Tarbiat Modares University

Journal of
Applied Research in Chemical-Polymer Engineering

journal homepage: www.arcpe.modares.ac.ir

Research Paper

Underground Hydrogen Storage in the Presence of Cushion Gas: Investigation of Cushion Gas Properties, Reservoir, and Operational Parameters

Mohammad Ramsari, Hamed Namdar, Arezou Jafari *

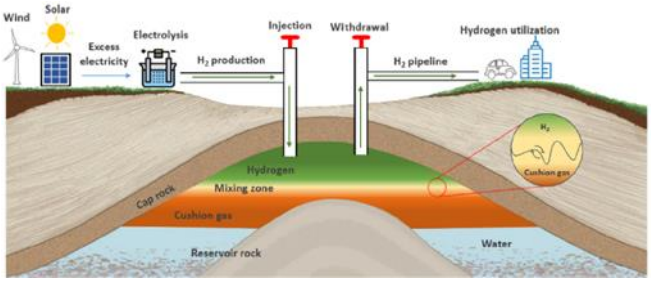
Petroleum Engineering Department, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

Received 2024-12-22
Revised 2024-01-18
Accepted 2025-01-18
Available online 2025-05-27
ISSN: 2588-5316
Online ISSN: 2588-5324

Keywords:
Underground hydrogen storage
Cushion gas
Renewable energy
Underground reservoir
Environment

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

The depletion of fossil energy resources and the emission of greenhouse gases are among the key factors driving attention toward renewable energies. Hydrogen storage, as an energy carrier, is considered one of the promising methods for sustainable utilization of these resources. In underground hydrogen storage (UHS), a portion of the gas remains unrecovered due to insufficient production pressure and is retained as cushion gas. To minimize hydrogen loss, it is proposed to replace hydrogen with more cost-effective gases, such as methane, nitrogen, or carbon dioxide, as the cushion gas. This study provides a comprehensive assessment of various cushion gases and the parameters influencing hydrogen storage in their presence, aiming to propose strategies for optimizing this process. In this study, over 300 scientific papers were reviewed, among which 80 articles were selected as the primary sources related to the underground storage process of hydrogen gas and other gases in the presence of cushion gas, while an additional 82 articles were reviewed as complementary references. These papers were categorized into three groups: the impact of cushion gas properties, reservoir properties, and operational parameters. The content was summarized and presented coherently, providing a comprehensive foundation for analyzing hydrogen storage in the presence of cushion gas. The results indicated that using gases such as methane, nitrogen, and carbon dioxide as cushion gas could significantly contribute to the economic aspects of UHS by reducing the amount of trapped hydrogen in the reservoir. The density and viscosity of the cushion gas play an important role in UHS. Nitrogen gas, due to its favorable physical properties, is a superior option for injection as it reduces the risk of phenomena such as gravitational segregation and fingering. In contrast, carbon dioxide, due to its solubility in formation water and high compressibility, requires the injection of larger volumes to achieve the desired reservoir pressure. Additionally, reduction in pressure and increase in temperature, porosity, and permeability lead to a decrease in hydrogen purity. Furthermore, simulations show that injecting the appropriate cushion gas and increasing the reservoir's recovery factor before starting hydrogen storage can help improve hydrogen purity and recovery.

* Corresponding author: ajafari@modares.ac.ir – ORCID: 0000-0003-3850-3327

Copyright@ 2025, The Authors. This open-access article is published under the terms of the Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License which permits Share (copy and redistribute the material in any medium or format) and Adapt (remix, transform, and build upon the material) under the Attribution-NonCommercial terms.

نشریه پژوهش‌های کاربردی مهندسی شیمی–پلیمر

آدرس صفحه: www.arcpe.modares.ac.ir

مقاله تحقیقاتی

ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن در حضور گاز پایه: بررسی خواص گازهای پایه، پارامترهای مخزنی و عملیاتی

محمد رامسری، حامد نامدار، آرزو جعفری *

گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

چکیده

کاهش منابع انرژی فسیلی و انتشار گازهای گلخانه‌ای از مهم‌ترین عوامل توجه به انرژی‌های تجدیدپذیر است. ذخیره‌سازی هیدروژن به‌عنوان حامل انرژی، یکی از روش‌های امیدبخش برای بهره‌برداری پایدار از این منابع محسوب می‌شود. در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن، بخشی از گاز به‌دلیل عدم تأمین فشار موردنیاز تولید نمی‌شود و به‌عنوان گاز پایه باقی می‌ماند. به‌منظور کاهش اتلاف هیدروژن، پیشنهاد می‌شود از گازهای ارزان‌تر مانند متان، نیتروژن یا دی‌اکسیدکربن به‌عنوان گاز پایه جایگزین استفاده شود. این مطالعه به بررسی جامع انواع گازهای پایه و عوامل مؤثر بر ذخیره‌سازی هیدروژن در حضور گاز پایه می‌پردازد، تا راهکاری برای بهینه‌سازی این فرایند ارائه شود. در این پژوهش ابتدا بیش از ۳۰۰ مقاله علمی جمع‌آوری و بررسی شد. از این میان، ۸۰ مقاله به‌عنوان مقالات اصلی انتخاب شدند که مرتبط با ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن و دیگر گازها در حضور گاز پایه بودند و ۸۲ مقاله دیگر نیز به‌عنوان منابع تکمیل‌کننده مورد ارزیابی قرار گرفتند. مقالات اصلی در سه دسته شامل تأثیر خواص گاز پایه، تأثیر خواص مخزن و تأثیر عوامل عملیاتی طبقه‌بندی شدند. سپس محتوای این مقالات پس از ارزیابی دقیق، به‌صورت خلاصه و منسجم ارائه شد تا مبنایی جامع برای تحلیل فرایند ذخیره‌سازی گاز هیدروژن در حضور گاز پایه فراهم شود. نتایج به‌دست‌آمده نشان داد که استفاده از گازهای متان، نیتروژن و دی‌اکسیدکربن به‌عنوان گاز پایه می‌تواند تا حد بسیار زیادی با کاهش هیدروژن به‌دام‌افتاده درون مخزن، به مباحث اقتصادی پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن کمک کنند. چگالی و گرانروی گاز پایه نقش مهمی در ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن دارند. گاز نیتروژن به‌دلیل خواص فیزیکی مطلوب، گزینه‌ای برتر برای تزریق است، زیرا خطر وقوع پدیده‌هایی مانند جدایش ثقلی و انگشتی‌شدن را کاهش می‌دهد. در مقابل، گاز دی‌اکسیدکربن به‌دلیل انحلال در آب سازند و تراکم‌پذیری بالا، نیازمند تزریق حجم بیشتری برای رسیدن به فشار مطلوب مخزن است. علاوه بر این، کاهش فشار و افزایش دما، تخلخل و تراوایی منجر به کاهش خلوص هیدروژن می‌شود. همچنین، شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهند که تزریق گاز پایه مناسب و افزایش ضریب تخلیه‌ی مخزن پیش از شروع ذخیره‌سازی گاز هیدروژن می‌تواند به افزایش خلوص و بازیافت هیدروژن کمک کند.

کلیدواژه‌ها

ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن

گاز پایه

انرژی تجدیدپذیر

مخازن زیرزمینی

محیط‌زیست

اطلاعات مقاله

دریافت: ۱۴۰۳/۱۰/۰۲

بازنگری: ۱۴۰۳/۱۰/۲۹

پذیرش: ۱۴۰۳/۱۰/۲۹

دسترس آنلاین: ۱۴۰۴/۰۳/۰۶

ISSN: 2588-5316

Online ISSN: 2588-5324

* نویسنده مسئول ajafari@modares.ac.ir – ORCID: 0000-0003-3850-3327

کپی‌رایت © ۲۰۲۵، نویسندگان. این مقاله به‌صورت دسترسی آزاد منتشر شده و تحت مجوز بین‌المللی Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 قرار دارد. بر اساس این مجوز، شما می‌توانید این مطلب را در هر قالب و رسانه‌ای کپی، بازنشر و بازآفرینی کنید و یا آن را ویرایش و بازسازی نمایید، به شرط آنکه نام نویسنده را ذکر کرده و از آن برای مقاصد غیرتجاری استفاده کنید.

۱ مقدمه

در سال‌های اخیر، نگرانی‌های جهانی پیرامون تغییرات اقلیمی و افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای همچون دی‌اکسیدکربن همراه محدودیت منابع فسیلی نفت و گاز در دسترس و بحران انرژی ناشی از آن، نیاز به گذار از سوخت‌های فسیلی به سمت منابع انرژی تجدیدپذیر را بیش از پیش مطرح کرده است [۱-۳]. سوزاندن سوخت‌های فسیلی برای تولید انرژی منجر به انتشار قابل‌توجهی از گازهای گلخانه‌ای می‌شود که نقش کلیدی در افزایش گرمای جهانی دارند. این افزایش دما و تغییرات آب‌وهوایی مرتبط با آن، اثرات مخربی بر سامانه‌های زیستی و سلامت عمومی انسان‌ها و جانداران دارند و باعث وقوع بلایای طبیعی بیشتر همچون سیل، طوفان و خشکسالی می‌شود [۴-۷]. از این رو، سازمان‌های بین‌المللی، دولت‌ها و کشورها تلاش کرده‌اند تا با بهره‌گیری از منابع تجدیدپذیر نظیر انرژی خورشیدی، بادی و زمین‌گرمایی به‌عنوان جایگزین‌های پایدار و پاک برای سوخت‌های فسیلی، ضمن کاهش وابستگی به منابع محدود طبیعی، از انتشار گازهای گلخانه‌ای نیز بکاهند. به‌طور خاص، توافق پاریس که با هدف کاهش انتشار این گازها و محدود کردن افزایش دمای جهانی به زیر ۱/۵ درجه سانتی‌گراد به تصویب رسید، به‌عنوان یکی از اقدامات مهم بین‌المللی برای مقابله با تغییرات اقلیمی شناخته می‌شود. این توافقنامه کشورهای عضو را ملزم می‌کند تا با بهره‌گیری از فناوری‌های انرژی پاک و تجدیدپذیر، به سمت کاهش انتشار کربن حرکت کنند [۸, ۹]. علاوه بر این، بسیاری از کشورها برنامه‌های بلندمدتی برای کاهش استفاده از سوخت‌های فسیلی در حوزه‌هایی چون حمل‌ونقل، نیروگاه‌های تولید برق و صنایع تولیدی در دست اقدام دارند، چرا که وابستگی به منابع فسیلی، علاوه بر مشکلات زیست‌محیطی، از نظر اقتصادی نیز پرهزینه و ناپایدار است [۱۰, ۱۱].

انرژی‌های تجدیدپذیر همچون انرژی خورشیدی، بادی و برق‌آبی، به‌دلیل عدم تولید آلاینده‌های زیست‌محیطی، بازدهی بالا و عدم محدودیت در تولید، به‌عنوان گزینه‌های برتر برای تأمین انرژی پایدار شناخته شده‌اند [۱۲, ۱۳]. با این حال، مواردی همچون نوسانات طبیعی آب‌وهوا، چالش‌های قابل‌توجهی برای تأمین پایدار و مستمر انرژی از این منابع به وجود آورده است [۱۴, ۱۵]. این چالش‌ها باعث شده است که ذخیره‌سازی انرژی مازاد تولیدی در شرایط مساعد اهمیت ویژه‌ای پیدا کند تا از این طریق، تعادل بین عرضه و تقاضای انرژی در مواقع کاهش تولید و یا افزایش تقاضا حفظ شود [۱۶, ۱۷]. به همین دلیل، کشورها و دولت‌ها به دنبال یافتن راه‌حل‌های پایدار ذخیره‌سازی انرژی هستند. یکی از فناوری‌های نویدبخش در این زمینه، ذخیره‌سازی انرژی به‌صورت گاز هیدروژن است که علاوه بر فراهم‌کردن امکان ذخیره‌سازی طولانی‌مدت، به‌دلیل قابلیت تبدیل مجدد به الکتریسیته یا سوخت‌های پاک و عدم تولید هر گونه گاز گلخانه‌ای مضر در طول این فرایند، به‌عنوان روشی موثر و پایدار شناخته شده است. به‌ویژه در مواقعی که تولید از منابع تجدیدپذیر با کاهش همراه می‌شود، استفاده از هیدروژن ذخیره‌شده می‌تواند نیازهای انرژی را تأمین کرده، اطمینان بیشتری نسبت به تداوم جریان انرژی و عدم وابستگی به سوخت‌های فسیلی را فراهم آورد [۱۸-۲۰].

هیدروژن به‌عنوان فراوان‌ترین عنصر موجود در کره‌ی زمین و همچنین حامل انرژی پاک و دوستدار محیط‌زیست، توجهات زیادی را به خود جلب کرده است و به‌دلیل ویژگی‌های خاص خود، جایگزینی مناسب برای ذخیره‌سازی این انرژی مازاد در مقایسه با سایر گزینه‌های موجود است. هیدروژن می‌تواند از طریق روش‌هایی همچون الکترولیز آب و با استفاده از انرژی‌های حاصل از منابع تجدیدپذیر همچون نور خورشید و باد تولید شود. به هیدروژن تولیدشده از چنین روش‌هایی که هیچ‌گونه آسیب زیست‌محیطی ندارند، هیدروژن سبز می‌گویند [۲۱, ۲۲]. علاوه بر این، هیدروژن دارای چگالی انرژی بالاست و می‌تواند به‌عنوان سوختی پاک، جایگزین سوخت‌های فسیلی شود، زیرا تنها محصول جانبی سوزاندن آن، بخار آب است. در نتیجه، گاز هیدروژن گزینه‌ی بسیار مناسبی نسبت به مواردی همچون ذخیره مستقیم انرژی (برق) تولیدشده درون باتری‌هاست؛ چرا که برخلاف فرایند تولید و ذخیره‌سازی گاز هیدروژن که خطرات و آسیب‌های بسیار کمتری برای محیط‌زیست دارد، تهیه و تأمین باتری در مقیاس‌های بسیار بزرگ نیاز به حجم عظیمی مواد معدنی خاص مانند لیتیوم و کبالت دارند که استخراج آن‌ها به محیط‌زیست آسیب می‌رساند [۲۳-۲۵]. از دیگر مزایای برجسته استفاده از گاز هیدروژن در مقایسه با باتری‌ها ظرفیت بالای ذخیره‌سازی آن‌هاست. درحالی‌که باتری‌ها به‌دلیل محدودیت‌های فنی ظرفیت محدودی برای ذخیره‌سازی دارند، هیدروژن می‌تواند در حجم بسیار زیادی تولید و ذخیره شود و به‌عنوان ذخیره انرژی در مقیاس بزرگ مورد استفاده قرار گیرد. این مزیت به‌ویژه در شرایطی که نیاز به ذخیره‌سازی انرژی در بازه‌های زمانی طولانی‌مدت و فصلی وجود دارد، بسیار حائز اهمیت است. به‌عنوان مثال، در فصل تابستان که تولید انرژی تجدیدپذیر به‌دلیل تابش بیشتر خورشید افزایش می‌یابد، مازاد انرژی می‌تواند به‌صورت هیدروژن ذخیره شده و در زمستان که تقاضا برای انرژی بیشتر است، مورد استفاده قرار گیرد [۲۶-۲۸].

در میان روش‌های موجود برای ذخیره‌سازی گاز هیدروژن، ذخیره‌سازی زیرزمینی به‌عنوان یکی از کارآمدترین و پایدارترین روش‌ها برای ذخیره‌سازی انرژی در مقیاس بزرگ و بازه‌های زمانی طولانی شناخته می‌شود. در مقایسه با ذخیره‌سازی هیدروژن در مخازن تحت فشار که به تجهیزات پیشرفته و هزینه‌های بالایی برای ساخت، نگه‌داری و حفاظت نیاز دارد، ذخیره‌سازی زیرزمینی در ساختارهای زمین‌شناسی به‌عنوان گزینه‌ای ایده‌آل و مطلوب به‌شمار می‌آید. از مهم‌ترین مزایای ذخیره‌سازی زیرزمینی نسبت به مخازن تحت فشار سطحی، می‌توان به ظرفیت بالا و فضای گسترده این ساختارها اشاره کرد که امکان ذخیره‌سازی حجم زیاد گاز هیدروژن را فراهم می‌آورد و به‌دلیل گستردگی فضای زیرزمینی، این ذخیره‌سازی با ایمنی بالاتری انجام می‌شود [۲۹, ۳۰]. همچنین، خطرات ناشی از نشت (Leakage) و اشتعال هیدروژن در این روش به مراتب کمتر است، چرا که گاز هیدروژن در عمق زمین و در فضای بسته با اکسیژن تماس نداشته و این موضوع ایمنی بیشتری نسبت به ذخیره‌سازی سطحی فراهم می‌کند. ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز شامل استفاده از مخازن زمین‌شناسی مانند آبخوان‌های شور عمیق (Aquifers)، میادین تخلیه‌شده یا جزئی‌تخلیه‌شده نفت و گاز (Depleted or Partially Depleted Gas/Oil Reservoirs) و غارها و گنبدهای نمکی (Salt Caverns/Domes) است. هر یک از این ساختارها به‌دلیل ویژگی‌های زمین‌شناسی خود، می‌توانند شرایط مناسبی برای

نگه‌داری هیدروژن فراهم کنند و از فضای طبیعی موجود درون زمین(محیط متخلخل) برای ذخیره‌سازی حجم بسیار زیاد گاز هیدروژن استفاده کنند [۳۵-۳۱]. در حال حاضر، کشورهای متعددی در جهان طرح‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن را به‌منظور استفاده از این گاز به‌عنوان منبع اصلی انرژی در دست اجرا دارند. ازجمله این طرح‌ها که شامل هر دو فاز تحقیقاتی و عملیاتی می‌شوند، می‌توان به HyUnde، FrHyGe، HyPSTER و Underground Sun Storage که در کشورهایی نظیر آلمان، فرانسه، آمریکا و انگلیس فعال هستند، اشاره کرد. به‌طور کلی هدف اصلی این دست از طرح‌ها ارزیابی و امکان‌سنجی ذخیره‌سازی طولانی‌مدت هیدروژن در مخازن زیرزمینی و استفاده از این گاز به‌عنوان حامل انرژی و تحقق هدف جهانی کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و نجات کره‌ی زمین است [۳۶-۳۹].

