41(28), 12108-12126, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.244.
[4]. Zhan, L., Bo, Y., Lin, T., & Fan, Z. (2021). Development and outlook of advanced nuclear energy technology. Energy Strategy Reviews, 34, 100630, doi: 10.1016/j.esr.2021.100630.
[5]. Rezk, H., Alsaman, A. S., Al-Dhaifallah, M., Askalany, A. A., Abdelkareem, M. A., & Nassef, A. M. (2019). Identifying optimal operating conditions of solar-driven silica gel based adsorption desalination cooling system via modern optimization. Solar Energy, 181, 475-489, doi: 10.1016/j.solener.2019.02.024.
[6]. Kamel, A. A., Rezk, H., & Abdelkareem, M. A. (2021). Enhancing the operation of fuel cell-photovoltaic-battery-supercapacitor renewable system through a hybrid energy management strategy. International Journal of Hydrogen Energy, 46(8), 6061-6075, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.052.
[7]. Ojaghi H., Simjoo M., Shahin M., & Chahardowli M., Geothermal energy extraction using abandoned oil and gas wells: TechNo-ecoNomic review, The 12th International Chemical Engineering Congress & Exhibition (IChEC 2023).
[8]. Mahmoud, M., Ramadan, M., Olabi, A. G., Pullen, K., & Naher, S. (2020). A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. Energy Conversion and Management, 210, 112670, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112670.
[9]. Soudan, B. (2019). Community-scale baseload generation from marine energy. Energy, 189, 116134, doi: 10.1016/j.energy.2019.116134.
[10]. Inayat, A., Nassef, A. M., Rezk, H., Sayed, E. T., Abdelkareem, M. A., & Olabi, A. G. (2019). Fuzzy modeling and parameters optimization for the enhancement of biodiesel production from waste frying oil over montmorillonite clay K-30. Science of the Total Environment, 666, 821-827, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.02.321.
[11]. Hussain, N., Abdelkareem, M. A., Alawadhi, H., Alaswad, A., & Sayed, E. T. (2021). Two dimensional Cu based nanocomposite materials for direct urea fuel cell. International Journal of Hydrogen Energy, 46(8), 6051-6060, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.293.
[12]. Kouhi, M. M., Kahzadvand, K., Shahin, M., & Shafiei, A. (2025). New connectionist tools for prediction of CO_2 diffusion coefficient in brine at high pressure and temperature─ implications for CO_2 sequestration in deep saline aquifers. Fuel, 384, 134000, doi: 10.1016/j.fuel.2024.134000.
[13]. Lehtola, T., & Zahedi, A. (2019). Solar energy and wind power supply supported by storage technology: A review. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 35, 25-31, doi: 10.1016/j.seta.2019.05.013.
[14]. Shaqsi, A. Z. A., Sopian, K., & Al-Hinai, A. (2020). Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. Energy Reports, 6, 288-306, doi: 10.1016/j.egyr.2020.07.028.
[15]. Shahin, M., & Simjoo, M. (2025). Potential applications of innovative AI-based tools in hydrogen energy development: Leveraging large language model technologies. International Journal of Hydrogen Energy, 102, 918-936, doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.01.066.

