

## 二氧化碳地质封存与利用新进展

王光付<sup>1,2</sup>, 李阳<sup>3</sup>, 王锐<sup>1</sup>, 周银邦<sup>1</sup>, 贾英<sup>1</sup>

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206;  
3. 中国石油化工股份有限公司, 北京 100728)

**摘要:** 为了推动碳减排, 实现碳中和目标, 分析研究了CO<sub>2</sub>捕集、利用与封存(CCUS)技术进展, 提出了存在问题和 directions。研究表明: 全球CCUS产业发展迅速, 截至2023年底, 全球大型CCUS项目数量达到392个, 比2022年增加了一倍, 已初步具备商业化运营的技术条件。CO<sub>2</sub>封存与利用研究应用不断取得新进展: ①CO<sub>2</sub>地质封存体表征和建模采用表征体元(REV)技术, 将微观尺度的属性应用于宏观尺度的地质模型, 用应变张量数据进行封存体动态表征和监测。综合应用地球化学成像、微地震、地温以及大气监测技术方法进行封存体泄漏监测。建立不同沉积类型储层模拟技术, 模拟封存体内不同CO<sub>2</sub>羽流迁移情景和封存潜力。②大数据和人工智能广泛应用于CCUS。建立了基于深度学习和耦合地质力学的CO<sub>2</sub>封存风险快速评估代理模型。用机器学习预测或评估剩余油区CO<sub>2</sub>提高采收率和封存效率。③CO<sub>2</sub>驱油新技术及应用新领域取得新进展。发展了CO<sub>2</sub>驱与低矿化度水驱交替注入、CO<sub>2</sub>微纳米气泡驱油、CO<sub>2</sub>加增黏剂驱油和CO<sub>2</sub>泡沫驱油等技术, 应用于矿场试验取得良好效果。CO<sub>2</sub>驱油领域从中-低渗透砂岩油藏、致密砂岩油藏拓展到残余油带、页岩油藏及天然气藏。CCUS也面临长期封存安全性、经济性、技术不确定性等问题和挑战, 需要进一步完善法律、法规, 开展多学科研究与技术创新, 加强国际合作, 大力发展CO<sub>2</sub>地质封存与利用新技术, 保障CO<sub>2</sub>长期封存安全性, 提高商业运营经济性。

**关键词:** 安全性评价, 表征体元(REV), 微纳米气泡, 残余油带(ROZ), 地质封存体, CO<sub>2</sub>驱油, CO<sub>2</sub>捕集与封存(CCS), CO<sub>2</sub>捕集、利用与封存(CCUS)

中图分类号: TE357

文献标识码: A

## Recent advances in geological carbon dioxide storage and utilization

WANG Guangfu<sup>1,2</sup>, LI Yang<sup>3</sup>, WANG Rui<sup>1</sup>, ZHOU Yingbang<sup>1</sup>, JIA Ying<sup>1</sup>

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 3. SINOPEC Corp., Beijing 100728, China)

**Abstract:** To promote carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emission reduction and achieve carbon neutrality, we analyze recent technical advances in carbon capture, utilization, and storage (CCUS), highlighting existing challenges and future directions. The findings indicate that the global CCUS industry is undergoing rapid growth, with the number of large-scale CCUS projects worldwide reaching up to 392 by the end of 2023, twice the number in 2022, demonstrating the preliminary commercial viability of CCUS. Significant progress have been made in the research and application of the geological storage and utilization of CO<sub>2</sub>, including (1) the use of representative elementary volume (REV) in the characterization and modeling of geological CO<sub>2</sub> storage reservoirs, enabling the application of microscopic properties to macroscopic geological models; the utilization of strain tensors in the dynamic characterization and monitoring of storage reservoirs; the comprehensive application of many techniques, including geochemical imaging, micro-seismic, fiber optics, and geothermal and atmospheric monitoring for leakage detection of the CO<sub>2</sub> storage reservoirs; and the development of simulation techniques to simulate various CO<sub>2</sub> plume migration scenarios and sequestration potentials in the storage reservoirs, tailored to the various types of sedimentary reservoirs; (2) the wide application of big data technologies and artificial intelligence (AI) in CCUS, including the development of proxy models for the rapid risk assessment of CO<sub>2</sub> sequestration based on deep learning and coupled geomechanics and the utilization of machine learning

收稿日期: 2024-05-15; 修回日期: 2024-07-06。

第一作者简介: 王光付(1965—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 油气田开发。E-mail: wanggf\_syky@sinopec.com。

通信作者简介: 李阳(1958—), 男, 中国工程院院士, 油气田开发。E-mail: liyang\_syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金联合基金项目(U23B6004)。

to predict or assess the CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery (EOR) and storage efficiency in residual oil zones; (3) significant progress in the new techniques for CO<sub>2</sub> EOR and their application in new fields. Emerging techniques, such as alternating injection of CO<sub>2</sub> and low mineralized water, CO<sub>2</sub> micro-nano bubble flooding, thickener-assisted CO<sub>2</sub> flooding, and CO<sub>2</sub> foam flooding, have shown promising results in field tests. Furthermore, the application of CO<sub>2</sub> flooding has expanded from medium- to low-permeability sandstone oil reservoirs and tight sandstone oil reservoirs to residual oil zones (ROZs), and shale oil and gas reservoirs. However, there are still challenges related to the safety of the long-term sequestration of captured CO<sub>2</sub>, economic viability, and technical uncertainties. Therefore, it is necessary to further improve existing laws and regulations while vigorously developing new techniques for the geological storage and utilization of CO<sub>2</sub> by conducting multidisciplinary research and technological innovation, and promoting international cooperation, with a view to ensuring the safety of the long-term storage of captured CO<sub>2</sub> and enhancing the economic viability of commercial operations.

**Key words:** safety assessment, representative elementary volume (REV), micro-nano bubble, residual oil zone (ROZ), geological storage reservoir, CO<sub>2</sub> flooding, carbon capture and storage (CCS), CCUS

引用格式:王光付,李阳,王锐,等. 二氧化碳地质封存与利用新进展[J]. 石油与天然气地质,2024,45(4):1168-1179. DOI:10.11743/ogg20240419.

WANG Guangfu, LI Yang, WANG Rui, et al. Recent advances in geological carbon dioxide storage and utilization[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4):1168-1179. DOI:10.11743/ogg20240419.

## 1 CCUS 概况

温室气体减排是全世界达成的共识。在不改变能源结构的前提下,二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS)技术被认为是最有前景的碳减排技术之一,也是应对全球气候变化的重要手段之一<sup>[1]</sup>。在一系列国际重大事件和多个国家政策的推动下,CCUS迎来了快速发展的机遇。

截至2023年底,全球大型CCUS项目数量达到392个(图1),比2022年增长104%,捕集能力达到 $3.61 \times 10^8$  t/a,较2022年增长49%。北美地区共有202个项目<sup>[2]</sup>,其中已完成的21个处于运营阶段,9个处于建设阶段,80个处于深度开发阶段,92个处于早期规划阶段。从产业项目角度分析,乙醇生产69个,CO<sub>2</sub>输送与封存48个;氨、氢气和肥料生产25个,发电厂与热能28个,天然气处理16个。目前,全球新规划或建设的 $500 \times 10^4 \sim 1\,000 \times 10^4$  t/a的集群化项目有24个<sup>[3]</sup>,主要分布于北美、欧洲和亚太地区,如美国墨西哥湾休斯顿 Ship Channel CCUS 产业集群(埃克森美孚: $1 \times 10^8$  t/a)、美国 Summit Carbon Solution CCS 产业集群( $1\,000 \times 10^4$  t/a)、荷兰鹿特丹 Aramis CCS 产业集群(道达尔/壳牌: $2\,000 \times 10^4$  t/a)、挪威 Longship CCS 产业集群( $150 \times 10^4 \sim 500 \times 10^4$  t/a)、英国苏格兰 Acorn CCS 产业集群( $500 \times 10^4 \sim 1\,000 \times 10^4$  t/a)及中国华东地区产业集群( $1\,000 \times 10^4$  t/a)等。

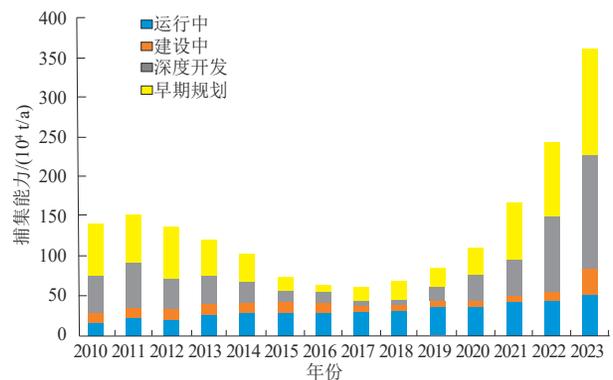


图1 全球CCS/CCUS大型示范工程建设和运营现状(数据来源于全球碳捕集与封存研究院<sup>[4]</sup>)

