

CO₂地质封存强化策略研究进展

薛婉珍, 刘琦

((中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249))

摘要: CO₂地质封存作为碳捕集、利用与封存(CCUS)技术体系的重要组成部分,是实现“碳中和”目标的关键手段之一。CO₂的长期安全封存由多种机制共同作用。深部咸水层、枯竭油气藏、深部不可采煤层和玄武岩是主要的CO₂地质封存体。由于CO₂黏度较低,在地层中的流动性较强,导致注入过程中波及体积受限,因此存在封存效率低、储层空间利用率不足等问题。采用CO₂水气交替注入(CO₂-WAG)、CO₂泡沫注入、碳酸水注入(CWI)等策略能够有效提高CO₂地质封存效率,还能提高封存过程的安全性和长期稳定性。首先介绍了CO₂地质封存机理,然后综述了CO₂-WAG、CO₂泡沫注入和CWI 3种注入策略在提高封存效率和稳定性方面的研究进展和关键问题,结合典型工程实践揭示了现有技术的不足并提出优化方向,最后对比总结了相关技术特点及其工艺条件。本研究旨在为CO₂地质封存技术的优化设计与工程应用提供参考。

关键词: CO₂地质封存;封存效率;水气交替注入;泡沫注入;碳酸水注入

中图分类号: X701 文献标志码: A 文章编号: 2097-2547(XXXX)XX-001-10

Research progress of enhancement strategies for CO₂ geological storage

XUE Wanzhen, LIU Qi

(National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: CO₂ geological storage, as an important component of the carbon capture, utilization and sequestration (CCUS) technology, is one of the key approaches to achieving the goal of carbon neutrality. The long-term secure storage of CO₂ is ensured through the combined action of multiple mechanisms. Deep saline aquifers, depleted oil and gas reservoirs, deep unmineable coal seams, and basalt formations are the main geological storage sites for CO₂. Due to the relatively low viscosity of CO₂ and its strong mobility in formations, the sweep efficiency during injection is limited, which results in low storage efficiency and insufficient utilization of reservoir space. Strategies such as CO₂ water-alternating-gas injection (CO₂-WAG), CO₂ foam injection and carbonated water injection (CWI) can effectively improve the efficiency of CO₂ geological storage, while also enhancing the safety and long-term stability of the storage process. First the mechanisms of CO₂ geological storage were introduced, and then the research progress and key issues of three injection strategies (CO₂-WAG, CO₂ foam injection and CWI) in improving storage efficiency and stability were reviewed. Combined with typical engineering practices, the shortcomings of existing technologies were revealed and optimization directions were proposed. Finally, the technical characteristics and process conditions of the relevant technologies were comparatively summarized. This study aims to provide references for the optimization design and engineering application of CO₂ geological storage technologies.

Keywords: CO₂ geological storage; storage efficiency; water-alternating-gas injection; foam injection; carbonated water injection

全球气候变化已成为人类可持续发展的核心挑战,对碳减排的迫切需求推动各国加速向低碳经济转型,我国正在采取更加有力的政策和措施,力争2030年前实现“碳达峰”、2060年前实现“碳中和”^[1]。发展碳捕集、利用与封存(CCUS)技术是实

现“碳中和”不可或缺的途径之一,同时也是实现化石能源大规模低碳利用的唯一路径^[2-3]。其中,地质封存能够将大规模CO₂安全、永久地封存在地质构造中,是应对全球气候变化的关键技术选择。

CO₂地质封存涉及力-热-化多场耦合复杂过程,

收稿日期: 2025-08-01; 修回日期: 2025-09-16。

基金项目: 国家自然科学基金(W2433122);内蒙古自治区科技重大专项(2021ZD0020);北京自然科学基金(IS23043)。

第一作者: 薛婉珍(2001—),硕士研究生,研究方向为CO₂地质封存,E-mail: 1174035945@qq.com。

通信作者: 刘琦(1984—),博士,副教授,博士研究生导师,研究方向为低碳能源工程与油气田化学工程,E-mail: liuqi@cup.edu.cn。

将大量CO₂注入具备良好孔隙度和渗透率的地下储层,注入行为引起的压力变化以及热应力响应可能对储盖层的地质热学、力学性质造成影响,进而影响CO₂封存的长期稳定性^[4]。此外,传统连续注气方式由于CO₂黏度较低流体流动性较强,产生的黏性指进效应和重力分异现象会显著降低驱替流体的波及效率,从而降低封存效率,难以满足大规模封存需求^[5]。因此,在保证封存长期安全性的前提下,如何通过优化注入策略有效提高CO₂在储层中的封存效率,已成为推动CCUS技术工程化应用、实现“碳达峰、碳中和”战略目标的重要研究方向。

