

二氧化碳埋存技术的研究现状及进展

鲁佳伟, 唐伟茗, 周文豪, 王子鸣, 韩帅定, 彭宇翰, 周茂佳, 苏琴

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年1月19日; 录用日期: 2026年2月11日; 发布日期: 2026年3月2日

摘要

二氧化碳(CO₂)埋存技术是应对全球气候变暖、实现“双碳”目标的核心路径, 已成为石油与环保领域的研究热点。本文系统梳理了CO₂埋存技术的核心原理、主要类型, 重点分析国内外研究现状与关键技术进展, 探讨当前面临的瓶颈问题, 并对未来发展趋势进行展望。研究表明, CO₂埋存技术已从理论探索逐步走向矿场试验与产业化示范, 地质埋存(枯竭油气藏、深部咸水层、煤层)是当前主流方向; 国外已形成成熟的产业化模式, 国内处于矿场试验向产业化过渡阶段, 在埋存机理、工程技术等方面取得显著突破, 但仍面临技术瓶颈、成本高企、产业协同不足等问题。未来需通过核心技术攻关、政策支持与跨产业协同, 推动技术规模化、经济化、安全化应用, 为全球低碳转型提供支撑。

关键词

二氧化碳埋存, 地质埋存, 研究现状, 技术进展, 发展瓶颈

Research Status and Progress of Carbon Dioxide Storage Technology

Jiawei Lu, Weiming Tang, Wenhao Zhou, Ziming Wang, Shuaiding Han, Yuhan Peng, Maojia Zhou, Qin Su

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: January 19, 2026; accepted: February 11, 2026; published: March 2, 2026

Abstract

Carbon dioxide (CO₂) storage technology is a core pathway to address global warming and achieve the “dual carbon” goals, and has become a research hotspot in the petroleum and environmental protection fields. This paper systematically summarizes the core principles and main types of CO₂ storage technology, focuses on analyzing the research status and key technological progress at home and abroad, discusses the current bottleneck problems, and looks forward to the future development

文章引用: 鲁佳伟, 唐伟茗, 周文豪, 王子鸣, 韩帅定, 彭宇翰, 周茂佳, 苏琴. 二氧化碳埋存技术的研究现状及进展[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(1): 61-67. DOI: 10.12677/jogt.2026.481008

trends. Research shows that CO₂ storage technology has gradually advanced from theoretical exploration to field tests and industrial demonstration, with geological storage (depleted oil and gas reservoirs, deep saline aquifers, coal seams) as the current mainstream direction. Foreign countries have formed mature industrialization models, while China is in the transition stage from field tests to industrialization, having made significant breakthroughs in storage mechanisms and engineering technologies. However, it still faces issues such as technical bottlenecks, high costs, and insufficient industrial collaboration. In the future, it is necessary to promote the large-scale, economical, and safe application of the technology through core technological research, policy support, and cross-industrial collaboration, so as to provide support for the global low-carbon transition.

Keywords

Carbon Dioxide Sequestration, Geological Sequestration, Research Status, Technical Progress, Development Bottlenecks

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

全球气候变暖引发的环境问题日益严峻, CO₂ 作为主要温室气体, 其减排与封存已成为国际社会的共识。我国提出 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的战略目标, 对 CO₂ 减排技术提出了迫切需求[1]。CO₂ 埋存技术通过将工业排放的 CO₂ 捕集后, 利用地质构造或其他介质进行长期封存, 可有效减少大气中 CO₂ 浓度, 是实现大规模碳减排的关键技术之一[2]-[4]。

CO₂ 埋存技术涵盖地质埋存、海洋埋存、化学埋存等多种类型, 其中地质埋存因技术成熟度高、封存潜力大, 成为当前研究与应用的重点[5]。近年来, 国内外在埋存机理、工程技术、矿场试验等方面开展了大量研究, 形成了一系列成果, 但仍面临技术、经济、安全等多重挑战。基于现有研究成果, 本文聚焦 CO₂ 埋存技术的研究现状与进展, 为技术优化与产业化推广提供参考。

2. CO₂ 埋存技术核心原理与主要类型

2.1. 核心原理

CO₂ 埋存的核心是通过物理或化学作用将其固定于特定介质, 实现与大气的长期隔离[2]。物理捕集机理依靠地质构造的封闭性(如盖层遮挡、水动力滞留), 使 CO₂ 在地下储层形成物理封存; 化学捕集机理则通过 CO₂ 与地层岩石、流体发生反应, 生成稳定的碳酸盐矿物, 实现永久矿化埋存[6]。