Fig. 1 Status-quo of the construction and operation of global large-scale CCS/CCUS demonstration projects (data sourced from GCCSI<sup>[4]</sup>)

政策法规加速出台。截至目前,全球约有140个国家或经济体公开承诺净零排放或碳中和。国际各大石油公司纷纷将低碳转型作为重要方向,大力发展CCUS技术。在此背景下,碳市场、碳税、碳金融等碳定价机制发展迅速。欧盟碳市场碳价从50美元/t增长至90美元/t,北欧四国碳税价格更是高至70~140美元/t<sup>[4]</sup>。近期,欧盟碳边界调节机制法案(CBAM)立法通过,将针对碳排放水平较高的进口产品征收相应的费用或配额,将极大促进区域CCUS技术发展。美国从战略规划、技术研发、基础设施建设和项目运行等多方面出台了补贴扶持政策,2008年出台45Q法案,近期通货膨胀

胀抑制法案强化了45Q补贴力度,驱油从35美元/t增加至60美元/t,地质封存从50美元/t增加至85美元/t,直接空气捕集CO<sub>2</sub>用于驱油的补贴135美元/t,用于封存的补贴180美元/t。此外,能源2020法案对碳捕集、封存、利用各个阶段的技术成熟度提升,以及项目示范给予了持续资助,CCUS技术创新逐步加速,产业化发展初具雏形,项目基本都具有经济性<sup>[5]</sup>。美国的碳边境调节机制法案[《清洁竞争法(Clean Competition Act)》,简称CCA]与欧盟CBAM类似,CCA对进口商品征收CO<sub>2</sub>排放费用,并将收入提供给发展中国家。总的来说,欧美发达国家已经较大程度实现了能源结构低碳化,对碳关税抱着积极推进的态度,而新兴市场国家以及部分高碳排放发达国家普遍将碳关税看作是贸易保护行为。近期,国际石油公司纷纷收购碳资产运营公司,增加CCUS技术的研发投入及示范应用规模,为油气公司能源转型打下坚实基础。

中国的CCUS技术正处于快速发展阶段,政府也十分重视CCUS技术,并将其作为实现“双碳”目标的重要途径,已对多个沉积盆地CO<sub>2</sub>地质封存潜力进行了评估。《中国CO<sub>2</sub>捕集利用与封存年度报告(2023)》<sup>[2]</sup>中提到,理论CO<sub>2</sub>地质封存容量为(1.21~4.13)×10<sup>15</sup> t,包括油藏和咸水层。目前,已经初步形成了碳捕集、利用与封存的全流程技术体系,规划和建成了多个CCUS示范项目,如胜利百万吨级和华东千万吨级CCUS项目,鄂尔多斯的CO<sub>2</sub>地质封存工程也证明了技术的可行性。在安全性监测技术体系和环境风险监测研究方面,建立了一系列指标体系和评价方法,但在关键技术突破、成本降低和安全性评估方面依然面临诸多挑战。

## 2 CO<sub>2</sub>地质封存技术新进展

### 2.1 CO<sub>2</sub>地质封存储集体表征

CO<sub>2</sub>地质封存储集体表征包括CO<sub>2</sub>地质封存选址和潜力评价、CO<sub>2</sub>地质封存体表征与建模。

#### 2.1.1 CO<sub>2</sub>地质封存选址及潜力评价

在CCS项目中,选址和潜力评价是项目启动阶段至关重要的初始步骤,会直接影响到项目的经济可行性和环境安全性。Bachu在2003年提出了盆地级筛选指标;碳封存领导人论坛(CSFL)和欧盟的最佳实践手册也相应提出了不同的场地级选址方案;国际标准化组织(ISO TC265)在2011年建立了CO<sub>2</sub>封存的国际标

准,其中小部分内容提到了筛选,但指标参数相对较粗,大多针对咸水层CO<sub>2</sub>地质封存。CO<sub>2</sub>地质封存潜力评价的方法各不相同<sup>[6-8]</sup>,根据需求不同可以分为国家级、盆地级、区域级和场地级,而依据资料获得程度不同又可分为理论封存量、工程封存量和经济封存量<sup>[9]</sup>。

目前已研发了一系列筛选和模拟工具<sup>[10-12]</sup>,专为技术和非技术用户提供快速、可靠的地质封存潜力评价,包括GIS地图、审查区域(AOR)概率评估、基于蒙特卡洛的敏感性分析和存储效率因素评估等<sup>[13]</sup>,整合地质结构、现有基础设施和水文等数据,提供便于导航和数据检索的类别划分,提高地质碳封存项目选址和封存容量的估算效率和准确性<sup>[14]</sup>。

CO<sub>2</sub>封存场址的筛选有了进一步的扩展。传统的CCS储层主要针对多孔岩石构造,如砂岩和以原始孔隙为主的碳酸盐岩含水层,目前寻找潜在CO<sub>2</sub>储层储层的范围扩展到了非传统地质环境,如天然裂缝发育的碳酸盐岩储层,在断裂发育的地区通过弹性P波和S波绘制小尺度断裂以用于地质封存选址<sup>[15]</sup>。另外,残余油带(ROZ)在不同区域成为有利的CO<sub>2</sub>地质封存场址,同时也能提高原油采收率,具有较好的应用前景<sup>[16]</sup>。页岩储层也可能会成为CO<sub>2</sub>地质封存的一种类型<sup>[17-19]</sup>。

#### 2.1.2 CO<sub>2</sub>地质封存储层表征与建模

CO<sub>2</sub>地质封存储层表征与建模研究包括对不同地质构造的储层特性进行详细表征,评估封存潜力和风险以及开发用于监测和建模的新技术。目前突出储层表征及建模技术在CO<sub>2</sub>封存领域的持续研究和研发工作,强调了多学科集成表征、风险评估、容量估算以及注入监测和建模技术的重要性,评估CO<sub>2</sub>注入而构建静态地质模型的过程,强调了储层表征和安全性评价对于最大化封存空间及减轻CO<sub>2</sub>羽流迁移的重要性,确保CO<sub>2</sub>的安全和有效封存。

1) 应用多学科综合研究表征CO<sub>2</sub>封存体。如在北达科他州CCS项目中,将Broom Creek地层作为封存CO<sub>2</sub>目标储层,采用了构造地质、岩石物理、岩心分析及地质力学等综合方法进行表征<sup>[20]</sup>。CCS岩石物理学表征不同于传统油气,因为前者向地下注入流体,地表压力高于地下压力,而后者是采出流体,地下压力高于地表压力<sup>[21]</sup>。此外,应用地球化学手段可以实时表征储层,有效增强CO<sub>2</sub>注入监测数据采集。

2) 基于沉积作用量化表征CO<sub>2</sub>封存体非均质性。沉积岩一直是CO<sub>2</sub>地质封存的主体,沉积作用在CO<sub>2</sub>地质封存过程中的影响日益显现<sup>[22-24]</sup>。壳牌Quest项目在

下寒武统砂岩(BCS)封存了超过 $700 \times 10^4$  t的 $\text{CO}_2$ ,针对不同沉积类型储层及其非均质性特点,模拟了封存体内不同的 $\text{CO}_2$ 羽流迁移情景和封存潜力。为了解决表征数据缺乏的问题,识别出4种沉积相类型,包括海相、三角洲相、河流相以及潮汐为主的潮下沉积。根据岩心资料评价了沉积作用及其对孔隙度和渗透率的影响,研究表明:黏土和粉砂对渗透率起着关键的控制作用,即使在粗粒沉积物中,黏土含量每增加2%~3%,也会使垂直渗透率和水平渗透率降低3个数量级。 $\text{CO}_2$ 地质封存是一个长期注入的过程,沉积非均质性会影响 $\text{CO}_2$ 在地下的迁移和分布,造成 $\text{CO}_2$ 羽流在不同的部位快速聚集或缓慢迁移,量化表征沉积非均质性对于 $\text{CO}_2$ 羽流运移和安全封存具有重要作用。不同的沉积类型对于 $\text{CO}_2$ 拥有不同的封存性能,如海相沉积大范围连续高渗储层优于复杂的陆相沉积,陆相沉积中风成砂岩优于河流三角洲沉积。沉积体内部夹层可以作为 $\text{CO}_2$ 迁移的屏障,在长期封存过程中影响 $\text{CO}_2$ 在地下的分布和封存效率,因此识别夹层对于优化 $\text{CO}_2$ 注入策略和提高封存效率至关重要。