近年来,CO₂水气交替注入(CO₂-WAG)、CO₂泡沫注入和碳酸水注入(CWI)3种注入策略因在提高封存效率方面表现出良好潜力而备受关注。CO₂-WAG能够有效增加残余CO₂饱和度并提高宏观波及效率;CO₂泡沫注入可以扩大CO₂在储层中封存的波及体积,进而提高封存效果;CWI则通过提高CO₂在碳酸水和储层流体之间的传质效率,进一步提高CO₂地质封存的稳定性和安全性^[6-8]。然而,受储层条件(如渗透率、孔隙结构和流体性质等)影响,不同注入策略在实际封存过程中的适应性和效果存在显著差异,对此尚缺乏系统的对比分析和工程指导依据。

基于上述背景,本文在梳理CO₂地质封存机理的基础上,总结近年来为提高CO₂封存效果国内外研究者针对注入策略的研究进展,对比3种注入策略在提高封存效率方面的作用机制及工艺特点,旨在为推动CO₂地质封存技术的规模化应用提供理论和技术参考。

1 CO₂地质封存机理

CO₂地质封存体包括深部咸水层、枯竭油气藏、深部不可采煤层和玄武岩等。其中,深部咸水层封存容量占比约98%^[9],其地理分布广泛;枯竭油气藏因构造完整、基础设施完善,是适合CO₂地质封存的早期选择^[10]。可见,深部咸水层和枯竭油气藏是最具潜力的封存场所。CO₂在不同地质体中的封存过程既有相似性又有特异性,相似性包括所有地质体都涵盖构造封存、残余气封存、溶解封存和矿化封存4种封存机制^[11-12]。其中,构造封存是指将CO₂以超临界或气态形式注入,超临界CO₂的密度比地层水的密度小,被注入地层深部的CO₂受浮力作用向上运移,直至到达密封盖层,良好的低渗透或不渗透盖层会将CO₂有效地封存于构造圈闭和地层圈闭

中^[13]。残余气封存是指注入地下的CO₂在地层中运移时,随着CO₂饱和度减小,CO₂逐渐分离形成羽流,由于孔喉结构的差异和孔隙毛细管压力的影响,CO₂羽流穿过多孔介质岩石时,会产生贾敏效应,导致部分CO₂会以残留气体的形式保留在孔隙中,最终以残余气的形式进行封存^[14]。溶解封存是指CO₂在注入储层后会与地层水产生对流、扩散等物理作用并发生溶解反应,以CO₂分子或者与水反应生成的碳酸,以及电离产生的离子(如HCO₃⁻和H⁺)等形式溶解封存于储层,且一定程度上促进了富含Ca²⁺或Mg²⁺等的固碳矿物的溶解和沉淀反应。矿化封存是最稳定、最安全的封存机制,矿化封存是指构造圈闭的超临界CO₂与地层水反应生成碳酸,碳酸进一步与周围的岩石矿物或有机物质发生地球化学反应,释放出的Ca²⁺、Mg²⁺与CO₂反应形成沉淀,生成固体碳酸盐矿物质^[15]。

封存过程的特异性是指不同地质体中的主控封存机制不同^[16],这主要取决于储层的岩石特性、孔隙结构和流体组成。在深部咸水层和枯竭油气藏中,构造封存和残余气封存共同主导了封存过程^[17-18]。超临界CO₂在浮力作用下向上迁移并被低渗透盖层有效圈闭,同时CO₂在地层中进行运移时以残留气体的形式保留在孔隙中得以封存。对于深部不可采煤层,其封存过程以物理吸附机制为主,CO₂分子通过竞争吸附作用取代煤层中的CH₄,从而固定于煤基质表面实现封存^[19]。对于玄武岩等反应性岩层,其封存机制以矿化封存为主,通过水岩反应将CO₂转化为稳定的碳酸盐矿物^[20]。不同的主导封存机制不仅决定了各种储层的封存效率和时间尺度,也直接影响着封存项目的技术路线选择和风险评估。CO₂地质封存主要机制示意图见图1。

