



Original Research

Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(December-January), Vol. 35, No. 144, 35-37

DOI: 10.22078/pr.2020.4018.2829

# Investigation on the Role of CO<sub>2</sub> on Enhanced Gas Recovery and Carbon Storage: Challenges and Perspectives

Mehdi Mohseni, Abbas Hashemizadeh\* and Mehdi Sedighi

Department of Chemical Engineering, University of Qom, Iran

hashemizadeh@qom.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5658.3513

Received: April 18, 2025

Modify Date: December 08, 2025

Accepted: October 13, 2025

## Introduction

Natural gas is a clean and cost-effective energy resource widely used in power generation, transportation, and industrial applications [1].

The growing global energy demand has increased the importance of employing methods like CO<sub>2</sub> injection to recover residual gas [2].

EGR processes have been developed since the 20th century to maintain pressure in depleted reservoirs and enhance methane production [3, 4].

Among the injectable gases, CO<sub>2</sub> offers the highest efficiency in displacing CH<sub>4</sub> due to its high adsorption capacity and favorable density [5, 6].

Furthermore, using CO<sub>2</sub> in supercritical conditions enhances miscibility with methane, leading to more efficient gas recovery [7].

Studies show that in shale and coalbed reservoirs, CO<sub>2</sub> replaces CH<sub>4</sub> in adsorption sites while simultaneously causing rock swelling and permeability reduction [8]. These characteristics make CO<sub>2</sub> an effective option for gas recovery and carbon sequestration [9].

## Materials and Methods

### Mechanisms and Injection Strategies of CO<sub>2</sub>

#### Pressure Maintenance and CH<sub>4</sub> Displacement

CO<sub>2</sub> injection helps increase reservoir pressure and mobilize methane towards production wells [10].

This is especially effective in low-permeability reservoirs, where trapped gases in fractures and pore spaces are displaced [11].

#### Solubility of CO<sub>2</sub> in Hydrocarbon Gases

By dissolving in CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> reduces density and

viscosity, improving gas mobility [12].

Additionally, under certain conditions, it prevents the formation of liquid phases in condensate gas reservoirs [12].

#### Physical and Chemical Alterations in Reservoir Rock

When in contact with carbonate rocks such as dolomite, CO<sub>2</sub> causes mineral dissolution and precipitation of new phases [13].

#### CO<sub>2</sub> Breakthrough Phenomenon

In cases of unstable or rapid injection, CO<sub>2</sub> may reach production wells before fully displacing CH<sub>4</sub>, reducing efficiency [14].

Techniques like WAG (Water-Alternating-Gas) injection or carbonated water flooding can delay breakthrough [15].

#### Effect of Reservoir Type and Rock Properties

In contrast, high-permeability sandstones and carbonate reservoirs show different behaviors in terms of CO<sub>2</sub> miscibility and diffusion [13, 16, 17].

## Result and Discussion

### Injection Methods and Case Evaluations

Continuous CO<sub>2</sub> Injection is suitable for low-pressure reservoirs but may lead to early breakthrough [10].

Water-Alternating-Gas (WAG) Injection helps reduce CO<sub>2</sub> mobility and improves flow control [14].

Supercritical CO<sub>2</sub> Injection in high-pressure reservoirs enhances displacement efficiency and reduces interfacial tension [18].

Carbonated Water and CO<sub>2</sub> Co-Injection improves injection stability and reduces separation costs [15].

Field studies in Schoenkirchen (Austria) and Altmark

(Germany) have demonstrated that well design and injection rates have a direct impact on recovery efficiency and CO<sub>2</sub> stability [19, 20].

The WR-THMD model has enabled accurate simulation of cyclic CO<sub>2</sub> injection by accounting for thermo-mechanical effects and flow dynamics [21].

### Conclusions and Future Outlook

CO<sub>2</sub> injection in EGR processes provides a dual solution for enhancing natural gas recovery and reducing carbon emissions.

Moreover, the application of advanced technologies such as nanofluids and multiphysics systems can significantly boost recovery efficiency and ensure long-term process stability.

Despite challenges such as leakage, permeability loss, or early breakthrough, the success of future industrial projects hinges on precise design and adaptation of injection strategies to specific reservoir characteristics.

### References

1. Chattopadhyay, S. and Chattopadhyay, D. (2012). Mining industries and their sustainable management, in *Fossil Energy: Selected Entries from the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Springer. p. 443-473. doi:10.1007/978-1-4419-0851-3\_864.
2. Wang, W., et al., Current status and development trends of CO<sub>2</sub> storage with enhanced natural gas recovery (CS-EGR). *Fuel*, 2023. 349: p. 128555.
3. Al-Shargabi, M., Davoodi, S., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2022). Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments. *ACS omega*, 7(12), 9984-9994. doi.org/10.1021/acsomega.1c07123.
4. Iogna, A., Guillet-Lhermite, J., Wood, C., & Deflandre, J. P. (2017, June). CO<sub>2</sub> storage and enhanced gas recovery: Using extended black oil modelling to simulate CO<sub>2</sub> injection on a North Sea depleted gas field. In *SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?* (p. D031S008R004). SPE. doi.org/10.2118/185859-MS.
5. Schepers, K., Oudinot, A., & Ripepi, N. (2010, November). Enhanced gas recovery and CO<sub>2</sub> storage in coal bed methane reservoirs: Optimized injected gas composition for mature basins of various coal rank. In *SPE international conference on CO<sub>2</sub> capture, storage, and utilization* (pp. SPE-139723). SPE. doi.org/10.2118/139723-MS.
6. Mamora, D. D., & Seo, J. G. (2002, September). Enhanced gas recovery by carbon dioxide sequestration in depleted gas reservoirs. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-77347). SPE. doi.org/10.2118/77347-MS.
7. Hasan, M., Eliebid, M., Mahmoud, M., Elkatatny, S., & Shawabkeh, R. (2017, April). Enhanced gas recovery (EGR) methods and production enhancement techniques for shale & tight gas reservoirs. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition* (p. D043S035R002). SPE. doi.org/10.2118/188090-MS.
8. Zhou, J., Tian, S., Yang, K., Dong, Z., & Cai, J. (2022). Enhanced gas recovery technologies aimed at exploiting captured carbon dioxide. In *Sustainable natural gas reservoir and production engineering* (pp. 305-347). Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-12-824495-1.00010-3.
9. Hamza, A., Hussein, I. A., Al-Marri, M. J., Mahmoud, M., Shawabkeh, R., & Aparicio, S. (2021). CO<sub>2</sub> enhanced gas recovery and sequestration in depleted gas reservoirs: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107685. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107685.
10. Oldenburg, C. M., & Benson, S. M. (2002, February). CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas production and carbon sequestration. In *SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico* (pp. SPE-74367). SPE. doi.org/10.2118/74367-MS.
11. Eliebid, M., Mahmoud, M., Shawabkeh, R., Elkatatny, S., & Hussein, I. A. (2018). Effect of CO<sub>2</sub> adsorption on enhanced natural gas recovery and sequestration in carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 55, 575-584. doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.019.
12. Sun, Y., Du, Z., Sun, L., & Pan, Y. (2017). Phase behavior of SCCO<sub>2</sub> sequestration and enhanced natural gas recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4), 1085-1093.
13. Wang, X., Alvarado, V., Swoboda-Colberg, N., & Kaszuba, J. P. (2013). Reactivity of dolomite in water-saturated supercritical carbon dioxide: Significance for carbon capture and storage and for enhanced oil and gas recovery. *Energy Conversion and Management*, 65, 564-573. doi.org/10.1016/j.enconman.2012.07.024.
14. Pooladi-Darvish, M., Hong, H., Theys, S., Stocker, R., Bachu, S., & Dashtgard, S. (2008, September). CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery and geological storage of CO<sub>2</sub> in the Long Coulee Glauconite F Pool, Alberta. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-115789). SPE. doi.org/10.2118/115789-MS.
15. Omar, A. A., Addassi, M., Hoteit, H., & Vahrenkamp, V. (2021, March). A new enhanced gas recovery scheme using carbonated water

- and supercritical CO<sub>2</sub>. In Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (pp. 15-18).
16. Dakal, T. C., Dhakar, R., Bhushan, R., & Kumar, A. (2025). Applications of Nanotechnology and Nanomaterials in Gas Industry. *Bio-Nanomaterials in Environmental Remediation: Industrial Applications*, 173-190.
  17. Mahmoud, M., Hussein, I., Carchini, G., Shawabkeh, R., Eliebid, M., & Al-Marri, M. J. (2019). Effect of rock mineralogy on Hot-CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 72, 103030. doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103030.
  18. Clemens, T., & Wit, K. (2002, September). CO<sub>2</sub> enhanced gas recovery studied for an example gas reservoir. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-77348). SPE. doi.org/10.2118/77348-MS.
  19. Kühn, M., Tesmer, M., Pilz, P., Meyer, R., Reinicke, K., Förster, A., Kolditz, O., Schäfer, D. & CLEAN Partners. (2012). CLEAN: project overview on CO<sub>2</sub> large-scale enhanced gas recovery in the Altmark natural gas field (Germany). *Environmental Earth Sciences*, 67(2), 311-321.
  20. Secklehner, S., Arzmüller, G., & Clemens, T. (2010, January). Tight Ultra-deep Gas Field Production Optimisation–Development Optimisation and CO<sub>2</sub> Enhanced Gas Recovery Potential of the Schoenkirchen Uebertief Gas Field, Austria. In *SPE Deep Gas Conference and Exhibition* (pp. SPE-130154). SPE. doi.org/10.2118/130154-MS.
  21. Gao, X., Yang, S., Wang, B., Zhang, Y., Hu, J., Wang, M., Shen, B., Zhao, E. & Rui, Z. (2025). Wellbore-reservoir and multiphysics coupling model for liquid CO<sub>2</sub> cyclic injection in a CCUS-EGR framework. *Journal of Hydrology*, 658, 133188. doi.org/10.1016/j.jhydrol.2025.133188.

# بررسی نقش کربن دی اکسید در ازدیاد برداشت گاز طبیعی و ذخیره‌سازی بلند مدت کربن: چالش‌ها

مهدي محسنی، عباس هاشمی‌زاده\* و مهدي صديقي

گروه مهندسی شیمی، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه قم، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۱/۲۹ تاریخ آخرین تغییرات: ۱۴۰۴/۰۹/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۷/۲۱

## چکیده

گاز طبیعی به دلیل بازدهی بالا، میزان آلودگی کمتر و سازگاری بیشتر با محیط‌زیست در مقایسه با سایر سوخت‌های فسیلی، نقش برجسته‌ای در تأمین انرژی جهانی ایفا می‌کند. با این حال، بسیاری از مخازن گازی به تدریج با کاهش فشار و کاهش نرخ تولید مواجه می‌شوند. یکی از رویکردهای مؤثر جهت مقابله با این چالش، بهره‌گیری از فرآیند ازدیاد برداشت گازی است. در این راستا، تزریق  $CO_2$  به‌عنوان گزینه‌ای کارآمد مورد توجه ویژه قرار گرفته است. تزریق  $CO_2$  به مخازن گاز طبیعی، به دلیل مشخصه‌های کلیدی آن شامل انحلال‌پذیری مطلوب، کاهش کشش بین‌سطحی و افزایش تحرک‌پذیری گازهای محبوس، به‌طور هم‌زمان دو هدف را دنبال می‌کند: افزایش فشار مخزن به منظور بهبود بازیافت گاز و فراهم‌آوری بستری برای ذخیره‌سازی دائمی یا بلندمدت کربن. روش مورد نظر، با تسهیل بازیافت گاز باقی‌مانده، واجد مزایای اقتصادی و زیست‌محیطی ارزیابی گردیده است. هدف پژوهش حاضر، ارائه یک تحلیل جامع از نقش تزریق  $CO_2$  در فرآیند ازدیاد برداشت گاز و تحلیل ظرفیت آن برای ذخیره‌سازی بلندمدت کربن است. در این راستا، سازوکارهای مؤثر بر بازیافت، تغییرات فیزیکی و شیمیایی در سنگ و سیال مخزن، و روش‌های گوناگون تزریق شامل تزریق پیوسته، تزریق متناوب آب و گاز و تزریق در شرایط فوق‌بحرانی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. علاوه‌براین نتایج بررسی‌ها نشان می‌دهد که گزینش شیوه تزریق به ویژگی‌های مخزن، نوع سنگ و مقدار گاز باقی‌مانده وابسته است. همچنین، یافته‌ها بیانگر آن است که تزریق  $CO_2$  علاوه‌بر ارتقای بازیافت گاز، به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای کمک می‌کند؛ هرچند در برخی شرایط، کاهش تراوایی سنگ مخزن و بروز چالش‌های عملیاتی نیز مشاهده می‌شود. بر این اساس، اتخاذ رویکردهای ترکیبی و مدیریت شرایط عملیاتی می‌تواند کارایی فرآیند ازدیاد برداشت گاز و قابلیت ذخیره‌سازی ایمن  $CO_2$  را به‌طور هم‌زمان بهبود بخشد.

**کلمات کلیدی:** ازدیاد برداشت گاز،  $CO_2$ ، متان، سازوکار ازدیاد برداشت، اقتصاد کم کربن.

## مقدمه

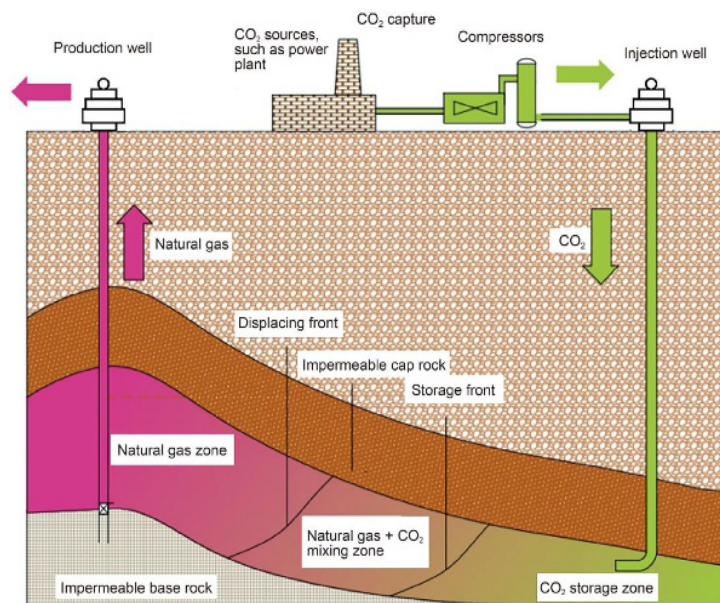
مقیاس جهانی، نقش اساسی در بخش‌های تولید برق، صنایع، حمل‌ونقل و تأمین گرمایش ایفا می‌کند. این منبع انرژی به‌واسطه ویژگی‌هایی نظیر سطح آلاینده‌گی نسبتاً پایین‌تر، هزینه اقتصادی مناسب‌تر

گاز طبیعی به‌عنوان یکی از منابع انرژی کلیدی در

\*مسئول مکاتبات  
آدرس الکترونیکی  
hashemizadeh@qom.ac.ir  
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5658.3513)

افت فشار یا تخلیه تدریجی مواجه شده‌اند [۴ و ۵]. فرآیند بازیافت گاز شامل تزریق گازهایی نظیر نیتروژن [۶]، CO<sub>2</sub> [۷]، تزریق آب [۸]، گاز طبیعی [۹]، گاز هیدروژن [۱۰]، تزریق بخار [۱۱] و تزریق دی‌اکسید کربن و نیتروژن [۱۲] به مخازن گازی برای افزایش فشار و برداشت گاز است [۳ و ۱۳]. در همین راستا، روش تزریق CO<sub>2</sub> به مخازن گازی نه تنها منجر به افزایش برداشت گاز می‌شود، بلکه نقش مهمی در کاهش انتشار CO<sub>2</sub> نیز ایفا می‌کند [۱۴ و ۱۵]. شماتیکي از اصول فرآیند ازدیاد برداشت گاز با استفاده از تزریق CO<sub>2</sub> در شکل ۱ ارائه شده است. هر یک از روش‌های پیش‌گفته با محدودیت‌های مشخصی روبرو هستند: استفاده از نیتروژن مستلزم هزینه قابل توجهی است؛ به‌کارگیری CO<sub>2</sub> نیازمند ایجاد زیرساخت‌های تخصصی می‌باشد؛ تزریق آب با هزینه‌های بالای فرآیند تصفیه همراه است؛ استفاده از گاز طبیعی ممکن است فاقد توجیه اقتصادی باشد، هیدروژن به‌دلیل قابلیت اشتعال بالا، ریسک ایمنی به‌همراه دارد؛ و فرآیند تزریق بخار نیازمند تأمین مستمر آب جهت تولید بخار است.

و راندمان انرژی بالاتر در قیاس با سایر سوخت‌های فسیلی مانند نفت خام و زغال‌سنگ، جایگاه برجسته‌ای را به خود اختصاص داده است. افزون بر این، بهره‌برداری از گاز طبیعی منجر به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، به‌ویژه CO<sub>2</sub>، و همچنین سایر آلاینده‌های مضر هوا از جمله ترکیبات گوگردی و ذرات معلق می‌گردد [۱ و ۲]. رشد فزاینده جمعیت و افزایش تصاعدی تقاضای جهانی برای انرژی، منجر به تشدید نیاز به منابع گاز طبیعی گردیده است. در مقابل، بسیاری از مخازن گاز طبیعی در مراحل پایانی تولید قرار داشته و یا نرخ برداشت از آن‌ها به‌شدت کاهش یافته است. در چنین شرایطی، عدم به‌کارگیری روش‌های نوین ازدیاد برداشت گاز، سبب خواهد شد تا حجم قابل توجهی از این منبع انرژی ارزشمند در مخازن محبوس باقی بماند [۳]. فرآیند ازدیاد برداشت گاز<sup>۱</sup> (EGR)، که سابقه‌ی آن به اوایل قرن بیستم میلادی و با هدف اولیه حفظ فشار در مخازن گازی باز می‌گردد، امروزه با هدف اصلی افزایش ضریب برداشت و بهینه‌سازی تولید گاز متان از مخازنی به‌کار گرفته می‌شود که در طول زمان با



شکل ۱ نمایش شماتیک سیستم CSEGR<sup>۲</sup> [۱۶].

Figure 1. Schematic representation of the CSEGR system.