3) 应用多种技术探索 $\text{CO}_2$ 地质封存体建模方法。在跨尺度建模方面应用了表征体元(REV)技术,实现属性模型的跨尺度表征,将微观尺度的属性应用于宏观尺度的地质模型,大多数研究均利用该方法进行 $\text{CO}_2$ 地质封存建模。如荷兰的P18油田B砂岩组被选定为 $\text{CO}_2$ 的地质封存场址<sup>[25]</sup>,通过分析P18油田岩心和薄片分析,明确了该地区沉积是由风成砂岩和河流相沉积环境交错组成,风成砂岩孔渗高于河流相,样品出现双峰型微观孔隙结构,研究中使用Micro-CT 3D图像的表征体元技术对微观属性结果进行了放大,确定了沉积环境对 $\text{CO}_2$ 注入的影响<sup>[26]</sup>。此外,对比废弃油田和咸水层建模方法,突出数据可用性、不确定性和获取机制方面的差异;探索页岩气藏超临界 $\text{CO}_2$ 压裂的全过程模拟,对 $\text{CO}_2$ 利用和封存的效率进行评估。

4) 通过地质力学表征建立地质力学模型。探索了在CCUS期间使用应变张量数据进行油藏表征和监测的方法。现场测试和模拟表明,测量和解释浅层应变张量对于初始表征和长期监测均具有很高价值,能够解决大规模 $\text{CO}_2$ 封存的地质力学风险,如断层重新活化和诱发地震。识别了当前地质力学风险评估工作流程存在的问题,使用耦合热-水-力学模拟来理解断层重新活化及其对泄漏潜力的影响,并提出了基于模拟的改进流程。对断裂发育地区开展地质力学建模,如表征储层和上覆盖层中天然断裂类型、方向和分布,应用于DFN建模<sup>[27-28]</sup>,并对 $\text{CO}_2$ 注入进行三维储层地

质力学建模,研究天然裂缝对 $\text{CO}_2$ 注入和封存能力的影响以及密封失效风险。

## 2.2 $\text{CO}_2$ 地质封存安全性评价

$\text{CO}_2$ 地质封存安全性评价涉及地下安全性评价、地面安全性监测以及井筒安全性评价等3个方面。其中,地下安全性评价包括盖层和断层封闭性评价,地面安全性主要是指泄漏安全监测,井筒安全性评价则是对井筒完整性和泄漏风险的评估。

### 2.2.1 $\text{CO}_2$ 地质封存地下安全性评价

地质封存安全性评价涉及 $\text{CO}_2$ 地质封存相关的多个领域,包括泥岩盖层的毛细管封闭性能评价、基于风险的审查区域划定、碳封存库的随机泄漏估计、废弃井的风险评估和量化、浅部含水层损害识别的触发条件建立、 $\text{CO}_2$ 地质封存中的环境和财务风险评估,以及在 $\text{CO}_2$ 注入期间使用响应面方法和多层模型对盖层完整性开展的概率评估。

在 $\text{CO}_2$ 地质封存领域,确保封存地点的封闭性至关重要,包括盖层岩石完整性研究、断层封闭性以及可能的泄漏途径和影响的评估。高压高温条件下,研究富含黏土的盖层岩石润湿性、突破压力和 $\text{CO}_2$ 相对渗透率,评估 $\text{CO}_2$ 地质储存的封闭性能,预测并确保盖层在长期封存过程中的稳定性和安全性。使用含水层半解析泄露解决方案SALSA(semi-analytical leakage solution for aquifers)模型对老旧井 $\text{CO}_2$ 泄漏的风险进行评估,划定风险区域并制定相应的监测和预防措施。针对安全性评价方面也开发了一些开源模型,如NRAP-Open-IAM模型<sup>[29]</sup>的应用展示了如何评估碳储存项目的长期永久性,用于评估 $\text{CO}_2$ 在地下封存的长期稳定性,包括盖层的完整性和 $\text{CO}_2$ 的迁移行为。

### 2.2.2 $\text{CO}_2$ 地质封存地面安全性评价及监测

$\text{CO}_2$ 地质封存地面安全性评价主要为泄漏监测,泄漏风险监测技术主要包括微地震技术、光纤、地温、大气监测以及地球化学技术。多种技术的组合可应用于 $\text{CO}_2$ 地质封存的安全性监测,如阿尔及利亚的In Salah项目<sup>[30-31]</sup>引入了地球化学成像技术作为监测 $\text{CO}_2$ 的新兴手段,应用了全氟化碳示踪剂等地球化学手段来调查和检测2007年从邻近油井和盖层岩石注入的示踪气体泄漏。另外,利用深度学习的替代模型,尤其是卷积神经网络(CNN)中的U-Net架构,快速评估 $\text{CO}_2$ 地质封存中的地质力学风险,解决传统耦合多相流和岩土力学模型模拟 $\text{CO}_2$ 封存的计算效率问题<sup>[32-34]</sup>。评

估地质力学风险使用了压力场、CO<sub>2</sub>饱和度、垂直位移和塑形应变等数据,在数据生成后对每个不同的输入和输出进行了归一化,为训练做好准备。

### 2.2.3 CO<sub>2</sub>地质封存井筒安全性评价

CO<sub>2</sub>地质封存影响因素主要有低温冷流体、CO<sub>2</sub>-水-岩矿化反应以及地质条件。注入的CO<sub>2</sub>在地下会形成低温冷流体,可能对井筒和盖层产生交变应力,导致井筒完整性受损,CO<sub>2</sub>与水和岩石相互作用会导致溶蚀,地质构造、岩石类型以及断层分布都会影响井筒的稳定性。其安全性评价涉及:①多场耦合理论。通过研究CO<sub>2</sub>在地下的流动、传热和地质力学理论,评估井筒稳定性。②物理模拟试验。通过实验室模拟井筒在实际地质条件下的情况,预测泄漏风险。③监测技术。利用地震监测、井下压力监测等技术实时监测井筒状态,及时发现潜在的问题。

井筒完整性研究已逐步从探索性研究转为工程应用。目前,CO<sub>2</sub>地质封存井筒完整性评价模型及方法不系统,缺乏井筒完整性安全界限评价方法,对油田中CO<sub>2</sub>咸水层封存的井筒完整性评价针对性不强,亟待构建CO<sub>2</sub>封存过程中井筒完整性评价方法,为CO<sub>2</sub>地质封存项目的决策、评价和现场实施提供有效支撑。

## 2.3 CO<sub>2</sub>地质封存动态模拟

### 2.3.1 CO<sub>2</sub>地质封存注入性模拟

CO<sub>2</sub>地质封存注入性模拟是在渗流力学与地质力学耦合数值模拟方法的基础上发展起来的,在CO<sub>2</sub>地质封存中,需要模拟流体流动(CO<sub>2</sub>的迁移和扩散)和地质力学(岩石的变形和断裂)的相互作用,是基于单向耦合方法进行的流体流动和地质力学耦合模拟。利用测井数据构建多个一维概念地质模型,估算岩石力学特性和强度参数,并根据岩心数据进行校正,再通过地质统计建模方法构建三维概念地质模型。区域应力状态和初始条件是根据现场测量和文献中记录的其他现场观察结果进行校准的。通过模拟,分析储层和盖层的完整性,评估断层承受孔隙压力增量的能力以及CO<sub>2</sub>注入过程中可能出现的地表抬升情况。

研究表明,大规模的CO<sub>2</sub>注入会引起地下压力和应力的变化,并带来潜在的地质力学风险,如地表隆起、盖层破裂、裂缝泄漏CO<sub>2</sub>,或断层重新激活,诱发地震活动。尽管现有的动态油藏和地质力学模拟工具可以评估这些操作风险<sup>[35]</sup>,但所需的计算时间太多,仍然是大规模CCS模拟研究的难点之一。Terada等在2023年提

出了一种以拟稳态压力为空间坐标(PSS-SIM)的流体与地质力学快速耦合模拟方法,该应用基于CCS油藏的预期流动模式,用PSS压力解替代扩散飞行时间(DTOF)作为空间坐标的选择,重点计算CO<sub>2</sub>注入引起的有效应力和平均应力变化;在考虑模型各向异性的同时,可以将耦合模拟的速度提高一个数量级以上,并允许在地质不确定性下快速评估CO<sub>2</sub>注入作业的地质力学风险。