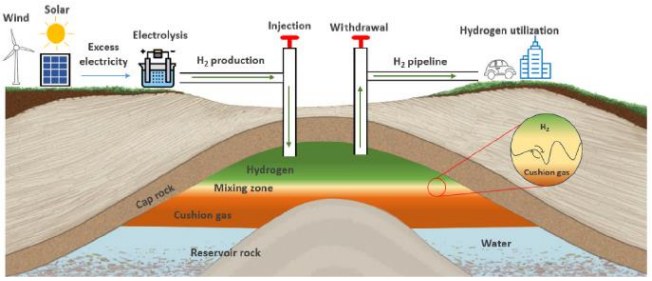
با وجود مزایای قابل‌توجه ذخیره‌سازی گاز هیدروژن درون سازندهای زمین‌شناسی، این روش با چالش‌های مختلفی مواجه است که می‌تواند موجب کاهش اثربخشی و همچنین عدم صرفه اقتصادی آن شود. یکی از مهم‌ترین این چالش‌ها عدم تأمین فشار کافی برای برداشت گاز هیدروژن ذخیره‌شده است. این موضوع سبب می‌شود بخش قابل‌توجهی از هیدروژن به‌دلیل عدم تأمین فشار مورد نیاز برای تولید، برای همیشه در مخزن باقی بماند. از دیگر چالش‌های مهم می‌توان به سازوکار به‌دام‌افتادن هیدروژن درون مخزن اشاره کرد که مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از به‌دام‌افتادن هیدروژن در تله‌های ساختاری (Structural Trapping) موجود، به‌دام‌اندازی باقی‌مانده یا مویینگی (Residual/Capillary Trapping)، به‌دام‌اندازی معدنی یا شیمیایی (Mineral/Chemical Trapping) و به‌دام‌اندازی انحلالی (Solubility Trapping). این موارد می‌توانند موجب شوند تا هیدروژن در بخش‌های خاصی از مخزن گیر کند و امکان برداشت آن دشوار یا حتی غیرممکن شود. همچنین اختلاط (Mixing) گاز هیدروژن با سایر سیالات باقی‌مانده درون مخزن مانند نفت، آب و گازهای اولیه مخزن یکی دیگر از چالش‌ها و موانع این ذخیره‌سازی در این نوع سازندهاست. اختلاط میان گاز هیدروژن و سایر سیالات مخزن می‌تواند به آلودگی گاز هیدروژن و کاهش کیفیت آن برای استفاده‌های بعدی منجر شود. علاوه بر این تولید هم‌زمان گاز، آب یا نفت مخزن همراه با هیدروژن نیز ممکن است رخ دهد که مشکلاتی برای فرایند ذخیره‌سازی ایجاد می‌کند. به‌طور کلی موارد بیان‌شده دو پیامد بسیار مهم به همراه دارند؛ اولاً به‌دام‌افتادن بخشی از هیدروژن درون مخزن و ثانیاً کاهش خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن که هر دو این موارد به‌طور قابل‌توجهی هزینه‌های اقتصادی طرح‌های ذخیره‌سازی را افزایش می‌دهد [۴۰-۴۳].

به گازی که به‌دلیل شرایط مخزن (مانند فشار، ساختار و سیالات اولیه مخزن) امکان برداشت آن وجود ندارد یا برداشت آن از نظر اقتصادی به‌صرفه نیست، گاز پایه (Cushion Gas) گفته می‌شود. این گاز نقش اساسی در تأمین فشار مخزن ایفا می‌کند و از افت فشار در زمان برداشت هیدروژن جلوگیری می‌کند، به‌طوری‌که فشار مناسب برای چرخه‌های مکرر تزریق و برداشت هیدروژن حفظ می‌شود. گاز پایه علاوه بر تأمین فشار لازم، نقش مهمی در حفظ تعادل میان گاز هیدروژن و سیالات دیگر درون مخزن ایفا می‌کند. اگر فشار در زمان برداشت کاهش یابد، ممکن است بخش اعظمی از هیدروژن ذخیره‌شده درون مخزن باقی بماند و با دیگر سیالات موجود درون مخزن مخلوط شود و خلوص آن کاهش یابد. در آبخوان‌ها، گاز پایه همچنین می‌تواند با جابه‌جایی آب از نواحی نزدیک به چاه به مناطق دورتر، فضای بیشتری را برای ذخیره‌سازی هیدروژن ایجاد کند. به‌علاوه، گاز پایه مانند لایه‌ی حفاظتی عمل می‌کند و مانع از انتقال ناخواسته هیدروژن به مناطق دور از ناحیه تولیدی چاه‌ها می‌شود. علاوه بر این و در مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده نیز این گاز به‌صورت پوشش عمل کرده، از برخورد گاز هیدروژن با سیال باقی‌مانده درون مخزن جلوگیری می‌کند که در نتیجه‌ی این امر میزان و نرخ کاهش خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن کم می‌شود [۴۴-۴۷].

در راستای کاهش هزینه‌های مرتبط با گاز پایه در طرح‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن، استفاده از گازهای ارزان‌تر به‌عنوان جایگزین گاز هیدروژن به‌عنوان گاز پایه مطرح شده است. این جایگزین‌ها به‌گونه‌ای انتخاب می‌شوند که بتوانند نیازهای فنی ذخیره‌سازی زیرزمینی را برآورده کنند و در عین حال هزینه‌های طرح را کاهش دهند. از میان گزینه‌های موجود، سه گاز متان (CH_4)، نیتروژن (N_2) و دی‌اکسیدکربن (CO_2) به‌عنوان گزینه‌های مطلوب و ایده‌آل برای این امر مورد توجه قرار گرفته‌اند. گازهای N_2 و CO_2 به‌دلیل قیمت پایین‌تر و در دسترس بودن، می‌توانند در مقایسه با هیدروژن مقرون‌به‌صرفه‌تر باشند و به‌دلیل ویژگی‌های شیمیایی و فیزیکی مناسب، می‌توانند به‌عنوان گاز پایه در مخازن زیرزمینی مورد استفاده قرار بگیرند. این گازها فشار لازم برای برداشت هیدروژن را تأمین می‌کنند و در عین حال احتمال اختلاط گاز هیدروژن با سیالات درون مخزن را نیز به حداقل می‌رسانند [۴۸-۵۱]. از سوی دیگر، استفاده از CO_2 به‌عنوان گاز پایه می‌تواند مزیت‌های دیگری نیز به همراه داشته باشد. در شرایط کنونی که انتشار بیش از حد دی‌اکسیدکربن به یکی از نگرانی‌های اصلی زیست‌محیطی تبدیل شده است، تزریق CO_2 به‌عنوان گاز پایه می‌تواند به رفع این چالش اساسی کمک کند. با تزریق CO_2 به مخازن زیرزمینی، علاوه بر کاهش هزینه‌های طرح‌های ذخیره‌سازی هیدروژن، فرایند ترسیب گاز دی‌اکسیدکربن (CO_2 Sequestration) نیز انجام می‌شود و از انتشار این گاز در جو جلوگیری می‌کند. این راهکار می‌تواند به‌عنوان راهبردی دوگانه هم برای ذخیره‌سازی انرژی و هم برای کاهش اثرات تغییرات اقلیمی مورد توجه قرار گیرد. با این حال، تزریق هر یک از این گازها بر اساس ویژگی‌های خود و شرایط مخزن، بر ضریب بازیافت و خلوص هیدروژن ذخیره‌شده تأثیر می‌گذارند [۵۲-۵۵]. شکل ۱ طرحواره‌ی کلی تولید انرژی تجدیدپذیر و ذخیره‌سازی زیرزمینی آن به‌صورت هیدروژن را در حضور گاز پایه نشان می‌دهد.

عوامل مختلفی مانند ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی گاز پایه، شرایط مخزن، عوامل عملیاتی، میزان سازگاری گاز پایه با محیط مخزن و اثرات متقابل آن با هیدروژن و سایر سیالات درون مخزن، همگی بر بازدهی و کارآمدبودن گاز پایه در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن تأثیرگذار هستند. شناسایی و بررسی این عوامل، برای بهینه‌سازی فرایند ذخیره‌سازی بسیار ضروری است. از این رو، در این مطالعه به بررسی جامع عوامل تأثیرگذار بر گاز پایه و مطالعات مرتبط با آن پرداخته شده است. برای این منظور، در ابتدا گاز پایه معرفی شد. همچنین انواع گاز مورد استفاده به‌عنوان گاز پایه

و تأثیر خواص آن گازها، ویژگی‌های مخزن و عوامل عملیاتی بر روی خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن ذخیره‌شده شرح داده شد. پس از آن و در بخش ۳ چالش‌ها و مشکلات موجود در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن بیان شد. سپس و در بخش ۴ نیز به نتیجه‌گیری کلی این مطالعه پرداخته شد. در نهایت و در بخش ۵ پیشنهادات مرتبط با ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن به‌منظور کاهش خلأهای موجود بیان شد.



شکل ۱ طرحواره‌ی ذخیره‌سازی هیدروژن حاصل از انرژی‌های تجدیدپذیر در حضور گاز پایه

Figure 1 Schematic representation of hydrogen storage derived from renewable energy in the presence of cushion gas

۲ بررسی عوامل مؤثر بر ذخیره‌سازی هیدروژن

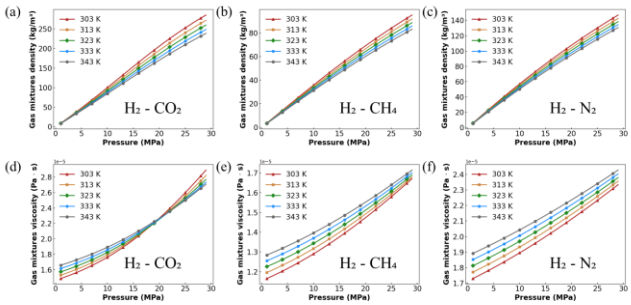
۲-۱ تأثیر خواص گاز پایه

همان‌طور که پیش از این نیز اشاره شد، بخشی از گاز ذخیره‌شده درون سازندهای زمین‌شناسی (Geological Formation) به‌دلیل مواردی همچون عدم تأمین فشار مورد نیاز برای برداشت گاز ذخیره‌شده، گیر افتادن در تله‌های ساختاری موجود، انحلال درون نفت یا آب موجود در مخازن، هدررفت ناشی از واکنش‌های شیمیایی و زمین‌شیمیایی (Geochemical) و از این دست موارد، برای همیشه درون مخازن باقی مانده، امکان تولید آن‌ها وجود ندارد یا تولید آن‌ها مقرون به‌صرفه نیست؛ به گاز به‌دام‌افتاده درون مخزن گاز پایه می‌گویند. تاکنون مطالعات بسیار زیادی بر روی جایگزین‌کردن گاز پایه با گازهای ارزان‌قیمت صورت گرفته است. به‌طور کلی سه دسته عامل بر روی هدررفت، ضریب بازیافت و خلوص هیدروژن ذخیره‌شده درون مخازن زیرزمینی تأثیرگذار هستند. دسته‌ی اول عوامل مرتبط با خواص گازهاست که شامل مواردی همچون چگالی (Density)، گرانروی (Viscosity)، انحلال‌پذیری (Solubility) و تراکم‌پذیری گازها (Gas Compressibility) است. دسته‌ی دوم عوامل مرتبط با مخزن هستند همچون فشار، دما، جنس سنگ (Rock Type)، خواص سنگ همچون تخلخل (Porosity) و تراوایی (Permeability). دسته‌ی سوم عوامل عملیاتی هستند، که به‌دلیل قابلیت تنظیم و بهینه‌سازی، می‌توان با اعمال تغییر بر روی آن‌ها میزان هدررفت هیدروژن را کاهش داد. در ادامه‌ی این بخش به بررسی هر یک از این موارد پرداخته خواهد شد. همچنین جدول ۱ خلاصه‌ای کلی از مقالات جمع‌آوری شده ارائه می‌دهد.

۲-۱-۱ چگالی

چگالی گاز پایه نقش حیاتی و تعیین‌کننده‌ای در بازدهی و عملکرد ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن دارد، زیرا بر مجموعه‌ای از فرایندهای هیدرودینامیکی تأثیر می‌گذارد. شکل ۲ تأثیر دما و فشار را بر روی چگالی و گرانروی ترکیبی از گاز هیدروژن با گازهای پایه مختلف را نشان می‌دهد [۷۷]. هیدروژن، به‌دلیل چگالی بسیار کمتر نسبت به گازهای پایه معمول مانند دی‌اکسیدکربن، متان یا نیتروژن، تمایل دارد به سمت بالای سازند ذخیره‌سازی حرکت کند و با جداشدن از گاز پایه و گاز باقی‌مانده درون مخزن، در آنجا یعنی در نواحی زیر پوش سنگ تجمع یابد [۹۳]. این پدیده که مشابه با پدیده‌های جدایش گرانشی (Gravity Segregation) و غلبه گرانشی (Gas Override) است [۹۴, ۹۵]، می‌تواند منجر به جدایش میان دو گاز اصلی و گاز پایه شود. این جدایش میان دو گاز با کاهش احتمال برخورد گازها با یکدیگر، می‌تواند تا حد مناسبی به حفظ خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن کمک کند. علاوه بر این یکی از عوامل اختلاط میان گازها پدیده‌ی پراکندگی گاز (Gas Dispersion) است. این پدیده رابطه‌ی مستقیمی با عدد رینولدز دارد. بر همین اساس و طبق رابطه‌ی رینولدز (رابطه‌ی ۱) که در آن Re عدد رینولدز، ρ چگالی، u سرعت، L طول مشخصه و μ گرانروی دینامیکی سیال است، با افزایش چگالی مقدار عدد رینولدز افزایش می‌یابد و در نتیجه جریان به حالت آشفته تبدیل می‌شود که این امر نیز موجب افزایش رخ داد پدیده‌ی انتشار گاز می‌شود [۹۸-۹۶]. اختلاط بیش از حد میان هیدروژن و گاز پایه، می‌تواند خلوص هیدروژن را کاهش داده، نیاز به مراحل اضافی جداسازی و تصفیه را افزایش دهد، که این امر هزینه‌های عملیاتی را بالا می‌برد. بنابراین، استفاده از گاز پایه‌ای متناسب با چگالی گاز اصلی (هیدروژن) می‌تواند به حفظ خلوص بالاتر هیدروژن کمک کرده، نیاز به فرایندهای تصفیه را کاهش دهد.

$$Re = \frac{\rho u L}{\mu} \qquad (۱)$$



شکل ۲ چگالی ترکیب گازهای (a) H_2 - CO_2 ، (b) $H_2 - CH_4$ و (c) $H_2 - N_2$ و گرانروی دینامیکی ترکیب گازهای (d) H_2 - CO_2 ، (e) $H_2 - CH_4$ و (f) $H_2 - N_2$ تحت دما و فشارهای مختلف با ترکیب درصد ثابت شامل ۵۰٪ هیدروژن و ۵۰٪ گاز پایه، محاسبه‌شده با استفاده از معادله حالت GERG-2008 [۷۷]

Figure 2 Density of gas mixtures (a) H_2-CO_2, (b) H_2-CH_4, and (c) H_2-N_2, and dynamic viscosity of gas mixtures (d) H_2-CO_2, (e) H_2-CH_4, and (f) H_2-N_2 under varying temperature and pressure conditions with a constant composition of 50% hydrogen and 50% cushion gas, calculated using the GERG-2008 equation of state[77]

جدول ۱ مطالعات پیشین انجام‌شده در خصوص ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن و تأثیر گاز پایه بر آن

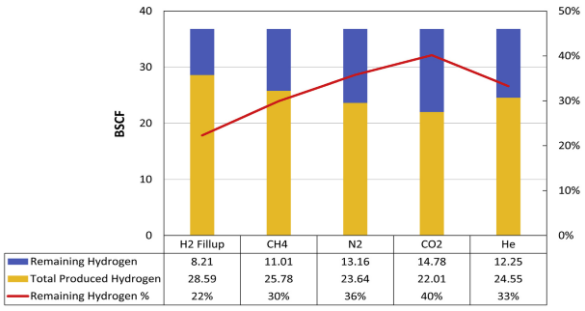
Table 1 Previous Studies on Underground Hydrogen Storage and the Impact of Cushion Gas on It