1. Enhanced Gas Recovery (EGR)
2. Compressed-Synthetic Exhaust Gas Recirculation

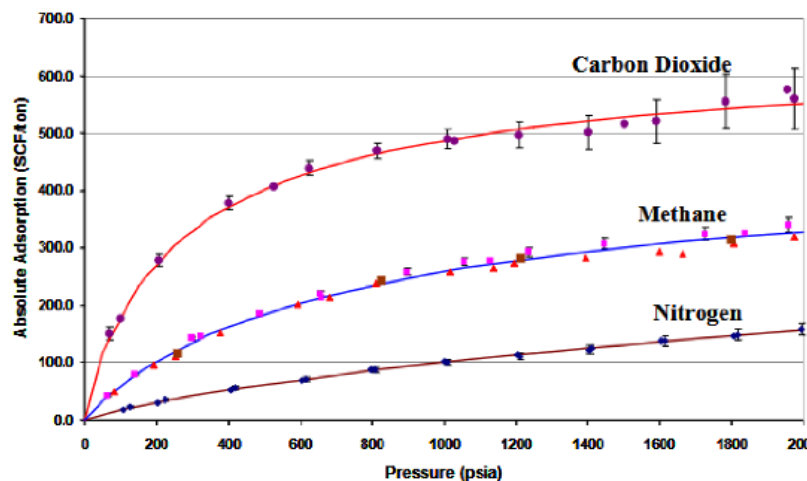
ابعاد فنی، اقتصادی و به‌ویژه زیست‌محیطی مرتبط با آن، فقدان یک مرور جامع و نظام‌مند در این حوزه مشهود است. مطالعه حاضر با هدف ارائه یک بررسی دقیق و فراگیر از تزریق CO<sub>2</sub> و تأثیرات آن بر فرآیند ازدیاد برداشت گاز انجام شده است. در این پژوهش، سازوکارهای حاکم بر فرآیند بازیابی، عوامل کلیدی مؤثر بر آن، ویژگی‌های مخازن و سنگ‌های میزبان، و روش‌های متنوع تزریق CO<sub>2</sub> در چارچوب ازدیاد برداشت گاز مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته‌اند. علاوه‌براین، برخی از پروژه‌های میدانی موفق در این زمینه معرفی و مطالعه شده و در نهایت، چشم‌اندازهای آتی و روندهای پیش روی این فناوری مورد بحث قرار گرفته است.

## تزریق گازهای CO<sub>2</sub> و N<sub>2</sub> در فرآیند ازدیاد برداشت گاز

### تزریق گاز در بسترهای زغال‌سنگی

بررسی مقایسه‌ای عملکرد گازهای مختلف در فرآیند ازدیاد برداشت متان مبرهن می‌سازد که هر گاز، رفتار منحصر به فردی در جابه‌جایی و استخراج متان از خود بروز می‌دهد. همان‌گونه که در شکل ۲ نشان داده شده است، ظرفیت جذب گازهای گوناگون در فشارهای مختلف برای مخازن زغال‌سنگ ارائه گردیده است. داده‌های مندرج در این شکل حاکی از آن است که CO<sub>2</sub> در قیاس با نیتروژن، از ظرفیت جذب بالاتری برخوردار است. علاوه‌براین، CO<sub>2</sub> به‌واسطه جذب سطحی ترجیحی بالاتر بر روی ماتریکس مخازن زغال‌سنگ و سنگ‌های رسی، قابلیت جایگزینی متان از سطوح جاذب را دارا است. با این وجود، در برخی شرایط مخزنی، این فرآیند ممکن است به کاهش نفوذپذیری به دلیل تورم ماتریکس سنگ منجر شود [۲۷]. نیتروژن در مقایسه با CO<sub>2</sub>، نفوذپذیری بالاتری را در بسترهای زغال‌سنگ از خود نشان می‌دهد و می‌تواند منجر به افزایش تراوایی تا مقدار ۵۰ mD گردد.

بنابراین، انتخاب روش بهینه منوط به ارزیابی دقیق مشخصات فنی مخزن، ملاحظات اقتصادی و الزامات زیست‌محیطی خواهد بود [۴ و ۱۷]. نکته این‌که کربن دی‌اکسید به‌واسطه برخورداری از خواص فیزیکی و شیمیایی منحصر به فرد، شامل چگالی بالا، ویسکوزیته پایین، حلالیت قابل توجه و تأثیرگذاری بر فشار مخزن و سازوکارهای ازدیاد برداشت گاز، به‌عنوان موضوعی محوری در تحقیقات گسترده مطرح است [۱۸ و ۱۹]. این گاز در شرایط فوق‌بحرانی، امتزاج‌پذیری کاملی با متان نشان می‌دهد که این امر منجر به تسهیل جابه‌جایی متان جذب‌شده بر سطوح و در نتیجه، افزایش راندمان تولید گاز می‌گردد [۲۰ و ۲۱]. تزریق CO<sub>2</sub> به مخازن گازی تخلیه‌شده قادر است خصوصیات پتروفیزیکی مخزن را دستخوش تغییر نموده و انحلال کانی‌های خاصی را تسریع کند [۲۲ و ۲۳]. افزون بر این، با توجه به یکپارچگی ساختاری و قابلیت محصورسازی اثبات‌شده مخازن گازی تخلیه‌شده، CO<sub>2</sub> به‌عنوان یک گزینه ایمن و پایدار برای ذخیره‌سازی زمین‌شناسی بلندمدت در نظر گرفته می‌شود. اجرای این فرآیند، ضمن ارتقای تولید گاز، به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و تخفیف اثرات زیست‌محیطی نیز یاری می‌رساند [۲۴]. مطالعات نشان می‌دهد فرآیند تزریق CO<sub>2</sub> در مخازن گازی تخلیه‌شده با هدف ازدیاد برداشت گاز و ذخیره دی‌اکسید کربن، فرآیندی موفق است و می‌تواند باعث بیش تولید مقدار زیادی گاز از مخزن شود. همچنین به‌دلیل استفاده از CO<sub>2</sub> برای افزایش برداشت، این فرآیند باعث کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای شده که از دیدگاه محیط‌زیست ی مطلوب می‌باشد [۲۵]. شایان ذکر است که کاربرد CO<sub>2</sub>، فراتر از فرآیندهای ازدیاد برداشت گاز، در حال حاضر در مطالعات و اجرای فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت نیز به‌طور فزاینده‌ای مورد توجه قرار گرفته است [۲۶]. علی‌رغم اهمیت قابل توجه تزریق CO<sub>2</sub> در فرآیندهای ازدیاد برداشت گاز و



شکل ۲ ایزوترم‌های  $\text{CO}_2$ ،  $\text{CH}_4$  و  $\text{N}_2$  [۲۷].

Figure 2.  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  and  $\text{N}_2$  isotherms.

کارایی بالاتری از خود نشان می‌دهند، چرا که نفوذ حرارتی را بهبود بخشیده و منجر به افزایش بازیافت گاز می‌شوند [۳۰]. انتخاب گاز بهینه برای فرآیند ازدیاد برداشت گاز به پارامترهای متعددی از جمله سنگ مخزن، تراوایی، فشار، دما و هدف نهایی عملیات (افزایش بازیافت گاز یا ذخیره‌سازی  $\text{CO}_2$ ) بستگی دارد.  $\text{CO}_2$  به دلیل قابلیت جابه‌جایی مؤثر متان، به‌ویژه در مخازن با ظرفیت جذب بالا، گزینه مناسبی محسوب می‌شود. در مقابل، نیتروژن به دلیل عدم ایجاد تورم در سنگ مخزن، به حفظ و بهبود تراوایی کمک می‌کند. استفاده از ترکیبی از این دو گاز می‌تواند مزایای هر یک را جمع کرده و منجر به بازدهی بالاتر در استحصال متان گردد [۲۷]. در همین راستا، لیانگ و همکاران در مطالعه‌ای مبتنی بر بررسی پروژه‌های صنعتی و میدانی در چین، کارایی تزریق  $\text{CO}_2$  را در انواع مخازن گازی و نفتی تحلیل نموده‌اند. ایشان به بررسی مکانیسم‌های کلیدی نظیر جذب سطحی رقابتی، جریان امتزاجی و کنترل پدیده شکست زودهنگام پرداخته‌اند که نتایج آن‌ها مؤید روندهای مورد بحث در این پژوهش می‌باشد [۳۱].  $\text{CO}_2$  در شرایط استاندارد به صورت گازی بی‌رنگ و بی‌بو می‌باشد.

با این حال، به دلیل ظرفیت جذب پایین‌تر، نیتروژن در جابه‌جایی مؤثر متان کارایی کمتری نسبت به  $\text{CO}_2$  دارد [۲۷]. مطالعات نشان داده‌اند که استفاده از مخلوط‌های  $\text{CO}_2/\text{N}_2$  با نسبت‌های مختلف، عملکرد بهتری در مقایسه با تزریق هر یک از این گازها به صورت خالص به همراه دارد. به طور مشخص، برای مخازن حاوی زغال‌سنگ با رده پایین تا متوسط، ترکیب بهینه شامل ۵۰٪  $\text{CO}_2$  و ۵۰٪  $\text{N}_2$  گزارش شده است، در حالی که برای مخازن حاوی زغال‌سنگ با رده بالا، ترکیب ۷۵٪  $\text{N}_2$  و ۲۵٪  $\text{CO}_2$  کارایی بیشتری از خود نشان داده است [۲۷].

#### تزریق گاز در مخازن گازی تخلیه شده

در مخازن گازی تخلیه شده، رفتار فوق‌بحرانی  $\text{CO}_2$  در دماهای بالا، منجر به بهبود جابه‌جایی متان و افزایش بازیافت گاز تا میزان ۸۷٪ می‌گردد. در مقایسه، نیتروژن تأثیر کمتری بر این فرآیند دارد [۲۸]. در مقابل، در دماهای پایین، تمایل بیشتر  $\text{CO}_2$  به جذب سطحی بر روی ماتریکس مخزن، فرآیند جایگزینی متان را تسهیل نموده و آن را به گزینه‌ای مناسب‌تر برای ذخیره‌سازی بلندمدت  $\text{CO}_2$  در ساختار مخزن تبدیل می‌کند [۲۹]. علاوه بر این، افزایش دما از طریق تزریق  $\text{CO}_2$  داغ نیز به آزادسازی بیشتر متان یاری می‌رساند؛ با این وجود، مشاهده شده است که مخلوط‌های  $\text{CO}_2/\text{N}_2$  در این شرایط

روش برای ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای بهره می‌برند؛ به طوری که پروژه‌های متعدد CO<sub>2</sub>-EOR و CCS سالانه میلیون‌ها تن CO<sub>2</sub> را در مخازن زیرزمینی ذخیره کرده و هم‌زمان به اهداف توسعه پایدار انرژی کمک می‌کنند [۳۵ و ۳۶]. علاوه بر این، نفوذ CO<sub>2</sub> به درون نفت خام منجر به کاهش گرانی (ویسکوزیته) آن می‌گردد؛ این پدیده، حرکت سیال در محیط متخلخل مخزن را بهبود بخشیده و به افزایش نرخ تولید کمک می‌کند [۳۷]. در شرایط فوق بحرانی، CO<sub>2</sub> به عنوان یک حلال مؤثر عمل نموده و با کاهش کشش بین سطحی فازهای نفت و گاز، استخراج کارآمدتر نفت از سنگ مخزن را امکان‌پذیر می‌سازد [۳۸]. در برخی مخازن، امکان تزریق CO<sub>2</sub> به صورت امتزاجی وجود دارد که این امر منجر به آزادسازی نفت به دام افتاده در منافذ سنگ مخزن شده و در نتیجه، افزایش تولید را به همراه دارد [۳۹]. همچنین، CO<sub>2</sub> دارای قابلیت جذب‌زدایی متان از سطوح کانی‌های سنگ مخزن و جابه‌جایی آن به سمت چاه‌های تولیدی است که این مکانیسم می‌تواند به افزایش بازده تولید گاز طبیعی از این مخازن کمک نماید [۴۰]. به رغم مزایای قابل توجه، استفاده از CO<sub>2</sub> در فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت و گاز، با چالش‌های مهمی نیز مواجه است. انتشار گاز CO<sub>2</sub> به عنوان یکی از ملاحظات عمده زیست‌محیطی مطرح بوده و نیازمند مدیریت کارآمد فرآیندهای صنعتی تولید این گاز به منظور کاهش انتشار و حداقل‌سازی پیامدهای زیست‌محیطی است [۳۴]. علاوه بر این، تزریق CO<sub>2</sub> می‌تواند منجر به انحلال کانی‌های مخزن و بروز تغییرات ساختاری در سنگ آن گردد که این امر به نوبه خود، پایداری ساختاری مخزن را تحت تأثیر قرار می‌دهد [۳۷].

این گاز، به واسطه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی منحصر به فرد خود، نقش کلیدی در فرآیندهای متعدد صنعتی و انرژی ایفا نموده و به طور گسترده در کاربردهای مهندسی نفت، به ویژه در روش‌های ازدیاد برداشت نفت و گاز، به کار گرفته می‌شود. **جدول ۱** منتخبی از خصوصیات فیزیکی و ترمودینامیکی CO<sub>2</sub> و متان را ارائه می‌دهد؛ این ویژگی‌ها توجه‌کننده مطلوبیت کاربرد این گازها در صنعت نفت و گاز می‌باشند. به طور مشخص، ویسکوزیته پایین و هدایت حرارتی بالای CO<sub>2</sub>، آن را به گزینه‌ای مناسب برای کاربردهای انتقال حرارت و تزریق به مخازن هیدروکربوری بدل ساخته است [۳۲]. علاوه بر این، توانایی CO<sub>2</sub> برای تبدیل شدن به فاز مایع در دماهای پایین و ورود به حالت فوق بحرانی در فشارهای بالا، قابلیت امتزاج‌پذیری آن با هیدروکربن‌ها را به نحو چشمگیری افزایش می‌دهد؛ این پدیده در فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت و گاز از اهمیت به‌سزایی برخوردار است [۳۳]. قابلیت انحلال CO<sub>2</sub> در فازهای نفت و گاز منجر به بروز تغییرات مطلوبی نظیر کاهش ویسکوزیته نفت خام می‌گردد که این امر به نوبه خود، بهبود تحرک سیالات در محیط متخلخل مخزن را تسهیل می‌نماید [۳۴]. گاز CO<sub>2</sub> به عنوان یکی از سیالات متداول در فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت (EOR) استفاده می‌شود. در این روش، CO<sub>2</sub> با کاهش گرانی و افزایش تحرک‌پذیری نفت، باز یافت مؤثرتر نفت از مخزن را ممکن می‌سازد و نه صرفاً با افزایش فشار. لازم به ذکر است که تزریق CO<sub>2</sub> برای حفظ فشار مخزن، تحت عنوان Pres-Maintenance انجام می‌شود و جزء روش‌های EOR محسوب نمی‌گردد. علاوه بر بازیابی نفت، کشورهایمانند عربستان سعودی و امارات متحده عربی از این

**Table 1.** Physical and chemical properties of methane and carbon dioxide at 77 °F and atmospheric pressure

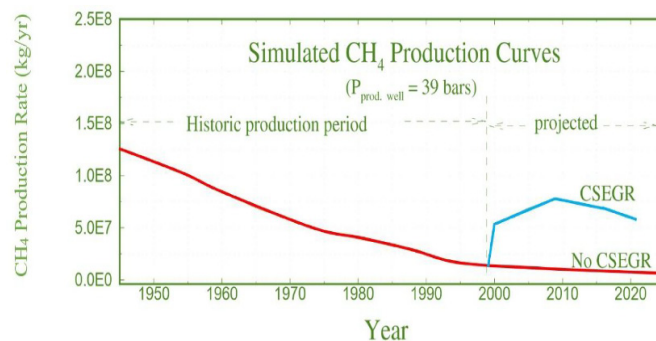
**جدول ۱** خواص فیزیکی و شیمیایی متان و CO<sub>2</sub> در دمای ۷۷ F° و فشار اتمسفری [۴۱ و ۴۲].

Gas	Chemical formula	Molecular weight	$\rho \times 10^3$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	Cp (Btu/ibm-R)	Cv (Btu/ibm-R)	k	$\Delta H$ (kJ/mol)	$\Delta G$ (kJ/mol)	S (j/mol.k)
Methane	CH <sub>4</sub>	16/043	40/52	0/538	0/415	1/299	227	209	200/85
Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	44/01	110/8	0/201	0/156	1/289	-412/9	-386/2	121

می‌تواند به بهبود راندمان جابه‌جایی و افزایش بازیافت نهایی گاز منجر شود [۴۵]. در مخازن غیرمتعارف نظیر لایه‌های زغال‌سنگ و سازندهای شیل، CO<sub>2</sub> به‌دلیل تمایل ذاتی بالاتر برای جذب بر روی سطوح ماتریکس نسبت به CH<sub>4</sub>، می‌تواند متان جذب‌شده را جابه‌جا کرده و بازیافت گاز را بهبود بخشد. با این حال، پدیده تورم ماتریکس ناشی از جذب CO<sub>2</sub>، پتانسیل کاهش نفوذپذیری سازند را نیز به‌همراه دارد [۲۷ و ۲۹]. در بسترهای حاوی هیدرات‌های گازی، تزریق CO<sub>2</sub> می‌تواند منجر به جایگزینی مولکول‌های CH<sub>4</sub> در ساختار قفسی هیدرات شود. این فرآیند تبادل مولکولی، که با تغییرات ساختاری در شبکه هیدرات همراه است، به آزادسازی متان محبوس‌شده می‌انجامد. مطالعات نشان داده‌اند که کارایی این فرآیند در فشارهای عملیاتی بالاتر، افزایش می‌یابد [۴۶]. در نهایت، ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> در مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده، علاوه بر مزیت بالقوه افزایش بازیافت گاز، به‌عنوان یک راهکار مؤثر برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و حبس بلندمدت CO<sub>2</sub> مطرح است. سازوکارهای اصلی ذخیره‌سازی شامل انحلال در آب سازند، تشکیل کانی‌های کربناته پایدار و به دام افتادن ساختاری و باقی‌مانده در فضای متخلخل سنگ مخزن می‌باشند [۴۷].