### 2.3.2 CO<sub>2</sub>地质封存羽流运移规律

在地质封存项目的整个生命周期内,有效地监测CO<sub>2</sub>羽流是保证封存安全和封存效率的关键。由于大型储层模型需要考虑高维数、多组分和非等温模拟的复杂物理性质,计算成本过高。因此,Takuto<sup>[36]</sup>提出了一种基于深度学习的加速工作流程,用于模型校准和预测储层中CO<sub>2</sub>羽流的演化。工作流程中神经网络模型可利用监测数据(如井底压力和温度)作为输入,并以预测扩散飞行时间(DTOF)图作为流场的代表性油藏图像。通过选择描述预测DTOF图的训练数据样本集合,实现油藏模型校准。可以从以下2个方面显著提高计算效率:①不使用不同时间步长的多个CO<sub>2</sub>饱和度图,而使用单个DTOF图作为输出图像,DTOF是压力峰传播的到达时间,可以用快速推进法(FMM)快速计算,无需仿真。由于储层动态被压缩到单个DTOF图像中,因此存储器和计算成本显著降低②对地质模型进行优化粗化,大大降低了训练数据的生成成本,采用最优粗化方案,最大限度地减少计算时间,并使模拟井底压力和温度等监测数据的误差最小化。

### 2.3.3 大数据及人工智能在CCUS领域的应用

随着信息化技术的快速发展,大数据和人工智能在CCUS领域的应用逐步加快,主要体现在以下3个方面。

1) 建立基于深度学习的耦合地质力学的CO<sub>2</sub>封存风险快速评估代理模型(U-Net)<sup>[37]</sup>。该模型将渗透率模型与井位信息相连接作为输入,预测压力、流量和重要地质力学参数的时空分布。对于压力、垂直位移和CO<sub>2</sub>饱和度的预测,在输入中包含渗透率数据,显著提高模型的训练和预测性能。在200个测试数据实例上评估了该模型的性能,用于预测多个参数,包括压力、垂直位移、CO<sub>2</sub>饱和度和有效塑性应变。提出的U-Net模型产生的预测与真实反应非常接近,特别是压力与真实反应非常接近,相关系数R<sup>2</sup>值在0.9以上。研究证明了所提出的U-Net模型在预测各种地下参数方面

的有效性,其中渗透率数据增强了非稀疏参数的性能。

2) 利用机器学习技术预测或评估剩余油区CO<sub>2</sub>提高采收率和封存效率<sup>[38]</sup>。利用CMG GEM构建概念模型获得数据集,包括厚度、渗透率、孔隙度、水相残余油饱和度(Sorw)、气相残余油饱和度(Sorg)、生产BHP(井底流压)、注入速率和地层水矿化度等参数。油藏模拟生成的数据集用于训练人工神经网络(ANN)模型,旨在预测累积产油量、溶解在水中的CO<sub>2</sub>量以及残留滞后所捕获的CO<sub>2</sub>量。所开发的人工神经网络模型显示出较高的预测精度,相关系数R<sup>2</sup>值在0.90~0.98,表明其在捕获数据中的复杂关系方面是有效的。此外,所有模型的平均百分比相对误差均小于10%,证实了其可靠性。

3) 通过基于机器学习的油藏建模降低咸水层CO<sub>2</sub>封存的风险。CO<sub>2</sub>地质封存数值模拟是一种研究CO<sub>2</sub>长期封存的综合技术,耗时长且成本相对较高。研发一种基于机器学习的替代模型,建立一个基于神经网络的CO<sub>2</sub>储存地质模型<sup>[39]</sup>,输入参数为CO<sub>2</sub>剩余饱和度、水平渗透率/垂向渗透率比、孔隙度、地层水矿化度、流速和耗时,输出参数为残余油、溶解度、构造捕获指数和CO<sub>2</sub>注入体积。研究表明,该模型不仅大大节省了计算时间,还可以在项目实施的早期阶段,仅利用基础地质数据,就能快速准确地预测含盐水层和其他类型地质封存场地的CO<sub>2</sub>封存潜力。

## 2.4 CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术创新

CO<sub>2</sub>驱油提高采收率是目前CO<sub>2</sub>规模化封存利用唯一经济可行的技术,其发展迅速且应用规模不断扩大。截至2022年底,美国现有在运行的CO<sub>2</sub>驱油项目139个,2022年通过CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术提高原油产量约24.5×10<sup>4</sup> bbl/d(3.5×10<sup>4</sup> t/d),占美国同期原油产量的5.7%。其中二叠盆地提高原油产量16.2×10<sup>4</sup> bbl/d(2.3×10<sup>4</sup> t/d)<sup>[40]</sup>。中国实施CO<sub>2</sub>驱油项目82个,覆盖地质储量2.2×10<sup>8</sup> t,累计注CO<sub>2</sub>近800.0×10<sup>4</sup> t,累计增油150.0×10<sup>4</sup> t以上,其中2023年注CO<sub>2</sub>150.0×10<sup>4</sup> t,年产油50.0×10<sup>4</sup> t<sup>[41-42]</sup>。随着CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术应用规模稳步增大,CO<sub>2</sub>驱新技术不断涌现,CO<sub>2</sub>驱在非常规油气藏中的应用逐步拓展。

### 2.4.1 CO<sub>2</sub>驱与低矿化度水驱交替注入

CO<sub>2</sub>气-水交替驱油作为改善注气剖面,扩大波及的有效方式,在大量的矿场试验中得到了广泛应用<sup>[43]</sup>。低矿化度水驱,主要是通过注入定制式离子组成的水或低矿化度水,来改变油藏润湿性,提高原油采

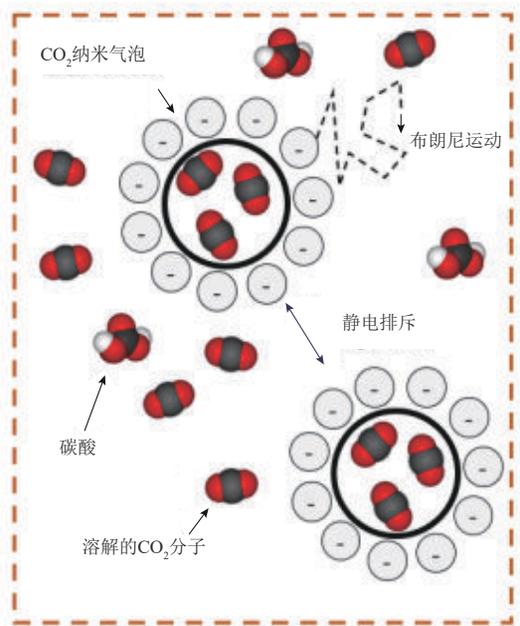
收率,其注入水的离子组成与岩石矿物有关<sup>[44]</sup>,特点是不需要添加昂贵的化学剂且对环境友好。研究表明,在传统的CO<sub>2</sub>气-水交替注入段塞中,将水段塞改为低矿化度水段塞,实现低矿化度水驱与CO<sub>2</sub>气-水交替复合注入,其相较于CO<sub>2</sub>气-水交替注入和低矿化度水驱单独注入,能够呈现出更好的效果。其不仅具有气-水交替注入的技术优势,而且能够推进CO<sub>2</sub>注入过程中地化反应、离子交换、润湿性改善等协同作用,并克服传统气-水交替注入导致产量延迟问题<sup>[45-46]</sup>。相比于高矿化度水和CO<sub>2</sub>气交替注入,低矿化度水和CO<sub>2</sub>气交替注入能够提高采收率4.5%~9.0%,原因与黏土类型与含量、储层初始润湿性、油藏非均质性、碳酸盐岩矿物成分、地层水与注入盐水矿物组成、油藏达到混相条件的压力与温度以及气-水交替注入参数等因素相关。尽管室内实验和数值模拟展现出了良好的驱油效果<sup>[47-48]</sup>,但是目前该技术的矿场试验仍较为缺乏。

### 2.4.2 CO<sub>2</sub>微纳米气泡技术

CO<sub>2</sub>微纳米气泡技术是一种新型的提高采收率技术,该技术是在不添加任何化学剂条件下,通过孔板法或超声波振荡法生成尺寸可调的微纳米气泡,泡径为微纳米级别,能稳定、均匀地分散在水中。该体系是以水为连续相,气为分散相(微纳米尺度气泡形态)而形成的混合体系。微纳米气泡具有独特的物理化学性质,如大的比表面积、低的浮力、高的质量转换和溶解效率、负的表面电荷。同时,生成的微纳米气泡还能逐级进入不同渗流阻力孔隙空间,形成溶解气驱,进而有效补充能量,在油藏纵向上自适应调整,驱替剩余油<sup>[49]</sup>。相比于碳酸水来说,CO<sub>2</sub>微纳米气泡具有更强的溶解性和更好的扩散作用,使其驱油效果较好<sup>[50]</sup>。相比之下,纳米气泡具有更小的尺寸和更长的稳定性。此外,纳米气泡与电解质、表面活性剂和纳米颗粒等技术具有较好的协同性,能够更为绿色和清洁地提高原油采收率。室内实验研究表明,CO<sub>2</sub>纳米气泡能够有效延缓气体突破,且在突破后采收率仍然能够维持较长时间的持续增长(图2)。