No.	Methodology (Software)	Type of Reservoir	Cushion Gas	Important Parameters	Summary of Main Results	Ref
1	Numerical (CMG Software)	Aquifer	CO_2	H_2 Purity, CO_2 Solubility, Hydrodynamics	The effect of CO_2 solubility on hydrogen purity is demonstrated, showing that under gravity-dominated conditions, H_2 recovery efficiency improves.	[56]
2	Numerical (COMSOL)	Gas Reservoir	CO_2, N_2, CH_4	Contact Angle, Surface Tension	The use of CH_4 as a cushion gas is suggested due to its ability to reduce surface tension and enhance hydrogen production.	[42]
3	Numerical (Eclipse)	Aquifer	CO_2, CH_4	Flow Stability, Hydrogen Purity, Gas Compressibility	Use of methane (CH_4) as cushion gas results in better hydrogen recovery performance compared to carbon dioxide (CO_2), especially in gravity-dominated flow regimes.	[57]
4	Numerical (TOUGH2)	Aquifer	CO_2, N_2	Aquifer Deep, Permeability, Well, Cushion Gas	Cushion gases positively influence leakage reduction and storage pressure enhancement.	[58]
5	Numerical (CMG – GEM)	Gas Condensate	CO_2, N_2, CH_4	Reservoir RF, H_2 Inj/Pro Rate, Condensate Production	Nitrogen exhibits the highest hydrogen recovery factor, while CO_2 is identified as a condensate production enhancer.	[59]
6	Numerical (CMG – GEM)	Oil Reservoir	CO_2, N_2, CH_4	Hydrogen Recovery, Unwanted Water and Oil Production, Hydrogen Loss	The highest hydrogen recovery was achieved using CH_4 as the cushion gas.	[41]
7	Numerical (CMG – GEM)	Aquifer	CO_2, N_2, CH_4	Gas Solubility, Reservoir Pressure, Water Production	Increased cushion gas solubility leads to a reduction in the ultimate hydrogen recovery.	[60]
8	Numerical (DuMux)	Gas Reservoir	N_2, CH_4	Injection and Production Rates, Gas Mixing	The use of nitrogen as a cushion gas helps reduce gas mixing and improves hydrogen storage.	[61]
9	Experimental	Aquifer	CO_2 Foam	Hydrogen Displacement Efficiency, Gas Movement Control	The use of CO_2 foam improves hydrogen displacement and reduces water permeability into the reservoir.	[62]
10	Numerical (Eclipse)	Heterogeneous Porous Medium	CO_2	Flow Behavior, Cushion Gas	Reservoir heterogeneity reduces hydrogen purity and prevents gas migration.	[63]
11	Numerical (TOUGH2)	Aquifer	CO_2, CH_4	Recovery Factor of H_2	With an increase in injection cycles, the ratio of unrecoverable gas decreases, and storage efficiency improves.	[64]
12	Numerical (CMG – GEM)	Aquifer	CO_2, N_2, CH_4	Hydrogen Recovery Rate, Gas Purity	Found that CH_4 is the best cushion gas with an 80% recovery rate, while CO_2 is better for storage due to higher density.	[65]
13	Scaling Modeling	Heterogeneous Porous Media	CO_2	Flow Regimes, Hydrogen Stability	Observed best recovery efficiency in gravity-dominated flow regimes; displacement challenges decrease with increasing CO_2.	[54]
14	Numerical (tNavigator)	Porous Rocks (Saline Aquifer and Gas Reservoir)	CO_2, N_2	Storage Efficiency, Deep Learning Effects	Effects of CO_2 and N_2 cushion gases on hydrogen storage studied using simulation and deep learning, showing improved storage efficiency.	[66]

No.	Methodology (Software)	Type of Reservoir	Cushion Gas	Important Parameters	Summary of Main Results	Ref
15	Experimental	Depleted Gas Reservoir	N_2, CH_4, CO_2	Contact Angle, Surface Tension, Pressure & Temperature	Effects of N_2 as a cushion gas studied, showing reduced surface tension and improved hydrogen recovery in depleted gas reservoirs.	[49]
16	Numerical (CMG-GEM)	Anticline Aquifer	N_2	Seasonal Hydrogen Efficiency, Gas Displacement Factors	Nitrogen as a cushion gas improves recovery efficiency up to 85% during storage cycles.	[50]
17	Experimental	Sandstone	CO_2	Wettability, Contact Angle, Pressure & Temperature	Increased pressure and reduced temperature improve hydrogen efficiency under lower water wettability conditions, reducing leakage risks.	[67]
18	Numerical (CMG-GEM)	Saline Aquifer	CO_2, N_2, CH_4	Recovery Efficiency, Compressibility, Wettability Effects	CH_4 as the cushion gas is the most effective, mitigating hysteresis effects during the recovery process.	[68]
19	Numerical (Machine Learning Models (MLP, RF, SVM, DT))	-	CO_2, N_2, CH_4	Interfacial Tension, Pressure, Temperature, Gas Composition	Machine learning models accurately predicted interfacial tension, aiding in improved hydrogen storage.	[69]
20	Experimental	Mineral Rocks (pure crystalline minerals such as calcite, dolomite)	CO_2	Contact Angle, Wettability, Temperature, Pressure	Increased CO_2 proportion improved wettability and underground hydrogen storage efficiency.	[46]
21	Microfluidic Experimental System	Sandstones	H_2, CO_2	Hysteresis, Displacement Mechanisms, Residual Saturation	Microfluidic system demonstrated hysteresis behavior, enhancing hydrogen recovery.	[70]
22	Microfluidic Experiments and Numerical (Pore Network Modeling)	Gas reservoir	H_2, CH_4, N_2	Gas Saturation, Injection Rate, Gas Structure	Lower injection rates led to higher gas saturation; CH_4 and N_2 outperformed H_2 in storage efficiency.	[71]
23	Experimental	Cretaceous Cameo Coal	H_2, CH_4, CO_2	Adsorption Capacity, Pressure, Temperature	Lower H_2 adsorption compared to CH_4 and CO_2; adding these gases optimized H_2 adsorption.	[72]
24	Numerical (CMG)	Depleted Oil Reservoir and Saline Aquifer	CO_2, CH_4	Storage Capacity, Hydrogen Recovery	Depleted reservoirs and aquifers have suitable capacity for hydrogen storage; CO_2 injection aids in recovery.	[73]
25	Numerical (TOUGH2)	Aquifer	N_2, CH_4, CO_2	Permeability, Hysteresis, Compressibility	Cushion gas with low viscous and density and aquifer with low permeability and temperature lead to improved hydrogen recovery and purity.	[74]
26	Numerical (Multiscale Simulation)	Depleted Unconventional Gas Reservoir	CH_4	Multiscale Flow Mechanisms	CH_4 injection as cushion gas shows effective performance in enhancing hydrogen storage.	[75]
27	Numerical (ECLIPSE & TOUGH2)	Depleted Oil and Gas Field	CH_4, CO_2	Injection and Production Cycles, Hydrogen Recovery	Using CH_4 as cushion gas improves hydrogen recovery up to 87%.	[76]
28	Numerical (multi-physics framework of the Delft Advanced Reservoir Simulation)	Aquifer	CO_2, N_2, CH_4	Pressure, Hydrogen Purity, Cushion Gas Effects	CO_2 usage increases hydrogen purity in production and N_2, CH_4 increase the hydrogen recovery.	[77]

No.	Methodology (Software)	Type of Reservoir	Cushion Gas	Important Parameters	Summary of Main Results	Ref
29	Numerical (CMG – MATLAB – Aspen plus)	Depleted Gas Reservoir	N_2	Surface Systems, Fluid Flow Modeling	Storage costs are influenced by cushion gas and Hydrogen mixing and segregation reduce purity over time.	[78]
30	Numerical (COMSOL)	Aquifer	None	Hydrogen Recovery Rate, Hydrogen Uplift Phenomenon	78% recovery rate estimated for seasonal storage in aquifers; hydrogen uplift poses a risk.	[79]
31	Experimental	Shale Rock	H_2, CH_4	Wettability, Gas Composition	Impact of CH_4 composition on shale surface wettability and enhanced hydrogen storage examined.	[80]
32	Numerical (TOUGH2)	Deep Aquifer	H_2	Storage Capacity, Withdrawal Rate, Inlet Pressure	Hydrogen injection into aquifers is feasible, but environmental challenges need management.	[81]
33	Numerical (MRST)	Depleted Gas Field	-	Storage Capacity, Hydrogen Purity	A negative skin factor initially reduces hydrogen purity during rapid withdrawal, but this effect diminishes over time, improving purity.	[82]
34	Numerical (Pore scale modeling – PNM)	Porous Media with Saline Water	H_2	Relative Permeability, Capillary Pressure	Pore scale simulation and Sensitivity analysis of rock and fluid properties enhances hydrogen storage efficiency.	[83]
35	Numerical (Pore-scale modeling)	Porous Nedia	CO_2	Residual Trapping, Pore Geometry	Pore geometry and injection rate affect hydrogen trapping efficiency.	[84]
36	Experimental (X-ray imaging)	Sandstone	H_2	Hysteresis, Trapping, Ostwald Ripening	Trapping and hysteresis studied via tomography; Ostwald ripening enhances recovery.	[85]
37	Experimental (pore-scale visualization)	Sandstone	H_2	Dissolution, Trapping, Reservoir Conditions	Hydrogen dissolution and trapping under reservoir conditions examined via 3D imaging.	[86]
38	Numerical (Pore scale modeling)	Aquifer	None	Multiphase Flow, Wettability	Hydrogen wettability leads to loss of some hydrogen during extraction.	[87]
39	Experimental (Microfluidic System)	Sandstone	None	Storage Capacity, Residual Trapping	Injection-withdrawal cycles increase residual trapping of hydrogen.	[88]
40	Numerical (Multiphase simulation)	Gas Reservoir	CO_2 and N_2	Permeability, Gas Mixing	Geological heterogeneity increases gas mixing, reducing hydrogen purity.	[89]
41	Numerical (Molecular Dynamics Simulation)	Clay Reservoir	CO_2 and CH_4	Wettability, Contact Angle, Interfacial Tension	Use of CO_2 and CH_4 improves hydrogen recovery and reduces caprock sealing pressure.	[90]
42	Numerical (Molecular Dynamic Simulation)	Clay Minerals	CO_2, CH_4	Permeability, Gas Distribution in Pores	CO_2 has higher adsorption on shale surfaces, preventing hydrogen leakage.	[91]
43	Experimental	Sandstone	H_2, CH_4, N_2	Relative Permeability, Contact angle, Wettability	H_2, CH_4, and N_2 are all suitable as cushion gas	[92]

از سوی دیگر، اختلاف زیاد چگالی میان گاز پایه و گاز هیدروژن می‌تواند موجب جابه‌جایی غیریکنواخت گاز در درون مخزن شده، در نتیجه مناطقی تحت تله‌ی مجزای هیدروژن (Isolated Hydrogen Pocket) ایجاد شود که این رخداد موجب هدررفت و کاهش عملکرد هیدروژن می‌شود و بازیابی آن را کاهش می‌دهد. استفاده از گازهایی مانند دی‌اکسیدکربن که اختلاف چگالی زیادی با گاز هیدروژن دارند می‌توانند احتمال رخداد این پدیده را افزایش دهند [۵۶, ۵۷]. شکل ۳ تأثیر گازهای پایه‌ی مختلف را بر روی هیدروژن برداشت‌شده و باقی‌مانده درون مخزن نشان می‌دهد. نتایج حاصل نشان می‌دهد که استفاده از گاز پایه با چگالی نزدیک‌تر به هیدروژن مانند متان (گاز طبیعی)، می‌تواند جدایش گرانشی را کاهش داده، جابه‌جایی یکنواخت‌تری را نسبت به سایر گزینه‌های عنوان‌شده فراهم سازد، که در نهایت به نرخ بازیابی بالاتری برای گاز هیدروژن ذخیره‌شده منجر می‌شود [۹۹]. چگالی گاز پایه همچنین بر ظرفیت ذخیره‌سازی نیز تأثیر دارد. گازهای پایه متراکم‌تر مانند دی‌اکسیدکربن در فشار معین حجم کمتری را اشغال می‌کنند، که این امر ممکن است امکان ذخیره‌سازی حجم بیشتری از هیدروژن را فراهم سازد [۴۴, ۵۱].



شکل ۳ تأثیر گازهای پایه مختلف بر روی کل هیدروژن تولیدشده و باقی‌مانده پس از پنج چرخه‌ی تزریق و تولید پیاپی در حضور [۹۹]

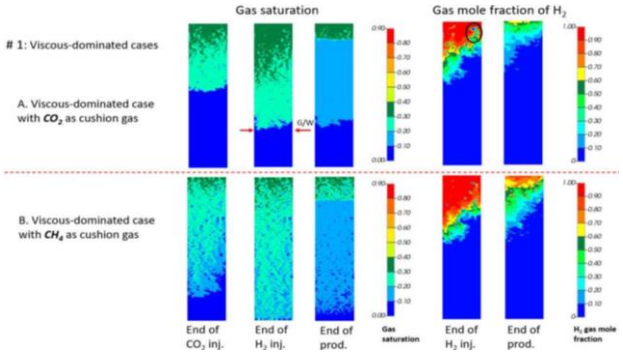
Figure 3 Effect of different cushion gases on the total produced and remaining hydrogen after five consecutive injection and production cycles [99]

۲-۱-۲ گرانروی

گرانروی یکی دیگر از خواص بسیار مهم و تأثیرگذار در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن است. اختلاف گرانروی بین هیدروژن و گاز پایه می‌تواند منجر به پدیده‌ای به نام انگشتی‌شدن گرانروی (Viscous Fingering) شود. در این پدیده، هیدروژن به‌دلیل گرانروی پایین‌تر خود نسبت به گازهای پایه همچون دی‌اکسیدکربن و نیتروژن، از میان گاز پایه عبور کرده و درون آن‌ها انگشت‌هایی (ردهایی) را ایجاد می‌کند. این امر باعث جابه‌جایی ناکارآمد و محبوس‌شدن بخشی از هیدروژن درون گاز پایه می‌شود که به کاهش عملکرد ذخیره‌سازی، بازیابی و خلوص هیدروژن منجر می‌شود. علاوه بر این و طبق رابطه‌ی ۲، گرانروی گاز پایه بر نسبت تحرک (Mobility Ratio) بین گاز جابه‌جاکننده (Mover) و گاز جابه‌جاشونده (Moved) تأثیر می‌گذارد. در این رابطه μ و k به‌ترتیب نشان‌دهنده‌ی گرانروی و تراوایی هستند. نسبت تحرک بالا می‌تواند به بی‌ثباتی در مرز تماس گازها و افزایش منطقه اختلاط (Mixing Zone) منجر شود، که این امر کارایی جابه‌جایی را کاهش می‌دهد. در هنگام تزریق و ذخیره‌سازی گاز هیدروژن، گرانروی پایین هیدروژن باعث می‌شود که این گاز با سهولت بیشتری از میان گاز پایه عبور کند، درحالی‌که در هنگام برداشت گاز ذخیره‌شده، گاز پایه با گرانروی بالاتر گاز اصلی را به‌صورت حرکت پیستونی (Piston Like) جابه‌جا می‌کند، که منطقه اختلاط را کاهش می‌دهد [۱۰۰-۱۰۴].

$$M = \frac{\frac{k_{mover}}{\mu_{mover}}}{\frac{k_{moved}}{\mu_{moved}}} \qquad (۲)$$

شکل ۴ تأثیر دو گاز پایه مختلف با گرانروی‌های متفاوت را بر روی جابه‌جایی گاز هیدروژن درون محیط متخلخل را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با انتخاب گاز پایه با گرانروی نزدیک‌تر به هیدروژن مانند گاز متان (مطابق با شکل ۲)، می‌توان اثرات منفی انگشتی‌شدن گرانروی را کاهش و در نتیجه ضریب بازیافت هیدروژن را افزایش داد. درحالی‌که با انتخاب گاز پایه با اختلاف گرانروی زیاد نسبت به هیدروژن زمینه‌ی رخداد این پدیده بیشتر فراهم می‌شود. علاوه بر این، استفاده از گازهای پایه با گرانروی بالاتر، مانند دی‌اکسیدکربن، نیازمند فشار تزریق بالاتر است که می‌تواند پایداری چاه را به خطر بیندازد و نرخ تزریق را محدود کند. همچنین، گرانروی بالای گاز پایه ممکن است منجر به پدیده مخروطی‌شدن (Gas Coning) در نزدیکی چاه‌ها شود، جایی که گرادیان فشار باعث حرکت گاز پایه به سمت بالا می‌شود و عملیات تولید را مختل می‌کند [۲۹, ۴۰, ۵۰, ۵۷, ۷۴].



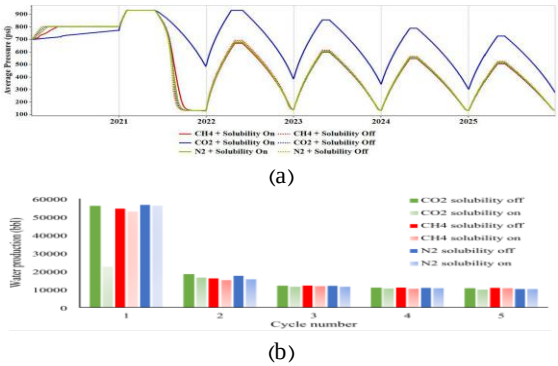
شکل ۴ تأثیر گاز پایه A (بالا: دی‌اکسیدکربن) و B (پایین: متان) بر اشباع گاز و کسر مول گاز هیدروژن [۵۷]

Figure 4 Impact of cushion gas A (top: carbon dioxide) and B (bottom: methane) on gas saturation and hydrogen mole fraction [56]

۲-۱-۳ انحلال پذیری

انحلال گازهای پایه در آب نقش تعیین‌کننده‌ای در کارایی فرایند ذخیره‌سازی هیدروژن در مخازن زیرزمینی، به ویژه در آبخوان‌ها ایفا می‌کند. این ویژگی می‌تواند به‌طور هم‌زمان مزایا و معایب قابل‌توجهی برای ذخیره‌سازی هیدروژن ایجاد کند. گازهای پایه مختلف به‌طور جامع برای این منظور مورد بررسی قرار گرفته‌اند و تأثیر انحلال آن‌ها به‌عنوان عاملی کلیدی در انتخاب گاز پایه‌ی مناسب، شناخته می‌شود. مطالعات صورت‌گرفته نشان می‌دهند که به‌ترتیب گازهای دی‌اکسیدکربن، متان، نیتروژن انحلال بیشتری نسبت به گاز هیدروژن دارند [۶۰, ۱۰۵, ۱۰۶]. از یک سو، انحلال بالای گاز CO_2 در آب سازند باعث کاهش بازیافت هیدروژن می‌شود، زیرا بخش قابل‌توجهی از این گاز در آب سازند حل شده و در نتیجه امکان تأمین فضای مورد نیاز ذخیره‌سازی گاز هیدروژن درون آبخوان‌ها