2.2. 主要类型

CO₂ 埋存技术主要分为地质埋存、海洋埋存与化学埋存三类:

其中地质埋存是技术最成熟、应用最广泛的类型, 具体涵盖枯竭油气藏埋存、深部咸水层埋存、煤层埋存三种形式: 枯竭油气藏埋存可依托现有设施, 同步实现 CO₂ 封存与原油增产; 深部咸水层因分布广、封存潜力大, 成为规模化埋存的核心方向; 煤层埋存则通过 CO₂ 与煤层气的置换作用, 在封存 CO₂ 的同时提升煤层气采收率[7]。

海洋埋存是将 CO₂ 注入深海或海底沉积物, 但该方式存在潜在生态风险, 目前应用范围有限[8]。

化学埋存通过化学反应将 CO₂ 转化为稳定化学物质, 虽能实现长期封存, 但成本较高, 当前仍处于

实验室研究阶段[2]。

三类埋存方式的优缺点差异如表 1 所示。

Table 1. Comparison of advantages and disadvantages of CO₂ sequestration methods

表 1. CO₂ 埋存方式的优缺点对比

埋存类型	优点	缺点
地质埋存	1) 技术成熟度高、应用广泛 2) 可实现原油增产	低渗油藏易出现气窜，影响封存效率与安全性
海洋埋存	1) 封存潜力极大 2) 可置换天然气水合物	1) 成本高、技术难度大 2) 泄漏易引发海水酸化等生态风险
化学埋存	封存稳定性强，一定程度实现永久封存	1) 反应周期长 2) 对高温高压等技术条件要求苛刻

3. CO₂ 埋存技术研究现状

3.1. 国外研究现状

国外 CO₂ 埋存技术研究起步早，已形成完善的技术体系并开展多项产业化示范项目，核心集中于地质埋存领域。

美国是 CO₂ 埋存技术应用最广泛的国家，尤其在枯竭油气藏埋存与驱油结合(CO₂-EOR)方面经验丰富。得克萨斯州 SACROC 区块的 CO₂ 混相驱项目自 1981 年实施以来，累计封存 CO₂ 超过 3.9×10^8 t，累计增油 2456×10^4 t，采收率提高 26 个百分点以上，验证了油气藏埋存的技术可行性与经济效益[9]。而 2022 年该区块完成技术升级，通过泡沫调驱技术解决了低渗透储层气窜问题，年封存能力从原 300 万吨提升至 450 万吨，实现了传统项目的效能迭代。

加拿大 Weyburn 油田通过 320 公里长输管道输送 CO₂，截至 2020 年累计封存 CO₂ 超过 3000 万吨，提高采收率 10% 以上，成为全球 CO₂ 驱油与埋存协同发展的典范，其在渗漏风险评估、安全监测等方面的技术经验具有重要借鉴意义[10]。

挪威 Northern Lights 海上咸水层 CO₂ 封存项目自 2024 年商业化运行以来未发生泄漏，累计埋存 CO₂ 超 300 万吨，为深部咸水层规模化封存的可行性与安全性提供了最新实践验证，也为跨国界 CCS 监测技术积累了关键数据[11]。

整体来看，国外已实现“捕集 - 输送 - 埋存”全产业链覆盖，在混相驱机理、长距离管道输送、安全监测等方面形成核心技术优势，依托政策补贴与市场化运作，实现了经济效益与环境效益的统一。

3.2. 国内研究现状

我国 CO₂ 埋存技术研究始于 20 世纪 90 年代，近年来在国家科技重大专项支持下，取得突破性进展，逐步从理论研究走向矿场试验与示范，核心集中于陆相油藏地质埋存。

在矿场试验方面，吉林、大庆、胜利等油田开展了多 CO₂ 驱油与埋存试验[12]。吉林油田大情字井区块作为国内核心示范区，储层为低孔低渗碎屑岩，通过构建适合地质埋存的格架，累计注 CO₂ 超过 250×10^4 t，年产油能力超过 10×10^4 t，黑 79 北小井距试验区 CO₂ 混相驱预计提高采收率 25 个百分点以上[13]。大庆油田在树 101 特低渗透油藏开展 CO₂ 非混相驱试验，累计注 CO₂ 189×10^4 t，预计提高采收率 10 个百分点以上[14] [15]。胜利油田高 89-1 区块 CO₂ 近混相驱先导试验，截至 2021 年累计增油 8.6×10^4 t，预测提高采收率 17.2 个百分点[16]。