### 2.4.3 CO<sub>2</sub>增黏剂技术

向超临界CO<sub>2</sub>中加入合适的助溶剂,可以提高CO<sub>2</sub>的溶解性能及黏度。CO<sub>2</sub>增黏剂展现出良好的驱油效果<sup>[51]</sup>,目前主要的CO<sub>2</sub>增黏剂有聚合物增黏剂、小分子增黏剂和表面活性剂等。① 聚合物增黏剂主要是含有低内聚能密度的含氟基团,由于其亲CO<sub>2</sub>特性而被研究者用于设计、合成超临界CO<sub>2</sub>增黏剂。② 小分子

图2 CO<sub>2</sub>纳米气泡结构示意图Fig. 2 Schematic diagram of CO<sub>2</sub> micro-nano bubbles

增黏剂主要是设计具有缔合能力的小分子化合物,期望增黏剂可以通过分子缔合自聚成空间网络结构,从而具备增黏性能,目前主要有氢键化合物和有机锡氟化物等。氢键化合物含有一个或多个疏CO<sub>2</sub>氢键基团(如脲基、酰胺)时,相邻分子可以通过氢键缔合形成空间网络结构<sup>[52]</sup>。③表面活性剂主要是通过添加能够在CO<sub>2</sub>中聚集形成线状或柱状反胶束的表面活性剂增加CO<sub>2</sub>的黏度<sup>[53]</sup>。

最新研发了一种新型低聚物增黏剂,属于一种精心设计的1-癸烯低聚物,其在较低压力下溶解性随着分子尺寸的增大呈现出非单调变化趋势,但在较高压力条件下呈现出单调增加变化规律。甲基基团的出现有利于CO<sub>2</sub>溶解性的增强。相对黏度随着低聚物浓度呈现出指数变化趋势,在浓度为1.5%时,能够使CO<sub>2</sub>黏度增加5倍左右。该体系在砂岩和碳酸盐岩中均展示了非常低的吸附性,在水中的溶解性可以忽略,既不改变界面张力,也不影响润湿性,能够使驱替压差增大,束缚水饱和度降低30%,相比传统的CO<sub>2</sub>驱油,采收率可提高10%左右<sup>[54]</sup>。

#### 2.4.4 CO<sub>2</sub>泡沫驱技术

利用CO<sub>2</sub>泡沫驱可有效控制气窜和降低注入流体的流量,在矿场试验中展现出较好效果。室内实验研究表明,CO<sub>2</sub>泡沫驱能够扩大波及效率,增加CO<sub>2</sub>驱油效率,可额外驱替出40%以上的原油。同时,CO<sub>2</sub>泡沫驱能够在泡沫前缘后留下更大的封存空间,降低全

流程碳足迹。在西得克萨斯州二叠盆地进行了CO<sub>2</sub>泡沫驱矿场试验,油藏深度1587 m,渗透率(1~250)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,孔隙度3%~28%,有效厚度33 m。油藏初始压力为17.2 MPa,目前油藏压力为23.4 MPa,油藏温度为40℃,原油密度为0.8706 g/cm<sup>3</sup>,地层水矿化度为70 g/L。井组包括3口气-水交替注入井,4口注水井,5口油井。泡沫驱采用表面活性剂-气体交替注入,分别为注入10 d CO<sub>2</sub>和20 d表面活性剂,矿场试验从2019年5月开始,至2020年8月结束,后续转水驱。矿场试验结果表明,相较于常规水驱,CO<sub>2</sub>泡沫驱提高了40%的原油产量,6年后共计增产原油5×10<sup>4</sup> bbl,收益率高达20%,而表面活性剂额外增加的原油成本仅2~5美元/bbl,盈亏平衡点在0.01 PV数(孔隙体积倍数)即可达到<sup>[55-56]</sup>。

#### 2.4.5 CO<sub>2</sub>驱油应用领域不断拓展

目前,CO<sub>2</sub>驱油主要应用于低渗透和致密油藏提高采收率,并已进入商业化推广阶段。同时CO<sub>2</sub>驱提高采收率的应用领域不断拓展,应用于油-水过渡带的残余油带(ROZ)、页岩油藏、天然气藏等。

##### 1) ROZ

ROZ位于主力层位油-水界面以下,过去被认为不具商业开采价值。近10年,在ROZ实施了CO<sub>2</sub>驱油试验,结果表明CO<sub>2</sub>不仅能够有效提高原油采收率,而且能实现CO<sub>2</sub>的地质封存,展示良好的发展前景。美国德州西部二叠盆地San Andres组实施ROZ CO<sub>2</sub>驱油试验<sup>[57]</sup>,石油地质储量250×10<sup>8</sup> bbl,利用CO<sub>2</sub> 14.6×10<sup>8</sup> t,预计实施1.0 HCPV(烃类孔隙体积)气、水交替注入,能够增产原油26×10<sup>8</sup> bbl,即提高采收率10.4%。针对目前ROZ的CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术,在美国二叠盆地已逐步推广应用,并取得良好效果。

##### 2) 页岩油藏

由于页岩油藏储层主要发育微纳米孔隙,渗透率极低,目前采用衰竭开发,采收率一般低于10%。近年来,页岩油藏注CO<sub>2</sub>提高采收率技术研究成为热点,其中CO<sub>2</sub>吞吐技术被认为是页岩油藏提高采收率的方式之一,CO<sub>2</sub>能够有效发挥分子扩散、黏度降低、原油膨胀、混相压降低和原油抽提,以及CO<sub>2</sub>-水对储层的改造作用等。

研究表明,目前能够开展孔隙度低至4.4%、渗透率低至0.0004×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>的页岩油注CO<sub>2</sub>室内实验。嵌入式离散裂缝网络模型被用于页岩油地质建模,但在实际地质模型中由于网格划分复杂且组分模拟计算量需求大,该技术应用难度较大。此外,数值模拟结果

与实验结果存在一定的差异。总体来说,页岩油中采用CO<sub>2</sub>吞吐能够起到一定的增油效果,其效果与吞吐周期优化、是否达到最小混相压力、是否能产生发育的裂缝网络等因素紧密相关。

目前,美国Eagle Ford, Bakken和Wolfcamp等页岩油藏均开展了注CO<sub>2</sub>提高采收率现场试验,其中Eagle Ford试验结果好于Bakken, Wolfcamp的CO<sub>2</sub>吞吐效果最好。中国渤海湾盆地和苏北盆地开展的页岩油CO<sub>2</sub>吞吐试验,也取得不错的效果。页岩油藏注CO<sub>2</sub>吞吐技术面临的挑战主要包括:①如何使注入的CO<sub>2</sub>气体尽量多留存在地层中,实现地层能量的持续性补充;②如何扩大见效范围,增加见效期;③如何降低气体注入和操作成本<sup>[58-62]</sup>。

### 3) 天然气藏

对于强底水气藏开发,底水锥进会导致含水大幅度上升,气藏产量快速降低。通过在天然气与水界面附近注入CO<sub>2</sub>,抑制底水锥进,降低含水量,增加气体渗流能力,提高气藏采收率,同时能够实现部分CO<sub>2</sub>埋存。通过优化布井位置、井网井型、射孔位置、注采参数和注入时机等,能够获得较好的提高气藏采收率效果。研究表明,CO<sub>2</sub>注入井型为水平井时,效果优于直井,注入时机为天然气开采早期或同期<sup>[63]</sup>。

## 3 问题及对策

尽管CCUS技术是应对气候变化、减少温室气体排放的重要手段之一。然而,从全球范围内的实践来看,CCUS技术的应用和发展还面临着一系列问题和挑战。

### 3.1 政策及法律、法规

CCUS技术的发展需要各国政府的政策支持和激励措施,包括税收优惠和补贴等。CCUS项目的实施需要制定和完善相关的法律法规,明确项目的审批流程和安全标准及责任归属等。此外,政策扶持对于CCUS项目的推广至关重要。

目前,欧美已建立了基于碳市场、碳税、碳补贴和碳边界调节税等各种形式的碳定价手段,初步形成了以碳标签或碳足迹为核心的新型贸易壁垒,推动了内部CCUS产业的快速发展。例如,美国通过《通货膨胀削减法案》和碳捕集与封存税收优惠政策提供税收抵免,而欧盟也在推动相关立法。尽管如此,仍缺乏专门针对CCUS的法规框架,现有的环境保护法律和能源法规可能涵盖了CCUS的某些方面,但没有考虑到CCUS技术的特殊性,例如可能涉及到的环境风险和责