### سازوکارهای تأثیر CO<sub>2</sub> بر فرآیند ازدیاد برداشت گاز

تزریق CO<sub>2</sub> به مخازن گاز طبیعی، از طریق افزایش فشار مخزن و جابه‌جایی مؤثر متان به سمت چاه‌های تولیدی، منجر به بهبود نرخ استخراج گاز می‌گردد [۴۳]. شکل ۳، نتایج شبیه‌سازی منحنی تولید متان را ارائه می‌دهد و نرخ تولید را در دو سناریوی عملیاتی مقایسه می‌کند: حالت پایه (بدون تزریق و حالت با تزریق CO<sub>2</sub>). همان‌طور که مشهود است، در غیاب تزریق CO<sub>2</sub>، نرخ تولید با گذشت زمان روندی کاهشی داشته و در مراحل پایانی تولید به سطح تقریباً ثابتی میل می‌کند. در مقابل، تزریق CO<sub>2</sub> افزایش قابل‌توجهی در نرخ تولید گاز ایجاد کرده و پایداری این نرخ را برای دوره زمانی طولانی‌تری تضمین می‌نماید. به‌منظور کنترل پدیده شکست زود هنگام سیال تزریقی، می‌توان از روش‌های هیبریدی مانند تزریق آب کربناته بهره گرفت. این رویکردها به کاهش تحرک‌پذیری CO<sub>2</sub>، افزایش پایداری جبهه جابه‌جایی و در نتیجه، کاهش هزینه‌های عملیاتی مرتبط با جداسازی گاز در تأسیسات سطح‌الارضی کمک می‌کنند [۴۴]. رفتار فازی و میزان اختلاط بین CO<sub>2</sub> و CH<sub>4</sub> در محیط متخلخل مخزن، تابع پارامترهای ترمودینامیکی کلیدی نظیر فشار و دما است. تزریق CO<sub>2</sub> در شرایط فوق بحرانی، با کاهش ویسکوزیته گاز مخزن،



شکل ۳ تولید شبیه‌سازی‌شده CH<sub>4</sub> با بهبود ناشی از تزریق CO<sub>2</sub> در مخزن با تخلخل ۰/۳۵، تراوایی  $1 \times 10^{-12} \text{m}^2$ ، دمای °C ۶۵، فشار اولیه ۴۰ bar و گاز طبیعی به‌عنوان سیال [۴۳].

**Figure 3.** Simulated CH<sub>4</sub> production with CO<sub>2</sub> injection enhancement in a reservoir with porosity 0/35, permeability  $1 \times 10^{-12} \text{m}^2$ , temperature 65°C, initial pressure 40 bar and natural gas as fluid.

## جابه‌جایی گاز محبوس شده در شکستگی‌ها و منافذ سنگ مخزن

تزریق  $CO_2$  به مخازن گازی منجر به افزایش فشار مخزن و جابه‌جایی متان موجود در سیستم شکستگی‌ها و فضای منفذی سنگ مخزن می‌گردد. این فرآیند به‌ویژه در مخازن با تراوایی پایین که حجم قابل توجهی از گاز در آن‌ها به‌صورت محبوس وجود دارد، حائز اهمیت است [۴۸]. حرکت  $CO_2$  در این سیستم‌ها تحت تأثیر عواملی چون ناهمگنی سنگ‌شناسی مخزن، اختلاف چگالی بین  $CO_2$  و  $CH_4$ ، و همچنین شبکه و توزیع شکستگی‌های طبیعی قرار دارد. به‌طور معمول، به‌دلیل چگالی بالاتر،  $CO_2$  تمایل به نفوذ در لایه‌های تحتانی مخزن داشته و موجب رانش  $CH_4$  به سمت چاه‌های تولیدی می‌شود [۴۵]. در مخازن زغال‌سنگ،  $CO_2$  به‌واسطه تمایل جذب سطحی قوی‌تر بر روی ماتریکس زغال‌سنگ، جانشین  $CH_4$  شده و موجب وا‌رهایی آن می‌گردد. این پدیده فرآیند جابه‌جایی متان از طریق شبکه شکستگی‌های طبیعی را بهبود می‌بخشد. با این حال، جذب  $CO_2$  می‌تواند منجر به تورم ماتریکس زغال و کاهش نفوذپذیری مؤثر مخزن شود [۲۷]. در محیط‌های متخلخل دانه‌ای (مانند ماسه‌سنگ‌ها)، نفوذ مولکولی و پراکندگی هیدرودینامیکی  $CO_2$  نقش تعیین‌کننده‌ای در فرآیند جابه‌جایی  $CH_4$  ایفا می‌کنند. افزایش نرخ تزریق  $CO_2$  می‌تواند منجر به افزایش ضریب پراکندگی شده و در نتیجه، الگوی جریان سیال و بازده نهایی برداشت گاز را تحت تأثیر قرار دهد [۴۹]. در مخازن حاوی هیدرات‌های گازی، تزریق  $CO_2$  می‌تواند از طریق جایگزینی مولکول‌های  $CH_4$  در ساختار کریستالی هیدرات، به تجزیه هیدرات و آزادسازی متان منجر شود. این فرآیند عمدتاً جابه‌جایی گاز را تسهیل می‌کند، اگرچه تأثیر آن ممکن است در مناطق عمیق‌تر مخزن کمتر بوده و به لایه‌های سطحی‌تر محدود گردد [۴۶]. تغییرات فشار و دما ناشی از تزریق  $CO_2$  نیز می‌تواند سازوکارهای حاکم

بر جریان سیال در مخزن را دگرگون سازد. در برخی شرایط، این تغییرات ممکن است به ایجاد مسیرهای جریان جدید برای گازهای محبوس کمک کند، درحالی‌که در سناریوهای دیگر، وجود شکستگی‌های طبیعی با هدایت‌پذیری بالا می‌تواند منجر به کانالیزه شدن سریع  $CO_2$  به سمت چاه تولیدی (پدیده عبور زود هنگام) و کاهش قابل توجه بازده جابه‌جایی گردد [۲۸].

## حل شونده‌گی $CO_2$ در گازهای هیدروکربنی و اثرات آن بر رفتار مخزن

انحلال  $CO_2$  در سیالات هیدروکربنی، پارامتری کلیدی در تعیین رفتار مخازن گازی محسوب می‌شود. تزریق  $CO_2$  به این مخازن، منجر به تغییر در ترکیب سیال، کاهش چگالی متان و افزایش فشار مخزن می‌گردد؛ مجموع این عوامل، بهبود بازیافت گاز را تسهیل می‌نماید [۵۰]. افزایش فشار ناشی از حل‌شدگی  $CO_2$  در  $CH_4$  و سایر هیدروکربن‌ها، با کاهش ویسکوزیته و افزایش تحرک‌پذیری گاز همراه است که این امر جابه‌جایی گاز از فضای متخلخل سنگ مخزن به سمت چاه‌های تولیدی را بهبود می‌بخشد [۵۱]. تحت شرایط دمایی و فشاری معین، انحلال  $CO_2$  در گازهای هیدروکربنی قادر است رفتار فازی سیستم را دستخوش تغییر نماید. این پدیده به‌ویژه در مخازن گاز میعانی حائز اهمیت است، زیرا  $CO_2$  می‌تواند نقطه شبنم سیال مخزن را تغییر داده و از تشکیل فاز مایع (میعانات) در نزدیکی دهانه چاه تولیدی ممانعت به عمل آورد [۵۱]. در مخازن حاوی هیدرات‌های گازی،  $CO_2$  پتانسیل جایگزینی با  $CH_4$  در ساختارهای هیدراتی را دارا است که منجر به آزادسازی متان و تغییر هم‌زمان رژیم جریان می‌شود؛ با این حال، در اعماق بیشتر مخزن که میزان حل‌شونده‌گی  $CO_2$  کاهش می‌یابد، تأثیر آن بر فرآیند بازیافت گاز محدودتر خواهد بود [۴۶]. در مخازن غیرمتعارف نظیر بسترهای زغال‌سنگ و شیل گازی، انحلال  $CO_2$  در گازهای موجود در منافذ، فشار تعادلی جذب سطحی را تغییر داده و به دفع

فرآیندهایی علاوه بر تغییر در خواص سنگ، پایداری بلندمدت ذخیره سازی CO<sub>2</sub> را نیز تحت تأثیر قرار می دهند [۴۷]. از دیدگاه سیال‌شناسی، CO<sub>2</sub> در شرایط فوق‌بحرانی دارای چگالی بیشتر و ویسکوزیته پایین تر نسبت به متان است. این ویژگی‌ها به بهبود راندمان جابه‌جایی، افزایش فشار مخزن و جابه‌جایی مؤثر متان کمک می‌کنند. با این حال، در برخی شرایط، اختلاط بیش از حد CO<sub>2</sub> با گاز مخزن می‌تواند رفتار فازی سیال را تغییر داده و باعث کاهش خلوص گاز تولیدی گردد [۲۹].

در مجموع، اثرات فیزیکی، شیمیایی و پتروفیزیکی تزریق CO<sub>2</sub> دوگانه هستند: از یک سو موجب ارتقای تولید و بهبود فشار مخزن می‌شوند و از سوی دیگر ممکن است با چالش‌هایی مانند کاهش تراوایی یا افت کیفیت گاز همراه باشند. از این رو، شناخت دقیق سازوکارها و مدیریت صحیح شرایط عملیاتی، نقش کلیدی در موفقیت فرآیند EGR ایفا می‌کند.

#### پدیده شکست دی‌اکسید کربن در EGR

پدیده شکست CO<sub>2</sub> در فرآیند ازدیاد برداشت گاز زمانی رخ می‌دهد که گاز تزریق شده به سرعت از مسیرهای ترجیحی درون مخزن حرکت کرده و قبل از جابه‌جایی کامل متان به چاه تولیدی برسد، که این امر باعث کاهش خلوص گاز تولیدی و کاهش کارایی فرآیند می‌شود [۵۳]. در مخازن با تراوایی بالا، CO<sub>2</sub> به دلیل چگالی کمتر نسبت به متان، به صورت ناهمگن از بین لایه‌های مختلف حرکت کرده و ممکن است به سرعت به چاه تولیدی نفوذ کند، بنابراین کنترل نرخ تزریق و استفاده از روش‌هایی مانند تزریق متناوب آب و گاز (WAG) یا تزریق آب کربناته می‌تواند باعث کاهش تحرک CO<sub>2</sub> و تأخیر در شکست آن شود [۴۴]. در مخازن زغال‌سنگی و شیل، شکست CO<sub>2</sub> معمولاً با نرخ جذب سطحی آن روی ماتریکس سنگ مرتبط است، به طوری که در فشارهای بالاتر، CO<sub>2</sub> بیشتر جذب شده و حرکت آن کندتر می‌شود، اما در صورت افزایش بیش از حد فشار تزریق، احتمال شکست

و آزادسازی CH<sub>4</sub> از ماتریکس سنگ کمک می‌کند. علی‌رغم این مزیت، پدیده تورم ماتریکس ناشی از جذب CO<sub>2</sub> می‌تواند منجر به کاهش نفوذپذیری مؤثر سنگ و ایجاد محدودیت در جریان سیال گردد [۲۷]. شایان ذکر است که شدت و نوع اثرات حل‌شوندگی CO<sub>2</sub> در محیط‌های متخلخل، وابستگی قابل توجهی به فشار، دما و ترکیب اولیه سیال مخزن دارد. به عنوان مثال، در فشارهای نسبتاً پایین، CO<sub>2</sub> تمایل بیشتری به امتزاج با CH<sub>4</sub> نشان می‌دهد، در حالی که در فشارهای بالا، تغییرات رفتار فازی ممکن است به جدایش فازی و تشکیل مناطق مجزا با غلظت‌های متفاوت از CO<sub>2</sub> و CH<sub>4</sub> در مخزن منجر شود [۵۲].

#### اثرات فیزیکی، شیمیایی و پتروفیزیکی تزریق CO<sub>2</sub> بر سنگ و سیال مخزن

تزریق CO<sub>2</sub> به مخازن گازی، طیف وسیعی از تغییرات فیزیکی، شیمیایی و پتروفیزیکی را در سنگ و سیال مخزن به همراه دارد که مستقیماً بر کارایی فرآیند ازدیاد برداشت گاز تأثیرگذار هستند [۲۹]. از منظر فیزیکی، حضور CO<sub>2</sub> در منافذ سنگ می‌تواند منجر به تغییر در ابعاد ماتریکس شود. جذب سطحی CO<sub>2</sub> بر روی زغال‌سنگ و برخی سنگ‌های رسی، باعث تورم ماتریکس و در نتیجه کاهش تراوایی مؤثر می‌گردد؛ به عنوان نمونه گزارش شده است که تراوایی از ۱۱ mD به حدود ۲/۷ mD کاهش یافته است [۲۷]. در مقابل، گازهایی مانند نیتروژن که تمایل کمتری به جذب سطحی دارند، معمولاً افزایش تراوایی را به دنبال دارند و این موضوع در طراحی ترکیب بهینه گاز تزریقی اهمیت دارد [۲۷]. از جنبه شیمیایی، CO<sub>2</sub> محلول در آب سازند با کانی‌های مخزن، به ویژه کربنات‌هایی مانند کلسیت و دولومیت، واکنش داده و منجر به انحلال یا رسوب‌گذاری ثانویه می‌شود. این واکنش‌ها می‌توانند ساختار منافذ را تغییر داده، بر ترشوندگی و فشار مؤینگی اثر بگذارند و در برخی موارد موجب کاهش یا افزایش تخلخل و تراوایی شوند چنین

شده و متعاقباً بر پارامترهای تراوایی نسبی فازها اثر بگذارد. این پدیده در شرایط خاص می‌تواند به کاهش نرخ تزریق پذیری و در نتیجه، کاهش تولید هیدروکربن منجر شود [۴۷]. همچنین، تغییرات فشار مؤینگی ناشی از حضور و جابه‌جایی CO<sub>2</sub> در مخزن، دینامیک حرکت سیالات را تحت تأثیر قرار می‌دهد. این امر می‌تواند ضمن تسهیل فرآیند جابه‌جایی گاز طبیعی توسط CO<sub>2</sub>، به اختلاط نامطلوب این دو گاز نیز منجر گردد که نهایتاً بر بازده کلی فرآیند ازدیاد برداشت گاز تأثیر منفی خواهد گذاشت [۴۵].

**بررسی شرایط انواع مخازن گازی در فرآیند ازدیاد برداشت گاز با تزریق CO<sub>2</sub>**

شرایط مخازن مختلف برای فرآیند ازدیاد برداشت گاز و واکنش CO<sub>2</sub> در آن‌ها تأثیر مستقیمی بر میزان بازیافت گاز و پایداری ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> دارد، به‌طوری که در مخازن گازی تخلیه‌شده، فشار پایین‌تر باعث افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> و کاهش شکست زود هنگام آن می‌شود، اما در مخازن با فشار بالا، احتمال اختلاط CO<sub>2</sub> با CH<sub>4</sub> بیشتر بوده و بازده جابه‌جایی گاز افزایش می‌یابد [۴۷]. در مخازن زغال‌سنگی و شیل، CO<sub>2</sub> به‌دلیل تمایل جذب بالاتر نسبت به CH<sub>4</sub>، جایگزین متان در ساختار سنگ شده و تولید گاز را افزایش می‌دهد، اما ممکن است باعث تورم در مخازن ماتریکس زغال‌سنگ و کاهش نفوذپذیری شود که بهینه‌سازی نرخ تزریق را ضروری می‌کند [۲۷]. در مخازن هیدراتی، تزریق CO<sub>2</sub> منجر به جایگزینی متان در ساختارهای هیدراتی و آزادسازی آن می‌شود، اما این فرآیند به‌شدت تحت تأثیر دما و فشار مخزن قرار دارد، به‌طوری که در دماهای بالاتر و فشارهای پایین‌تر، میزان تبدیل و آزادسازی CH<sub>4</sub> بیشتر است [۴۶]. در مخازن متخلخل شنی و ماسه‌سنگی، CO<sub>2</sub> به‌دلیل چگالی بالاتر نسبت به CH<sub>4</sub> به‌سمت لایه‌های پایین‌تر حرکت کرده و متان را از منافذ سنگ مخزن جابه‌جا می‌کند، اما در عین حال، می‌تواند با آب موجود در مخزن واکنش داده و باعث انحلال در

زود هنگام و کاهش بازده بازیافت متان وجود دارد [۲۷]. در مخازن دارای گسل‌های فعال و ساختارهای شکسته‌شده، CO<sub>2</sub> می‌تواند به‌سرعت از میان این شکستگی‌ها حرکت کرده و به‌جای جابه‌جایی مؤثر CH<sub>4</sub>، مستقیماً به سمت چاه تولیدی هدایت شود که این امر نه تنها میزان بازیافت گاز را کاهش می‌دهد، بلکه نیاز به فرآیندهای جداسازی و بازیافت CO<sub>2</sub> را افزایش می‌دهد [۴۵]. در مخازن هیدراتی (یعنی ذخایر طبیعی متان‌هیدرات که در رسوبات زیر بستر دریا یا مناطق یخ‌زده شکل گرفته‌اند)، شکست CO<sub>2</sub> با تغییرات دما و فشار مرتبط است؛ به‌طوری که اگر CO<sub>2</sub> به‌جای جابه‌جایی تدریجی متان، خیلی سریع از نواحی اشباع‌شده عبور کند، ممکن است باعث ناپایداری هیدرات‌ها و کاهش کارایی جایگزینی CH<sub>4</sub> شود [۴۶]. در مخازن گازی تخلیه‌شده، شکست CO<sub>2</sub> معمولاً زمانی رخ می‌دهد که نسبت تزریق به تولید بیش از حد بالا باشد، که منجر به ورود زود هنگام CO<sub>2</sub> به جریان تولیدی شده و باعث کاهش ارزش حرارتی گاز تولیدی می‌شود، بنابراین مدیریت بهینه نرخ تزریق و انتخاب مسیرهای مناسب برای ورود CO<sub>2</sub> به مخزن از مهم‌ترین عوامل در کنترل این پدیده است [۵۴].