在埋存潜力方面, 研究表明我国主要沉积盆地深层咸水层可埋存 CO_2 约 $14350 \times 10^8 \text{ t}$, 46 个含油气盆地可埋存约 $78 \times 10^8 \text{ t}$, 68 个主要煤层区可埋存 CO_2 约 $120 \times 10^8 \text{ t}$, 地下空间容量可供我国 CO_2 地质埋存使用 1000 年以上, 封存潜力巨大[17] [18]。

技术层面, 国内已形成陆相油藏 CO_2 埋存理论体系, 在分层注气工艺、井筒腐蚀防护、产出气循环利用等方面取得关键突破, 但整体仍处于矿场试验向产业化过渡阶段, 在低浓度 CO_2 捕集、超临界长距离输送、安全监测等方面仍存在技术瓶颈[19]。

4. CO_2 埋存关键技术进展

4.1. 埋存量计算技术

形成了多维度埋存量计算方法, 包括理论埋存量、有效埋存量、实际埋存量和匹配埋存量四级评价体系。针对混相驱与非混相驱不同场景, 建立了相应的计算模型, 如基于原始地质储量、采收率增幅的混相驱埋存量计算公式, 以及考虑地层流体替换的非混相驱埋存量计算方法[20]。类比法也得到应用, 通过参照已实施项目的 CO_2 利用系数, 快速估算目标区块埋存潜力[9]。

4.2. 安全监测技术

构建了多手段协同监测体系, 包括注入井压力监测、废弃井密封性监测、地下运移分布监测及环境影响监测[21]。地下运移监测采用四维地震、微地震、气相示踪剂等技术, 可精准追踪 CO_2 运移路径与分布范围[22]; 泄漏监测以“土壤碳通量 + 碳同位素”为核心, 建立直线布点与网状布点两种监测模式, 及时发现潜在泄漏风险[19]。

4.3. 注采与防腐技术

开发了分层注气工艺, 解决陆相油藏层间非均质性导致的吸气不均问题[23]; 形成高气油比井高效举升技术, 保障生产稳定性[24]。防腐技术方面, 明确了 CO_2 腐蚀机理, 筛选出适配不同钢材的缓蚀剂类型及用量, 建立了周期性注入、连续性注入等现场加注方式, 有效控制管道与井筒腐蚀[25]。

4.4. 地面工程技术

在 CO_2 捕集方面, 应用胺吸收法、变压吸附法、低温分离法等工艺, 实现不同浓度 CO_2 的分离提纯, 吉林油田对高 CO_2 含量天然气藏的物理分离捕集成本显著降低[13]。管道输送形成气相、液相、超临界三种方式, 超临界输送因成本优势成为规模化应用的优选方向; 地面注入技术涵盖液相、密相、超临界注入, 适配不同矿场场景[26]。

5. CO_2 埋存技术面临的瓶颈

5.1. 技术层面

低渗透油藏先天具有强非均质性特征, 储层孔隙结构复杂、渗透率差异大, 导致 CO_2 注入后易沿高渗通道发生气窜, 不仅降低 CO_2 埋存封存量与封存效率, 还易突破盖层造成泄漏隐患, 严重影响地质埋存的安全性[27]; 低浓度工业烟气(CO_2 浓度 8%~15%)捕集技术尚未实现低成本产业化, 现有工艺捕集效率仅 60%~75%, 且单位能耗与设备投入居高不下, 成为制约规模化碳源封存利用的核心瓶颈[28]。此外, CO_2 注入过程中易引发地层黏土矿物膨胀、微粒运移等问题, 造成储层孔喉堵塞与地层伤害[29], 而 CO_2 的强腐蚀性对输送管道、注入井筒的材质选型与防腐工艺提出严苛要求, 现有防腐技术的长效性与适配性仍需提升, 技术可靠性有待进一步验证[30]。

5.2. 经济层面

CO₂ 埋存项目属于重资产投入领域，前期捕集装置、长距离输送管网、地下注入井网等基础设施建设资金投入大，其中低浓度 CO₂ 捕集与超临界长距离运输环节的单位成本占比超 75%，直接推高项目整体运营成本；受技术与成本制约，项目投资回收周期普遍长达 15~20 年，投资回报率偏低[31]。国内碳市场发展尚不成熟，碳价长期维持在低位水平，且碳减排量核算标准未实现捕集、输送、埋存全流程覆盖，无法有效弥补项目运营成本[32]；同时缺乏针对低浓度 CO₂ 捕集、核心防腐材料研发等关键环节的专项补贴政策，现有补贴多面向示范项目，覆盖范围窄、持续周期短，企业参与碳埋存项目的经济激励不足，多数项目仍依赖政府财政资金支持，市场化自主运作能力严重缺失[33]。