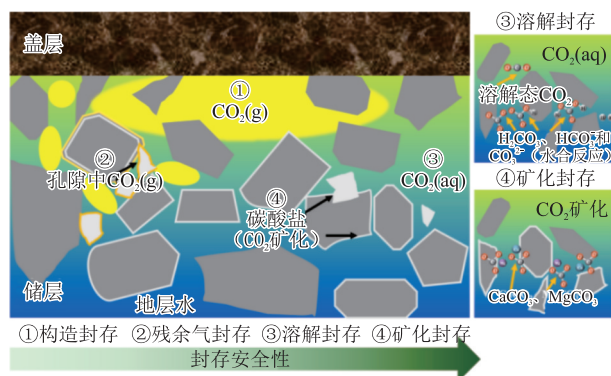


图1 CO₂地质封存主要机制示意图^[21]

Fig. 1 Schematic diagram of main mechanisms of CO₂ geological storage^[21]

2 强化CO₂地质封存策略

CO₂在地质封存过程中可通过构造、残余气、溶解和矿物圈闭的机制或相应机制的组合被永久封存在储层中,但其封存效率受到储层温度压力、毛管阻力、地层流体运移能力、矿化反应时间等多种因素的影响^[22],易导致封存体CO₂注入体积不足,地层封存容量利用率偏低,且存在泄漏风险^[23]。注入策略作为工程控制的核心环节,可通过调节CO₂相态、流动路径和多相相互作用,直接影响封存体的流体波及效率、化学反应速率及封存稳定性,进一步提高CO₂封

存能力。近年来,CO₂-WAG、CO₂泡沫注入和CWI等注入策略因具有良好的地质封存强化作用而被广泛应用(图2)。其中,CO₂-WAG通过降低CO₂迁移率、提升残余气饱和度,同时加速残余气封存向溶解封存相态转化过程最终提升了溶解相封存占比。CO₂泡沫注入可通过形成高表观黏度的泡沫体系有效抑制气体窜流,其独特的结构特性可增加CO₂与储层岩石表面接触面积,在提高波及效率的同时促进气体溶解,从而实现了封存容量的提升。CWI以单相流形式降低流度比,在增强CO₂溶解能力的同时扩展波及体积,从而提高了储层空间利用率。

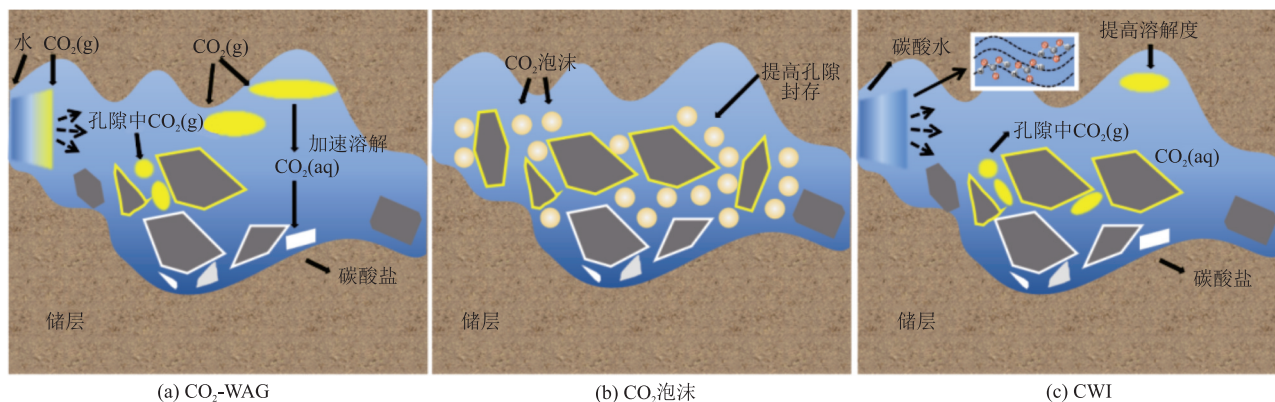


图2 不同注入策略提高CO₂封存效率机理示意图

Fig. 2 Schematic diagrams of mechanisms for enhancing CO₂ storage efficiency by different injection strategies