[16]. Abe, J. O., Popoola, A. P. I., Ajenifuja, E., & Popoola, O. M. (2019). Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15072-15086, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.
[17]. M. Shahin and M. Simjoo, Leveraging Large Language Models and Generative AI in Pore-Scale Modeling for Enhanced Hydrogen and Carbon Storage, 1st Iran InterPore Conference, Tehran, Iran, 2024.
[18]. Matos, C. R., Carneiro, J. F., & Silva, P. P. (2019). Overview of large-scale underground energy storage technologies for integration of renewable energies and criteria for reservoir identification. Journal of Energy Storage, 21, 241-258, doi: 10.1016/j.est.2018.11.023.
[19]. Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 105, 86-94, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.051.
[20]. Enerdata. 2022 Edition: Annual benchmarks and long-term impacts, 2022. [Online]. Available: https://www.enerdata.net/publications/reports-presentations/world-energy-trends.html
[21]. Hematpur, H., Abdollahi, R., Rostami, S., Haghighi, M., & Blunt, M. J. (2023). Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges. Advances in Geo-Energy Research, 7(2), 111-131, doi: 10.46690/ager.2023.02.05.
[22]. Ansari, D. (2022). The hydrogen ambitions of the Gulf States: Achieving economic diversification while maintaining power. doi.org/10.18449/2022C44.
[23]. Salahshoor, S., & Afzal, S. (2022). Subsurface technologies for hydrogen production from fossil fuel resources: A review and techno-economic analysis. International Journal of Hydrogen Energy, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.202.
[24]. Office of Fossil Energy, U.S.D.o.E. Hydrogen strategy enabling a low-carbon ecoNomy, 2020.
[25]. Lamb, J. J., Hillestad, M., Rytter, E., Bock, R., Nordgård, A. S., Lien, K. M., Burheim, O.S. & Pollet, B. G. (2020). Traditional routes for hydrogen production and carbon conversion. In Hydrogen, biomass and bioenergy (pp. 21-53). Academic Press. doi: 10.1016/B978-0-08-102629-8.00003-7.
[26]. Minh, D. P., Siang, T. J., Vo, D. V. N., Phan, T. S., Ridart, C., Nzihou, A., & Grouset, D. (2018). Hydrogen production from biogas reforming: An overview of steam reforming, dry reforming, dual reforming, and tri-reforming of methane. Hydrogen Supply Chains, 111-166. doi: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00004-X.
[27]. Sengodan, S., Lan, R., Humphreys, J., Du, D., Xu, W., Wang, H., & Tao, S. (2018). Advances in reforming and partial oxidation of hydrocarbons for hydrogen production and fuel cell applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 761-780. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.071.
[28]. Liao, C. H., & Horng, R. F. (2017). Experimental study of syngas production from methane dry reforming with heat recovery strategy. International Journal of Hydrogen Energy, 42(40), 25213-25224, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.01.238.
[29]. Naeem, M. A., Al-Fatesh, A. S., Fakeeha, A. H., & Abasaeed, A. E. (2014). Hydrogen production from methane dry reforming over nickel-based nanocatalysts using surfactant-assisted or polyol method. International Journal of Hydrogen Energy, 39(30), 17009-17023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.08.090.
[30]. Lee, D. H. (2015). Hydrogen production via the Kværner process and plasma reforming. In Compendium of hydrogen energy (pp. 349-391). Woodhead Publishing. doi: 10.1016/B978-1-78242-361-4.00012-1.
[31]. Saavedra Lopez, J., Lebarbier Dagle, V., Deshmane, C. A., Kovarik, L., Wegeng, R. S., & Dagle, R. A. (2019). Methane and ethane steam reforming over MgAl2O4-supported Rh and Ir catalysts: catalytic implications for natural gas reforming application. Catalysts, 9(10), 801. doi: 10.3390/catal9100801.
[32]. Basile, F., Fornasari, G., Trifirò, F., & Vaccari, A. (2002). Rh–Ni synergy in the catalytic partial oxidation of methane: surface phenomena and catalyst stability. Catalysis Today, 77(3), 215-223, doi: 10.1016/S0920-5861(02)00247-X.
[33]. Peymani, M., Alavi, S. M., & Rezaei, M. (2016). Synthesis gas production by catalytic partial oxidation of methane, ethane and propane on mesoporous nanocrystalline Ni/Al_2O_3 catalysts. International Journal of Hydrogen Energy, 41(42), 19057-19069, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.072.
[34]. Mota, N., Ismagilov, I. Z., Matus, E. V., Kuznetsov, V. V., Kerzhentsev, M. A., Ismagilov, Z. R., Navarro, R.M. & Fierro, J. L. G. (2016). Hydrogen production by autothermal reforming of methane over lanthanum chromites modified with Ru and Sr. International Journal of Hydrogen Energy, 41(42), 19373-19381. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.029.
[35]. Yan, Y., Li, H., Li, L., Zhang, L., & Zhang, J. (2018). Properties of methane autothermal reforming to generate hydrogen in membrane reactor based on thermodynamic equilibrium model. Chemical Engineering and Processing-Process Intensification, 125, 311-317. doi: 10.1016/j.cep.2018.01.010.
[36]. Bakhtyari A., Makarem M. A., & Rahimpour M. R. (2018). Hydrogen Production Through Pyrolysis, in Encyclopedia of Sustainability Science and TechNology, New York, NY: Springer New York, 1–28. doi: 10.1007/978-1-4939-2493-6_956-1.

[37]. Ozarslan, A. (2012). Large-scale Hydrogen Energy Storage in Salt Caverns. International journal of hydrogen energy, 37(19), 14265-14277. doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.111.
[38]. Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, 45(11), 6793-6805. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
[39]. Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. International Journal of Hydrogen Energy, 39(28), 15570-15582. doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
[40]. Cihlar, J., Mavins, D., (2021). Van Der Leun, K. Picturing the Value of Underground Gas Storage to the European Hydrogen System. Chicago, USA, Guidehouse.
[41]. Peng, H., Fan, J., Zhang, X., Chen, J., Li, Z., Jiang, D., & Liu, C. (2020). Computed tomography analysis on cyclic fatigue and damage properties of rock salt under gas pressure. International Journal of Fatigue, 134, 105523. doi: 10.1016/j.ijfatigue.2020.105523.
[42]. Zhang, N., Shi, X., Zhang, Y., & Shan, P. (2020). Tightness analysis of underground natural gas and oil storage caverns with limit pillar widths in bedded rock salt. Ieee Access, 8, 12130-12145. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2966006.
[43]. Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. International Journal of Hydrogen Energy, 46(45), 23436-23462, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.
[44]. Sáinz-García, A., Abarca, E., Rubí, V., & Grandia, F. (2017). Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer. International journal of hydrogen energy, 42(26), 16657-16666. doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.076.
[45]. Liu, W., Li, Y., Yang, C., Daemen, J. J., Yang, Y., & Zhang, G. (2015). Permeability characteristics of mudstone cap rock and interlayers in bedded salt formations and tightness assessment for underground gas storage caverns. Engineering Geology, 193, 212-223. doi: 10.1016/j.enggeo.2015.04.010.
[46]. 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.
[47]. Muhammed, N. S., Haq, B., Al Shehri, D., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., & Zaman, E. (2022). A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. Energy Reports, 8, 461-499. doi: 10.1016/j.egyr.2021.12.002.
[48]. Lux, K. H. (2009). Design of salt caverns for the storage of natural gas, crude oil and compressed air: Geomechanical aspects of construction, Operation and Abandonment. doi: 10.1144/SP313.7.
[49]. Luboń, K., & Tarkowski, R. (2020). Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland. International journal of hydrogen energy, 45(3), 2068-2083. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.055.
[50]. Crotogino, F., Donadei, S., Bünger, U., & Landinger, H. (2010, May). Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies. In 18th World Hydrogen Energy Conference (Vol. 78, pp. 37-45).
[51]. Böttcher, N., Görke, U. J., Kolditz, O., & Nagel, T. (2017). Thermo-mechanical investigation of salt caverns for short-term hydrogen storage. Environmental Earth Sciences, 76, 1-13. doi: 10.1007/s12665-017-6414-2.
[52]. Juez-Larré, J., Van Gessel, S., Dalman, R., Remmelts, G., & Groenenberg, R. (2019). Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands. First Break, 37(7), 57-66. doi: 10.3997/1365-2397.n0039.
[53]. Le Duigou, A., Bader, A. G., Lanoix, J. C., & Nadau, L. (2017). Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. International Journal of Hydrogen Energy, 42(36), 22987-23003. doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.06.239.
[54]. Miocic, J., Heinemann, N., Edlmann, K., Scafidi, J., Molaei, F., & Alcalde, J. (2023). Underground hydrogen storage: a review. doi: 10.1144/SP528-2022-88.
[55]. Saeed, M., & Jadhawar, P. (2024). Modelling underground hydrogen storage: A state-of-the-art review of fundamental approaches and findings. Gas Science and Engineering, 121, 205196. doi: 10.1016/j.jgsce.2023.205196.
[56]. Toleukhanov, A., Panfilov, M., & Kaltayev, A. (2015). Storage of hydrogenous gas mixture in geological formations: Self-organisation in presence of chemotaxis. International Journal of Hydrogen Energy, 40(46), 15952-15962. doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.033.
[57]. Ganzer, L., Reitenbach, V., Pudlo, D., Panfilov, M., Albrecht, D., & Gaupp, R. (2013, June). The H2STORE project-experimental and numerical simulation approach to investigate processes in underground hydrogen reservoir storage. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition? (pp. SPE-164936). SPE. doi: 10.2118/164936-MS.
[58]. Pichler, M. (2019, April). Underground sun storage results and outlook. In EAGE/DGMK joint workshop on underground storage of hydrogen (Vol. 2019, No. 1, pp. 1-4). European Association of Geoscientists & Engineers.. doi: 10.3997/2214-4609.201900257.