وجود نخواهد داشت؛ چرا که با انحلال گاز دی‌اکسیدکربن درون آب سازند یا آبخوان، توانایی پس‌زدن و انتقال آب توسط این گاز تا حد زیادی کاهش یافته و در نتیجه برای جابه‌جایی و ذخیره‌سازی هیدروژن محدودیت ایجاد می‌شود. برای مثال، مطالعات نشان داده‌اند که استفاده از CO_2 به‌عنوان گاز پایه می‌تواند تا ۱۸ درصد بازیافت هیدروژن را نسبت به گازهای کم‌حل‌پذیرتری مانند متان یا نیتروژن کاهش دهد [۵۶, ۶۰]. علاوه بر این در دیگر مطالعه‌ی صورت گرفته توسط اسفندیاری و همکاران [۴۶] نیز مشاهده شده که افزایش کسر مولی CO_2 در سامانه‌های گاز- سنگ- آب منجر به افزایش زاویه تماس می‌شود و یکی از مهم‌ترین دلایل این افزایش، حلالیت بیشتر CO_2 در مقایسه با هیدروژن است که باعث تقویت نیروهای بین‌مولکولی در مرز بین گاز، مایع و سطح سنگ می‌شود. همچنین در طول فرایند تولید، کاهش فشار مخزن منجر به آزاد شدن CO_2 حل‌شده در آب به‌ویژه در نواحی اطراف چاه تولیدی می‌شود که به‌دلیل تغییرات فشار سریع و بیشتر در این نواحی است. این امر موجب آزادشدن گاز پایه‌ی حل‌شده از درون آب و تولید هم‌زمان آن با هیدروژن می‌شود. این پدیده می‌تواند خلوص هیدروژن تولیدی را در سال اول تولید (چرخه‌ی ابتدایی) تا حدود ۳۰ درصد کاهش دهد. اما در این میان استفاده از گاز نیتروژن می‌تواند نتایج مطلوب‌تری نسبت به دو گزینه‌ی دیگر ارائه دهد [۶۰]. از سوی دیگر، به‌صورت میانگین نسبت به گازهای متان و نیتروژن، حدود ٪۳۰ حجم بیشتر گاز دی‌اکسیدکربن نیاز است تا پیشانی جابه‌جایی (Displaced Front) به محل مورد نظر برسد و بخشی از این گاز درون مخزن به‌صورت فاز گازی باقی بماند [۵۶]. این انحلال بالای CO_2 در آب مزایای مهمی برای حفظ فشار مخزن (مطابق با شکل ۵ الف) و کاهش تولید آب (مطابق با شکل ۵ ب) نیز به همراه دارد. گاز CO_2 به‌دلیل انحلال زیادی که در آب دارد، فشار مخزن را به‌طور مؤثری در طول چرخه‌های تزریق و تولید تثبیت می‌کند و خطر افت ناگهانی فشار را کاهش می‌دهد. چرا که با کاهش بیشتر فشار، گاز محلول درون آب خارج شده و این امر از افت ناگهانی فشار جلوگیری می‌کند. همچنین، انحلال CO_2 منجر به جابه‌جایی آب از نزدیکی چاه تزریق می‌شود و در نتیجه تولید آب را، به‌ویژه در چرخه‌های اولیه به‌دلیل خارج‌شدن گاز از درون خود، کاهش می‌دهد [۵۰, ۶۴, ۱۰۷].



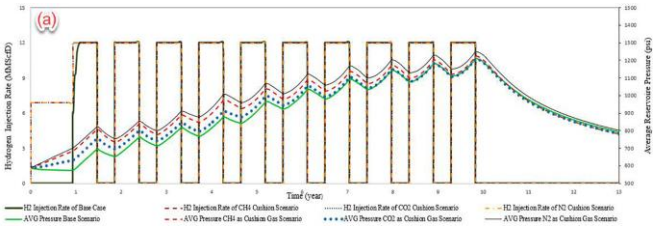
شکل ۵ تأثیر گازهای پایه‌ی مختلف و میزان انحلال آن‌ها بر روی (الف) میانگین فشار مخزن و (ب) میزان آب تولیدی از آبخوان در فرایند ذخیره‌سازی گاز هیدروژن [۶۰]

Figure 5 Influence of different cushion gases and their solubility on (a) the average reservoir pressure and (b) the volume of water produced from the aquifer during the hydrogen storage process[60]

۲-۱-۴ تراکم پذیری گاز

همان‌طور که پیش از این نیز بیان شد، یکی از مهم‌ترین کاربردهای گاز پایه در سامانه‌های ذخیره‌سازی هیدروژن درون سازندهای زمین‌شناسی، حفظ فشار مخزن در طول فرایندهای تزریق و برداشت هیدروژن است. در میان عوامل تأثیرگذار بر این فرایند، تراکم‌پذیری گاز پایه نقش بسیار مهمی در تغییرات فشار ایفا می‌کند. طبق رابطه ۳ که در آن C_P، P و Z به‌ترتیب نشان‌دهنده‌ی تراکم‌پذیری گاز، فشار و ضریب انحراف از رفتار گاز ایده‌آل هستند، مشاهده می‌شود که تراکم‌پذیری گازها به عوامل مختلفی از جمله فشار، دما و نیروهای بین‌مولکولی سیال وابسته است [۱۰۸-۱۱۰]. به‌طور کلی، هرچه نیروهای بین مولکولی میان مولکول‌های گاز قوی‌تر باشد، تغییرات حجم درون مخزن برای آن‌ها کمتر رخ می‌دهد [۱۱۱]. این کاهش تراکم‌پذیری بدین معناست که تغییرات فشار و دما تأثیر کمتری بر حجم گاز خواهند داشت. برعکس، گازهایی با تراکم‌پذیری بالا تغییرات بیشتری در صورت اعمال تغییر فشار خواهند داشت و در اثر افزایش فشار بیشتر فشرده می‌شوند و حجم کمتری را در مخزن اشغال می‌کنند. همچنین نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها و مطالعات پیشین انجام‌شده در شکل ۶ نشان می‌دهد که تزریق گازهای متان و نیتروژن نسبت به دی‌اکسید کربن باعث افزایش بیشتر فشار مخزن می‌شوند. دلیل اصلی این پدیده، تراکم‌پذیری بالاتر گاز CO_2 در مقایسه با متان و نیتروژن است. تراکم‌پذیری بالای CO_2 موجب می‌شود که این گاز تحت فشار مخزن بیشتر از دو گاز دیگر فشرده شود و در نتیجه حجم کمتری را اشغال کند. علاوه بر این و همان‌طور که پیش از این نیز بیان شد، این ویژگی باعث می‌شود که برای دستیابی به فشار مورد نیاز در فرایند ذخیره‌سازی گاز، حجم بیشتری ازگاز دی‌اکسیدکربن نسبت به متان یا نیتروژن مورد نیاز باشد [۱۱۲, ۱۱۳].

$$C_P = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z}\left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T \qquad (۳)$$



شکل ۶ تأثیر گازهای پایه‌ی مختلف بر روی میانگین فشار مخزن و نرخ تزریق گاز هیدروژن به مخزن [۴۱]

Figure 6 Effect of different cushion gases on the average reservoir pressure and the hydrogen injection rate into the reservoir[41]

۲-۲ تأثیر خواص گاز پایه

۲-۲-۱ فشار مخزن

یکی از مهم‌ترین عوامل سازندهای زمین‌شناسی، فشار آن‌هاست که تأثیر به‌سزایی بر روی ضریب بازیافت و خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن دارد. گاز پایه که به‌منظور حفظ فشار مخزن و بهبود عملیات تزریق و برداشت هیدروژن به مخزن تزریق می‌شود، تحت فشارهای مختلف درون مخزن می‌تواند رفتارهای متفاوتی داشته باشد. فشار مخزن، یکی از مهم‌ترین عواملی است که تأثیر مستقیم بر رفتار گازها در مخزن، از جمله اختلاط گاز

پایه با هیدروژن و ضریب بازیافت هیدروژن، دارد. در نتیجه، بررسی دقیق این تأثیر برای حفظ خلوص هیدروژن و بهینه‌سازی عملکرد مخزن ضروری است. اختلاط گاز پایه با هیدروژن عمدتاً از طریق انتشار مولکولی (Molecular Diffusion) رخ می‌دهد که بر اساس قانون اول فیک تعریف می‌شود. طبق این قانون، نرخ جریان مولکولی گاز (J) در واحد سطح، مستقیماً با گرادیان غلظت و ضریب انتشار (D) متناسب است (رابطه‌ی ۴) [۱۱۴, ۱۱۵].

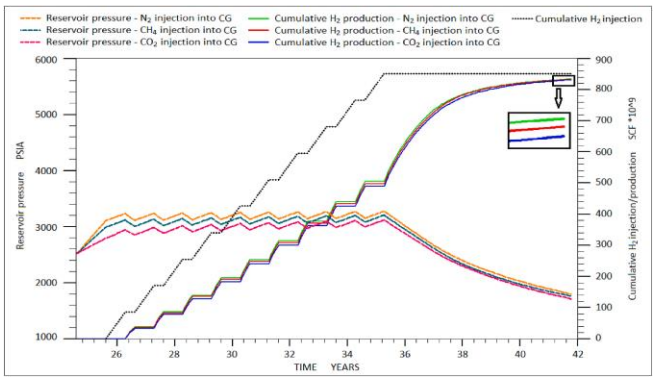
$$J = -D\frac{dC}{dX} \qquad (۴)$$

در این رابطه، D نشان‌دهنده ضریب انتشار است که به‌عبارتی مشخص می‌کند مولکول‌های گاز با چه سرعتی در محیط حرکت می‌کنند. از سوی دیگر و طبق رابطه‌ی ۵، ضریب انتشار با فشار رابطه معکوس دارد. به این معنا که با افزایش فشار مخزن، ضریب انتشار کاهش می‌یابد. این کاهش باعث می‌شود که مولکول‌های گاز پایه و هیدروژن فرصت کمتری برای مخلوط شدن پیدا کنند که در نهایت به حفظ خلوص هیدروژن کمک می‌کند. در مقابل، در فشارهای پایین‌تر، ضریب انتشار افزایش یافته و احتمال اختلاط گازها بیشتر می‌شود [۱۱۶-۱۱۸]. این امر می‌تواند به کاهش خلوص هیدروژن برداشت‌شده منجر شود که چالشی اساسی برای کاربردهای صنعتی و تجاری هیدروژن است.

$$D \propto \frac{1}{P} \qquad (۵)$$

فشار مخزن همچنین از طریق ایجاد گرادیان‌های فشار بر اختلاط گازها می‌تواند تأثیر بگذارد. در شرایطی که فشار مخزن کم است، اختلاف فشار میان بخش‌های مختلف مخزن (مناطق اطراف چاه و مناطق دور از چاه که موج افت فشار به آن‌ها نرسیده و بر روی آن‌ها تأثیر نگذاشته است) می‌تواند جریان‌های همرفتی ایجاد کند که این جریان‌ها باعث افزایش حرکت گاز از نواحی پر فشار به سمت نواحی با فشار کمتر می‌شوند و در نتیجه اختلاط گازها را تسریع می‌کنند. در مقابل، در فشارهای بالا، این گرادیان‌ها محدودتر هستند و جریان‌های همرفتی به حداقل می‌رسند، که منجر به کاهش احتمال مخلوط شدن گاز پایه با هیدروژن می‌شود. از این رو، فشار بالای مخزن به حفظ جدایی نسبی گازها و بهبود کیفیت گاز تولیدی کمک می‌کند.

علاوه بر اختلاط گازها، فشار مخزن تأثیر مستقیمی بر ضریب بازیافت هیدروژن دارد. این ضریب، درصد هیدروژنی را نشان می‌دهد که از حجم کل هیدروژن ذخیره‌شده قابل برداشت است و یکی از معیارهای کلیدی کارایی سامانه محسوب می‌شود. برداشت گاز از مخزن به اختلاف فشار میان مخزن و چاه تولیدی وابسته است [۱۱۹, ۱۲۰]. در فشارهای بالاتر، این اختلاف فشار بیشتر بوده، نیروی محرکه‌ی قوی‌تری برای حرکت هیدروژن به سمت چاه ایجاد می‌کند. این شرایط منجر به برداشت سریع‌تر و مؤثرتر هیدروژن و در نتیجه افزایش ضریب بازیافت می‌شود. همان‌طور که در شکل ۷ نیز مشاهده می‌شود، به‌دلیل تراکم‌پذیری کمتر گاز نیتروژن نسبت به دو گاز پایه‌ی متان و دی‌اکسید کربن، با تزریق این گاز به‌عنوان گاز پایه فشار مخزن بیشتر افزایش پیدا می‌کند؛ همین امر موجب می‌شود تا در دوران برداشت گاز هیدروژن از مخزن، در مدلی که میانگین فشار مخزن آن بیشتر است (مدلی که از گاز نیتروژن به‌عنوان گاز پایه استفاده شده است)، ضریب بازیافت هیدروژن بیشتر است. با این حال، کاهش فشار مخزن در طول چرخه‌های برداشت می‌تواند به کاهش نیروی محرکه و کاهش کارایی برداشت منجر شود. استفاده از گاز پایه برای حفظ فشار مخزن در طول این چرخه‌ها به بهبود ضریب بازیافت کمک می‌کند [۵۹, ۶۵].



شکل ۷ تأثیر گازهای پایه‌ی مختلف بر روی فشار مخزن و تولید تجمعی هیدروژن [۵۹]

Figure 7 Effect of different cushion gases on reservoir pressure and cumulative hydrogen production [59]

به‌طور کلی، فشار مخزن یکی از عوامل کلیدی در ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن است که بر اختلاط گازها و ضریب بازیافت تأثیر مستقیم دارد. افزایش فشار، انتشار مولکولی و اختلاط گازها را کاهش می‌دهد و به حفظ خلوص هیدروژن کمک می‌کند، درحالی‌که برداشت مؤثرتر و ضریب بازیافت بالاتر را نیز تضمین می‌کند. با این حال، فشار مخزن باید در محدوده‌ای ایمن باقی بماند تا از خطراتی مانند شکست سازند یا نشت هیدروژن جلوگیری شود. همچنین مطالعات نشان می‌دهد که زیاد بودن فشار اولیه مخزن در زمان شروع ذخیره‌سازی گاز هیدروژن، می‌تواند تا حد زیادی احتمال به دام افتادن هیدروژن درون مخزن را کاهش دهد و در نتیجه حجم مورد نیاز گاز پایه نیز کاهش پیدا می‌کند.

۲-۲-۲ دمای مخزن

یکی دیگر از عوامل بسیار مهم و تأثیرگذار بر فرایند انتخاب محل ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن، دمای مخزن است. دما تأثیر به‌سزایی بر روی دو رویکرد اختلاط گازها یعنی پدیده‌ی انتشار و پراکندگی گازها دارد. به‌طور کلی پدیده انتشار گازها که به حرکت مولکول‌های گاز از نواحی با غلظت بالا به نواحی با غلظت پایین اشاره دارد، تحت تأثیر این عامل است [۴۴, ۱۲۱, ۱۲۲]. دما یکی از عوامل اصلی مؤثر بر نرخ انتشار گاز است و با تأثیر بر ویژگی‌های مولکولی مانند انرژی جنبشی، سرعت میانگین، فاصله آزاد میانگین و ضریب انتشار، این فرایند را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد. طبق رابطه ۶، انرژی جنبشی میانگین مولکول‌های گاز (Average Molecular Kinetic Energy) به‌صورت مستقیم با دما مرتبط است. در این

رابطه، KE میانگین انرژی جنبشی مولکول‌های گاز، T دمای گاز بر حسب کلوین و k_B ثابت بولتزمن است. طبق این رابطه هرچه دما افزایش یابد، انرژی جنبشی مولکول‌ها نیز بیشتر شده و سرعت حرکت آن‌ها افزایش می‌یابد. این افزایش سرعت، زمان میان برخوردهای متوالی مولکول‌ها را کاهش می‌دهد و در نتیجه موجب افزایش اختلاط گازها می‌شود [۱۲۳-۱۲۵].