#### تغییرات ترشوندگی و تحرک‌پذیری سیالات مخزن

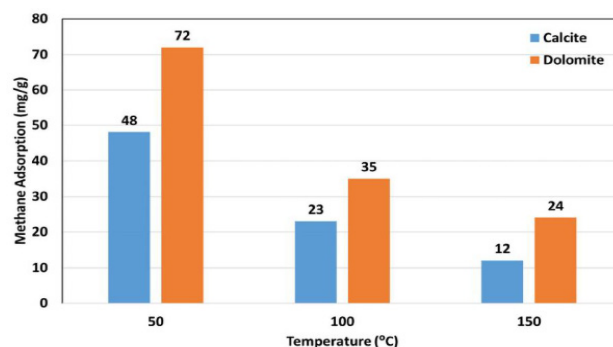
تزریق CO<sub>2</sub> منجر به تغییر در خصوصیات ترشوندگی سنگ مخزن و همچنین تحرک‌پذیری سیالات می‌گردد. این تغییرات می‌توانند به‌طور مستقیم بر نرخ تولید گاز و رفتار دینامیکی سیالات در محیط متخلخل مخزن تأثیرگذار باشند. برهم‌کنش CO<sub>2</sub> اشباع‌شده از آب با کانی‌های سنگ مخزن، به‌ویژه دولومیت، می‌تواند به تغییر در ترشوندگی سطح منجر شده و در برخی موارد، کاهش آبدوستی سنگ را در پی داشته باشد. چنین تغییری در وضعیت ترشوندگی پتانسیل ایجاد اختلال در الگوهای جریان دوفازی گاز و آب را دارد [۴۷]. علاوه‌براین، تشکیل رسوبات کربناته حاصل از واکنش‌های ژئوشیمیایی، ممکن است موجب تغییر در توزیع اندازه حفرات

مخزن می‌تواند منجر به تشکیل کربنات‌های ثانویه گردد. این پدیده ممکن است در بلندمدت باعث تغییر در ویژگی‌های پتروفیزیکی مخزن، از جمله کاهش نفوذپذیری شود. علاوه بر این، ظرفیت جذب سطحی در سنگ‌های دولومیتی نسبت به سنگ‌های آهکی بالاتر گزارش شده است [۴۷]. مخازن زغال‌سنگ و شیل، به دلیل برخورداری از ریزساختارهای پیچیده، ظرفیت جذب سطحی بالایی برای  $\text{CO}_2$  از خود نشان می‌دهند. این ویژگی منجر به جابه‌جایی رقابتی متان و در نتیجه، افزایش تولید آن می‌گردد. با این حال، پدیده‌هایی نظیر تورم ماتریکس سنگ و کاهش نفوذپذیری ناشی از آن، می‌توانند فرآیند تزریق  $\text{CO}_2$  را با محدودیت مواجه سازند [۲۷]. برای نمونه مخازن شیل ۶۰٪ بیشتر از ماسه‌سنگ‌ها ظرفیت جذب متان را دارند که این مطلب به‌طور کامل در شکل ۵ مشخص است [۳۰]. در مخازن ماسه‌ای غیریکپارچه، دینامیک جریان  $\text{CO}_2$  به‌اندازه ذرات و تراوایی محیط متخلخل وابسته است. در محیط‌های با دانه‌بندی ریز، تمایل به پخش  $\text{CO}_2$  افزایش یافته، در حالی که در محیط‌های دانه‌درشت، سرعت پیشروی جبهه  $\text{CO}_2$  بالاتر بوده و ریسک پدیده شکست زود هنگام به سمت چاه‌های تولیدی افزایش می‌یابد [۵۵]. در نهایت، رفتار فازی و جریان  $\text{CO}_2$  در تمامی این سنگ‌ها تحت تأثیر پارامترهای کلیدی مخزن نظیر تخلخل، نفوذپذیری، کانی‌شناسی سنگ و درجه اشباع آب قرار دارد.

فاز آبی شود که بخشی از  $\text{CO}_2$  را از فرآیند جابه‌جایی گاز خارج می‌کند [۳۰]. در شکل ۴ مشاهده می‌شود که سنگ‌های آهکی که شامل کلسیت هستند، در مقایسه با دولومیت‌ها که دارای ساختار دولومیتی می‌باشند، متان کمتری جذب می‌کنند [۳۰]. از طرفی در مخازن کربناته، واکنش  $\text{CO}_2$  با مواد معدنی مانند کلسیت می‌تواند منجر به تشکیل کربنات‌های جدید و کاهش فضای منافذ مخزن شود که ممکن است در درازمدت تزریق و جابه‌جایی گاز را تحت تأثیر قرار دهد [۴۷]. رفتار  $\text{CO}_2$  در این مخازن وابسته به ویژگی‌های زمین‌شناسی، دما، فشار و میزان آب اشباع‌شده در مخزن است که تعیین‌کننده کارایی نهایی فرآیند ازدیاد برداشت گاز و میزان ذخیره‌سازی  $\text{CO}_2$  خواهد بود [۵۴].

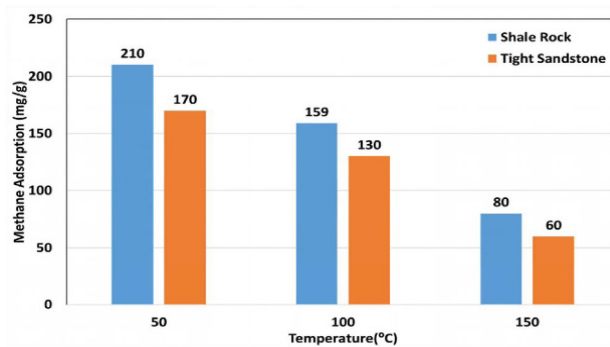
#### تأثیر نوع سنگ و سیال بر فرآیند ازدیاد برداشت گاز

نوع سنگ مخزن، تأثیر قابل توجهی بر کارایی فرآیند ازدیاد برداشت گاز به‌واسطه تزریق  $\text{CO}_2$  اعمال می‌کند. در مخازن ماسه‌سنگی با تراوایی بالا،  $\text{CO}_2$  به سهولت در فضای متخلخل جریان یافته و جابه‌جایی متان را تسهیل می‌نماید. در مقابل، در مخازن ماسه‌سنگی کم‌تراوا، نفوذ  $\text{CO}_2$  محدودتر بوده و احتمال به‌دام افتادن گاز در مناطق با دسترسی ضعیف افزایش می‌یابد [۳۰]. در مخازن کربناته، به‌ویژه سنگ‌های دولومیتی، واکنش‌پذیری شیمیایی  $\text{CO}_2$  با کانی‌های سنگ



شکل ۴ جذب متان بر روی کلسیت و دولومیت در دماهای مختلف [۳۰].

Figure 4. Methane adsorption on calcite and dolomite at different temperatures.



شکل ۵ جذب متان بر روی سنگ شیل و ماسه‌سنگ فشرده در دماهای مختلف [۳۰].

Figure 5. Methane adsorption on shale and compacted sandstone at different temperatures.

تأثیر مستقیمی بر ظرفیت جذب  $CO_2$  و تعیین انتخاب‌پذیری گازها در محیط متخلخل مخزن دارد. مطابق شکل ۶، کروژن نوع IIIA که مشخصاً دارای بیشترین تخلخل و فراوان‌ترین گروه‌های عاملی اکسیژن‌دار و نیتروژن‌دار است، تمایل بالاتری به جذب  $CO_2$  نشان داده و انتخاب‌پذیری بیشتری نسبت به متان از خود بروز می‌دهد [۵۸]. در مقابل، کروژن نوع IA، با درصد کربن غنی از هیدروژن و تخلخل محدودتر، ظرفیت جذب  $CO_2$  کمتری داشته و تمایل غالب به حفظ  $CH_4$  دارد [۵۸]. ایزوترم‌های جذب بیانگر آن هستند که در محدوده‌ی فشارهای پایین،  $CO_2$  به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای جذب ترجیحی نسبت به  $CH_4$  دارد؛ با این حال، با افزایش فشار، تفاوت در میزان جذب این دو گاز کاهش یافته و مقدار کل جذب به یک حد ثابت نزدیک می‌شود [۵۸]. بنابراین، نوع کروژن و مشخصات توزیع حفرات آن، عوامل تعیین‌کننده‌ی در کارایی جذب  $CO_2$  و راندمان فرآیند ازدیاد برداشت متان محسوب می‌شوند. بدین ترتیب، مخازن حاوی مقادیر بالای کروژن نوع IIIA، پتانسیل مطلوب‌تری برای فرآیندهای جذب  $CO_2$  و جایگزینی  $CH_4$  ارائه می‌دهند [۵۸].

#### جذب دی‌اکسید کربن در مخازن کربناته

جذب  $CO_2$  در مخازن کربناته، به‌دلیل ساختار متخلخل و طبیعت واکنشی این نوع سنگ‌ها، تأثیر قابل توجهی بر فرآیند بهبود بازبافت گاز و پایداری مخزن ایفا می‌کند.

این عوامل مجموعاً کارایی فرآیند ازدیاد برداشت گاز و همچنین پتانسیل ذخیره‌سازی ایمن  $CO_2$  را تعیین می‌کنند [۲۹]. جدول ۲ به مقایسه تأثیر انواع مختلف سنگ مخزن بر عملکرد فرآیند ازدیاد برداشت گاز با تزریق  $CO_2$  می‌پردازد.

#### تأثیر جذب گاز متان و $CO_2$ روی سطح کلسیت

تزریق  $CO_2$  به مخزن، منجر به تغییر در میزان جذب سطحی متان و دی‌اکسید کربن بر روی کلسیت می‌گردد؛ این پدیده به‌طور مستقیم بر فرآیند بازبافت گاز تأثیرگذار است. مطالعات نشان داده‌اند که  $CO_2$  میل ترکیبی بیشتری نسبت به  $CH_4$  برای جذب بر سطح کلسیت دارد. این ویژگی، امکان جایگزینی مؤثر  $CH_4$  توسط  $CO_2$  در مخازن گازی را فراهم می‌آورد [۵۶]. در دماهای پایین، پایداری جذب  $CO_2$  بر سطح کلسیت افزایش یافته، در حالی که  $CH_4$  تمایل بیشتری به واجدبندی از سطح نشان می‌دهد. این رفتار رقابتی در جذب، منجر به افزایش بازبافت متان در حضور  $CO_2$  می‌گردد [۵۷]. بررسی‌های مبتنی بر شبیه‌سازی حاکی از آن است که در دمای تقریبی ۳۷۳ K، میزان جذب  $CO_2$  به مقدار بیشینه خود رسیده و هم‌زمان، واجدبندی  $CH_4$  از سطح آغاز می‌شود؛ این امر نقش مهمی در بهینه‌سازی فرآیند افزایش بازبافت گاز ایفا می‌کند [۵۷].

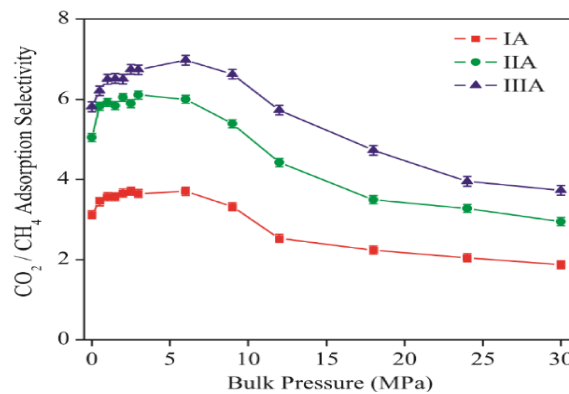
تأثیر نوع آلی بودن کروژن‌ها در جذب دی‌اکسید کربن

نوع ماده آلی کروژن و ساختار مولکولی آن،

Table 2. Comparison of the effect of reservoir rock type on the EGR process.

جدول ۲ مقایسه تأثیر نوع سنگ مخزن بر فرآیند EGR

Reservoir Rock Type	Impact on EGR Process
High-Permeability Sandstone	Facilitates easy CO <sub>2</sub> movement, improving methane displacement and sweep efficiency [30]
Low-Permeability Sandstone	Restricted CO <sub>2</sub> penetration, leading to poor injectivity and potential gas entrapment [30]
Carbonate (Dolomite, Limestone)	Potential for geochemical reactions (e.g., dissolution/precipitation) between CO <sub>2</sub> and minerals, which can dynamically alter permeability [47]
Coal and Shale	High CO <sub>2</sub> adsorption capacity, but often accompanied by matrix swelling, which can significantly reduce permeability [27]
Unconsolidated Porous Sand	Behavior highly dependent on grain size and distribution; susceptible to fines migration and CO <sub>2</sub> channeling effects [55]



شکل ۶ گزینش پذیری جذب CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> بر روی مدل‌های کروژن به‌عنوان تابعی از تغییرات فشار [۵۸].

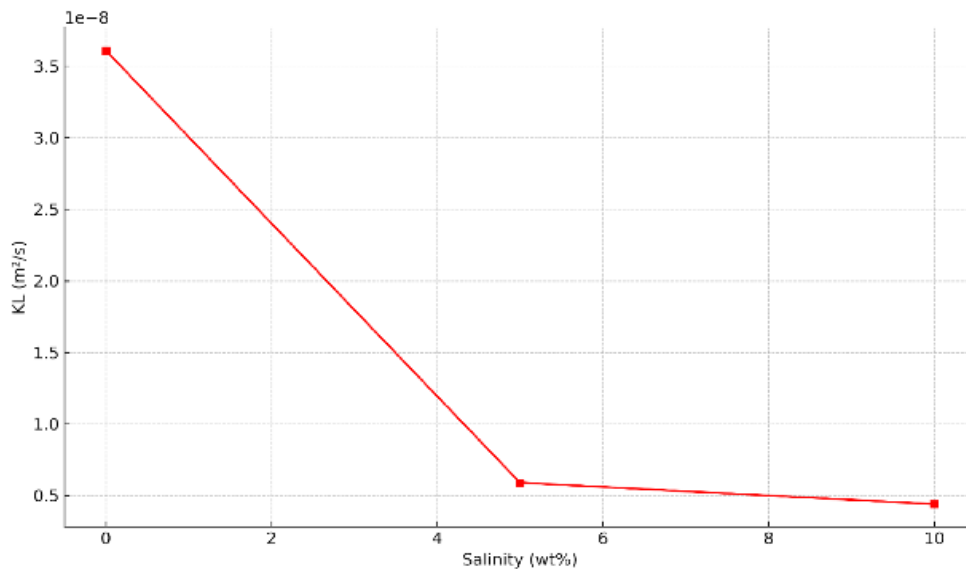
Figure 6. CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> adsorption selectivity on kerogen models as a function of pressure changes.

مخازن کمک می‌کند [۴۸]. در مجموع، رفتار CO<sub>2</sub> در مخازن کربناته تابع پارامترهایی نظیر دما، فشار و ترکیب کانی‌شناسی سنگ مخزن است. لذا، بهینه‌سازی فرآیند تزریق مستلزم ایجاد توازن دقیق بین پدیده‌های انحلال و رسوب‌گذاری است تا از کاهش راندمان نهایی بازیافت گاز ممانعت به‌عمل آید [۴۷].

#### تأثیر شوری آب بر فرآیند ازدیاد برداشت گاز

شوری آب سازند به‌طور مستقیم بر کارایی فرآیند ازدیاد برداشت گاز و همچنین بر چگونگی توزیع و امتزاج CO<sub>2</sub> و متان در محیط متخلخل تأثیرگذار است. همان‌طور که در شکل ۷ مشاهده می‌شود، افزایش شوری از صفر تا ۱۰٪ وزنی باعث کاهش قابل توجه KL شده است. این افزایش سطح شوری با کاهش پراکنش گازها در محیط متخلخل، از امتزاج گسترده CO<sub>2</sub> و CH<sub>4</sub> جلوگیری می‌کند.

CO<sub>2</sub> در شرایط فوق بحرانی، تمایل قابل ملاحظه‌ای به انحلال در فضای متخلخل سنگ‌های کربناته نشان می‌دهد و از طریق واکنش با کانی‌های معدنی نظیر کلسیت و دولومیت، می‌تواند منجر به رسوب‌گذاری کربنات‌ها یا انحلال ماتریکس سنگ مخزن گردد [۴۸]. در برخی شرایط، انحلال سنگ‌های کربناته به افزایش تخلخل و تراوایی مخزن منجر شده و جریان سیالات را بهبود می‌بخشد؛ با این حال، در شرایط دیگر، تشکیل رسوبات ثانویه می‌تواند موجب کاهش تراوایی و انسداد مسیرهای جریان گردد که این امر به نوبه خود، راندمان فرآیند ازدیاد برداشت گاز را کاهش می‌دهد [۴۷]. نتایج مطالعات آزمایشگاهی حاکی از آن است که با افزایش دما، میزان جذب سطحی CO<sub>2</sub> کاهش می‌یابد، اما همچنان در مقایسه با متان در سطح بالاتری قرار دارد. این ویژگی به پایداری ذخیره‌سازی بلندمدت CO<sub>2</sub> در این گونه



شکل ۷ تغییرات ضریب پراکنش طولی (KL) برحسب شوری آب سازند در آزمایش‌های جابه‌جایی CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> در مغزه ماسه‌سنگی

Figure 7. Changes in the longitudinal dispersion coefficient (KL) depending on the salinity of the formation water in CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> displacement experiments in sandstone cores

گیرد، اما به‌منظور پیش‌گیری از اثرات منفی آن بر تراوایی سنگ، تنظیم دقیق شرایط عملیاتی ضروری به‌نظر می‌رسد [۶۰].

### روش‌ها و استراتژی‌های مختلف تزریق دی‌اکسید کربن

تزریق CO<sub>2</sub> در چارچوب فرآیندهای ازدیاد برداشت گاز می‌تواند از طریق استراتژی‌های متنوعی پیاده‌سازی شود. هر یک از این روش‌ها پیامدهای متفاوتی بر ضریب بازیافت گاز، پایداری عملیاتی فرآیند و ظرفیت ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> دارند. انتخاب روش بهینه، مستلزم در نظر گرفتن دقیق مشخصات مخزن (نظیر فشار، دما، و لیتولوژی) و همچنین اهداف استراتژیک پروژه (با تمرکز بر حداکثرسازی بازیافت گاز یا تضمین ذخیره‌سازی بلندمدت و ایمن CO<sub>2</sub>) می‌باشد. در بخش آتی، به بررسی و مقایسه تطبیقی روش‌های گوناگون تزریق CO<sub>2</sub> پرداخته خواهد شد.

#### تزریق مداوم CO<sub>2</sub>

در این رویکرد، CO<sub>2</sub> به‌صورت پیوسته و مستقیم به مخزن گاز تزریق می‌گردد.