[59]. Hemme, C., & Van Berk, W. (2018). Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields. Applied Sciences, 8(11), 2282. doi: 10.3390/app8112282.
[60]. JScafidi, J., Wilkinson, M., Gilfillan, S. M., Heinemann, N., & Haszeldine, R. S. (2021). A quantitative assessment of the hydrogen storage capacity of the UK continental shelf. International Journal of Hydrogen Energy, 46(12), 8629-8639. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.106.
[61]. Panfilov, M. (2016). Underground and pipeline hydrogen storage. In Compendium of Hydrogen Energy (pp. 91-115). Woodhead Publishing. doi: 10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3.
[62]. Liebscher, A., Wackerl, J., & Streibel, M. (2016). Geologic storage of hydrogen–fundamentals, processing, and projects. Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology, 629-658. doi: 10.1002/9783527674268.ch26.
[63]. Pei, M., Petäjäniemi, M., Regnell, A., & Wijk, O. (2020). Toward a fossil free future with HYBRIT: Development of iron and steelmaking technology in Sweden and Finland. Metals, 10(7), 972. doi: 10.3390/met10070972.
[64]. Lalanne, P., & Byrne, P. (2019). Large-scale pumped thermal electricity storages—converting energy using shallow lined rock caverns, carbon dioxide and underground pumped-hydro. Applied Sciences, 9(19), 4150. doi: 10.3390/app9194150.
[65]. P. Hoffmann, The Forever Fuel. Routledge, 2019. doi: 10.4324/9780429311000.
[66]. Aziz, M. (2021). Liquid hydrogen: A review on liquefaction, storage, transportation, and safety. Energies, 14(18), 5917. doi: 10.3390/en14185917.
[67]. Hassanpouryouzband, A., Joonaki, E., Edlmann, K., Heinemann, N., & Yang, J. (2020). Thermodynamic and transport properties of hydrogen containing streams. Scientific Data, 7(1), 222. doi: 10.1038/s41597-020-0568-6.
[68]. Bai, M., Song, K., Sun, Y., He, M., Li, Y., & Sun, J. (2014). An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China. Journal of Petroleum Science and Engineering, 124, 132-136. doi: 10.1016/j.petrol.2014.09.037.
[69]. Lassin, A., Dymitrowska, M., & Azaroual, M. (2011). Hydrogen solubility in pore water of partially saturated argillites: Application to Callovo-Oxfordian clayrock in the context of a nuclear waste geological disposal. Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C, 36(17-18), 1721-1728. doi: 10.1016/j.pce.2011.07.092.
[70]. Kampman, N., Busch, A., Bertier, P., Snippe, J., Hangx, S., Pipich, V., Di, Z., Rother, G., Harrington, J.F., Evans, J.P. & Bickle, M. J. (2016). Observational evidence confirms modelling of the long-term integrity of CO_2-reservoir caprocks. Nature Communications, 7(1), 12268. doi: 10.1038/ncomms12268.
[71]. Reitenbach, V., Ganzer, L., Albrecht, D., & Hagemann, B. (2015). Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues. Environmental Earth Sciences, 73, 6927-6937. doi: 10.1007/s12665-015-4176-2.
[72]. Truche, L., Jodin-Caumon, M. C., Lerouge, C., Berger, G., Mosser-Ruck, R., Giffaut, E., & Michau, N. (2013). 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. Chemical Geology, 351, 217-228. doi: 10.1016/j.chemgeo.2013.05.025.
[73]. Wei, T. Y., Lim, K. L., Tseng, Y. S., & Chan, S. L. I. (2017). A review on the characterization of hydrogen in hydrogen storage materials. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 79, 1122-1133. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.132.
[74]. Boschee, P. (2014). Taking on the technical challenges of sour gas processing. Oil and Gas Facilities, 3(06), 21-25. doi: 10.2118/1214-0021-OGF.
[75]. Bihua, X., Bin, Y., & Yongqing, W. (2018). Anti-corrosion cement for sour gas (H_2S-CO_2) storage and production of HTHP deep wells. Applied Geochemistry, 96, 155-163. doi: 10.1016/j.apgeochem.2018.07.004.
[76]. Flesch, S., Pudlo, D., Albrecht, D., Jacob, A., & Enzmann, F. (2018). Hydrogen underground storage—Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions. International Journal of Hydrogen Energy, 43(45), 20822-20835. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.112.
[77]. Shi, Z., Jessen, K., & Tsotsis, T. T. (2020). Impacts of the subsurface storage of natural gas and hydrogen mixtures. International Journal of Hydrogen Energy, 45(15), 8757-8773. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.044.
[78]. Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J. M., Hangx, S. J., Kallmeyer, J., Ostertag-Henning, C., Hassanpouryouzband, A., Thaysen, E.M., Strobel, G.J., Schmidt-Hattenberger, C. & Rudloff, A. (2021). Enabling large-scale hydrogen storage in porous media–the scientific challenges. Energy & Environmental Science, 14(2), 853-864. doi: 10.1039/D0EE03536J.
[79]. Hangx, S., Bakker, E., Bertier, P., Nover, G., & Busch, A. (2015). Chemical–mechanical coupling observed for depleted oil reservoirs subjected to long-term CO_2-exposure–A case study of the Werkendam natural CO_2 analogue field. Earth and Planetary Science Letters, 428, 230-242. doi: 10.1016/j.epsl.2015.07.044.
[80]. Gregory, S. P., Barnett, M. J., Field, L. P., & Milodowski, A. E. (2019). Subsurface microbial hydrogen