2.1 CO₂水气交替注入

CO₂-WAG可以有效促进CO₂在油气藏中的封存^[24]。CO₂被注入地层的过程中主要以自由气形式封存于储层内,部分CO₂受毛细管力作用以残余相滞留于储层孔隙中,CO₂在浮力的作用下向储层顶部积聚,薄层储层因孔隙体积与厚度比值较高,具有相对较大的孔隙空间封存CO₂^[25]。注入的CO₂与储层流体接触发生相溶解作用,通过溶解于残余水和残余油中增强CO₂的封存效率。此外,溶解于残余水中的CO₂能够与地层水及岩石进一步发生矿化反应,生成碳酸盐矿物实现长期稳定封存。崔国栋等^[26]研究发现,WAG可显著提高波及效率,通过延迟CO₂突破时间可使封存效率提高至66.7%。LI等^[27]基于实验-数值模拟耦合方法系统评估了WAG封存CO₂的潜力,发现气水比和周期调控等参数是提高储层中CO₂波及区域的关键因素,多参数协同优化可提高CO₂封存效率。进一步研究表明,在非压裂储层条件下,随WAG循环次数和注液量递增,低气水比工况封存效率更高^[28]。高冉等^[29]发现,CO₂溶于地层水后形成的碳酸可通过水岩溶蚀作用提升

储层渗透率,且作用时间越长溶蚀效果越明显,CO₂在水相中的溶解和溶蚀作用对CO₂封存量具有一定影响。针对不同油藏独特的储层特性,应在研究CO₂驱替和封存问题的同时考虑溶解和溶蚀作用,进一步优化CO₂-WAG工艺参数,以达到经济和减碳的双重目的。

同时,CO₂-WAG可以有效促进CO₂咸水层封存。CO₂-WAG能够增加吸胀循环剩余CO₂的饱和度^[30],加快构造封存向残余气封存、溶解封存和矿化封存的动态转变,提高溶解封存效率。VIVEK等^[31]研究了不同水气交替注入方案和间歇注入CO₂方案对咸水层中CO₂溶解的影响。结果表明,间歇WAG是最佳的CO₂注入策略,该方式结合了WAG注入的高溶解效率与间歇注入的低压力累积优势,在显著提高CO₂溶解速率的同时,避免了WAG过程井口压力剧增的问题,从而实现安全高效的咸水层封存。王涛等^[9]通过数值模拟研究发现,注气阶段以构造封存为主,注水阶段构造封存量下降,残余气封存量先增大后缓慢减小,溶解封存量 and 矿物封存量逐步增大,CO₂咸水层的封存效率逐步提高。相比于

持续注气,采用水气交替方式封存效率最大提高34%。但是,两项研究中均未考虑地层形变作用的影响。 CO_2 注入引起的储层压力变化是制约 CO_2 大规模安全封存的关键因素。研究表明,向深部咸水层大量注入 CO_2 会显著提高地层压力,导致注入能力降低、地层变形、断层再活化等后果,从而增加泄漏风险^[32]。WANG等^[33]研究了结合WAG与抽取盐水提高 CO_2 地质封存量的可能性。结果表明,通过采油装置抽取盐水可以显著降低储层平均压力,从而提高注水井的 CO_2 注入能力,从而显著提高 CO_2 封存效率。此外,储层的绝对渗透率和 CO_2 的相对渗透率同样都是影响 CO_2 注入能力的重要物理因素。在保持其他因素不变的情况下,相对渗透率的任何变化都可能导致注入能力的显著变化,变化幅度最高达4倍^[34]。有研究表明,储层温度可影响储层渗透率,温度的变化可诱发矿物再沉淀,导致渗透率降低与 CO_2 注入能力下降^[35]。

实践中,WAG在 CO_2 封存领域展现出良好潜力。陕西延长石油(集团)有限责任公司在杏子川化子坪油区建成了规模 10×10^4 t/a的CCUS示范工程,在此基础上新建 26×10^4 t/a示范工程也于2023年12月正式投注。试验区于2022年3月开始水气交替注入,累计实现 CO_2 安全有效封存 10.12×10^4 t,阶段封存率96.04%。相较于连续注入,WAG可使 CO_2 总封存量提升约25%^[36-37]。在油藏中的应用兼具驱油与 CO_2 封存的双重效益,然而储层非均质性、地质力学效应和经济成本等因素仍需综合考虑。通过WAG工艺注气时,可优化注入周期与气水比等参数,并实时监控油藏压力,以此平衡 CO_2 封存效率与储层压力控制,避免因气体突破造成封存损失。咸水层是主要的 CO_2 封存地质体,未来需构建准确描述 CO_2 (包括超临界 CO_2)物理性质的模型,耦合地质力学数值模拟平台,系统分析咸水层储层特性对 CO_2 -WAG封存能力的影响。