این پدیده نهایتاً به بهبود راندمان جابه‌جایی گاز و افزایش بازیافت متان منجر می‌شود. [۵۹]. نتایج حاصل از مطالعات آزمایشگاهی نشان می‌دهد که در حضور آب شور، منافذ ریزتر در سنگ مخزن مسدود شده و جریان گاز به سمت منافذ درشت‌تر هدایت می‌گردد که این امر به کاهش پراکنش و افزایش کنترل‌پذیری فرآیند جابه‌جایی CO<sub>2</sub> کمک می‌کند [۵۹]. علاوه‌براین، یافته‌های حاصل از شبیه‌سازی‌های عددی مؤید آن است که افزایش چگالی آب شور، کاهش ضریب پراکنش طولی را در پی دارد که این موضوع بر پایداری جبهه تزریق CO<sub>2</sub> تأثیر مثبت می‌گذارد [۶۰]. با وجود این، مشاهدات نشان می‌دهد که افت فشار در نمونه‌های مغزه اشباع شده با آب شور بیشتر است که این امر بیانگر کاهش تراوایی و تأثیر نامطلوب شوری بالا بر نفوذپذیری سنگ مخزن می‌باشد [۶۰]. همان‌گونه که در جدول ۳ به اختصار ارائه گردیده، تأثیر سطوح مختلف شوری آب بر فرآیند ازدیاد برداشت گاز قابل ملاحظه است. در مجموع، شوری آب سازند می‌تواند به‌عنوان یک پارامتر کنترلی در بهینه‌سازی عملیات تزریق CO<sub>2</sub> مورد استفاده قرار

Table 3. Effects of water salinity on CO<sub>2</sub> injection into the reservoirجدول ۳ اثرات شوری آب بر تزریق CO<sub>2</sub> در مخزن

Water Salinity Level	Impact on Enhanced Gas Recovery (EGR)
Low Salinity	Increases CO <sub>2</sub> dispersion (fingering) and reduces injection control [59]
Medium Salinity	Improves CO <sub>2</sub> injection stability and reduces risk of early breakthrough [60]
High Salinity	Can cause pore blockage and a significant increase in pressure drop [60]

بازیافت گاز [۵۴]. این تکنیک به‌ویژه برای مخازنی با نفوذپذیری متوسط تا بالا که در آن‌ها احتمال مهاجرت سریع CO<sub>2</sub> وجود دارد، مناسب ارزیابی می‌شود [۵۳]. با وجود این مزایا، روش WAG با محدودیت‌هایی نیز همراه است؛ از جمله نیاز به کنترل و مدیریت دقیق نسبت حجمی آب به گاز تزریقی به‌منظور جلوگیری از رقیق شدن گاز مخزن (عمدتاً متان) [۴۴]. علاوه‌براین، در برخی موارد، تزریق آب ممکن است منجر به کاهش نفوذپذیری نسبی گاز در برخی لایه‌های مخزن شده و بدین ترتیب مانعی برای جریان گاز ایجاد نماید [۵۲].

#### تزریق CO<sub>2</sub> فوق بحرانی

در این رویکرد، CO<sub>2</sub> در حالت فوق بحرانی، که با فشار بیش از ۷۴ bar و دمای فراتر از ۳۱ °C تعریف می‌شود، به مخزن تزریق می‌گردد. در این شرایط ترمودینامیکی، CO<sub>2</sub> خواص سیالی متمایزی، مابین فاز گاز و مایع، از خود نشان می‌دهد. از مزایای برجسته این روش می‌توان به بهبود بازده جابه‌جایی گاز به‌دلیل چگالی بالاتر و ویسکوزیته پایین‌تر CO<sub>2</sub> نسبت به گاز مخزن [۲۸ و ۶۱]، کاهش مقاومت در برابر جریان CO<sub>2</sub>، افزایش تحرک‌پذیری و متعاقباً افزایش کارایی جابه‌جایی متان به‌ویژه در مخازن با فشار بالا [۶۲]، اشاره نمود. علاوه‌براین، تزریق CO<sub>2</sub> فوق بحرانی می‌تواند احتمال تشکیل فاز مایع در مخازن گاز میعانی را کاهش داده و از افت فشار ناشی از پدیده میعان جلوگیری کند. با وجود این مزایا، روش مذکور با محدودیت‌هایی نیز مواجه است [۵۱].

هدف از این عملیات، افزایش فشار مخزن، آزادسازی متان محبوس در فضاهای متخلخل سنگ مخزن و جابه‌جایی آن به‌سمت چاه تولیدی است. یافته‌های آزمایشگاهی نشان می‌دهد که در این فرآیند، زمان رسیدن CO<sub>2</sub> به چاه تولیدی حدود ۴۲ ماه به‌طول می‌انجامد [۴۴]. از مزایای اصلی این روش می‌توان به افزایش سریع فشار مخزن و بهبود بازیافت متان [۴۳]، کارایی مطلوب در مخازن گازی با فشار پایین که نیازمند عملیات فشارافزایی هستند [۴۵]، و ساختار عملیاتی نسبتاً ساده که مستلزم تغییرات پیچیده در تأسیسات سطح‌الارضی یا درون‌چاهی نیست، اشاره نمود [۵۴]. با وجود این مزایا، روش مذکور دارای محدودیت‌هایی نیز می‌باشد؛ از جمله اینکه در مخازن با نفوذپذیری (تراوایی) بالا، CO<sub>2</sub> با سرعت بیشتری به سمت چاه تولیدی حرکت کرده و منجر به وقوع شکست زود هنگام و در نتیجه کاهش خلوص گاز تولیدی می‌شود [۵۳]. علاوه‌براین، در مخازن با درجه ناهمگنی بالا و ساختار لایه‌لایه، احتمال کاهش راندمان جابه‌جایی متان توسط گاز تزریقی وجود دارد [۲۸].

#### تزریق متناوب آب و گاز<sup>۱</sup> (WAG)

در روش تزریق متناوب آب و گاز، CO<sub>2</sub> و آب به‌صورت چرخه‌های متوالی و در فواصل زمانی مشخص به مخزن تزریق می‌گردند. هدف اصلی این فرآیند، کاهش تحرک CO<sub>2</sub> و بهبود راندمان جابه‌جایی گاز در مخزن است. از مزایای برجسته این روش می‌توان به موارد زیر اشاره نمود: کاهش تحرک‌پذیری سیال تزریقی CO<sub>2</sub>، پیش‌گیری از پدیده شکست زود هنگام گاز در چاه‌های تولیدی [۴۴]، افزایش راندمان جاروب حجمی مخزن و در نتیجه بهبود

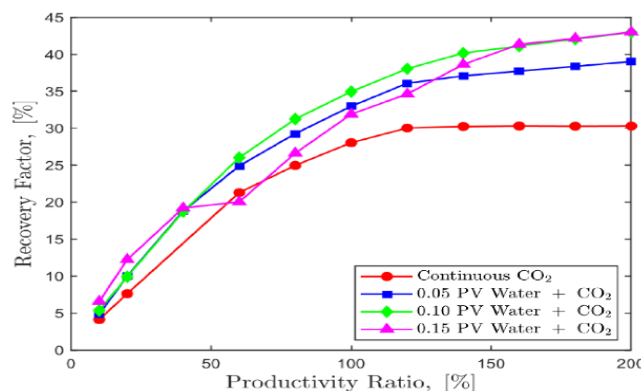
1. Water Alternating Gas (WAG)

آن نسبت بهره‌وری تغییر می‌کند، درحالی‌که حجم آب تزریقی ثابت نگه داشته شده است. **شکل ۹** همچنین تغییرات کسر مولی  $CO_2$  در مقیاس جهانی (یعنی در کل مدل مخزن و نه تنها در یک نقطه محلی) را در طول زمان نشان می‌دهد. در حالت تزریق مداوم  $CO_2$ ، سهم این گاز سریع‌تر افزایش یافته و زودتر به چاه تولید می‌رسد که به آن شکست زود هنگام گفته می‌شود. در مقابل، در حالت تزریق هیبریدی (ابتدا آب کربناته و سپس  $CO_2$ ) این افزایش آهسته‌تر اتفاق می‌افتد و رسیدن  $CO_2$  به چاه تولید با تأخیر بیشتری رخ می‌دهد. بنابراین، شکل نشان می‌دهد که روش هیبریدی در مقیاس جهانی باعث تأخیر در ورود  $CO_2$  و بهبود کارایی بازیافت گاز می‌شود. [۴۴]. از جمله مزایای این روش می‌توان به افزایش پایداری جبهه  $CO_2$  در مخزن و به تأخیر انداختن زمان شکست زود هنگام [۴۴]، ممانعت از پیشروی سریع  $CO_2$  به سمت چاه تولیدی و نتیجتاً کاهش هزینه‌های عملیاتی مربوط به جداسازی گاز [۶۲]، و همچنین کاربردپذیری آن در مخازنی با فشار متوسط که مستعد مهاجرت سریع  $CO_2$  هستند، اشاره نمود [۴۳]. با این وجود، این روش دارای محدودیت‌هایی نیز می‌باشد؛ از جمله مهم‌ترین آن‌ها، ظرفیت ذخیره‌سازی  $CO_2$  پایین‌تر در مقایسه با سایر تکنیک‌های تزریق گاز، به دلیل اشغال بخشی از حجم فضای متخلخل توسط فاز آبی تزریق شده است [۵۲].

در مخازن دارای ناهمگونی‌های زمین‌شناسی، نظیر گسل‌های فعال یا مناطق با تراوایی بسیار بالا،  $CO_2$  تمایل به جریان‌یابی از طریق مسیرهای ترجیحی دارد که این امر منجر به کاهش بازده کلی فرآیند جابه‌جایی می‌گردد [۶۳]. همچنین، حفظ شرایط فوق بحرانی برای  $CO_2$ ، به‌ویژه در مخازنی با دمای پایین‌تر، ممکن است مستلزم صرف هزینه‌های عملیاتی بالاتری باشد [۵۱].

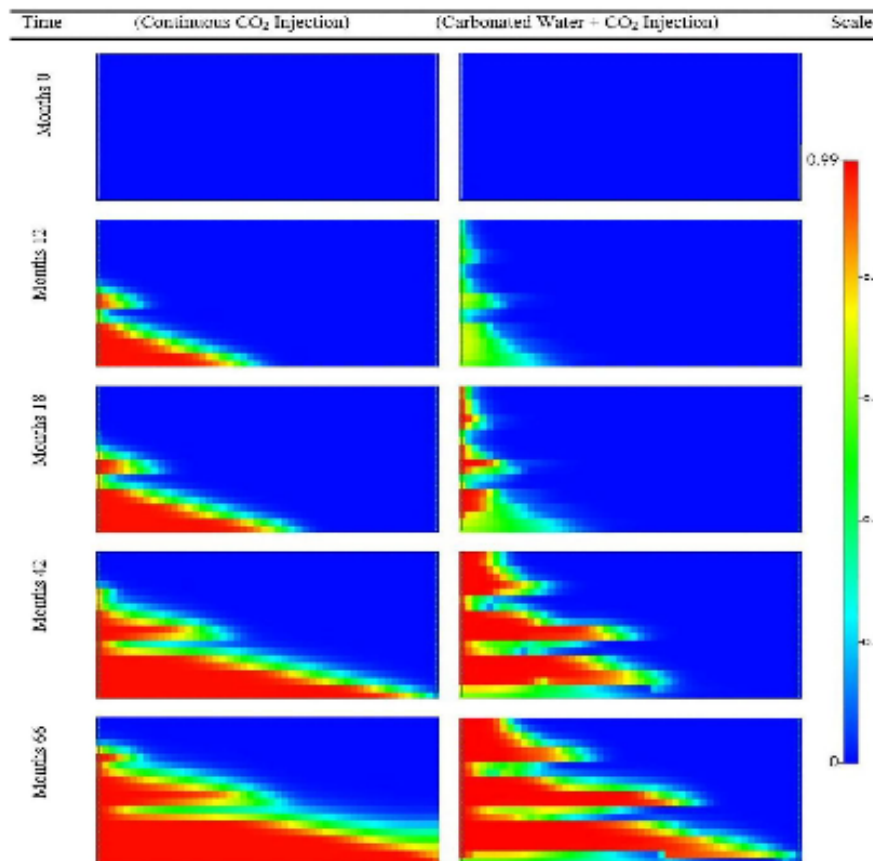
### تزریق ترکیبی آب کربناته و $CO_2$

در این رویکرد، ابتدا آب اشباع‌شده با  $CO_2$  (آب کربناته) به محیط متخلخل مخزن تزریق شده و متعاقباً، تزریق  $CO_2$  به‌صورت مجزا انجام می‌پذیرد. این توالی تزریق منجر به کاهش تحرک‌پذیری  $CO_2$  و افزایش پایداری آن در ماتریس مخزن می‌گردد. براساس نتایج آزمایشگاهی ارائه شده در **شکل ۸**، مشخص گردید که در میان نسبت‌های مختلف تزریق آب کربناته و  $CO_2$ ، سناریوی تزریق ۱۰٪ حجمی آب کربناته و به‌دنبال آن  $CO_2$ ، بهینه‌ترین عملکرد را نشان داده و منجر به حصول بالاترین ضریب بازیافت متان شده است. علاوه‌براین، داده‌های تجربی و نتایج نشان‌داده‌شده در **شکل ۸** حاکی از آن است که تحت شرایط عملیاتی مورد بررسی، زمان شکست  $CO_2$  در چاه تولیدی در ماه شصت و ششم پس از آغاز فرآیند رخ می‌دهد. در این شکل هر منحنی نمایانگر مجموعه‌ای از شبیه‌سازی‌ها است که در



**شکل ۸** ضریب بازیابی گاز متان به‌عنوان تابعی از نسبت بهره‌وری در شبیه‌سازی‌های مختلف [۴۴].

**Figure 8.** Methane gas recovery factor as a function of efficiency ratio in different simulations.



شکل ۹ تغییرات زمانی کسر مولی CO<sub>2</sub> در مقیاس جهانی برای تزریق پیوسته CO<sub>2</sub> (سمت چپ) و طرح ترکیبی CO<sub>2</sub>-EGR (سمت راست) [۴۴].

**Figure 9.** Time variations of CO<sub>2</sub> mole fraction on a global scale for continuous CO<sub>2</sub> injection (left) and a combined CO<sub>2</sub>-EGR scheme (right) [44].

مذکور اشاره نمود. علاوه بر این، امکان ذخیره سازی زمین شناسی بلندمدت و ایمن CO<sub>2</sub> در این سازندها فراهم می آید، چرا که گاز به طور مؤثری در ساختار ماتریکس (به ویژه در زغال سنگ) تثبیت می گردد (Zhou et al., 2022). گزارش ها حاکی از پتانسیل افزایش تولید متان تا ۱۵۰٪ در مقایسه با روش های استخراج اولیه است [۶۴]. با وجود این مزایا، چالش هایی نیز در اجرای این روش وجود دارد. جذب CO<sub>2</sub> در مخازن زغال سنگ می تواند منجر به پدیده تورم ماتریکس گردد که متعاقباً باعث کاهش نفوذپذیری مؤثر مخزن و محدودیت در جریان سیال می شود [۲۷]. همچنین، تراوایی ذاتی بسیار پایین برخی از سازندهای شیلی، فرآیند تزریق مؤثر CO<sub>2</sub> را با دشواری مواجه می سازد [۲۹].

افزون بر این، مدیریت و کنترل دقیق نرخ تزریق آب کربناته به منظور پیش گیری از بروز اثرات نامطلوب احتمالی بر تحرک پذیری متان، امری ضروری تلقی می گردد [۴۴].

تزریق CO<sub>2</sub> در مخازن زغال سنگی و شیل (CO<sub>2</sub>-<sup>1</sup>E CBM)

در این روش، CO<sub>2</sub> به مخازن غیرمتعارف نظیر بسترهای زغال سنگ و سازندهای شیلی تزریق می گردد. مکانیسم اصلی این فرآیند، جایگزینی متان جذب شده بر سطح ماتریکس سنگ با CO<sub>2</sub> است که به دلیل تمایل جذبی بالاتر CO<sub>2</sub>، منجر به آزادسازی و افزایش بازیافت متان می شود [۲۷]. از جمله مزایای برجسته این تکنیک می توان به افزایش قابل توجه برداشت متان، ناشی از جذب ترجیحی CO<sub>2</sub> نسبت به CH<sub>4</sub> بر روی سطوح

استراتژی تزریق دی اکسید کربن در ازدیاد برداشت گاز

استراتژی تزریق CO<sub>2</sub> در فرآیند افزایش برداشت گاز تحت تأثیر عواملی مانند شرایط مخزنی، نوع سنگ، فشار، دما و اهداف نهایی پروژه، اعم از افزایش برداشت گاز یا ذخیره سازی CO<sub>2</sub>، قرار دارد. در مخازن با فشار بالا، تزریق پیوسته CO<sub>2</sub> تحت شرایط فوق بحرانی می تواند منجر به افزایش جابه جایی متان و کاهش چگالی سیال مخزنی شود.

**جدول ۴** خلاصه ای از مزایا و معایب روش های مورد بحث را ارائه می دهد. همچنین، **جدول ۵** به تبیین روش بهینه تزریق براساس نوع سنگ مخزن اختصاص دارد. با توجه به تفاوت های ساختاری و رفتاری مخازن متعارف و غیر متعارف، انتخاب استراتژی مناسب تزریق CO<sub>2</sub> وابسته به ویژگی های مخزن است. به همین منظور **جدول ۶** دسته بندی کلی مخازن و کاربردهای مرتبط با تزریق CO<sub>2</sub> را ارائه می دهد.