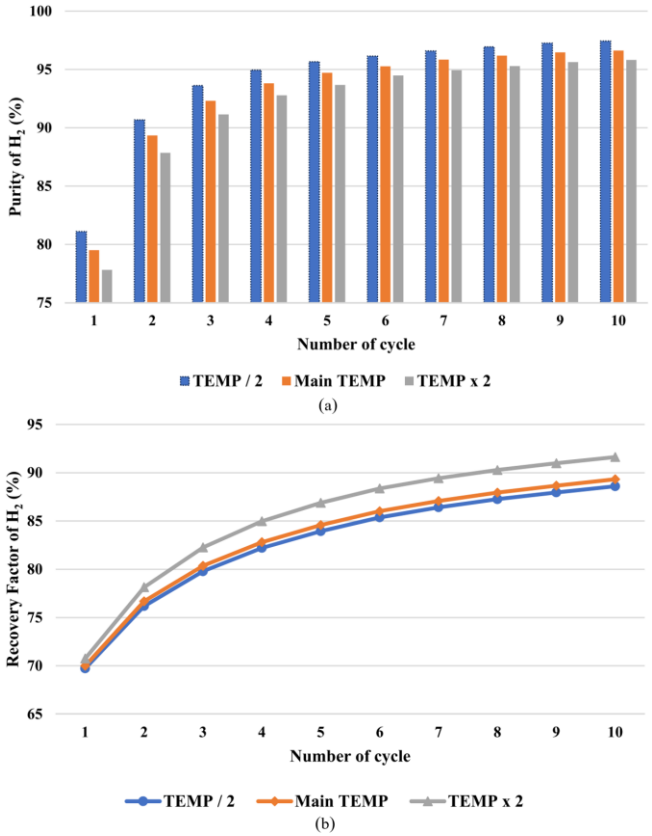
$$KE = \frac{3}{2} k_B T \qquad (۶)$$

همچنین میانگین سرعت مولکول‌های گاز (Average Molecular Gas Velocity) که تابعی از انرژی جنبشی آن‌هاست، به دما وابسته است. با افزایش دما، میانگین سرعت مولکول‌ها بیشتر می‌شود و این امر موجب شده تا مولکول‌های گاز بتوانند مسافت بیشتر را همراه با سرعت بیشتری قبل از برخورد طی کنند. این رفتار منجر به افزایش نرخ انتشار گاز در دماهای بالاتر و افزایش احتمال برخورد مولکول‌های گاز با یکدیگر می‌شود [۱۲۶, ۱۲۷]. علاوه بر این موارد، دما بر روی عامل بسیار مهم میانگین مسافت آزاد در فرایند اختلاط گازها با یکدیگر تأثیر دارد؛ میانگین مسافت آزاد مولکول‌ها یا همان طول پیمایش آزاد که نشان‌دهنده فاصله میانگین بین دو برخورد متوالی است، طبق رابطه ۷ به دما و فشار وابسته است. در این رابطه، λ میانگین مسافت آزاد، T دمای گاز، P فشار گاز و σ قطر برخورد مولکولی است. افزایش دما باعث افزایش فاصله آزاد میانگین می‌شود. این امر نیز موجب افزایش ضریب انتشار گازها و در نتیجه افزایش اختلاط گازها با یکدیگر می‌شود [۱۲۸-۱۳۰]. ضریب انتشار گاز که معیاری برای توصیف نرخ جابه‌جایی مولکول‌ها در گاز است، طبق رابطه ۸ به دما و فشار وابسته است. در این رابطه، ضریب انتشار با دما رابطه‌ای مستقیم دارد، به این معنا که افزایش دما منجر به افزایش ضریب انتشار می‌شود [۱۳۱-۱۳۳]. به‌طور کلی، افزایش دما از طریق افزایش انرژی جنبشی، سرعت مولکول‌ها و میانگین فاصله آزاد، منجر به افزایش ضریب انتشار گاز و در نتیجه افزایش اختلاط گازها می‌شود. شکل ۸ نتایج مطالعه‌ی صورت‌گرفته توسط رامسری و همکاران [۱۳۴] در خصوص تأثیر دما بر روی خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن برداشت‌شده در حضور گاز پایه از مخزن گازی جزئی‌تخلیه‌شده را نشان می‌دهد؛ همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش دما میزان خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن کاهش، درحالی‌که میزان ضریب بازیافت آن افزایش یافته است.

$$\lambda = \frac{k_B T}{\pi \sigma^2 P \sqrt{2}} \qquad (۷)$$

$$D \propto \frac{T^{\frac{3}{2}}}{P \sigma^2} \qquad (۸)$$

تأثیر دما بر خواص گازها موجب شده است تا این عامل نقش مهمی در فرایندهای ذخیره‌سازی گاز و بهینه‌سازی تولید و ضریب بازیافت هیدروژن از مخزن داشته باشد. مهم‌ترین تأثیر دمای مخزن بر روی تولید گاز ذخیره‌شده درون آن، می‌تواند مرتبط با چگالی گازها باشد. به‌صورت‌کلی با افزایش دمای مخزن، چگالی گازها کاهش می‌یابد [۷۷] و این یعنی تراکم‌پذیری گاز با افزایش دما بهبود می‌یابد. این امر باعث انبساط بهتر گاز و تسهیل حرکت آن سمت چاه‌های تولیدی می‌شود [۱۱۹, ۱۳۵] با این حال، خطرات ناشی از ذخیره‌سازی گاز هیدروژن درون مخازن با دمای زیاد نیز باید مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد تا از بروز هرگونه خطر انفجار یا نشت گاز به سطح زمین جلوگیری شود.



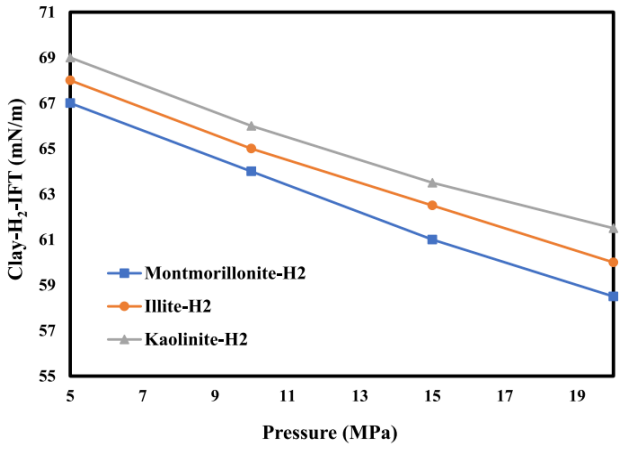
شکل ۸ تأثیر دما بر روی (الف) خلوص و (ب) ضریب بازیافت هیدروژن ذخیره‌شده درون مخزن گازی جزئی‌تخلیه‌شده در حضور گاز پایه [۱۳۴]

Figure 8 Impact of temperature on (a) the purity and (b) the recovery factor of stored hydrogen in a partially depleted gas reservoir in the presence of cushion gas [134]

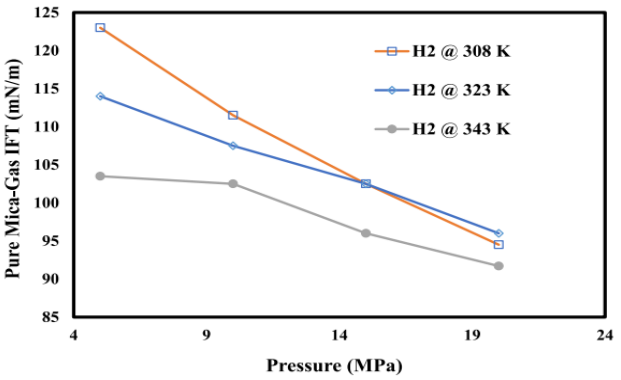
۲-۲-۳ ترشوندگی سنگ مخزن

ترشوندگی سنگ مخزن (Rock Wettability) و گازهای پایه نقش اساسی در نحوه توزیع، به‌دام‌افتادگی و برداشت هیدروژن در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز دارند. ترشوندگی سنگ به تمایل سطح سنگ برای تماس با سیال خاص در حضور سیال دیگر اشاره دارد و به‌شدت تحت تأثیر ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی سنگ و سیال محیط قرار می‌گیرد. در سامانه‌های آب‌دوست (Water Wet)، سنگ تمایل بیشتری به تماس با آب دارد که این ویژگی می‌تواند به جلوگیری از نشت هیدروژن از طریق لایه‌های پوششی کمک کند [۱۳۶]. چرا که در چنین سنگ‌هایی گاز هیدروژن سخت‌تر می‌تواند به درون حفرات ریز سنگ نفوذ کند و از طریق آن‌ها به سطح زمین نشت پیدا کند. از سوی دیگر اما همین هیدروژن‌دوست‌نبودن (Hydrogen Wet) پوش‌سنگ خود می‌تواند موجب نشت گاز هیدروژن به‌ویژه در صورت وجود شکستگی و ترک شود؛ چرا که در چنین مخازنی،

احتمال گیرافتادن گاز هیدروژن درون حفرات کم بوده و احتمال نفوذ به سطح زمین افزایش می‌یابد [۱۳۷]. عوامل متعددی بر ترشوندگی سنگ تأثیر می‌گذارند. افزایش شوری آب موجود در سازند می‌تواند آب‌گریزی سطح سنگ را افزایش داده، ترشوندگی هیدروژن را تقویت کند. دما و فشار بالا نیز با شکستن پیوندهای هیدروژنی بین مولکول‌های آب و سطح سنگ، آن را بیشتر به سمت هیدروژن‌دوست‌شدن، سوق می‌دهند. از سوی دیگر اما همان‌طور که در شکل ۸ نیز مشاهده می‌شود، در برخی از سنگ‌ها مانند رس و میکا، با افزایش دما و فشار میزان IFT سنگ و گاز کاهش پیدا می‌کند [۱۳۸]. محتوای اسیدهای آلی، که معمولاً در مخازن یافت می‌شوند، می‌تواند سطح سنگ را آب‌گریزتر کرده، تمایل آن را به جذب هیدروژن افزایش دهد [۱۳۹, ۱۴۰]. کانی‌های سنگ نیز تأثیر قابل‌توجهی بر ترشوندگی آن دارند. به‌عنوان مثال، کانی‌هایی مانند گچ و کوارتز زاویه تماس بیشتری با هیدروژن دارند، درحالی‌که کانی‌هایی مانند شیل و دولومیت رفتار متفاوتی نشان می‌دهند [۱۴۱-۱۴۳].



(a)



(b)

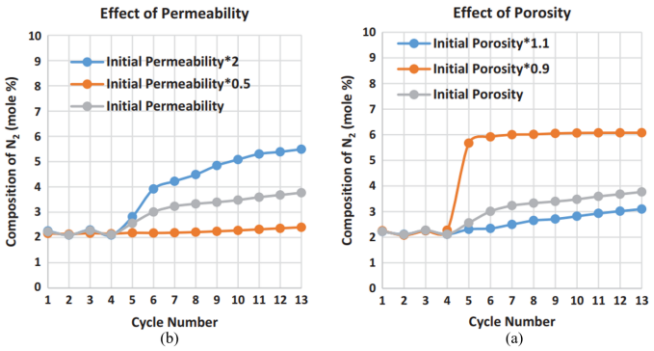
شکل ۹ تأثیر دما و فشار بر روی IFT میان سنگ (الف) رس و (ب) میکا با هیدروژن [۱۳۸, ۱۴۴]

Figure 9 Effect of temperature and pressure on IFT between (a) clay and (b) mica with hydrogen[144,138]

گازهای پایه مانند CH_4، CO_2 و N_2، علاوه بر تأثیر بر فرایند تزریق و برداشت هیدروژن، بر رفتار ترشوندگی سنگ نیز اثرگذارند. مطالعات نشان داده‌اند که مخلوط H_2-CH_4 می‌تواند تراوایی نسبی گاز را افزایش دهد و جابه‌جایی آب نمک از فضاهای حفره‌ای را تسهیل کند. به‌عنوان مثال، در آزمایشی با استفاده از ماسه‌سنگ نفت‌دوست Berea، افزودن ۵۰ درصد CH_4 به هیدروژن تراوایی نسبی گاز را تا ۷۰/۵ درصد افزایش داد و ظرفیت ذخیره‌سازی بیشتری ایجاد کرد. همچنین، اشباع گاز در محل تا ۲۸/۳ درصد بهبود یافت [۱۴۵-۱۴۷]. زاویه تماس سیالات نیز تحت تأثیر گازهای پایه قرار دارد. شبیه‌سازی‌های دینامیک مولکولی نشان داده‌اند که CO_2 و CH_4زاویه تماس آب‌نمک روی سطوح کانی‌هایی مانند کائولینیت را افزایش می‌دهند، که این امر نشان‌دهنده کاهش آب‌دوستی سطح و افزایش برهم‌کنش گاز با سنگ است. CO_2 به‌دلیل برهم‌کنش قوی‌تر با سطح کانی‌ها تأثیر بیشتری نسبت به CH_4 در افزایش زاویه تماس دارد. تحقیقات تجربی نیز نتایج مشابهی ارائه کرده‌اند [۴۹, ۹۰]. به‌عنوان مثال، در آزمایش‌های انجام‌شده توسط میرچی و همکاران [۱۴۸]، زاویه تماس ماسه‌سنگ و سنگ‌آهک نفتی‌دوست‌شده در حضور مخلوط H_2-CH_4 از حالت آب‌دوست ضعیف به شرایط آب‌دوست تبدیل شد. اگرچه بیشتر مطالعات موجود بر تأثیر CH_4 به‌عنوان گاز پایه متمرکز شده‌اند، بررسی تأثیر گازهای دیگری مانند CO_2 وN_2 ضروری است. گازهایی مانند CO_2 و N_2 به‌دلیل ترشوندگی بالاتر، جداسازی آسان‌تری حین برداشت دارند و می‌توانند گزینه‌های مناسبی برای گاز پایه باشند. علاوه بر این، انتخاب گاز پایه به عوامل دیگری مانند هزینه، خواص فیزیکی و عوامل زمین‌شناسی وابسته است.

۲-۲-۴ تخلخل و تراوایی مخزن

تخلخل مخزن یکی از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار بر ضریب بازیافت هیدروژن و میزان اختلاط آن با گاز پایه است. تخلخل به میزان فضای خالی در ساختار سنگ مخزن اشاره دارد که عبور و ذخیره‌سازی گازها را ممکن می‌سازد. افزایش تخلخل مخزن باعث می‌شود که گاز هیدروژن به‌راحتی از منافذ عبور کند و سریع‌تر به چاه‌های تولید برسد، که این امر موجب افزایش ضریب بازیافت هیدروژن می‌شود. در مخازن با تخلخل بالا، مسیرهای بیشتری برای جریان گاز وجود دارد که می‌تواند تزریق و برداشت (ذخیره‌سازی) گاز را بهبود بخشد. علاوه بر این نتایج به‌دست‌آمده از شبیه‌سازی‌های صورت‌گرفته بر تأثیر تخلخل بر خلوص گاز طبیعی ذخیره‌شده در حضور گاز پایه در شکل ۱۰ (a) نشان می‌دهد که در مخازن با تخلخل بیشتر، به‌دلیل وجود فضای مناسب و کافی، میزان برخورد مولکول‌های گاز پایه و گاز اصلی کاهش یافته، در نتیجه میزان خلوص گاز برداشت‌شده افزایش پیدا می‌کند [۴۰, ۴۴, ۱۴۹, ۱۵۰]. بنابراین، مدیریت اثرات منفی افزایش تخلخل نیازمند راهبردهای دقیق و مهندسی است. برای کاهش اثرات نامطلوب، انتخاب گاز پایه‌ای که کم‌ترین میزان اختلاط با هیدروژن را دارد، ضروری است. علاوه بر این، بهینه‌سازی شرایط عملیاتی مخزن، از جمله فشار، نرخ تزریق و تولید و مدت زمان دوره‌های تزریق و برداشت هیدروژن می‌تواند به کاهش اختلاط و حفظ خلوص هیدروژن کمک کند.



شکل ۱۰ تأثیر (الف) تخلخل و (ب) تراوای مخزن بر خلوص گاز ذخیره‌شده درون آن در حضور گاز پایه‌ی نیتروژن [۴۰]

Figure 10 Effect of the (a)porosity and (b) permeability of reservior on the purity of the stored gas in the presence of nitrogen cushion gas [۴۰]

تراوایی مخزن یکی از مهم‌ترین عوامل مؤثر در ضریب بازیافت و خلوص هیدروژن برداشت‌شده محسوب می‌شود. با افزایش تراوایی، جریان گاز هیدروژن در درون حفرات سنگ مخزن تسهیل و در نتیجه حجم بیشتری از گاز قابل‌برداشت می‌شود. با این حال، تراوایی زیاد به معنی افزایش احتمال تماس و اختلاط گاز هیدروژن ذخیره‌شده با گاز پایه یا سیالات باقی‌مانده در مخزن است که به‌ویژه در چرخه‌های آغازین تزریق و برداشت، موجب کاهش نسبی خلوص هیدروژن خواهد شد. به‌عبارتی، هرچه سرعت و میزان انتقال سیال بیشتر باشد، احتمال ترکیب هیدروژن با گازهای ناخواسته بیشتر شده و در پی آن هزینه‌های جداسازی و تصفیه افزایش می‌یابد. همان‌گونه که در شکل ۱۰ (b) نیز دیده می‌شود، در مخازن با تراوایی بالا، سرعت انتقال گاز افزایش می‌یابد و مرز بین هیدروژن و سیالات پایه کمتر پایدار است. این پدیده درطرح‌های ذخیره‌سازی هیدروژن بسیار اهمیت دارد، چراکه کیفیت و ارزش اقتصادی گاز برداشت‌شده مستقیماً به میزان خلوص آن وابسته است. در مرحله‌های اولیه، بیشترین احتمال اختلاط و در نتیجه کاهش خلوص هیدروژن وجود دارد. ازاین‌رو انتخاب نوع مخزن، میزان تراوایی و شرایط عملیاتی، تأثیر به‌سزایی بر موفقیت طرح و توجیه اقتصادی آن می‌گذارد [۴۰, ۴۴, ۱۵۱]. به‌منظور کاهش اثرات منفی تراوایی بالا، می‌توان با تنظیم عواملی نظیر نرخ تزریق و برداشت و نیز مدیریت فشار و دمای مخزن، اختلاط گاز هیدروژن و سیالات باقی‌مانده را محدود کرد. این راهکارها نه‌تنها به حفظ خلوص هیدروژن در چرخه‌های بعدی کمک می‌کنند، بلکه هزینه‌های عملیاتی مرتبط با جداسازی را نیز تا حدی کاهش می‌دهند.

۲-۳ تأثیر عوامل عملیاتی

از دیگر عوامل تأثیرگذار بر فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن می‌توان به عوامل مرتبط با عملیات تزریق و برداشت هیدروژن اشاره کرد. یکی از مهم‌ترین مزایای این عوامل، کنترل‌پذیری آن‌هاست که امکان بهینه‌سازی عملکرد مخزن و طرح ذخیره‌سازی را فراهم می‌آورد. تنظیم مواردی همچون نرخ تزریق و برداشت هیدروژن، تعداد چرخه‌های ذخیره‌سازی و سایر عوامل عملیاتی مخزن از جمله اقداماتی هستند که می‌توانند به افزایش ضریب بازیافت و حفظ خلوص هیدروژن ذخیره‌شده کمک کنند. به‌عنوان مثال، تنظیم دقیق و بهینه‌ی نرخ تزریق و تولید هیدروژن می‌تواند از پدیده‌هایی نظیر به‌دام‌افتادن یا اختلاط ناخواسته و زیاد با گاز پایه جلوگیری کند، درحالی‌که نرخ برداشت مناسب می‌تواند تخلیه یکنواخت‌تر مخزن و حفظ فشار مطلوب آن را تضمین کند. در نتیجه، طراحی دقیق و تنظیم عوامل تزریق و برداشت، نقش به‌سزایی در بهینه‌سازی فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن ایفا می‌کند و می‌تواند تأثیرات مثبت قابل‌توجهی بر کارایی و امنیت این فناوری داشته باشد. در ادامه‌ی این بخش به بررسی تأثیر هر یک از این عوامل پرداخته خواهد شد.