cycling: Natural occurrence and implications for industry. Microorganisms, 7(2), 53. doi: 10.3390/microorganisms7020053.
[81]. Thaysen, E. M., McMahon, S., Strobel, G. J., Butler, I. B., Ngwenya, B. T., Heinemann, N., Wilkinson, M., Hassanpouryouzband, A., McDermott, C.I. & Edlmann, K. (2021). Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 151, 111481., doi: 10.1016/j.rser.2021.111481.
[82], Dopffel, N., Jansen, S., & Gerritse, J. (2021). Microbial side effects of underground hydrogen storage–Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. International Journal of Hydrogen Energy, 46(12), 8594-8606. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.058.
[83]. Kryachko, Y. (2018). Novel approaches to microbial enhancement of oil recovery. Journal of Biotechnology, 266, 118-123. doi: 10.1016/j.jbiotec.2017.12.019.
[84]. Gaol, C., Wegner, J., Ganzer, L., Dopffel, N., Koegler, F., Borovina, A., & Alkan, H. (2019, June). Investigation of pore-scale mechanisms of microbial enhanced oil recovery MEOR using microfluidics application. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition? (p. D041S010R002). SPE. doi: 10.2118/195553-MS.
[85]. Amigáň, P., Greksak, M., Kozánková, J., Buzek, F., Onderka, V., & Wolf, I. (1990). Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas stored in an underground reservoir. FEMS Microbiology Ecology, 6(3), 221-224. doi: 10.1111/j.1574-6968.1990.tb03944.x.
[86]. Pérez, A., Pérez, E., Dupraz, S., & Bolcich, J. (2016, June). Patagonia wind-hydrogen project: underground storage and methanation. In 21st World Hydrogen Energy Conference 2016.
[87]. Ali, I., Hasan, S. Z., Hozaifa, M., Imanova, G., & Kurniawan, T. A. (2024). Recent Advances in Hydrogen Storage Methods. Green Hydrogen Economy for Environmental Sustainability. Volume 2: Applications, Challenges, and Policies, 135-179. doi: 10.1021/bk-2024-1474.ch007.
[88]. Ajibona, A. I., & Pandey, R. (2024, June). Evaluating Caprock Integrity During Underground Hydrogen Storage (UHS) in Subsurface Rocks. In ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium (p. D031S033R003). ARMA. doi: 10.56952/ARMA-2024-0601.
[89]. Dilshan, R. A. D. P., Perera, M. S. A., & Matthai, S. K. (2024). Effect of mechanical weakening and crack formation on caprock integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs–A comprehensive review. Fuel, 371, 131893. doi: 10.1016/j.fuel.2024.131893.
[90]. BloombergNEF. The Hydrogen EcoNomy Outlook. March 2020.
[91]. Zapf, D., Staudtmeister, K., Rokahr, R. B., Donadei, S., Zander-Schiebenhöfer, D., Horvath, P. L., Fleig, S., Pollok, L., Hölzner, M. & Hammer, J. (2015, June). 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. In ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium (pp. ARMA-2015). ARMA.
[92]. Deveci, M. (2018). Site selection for hydrogen underground storage using interval type-2 hesitant fuzzy sets. International Journal of Hydrogen Energy, 43(19), 9353-9368. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.03.127.
[93]. Lewandowska-Śmierzchalska, J., Tarkowski, R., & Uliasz-Misiak, B. (2018). Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland. International Journal of Hydrogen Energy, 43(9), 4401-4414. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.01.089.
[94]. Nemati, B., Mapar, M., Davarazar, P., Zandi, S., Davarazar, M., Jahanianfard, D., & Mohammadi, M. (2020). A Sustainable Approach for Site Selection of Underground Hydrogen Storage Facilities Using Fuzzy-Delphi Methodology. Journal of Settlements & Spatial Planning. doi: 10.24193/JSSPSI.2020.6.02.
[95]. Tarkowski, R., & Czapowski, G. (2018). Salt domes in Poland–Potential sites for hydrogen storage in caverns. International Journal of Hydrogen Energy, 43(46), 21414-21427. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.212.
[96]. Taie, Z., Villaverde, G., Morris, J. S., Lavrich, Z., Chittum, A., White, K., & Hagen, C. (2021). Hydrogen for heat: Using underground hydrogen storage for seasonal energy shifting in northern climates. International Journal of Hydrogen Energy, 46(5), 3365-3378. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.236.
[97]. Lemieux, A., Shkarupin, A., & Sharp, K. (2020). Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. International Journal of Hydrogen Energy, 45(56), 32243-32259. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.244.