**Table 4.** Comparison of the advantages of each carbon dioxide injection method

**جدول ۴** مقایسه مزایا هر یک از روش های تزریق دی اکسید کربن

Injection Method	Advantages	Disadvantages
Continuous CO <sub>2</sub> Injection	Rapid increase in reservoir pressure and improved methane recovery [43]	Early breakthrough in high-permeability reservoirs [53]
	Simple operational structure without the need for complex reservoir modifications [54]	Reduced methane displacement efficiency in heterogeneous reservoirs [28]
Water-Alternating-Gas (WAG) Injection	Reduces CO <sub>2</sub> mobility and prevents its early breakthrough in the production well [44]	Requires precise management of injection ratios [44]
	Improves reservoir sweep [54]	Requires precise management of injection ratios [44]
Supercritical CO <sub>2</sub> Injection	Increases gas displacement efficiency [28]	Possibility of rapid CO <sub>2</sub> escape in fractured reservoirs [63]
	Reduces CO <sub>2</sub> flow resistance and increases methane displacement power [62]	High cost to maintain CO <sub>2</sub> in some reservoirs [51]
	Reduces the likelihood of liquid phase formation in gas condensate reservoirs and prevents pressure drop due to condensation [51]	
Combined Carbonated Water+ CO <sub>2</sub> Injection	Increases CO <sub>2</sub> stability and reduces early breakthrough [44]	Lower CO <sub>2</sub> storage compared to other methods [52]
	Prevents rapid CO <sub>2</sub> breakthrough to the production well and reduces gas separation costs [62]	Requires precise management of injection ratios [44]
CO <sub>2</sub> Injection in Coal and Shale Reservoirs	Increases methane recovery [27]	Reduced permeability due to rock swelling [27]
	Long-term CO <sub>2</sub> storage [29]	Reduced CO <sub>2</sub> injectivity in very low-permeability shale reservoirs [29]
	Potential to increase methane production by up to 150% compared to other methods [64]	

**Table 5.** Optimal selection of CO<sub>2</sub> injection method based on reservoir type and conditions

**جدول ۵** انتخاب بهینه روش تزریق CO<sub>2</sub> براساس نوع و شرایط مخزن

Injection Method	Most Suitable Reservoir for Injection
Continuous CO <sub>2</sub> Injection	Low-pressure reservoirs [45]
Water-Alternating-Gas (WAG) Injection	Medium to high permeability reservoirs [53]
Supercritical CO <sub>2</sub> Injection	High-pressure reservoirs [62]
Combined Carbonated Water+ CO <sub>2</sub> Injection	Reservoirs with high risk of rapid CO <sub>2</sub> migration [43]
CO <sub>2</sub> Injection in Coal and Shale Reservoirs	Coal and shale reservoirs [27]

**Table 6.** Classification of conventional and unconventional reservoirs and the role of CO<sub>2</sub> in the enhanced gas recovery processجدول ۶ دسته‌بندی مخازن متعارف و غیرمتعارف و نقش CO<sub>2</sub> در فرآیند ازدیاد برداشت گاز

Reservoir Type	Category	CO <sub>2</sub> Application in EGR	Challenges
Sandstone (Porous / Low Permeability)	Conventional	Increased gas recovery through pressure maintenance and methane displacement [30]	Risk of early breakthrough in high permeability reservoirs [30, 55]
Carbonate (Limestone / Dolomite)	Conventional	Miscibility and reaction with minerals to enhance recovery [47, 48]	Permeability alteration due to dissolution and secondary precipitation [48]
Depleted Gas Reservoirs	Conventional	Supercritical injection for safe storage and enhanced recovery [28, 29]	CO <sub>2</sub> channeling under heterogeneous conditions [30, 54]
Gas Shale	Unconventional	CO <sub>2</sub> adsorption, methane release, and long-term storage [27, 29]	Very low permeability and requirement for hydraulic fracturing [30]
Coal	Unconventional	Preferential CO <sub>2</sub> adsorption and methane release [27]	Matrix swelling and reduced permeability [27]
Gas Hydrates	Unconventional	Molecular substitution of CO <sub>2</sub> with methane in the hydrate lattice [46]	Sensitivity to temperature and pressure and risk of hydrate instability [46]

هیدرات‌ها است [۴۶]. در مخازن گازی تخلیه‌شده، استراتژی تزریق CO<sub>2</sub> به میزان گاز باقی‌مانده در مخزن بستگی دارد. در مخازنی که گاز باقی‌مانده کمی دارند، CO<sub>2</sub> به‌عنوان سیال جایگزین برای ذخیره‌سازی بلندمدت مورد استفاده قرار می‌گیرد. در مخازنی با مقادیر قابل‌توجه گاز، تزریق به‌صورت مرحله‌ای انجام می‌شود تا قبل از اشباع مخزن توسط CO<sub>2</sub>، برداشت حداکثری متان صورت پذیرد [۵۴]. جهت تزریق CO<sub>2</sub> در فرآیند ازدیاد برداشت گاز بر جابه‌جایی و بازیافت متان تأثیرگذار است. در تزریق عمودی، CO<sub>2</sub> به عمق مخزن نفوذ کرده و فشار را افزایش می‌دهد، اما ممکن است در لایه‌های پایین‌تر انباشته شود که منجر به جدایی فازی شود [۶۶]. در تزریق افقی، گاز به‌طور یکنواخت‌تری پراکنده شده و اختلاط موثرتری با متان دارد، هرچند احتمال شکست زودهنگام جبهه جابه‌جایی بیشتر است [۵۰]. در مخازن شیب‌دار، CO<sub>2</sub> در بخش‌های پایینی تجمع کرده و نرخ بازیافت CH<sub>4</sub> را تا ۱۸٪ افزایش می‌دهد [۶۶]. انتخاب روش تزریق مناسب بر پایه ویژگی‌های زمین‌شناسی و میزان ناهمگنی مخزن تعیین می‌شود [۶۶].

اما در مخازن با فشار پایین، بهره‌گیری از روش‌های متناوب مانند تزریق متناوب آب و گاز توصیه می‌شود تا پایداری جریان حفظ شده و از شکست زودهنگام جلوگیری شود [۴۳]. در مخازن با تراوایی بالا، CO<sub>2</sub> ممکن است از مسیرهای ترجیحی عبور کند و سریعاً به چاه تولیدی برسد. بنابراین، تلفیق CO<sub>2</sub> با آب کربناته یا استفاده از تکنیک‌های کنترل تحرک CO<sub>2</sub> می‌تواند عملکرد تزریق را بهبود بخشد [۴۴]. در مخازن زغال‌سنگی و شیل، استراتژی تزریق بر پایه جذب سطحی بالا و واکنش‌های CO<sub>2</sub> با سنگ مخزن طراحی می‌شود. این فرآیند معمولاً در فشارهای خاصی انجام می‌شود تا علاوه بر افزایش برداشت متان، از تورم ماتریکس و کاهش نفوذپذیری جلوگیری شود [۲۷]. برای مخازن با گسل‌های فعال، تزریق CO<sub>2</sub> باید با دقت در کنترل نرخ تزریق و پایش فشار مخزن صورت گیرد تا از مهاجرت سریع CO<sub>2</sub> به نواحی غیرقابل برداشت جلوگیری به عمل آید [۶۵]. در مخازن حاوی هیدرات‌های گازی، CO<sub>2</sub> به‌عنوان روشی جهت آزادسازی متان بهره‌برداری می‌شود، اما این استراتژی نیازمند دما و فشار بهینه برای حفظ پایداری ساختاری

میلیون تن در سال، حدود ۳۶۰ میلیون مترمکعب گاز اضافی تولید شد. در مقابل، سناریوی تزریق ۵/۱ میلیون تن منجر به کاهش ۲۶۵ میلیون مترمکعبی تولید گردید؛ زیرا فشار بیش از حد از جابه‌جایی کامل گاز جلوگیری کرد. با توجه به محدودیت داده‌های لرزه‌ای و تعداد اندک چاه‌ها، مکان‌یابی دقیق چاه‌های تزریق بسیار حیاتی است. نتایج نشان می‌دهد که تزریق در نواحی دور از چاه‌های تولیدی می‌تواند بازیافت را تا ۶۳۰ میلیون مترمکعب افزایش دهد. ظرفیت ذخیره‌سازی این میدان حدود ۲/۳۷ میلیون تن CO<sub>2</sub> طی ۴۶ سال برآورد می‌شود. در شرایط ایده‌آل، این مقدار می‌تواند بازیافت گاز را حدود یک درصد بیشتر کند. به‌طور کلی، این مخزن عمیق و شکسته نیازمند مدیریت فشار و کنترل گازهای اسیدی است. تزریق CO<sub>2</sub> علاوه‌بر کاهش انتشار کربن، می‌تواند بازیافت گاز را تا ۸۸٪ افزایش دهد. از آنجا که داده‌های لرزه‌ای ساختار مخزن را به‌طور دقیق نشان نمی‌دهند، تعیین جایگاه مناسب چاه‌های تزریق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است [۶۷].

#### میدان Altmark در آلمان

پروژه CLEAN و تحقیقات مرتبط با آن به‌منظور بررسی امکان‌سنجی تزریق CO<sub>2</sub> برای افزایش برداشت گاز و ذخیره‌سازی بلندمدت CO<sub>2</sub> در میدان گازی Altmark در آلمان انجام شدند [۶۸]. این میدان، که با کاهش فشار مخزن و تخلیه ۹۰٪ گاز متان مواجه بود، به‌عنوان گزینه‌ای مناسب برای ارزیابی روش‌های نوین افزایش برداشت و ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> انتخاب گردید [۶۹]. بخش Alten-salzwedel، با مساحت ۱۴ کیلومترمربع و برخورداری از ۱۲ حلقه چاه، به‌عنوان منطقه آزمایشی انتخاب شد [۶۸]. این مخزن در عمق ۳۴۰۰ m واقع شده و حاوی ماسه‌سنگ‌های روتلیگند<sup>۱</sup> و یک لایه ضخیم نمکی Zechstein است که به‌عنوان سد طبیعی برای جلوگیری از نشت CO<sub>2</sub> عمل می‌کند [۶۹].

#### مروری بر مطالعات موردی قبلی پروژه‌های میدانی CO<sub>2</sub>-EGR

##### میدان Schoenkirchen Uebertief در اتریش

میدان گازی Schoenkirchen Uebertief در حوضه وین اتریش کشف شد. گاز این میدان شامل حدود ۱۲٪ CO<sub>2</sub> و ۳/۲٪ سولفید هیدروژن است. به همین دلیل، تأسیسات ویژه‌ای برای جداسازی گازهای اسیدی احداث گردید. تولید گاز آغاز شد و بیش از ۵/۱۲ میلیارد مترمکعب گاز تولید شد. این مخزن در آلپ‌های شمالی کالکاربوس قرار دارد و از دولومیت‌های شکسته با تخلخل ۳ تا ۴٪ و نفوذپذیری کم (۱ md تا ۱۰ md) تشکیل شده است. گاز عمدتاً در شکستگی‌های سنگ ذخیره می‌شود و تولید نیز وابسته به این شکستگی‌ها است. به‌علت نبود داده‌های لرزه‌ای، میدان با استفاده از مدل‌سازی زمین‌شناسی شناسایی شد. چاه اکتشافی ST32 در عمق ۶۰۰۹ m به گاز رسید و دبی اولیه آن حدود ۹۰۰ هزار مترمکعب در روز بود. مخزن تحت فشار هیدرواستاتیکی قرار دارد و سه چاه تولیدی اصلی به واحدهای جداسازی متصل هستند. حداکثر تولید با دو میلیون مترمکعب در روز ثبت شد، اما پس از آن کاهش یافت. تأسیسات فرآوری علاوه‌بر گاز این میدان، گاز سایر مناطق را نیز پردازش می‌کنند. مدل دینامیکی مخزن با معادله پنگ-رابینسون کالیبره شده است. نتایج مدل نشان می‌دهد که درصد CO<sub>2</sub> در گاز تولیدی به‌دلیل آزاد شدن CO<sub>2</sub> حل‌شده از آب مخزن در هنگام افت فشار افزایش یافته است. میزان بازیافت گاز به ۶۱٪ رسید. پیش‌بینی می‌شود این مقدار با فشرده‌سازی چندمرحله‌ای تا ۸۸٪ افزایش یابد. تغییر قطر لوله‌های تولیدی نیز می‌تواند تولید را تا ۳۰۰ میلیون مترمکعب بیشتر کند. این میدان به‌دلیل نزدیکی به صنایع تولیدکننده CO<sub>2</sub>، گزینه مناسبی برای ذخیره‌سازی این گاز است. تزریق CO<sub>2</sub> علاوه‌بر کاهش انتشار، امکان افزایش بازیافت متان را نیز فراهم می‌کند. در یک سناریو با تزریق ۷۵/۰

کربن را دارند [۶۸]. علی‌رغم تکمیل آماده‌سازی تأسیسات تزریق، به‌واسطه مخالفت‌های سیاسی و اجتماعی، مجوز قانونی لازم برای آغاز عملیات تزریق CO<sub>2</sub> صادر نگردید. بنابراین، تزریق میدانی انجام نشد و کلیه نتایج ارائه شده در این تحقیق مبتنی بر شبیه‌سازی‌های عددی و تحلیل‌های آزمایشگاهی است [۶۸]. با این وجود، نتایج این پژوهش حاکی از آن است که چاه‌های موجود برای عملیات تزریق CO<sub>2</sub> مناسب بوده و روش‌شناسی پایش توسعه‌یافته در این پروژه می‌تواند به‌عنوان مبنایی برای طراحی و اجرای پروژه‌های مشابه در سایر مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده مورد استفاده قرار گیرد [۶۹].

#### مخزن K12-B در دریای شمال

مخزن K12-B واقع در دریای شمال، در فاصله ۱۵۰ km شمال غرب آمستردام، به‌عنوان یک منبع گاز طبیعی شناخته شده است. این مخزن در عمق ۳۸۰۰ m زیر سطح دریا قرار دارد و دمای آن °C ۱۳۲ است. گاز استخراج شده از این مخزن حاوی ۱۳٪ CO<sub>2</sub> است. هدف این پروژه، افزایش برداشت گاز از مخازن گازی از طریق تزریق CO<sub>2</sub> و در نتیجه کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای بود. در مرحله اول، امکان‌سنجی این فرآیند نشان داد که تزریق CO<sub>2</sub> در چنین شرایطی امری ممکن و ایمن است. در مرحله دوم، مقدار ۳۰,۰۰۰ مترمکعب CO<sub>2</sub> به‌طور روزانه به چاه K12-B6، که در نزدیکی چاه‌های تولید گاز واقع شده بود، تزریق شد. در طول این مدت، پارامترهایی مانند فشار، دما، ترکیب گاز و حرکت CO<sub>2</sub> در مخزن دقیقاً بررسی شدند. این مخزن از لایه‌هایی با نفوذپذیری متفاوت تشکیل شده است که باعث می‌شود حرکت CO<sub>2</sub> در آن به آهستگی صورت گیرد. تحقیقات نشان داد که تغییر قابل توجهی در فشار و مقدار گاز تولیدی مشاهده نشد. تأثیر چشمگیری بر افزایش برداشت گاز دیده نشد. همچنین، مدل‌سازی‌ها نشان داد که CO<sub>2</sub> به آرامی در مخزن پخش می‌شود و برای ارزیابی تأثیر واقعی

بررسی‌های زمین‌شناسی نشان داد که برخی از سنگ‌های مخزن توانایی جذب CO<sub>2</sub> را دارند، درحالی‌که برخی دیگر موجب حرکت سریع‌تر گاز می‌شوند [۶۸]. آزمایش‌ها نشان دادند که تزریق CO<sub>2</sub> می‌تواند باعث حل شدن برخی مواد معدنی (مانند کربنات‌ها) شود و در نتیجه تخلخل و نفوذپذیری در برخی مناطق افزایش یابد [۶۹]. همچنین، مشخص شد که سنگ‌های مخزن خاصیت خودترمیمی دارند و می‌توانند در برخی شرایط به جلوگیری از نشت گاز کمک کنند [۶۸]. بررسی‌های میکروسکوپی نیز نشان داد که افزایش جذب آب در سنگ‌های مخزن می‌تواند حرکت گاز را کاهش دهد و از این طریق به تثبیت CO<sub>2</sub> در مخزن کمک نماید [۶۹]. شبیه‌سازی‌های عددی نشان می‌دهد که CO<sub>2</sub> طی فرآیند تزریق، بدون تغییر فاز در ستون چاه جریان می‌یابد و تزریق با نرخ ۷۶,۰۰۰ تا ۱۰۷,۰۰۰ مترمکعب در روز تحت فشار ۴۰ بار و دمای °C ۱۰ امکان‌پذیر است [۶۸]. مدل‌سازی مخزن، که شامل ۱۰ لایه با ویژگی‌های نفوذپذیری متفاوت بود، مشخص ساخت که طی سه سال تزریق پیوسته، جبهه CO<sub>2</sub> به چاه تولیدی نخواهد رسید؛ با این حال، غلظت CO<sub>2</sub> در فاصله ۶۰۰ متری از چاه تزریق به حدود ۲۰٪ افزایش خواهد یافت [۶۹]. همچنین، پیش‌بینی شد که در صورت تداوم تزریق به مدت ۸ سال، CO<sub>2</sub> به چاه تولیدی خواهد رسید [۶۸]. به‌منظور پایش فرآیند تزریق، یک شبکه پایش گازهای زیرسطحی جهت اندازه‌گیری غلظت CO<sub>2</sub> و CH<sub>4</sub> طراحی و استقرار یافت [۶۸]. تغییرات دما و فشار در چاه‌ها به‌دقت رصد گردید و نمونه‌برداری مستمر از آب‌های زیرزمینی به‌منظور ارزیابی احتمال نشت و تغییرات شیمیایی انجام پذیرفت [۶۹]. داده‌های حاصله نشان داد که لایه نمکی Zechstein به‌عنوان یک سنگ پوشش مؤثر عمل کرده و مانع از نشت عمودی CO<sub>2</sub> می‌شود و روش‌های پایش زیست‌محیطی توسعه‌یافته در این مطالعه قابلیت کاربرد در پروژه‌های آتی ذخیره‌سازی

پیش‌بینی رفتار سیستم‌های CCUS-EGR است و می‌تواند به‌عنوان مکملی برای مطالعات میدانی در طراحی، بهینه‌سازی و تصمیم‌گیری‌های عملیاتی در پروژه‌های صنعتی مورد استفاده قرار گیرد [۷۱].

### چالش‌ها و فرصت‌های استفاده از CO<sub>2</sub> در ازدیاد برداشت گاز و چشم‌انداز آینده آن با فن‌آوری‌های نوین

#### چالش‌های استفاده از CO<sub>2</sub> در ازدیاد برداشت گاز

استفاده از CO<sub>2</sub> در فرآیند ازدیاد برداشت گاز دارای مزایا و چالش‌هایی است که بر عملکرد مخزن و کارایی بازیافت گاز تأثیرگذار است. از جمله مهم‌ترین مزایای این روش می‌توان به افزایش فشار مخزن و بهبود جابه‌جایی متان از منافذ و شکستگی‌های سنگ مخزن اشاره کرد، که منجر به افزایش تولید گاز می‌شود [۲۸]. علاوه بر این، CO<sub>2</sub> ممکن است با برخی مواد معدنی موجود در مخزن واکنش داده و رسوبات کربناته تشکیل دهد که در مواردی به تثبیت CO<sub>2</sub> و کاهش احتمال نشت آن کمک می‌کند [۴۷]. با این حال، یکی از چالش‌های اساسی استفاده از CO<sub>2</sub>، کاهش تراوایی مخزن به دلیل رسوب بیش از حد کانی‌های کربناته و تغییر ترشوندگی سنگ است. این تغییرات می‌توانند جریان سیالات را مختل کرده و کارایی فرآیند را کاهش دهند [۴۷]. همچنین، در مخازن زغال‌سنگی، جذب CO<sub>2</sub> بر روی سطح سنگ باعث آزادسازی CH<sub>4</sub> می‌شود، اما این امر می‌تواند موجب تورم ماتریکس شده و نفوذپذیری مخزن را کاهش دهد. تحت این شرایط، بهینه‌سازی نرخ تزریق اهمیت ویژه‌ای پیدا می‌کند [۵۸]. چالش دیگری در فرآیند تزریق CO<sub>2</sub> وجود دارد که به توسعه زیرساخت‌های مناسب و مدیریت هزینه‌های عملیاتی مربوط می‌شود. اختلاط CO<sub>2</sub> و CH<sub>4</sub> در مخزن می‌تواند به کاهش خلوص گاز تولیدی منجر شود، که در برخی موارد افزایش نیاز به فرآیندهای جداسازی و تصفیه گاز را به همراه دارد [۷۲].