۲-۳-۱ تأثیر عوامل عملیاتی

یکی از عوامل تأثیرگذار بر روی خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن، تعداد چرخه‌های ذخیره‌سازی است. به‌طور کلی در تمامی مطالعات انجام شده بر روی فرایند ذخیره‌سازی گاز (هیدروژن و متان) مشاهده می‌شود که با افزایش تعداد چرخه‌های ذخیره‌سازی میزان خلوص و ضریب بازیافت گاز افزایش پیدا می‌کند. شکل ۸ نیز نشان می‌دهد در هر چرخه نسبت خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن نسبت به چرخه‌ی پیشین آن افزایش پیدا کرده است. از مهم‌ترین دلایل این امر می‌توان به باقی‌ماندن گاز در چرخه‌های اولیه درون مخزن اشاره کرد. به‌طور کلی همواره بخشی از گاز ذخیره‌شده درون مخزن در پایان چرخه‌ی برداشت گاز، درون مخزن به دام افتاده و باقی می‌ماند. این امر موجب می‌شود تا با شروع برداشت در چرخه‌ی بعدی، بخشی از گاز ذخیره‌شده در چرخه‌ی قبلی نیز تولید شود که این امر موجب افزایش ضریب بازیافت هیدروژن می‌شود. از سوی دیگر با باقی‌ماندن هیدروژن درون مخزن احتمال برخورد هیدروژن با گاز پایه و سایر سیالات درون مخزن تا حد بسیار زیادی کاهش یافته و در نتیجه خلوص هیدروژن در هر چرخه نسبت به چرخه‌ی قبلی افزایش پیدا می‌کند [۷۶, ۷۷, ۷۹, ۱۵۲, ۱۵۳].

۲-۳-۲ نرخ تزریق و تولید هیدروژن

نرخ تزریق و تولید هیدروژن برای ذخیره‌سازی زیرزمینی به‌منظور تأمین انرژی در زمان افزایش تقاضا، به عوامل مختلفی مانند شرایط مخزن، راهبردهای ذخیره‌سازی و حجم هیدروژن قابل‌تولید از منابع تجدیدپذیر وابسته است. افزایش حجم گاز ذخیره‌شده در مخزن تأثیر مستقیم و مثبتی بر خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن دارد که این موضوع می‌تواند مبنایی برای تدوین راهبردهای ذخیره‌سازی بهینه گاز هیدروژن مازاد تولید شده باشد. شبیه‌سازی‌ها و مطالعه‌ی انجام‌شده توسط رامسری و همکاران [۱۳۴] نشان می‌دهد که با افزایش حجم گاز هیدروژن تزریق‌شده به مخزن، خلوص و ضریب بازیافت این گاز بهبود می‌یابد. این بهبود به‌دلیل کاهش اثرات اختلاط گاز هیدروژن با گازهای پایه است. از مهم‌ترین دلایل این امر می‌توان به دور ماندن و کاهش ورود این گازها به جریان تولیدشده اشاره کرد. همچنین، افزایش حجم هیدروژن ذخیره‌شده موجب کاهش اشباع گاز پایه در نواحی نزدیک به چاه‌های تولید می‌شود و این امر نواحی تولید را از تأثیر گازهای پایه و گاز باقی‌مانده (Residual Gas) محافظت می‌کند. علاوه بر این، با افزایش حجم گاز تزریق‌شده، فشار مخزن افزایش یافته و اختلاف فشار بین مخزن و دهانه چاه بیشتر می‌شود، که این موضوع جریان سیالات را تسهیل و ضریب بازیافت را بهبود می‌بخشد. بررسی‌ها نشان داده‌اند که صرف‌نظر از عواملی مانند نوع و ابعاد مخزن، افزایش حجم گاز تزریق‌شده

(ذخیره‌شده) منجر به افزایش بازدهی کلی طرح ذخیره‌سازی می‌شود. این به‌دلیل کاهش ناحیه اختلاط گازها، افزایش کیفیت سیال تولیدی و بهبود فشار عملیاتی مخزن است. بنابراین، بهینه‌سازی حجم هیدروژن تزریقی به مخزن نقش مهمی در افزایش بهره‌وری و کارایی سامانه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی ایفا می‌کند [۲۹, ۶۵, ۷۶, ۷۹, ۱۵۴].

۲-۳-۳ ضریب بازیافت مخزن پیش از ذخیره‌سازی

یکی از عوامل مهم و تأثیرگذار در فرایند ذخیره‌سازی گاز هیدروژن در مخازن تخلیه‌شده و جزئی‌تخلیه‌شده گازی و نفتی، ضریب بازیافت مخزن پیش از آغاز فرایند ذخیره‌سازی است. این عامل به‌طور مستقیم بر عملکرد و بهره‌وری سامانه تأثیر گذاشته و در تعیین راهبردهای تبدیل مخازن به محل‌های ذخیره‌سازی نقشی کلیدی ایفا می‌کند. مطالعات نشان می‌دهند که در صورت تأمین فشار مورد نیاز برای برداشت گاز ذخیره‌شده، تخلیه بیشتر حجم مخزن می‌تواند منجر به افزایش خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن برداشت‌شده شود [۵۹, ۱۵۵, ۱۵۶]. علت اصلی این امر، ایجاد فضای بیشتر برای ذخیره‌سازی هیدروژن است که برخورد این گاز با گاز پایه و سایر سیالات باقی‌مانده در مخزن را کاهش می‌دهد. کاهش این برخوردها، احتمال اختلاط گازها و کاهش خلوص هیدروژن تولیدی را به حداقل می‌رساند. علاوه بر این، تخلیه بیشتر نفت و گاز موجود در مخزن باعث کاهش احتمال رسیدن این سیالات به چاه‌های تولیدی می‌شود که در نتیجه از مشکلاتی مانند دوفازی‌شدن جریان در چاه‌ها جلوگیری می‌کند. بنابراین، بهینه‌سازی ضریب بازیافت مخزن پیش از آغاز فرایند ذخیره‌سازی، می‌تواند علاوه بر افزایش بهره‌وری سامانه و کاهش مشکلات عملیاتی، کیفیت هیدروژن تولیدی را بهبود بخشد و نقش مهمی در طراحی موفق و بهره‌برداری ایمن از محل‌های ذخیره‌سازی ایفا کند.

۳ چالش‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن

با وجود تمامی مزایای ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن به‌دست‌آمده از انرژی‌های تجدیدپذیر، این فرایند با طیفی از چالش‌ها و مخاطرات فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی روبه‌رو است که بدون در نظر گرفتن دقیق آن‌ها، اجرای موفقیت‌آمیز چنین طرح‌هایی دشوار خواهد بود. یکی از مهم‌ترین این مسائل، احتمال نشت و نفوذ هیدروژن به سطح زمین است؛ چراکه حتی در صورت انتخاب مخازنی مانند آبخوان‌ها یا گنبدهای نمکی که از جنبه نظری گزینه‌های قابل‌قبولی محسوب می‌شوند، ضمانت نفوذناپذیری پوش‌سنگ‌های موجود و در نتیجه آن مهار کامل گاز ذخیره‌شده، امری حیاتی است. در عین حال، وجود چاه‌های حفاری‌شده قدیمی در این مخازن، احتمال عبور سیال و افزایش ریسک نشت را تشدید می‌کند. افزون بر این، کاهش خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن نیز می‌تواند به‌دلیل اختلاط با سیالات اولیه، مانند گاز طبیعی یا نفت، رخ دهد و در مواردی، نیازمند بهره‌گیری از فناوری‌های جداسازی پس از تولید باشد. چالش دیگر، مکان‌یابی محل ذخیره‌سازی در نزدیکی منابع تولید هیدروژن است. به سبب ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی منحصربه‌فرد هیدروژن – به‌ویژه فراربودن و واکنش‌پذیری بالا – انتقال و حمل‌ونقل آن، مخاطرات ایمنی و هزینه‌های چشمگیری را در پی دارد. از همین رو، دسترسی به مخازن نزدیک به محل تولید می‌تواند ضمن کاهش هزینه‌ها، ایمنی و پایداری سامانه ذخیره‌سازی را نیز تقویت کند. در نهایت، انتخاب گاز پایه برای تزریق به مخزن، چالش بنیادی است که برای هریک از گزینه‌های پیش‌رو (متان، دی‌اکسیدکربن، نیتروژن و غیره) باید احتمال وقوع واکنش‌های ناخواسته با هیدروژن و همچنین آثار درازمدت زیست‌محیطی یا اقتصادی بررسی شود. ترکیب این عوامل بیانگر آن است که اجرای طرح‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن نیازمند مطالعات میان‌رشته‌ای عمیق، ارزیابی مخاطرات فنی و طراحی راهکارهای پایش مستمر است تا از بروز خسارات جبران‌ناپذیر و کاهش کارایی عملیات جلوگیری شود [۱۵۷-۱۵۹].

در کنار موانع ذکرشده، ارائه راهکارهای مؤثر برای بهبود کیفیت و کارایی این فرایند، مستلزم تمرکز پژوهشگران بر چند محور اساسی است. نخست، توسعه مدل‌های ژئومکانیکی و ژئوشیمیایی برای شبیه‌سازی دقیق رفتار هیدروژن در مخازن زیرزمینی و ارزیابی مخاطرات ناشی از نیروهای تکتونیکی یا واکنش‌های سنگ-سیال از اهمیت به‌سزایی برخوردار است. دوم، بهبود فناوری‌های پایش در حین و پس از عملیات ذخیره‌سازی، نظیر سامانه‌های حسگر و ابزارهای لرزه‌نگاری پیشرفته، امکان تشخیص نشت و نفوذ هیدروژن را به‌موقع فراهم کرده، به بازیگران صنعتی این حوزه کمک می‌کند تا تصمیم‌گیری‌های بهتری در زمینه ایمنی و مدیریت مخاطرات اتخاذ کنند. سوم، تحقیق و توسعه در زمینه روش‌های ارتقای خلوص هیدروژن پس از تخلیه، با تأکید بر نوآوری در فناوری‌های جداسازی فازی و به‌کارگیری روش‌های اقتصادی‌تر و دوستدار محیط‌زیست، نقش پراهمیتی در تجاری‌سازی هرچه بیشتر این رویکرد ایفا خواهد کرد. همچنین، ایجاد زیرساخت‌های مناسب برای مکان‌یابی بهینه مخازن، تدوین استانداردهای ایمنی و قوانین مرتبط با مدیریت حمل‌ونقل هیدروژن نیز می‌تواند مسیر گسترش ذخیره‌سازی زیرزمینی را هموارتر سازد. افزون بر این، ارزیابی هزینه-فایده و پیامدهای زیست‌محیطی گزینه‌های گاز پایه، به‌ویژه استفاده از دی‌اکسیدکربن، ضمن ارائه مزایای اقتصادی، امکان پیوند این فرایند با ابتکارات کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای را تقویت می‌کند. در مجموع، رویکردی جامع که تلفیقی از ملاحظات فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی باشد، می‌تواند ضمن دستیابی به حداکثر بازدهی و پایداری در طرح‌های ذخیره‌سازی هیدروژن، با هدف تحقق اهداف بلندمدت جهانی در کاهش اثرات تغییرات اقلیمی سازگار باشد [۱۶۰-۱۶۴]. ترکیب راهکارهای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن با فناوری جذب و ذخیره کربن (CCUS) می‌تواند هم از دیدگاه مدیریت آلاینده‌ها و هم از منظر کاهش هزینه‌های عملیاتی، نتایج سودمندی به همراه داشته باشد.

۴ نتیجه‌گیری

مطالعات انجام‌شده در زمینه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن نشان‌دهنده قابلیت بالای این فناوری برای بهره‌برداری بهینه از منابع انرژی تجدیدپذیر و ذخیره‌سازی پایدار انرژی است. با این حال، چالش‌هایی نظیر به‌دام‌افتادن هیدروژن در مخزن، کاهش خلوص گاز برداشت‌شده و هدررفت آن از جمله مهم‌ترین موانع پیش روی این فناوری هستند. یکی از راهکارهای منطقی و مؤثر برای کاهش این مشکلات، استفاده از گاز پایه و جایگزینی آن با گازهای ارزان‌قیمت است. این گازها، علاوه بر مزایای اقتصادی،

می‌توانند با کاهش ناحیه اختلاط گازها و جلوگیری از هدررفت هیدروژن، خلوص و بازدهی برداشت گاز را بهبود بخشند. در این پژوهش، تأثیر مهم‌ترین عوامل مرتبط با ذخیره‌سازی هیدروژن مورد بررسی قرار گرفت که خلاصه‌ای از نتایج آن‌ها در ادامه آورده شده است.

- جایگزینی گاز پایه با گازهای ارزان قیمت‌تر همچون متان، نیتروژن و دی‌اکسیدکربن، تأثیر بسیار زیادی بر روی عملیاتی‌سازی و همچنین اقتصادی‌بودن طرح‌های ذخیره‌سازی دارد.
- چگالی و گرانروی گاز پایه و نسبت آن با گاز هیدروژن دو مورد از تأثیرگذارترین موارد در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن است. در میان سه گاز مطرح‌شده، گاز نیتروژن، به‌دلیل گرانروی و چگالی‌اش، مطلوب‌ترین گزینه برای تزریق به مخازن به‌شمار می‌آید. چرا که با تزریق نیتروژن هم در فاز ذخیره‌سازی و هم در زمان برداشت گاز از مخزن احتمال رخداد پدیده‌هایی همچون جدایش ثقلی و انگشتی‌شدن درون مخزن کاهش می‌یابد.
- انحلال و تراکم‌پذیری گازها از عوامل مؤثر بر فرایند ذخیره‌سازی هیدروژن است. گاز دی‌اکسیدکربن به‌دلیل انحلال و تراکم‌پذیری بالاتر نسبت به نیتروژن و متان، نیازمند تزریق حجم بیشتری برای دستیابی به فشار مطلوب مخزن است.
- فشار، دما، تخلخل و تراوایی مخزن تأثیر به‌سزایی بر روی خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن در حضور گاز پایه دارند. به‌طور کلی، با کاهش فشار و افزایش دما، تخلخل و تراوایی، خلوص هیدروژن برداشت‌شده از مخزن کاهش پیدا می‌کند که مهم‌ترین دلیل آن تأثیر این عوامل بر نرخ انتشار گازهاست.
- بررسی عوامل عملیاتی نشان داد با افزایش تعداد چرخه‌های ذخیره‌سازی و نرخ تزریق و برداشت گاز هیدروژن، به‌طور کلی، میزان خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن به‌دلیل افزایش اشباع گاز هیدروژن در نواحی اطراف چاه، افزایش می‌یابد.

نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های صورت‌گرفته نشان می‌دهد در صورت تأمین فشار موردنیاز برداشت گاز هیدروژن ذخیره‌شده در درون مخزن با استفاده از تزریق گاز پایه‌ی مناسب، با افزایش ضریب بازیافت مخزن پیش از شروع فرایند ذخیره‌سازی، میزان خلوص و ضریب بازیافت هیدروژن برداشت‌شده افزایش پیدا می‌کند

۵ پیشنهادها

بررسی‌های جامع انجام‌شده در این مطالعه نشان داد باوجود تحقیقات گسترده در زمینه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن و تأثیر گاز پایه بر این فرایند، همچنان خلأهای علمی و پژوهشی قابل‌توجهی وجود دارد. پرداختن به این مسائل در مطالعات آینده می‌تواند مسیر روشن‌تری برای بهبود و عملیاتی‌سازی طرح‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن فراهم سازد. یکی از مهم‌ترین خلأها، مطالعات آزمایشگاهی است. تاکنون بیشتر تحقیقات بر شبیه‌سازی‌ها و مدل‌سازی‌ها متمرکز بوده و داده‌های تجربی و آزمایشگاهی به‌شدت محدود هستند. اگرچه شبیه‌سازی شرایط مخزنی در آزمایشگاه، مانند بازتولید فشار و دمای مخزن همراه با تزریق هم‌زمان گاز پایه و هیدروژن، با چالش‌های فنی مواجه است، اما انجام آزمایش‌های تجربی برای اعتبارسنجی مدل‌های شبیه‌سازی و اطمینان از دقت آن‌ها در شرایط واقعی ضروری است. یکی دیگر از خلأهای قابل‌توجه، شبیه‌سازی در مقیاس مخزن است. مطالعات فعلی عمدتاً بر ویژگی‌های محدود مخزنی تمرکز دارند و تأثیر عوامل مهمی مانند تخلخل، تراوایی، اشباع آب و حتی توزیع هیدروژن در مقیاس کل مخزن کمتر بررسی شده است. علاوه بر این، تاکنون تأثیر حضور گاز پایه بر این عوامل به‌طور جامع ارزیابی نشده است. این در حالی است که تعامل میان گاز پایه و ویژگی‌های مخزنی می‌تواند بر بازدهی ذخیره‌سازی و کیفیت گاز تولیدشده تأثیر قابل‌توجهی داشته باشد. از این رو، پیشنهاد می‌شود که مطالعات آینده با تمرکز بر این موضوع، ابعاد مختلف ذخیره‌سازی در مخازن با ویژگی‌های زمین‌شناسی متفاوت را مورد بررسی قرار دهند.