Special Issues on the Development of the Hydrogen Technology Chain

Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(April-May), Vol. 35, No. 140, 27-32

DOI: 10.22078/pr.2024.5447.3423

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

DOI: 10.22078/pr.2024.5447.3423

Received: May 05, 2024 Accepted: November 13, 2024

Introduction

The dominance of fossil fuels in global energy production poses a significant challenge. Their finite reserves and detrimental environmental impact necessitate a swift transition towards sustainable alternatives [1]. While renewable energy sources like solar and wind power offer immense potential, their intermittent nature necessitates efficient and scalable energy storage solutions [2]. Hydrogen, the most abundant element on Earth, emerges as a frontrunner in this domain with its capacity for long-term and large-scale energy storage. This study delves into the intricacies of underground hydrogen storage, a crucial aspect of enabling a hydrogen-based economy. The analysis explores the various storage methods, suitable geological formations, and the engineering and geological considerations involved in safe and efficient underground hydrogen storage. Also, the focus of this study is on highlighting the potential of hydrogen as a clean and sustainable energy carrier, while acknowledging the challenges associated with its large-scale storage. Moreover, promising subterranean formations for hydrogen storage, including depleted hydrocarbon reservoirs, aquifers, salt caverns, and hard-rock formations, will be examined. Furthermore, the discussion will delve into the critical engineering and geological considerations for successful implementation, encompassing proper site selection, injection/withdrawal strategies, and mitigation of potential issues like reservoir integrity and microbial activity. Ultimately, this comprehensive overview of underground hydrogen storage, encompassing geological suitability, engineering considerations, and recent advancements, aims to contribute to the development of this critical technology for a sustainable energy future.

The Middle East's Perspective on Hydrogen Energy

The Paris Agreement and global climate concerns position the Middle East as a potential leader in hydrogen energy production. Furthermore, abundant solar and wind resources, robust infrastructure, and geographical advantages make the region a prime location for green hydrogen development. Gulf Cooperation Council (GCC) countries, with their existing energy infrastructure and financial resources, are well-positioned to capitalize on this opportunity. Several large-scale green hydrogen projects are underway in the UAE, Saudi Arabia, Oman, and Bahrain (Fig. 1). Moreover, these projects highlight a strong commitment to clean energy and a strategic shift away from fossil fuels. Nonetheless, key challenges persist, including high production costs, underdeveloped storage and transport infrastructure, and the need for technological advancements, all of which currently limit large-scale hydrogen adoption. Despite these hurdles, the Middle East has the potential to be a significant player in the global hydrogen market. By addressing these challenges, the region can unlock its potential for a sustainable energy future [3].

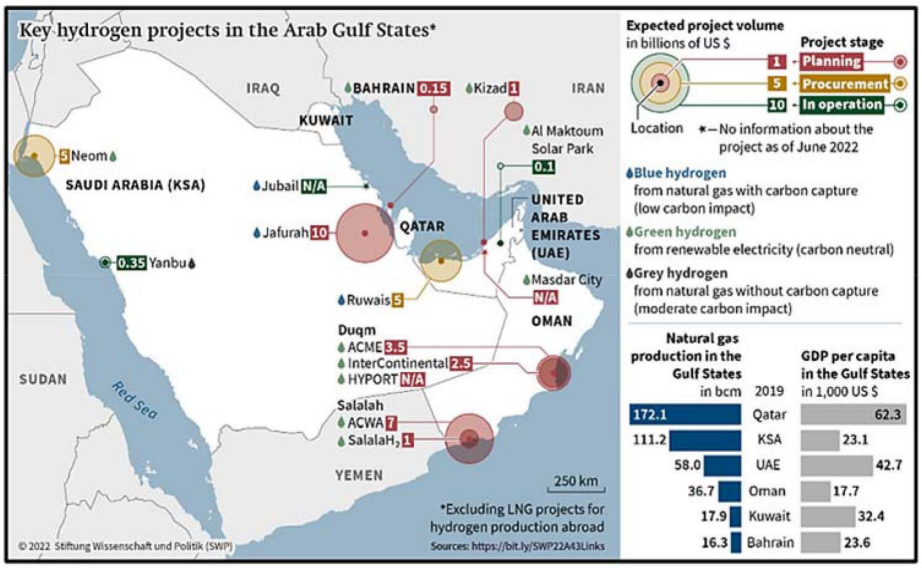


Fig. 1 List of some notable hydrogen production projects in GCC countries [3].