آن باید تزریق برای مدت زمان طولانی‌تری ادامه یابد. نتایج این آزمایش نشان داد که تزریق CO<sub>2</sub> می‌تواند روشی مناسب برای کاهش انتشار این گاز و احتمالاً افزایش برداشت گاز باشد. با این حال، برای بهبود نتایج این روش، تزریق باید در یک بازه زمانی طولانی‌تر اجرا شود. مدل‌سازی‌های انجام شده نیز حاکی از آن است که در صورت ساخت تأسیسات دائمی برای تزریق CO<sub>2</sub>، کارایی این روش می‌تواند به‌طور قابل توجهی افزایش یابد [۷۰].

#### مدل‌سازی عددی پیشرفته با استفاده از مدل WR-THMD

در یک مطالعه عددی پیشرفته، مدلی جامع با نام Wellbore-Reservoir-Thermo-Hy- (WR-THMD) (dro-Mechanical-Diffusion) توسعه داده شد. این مدل قادر است فرآیند تزریق چرخه‌ای CO<sub>2</sub> را در چارچوب سیستم‌های CCUS-EGR به‌صورت دقیق و هم‌زمان شبیه‌سازی کند. مدل WR-THMD انتقال جرم، انرژی، مومنتوم، تنش‌های حرارتی و تغییرات مکانیکی را در محدوده چاه و مخزن به‌طور یکپارچه بررسی می‌کند. با استفاده از الگوریتم‌های عددی پیشرفته، این مدل پدیده‌های پیچیده‌ای مانند شکست زود هنگام CO<sub>2</sub>، تبادل حرارت، جابه‌جایی گازهای محبوس و تورم سنگ مخزن را تحلیل می‌کند. نتایج نشان می‌دهد که در فاز اولیه عملیات، تزریق CO<sub>2</sub> موجب افزایش فشار مخزن و بهبود نرخ تولید متان می‌شود. با گذشت زمان و به‌ویژه حدود سال دهم عملیات، نفوذ CO<sub>2</sub> به چاه تولیدی خلوص گاز را کاهش می‌دهد. تحلیل حساسیت مدل نسبت به پارامترهای کلیدی نظیر دبی تزریق، دمای سیال و نرخ تولید نشان داد که کاهش نرخ تزریق CO<sub>2</sub> می‌تواند ظرفیت ذخیره‌سازی را افزایش دهد و احتمال شکست زود هنگام را کاهش دهد. از یافته‌های مهم دیگر می‌توان به اثر گرادیان زمین‌گرمایی، تغییرات ترمومکانیکی سنگ مخزن و توانایی اتصال مدل به سناریوهای مختلف ذخیره‌سازی کربن اشاره کرد. در مجموع، مدل WR-THMD ابزاری دقیق برای

### چشم اندازهای آینده و فن آوری‌های نوین در زمینه ازدیاد برداشت گاز

در آینده، توسعه فن آوری‌های هوشمند و بهینه‌سازی پارامترهای تزریق CO<sub>2</sub> نقشی اساسی در موفقیت استفاده از آن در فرآیند ازدیاد برداشت گاز خواهد داشت. بهره‌گیری از الگوریتم‌های هوش مصنوعی و روش‌های عددی، مانند مدل‌های شبیه‌سازی مبتنی بر دینامیک سیالات محاسباتی (CFD)، می‌تواند به طراحی دقیق‌تر استراتژی‌های تزریق و افزایش بازده اقتصادی پروژه‌های CO<sub>2</sub>-EGR کمک کند [۷۶]. افزون بر این، مطالعات آزمایشگاهی و میدانی نشان داده‌اند که روش‌های نوین، مانند استفاده از سیستم‌های گرمایی مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر برای بهینه‌سازی عملکرد تزریق CO<sub>2</sub> در مخازن گاز میعانی، می‌توانند بازایافت را بهبود بخشند و از تشکیل مایعات ناخواسته جلوگیری کنند [۷۷]. در نهایت، توسعه سیستم‌های پایش دقیق و تحلیل داده‌های لحظه‌ای از طریق فن آوری‌های دیجیتال، نقشی مهم در کنترل بهینه‌تر فرآیند تزریق CO<sub>2</sub> و به حداقل رساندن ریسک‌های زیست‌محیطی ایفا خواهد کرد. در ادامه، به بررسی نمونه‌ای از این فن آوری می‌پردازیم [۷۸].

#### استفاده از نانوفناوری در بهبود ازدیاد برداشت گاز

نانوفن آوری نقش محوری در بهبود فرآیند بازایافت گاز و افزایش برداشت نفت ایفا می‌کند [۷۹]. به کارگیری نانوسیالات در این فرآیندها از طریق کاهش کشش سطحی، تغییر خواص ترشوندگی و جلوگیری از انسداد منافذ، موجب افزایش تحرک گاز و بهبود کارایی تزریق CO<sub>2</sub> و بازایافت CH<sub>4</sub> می‌شود [۶۲]. نانواکسیدهایی مانند منیزیم، آلومینیوم، روی، سیلیس هیدروفلوبیک به همراه سورفکتانت‌ها و پلیمرها، دارای اثرات هم‌افزا در بهینه‌سازی جابه‌جایی گاز و کنترل خواص سنگ مخزن هستند [۶۲]. علاوه بر این، فن آوری نانو در حوزه‌های حفاری، پالایش و تصفیه آب نیز با افزایش بهره‌وری و کاهش هزینه‌ها همراه بوده است [۸۰ و ۸۱].

افزون بر این، در برخی مخازن، تغییر در فشار مؤینگی و انحلال CO<sub>2</sub> در آب سازند می‌تواند بر رفتار فازی گاز مخزن تأثیر گذاشته و کارایی کلی فرآیند را تحت تأثیر قرار دهد [۴۵]. چالش دیگری که لازم است مدنظر قرار گیرد، رعایت یکپارچگی چاه‌ها در فرآیند ازدیاد برداشت گاز است. یکپارچگی چاه‌ها در فرآیند تزریق CO<sub>2</sub> برای EGR اهمیت زیادی در جلوگیری از نشت گاز و حفظ عملکرد مخزن دارد. چاه‌های قدیمی، به دلیل تغییرات فشار و دما، ممکن است دچار آسیب ساختاری شوند و واکنش CO<sub>2</sub> با سیمان و لوله‌های جداری، استحکام آن‌ها را کاهش دهد و خطر نشت گاز را افزایش دهد [۶۵ و ۷۳]. همچنین، خوردگی الکتروشیمیایی ناشی از CO<sub>2</sub> می‌تواند منجر به کاهش ضخامت فلزات و ایجاد نشتی‌های موضعی در چاه‌های دارای تجهیزات فرسوده شود [۶۵]. واکنش CO<sub>2</sub> با سیمان نیز می‌تواند باعث کاهش استحکام مکانیکی آن شده و ترک‌خوردگی و افزایش نفوذپذیری را به دنبال داشته باشد [۶۵]. مطالعات نشان داده‌اند که سیمان‌کاری مناسب و طراحی بهینه، می‌تواند مقاومت چاه را در برابر تزریق CO<sub>2</sub> افزایش دهد؛ اما ترک‌ها و نشتی‌های اولیه احتمال نشت را بیشتر می‌کنند [۶۵]. برای حفظ یکپارچگی چاه‌ها، روش‌های نظارتی نظیر داده‌کاوی یا تحلیل فرآیندها، مدل‌سازی احتمالاتی، و استفاده از مواد مقاوم پیشنهاد شده‌اند تا میزان نشت CO<sub>2</sub> ارزیابی و کاهش یابد [۶۵ و ۷۴]. به‌طور کلی، استفاده از CO<sub>2</sub> در ازدیاد برداشت گاز و افزایش تولید گاز و ذخیره‌سازی بلندمدت CO<sub>2</sub>، به‌طور بالقوه می‌تواند مؤثر باشد، اما برای بهره‌وری مطلوب، نیاز به طراحی بهینه چاه‌ها، کنترل نرخ تزریق و مدیریت واکنش‌های شیمیایی مخزن وجود دارد [۴۳]. علاوه بر این، تزریق CO<sub>2</sub> در برخی مخازن خاص مانند شیل و زغال‌سنگ، با اثبات عملکرد دوگانه در افزایش برداشت متان و ذخیره‌سازی مؤثر کربن، نویدبخش توسعه پایدار در صنعت انرژی است [۷۵].

چشم‌انداز مطالعات آینده است تا با بررسی سازوکارهای فیزیکی و شیمیایی تأثیر نانوذرات در محیط‌های گازی، امکان‌سنجی و کارایی استفاده از آن‌ها در افزایش ضریب برداشت گاز و بهبود عملکرد فرآیندهای تزریق (از جمله تزریق CO<sub>2</sub> یا نیتروژن) مورد ارزیابی قرار گیرد.

### نتیجه‌گیری

در این مطالعه، به بررسی جامع جنبه‌های مختلف تأثیر تزریق CO<sub>2</sub> بر بهبود و ازدیاد برداشت گاز طبیعی پرداخته شد و نتایج زیر حاصل گردید:

- مطالعه حاضر نشان داد که تزریق CO<sub>2</sub> در مخازن تخلیه‌شده، به‌عنوان یک راهبرد دوگانه، می‌تواند هم منافع اقتصادی (افزایش ضریب برداشت گاز بین ۱۰ تا ۴۵٪) و هم مزایای زیست‌محیطی (کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و ذخیره‌سازی بلندمدت کربن) را فراهم آورد. این روش با بهبود فشار مخزن، ارتقای جابه‌جایی متان و تغییر رفتار سیالات، یک راهکار مؤثر برای افزایش تولید گاز و حمایت از اهداف توسعه پایدار است.

- با وجود این مزایا، اجرای موفق فرآیند با چالش‌ها و محدودیت‌های متعددی همراه است. از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به خوردگی تجهیزات و cap rock، شکست زودهنگام CO<sub>2</sub><sup>1</sup>، کاهش تراوایی ناشی از تورم یا رسوب سنگ، کاهش خلوص گاز تولیدی به‌دلیل همراهی CO<sub>2</sub>، مسائل یکپارچگی چاه‌ها، و نیاز به زیرساخت‌های سرمایه‌بر و مدیریت دقیق عملیاتی اشاره کرد. شناسایی و مدیریت این چالش‌ها برای اطمینان از کارایی و ایمنی بلندمدت فرآیند ضروری است.

- انتخاب روش تزریق مناسب و بهره‌گیری از فن‌آوری‌های نوین مانند نانوسیالات و غشاهای دوگانه می‌تواند راندمان فرآیند ازدیاد برداشت گاز را افزایش دهد.

با این حال، چالش‌هایی نظیر انسداد مسیرهای جریان و کاهش پایداری نانوسیالات تحت شرایط دمایی و فشاری بالا، نیازمند طراحی بهینه‌ی نانومواد و مدل‌سازی دقیق رفتار آن‌ها در مخزن می‌باشد [۶۲]. توسعه نانومواد زیست‌سازگار می‌تواند تأثیرات زیست‌محیطی ناشی از تزریق طولانی‌مدت را کاهش داده و پایداری فرآیند را بهبود بخشد [۶۲]. به‌طور کلی استفاده از نانوذرات و نانوسیالات به‌عنوان راهکاری نوین می‌تواند بازیافت نفت و گاز را بهبود بخشد و اثرات منفی روش‌های سنتی مانند تخریب پلیمر یا انسداد کانال‌ها را کاهش دهد. آزمایش‌های میدانی در کلمبیا نشان داده‌اند که نانوسیالات باعث افزایش پایدار تولید نفت، کاهش مصرف حلال‌ها و نفتا تا ۸۰٪ و بهبود طولانی‌مدت عملکرد چاه‌ها شده‌اند [۸۱]. نانوتکنولوژی و نانومواد دارای کاربردهای بالقوه فراوانی در صنعت نفت و گاز هستند و با پیشرفت مداوم پژوهش و فن‌آوری، چشم‌انداز استفاده از آن‌ها بسیار امیدوارکننده است. با این حال، هزینه نانومواد و مسائل مرتبط با سلامت، ایمنی و محیط‌زیست از محدودیت‌های مهم به‌شمار می‌روند. پراکندگی نانومواد، برهم‌کنش آن‌ها با سایر اجزا و مقاومتشان در برابر شوری، دما و pH از مسائل علمی کلیدی هستند [۸۰]. با وجود این چالش‌ها، سرمایه‌گذاری‌های گسترده و پیشرفت‌های تحقیقاتی، نویدبخش چشم‌اندازی روشن برای کاربرد نانوفن‌آوری در صنعت نفت و گاز است [۸۰ و ۸۱]. همان‌طور که اشاره شد نانوذرات در سال‌های اخیر به‌طور گسترده‌ای در حوزه ازدیاد برداشت نفت مورد مطالعه قرار گرفته‌اند و اثرات آن‌ها بر بهبود ویژگی‌های سیالات، کاهش کشش بین‌سطحی، و اصلاح ترشوندگی سنگ به‌خوبی مستند شده است، اما بررسی‌های جامع نشان می‌دهد که مطالعات مستقیمی پیرامون تأثیر نانوذرات بر فرآیند ازدیاد برداشت گاز تاکنون انجام نشده یا بسیار محدود بوده است. این خلأ پژوهشی نشان‌دهنده یک فرصت تحقیقاتی ارزشمند برای

زمین‌شناسی هر مخزن است. مسیرهای آتی پژوهش شامل ترکیب CO<sub>2</sub> با سایر سیالات، استفاده از نانوفن‌آوری، توسعه روش‌های هیبریدی تزریق، و اجرای آزمایش‌های میدانی گسترده برای اعتبارسنجی مدل‌ها می‌باشد تا فرآیند بهینه و پایدار در سطح صنعتی تحقق یابد.

با این حال، تحقیقات بیشتر برای توسعه فن‌آوری‌های نوین، مدل‌سازی پیشرفته رفتار بلندمدت CO<sub>2</sub> و ارزیابی دقیق ریسک‌های ژئومکانیکی ضروری است.

• در جمع‌بندی، موفقیت تزریق CO<sub>2</sub> در مخازن گازی مشروط به طراحی هوشمندانه، مدیریت کارآمد چالش‌های عملیاتی و توجه به ویژگی‌های

## مراجع

- [1]. Gou, Y., Hou, Z., Liu, H., Zhou, L., & Were, P. (2014). Numerical simulation of carbon dioxide injection for enhanced gas recovery (CO<sub>2</sub>-EGR) in Altmark natural gas field. *Acta Geotechnica*, 9(1), 49-58.
- [2]. Chattopadhyay, S., & Chattopadhyay, D. (2012). Mining industries and their sustainable management. In *Fossil Energy: Selected Entries from the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, 443-473. New York, NY: Springer New York.
- [3]. Khan, C., Amin, R., & Madden, G. (2013). Carbon dioxide injection for enhanced gas recovery and storage (reservoir simulation). *Egyptian Journal of Petroleum*, 22(2), 225-240. doi.org/10.1016/j.ejpe.2013.06.002.
- [4]. Iogna, A., Guillet-Lhermite, J., Wood, C., & Deflandre, J. P. (2017, June). CO<sub>2</sub> storage and enhanced gas recovery: Using extended black oil modelling to simulate CO<sub>2</sub> injection on a North Sea depleted gas field. In *SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?* (p. D031S008R004). SPE. doi.org/10.2118/185859-MS.
- [5]. Al-Shargabi, M., Davoodi, S., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2022). Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments. *ACS omega*, 7(12), 9984-9994. doi.org/10.1021/acsomega.1c07123.
- [6]. Mohammed, N., Abbas, A. J., Enyi, G. C., Edem, D. E., & Suleiman, S. M. (2020). Enhanced gas recovery by nitrogen injection: The effects of injection velocity during natural gas displacement in consolidated rocks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83, 103513. doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103513.
- [7]. Mansi, M., Almobarak, M., Lagat, C., & Xie, Q. (2023). Statistical analysis of controlling factors on enhanced gas recovery by CO<sub>2</sub> injection in shale gas reservoirs. *Energy & Fuels*, 37(2), 965-976. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03216.
- [8]. Elsharafi, M. O. (2018). Literature review of water alternation gas injection. *Journal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 33-45. doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7(2).2117.
- [9]. Jessen, K., Tang, G. Q., & Kovscek, A. R. (2008). Laboratory and simulation investigation of enhanced coalbed methane recovery by gas injection. *Transport in Porous Media*, 73(2), 141-159.
- [10]. Eames, I., Austin, M., & Wojcik, A. (2022). Injection of gaseous hydrogen into a natural gas pipeline. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(61), 25745-25754. doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.300.
- [11]. Pan, Y., Qiao, W., Chi, D., Li, Z., & Shu, Y. (2024). Research of steam injection in-situ production technology to enhance unconventional oil and gas recovery: A review. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 177, 106332. doi.org/10.1016/j.jaap.2023.106332.
- [12]. Ma, H., Yang, Y., Zhang, Y., Li, Z., Zhang, K., Xue, Z., Zhan, J. and Chen, Z., (2022). Optimized schemes of enhanced shale gas recovery by CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub> mixtures associated with CO<sub>2</sub> sequestration. *Energy Conversion and Management*, p.116062.
- [13]. Kühn, M., Görke, U. J., Birkholzer, J. T., & Kolditz, O. (2012). The CLEAN project in the context of CO<sub>2</sub> storage and enhanced gas recovery. *Environmental Earth Sciences*, 67(2), 307-310.
- [14]. Yang, Q., Huang, L., Chen, Q., Feng, X., Xu, Z., Tian, B., Ning, Z. and Liu, B., (2025). Molecular insights into CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced gas recovery in water-bearing shale nanocomposites. *Separation and Purification Technology*, 355, p.129618. doi.org/10.1016/j.seppur.2024.129618.
- [15]. Wang, W., Wen, J., Wang, C., Gomari, S.R., Xu, X., Zheng, S., Su, Y., Li, L., Hao, Y. and Li, D., 2023. Current status and development trends of CO<sub>2</sub> storage with enhanced natural gas recovery (CS-EGR). *Fuel*, 349, p.128555. doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128555.
- [16]. Liu, S.Y., Ren, B., Li, H.Y., Yang, Y.Z., Wang, Z.Q., Wang, B., Xu, J.C. and Agarwal, R., 2022. CO<sub>2</sub> storage with enhanced gas recovery (CSEGR): A review of experimental and numerical studies. *Petroleum Science*, 19(2), pp.594-607. doi.org/10.1016/j.petsci.2021.12.009.
- [17]. Jikich, S. A., Smith, D. H., Sams, W. N., & Bromhal, G. S. (2003, September). Enhanced Gas Recovery