任归属问题,需要更加具体的法规来明确和规范。同时,也倒逼发展中经济体转变发展方式,通过CCUS等技术来实现碳排放强度和碳排放总量的大幅度下降。在此背景下,虽然目前CCUS经济性还存在较大的争议,但在全球范围内CCUS产业已初步具备商业化运营的技术条件。

### 3.2 公众认知

CCUS项目的环境效益和公众的接受度也是决定项目能否成功的关键因素。公众对CCUS的认知挑战主要体现在以下几个方面:

1) 知识和信息的缺乏。由于CCUS技术的复杂性,公众对CCUS技术的了解普遍不足,包括对原理、应用、优势以及潜在的环境和社会影响的认识。普通公众很难全面理解其运作机制和实施意义,导致对该技术信心不足和接受度低。由于CCUS技术缺乏长期的成功案例和广泛的社会验证,公众对其效果和安全性可能持怀疑态度。

2) 经济和成本的考量。公众可能会将CCUS技术的成本与可再生能源等其他减排技术进行比较,认为其经济性不足。此外,对于CCUS技术的成本效益和长期投资回报,公众可能缺乏足够的认识和信心。

3) 社会和政治的接受度。CCUS技术的推广和实施不仅需要公众的接受,还需要政策制定者和社会各阶层的支持。在某些情况下,CCUS技术可能会遭遇来自环保组织、社区团体或其他利益相关者的反对。

为了克服上述挑战,需要通过教育和公共宣传提高公众对CCUS技术的基本了解,企业和政府应提供准确、透明的信息,及时回应公众关切。通过展示国内外成功的CCUS项目案例,增强公众对技术的信心,通过政策支持和经济激励措施,提高CCUS技术的经济吸引力。鼓励社区参与CCUS项目,确保项目实施能够带来社会和经济效益。通过上述措施,可以有效提高公众对CCUS技术的认知和接受度,为其大规模部署和实施创造有利的社会环境。

### 3.3 长期安全封存

CCUS技术需要将捕集到的CO<sub>2</sub>安全封存于地下,需要解决地质封存的长期稳定性问题,包括盖层的完整性、断层的活动性等因素。另外,为了确保封存的CO<sub>2</sub>不会泄漏到大气中,需要发展高精度、实时的监测技术,对封存区域进行持续监控,长期安全封存依赖于技术的成熟度和创新。同时,新技术的研发和应用,如CO<sub>2</sub>矿化利用、CO<sub>2</sub>合成可降解聚合物等,也为长期安

全封存提供了新的可能性。CCUS长期安全封存是一个复杂的问题,需要从技术、经济、政策和商业模式等多个角度综合考虑。通过不断优化和创新技术、降低成本、加强政策支持和完善商业模式,长期安全封存将更加可行和可靠。

### 3.4 经济性

CCUS技术的经济成本是影响其长期安全封存的重要因素。在推进CCUS项目时,需要进行全面的技术、经济和环境评估,确保项目的实际效果与预期目标相符。同时,应审慎决策,避免盲目投资和资源浪费。美国联邦政府2008年出台45Q法案,近期通货膨胀抑制法案强化了45Q补贴力度,使得美国的CCUS项目基本都具有经济性。据《中国CO<sub>2</sub>捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》<sup>[64]</sup>预计,到2030年中国全流程CCUS技术成本为310~770元/t(CO<sub>2</sub>),到2060年将逐步降至140~410元/t(CO<sub>2</sub>)。随着技术成本的持续下降,CCUS项目应用广度有望进一步提升。因此,降低成本是实现CCUS长期安全封存的关键。

### 3.5 技术不确定性

CCUS项目在实施过程中面临着巨大的技术风险。一些项目在技术上未能达到预期目标,例如,Gorgon CCS项目是位于澳大利亚西北部巴罗岛的大型天然气开发项目,由雪佛龙公司运营,并得到了埃克森美孚和壳牌等多家公司的投资与支持。Gorgon项目的CCS部分旨在减少天然气开采和液化过程中产生的温室气体排放。根据项目规划,雪佛龙公司从2014年到2015年开始,向巴罗岛地下咸水层注入增压的超临界CO<sub>2</sub>。然而在2018年,由于气体注入系统的技术问题,Gorgon项目向大气中释放了950×10<sup>4</sup>t CO<sub>2</sub>,在检查中发现,液化天然气厂和注CO<sub>2</sub>井之间的管道中存在过量水,造成了腐蚀,导致阀门和管道发生腐蚀泄漏。沙子堵塞了地下的注气井,损害了压力管理系统。此外,项目年度报告显示,在2020年7月1日至2021年6月30日的12个月里,Gorgon CCS项目总共只封存了约226×10<sup>4</sup>t CO<sub>2</sub>,远低于其每年400×10<sup>4</sup>t的目标能力。Gorgon CCS项目是一个具有里程碑意义的尝试,其经验和教训对于未来CCS技术的发展和具有重要参考价值。

## 4 结语

油气行业正面临着巨大的碳减排压力,CCUS被认

为是推动规模化减排的关键所在,未来CCUS将有可能改变传统油气开发的商业模式,衍生出可持续发展的新业态,为碳中和目标实现提供有力支撑。虽然目前CCUS经济性还存在较大的争议,但在全球范围内CCUS产业已初步具备商业化运营的技术条件,CCUS集群化、枢纽化发展的趋势日益显现。CCUS技术发展和应用是一个复杂的过程,需要综合考虑技术、经济、政策和环境等多方面因素。通过吸取国际经验教训,加强国际合作与交流,加强技术研发和创新,推进碳捕集和利用的全球进展。

CCS/CCUS技术虽然理论上可行,但在实际应用中仍面临许多技术和经济挑战,CCS/CCUS技术的商业化应用还远未成熟,供应链的标准化、模块化和可复制性对于CCS/CCUS项目的成功至关重要<sup>[65]</sup>。尽管面临挑战,但国际能源署(IEA)等机构仍然认为CCS/CCUS技术是减少温室气体排放的重要手段之一<sup>[3]</sup>。在全球绿色低碳转型的背景下,CCS/CCUS技术是石油巨头能源转型的重要选择。

CCUS技术特别是CO<sub>2</sub>地质封存技术的迅猛发展得益于多学科协同研究。需要综合考虑地质、物理、化学、环境、法律、经济和社会因素,是一个复杂而多面的过程。需要通过不断的科学研究、技术创新和跨领域合作才能提高CO<sub>2</sub>封存的安全性和效率,同时促进油气资源的可持续开发。

### 参 考 文 献

- [1] 李阳. 碳中和与碳捕集利用封存技术进展[M]. 北京: 中国石化出版社, 2021: 9.  
LI Yang. Progress in carbon neutralization, carbon capture, utilization and storage technology[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2021: 9.
- [2] 张贤, 杨晓亮, 鲁玺, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2023)[R]. 北京: 中国21世纪议程管理中心, 2023.  
ZHANG Xian, YANG Xiaoliang, LU Xi, et al. China carbon dioxide capture, utilization and storage annual report (2023)[R]. Beijing: The Administrative Center for China's Agenda 21, 2023.
- [3] IEA. CO<sub>2</sub> emission in 2022[R]. Paris: IEA, 2023.
- [4] Global CCS Institute. Global status of CCS 2023[R]. Melbourne: Global CCS Institute, 2023.
- [5] 孙海萍, 孙洋洲, 周彦希, 等. 我国CCUS产业化发展前景分析与建议[J]. 现代化工, 2023, 43(12): 1-6, 10.  
SUN Haiping, SUN Yangzhou, ZHOU Yanxi, et al. Analysis and suggestions on development prospects of CCUS industrialization in China[J]. Modern chemical industry, 2023, 43(12): 1-6, 10.
- [6] 肖贝, 陈磊, 杨旒, 等. 准噶尔盆地深部咸水层CO<sub>2</sub>地质封存适宜性及潜力评价[J/O]. 大庆石油地质与开发: 1-8[网络访