بررسی نشت گاز هیدروژن نیز از موضوعات کلیدی است که باید با استفاده از فناوری‌های پیشرفته به‌طور دقیق‌تری مطالعه شود. با پیشرفت فناوری و استفاده از مدل‌های هوش مصنوعی، می‌توان از تحلیل دقیق مغزه‌های سنگ و اطلاعات به‌دست‌آمده از پوش‌سنگ برای پیش‌بینی احتمال نشت هیدروژن بهره برد. تحلیل دقیق ویژگی‌های پوش‌سنگ و مخزن، همراه با مدل‌سازی‌های پیشرفته، می‌تواند به کاهش مخاطرات نشت و جلوگیری از پیامدهای ناخواسته کمک کند. به‌ویژه با توجه به ویژگی‌های منحصربه‌فرد گاز هیدروژن، مانند واکنش‌پذیری و نفوذپذیری بالا، این بررسی‌ها اهمیت دوچندانی پیدا می‌کند. در نهایت، واکنش‌های شیمیایی میان گاز هیدروژن، گاز پایه و سایر سیالات موجود در مخزن از دیگر موضوعات مهمی است که نیازمند مطالعه عمیق‌تر است. این واکنش‌ها می‌توانند تأثیر مستقیم بر بازدهی و کیفیت هیدروژن تولیدی داشته باشند. به‌عنوان مثال، واکنش‌های ناخواسته ممکن است به هدررفت یا حتی زایش گاز در مخزن منجر شوند. با این حال، در بسیاری از شبیه‌سازی‌ها و مطالعات فعلی، تأثیر این واکنش‌ها، به‌ویژه در مقیاس مخزن، به‌طور جامع مورد ارزیابی قرار نگرفته است. پرداختن به این خلأها و تمرکز بر تحقیقات گسترده‌تر در این زمینه می‌تواند به بهینه‌سازی فرایندهای ذخیره‌سازی، افزایش بهره‌وری، و کاهش مخاطرات احتمالی در طرح‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز هیدروژن کمک شایانی کند.

مراجع

1. Abu-Bakri J., Jafari A., Namdar H. and Ahmadi G., Optimum Allocation of Carbon Dioxide and Nitrogen Gas between Wells of an Oil Field in the Artificial Gas Lift Process, *Journal of Applied Research of Chemical-Polymer Engineering*, 7(2), 59-71, 2023.
2. Mohammadizadeh S., Namdar H., Jafari A. and Goshtasbi K., Investigation of Geomechanical Parameters of Aquifer in Underground Natural Gas Storage Process, *Journal of Petroleum Geomechanics*, 4(4), 1-18, 2022.
3. Abu-Bakri J., Jafari A., Namdar H. and Ahmadi G. , Increasing productivity by using smart gas for optimal management of the gas lift process in a cluster of wells, *Scientific Reports*, 14(1), 15489, 2024.
4. Lotfalipour M.R., Falahi M.A. and Ashena M., Economic growth, CO2 emissions, and fossil fuels consumption in Iran. *Energy*, 35(12), 5115-5120, 2010.
5. Solomon S., Plattner G.-K., Knutti, R. and Friedlingstein P., Irreversible climate change due to carbon dioxide emissions, *Proceedings of the national academy of sciences*, 106(6), 1704-1709, 2009.
6. Terrenoire E., Hauglustaine D., Gasser T. and Penanhoat O., The contribution of carbon dioxide emissions from the aviation sector to future climate change, *Environmental research letters*, 14(8), 084019, 2019.
7. Ramsari M., Namdar H. and Jafari A., Wettability Alterations Induced by Nanofluids in Carbon Dioxide Sequestration and Storage Processes in Subsurface Reservoirs for Greenhouse Gas Mitigation, *The 1st National Conference on Environmental Challenges: Green Industry and Mining*. 2022.
8. Clémençon R., The two sides of the Paris climate agreement: Dismal failure or historic breakthrough?, *The Journal of Environment & Development*, 25(1), 3-24, 2016.
9. Musah M., Gyamfi B.A., Kwakwa P.A. and Agozie D.Q., Realizing the 2050 Paris climate agreement in West Africa: the role of financial inclusion and green investments, *Journal of Environmental Management*, 340, 117911, 2023.
10. Tol R.S., The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties, *Energy policy*, 33(16), 2064-2074, 2005.
11. Gillingham K. and Stock J.H., The cost of reducing greenhouse gas emissions. *Journal of Economic Perspectives*, 32 (4), 53-72, 2018.
12. Qazi A., Hussain F., Rahim N.A., Hardaker G., Alghazzawi D., Shaban K. and Haruna, K., Towards sustainable energy: a systematic review of renewable energy sources, technologies, and public opinions, *IEEE access*, 7, 63837-63851, 2019.
13. Østergaard P.A., Duic N., Noorollahi Y., Mikulcic, H. and Kalogirou, S., Sustainable development using renewable energy technology, *Renewable energy*, 146, 2430-2437, 2020.
14. Fatima N., Li Y., Ahmad M., Jabeen G. and Li X., Factors influencing renewable energy generation development: a way to environmental sustainability, *Environmental Science and Pollution Research*, 28(37), 51714-51732, 2021.
15. Stram B.N., Key challenges to expanding renewable energy, *Energy Policy*, 96, 728-734, 2016.
16. Ould Amrouche S., Rekioua D., Rekioua T. and Bacha, S., Overview of energy storage in renewable energy systems, *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(45), 20914-20927, 2016.
17. Sayed E.T., Olabi A.G., Alami A.H., Radwan A., Mdallal A., Rezk A. and Abdelkareem M.A., Renewable energy and energy storage systems, *Energies*, 16(3), 1415, 2023.
18. Shoushtari S., Jafari A., Namdar H. and Khoozan D., Modeling, qualification, and quantification of hydrogen leakage in multilayered reservoirs, *International Journal of Hydrogen Energy*, 91, 636-648, 2024.
19. Oliveira A.M., Beswick R.R. and Yan, Y., A green hydrogen economy for a renewable energy society, *Current Opinion in Chemical Engineering*, 33, 100701, 2021.
20. Gielen D., Taibi E., & Miranda, R. Hydrogen: A reviewable energy perspective: Report prepared for the 2nd hydrogen energy ministerial meeting in tokyo, japan, 2019.
21. Kumar S.S. and Lim H., An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production, *Energy reports*, 8, 13793-13813, 2022.
22. Zainal B.S., Ker P.J., Mohamed H., Ong H.C., Fattah I., Rahman S.A., Nghiem L.D. and Mahlia T.I., Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113941, 2024.
23. Chalk S.G. and Miller J.F., Key challenges and recent progress in batteries, fuel cells, and hydrogen storage for clean energy systems, *Journal of Power Sources*, 159(1), 73-80, 2006.
24. Dehghani-Sanij A., Tharumalingam E., Dusseault M. and Fraser R., Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 192-208, 2019.
25. Melchor-Martínez E.M., Macias-Garbett R., Malacara-Becerra A., Iqbal H.M., Sosa-Hernández J.E. and Parra-Saldívar R., Environmental impact of emerging contaminants from battery waste: A mini review, *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, 3, 100104, 2021.
26. Bozkurt A. and Genç M.S., Optimization of energy and hydrogen storage systems in geothermal energy sourced hybrid renewable energy system, *Process Safety and Environmental Protection*, 189, 1052-1060, 2024.
27. Tarhan C. and Çil M.A., A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods, *Journal of Energy Storage*, 40, 102676, 2021.
28. Zhang W., Maleki A., Rosen M.A. and Liu, J., Optimization with a simulated annealing algorithm of a hybrid system for renewable energy including battery and hydrogen storag , *Energy*, 163, 191-207, 2018.
29. Zivar D., Kumar S. and Foroozesh J.,Underground hydrogen storage: A comprehensive review, *International journal of hydrogen energy*, 46(45), 23436-23462, 2021.
30. Luo X., Tveit S., Gholami R. and Andersen P.Ø, Underground hydrogen storage (UHS) in natural storage sites: A perspective of subsurface characterization and monitoring, *Fuel*, 364, 131038, 2024.
31. Aghaz A.A., Jafari, A. and Namdar H., Investigation of Rock-Fluid and Fluid-Fluid Interactions in Underground Hydrogen Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs, *The 2nd National and 1st International Conference on Environmental Challenges: Green Industry and Mining*. 2024.
32. Tarkowski, R, Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 86-94, 2019.
33. Bade S.O., Taiwo K., Ndulue U.F., Tomomewo O.S. and Oni B.A., A review of underground hydrogen storage systems: Current status, modeling approaches, challenges, and future prospective, *International Journal of Hydrogen Energy*, 80, 449-474, 2024.
34. Usman, M.R, Hydrogen storage methods: Review and current status, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112743, 2022.
35. Shoushtari S., Farshadfar H. , and Jafari A., Challenges in Hydrogen Gas Production and Storage, *The 2nd National and 1st International Conference on Environmental Challenges: Green Industry and Mining*, 2024.
36. Réveillère A., Le Gallo Y., Fournier C., Jannel H., Wagner M., Mori G., Kutz C., Greco G., Raluy, G., Hystories project - Hydrogen Storage in European Subsurface: main project

analysis of hydrogen flow with carbon dioxide cushion gas in subsurface heterogeneous porous media, *International Journal of hydrogen energy*, 47(3), 1752-1764, 2022.
55. Kowalski J., Klimkowski L. and Nagy S., Numerical simulation study on underground gas storage with cushion gas partially replaced with carbon dioxide, *Energies*, 16(14), 5248, 2023.
56. Wang G., Pickup G., Sorbie K. and Mackay E., Numerical modelling of H2 storage with cushion gas of CO_2 in subsurface porous media: Filter effects of CO_2 solubility, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(67), 28956-28968, 2022.
57. Wang G., Pickup G.E., Sorbie K.S. and Mackay E.J., Driving factors for purity of withdrawn hydrogen: a numerical study of underground hydrogen storage with various cushion gases, *SPE EuropEC-Europe Energy Conference featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition. OnePetro; 2022*.
58. Heinemann N., Scafidi J., Pickup G., Thaysen E., Hassanpouryouzband A., Wilkinson M., Satterley A., Booth M., Edlmann K. and Haszeldine R., Hydrogen storage in saline aquifers: The role of cushion gas for injection and production, *International journal of hydrogen energy*, 46(79), 39284-39296, 2021.
59. Zamehrian M. and Sedaee B., Underground hydrogen storage in a partially depleted gas condensate reservoir: influence of cushion gas, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 212, 110304, 2022.
60. Amiri I.I., Ziva D., Ayatollahi, S. and Mahani, H., The effect of gas solubility on the selection of cushion gas for underground hydrogen storage in aquifers, *Journal of Energy Storage*, 80, 110264, 2024.
61. Feldmann F., Hagemann B., Ganzer L. , and Panfilov, M., Numerical simulation of hydrodynamic and gas mixing processes in underground hydrogen storages, *Environmental Earth Sciences*, 75(16), 1165, 2016.
62. Lu T., Li Z. and Du L., CO_2 Foam as an Innovative Cushion Gas to Improve Underground Hydrogen Storage in Geological Formations, *Available at SSRN 4680165*.
63. Wang G., Pickup G., Sorbie K. and Mackay E., Compositional Simulation of Hydrogen Storage with Carbon Dioxide Cushion Gas in Subsurface Heterogeneous Porous Media, *2nd Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021.
64. Luboń K. and Tarkowski R., Hydrogen Storage in Deep Saline Aquifers: Non-Recoverable Cushion Gas after Storage, *Energies*, 17(6), 1493, 2024.
65. Saeed M. and Jadhawar P., Optimizing underground hydrogen storage in aquifers: The impact of cushion gas type, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
66. Mao S., Chen B., Morales M., Malki, M. and Mehana, M., Cushion gas effects on hydrogen storage in porous rocks: Insights from reservoir simulation and deep learning, *International Journal of Hydrogen Energy*, 68, 1033-1047, 2024.
67. Isfehani Z.D., Jafari A., Fahimpour J., Hosseini M., Iglauer S. and Keshavarz A., Sandstone wettability and mixed gas composition: Unraveling the impact of CO_2 in hydrogen geo-storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 59, 1352-1366, 2024.
68. Al Homoud R., Barbosa Machado, M.V., Daigle H., Sepehrnoori K. and Ates H., Enhancing Hydrogen Recovery from Saline Aquifers: Quantifying Wettability and Hysteresis Influence and Minimizing Losses with a Cushion Gas, *Hydrogen*, 5(2), 327-351, 2024.
69. Hosseini M. and Leonenko Y., Predicting interfacial tension in brine-hydrogen/cushion gas systems under subsurface conditions: Implications for hydrogen geo-storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 91, 1394-1406, outcomes and applications for the underground gas storage industry, *Solution Mining Research Institute Fall 2024 Technical Conference*, 2024.
37. Simon J., Férriz A.M. and Correas L.C., HyUnder–hydrogen underground storage at large scale: case study Spain, *Energy procedia*, 73, 136-144, 2015.
38. Djizanne H., Murillo Rueda C., Brouard B., Bérest, P. and Hévin, G., Blowout Prediction on a Salt Cavern Selected for a Hydrogen Storage Pilot, *Energies*, 15(20), 7755, 2022.
39. Hassannayebi N., Azizmohammadi S., De Lucia M. and Ott H., Underground hydrogen storage: application of geochemical modelling in a case study in the Molasse Basin, Upper Austria, *Environmental Earth Sciences*, 78(5), 177, 2019.
40. Namdar H., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nejad, S.A., Comparison of base gas replacement using nitrogen, flue gas and air during underground natural gas storage in a depleted gas reservoir, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 42(22), 2778-2793, 2020.
41. Kanaani M., Sedaee B. and Asadian-Pakfar M., Role of cushion gas on underground hydrogen storage in depleted oil reservoirs, *Journal of Energy Storage*, 45, 103783, 2022.
42. Muhammed N.S., Haq B. and Al Shehri D., Role of methane as a cushion gas for hydrogen storage in depleted gas reservoirs, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(76), 29663-29681, 2023.
43. Namdar H., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nejad S.A., Optimization of Flue Gas Composition to Maximize Base Gas Replacement During UGS Process, *Natural Resources Research*, 29(6), 4175-4197, 2020.
44. Shoushtari S., Namdar H. and Jafari A., Utilization of CO_2 and N_2 as cushion gas in underground gas storage process: A review, *Journal of Energy Storage*, 67, 107596, 2023.
45. Prigmore S., Okon-Akan O.A., Egharevba I.P., Ogbaga C.C., Okoye P.U., Epelle E. , and Okolie J.A., Cushion Gas Consideration for Underground Hydrogen Storage, *Encyclopedia*, 4(2), 847-863, 2024.
46. Esfandyari H., Safari A., Hashemi A., Hassanpouryouzband A., Haghighi M., Keshavarz A. and Zeinijahromi A., Surface interaction changes in minerals for underground hydrogen storage: Effects of CO2 cushion gas, *Renewable Energy*, 237, 121726, 2024.
47. Namdar H., Jenabzadeh H. and Tabatabaei Nejad S., Phase Behavior Analysis of Base Gas Replacement with Different Gases in Underground Gas Storage Process in a Gas Condensate Reservoir, *Third International Conference on Oil, Gas, and Petrochemical*, 2015.
48. Kim J., Choi J. and Park, K, Comparison of nitrogen and carbon dioxide as cushion gas for underground gas storage reservoir, *Geosystem Engineering*, 18(3), 163-167, 2015.
49. Muhammed N.S., Haq B. and Al Shehri D.A., Hydrogen storage in depleted gas reservoirs using nitrogen cushion gas: A contact angle and surface tension study, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(98), 38782-38807, 2023.
50. Chai M., Chen Z., Nourozieh H. and Yang M., Numerical simulation of large-scale seasonal hydrogen storage in an anticline aquifer: a case study capturing hydrogen interactions and cushion gas injection, *Applied Energy*, 334, 120655, 2023.
51. Muhammed N.S., Haq B., Al Shehri D. and Amao A., Geochemical influences of hydrogen storage in depleted gas reservoirs with N_2 cushion gas, *International Journal of Hydrogen Energy*, 87, 782-792, 2024.
52. Hanifa M., Agarwal R., Sharma U., Thapliyal P. and Singh L., A review on CO2 capture and sequestration in the construction industry: Emerging approaches and commercialised technologies, *Journal of CO2 Utilization*, 67, 102292, 2023.
53. Oldenburg C.M, Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage, *Energy & Fuels*, 17(1), 240-246, 2003.
54. Wang G., Pickup G., Sorbie K. and Mackay E., Scaling