Underground Hydrogen Storage

Large-scale hydrogen storage is a critical bottleneck hindering the widespread adoption of hydrogen as a clean energy carrier. Underground Hydrogen Storage (UHS) offers a promising solution by utilizing geological formations for safe and efficient hydrogen containment. This section explores four main UHS methods: salt caverns, depleted gas fields, aquifers, and lined rock caverns.

Salt Caverns

Salt caverns, which are artificially created within naturally occurring salt deposits, present several advantages for UHS. Their dense structure offers high impermeability, preventing hydrogen leakage and ensuring long-term storage security. Salt's plasticity allows it to adapt to stress, minimizing the risk of fractures during operation [4]. Additionally, salt's chemical inertness towards hydrogen prevents degradation and maintains gas purity [5]. However, salt caverns also have limitations. Suitable salt formations are not ubiquitous, geographically restricting their widespread use. Creating salt caverns involves brine extraction and infrastructure development, leading to significant initial investment.

Depleted Gas Fields

Depleted gas fields offer another viable UHS option by leveraging existing advantages. Existing well infrastructure and pipelines in depleted gas fields can significantly reduce development costs compared to constructing new facilities [6]. Their successful history of natural gas storage demonstrates their ability to safely contain hydrogen [7]. Additionally, depleted gas fields boast a large storage capacity, making them suitable for large-scale storage needs. Adapting depleted gas fields for UHS requires careful considerations. A thorough evaluation of the reservoir's porosity, permeability, and caprock integrity is crucial to ensure safe hydrogen storage. Existing wells need inspection and potential rehabilitation to guarantee hydrogen containment. Residual natural gas must also be removed to prevent contamination and potential safety hazards. Fig. 2 shows a schematic of a depleted hydrocarbon reservoir.

Aquifers

Aquifers offer a potentially abundant and geographically widespread UHS option. Compared to limited salt cavern formations, aquifers are widely distributed globally, offering greater storage potential. Additionally, aquifers can accommodate large-scale hydrogen storage suitable for seasonal energy balancing [9]. However, utilizing aquifers for UHS presents distinct challenges. A thorough evaluation of the caprock integrity is essential to prevent hydrogen migration. Aquifer UHS often requires additional infrastructure development and the use of cushion gas, increasing costs. Hydrogen-consuming bacteria present in aquifers can potentially impact storage efficiency.

Lined Rock Caverns

Lined rock caverns, a new UHS technology, utilize man-made caverns excavated in rock formations. Impervious lining materials prevent leaks and contamination, ensuring safe hydrogen storage. Lined rock caverns can withstand higher pressures than other UHS options, offering operational flexibility. Their ability to handle multiple injection/withdrawal cycles makes them suitable for responding to peak demand [2].

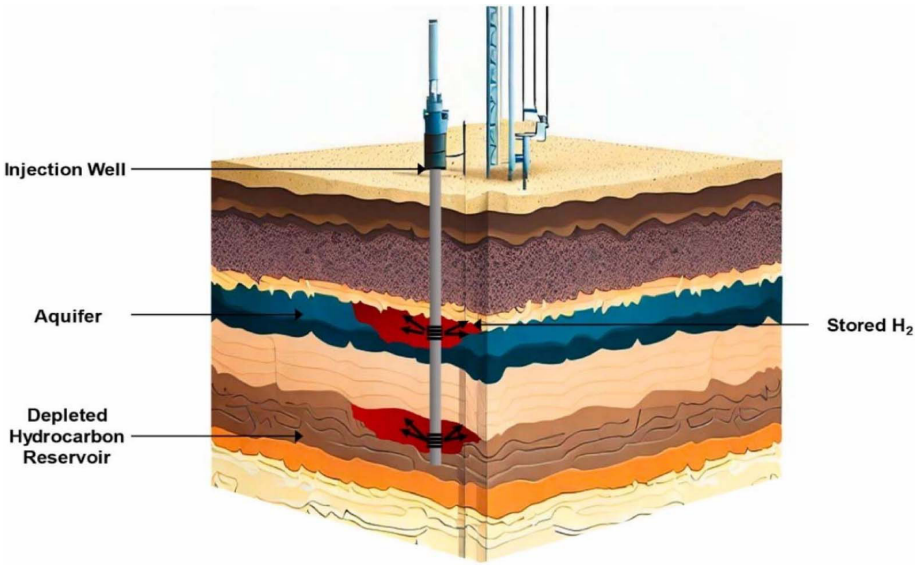


Fig. 2 Schematic of a depleted hydrocarbon reservoir for UHS [8].

However, lined rock caverns also have limitations. Constructing lined rock caverns is expensive, limiting their use to scenarios where other options are unavailable. Long-term exposure to hydrogen might necessitate using special steel or alternative lining materials to prevent steel embrittlement. Additionally, their capacity is not suitable for fulfilling the large-scale storage needs of a global hydrogen economy.

Results and Discussion

Challenges and Opportunities of Underground Hydrogen Storage

Reservoir Engineering Challenges

Unlike carbon dioxide storage, where trapping mechanisms are crucial for long-term storage, hydrogen requires mobility for extraction [1]. Achieving high-saturation hydrogen storage in a subsurface formation is essential, as it allows for efficient retrieval. However, challenges like hydrogen-cushion gas mixing and bacterial degradation can lead to gas loss and compromise storage efficiency. Additionally, material compatibility with existing infrastructure in depleted hydrocarbon fields needs to be addressed to prevent hydrogen interaction with traditional well and pipeline materials. Fig. 3 illustrates the crucial parameters that need to be considered when designing underground hydrogen storage processes in porous media from a reservoir engineering standpoint.