2.2 CO_2 泡沫注入

泡沫流体在多孔介质中渗流时,以不断破灭、再生的形式向前推进,其黏度随渗透率的增大而增大,随剪切力的增大而减小。泡沫的贾敏效应可以增大流体渗流阻力,降低水窜、气窜强度;在孔隙尺度上,大孔隙中气泡群的积累进一步促进了泡沫流体向中微孔的流动,从而实现了 CO_2 的有效封存,提高了储层封存效率^[38-39]。

2.2.1 常规 CO_2 泡沫注入

在 CO_2 泡沫注入过程中,泡沫的产生与水- CO_2

界面张力的降低相结合,使残余水饱和度降低,从而提高 CO_2 封存能力^[40-41]。同时,选择适宜的表面活性剂能够获得较好的流动性控制效果,提高 CO_2 泡沫的驱水效率。表面活性剂能够将水相对超临界 CO_2 的表面张力减小4~5倍,扩大溶液-气体接触的表面积,使更多 CO_2 可能被捕集在泡沫系统中,有利于提高 CO_2 封存潜力^[42]。为增强泡沫液膜机械强度,在气-液两相体系中引入纳米颗粒(NPs)或粉煤灰等固相组分,可形成具有稳定骨架结构的气-液-固三相泡沫体系。纳米材料凭借其特有的表面效应、界面效应和小尺寸效应,可明显改善气泡气-水界面性质。研究表明,NPs在气液界面形成吸附层,增强了界面膜机械强度,延缓液膜排液,同时通过疏水改性调节颗粒亲水性,与表面活性剂协同提高泡沫耐温抗盐性能,从而提高了泡沫体系的稳定性^[43]。NPs能够抵抗高温、高压、剪切和盐度,良好的机械稳定性和热稳定性使其成为储层条件下注入的首选稳定剂。CHATURVEDI等^[44]采用阴离子表面活性剂十二烷基硫酸钠(SDS)作为发泡剂,溶液整体添加不同浓度的 SiO_2 NPs以提高稳定性。结果表明,表面活性剂处理的 SiO_2 纳米流体可用于提高砂岩储层的 CO_2 封存量。目前,采用NPs和表面活性剂稳定的 CO_2 泡沫应用与地质封存领域的研究仍然较少,NPs与表面活性剂之间复杂相互作用机制尚未阐明,其中温度、盐度和操作压力是影响NPs和表面活性剂使用效果的关键因素,需进一步深入研究。

研究表明,适当提高泡沫干度有益于增强泡沫的稳定性,不仅可以提高咸水层和油藏单位孔隙体积的 CO_2 封存量,还可以降低耗水量,提高经济效益^[45]。当泡沫体系兼具低剪切黏度与高干度特性时,其封堵性能显著优化,可同时具有降低成本和提升封存容量的双重优势。LI等^[5]研究发现,当泡沫质量(气相体积占泡沫总体积的百分比)为85%时,气体饱和度达到峰值(83.86%),水消耗量降至最低(67.38 g/mol),气泡尺寸较小不易消泡,黏度较大,并达到最佳的 CO_2 封存效率。李松岩等^[46]率先研究了高干度泡沫在非均质咸水层中的封存效果。结果表明,当渗透率级差为4时,泡沫驱的 CO_2 封存体积较气驱增加了219%,高干度泡沫能够增大非均质咸水层中 CO_2 的封存体积。

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司试验了 CO_2 泡沫注入策略,加泡沫后气相黏度增大、气液相流度比降低,注入压力升高,现场试验累

计注入泡沫液量 100 m³, 液态 CO₂ 240 m³。这说明 CO₂ 泡沫注入策略具有提高封存效果的潜力, 但气-液-固三相泡沫在提高 CO₂ 封存效果方面的研究仍然较少。下一步可以根据不同储层条件将多种表面活性剂与稳泡剂进行复配, 得到满足目标油藏需求、提升封存效果的复配体系。高干度泡沫在多孔介质中的流动受到起泡剂种类与性质、地层环境等多种因素影响, 是一个复杂的过程, 而目前的研究主要集中于均质地层条件中。对于高干度泡沫在非均质咸水层中应用的有效性、流动特性和 CO₂ 封存效果未来可进一步探究。