- 问日期缺失]. <https://doi.org/10.19597/J>. ISSN. 1000-3754. 202308035.
- XIAO Bei, CHEN Lei, YANG Huang, et al. Suitability and potential evaluation of CO<sub>2</sub> geological storage in deep saline aquifers of Junggar Basin [J/OL]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*: 1-8[网络访问日期缺失]. <https://doi.org/10.19597/J>. ISSN. 1000-3754. 202308035.
- [7] 王香增, 陈小凡, 李剑, 等. 一种基于“四区”的低渗透油藏 CO<sub>2</sub>埋存量计算方法及应用[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(3): 78-84.
- WANG Xiangzeng, CHEN Xiaofan, LI Jian, et al. A calculation method of CO<sub>2</sub> storage capacity in low permeability reservoirs based on “four-zone” method and its application[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(3): 78-84.
- [8] 梁凯强, 王宏, 杨红, 等. 延长油田 CO<sub>2</sub>非混相驱地质封存潜力初步评价[J]. *断块油气田*, 2018, 25(1): 89-92.
- LIANG Kaiqiang, WANG Hong, YANG Hong, et al. Preliminary evaluation of CO<sub>2</sub>-EOR geological sequestration potential for Yanchang Oilfield[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(1): 89-92.
- [9] 李阳, 王锐, 赵清民, 等. 含油气盆地咸水层二氧化碳封存潜力评价方法[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(2): 424-430.
- LI Yang, WANG Rui, ZHAO Qingmin, et al. A CO<sub>2</sub> storage potential evaluation method for saline aquifers in a petroliferous basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 424-430.
- [10] GANJDANESH R, HOSSEINI S A. Geologic carbon storage capacity estimation using enhanced analytical simulation tool (EASiTool)[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 4690-4696.
- [11] GANJDANESH R, HOSSEINI S A. Development of an analytical simulation tool for storage capacity estimation of saline aquifers [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 74: 142-154.
- [12] MIDDLETON R S, CHEN Bailian, HARP D R, et al. Great SCO<sub>2</sub>T! Rapid tool for carbon sequestration science, engineering, and economics[J]. *Applied Computing and Geosciences*, 2020, 7: 100035.
- [13] LENG Jianqiao, BUMP A, HOSSEINI S A, et al. A comprehensive review of efficient capacity estimation for large-scale CO<sub>2</sub> geological storage[J]. *Gas Science and Engineering*, 2024, 126: 205339.
- [14] GORECKI C D, SORENSEN J A, BREMER J M, et al. Development of storage coefficients for determining the effective CO<sub>2</sub> storage resource in deep saline formations[C]//SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization, San Diego, 2009. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2009: SPE-126444-MS.
- [15] ZHENG Y, MCNEASE J, HUANG L B. Mapping small-scale fractures for geological carbon storage site selection using elastic P and S waves with double-beam neural network (DBNN) method [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024: 页码范围缺失.
- [16] YANG F, FRAILEY S, GRIGSBY N. CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and storage potential in a tight and fractured greenfield residual oil zone [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024: 页码范围缺失.
- [17] 蔡勋育, 周德华, 赵培荣, 等. 中国石化深层、常压页岩气勘探开发进展与展望[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1039-1049.
- CAI Xunyu, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Development progress and outlook of deep and normal pressure shale gas of SINOPEC [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(6): 1039-1049.
- [18] 赵珊, 刘华, 杨宪章, 等. 温-压耦合作用下深层盐岩盖层封闭能力演化特征[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1321-1332.
- ZHAO Shan, LIU Hua, YANG Xianzhang, et al. Evolutionary characteristics of sealing capacity of deep salt caprocks under temperature-pressure coupling[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1321-1332.
- [19] 郭旭升, 胡东风, 俞凌杰, 等. 页岩自封闭性与页岩气保存的微观机理研究[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(5): 821-831.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, YU Lingjie, et al. Study on the micro mechanism of shale self-sealing and shale gas preservation [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(5): 821-831.
- [20] ALWAGDANI H, NADER F. Enhancing CO<sub>2</sub> storage complex characterization in the Williston Basin: An integrated approach of petrophysical evaluation and core analysis [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024: 页码范围缺失.
- [21] EWING T E, GALLOWAY W E. Chapter 16-Evolution of the northern Gulf of Mexico Sedimentary Basin[M]//MIALI A D. *The Sedimentary Basins of the United States and Canada. The Sedimentary Basins of the United States and Canada*. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier, 2019: 627-694.
- [22] SARWAR G. On the origin of mini-basins in the Gulf of Mexico [J]. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 2006, 56: 743.
- [23] FOOTE N, LOCHAN A, KOSTIC B. Characterization of a saline aquifer unit as a prime candidate for CCS: Case study of the basal Cambrian sandstone, Canada [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024: 页码范围缺失.
- [24] ALMARGARI A A, ELSAADANY M, ABDUL LATIFF A H, et al. Application of seismic attributes to delineate the geological features of the Malay Basin[J]. *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, 2020, 69: 97-110.
- [25] ABDOLHOSSEINI QOMI M J, MILLER Q R S, ZARE S, et al. Molecular-scale mechanisms of CO<sub>2</sub> mineralization in nanoscale interfacial water films [J]. *Nature Reviews Chemistry*, 2022, 6(9): 598-613.
- [26] TANG H, TENG H, BU C. Chemostratigraphic analysis as a powerful tool for real-time reservoir characterization of injection wells: Enhancing data acquisition for EPA class I and class [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024: 页码范围缺失.
- [27] HERBERS D, HAUCK T, GORDON J. The effect of natural fractures on the CO<sub>2</sub> injection and storage capacity in a tight

- sandstone reservoir, implication for the identification of new geological storage zones, St. Lawrence platform, Quebec [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024; 页码范围缺失.
- [28] MOOPEN S, SURYANARAYANA P V, JEPHSON J, et al. Stochastic leakage estimates from a carbon storage reservoir using NRAP-open-IAM [C]//SPE/AAPG/SEG Carbon, Capture, Utilization, and Storage Conference and Exhibition, Houston, 2024. Houston: SPE, 2024: SPE-CCUS-2024-4014492.
- [29] MIDDLETON R S, YAW S P, HOOVER B A, et al. SimCCS: An open-source tool for optimizing CO<sub>2</sub> capture, transport, and storage infrastructure [J]. *Environmental Modelling & Software*, 2020, 124: 104560.
- [30] 周银邦, 王锐, 何应付, 等. 咸水层 CO<sub>2</sub> 地质封存典型案例分析及对比 [J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(2): 162-167.  
ZHOU Yinbang, WANG Rui, ZHAO Shuxia, et al. Analysis and comparison of typical cases of CO<sub>2</sub> geological storage in saline aquifer [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 162-167.
- [31] 周银邦, 王锐, 程传捷, 等. 阿尔及利亚 In Salah 油田 CO<sub>2</sub> 地质封存示范工程的启示 [J]. *地球科学与环境学报*, 2023, 45(6): 1368-1379.  
ZHOU Yinbang, WANG Rui, CHENG Chuanjie, et al. Enlightenment of CO<sub>2</sub> geological storage demonstration project in In Salah Oilfield, Algeria [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2023, 45(6): 1368-1379.
- [32] 于子望, 卢帅屹, 白林, 等. CO<sub>2</sub> 地质封存岩石力学问题研究进展 [J/OL]. *吉林大学学报(地球科学版)*: 1-15 [网络访问日期缺失]. <https://doi.org/10.13278/j.cnki.jjuese.20230272>.  
YU Ziwang, LU Shuaiyi, BAI Lin, et al. Research progress on rock mechanics of CO<sub>2</sub> geological sequestration [J/OL]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*: 1-15 [网络访问日期缺失]. <https://doi.org/10.13278/j.cnki.jjuese.20230272>.
- [33] 李颖, 李茂茂, 李海涛, 等. 纳米 SiO<sub>2</sub> 强化 CO<sub>2</sub> 地质封存页岩盖层封堵能力机制试验 [J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(2): 92-98.  
LI Ying, LI Maomao, LI Haitao, et al. Experiment on nano-SiO<sub>2</sub> enhancing sealing capacity of shale caprocks for CO<sub>2</sub> geological storage [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(2): 92-98.
- [34] 李士伦, 汤勇, 段胜才, 等. CO<sub>2</sub> 地质封存源汇匹配及安全性评价进展 [J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(3): 269-279.  
LI Shilun, TANG Yong, DUAN Shengcai, et al. Progress in source-sink matching and safety evaluation of CO<sub>2</sub> geological sequestration [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(3): 269-279.
- [35] ZHENG Fangning, JHA B, JAFARPOUR B. A deep learning-based surrogate model for rapid assessment of geomechanical risks in geologic CO<sub>2</sub> storage [C]//SPE/AAPG/SEG Carbon, Capture, Utilization, and Storage Conference and Exhibition, Houston, 2024. Houston: SPE, 2024: SPE-CCUS-2024-4003166.
- [36] SAKAI T, NAGAO M, CHAN C H, et al. CO<sub>2</sub> plume imaging with accelerated deep learning-based data assimilation using distributed pressure and temperature measurements at the Illinois Basin-Decatur carbon sequestration project [C]//SPE/AAPG/SEG Carbon, Capture, Utilization, and Storage Conference and Exhibition, Houston, 2024. Houston: SPE, 2024: SPE-CCUS-2024-4014874.
- [37] AL-MUDHAFAR W J, RAO D N, SRINIVASAN S, et al. Rapid evaluation and optimization of carbon dioxide-enhanced oil recovery using reduced-physics proxy models [J]. *Energy Science & Engineering*, 2022, 10(10): 4112-4135.
- [38] BAHRAMI P, SAHARI MOGHADDAM F, JAMES L A. A review of proxy modeling highlighting applications for reservoir engineering [J]. *Energies*, 2022, 15(14): 5247.
- [39] YANG F, FRAILEY S, GRIGSBY N. CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and storage potential in a tight and fractured greenfield residual oil zone [C]//Anon. CCUS Conference 2024. [S. l.]: [s. n.], 2024; 页码范围缺失.
- [40] Advanced Resources International. The U. S. CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery survey [R]. [S. l.]: [s. n.], 出版年度缺失; 页码范围缺失.
- [41] 窦立荣, 孙龙德, 吕伟峰, 等. 全球二氧化碳捕集、利用与封存产业发展趋势及中国面临的挑战与对策 [J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(5): 1083-1096.  
DOU Lirong, SUN Longde, LYU Weifeng, et al. Trend of global carbon dioxide capture, utilization and storage industry and challenges and countermeasures in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(5): 1083-1096.
- [42] 金之钧, 张川, 王晓峰, 等. 关于中国碳中和与能源转型实现路径的思考 [J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(3): 593-599.  
JIN Zhijun, ZHANG Chuan, WANG Xiaofeng, et al. A pathway to China's energy transition in a carbon neutrality vision [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(3): 593-599.
- [43] JARRELL P M, FOX C E, STEIN M H, et al. Practical aspects of CO<sub>2</sub> flooding [M]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [44] KAKATI A, KUMAR G, SANGWAI J S. Oil recovery efficiency and mechanism of low salinity-enhanced oil recovery for light crude oil with a low acid number [J]. *ACS Omega*, 2020, 5(3): 1506-1518.
- [45] MA Shijia, JAMES L A. Literature review of hybrid CO<sub>2</sub> low salinity water-alternating-gas injection and investigation on hysteresis effect [J]. *Energies*, 2022, 15(21): 7891.
- [46] CHATURVEDI K R, RAVILLA D, KELEEM W, et al. Impact of low salinity water injection on CO<sub>2</sub> storage and oil recovery for improved CO<sub>2</sub> utilization [J]. *Chemical Engineering Science*, 2021, 229: 116127.
- [47] MORGAN A, AMPOMAH W, CZARNOTA R, et al. Experimental study of brine compatibility on water-alternating-CO<sub>2</sub> injection in low-permeability Morrowan sandstone reservoir [C]//SPE/AAPG/SEG Carbon, Capture, Utilization, and Storage Conference and Exhibition, Houston, 2024. Houston: SPE, 2024: SPE-CCUS-2024-4015008.
- [48] LAWAL T, WANG Hao, MIRZAEI-PAIAMAN A, et al. Aqueous nanobubble dispersion of CO<sub>2</sub> for enhanced oil recovery-