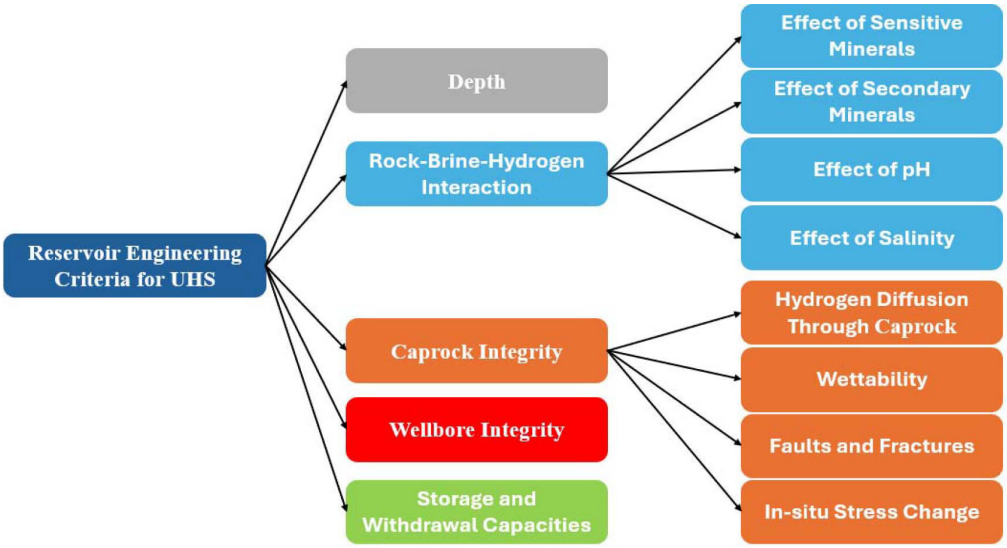


Fig. 3 Important parameters in the design of underground hydrogen storage process from a reservoir engineering perspective.

Geological Considerations

The geological characteristics of storage formations, particularly for aquifer storage, are crucial and still under investigation. These factors include depth, pressure, storage capacity, permeability, and the potential for leakage through caprocks, faults, or fractures [10]. While salt caverns offer a more established storage option, their limited capacity and geographical constraints make depleted hydrocarbon reservoirs and aquifers more attractive for large-scale applications.

Economic Viability

Underground hydrogen storage presents both challenges and opportunities in terms of economic viability. While the initial costs of establishing storage facilities are significant, the potential for cost-effective storage over the long term is promising. As shown in Fig. 4, underground hydrogen storage has the potential to make hydrogen more competitive in the energy market [11].

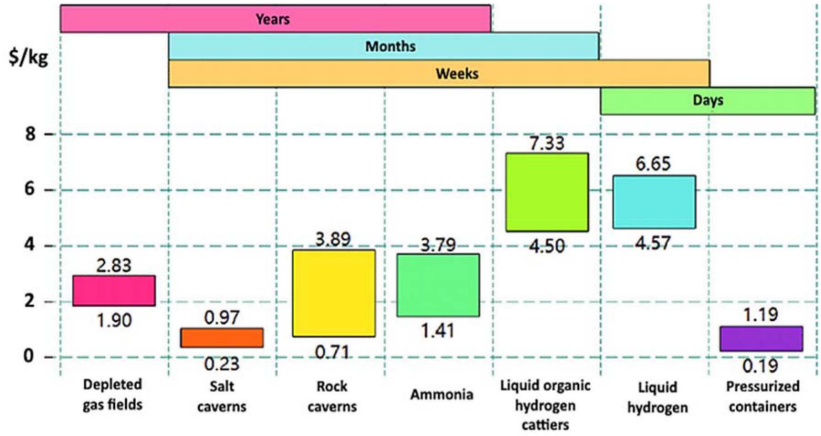


Fig. 4 The storage costs of various hydrogen storage technologies [11].

Site Selection for Underground Hydrogen Storage Projects

For underground hydrogen storage (UHS) to be successful, meticulous site selection is paramount. Geologically suitable formations with appropriate caprock and host rock properties, along with the feasibility of facility development, are essential. Depth, area, and thickness of the formation determine its storage capacity. A good caprock needs sufficient thickness and low permeability to prevent leakage. Favorable reservoir properties, including high porosity and permeability, enhance storage capacity and hydrogen injectivity. The total storage capacity and reservoir pressure influence the amount of hydrogen that can be stored and the cushion gas required for efficient production. Economically, factors like labor costs, distance between hydrogen supply and demand, infrastructure availability, and initial capital investment all play a role. Safety and environmental considerations include assessing the risk of natural disasters and minimizing any potential environmental impact. Regulatory constraints must also be addressed before project initiation. Socially, gaining the acceptance of local communities through surveys and creating job opportunities through project development are crucial aspects. By carefully considering these technical, economic, safety, environmental, and social factors, UHS project developers can identify suitable sites that minimize risks and maximize project viability [12,13]. Table 1 summarizes some of the considerations used for site selection for UHS projects worldwide.

Table 1 Criteria for site selection of hydrogen underground storage.