2.2.2 CO₂ 微泡沫注入

微泡沫(MB)直径为微米级(10~100 μm), 相比于普通泡沫, MB的比表面积更大, 气体体积分数更低。此外, MB中的气体扩散速率低于普通泡沫, 并且MB的结构稳定性更强, 不容易发生破裂(图3)^[47]。由于MB独特的物理性质, CO₂ MB封存作为一种新颖、经济、无泄漏的地下注入方法, 可减少压力积聚、加速溶解和提高孔隙空间利用率, 从而提高储层封存效率。

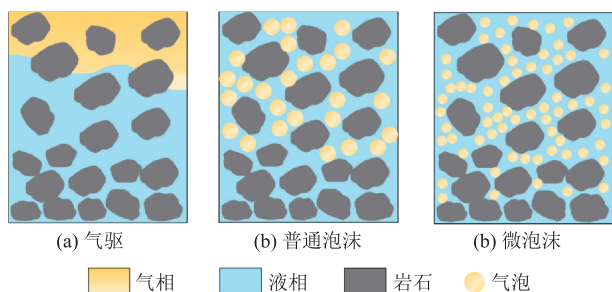


图3 气驱、普通泡沫和微泡沫的波及范围示意图^[47]

Fig. 3 Schematic diagram of sweep ranges of gas flooding, conventional foam and microfoam^[47]

由于油气藏长期注采开发, 储层中形成了优势渗流通道, 又因为 CO₂ 自身黏度较低, 易发生气窜, 导致波及效率下降。而 MB 具有浮力小、稳定性高的特点, 能够避免直接注 CO₂ 时引起的重力重叠现象, 从而提高 CO₂ 的体积波及效率, 促进 CO₂ 在岩层孔隙中的封存^[7]。MB 的直径和稳定性受表面活性剂浓度、盐浓度、聚合物浓度等因素的影响^[48]。普遍认为表面活性剂浓度升高有利于 MB 稳定性的提高, 但是表面活性剂对 MB 直径分布的影响仍存在分歧。XU^[49]等研究表明表面活性剂浓度升高 MB 直径会减小。而 BJORNDALEN 等^[50]研究表明高浓度表面活性剂或高盐环境下 MB 直径反而增大。不同研究者得出了相悖的结论, 这种差异产生的原因仍

然需要进一步研究。MB 的气液相接触面积相比于普通泡沫增大了数个数量级, 随着气泡尺寸的减小, MB 在表面张力作用下不断收缩。气泡内压越高, 传质速率越快, 被困在液体中的气体扩散速率越快, 从而提高了气体的溶解度^[51], 促进了 CO₂ 的溶解封存。MB 的直径较小, 比表面积较大, 从而显著提高了 CO₂ 的溶解速率。MIYOSHI 等^[52]通过数值模拟研究了在 CO₂ 输送过程中不产生 CO₂ 连续相的咸水地层封存 CO₂ MB 的可行性。在咸水地层中, CO₂ 以溶质或分散相的形式存在于地层中, 气相为水蒸气和 CO₂, 其混合比例取决于温度和压力。在深度 300~500 m 的储层中, CO₂ MB 完全或几乎完全溶解在深部咸水层中。界面力和毛细效应将岩石孔隙中的 MB 作为残余气体捕获。地下高压条件加速了 MB 溶解, CO₂ 溶液密度比地层水大, 所以 CO₂ 溶液有向下流动的趋势, 从而防止大量 CO₂ 羽状上升, CO₂ 构造封存比例减小。WANG 等^[53]发现注入 MB 后, 低渗透砂岩储气潜力显著提高, 最大游离 CO₂ 体积增大了 16.9%, 储层效率提高了 5.1%。此外, MB 可以促进碳酸溶液与周围岩层的地球化学反应, 加速 CO₂ 在储层中向矿物封存形式的转化, 从而降低潜在的泄漏风险, 提高了地质封存的安全性。LORANGER 等^[54]通过建立模型研究发现, 决定模拟泄漏中 CO₂ 上升高度的最重要因素是最大初始气泡尺寸。当最大初始气泡半径被限制在 3 mm 时, 95% 的 CO₂ 溶解在海底上方 7.8 m 处, 相比于最大半径为 5 mm 时, 高度降低了 9.3 m。MB 体积小、毛细力小, 使得 CO₂ 能够渗透到岩石的低孔低渗区域, 从而提高 CO₂ 封存效率。此外, 储层岩石、流体物性、CO₂ 注入策略和注入参数是影响 CO₂ 封存效率的主要因素。JIANG 等^[55]研究发现, 在不同渗透率和均质性的岩心置换实验中注入 MB 形式的 CO₂, 可以增强溶蚀作用, 提高孔隙空间利用率, 从而提高 CO₂ 封存效率。