- coreflooding and huff-n-puff experiments [C]//SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 2024. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2024: SPE-218179-MS.
- [49] 尚祯浩, 伍家忠, 熊伟, 等. 水气分散体系驱油微观机理研究 [J/OL]. 西南石油大学学报(自然科学版): 1-12[网络访问日期缺失]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.te.20240325.1037.012.html>.
- SHANG Zhenhao, WU Jiazhong, XIONG Wei, et al. Micro mechanism of oil displacement by water gas dispersion system [J/OL]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition): 1-12[网络访问日期缺失]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.te.20240325.1037.012.html>.
- [50] WANG Hao, CARRASCO-JAIM O A, OKUNO R, et al. Aqueous nanobubble dispersion of CO<sub>2</sub> in sodium formate solution for enhanced CO<sub>2</sub> mineralization using basaltic rocks [C]//SPE/AAPG/SEG Carbon, Capture, Utilization, and Storage Conference and Exhibition, Houston, 2024. Houston: SPE, 2024: SPE-CCUS-2024-4016392.
- [51] MCCLAIN J B, BETTS D E, CANELAS D A, et al. Characterization of polymers and amphiphiles in supercritical CO<sub>2</sub> using small angle neutron scattering and viscometry [C]//Anon. Spring Meeting of the ACS, Division of Polymer Material, New Orleans La: Science and Engineering. [S. l.]: [s. n.], 出版年度缺失: 234-235.
- [52] ENICK R M, BECKMAN E J, HAMILTON A. Novel CO<sub>2</sub>-thickeners for improved mobility control: DOE/BC/15108-6[R]. Tulsa: National Petroleum Technology Office, 2002.
- [53] BARADIE B, SHOICHET M S, SHEN Zhihao, et al. Synthesis and solubility of linear poly (tetrafluoroethylene-co-vinyl acetate) in dense CO<sub>2</sub>: Experimental and molecular modeling results [J]. *Macromolecules*, 2004, 37(20): 7799-7807.
- [54] KAR T, FIROOZABADI A. Effective viscosification of supercritical carbon dioxide by oligomers of 1-decene [J]. *iScience*, 2022, 25(5): 104266.
- [55] ALCORN Z P, GRAUE A, KARAKAS M. CO<sub>2</sub> foam pilot in a heterogeneous carbonate reservoir: Analysis and results [C]//SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, 2022. Houston: SPE, 2022: SPE-209359-MS.
- [56] TRIPATHI R, ALCORN Z P, GRAUE A, et al. Combination of non-ionic and cationic surfactants in generating stable CO<sub>2</sub> foam for enhanced oil recovery and carbon storage [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, 13(1): 42-55.
- [57] KARACAN C Ö, BRENNAN S T, BUURSINK M L, et al. A residual oil zone (ROZ) assessment methodology with application to the central basin platform (Permian Basin, USA) for enhanced oil recovery (EOR) and long-term geologic CO<sub>2</sub> storage [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 230: 212275.
- [58] GAUTAM S, DINDORUK B, BEHM E, et al. Case study of gas injection and EOR potential in unconventional marginal Permian horizontal wells [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, 2023. Houston: SPE, 2023: URTEC-3860876-MS.
- [59] IINO A, ONISHI T, DATTA-GUPTA A. Optimizing CO<sub>2</sub>- and field-gas-injection EOR in unconventional reservoirs using the fast-marching method [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2020, 23(1): 261-281.
- [60] 丁帅伟, 张蒙, 李远铎, 等. 致密油藏CO<sub>2</sub>吞吐驱油和封存注采参数敏感性分析 [J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(2): 181-188.
- DING Shuaiwei, ZHANG Meng, LI Yuanduo, et al. Sensitivity analysis of injection-production parameters for CO<sub>2</sub> huff-n-puff flooding and storage in tight oil reservoirs: A case from typical tight reservoirs of Chang 7 member, Ordos Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(2): 181-188.
- [61] 李一波, 陈耀旺, 赵金洲, 等. 超临界二氧化碳与页岩相互作用机制 [J/OL]. *石油与天然气地质*: 1-15[网络访问日期缺失]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.4820.te.20240704.1630.002.html>.
- LI Yibo, CHEN Yaowang, ZHAO Jinzhou, et al. Interaction mechanism between supercritical carbon dioxide and shale [J/OL]. *Oil & Gas Geology*: 1-15[网络访问日期缺失]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.4820.te.20240704.1630.002.html>.
- [62] 柏明星, 张志超, 陈巧珍, 等. 二氧化碳置换法开采天然气水合物研究进展 [J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 553-564.
- BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, CHEN Qiaozhen, et al. Advances in research on CO<sub>2</sub> replacement for natural gas hydrate exploitation [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 553-564.
- [63] 史云清, 贾英, 潘伟义, 等. 低渗致密气藏注超临界CO<sub>2</sub>驱替机理 [J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(3): 610-616.
- SHI Yunqing, JIA Ying, PAN Weiyi, et al. Mechanism of supercritical CO<sub>2</sub> flooding in low-permeability tight gas reservoirs [J]. *Oil and Gas Geology*, 2017, 38(3): 610-616.
- [64] 蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021)——中国CCUS路径研究 [R]. 北京: 生态环境部环境规划院, 2021.
- CAI Bofeng, LI Qi, ZHANG Xian, et al. China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2021): China CCUS path study [R]. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning, 2021.
- [65] 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.
- YUAN Shiyi, MA Desheng, LI Junshi, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(4): 828-834.