storage: A pore-scale imaging study, *International Journal of Hydrogen Energy*, 56, 1139-1151, 2024.
86. Jangda Z., Menke H., Busch A., Geiger S., Bultreys T., Lewis H. and Singh K., Pore-scale visualization of hydrogen storage in a sandstone at subsurface pressure and temperature conditions: Trapping, dissolution and wettability, *Journal of Colloid and Interface Science*, 629, 316-325, 2023.
87. Wang J., Yang Y., Cai S., Yao J. and Xie Q., Pore-scale modelling on hydrogen transport in porous media: Implications for hydrogen storage in saline aquifers, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(37), 13922-13933, 2023.
88. Lysyy M., Liu N., Solstad C.M., Fernø M.A. and Ersland G., Microfluidic hydrogen storage capacity and residual trapping during cyclic injections: Implications for underground storage, *international journal of hydrogen energy*, 48(80), 31294-31304, 2023.
89. Bo Z., Hörning S., Underschultz J.R., Garnett A. and Hurter S., Effects of geological heterogeneity on gas mixing during underground hydrogen storage (UHS) in braided-fluvial reservoirs, *Fuel*, 357, 129949, 2024.
90. Ali A., Cole D.R. and Striolo A., Cushion gas effects on clay-hydrogen-brine wettability at conditions relevant to underground gas storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 58, 668-677, 2024.
91. Kahzadvand K., Ghasemi M., Yazaydin A.O. and Babaei M., Risk of H2 Leakage into Caprock and the Role of Cushion Gas as a Barrier in H2 Geo-Storage: A Molecular Simulation Study, *The Journal of Physical Chemistry C*, 128(38), 16161-16171, 2024.
92. Higgs S., Da Wang Y., Sun C., Ennis-King J., Jackson S.J., Armstrong R.T. and Mostaghimi P., Comparative analysis of hydrogen, methane and nitrogen relative permeability: Implications for Underground Hydrogen Storage, *Journal of Energy Storage*, 73, 108827, 2023.
93. Camargo J.T., White J.A., Hamon F.P., Fakeye V., Buscheck T.A. and Huerta, N., Managing reservoir dynamics when converting natural gas fields to underground hydrogen storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 49, 1261-1273, 2024.
94. Pourhadi S. and Hashemi Fath A., Performance of the injection of different gases for enhanced oil recovery in a compositionally grading oil reservoir, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 641-661, 2020.
95. Zhu W., Huang K., Sun Y., Xia J. and Yue M., Theoretical study on the injected gas override in condensate gas reservoirs, *Fuel*, 266, 116977, 2020.
96. Ling H., Katz J., Fu M. and Hultmark M., Effect of Reynolds number and saturation level on gas diffusion in and out of a superhydrophobic surface, *Physical Review Fluids*, 2(12), 124005, 2017.
97. Happel J. and Brenner H., *Low Reynolds number hydrodynamics: with special applications to particulate media*. Vol. 1: Springer Science & Business Media, 2012.
98. Wanninkhof R., Asher W.E., Ho D.T., Sweeney C. and McGillis W.R., Advances in quantifying air-sea gas exchange and environmental forcing, *Annual review of marine science*, 1(1), 213-244, 2009.
99. Abdellatif M., Hashemi M. and Azizmohammadi S., Large-scale underground hydrogen storage: Integrated modeling of reservoir-wellbore system, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(50), 19160-19171, 2023.
100. Cunqi J. and Jinchuan H, Numerical evaluation of viscous fingering behavior during underground hydrogen storage in saline aquifers, *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. ARMA, 2024
101. Ren T., Shen X. and Zhang F., Numerical simulation of fingering in the underground hydrogen storage, *IOP* 2024.
70. Bahrami M., Mahani H., Zivar D. and Ayatollahi S., Microfluidic investigation of pore-scale flow behavior and hysteresis in underground hydrogen storage in sandstones, *Journal of Energy Storage*, 98, 112959, 2024.
71. Viveros F.E., Medina O.E., Moncayo-Riascos I., Lysyy M., Benjumea P.N., Cortés F.B. and Franco C.A., Hydrogen storage in depleted gas reservoirs using methane cushion gas: An interfacial tension and pore scale study, *Journal of Energy Storage*, 98, 113110, 2024.
72. Li X., Sun X., Walters C.C. and Zhang T., H2, CH4 and CO2 adsorption on Cameo coal: Insights into the role of cushion gas in hydrogen geological storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 879-892, 2024.
73. Delshad M., Umurzakov Y., Sepehrnoori K., Eichhubl P. and Batista Fernandes B.R., Hydrogen storage assessment in depleted oil reservoir and saline aquifer, *Energies*, 15(21), 8132, 2022.
74. Ershadnia R., Singh M., Mahmoodpour S., Meyal A., Moeini F., Hosseini S.A., Sturmer D.M., Rasoulzadeh M., Dai Z. and Soltanian M.R., Impact of geological and operational conditions on underground hydrogen storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(4), 1450-1471, 2023.
75. Wang S., Chen F., Wu Y.-S. and Nasrabadi H., The potential of hydrogen storage in depleted unconventional gas reservoirs: A multiscale modeling study, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(42), 16007-16019, 2023.
76. Lysyy M., Fernø M. and Ersland G., Seasonal hydrogen storage in a depleted oil and gas field, *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(49), 25160-25174, 2021.
77. Zhao Q., Wang Y. and Chen C., Numerical simulation of the impact of different cushion gases on underground hydrogen storage in aquifers based on an experimentally-benchmarked equation-of-state, *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 495-511, 2024.
78. Salmachi A., Seyfaee A., Robert R.J., Hosseini T., Nathan G., Ashman P., Roberts A., Jafarian M. and Simon C., Underground hydrogen storage: Integrated surface facilities and fluid flow modelling for depleted gas reservoirs, *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 1055-1069, 2024.
79. Sainz-Garcia A., Abarca E., Rubi V. and Grandia F., Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer, *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(26), 16657-16666, 2017.
80. Alanazi A., Yekeen N., Ali M., Ali M., Abu-Mahfouz I.S., Keshavarz A., Iglauer S. and Hoteit H., Influence of organics and gas mixing on hydrogen/brine and methane/brine wettability using Jordanian oil shale rocks: Implications for hydrogen geological storage, *Journal of Energy Storage*, 62, 106865, 2023.
81. Luboń K. and Tarkowski R., 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, 2020.
82. Sarı E. and Çiftçi E., Underground hydrogen storage in a depleted gas field for seasonal storage: A numerical case study of the Tekirdağ gas field, *Fuel*, 358, 130310, 2024.
83. Hashemi L., Blunt M. and Hajibeygi H., Pore-scale modelling and sensitivity analyses of hydrogen-brine multiphase flow in geological porous media, *Scientific reports*, 11(1), 8348, 2021.
84. Yu S., Hu M., Steefel C.I. and Battiato I., Unraveling residual trapping for geologic hydrogen storage and production using pore-scale modeling, *Advances in Water Resources*, 185, 104659, 2024.
85. Goodarzi S., Zhang Y., Foroughi S., Bijeljic B. and Blunt M.J., Trapping, hysteresis and Ostwald ripening in hydrogen

Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1(1), 3-118, 1972.
119. Ahmed T., Reservoir engineering handbook, *Gulf professional publishing*, 2018.
120. Liu M., Bai B. and Li X., A unified formula for determination of wellhead pressure and bottom-hole pressure, *Energy Procedia*, 37, 3291-3298, 2013.
121. Todd B. and Young J., Thermodynamic and transport properties of gases for use in solid oxide fuel cell modelling, *Journal of power Sources*, 110(1), 186-200, 2002.
122. Etminan S.R., Javadpour F., Maini B.B. and Chen Z., Measurement of gas storage processes in shale and of the molecular diffusion coefficient in kerogen, *International Journal of Coal Geology*, 123, 10-19, 2014.
123. Loeb L.B., The kinetic theory of gases, *Dover Publication*, 2004.
124. Duhr S. and Braun D., Why molecules move along a temperature gradient, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 103(52), 19678-19682, 2006.
125. Brongersma M.L., Halas N.J. and Nordlander P., Plasmon-induced hot carrier science and technology, *Nature nanotechnology*, 10(1), 25-34, 2015.
126. Basconi J.E. and Shirts M.R., Effects of temperature control algorithms on transport properties and kinetics in molecular dynamics simulations, *Journal of chemical theory and computation*, 9(7), 2887-2899, 2013.
127. Rusheng Q., Yunsheng Z., Yu Z., Chuanqing F., Cheng L., Lin Y. and Guojian L., Various gas transport properties in concrete considering transporting mechanisms and testing methods-A review, *Construction and Building Materials*, 389, 131636, 2023.
128. Jennings S., The mean free path in air, *Journal of Aerosol Science*, 19(2), 159-166, 1988.
129. Prabha S.K., Gopal M M. and Sathian, S.P., The effect of system boundaries on the mean free path for confined gases, *AIP Advances*, 3(10), 2013.
130. Bai G., Su J., Fu S., Li X., Zhou X., Wang J., Liu Z. and Zhang X., Effect of CO2 injection on the gas desorption and diffusion kinetics: An experimental study, *Energy*, 288, 129921, 2024.
131. Xu H., Qin Y., Yang D., Wang G., Huang Q. and Zhang F., Experimental investigation of gas diffusion kinetics and pore-structure characteristics during coalbed methane desorption within a coal seam, *Gas Science and Engineering*, 121, 205173, 2024.
132. Kalati S.S., Khiabani, N.P., Ayatollahi, S., Mahani, H., Zivar, D. , and Esmaeilbeig, M.A., Molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion into brine: Implications for underground hydrogen storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 53, 17-28, 2024.
133. An F., Jia H. and Feng Y., Effect of stress, concentration and temperature on gas diffusion coefficient of coal measured through a direct method and its model application, *Fuel*, 312, 122991, 2022.
134. Ramsari M., Jafari A., Namdar H. and Khoozan D., Evaluating the role of cushion gas in underground hydrogen storage: Impacts of wells and reservoir parameters, *International Journal of Hydrogen Energy*, 100, 1338-1352, 2025.
135. McCain Jr, W.D. *Properties of petroleum fluids*. 3 ed: PennWell, 1973.
136. Gbadamosi A.O., Muhammed N.S., Patil S., Al Shehri D., Haq B., Epelle E.I., Mahmoud M. and Kamal M.S., Underground hydrogen storage: A critical assessment of fluid-fluid and fluid-rock interactions, *Journal of Energy Storage*, 72, 108473, 2023.
137. Perera M., A review of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs: Insights into various rock-fluid interaction mechanisms and their impact on the process integrity, *Fuel*, 334, 126677, 2023.

Conference Series: Earth and Environmental Science. IOP Publishing, 2024
102. Massimiani A., Panini F., Marasso S.L., Vasile N., Quaglio M., Coti C., Barbieri D., Verga F., Pirri, C.F. , and Viberti, D., Design, fabrication, and experimental validation of microfluidic devices for the investigation of pore-scale phenomena in underground gas storage systems, *Micromachines*, 14(2), 308, 2023.
103. Siyu D., Mingxing B. and Zhichao Z., Research status of CO2 as cushion gas in underground natural gas storage, *Applied Chemical Industry*, 52(8), 2387-2391, 2023.
104. Beteta A., Wang G., Sorbie K. and Mackay E., X-ray visualized unstable displacements of water by gas in sandstone slabs for subsurface gas storage, *Physics of Fluids*, 36(10), 2024.
105. Qi R., LaForce T.C. and Blunt M.J., Design of carbon dioxide storage in aquifers, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(2), 195-205, 2009.
106. Cramer B., Poelchau H.S., Gerling P., Lopatin N.V. and Littke R., Methane released from groundwater: the source of natural gas accumulations in northern West Siberia, *Marine and Petroleum Geology*, 16(3), 225-244, 1999.
107. Jia Z., Cao R., Pu B., Dehghanpour H., Cheng L., Zhang Q. and Awotunde A.A., Pore-scale binary diffusion behavior of Hydrogen-Cushion gas in saline aquifers for underground hydrogen Storage: Optimization of cushion gas type, *Fuel*, 381, 133481, 2025.
108. Zhang J., Zhang X., Han B., He J., Liu Z. and Yang G., Study on intermolecular interactions in supercritical fluids by partial molar volume and isothermal compressibility, *The Journal of Supercritical Fluids*, 22(1), 15-19, 2002.
109. Fayazi A., Arabloo M. and Mohammadi, A.H., Efficient estimation of natural gas compressibility factor using a rigorous method, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 16, 8-17, 2014.
110. Yan K.-L., Liu H., Sun C.-Y., Ma Q.-L., Chen G.-J., Shen D.-J., Xiao X.-J. and Wang H.-Y., Measurement and calculation of gas compressibility factor for condensate gas and natural gas under pressure up to 116MPa, *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 63, 38-43, 2013.
111. Nyström C., Alderborn G., Duberg M. and Karehill P.-G., Bonding Surface area and Bonding Mechanism-Two Important Factors fir the Understanding of Powder Comparability, *Drug Development and Industrial Pharmacy*, 19(17-18), 2143-2196, 1993.
112. Piri M., Prevost J. and Fuller R., Carbon Dioxide Sequestration in Saline Aquifers: Evaporation, Precipitation and Compressibility Effects, In *Fourth annual conference on carbon capture and sequestration DOE/NETL*, 2005.
113. McCollum D. and Ogden J., Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity, *Institute of Transportation Studies, UC Davis, Institute of Transportation Studies, Working Paper Series*, 2006.
114. Jaynes D. and Rogowski A., Applicability of Fick's law to gas diffusion, *Soil Science Society of America Journal*, 47(3), 425-430, 1983.
115. Webb S.W. and Pruess K., The use of Fick's law for modeling trace gas diffusion in porous media, *Transport in porous media*, 51, 327-341, 2003.
116. Fuller E.N., Schettler P.D. and Giddings J.C., NEW METHOD FOR PREDICTION OF BINARY GAS-PHASE DIFFUSION COEFFICIENTS, *Industrial & Engineering Chemistry*, 58(5), 18-27, 1966.
117. Levintal E., Dragila M.I., Kamai T. and Weisbrod, N., Measurement of gas diffusion coefficient in highly permeable porous media, *Vadose Zone Journal*, 18(1), 1-9, 2019.
118. Marrero T.R. and Mason E.A., Gaseous diffusion coefficients,

prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen, *Sustainable Energy & Fuels*, 2022.
155. Raza A., Arif M., Glatz G., Mahmoud M., Al Kobaisi M., Alafnan S. and Iglauer S., A holistic overview of underground hydrogen storage: Influencing factors, current understanding, and outlook, *Fuel*, 330, 125636, 2022.
156. Muhammed N.S., Haq B., Al Shehri D., Al-Ahmed A., Rahman M.M. and Zaman E., A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook, *Energy Reports*, 8, 461-499, 2022.
157. Heinemann N., Alcalde J., Miocic J., Hangx S., Kallmeyer J., Ostertag-Henning C., Hassanpouryouzband A., Thaysen E., Strobel G., Wilkinson M., Schmidt-Hattenberger C., Edlmann, K., Bentham M., Haszeldine R.S., Carbonell, R. and Rudloff, A., Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges, *Energy & Environmental Science*, 14, 2021.
158. Bahrami M., Izadi Amiri E., Zivar D., Ayatollahi S. and Mahani H., Challenges in the simulation of underground hydrogen storage: A review of relative permeability and hysteresis in hydrogen-water system, *Journal of Energy Storage*, 73, 108886, 2023.
159. Gomez Mendez I., El-Sayed W.M.M., Menefee A.H. and Karpyn Z.T, Insights into Underground Hydrogen Storage Challenges: A Review on Hydrodynamic and Biogeochemical Experiments in Porous Media, *Energy & Fuels*, 38(21), 20015-20032, 2024.
160. Navaid H.B., Emadi H. and Watson M., A comprehensive literature review on the challenges associated with underground hydrogen storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(28), 10603-10635, 2023.
161. Hematpur H., Abdollahi R., Rostami S., Haghighi M. and Blunt M.J., Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges, *Advances in Geo-Energy Research*, 7(2), 2023.
162. Ugarte E.R. and Salehi S., A review on well integrity issues for underground hydrogen storage, *Journal of Energy Resources Technology*, 144(4), 042001, 2022.
163. Gao K., Creasy N.M., Huang L. and Gross M.R., Underground hydrogen storage leakage detection and characterization based on machine learning of sparse seismic data, *International Journal of Hydrogen Energy*, 61, 137-161, 2024.
164. Fernandez D.M., Emadi H., Hussain A. and Thiyagarajan S.R., A holistic review on wellbore integrity challenges associated with underground hydrogen storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 57, 240-262, 2024.
138. Yekeen N., Al-Yaseri A., Negash B.M., Ali M., Giwelli A., Esteban L. , and Sarout J., Clay-hydrogen and clay-cushion gas interfacial tensions: Implications for hydrogen storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(44), 19155-19167, 2022.
139. Ali M., Jha N.K., Al-Yaseri A., Zhang Y., Iglauer S. and Sarmadivaleh M., Hydrogen wettability of quartz substrates exposed to organic acids; Implications for hydrogen geo-storage in sandstone reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109081, 2021.
140. Zeng L., Hosseini M., Keshavarz A., Iglauer S., Lu Y. and Xie Q., Hydrogen wettability in carbonate reservoirs: Implication for underground hydrogen storage from geochemical perspective, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(60), 25357-25366, 2022.
141. Esfandyari H., Sarmadivaleh M., Esmaeilzadeh F., Ali M., Iglauer S. and Keshavarz A., Experimental evaluation of rock mineralogy on hydrogen-wettability: Implications for hydrogen geo-storage, *Journal of Energy Storage*, 52, 104866, 2022.
142. Aghaei H., Al-Yaseri A., Toorajipour A., Shahsavani B., Yekeen N. and Edlmann K., Host-rock and caprock wettability during hydrogen drainage: Implications of hydrogen subsurface storage, *Fuel*, 351, 129048, 2023.
143. Hosseini M., Fahimpour J., Ali M., Keshavarz A. , and Iglauer S., Hydrogen wettability of carbonate formations: Implications for hydrogen geo-storage, *Journal of Colloid and Interface Science*, 614, 256-266, 2022.
144. Ali M., Pan B., Yekeen N., Al-Anssari S., Al-Anazi A., Keshavarz A., Iglauer S. and Hoteit H., Assessment of wettability and rock-fluid interfacial tension of caprock: Implications for hydrogen and carbon dioxide geo-storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(30), 14104-14120, 2022.
145. Mirchi V., Dejam M., Alvarado V. and Akbarabadi M., Effect of cushion gas on hydrogen/brine flow behavior in oil-wet rocks with application to hydrogen storage in depleted oil and gas reservoirs, *Energy & Fuels*, 37(19), 15231-15243, 2023.
146. Mirchi V., Dejam M. and Alvarado V., Interfacial tension and contact angle measurements for hydrogen-methane mixtures/brine/oil-wet rocks at reservoir conditions, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(82), 34963-34975, 2022.
147. Ali M., Yekeen N., Pal N., Keshavarz A., Iglauer S. and Hoteit H., Influence of pressure, temperature and organic surface concentration on hydrogen wettability of caprock; implications for hydrogen geo-storage, *Energy Reports*, 7, 5988-5996, 2021.
148. Mirchi V. and Dejam M., Effect of rock surface wettability on hydrogen-cushion gas adsorption with application to hydrogen storage in depleted oil and gas reservoirs, *Journal of Energy Storage*, 73, 109152, 2023.
149. Dullien F.A., *Porous media: fluid transport and pore structure*, Academic press, 2012.
150. Bear J. and Bachmat Y., *Introduction to modeling of transport phenomena in porous media*. Vol. 4: Springer Science & Business Media, 2012.
151. Civan F., Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media, *Transport in porous media*, 82, 375-384, 2010.
152. Amid A., Mignard D. and Wilkinson M., Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir, *International journal of hydrogen energy*, 41(12), 5549-5558, 2016.
153. Namdar H., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nejad S.A., Application of proxy model to optimize base gas replacement by smart gas in underground gas storage process, *SN Applied Sciences*, 1(5), 496, 2019.
154. Epelle E.I., Obande W., Udourioh G.A., Afolabi I.C., Desongu K.S., Orivri U., Gunes B. and Okolie J.A., Perspectives and