上述研究表明, MB 体积小, 表面积大, 稳定性更高; CO₂ 溶解于水与碳酸盐岩发生反应, 提高了 CO₂ 在储层中的溶解效率。然而, 实际储层环境具有复杂性, 不同矿物组成的地层水盐离子组成不同, 可能对 MB 的稳定性产生影响, 未来需进一步研究储层条件下盐离子对 CO₂ MB 尺寸、稳定性和溶解度的作用规律。

2.3 碳酸水注入

在 CWI 过程中, CO₂ 在碳酸水(CW)和储层流体之间发生传质并溶解于水中, 然后以单相流体注

入储层^[56]。这降低了CO₂在孔隙空间中的流动性,因此在注入储层时不会出现黏性指进现象,可以获得更好的波及效率,从而有效增加了封存CO₂的孔隙空间。同时,注入储层内的CW密度要高于地层盐水,与其他常见的储层气体相比,CO₂在盐水相中的溶解度更高,溶解的CO₂可以与水反应并解离形成HCO₃⁻和CO₃²⁻。这些反应促使CO₂在水相中的溶解度提高并增加了CWCO₂的封存量。

CO₂封存量与CO₂在盐水和残余油中的溶解度成正比,提升溶解度可显著提高封存潜力。MOSAVAT等^[57]对枯竭型天然裂缝性油藏的CO₂封存能力进行了分析,发现CW中CO₂浓度越高,碳储量也越高,在油藏条件下扩散是CO₂从水相进入油相的主要机制。CW注入后,CO₂通过溶解机制封存在地层盐水中,在溶液中油比盐水能够溶解更多的CO₂,残余油的减少会降低系统的封存潜力^[58]。此外,CO₂在盐水中的溶解度受到pH值、温度、压力和盐水盐度的影响,pH值高于8.3时,CO₂将完全解离形成HCO₃⁻和CO₃²⁻^[59]。连续注入CO₂和碳酸水注入示意图见图4。

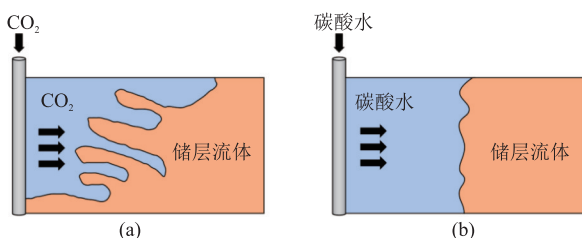


图4 连续注入CO₂(a)和碳酸水注入(b)示意图^[59]

Fig. 4 Schematic diagrams of continuous CO₂ injection (a) and carbonated water injection (b)^[59]

CO₂在盐水中的溶解度随着平衡压力的上升而显著提高。SEYYEDI等^[60]研究对比了不同压力下三次CWI的封存性能。结果表明,当压力升高到一定程度,其对CO₂溶解度及封存容量的提升作用均不再明显。进一步研究表明,尽管CO₂在盐水中的溶解行为随压力升高而得到促进,但盐度上升将显著抑制其溶解能力。在恒定的温度和压力下,CW的黏度随着CO₂浓度的增大而增大,然而饱和CW的黏度随着盐度的增大而减小,这说明高盐环境会抑制CO₂在水中的溶解^[61]。注入流体的特性,如流动性等,也决定了CO₂在油藏中的封存量。在超临界条件下CO₂溶解度未显著增加,且CO₂溶解对流体密度影响有限,CW密度仅比纯水高0.4%^[62]。降低CO₂的流动性可以进一步提高CO₂封存量。有研究提出采用饱和水CO₂(wsCO₂,即在储层温度和压

力下与水达到相平衡的CO₂)注入。注入wsCO₂时,岩心之间的压力差更大,从而降低了CO₂在孔隙空间中的流动性,进一步注入的wsCO₂将被转移到未被波及的孔隙中从而提高波及效率。相比直接注入CO₂,实验中注入wsCO₂获得了额外114 × 10⁴ t的CO₂封存量^[63]。YIN等^[64]的研究也得出了一致的结论,注入wsCO₂封存效果明显优于注入纯CO₂,在垂直注入模式下该注入策略与纯CO₂注入相比,CO₂封存量增大了3.2%;在水平注入模式下CO₂封存量增大了10.0%。值得注意的是,DANG等^[65]提出了一种浸泡增强的CWI方案,其通过延长CW与储层流体相互作用时间,进一步将CO₂捕集在孔隙和残余油中,从而提高了封存效率。