5.3. 产业与政策层面

CO₂ 排放源与地质埋存区存在显著的空间分布错配问题，国内 70%以上的工业碳源(电厂、化工厂等)集中在东部沿海及中部城市群，而 80%以上具备规模化埋存条件的枯竭油气藏、深部咸水层主要分布在西北、东北等油气产区，碳源与埋存区间平均距离超 800 km，跨区域输送的物流成本与协调难度大幅增加[34]。同时技术标准与监管体系不完善，深部咸水层埋存量核算、CO₂ 长期监测技术规范、泄漏风险应急处置等关键领域的国家标准尚未统一，不同企业的技术应用与项目运营缺乏统一规范约束，行业准入门槛与监管机制不健全，严重制约了 CO₂ 埋存技术全产业链的培育与发展[35]。

6. CO₂ 埋存技术发展展望

6.1. 技术创新方向

聚焦低浓度 CO₂ 低成本捕集技术方向，研发高效低能耗化学吸收剂与优化型解吸反应器，推动捕集成本持续下行；优化超临界长距离输送技术体系，研制低成本耐蚀抗裂特种钢管材，实现运输成本显著降低；加强 CO₂ 与原油混相技术创新，开发聚合物增黏、泡沫调驱等强化采油技术，有效扩大波及体积；升级安全监测技术方案，构建“空天-近地表-油气井-地质体”一体化监测预警系统，提升全流程安全管控能力。

6.2. 产业化推广路径

完善政策支持与市场化机制，出台专项补贴政策，对长输管道建设、低浓度 CO₂ 捕集给予资金支持；依托全国碳交易市场，明确 CO₂ 减排量核算标准，让企业获得额外经济收益。鼓励跨行业合作，构建“碳源-运输-埋存”协同体系，推进百万吨级 CCUS-EOR 示范工程建设，积累规模化应用经验。

6.3. 国际合作与区域布局

加强与美国、加拿大等技术先进国家的合作，引进成熟技术与管理经验，开展联合研发。结合我国资源分布特点，重点布局松辽盆地、鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地等八大战略区域，实现气源与埋存区的优化匹配，推动从单油藏到构造整体控制区域的规模化埋存。

7. 结论

CO₂ 埋存技术是保障能源安全、实现碳减排目标的关键支撑，具有广阔的发展前景。国外已形成成熟的技术体系与产业化模式，国内处于矿场试验向产业化过渡的关键阶段，在地质埋存潜力、核心技术研发、矿场实践等方面取得显著进展。当前，技术瓶颈、成本高企、产业协同不足是制约技术规模化发展的主要问题。未来，需通过核心技术攻关、政策支持、跨行业协同与国际合作，推动 CO₂ 埋存技术向