References	Storage Type	Criteria	Location
[12]	Aquifer	Geology (tectonic activity, overburden lithology), volume, depth	Poland
[14]	Salt cavern	Operator interest, geology, brine demand, infrastructure Good geological conditions	Romania
[15]	Salt cavern	Geology (shape and complexity of the structure), volume, recognition stage, depth	Poland
[16]	Salt cavern	Investment cost, storage cost, gas pressure, reservoir porosity and permeability, geology	Turkey
[17]	Pilot scale project	Infrastructure, stakeholder access, cost	US
[18]	All types	Geology, production capacity, cost, government support	Canada
[9]	Aquifer	Depth, reservoir quality, volume	UK

Conclusions

Large-scale underground hydrogen storage stands as a pivotal technology for enabling a carbon-neutral energy landscape. This study has comprehensively examined current projects and initiatives, exploring the storage properties of hydrogen and suitable geological formations. Salt caverns, while successful, possess limitations in capacity and cost. Depleted hydrocarbon reservoirs and aquifers offer immense potential due to their vast capacity and geographic distribution. However, utilizing hydrogen necessitates material compatibility upgrades in existing infrastructure. The pathway to widespread hydrogen storage adoption hinges on overcoming two key challenges: technical and economic. Limited experience with long-term hydrogen storage in hydrocarbon fields and aquifers raises concerns about bacterial degradation, gas mixing, and trapping-induced losses. Additionally, the current dominance of cost-effective, yet carbon-intensive grey hydrogen production necessitates advancements in blue hydrogen (carbon capture and storage) or renewable-powered electrolysis. Despite these challenges, a growing commitment to hydrogen storage is evident. Increased government and private sector investments are fueling numerous pilot projects around the globe, particularly in the Middle East. These endeavors underscore the collective effort towards developing hydrogen storage as a cornerstone of a sustainable future. By successfully addressing the technical and economic hurdles and fostering the development of innovative storage technologies, hydrogen storage can emerge as a cost-effective solution for storing renewable energy, reducing greenhouse gas emissions, and playing a pivotal role in the transition to a sustainable energy system.

Nomenclatures

GCC: Gulf Cooperation Council countries
UHS: Underground Hydrogen Storage

References

1. Elsaid, K., Sayed, E. T., Abdelkareem, M. A., Baroutaji, A., & Olabi, Y. A. (2020). Environmental impact of desalination processes: Mitigation and control strategies. Science of the Total Environment, 740, 140125. doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.140125.
2. Hematpur, H., Abdollahi, R., Rostami, S., Haghighi, M., & Blunt, M. J. (2023). Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges. Advances in Geo-Energy Research, 7(2), 111-131. doi: 10.46690/ager.2023.02.05.
3. Ansari, D. (2022). The hydrogen ambitions of the Gulf States: Achieving economic diversification while maintaining power. https://doi.org/10.18449/2022C44
4. Peng, H., Fan, J., Zhang, X., Chen, J., Li, Z., Jiang, D., & Liu, C. (2020). Computed tomography analysis on cyclic fatigue and damage properties of rock salt under gas pressure. International Journal of Fatigue, 134, 105523. doi: 10.1016/j.ijfatigue.2020.105523.
5. Cihlar, J., Mavins, D., Van Der Leun, K. Picturing the Value of Underground Gas Storage to the European Hydrogen System. Chicago, USA, Guidehouse, 2021.
6. Matos, C. R., Carneiro, J. F., & Silva, P. P. (2019). Overview of large-scale underground energy storage technologies for integration of renewable energies and criteria for reservoir identification. Journal of Energy Storage, 21, 241-258. doi: 10.1016/j.est.2018.11.023.
7. Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 105, 86-94. doi: 10.1016/j.rser.2019.01.051.
8. Saeed, M., & Jadhawar, P. (2024). Modelling underground hydrogen storage: A state-of-the-art review of fundamental approaches and findings. Gas Science and Engineering, 121, 205196. doi: 10.1016/j.jgsce.2023.205196.
9. Scafidi, J., Wilkinson, M., Gilfillan, S. M., Heinemann, N., & Haszeldine, R. S. (2021). A quantitative assessment of the hydrogen storage capacity of the UK continental shelf. International Journal of Hydrogen Energy, 46(12), 8629-8639. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.106.
10. Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. International journal of hydrogen energy, 46(45), 23436-23462. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.138. BloombergNEF. The Hydrogen Economy Outlook. March 2020.
11. Lewandowska-Śmierzchalska, J., Tarkowski, R., & Uliasz-Misiak, B. (2018). Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland. International Journal of Hydrogen Energy, 43(9), 4401-4414. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.01.089.
12. Nemati, B., Mapar, M., Davarazar, P., Zandi, S., Davarazar, M., Jahanianfard, D., & Mohammadi, M. (2020). A Sustainable Approach for Site Selection of Underground Hydrogen Storage Facilities Using Fuzzy-Delphi Methodology. Journal of Settlements & Spatial Planning. doi: 10.24193/JSSPSI.2020.6.02.
13. Iordache, I., Schitea, D., Gheorghe, A. V., & Iordache, M. (2014). Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. international journal of hydrogen energy, 39(21), 11071-11081. doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.05.067.
14. Tarkowski, R., & Czapowski, G. (2018). Salt

domes in Poland–Potential sites for hydrogen storage in caverns. International Journal of Hydrogen Energy, 43(46), 21414-21427. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.212.

15. Deveci, M. (2018). Site selection for hydrogen underground storage using interval type-2 hesitant fuzzy sets. International Journal of Hydrogen Energy, 43(19), 9353-9368. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.03.127.
16. Taie, Z., Villaverde, G., Morris, J. S., Lavrich, Z., Chittum, A., White, K., & Hagen, C. (2021). Hydrogen for heat: Using underground hydrogen storage for seasonal energy shifting in northern climates. International Journal of Hydrogen Energy, 46(5), 3365-3378. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.236.
17. Lemieux, A., Shkarupin, A., & Sharp, K. (2020). Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. International Journal of Hydrogen Energy, 45(56), 32243-32259. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.244.