- (EGR) with carbon dioxide sequestration: A simulation study of effects of injection strategy and operational parameters. In SPE eastern regional meeting (pp. SPE-84813). SPE. doi.org/10.2118/84813-MS.
- [18]. Oldenburg, C. M., Stevens, S. H., & Benson, S. M. (2004). Economic feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR). *Energy*, 29(9-10), 1413-1422. doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.075.
- [19]. Kalra, S., & Wu, X. (2014, April). CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery. In SPE Western Regional Meeting (pp. SPE-169578). SPE. doi.org/10.2118/169578-MS.
- [20]. Stevenson, M. D., Pinczewski, W. V., & Downey, R. A. (1993, June). Economic evaluation of nitrogen injection for coal seam gas recovery. In SPE Unconventional Resources Conference/Gas Technology Symposium (pp. SPE-26199). SPE. doi.org/10.2118/26199-MS.
- [21]. Hasan, M., Eliebid, M., Mahmoud, M., Elkhatatny, S., & Shawabkeh, R. (2017, April). Enhanced gas recovery (EGR) methods and production enhancement techniques for shale & tight gas reservoirs. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition (p. D043S035R002). SPE. doi.org/10.2118/188090-MS.
- [22]. Zangeneh, H., Jamshidi, S., & Soltanieh, M. (2013). Coupled optimization of enhanced gas recovery and carbon dioxide sequestration in natural gas reservoirs: Case study in a real gas field in the south of Iran. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 17, 515-522. doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.06.007.
- [23]. Kühn, M., Förster, A., Großmann, J., Lillie, J., Pilz, P., Reinicke, K.M., Schäfer, D., Tesmer, M. and Partners, C.L.E.A.N., 2013. The Altmark natural gas field is prepared for the enhanced gas recovery pilot test with CO<sub>2</sub>. *Energy Procedia*, 37, pp.6777-6785. doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.611.
- [24]. Hamza, A., Hussein, I. A., Al-Marri, M. J., Mahmoud, M., Shawabkeh, R., & Aparicio, S. (2021). CO<sub>2</sub> enhanced gas recovery and sequestration in depleted gas reservoirs: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107685. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107685.
- [25]. Zanganeh, H.; Jamshidi, S.; & Soltaniyeh, M. (2015). Simultaneous optimization of gas enhanced recovery and carbon dioxide storage in natural gas reservoirs. *Petroleum Research*, 25(82), 191-200, doi: 10.22078/pr.2015.527. (in Persian).
- [26]. Kumar, N., Sampaio, M. A., Ojha, K., Hoteit, H., & Mandal, A. (2022). Fundamental aspects, mechanisms and emerging possibilities of CO<sub>2</sub> miscible flooding in enhanced oil recovery: A review. *Fuel*, 330, 125633. doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125633.
- [27]. Schepers, K., Oudinot, A., & Ripepi, N. (2010, November). Enhanced gas recovery and CO<sub>2</sub> storage in coal bed methane reservoirs: Optimized injected gas composition for mature basins of various coal rank. In SPE international conference on CO<sub>2</sub> capture, storage, and utilization (pp. SPE-139723). SPE.
- [28]. Mamora, D. D., & Seo, J. G. (2002, September). Enhanced gas recovery by carbon dioxide sequestration in depleted gas reservoirs. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-77347). SPE. doi.org/10.2118/77347-MS.
- [29]. Mamora, D. D., & Seo, J. G. (2002, September). Enhanced gas recovery by carbon dioxide sequestration in depleted gas reservoirs. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-77347). SPE. doi.org/10.2118/77347-MS.
- [30]. Mahmoud, M., Hussein, I., Carchini, G., Shawabkeh, R., Eliebid, M., & Al-Marri, M. J. (2019). Effect of rock mineralogy on Hot-CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 72, 103030. doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103030.
- [31]. Liang, B., Chen, C., Jia, C., Wang, C., Wang, X., Zha, Y., Wang, R., Meng, Z. and Wang, H., 2024. Carbon capture, utilization and storage (CCUS) in oil and gas reservoirs in China: Status, opportunities and challenges. *Fuel*, 375, p.132353. doi.org/10.1016/j.fuel.2024.132353.
- [32]. Vesovic, V., Wakeham, W. A., Olchowy, G. A., Sengers, J. V., Watson, J. T. R., & Millat, J. (1990). The transport properties of carbon dioxide. *Journal of physical and chemical reference data*, 19(3), 763-808.
- [33]. Aimoli, C. G., Maginn, E. J., & Abreu, C. R. (2014). Thermodynamic properties of supercritical mixtures of carbon dioxide and methane: a molecular simulation study. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 59(10), 3041-3054.
- [34]. Akpasi, S. O., & Isa, Y. M. (2022). Review of carbon capture and methane production from carbon dioxide. *Atmosphere*, 13(12), 1958. doi.org/10.3390/atmos13121958.
- [35]. Masoumeh Rudgar A. S. P. R. (2013). Storing carbon dioxide in oil reservoirs to increase recovery, presented at the The first specialized oil conference and exhibition. [Online]. Available: <https://civilica.com/doc/215542>.
- [36]. Bou-Hamdan, K. F., Sufyan, F., & Hashim Abbas, A. (2025). Carbon capture, utilization, and storage in the MENA region: a regional review of projects and challenges. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 50(7), 4529-4549.
- [37]. Elham Bakhshi Pour, A. H. K., Ansari A. H. (2016). Using modern carbon dioxide gas injection technology to increase recovery in oil reservoirs, presented at the The Second National Conference on Geology and Mineral Exploration, [Online]. Available: <https://civilica.com/doc/538261>.

- [38]. Mohammad Panahi, S. Z., Movahed A. (2017). Investigating carbon dioxide gas injection to increase oil reservoir recovery, presented at the The First Annual Conference of Iranian Chemistry and Chemical Engineering, [Online]. Available: <https://civilica.com/doc/695848>.
- [39]. Aref Hashemi Fatah, A. H. (2011). Investigation and evaluation of carbon dioxide injection to increase oil reservoir recovery, presented at the The Third National Conference on Modern Research in Chemistry and Chemical Engineering, [Online]. Available: <https://civilica.com/doc/130299>.
- [40]. Sahebdehfar, S., & Ravanchi, M. T. (2015). Carbon dioxide utilization for methane production: A thermodynamic analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 134, 14-22. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.07.015>.
- [41]. Borgnakke, C., & Sonntag, R. E. (2020). *Fundamentals of thermodynamics*. John Wiley & Sons.
- [42]. Silberberg, M. S., & Amateis, P. (2006). *Chemistry: The molecular nature of matter and change (Vol. 4)*. New York: McGraw-Hill.
- [43]. Oldenburg, C. M., & Benson, S. M. (2002, February). CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas production and carbon sequestration. In *SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico* (pp. SPE-74367). SPE. doi.org/10.2118/74367-MS.
- [44]. Omar, A. A., Addassi, M., Hoteit, H., & Vahrenkamp, V. (2021, March). A new enhanced gas recovery scheme using carbonated water and supercritical CO<sub>2</sub>. In *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference* (pp. 15-18).
- [45]. Oldenburg, C. M., & Benson, S. M. (2001). Carbon sequestration with enhanced gas recovery: identifying candidate sites for pilot study.
- [46]. Sun, Y. H., Zhang, G. B., Carroll, J. J., Li, S. L., Jiang, S. H., & Guo, W. (2018). Experimental investigation into gas recovery from CH<sub>4</sub>-C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>-C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> hydrates by CO<sub>2</sub> replacement. *Applied Energy*, 229, 625-636. doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.023.
- [47]. Wang, X., Alvarado, V., Swoboda-Colberg, N., & Kaszuba, J. P. (2013). Reactivity of dolomite in water-saturated supercritical carbon dioxide: Significance for carbon capture and storage and for enhanced oil and gas recovery. *Energy Conversion and Management*, 65, 564-573. doi.org/10.1016/j.enconman.2012.07.024.
- [48]. Eliebid, M., Mahmoud, M., Shawabkeh, R., Elkhatny, S., & Hussein, I. A. (2018). Effect of CO<sub>2</sub> adsorption on enhanced natural gas recovery and sequestration in carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 55, 575-584. doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.019.
- [49]. Zhang, Y., Liu, S., Song, Y., Zhao, J., Tang, L., Xing, W., Jian, W., Liu, Z. and Zhan, Y., (2014). Experimental investigation of CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> displacement and dispersion in sand pack for enhanced gas recovery. *Energy Procedia*, 61, (393-397). doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.1133.
- [50]. Hughes, T. J., Honari, A., Graham, B. F., Chauhan, A. S., Johns, M. L., & May, E. F. (2012). CO<sub>2</sub> sequestration for enhanced gas recovery: New measurements of supercritical CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> dispersion in porous media and a review of recent research. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9, 457-468. doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.05.011.
- [51]. Sun, Y., Du, Z., Sun, L., & Pan, Y. (2017). Phase behavior of SCCO<sub>2</sub> sequestration and enhanced natural gas recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4), 1085-1093.
- [52]. Abba, M. K., Abbas, A. J., Nasr, G. G., Al-Otaibi, A., Burby, M., Saidu, B., & Suleiman, S. M. (2019). Solubility trapping as a potential secondary mechanism for CO<sub>2</sub> sequestration during enhanced gas recovery by CO<sub>2</sub> injection in conventional natural gas reservoirs: An experimental approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71, 103002. doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103002.
- [53]. Pooladi-Darvish, M., Hong, H., Theys, S., Stocker, R., Bachu, S., & Dashtgard, S. (2008, September). CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery and geological storage of CO<sub>2</sub> in the Long Coulee Glauconite F Pool, Alberta. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-115789). SPE. doi.org/10.2118/115789-MS.
- [54]. Ma, X., He, D., Wei, Y., Guo, J., & Jia, C. (2023). Enhanced gas recovery: Theory, technology, and prospects. *Natural Gas Industry B*, 10(4), 393-405.
- [55]. Liu, S., Zhang, Y., Xing, W., Jian, W., Liu, Z., Li, T., & Song, Y. (2015). Laboratory experiment of CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> displacement and dispersion in sandpacks in enhanced gas recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 1585-1594. doi.org/10.1016/j.jngse.2015.04.021.
- [56]. Carchini, G., Hussein, I., Al-Marri, M. J., Shawabkeh, R., Mahmoud, M., & Aparicio, S. (2020). A theoretical study of gas adsorption on calcite for CO<sub>2</sub> enhanced natural gas recovery. *Applied Surface Science*, 504, 144575. doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.144575.
- [57]. Carchini, G., Al-Marri, M. J., Hussein, I. A., & Aparicio, S. (2020). Ab initio molecular dynamics investigation of CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> adsorption on calcite: Improving the enhanced gas recovery process. *ACS omega*, 5(46), 30226-30236. doi.org/10.1021/acsomega.0c04694.
- [58]. Huang, L., Ning, Z., Wang, Q., Zhang, W., Cheng, Z., Wu, X., & Qin, H. (2018). Effect of organic type and

- moisture on CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> competitive adsorption in kerogen with implications for CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced CH<sub>4</sub> recovery. *Applied Energy*, 210, 28-43. doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.122.
- [59]. Abba, M. K., Abbas, A. J., & Nasr, G. G. (2017). Enhanced gas recovery by CO<sub>2</sub> injection and sequestration: effect of connate water salinity on displacement efficiency. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D021S039R005). SPE. doi.org/10.2118/188930-MS.
- [60]. Abba, M. K., Al-Othaibi, A., Abbas, A. J., Nasr, G. G., & Mukhtar, A. (2018). Experimental investigation on the impact of connate water salinity on dispersion coefficient in consolidated rocks cores during Enhanced Gas Recovery by CO<sub>2</sub> injection. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 60, 190-201. doi.org/10.1016/j.jngse.2018.10.007.
- [61]. Al-Abri, A., Sidiq, H., & Amin, R. (2009). Enhanced natural gas and condensate recovery by injection of pure SCCO<sub>2</sub>, pure CH<sub>4</sub> and their mixtures: experimental investigation. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-124145). SPE. doi.org/10.2118/124145-MS.
- [62]. Dakal, T. C., Dhakar, R., Bhushan, R., & Kumar, A. (2025). Applications of Nanotechnology and Nanomaterials in Gas Industry. *Bio-Nanomaterials in Environmental Remediation: Industrial Applications*, 173-190. doi.org/10.1002/9783527848546.ch7.
- [63]. Clemens, T., & Wit, K. (2002, September). CO<sub>2</sub> enhanced gas recovery studied for an example gas reservoir. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-77348). SPE. doi.org/10.2118/77348-MS.
- [64]. Stevens, S. H., Spector, D., & Riemer, P. (1998). Enhanced coalbed methane recovery using CO<sub>2</sub> injection: worldwide resource and CO<sub>2</sub> sequestration potential. In SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China (pp. SPE-48881).
- [65]. Bai, M., Song, K., Gou, J., Zhao, Y., & Zhao, J. (2014). Well integrity evaluation during CO<sub>2</sub> storage and enhanced gas recovery. *Sch J Eng Technol*, 2(1), 1-8. ISSN 2321-435X (Online).
- [66]. Wang, F., Liu, Y., Hu, C., Wang, Y., Shen, A., & Liang, S. (2018). Experimental study on feasibility of enhanced gas recovery through CO<sub>2</sub> flooding in tight sandstone gas reservoirs. *Processes*, 6(11), 214. doi.org/10.3390/pr6110214.
- [67]. Secklehner, S., Arzmüller, G., & Clemens, T. (2010, January). Tight ultra-deep Gas Field production optimisation—Development optimisation and CO<sub>2</sub> enhanced Gas recovery potential of the Schoenkirchen Uebertief Gas Field, Austria. In SPE Deep Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-130154). SPE. doi.org/10.2118/130154-MS.
- [68]. Kühn, M., Tesmer, M., Pilz, P., Meyer, R., Reinicke, K., Förster, A., Kolditz, O., Schäfer, D. and CLEAN Partners, (2012). CLEAN: project overview on CO<sub>2</sub> large-scale enhanced gas recovery in the Altmark natural gas field (Germany). *Environmental Earth Sciences*, 67(2), pp.311-321.
- [69]. Ganzer, L., Reitenbach, V., Pudlo, D., Albrecht, D., Singhe, A.T., Awemo, K.N., Wienand, J. and Gaupp, R., 2014. Experimental and numerical investigations on CO<sub>2</sub> injection and enhanced gas recovery effects in Altmark gas field (Central Germany). *Acta Geotechnica*, 9(1), pp.39-47.
- [70]. Van der Meer, L. G. H., Kreft, E., Geel, C. R., d'Hoore, D., & Hartman, J. (2006, June). Enhanced gas recovery testing in the K12-B reservoir by CO<sub>2</sub> injection, a reservoir engineering study. In 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (pp. 19-22).
- [71]. Gao, X., Yang, S., Wang, B., Zhang, Y., Hu, J., Wang, M., Shen, B., Zhao, E. and Rui, Z., 2025. Wellbore-reservoir and multiphysics coupling model for liquid CO<sub>2</sub> cyclic injection in a CCUS-EGR framework. *Journal of Hydrology*, 658, p.133188. doi.org/10.1016/j.jhydrol.2025.133188.
- [72]. Ezekiel, J., Ebigbo, A., Adams, B. M., & Saar, M. O. (2020). Combining natural gas recovery and CO<sub>2</sub>-based geothermal energy extraction for electric power generation. *Applied Energy*, 269, 115012. doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115012.
- [73]. Kühn, M., Förster, A., Großmann, J., Meyer, R., Reinicke, K., Schäfer, D., & Wendel, H. (2011). CLEAN: preparing for a CO<sub>2</sub>-based enhanced gas recovery in a depleted gas field in Germany. *Energy Procedia*, 4, 5520-5526. doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.538.
- [74]. Bai, M., Zhang, Z., & Fu, X. (2016). A review on well integrity issues for CO<sub>2</sub> geological storage and enhanced gas recovery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 920-926. doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.043.
- [75]. AL-khulaidi, G., Sun, Y., Alareqi, A. G., Ibrahim, A. W., Magaji, A., & Zhang, X. (2024). Review on carbon capture, utilization, and storage for enhancing gas recovery. *Energy & Fuels*, 38(10), 8355-8384.
- [76]. M. Sayyafzadeh and A. Keshavarz, Optimisation of gas mixture injection for enhanced coalbed methane recovery using a parallel genetic algorithm, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 33, pp. 942-953, 2016.
- [77]. S. Alafnan, M. Aljawad, F. Alismail, and A. Almajed, Enhanced recovery from gas condensate reservoirs through renewable energy sources, *Energy & Fuels*, Vol. 33, No. 10, pp. 10115-10122, 2019.
- [78]. G. Ping, J. Shasha, and P. Caizhen, Technologies and countermeasures for gas recovery enhancement, *Nat-*

ural Gas Industry B, Vol. 1, No. 1, pp. 96-102, 2014.

[79]. S. Rizvi, Nanotechnology applications in enhanced oil recovery (EOR), Valley Int J Digit Libr, pp. 135-143, 2024.

[80]. B. Peng, J. Tang, J. Luo, PP. Wang, B. Ding, and K. C. Tam, Applications of nanotechnology in oil and gas industry: Progress and perspective, The Canadian journal of chemical engineering, 96, (1), 91-100, 2018.

[81]. Franco C. A., R. Zabala, and F. B. 2017 Cortés, Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields, Journal of Petroleum Science and Engineering, 157, 39-55.