规模化、经济化、安全化方向发展,为我国“双碳”目标实现与全球低碳转型提供重要保障。

参考文献

- [1] 余碧莹, 赵光普, 安润颖, 等. 碳中和目标下中国碳排放路径研究[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2021, 23(2): 17-24.
- [2] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 碳中和目标下 CO₂ 捕集利用与封存(CCUS)技术进展、挑战与展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 217-232.
- [3] 李海峰, 王强. CCUS 中 CO₂ 利用和地质封存研究[J]. 现代化工, 2022, 42(10): 86-91.
- [4] Zhang, Z. and Huisingh, D. (2017) Carbon Dioxide Storage Schemes: Technology, Assessment and Deployment. *Journal of Cleaner Production*, **142**, 1055-1064. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.06.199>
- [5] 廖志伟, 羊俊敏, 钟翔宇, 等. 二氧化碳地质封存技术研究进展综述[J]. 地下空间与工程学报, 2024, 20(S1): 497-507.
- [6] 刘冰. CO₂ 油气藏埋存技术现状及实例分析[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2016.
- [7] 江怀友, 沈平平, 钟太贤, 安晓璇, 乔卫杰. 二氧化碳埋存与提高采收率的关系[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(6): 52-55.
- [8] 贺凯. CO₂ 海洋封存联合可燃冰开采技术展望[J]. 现代化工, 2018, 38(4): 1-6.
- [9] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国 CO₂ 驱油技术应用及启示[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 209-216.
- [10] Malik, Q.M. and Islam, M.R. (2000) CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage with Horizontal Wells. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, 3-5 April 2000, SPE 59327-MS. <https://doi.org/10.2118/59327-MS>
- [11] Meneguolo, R., Thompson, N., Acuna, C., et al. (2024) Subsurface Maturation in a Saline Aquifer CCS Project Development. Experience from the Northern Lights Project, Offshore Norway. <https://doi.org/10.1144/geoenergy2024-013>
- [12] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与埋存技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-729.
- [13] 王国锋. 吉林油田二氧化碳捕集、驱油与埋存技术及工程实践[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 219-230.
- [14] 刘向斌. 大庆榆树林油田树 101 区块二氧化碳驱封存技术研究[D]: [硕士学位论文]. 杭州: 浙江大学, 2012.
- [15] 罗二辉, 胡永乐, 李保柱, 等. 中国油气田注 CO₂ 提高采收率实践[J]. 特种油气藏, 2013, 20(2): 1-7.
- [16] 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏 CO₂ 驱技术研究与实践[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 11-19.
- [17] 李小春, 刘廷锋, 白冰, 等. 中国深部咸水含水层 CO₂ 储存优先区域选择[J]. 岩石力学与工程学报, 2006(5): 963-968.
- [18] 郭建强, 文冬光, 张森琦, 等. 中国二氧化碳地质储存潜力评价与示范工程[J]. 中国地质调查, 2015, 2(4): 36-46.
- [19] 袁士义, 马德胜, 李军诗, 等. 二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 828-834.
- [20] 王高峰, 秦积舜, 黄春霞, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱同步埋存量计算[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(27): 148-154.
- [21] 刘瑛, 王香增, 杨红, 等. CO₂ 驱油与封存安全监测体系的构建及实践——以黄土塬地区特低渗透油藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 144-152.
- [22] 杨扬, 马劲风, 李琳. CO₂ 地质封存四维多分量地震监测技术进展[J]. 地球科学进展, 2015, 30(10): 1119-1126.
- [23] 向勇, 侯力, 杜猛, 等. 中国 CCUS-EOR 技术研究进展及发展前景[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 1-17.
- [24] 刘永辉, 张楠, 潘若生, 等. CO₂ 驱低液量高气液比井下气锚模拟与优化[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(6): 131-137.
- [25] 张德平, 马锋, 吴雨乐, 等. 用于 CO₂ 注气驱的油井缓蚀剂加注工艺优化研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(2): 103-109.
- [26] 王峰, 黎政权, 张德平. 吉林油田 CCUS-EOR 技术攻关与实践新进展[J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 76-82.
- [27] 刘志远, 赵海峰, 甘贵鹏, 等. 基于转向临界能量的超低渗透油藏注 CO₂ 气窜缝网形成机理[J]. 特种油气藏, 2025, 32(4): 94-103.

-
- [28] 翁艺斌, 吴瑞, 蔡明玉, 等. “双碳”目标下 CCUS 全产业链发展现状及未来发展策略[J]. 油气与新能源, 2025, 37(3): 17-23+31.
- [29] Yang, X.Y., Xie, J.Y., Ye, X.P., *et al.* (2023) Migration of Mineral Particles and Mechanism of Injection Plugging during CO₂ Geological Storage in Low-Permeability Reservoirs. *Journal of China Coal Society*, **48**, 2827-2835.
- [30] 郝锋, 张宗峰, 王宏民, 等. CO₂ 地质封存注入井固井水泥: 腐蚀机理、改性与应用研究进展[J]. 煤田地质与勘探, 2026, 54(1): 167-183.
- [31] 周小琳, 刘亚雯, 韩洁平, 等. 中国燃煤电厂碳捕集、利用与封存投资综合效益预测[J]. 资源科学, 2024, 46(8): 1604-1619.
- [32] 付迪, 唐国强, 赵连增, 等. CCUS 全流程经济效益分析[J]. 油气与新能源, 2022, 34(5): 109-115.
- [33] 韩洁平, 姜玉国. 基于碳排放权交易策略的燃煤电厂 CCUS 经济效益研究[J]. 煤炭经济研究, 2024, 44(1): 188-194.
- [34] 苏小宁, 邱纪翔, 栾利民, 等. 碳中和目标下中国碳捕集、利用与封存源汇匹配与集群布局研究[J]. 气候变化研究进展, 2025, 21(3): 373-386.
- [35] 朱磊, 周尚哲, 王帅, 等. 我国 CO₂ 地质封存审批监管体系关键问题研究[J]. 中国矿业, 2025, 34(9): 85-92.