CWI将CO₂以溶解态封存在地质体中,有效降低了CO₂通过盖层微孔浮力驱动泄漏的风险,在轻质油藏中CWI的最终CO₂封存效率在40.7%~47.1%之间^[57]。CWI具有提高原油采收率和安全封存CO₂的双重优势,受到研究者广泛关注。美国俄克拉何马州K&S项目的现场报告显示,与传统水驱相比,采用CWI注入率提高了70倍^[65]。目前,CWI相关的研究更多仍然集中于提高原油采收率方面,不同地质体类型中CWI对CO₂封存效率的影响呈现差异性。当前公开报道中对CWI在不同操作工况下的性能评估仍不够充分,CO₂溶解度受温度、压力、盐度和pH值的影响较大,高盐度环境会显著抑制CO₂的溶解。因此,在高温高压、非均质储层等复杂地质条件下,该注入策略的长效封存能力仍存在不确定性。同时,长期注采过程中还可能发生结垢、腐蚀等问题。建议进一步加强实验室研究和数值模拟工作,重点开展多因素耦合作用下的长期岩心驱替实验,并结合机器学习算法优化CO₂溶解度预测模型,建立考虑地质-工程耦合效应的综合评价体系,系统评估不同地质条件下CWI技术的适应性,为其现场应用提供可靠的技术支撑,进一步提高了CO₂封存效率。

2.4 强化封存策略对比

基于上述研究现状本节系统对比了3种注入策略(表1),讨论其工程适配性和优化方向,以为不同地质条件下CO₂封存最优注入策略的选择以及工艺参数的优化提供参考。在CO₂地质封存工程中,注入策略的选择直接影响项目封存效率、经济性及长期稳定性。CO₂-WAG、CO₂泡沫注入和CWI 3种注入策略通过不同作用机制优化了封存过程。WAG利用周期性水气交替抑制气体窜流,驱动CO₂

进入低渗区域,增强毛细管作用以提高效率,但其安全性需通过调控以缓解压力累积问题来进行保证。CO₂泡沫注入策略通过表面活性剂或纳米材料稳定泡沫体系,利用贾敏效应和高黏度特性抑制指进现象,在高渗优势通道储层中波及效果显著;泡沫体系具备耐高温耐高盐特性,但化学剂成本和长期稳定性仍是阻碍其规模化应用的瓶颈。CWI以碳酸水单相形式注入,通过降低流体流动性直接实

现溶解封存,但高盐环境易引发结垢,需配套防垢工艺。不同技术对储层物性、操作条件和成本构成的适应性或影响存在显著差异。综合来看,WAG和CO₂泡沫注入更适用于封存效率要求较高的场景,其对储层条件和化学剂性能均有较高要求。CWI则适用于低结垢风险、以溶解封存为主的场景。实际应用中需根据地质特征、封存目标和经济性进行综合评估与选择。

表1 注入策略对比

Table 1 Comparison of injection strategies

注入策略	影响因素	设备需求	成本	优势	劣势	提高封存效率
CO ₂ 水气交替注入	气水段塞比、交替周期、注入顺序、储层非均质性和注入压力等	高压注入泵、CO ₂ 压缩机、混合器和分配器等	周期性注入费用、水处理费用、设备维护费用和防腐处理费用	提高CO ₂ 波及效率并且能够抑制气窜,加快从残余气封存机制向溶解封存机制转变	重力分层作用易导致CO ₂ 聚集于储层顶部,长期矿物沉淀可能堵塞孔隙,周期性管理复杂度高	较高(储层性质影响较大)
CO ₂ 泡沫注入	表面活性剂浓度、泡沫质量、储层温度、压力和盐度等	泡沫发生器、高压气液混合装置和稳定性监测设备等	化学剂费用、设备维护费用和混合/注入能耗费用	通过泡沫高黏度特性扩大波及体积,显著抑制气窜并增加CO ₂ -岩石接触面积	高温或高盐环境易导致泡沫发生化学或热降解,长期稳定性受化学剂性能制约	较高(波及效率较强)
碳酸水注入	CO ₂ 溶解度、原生水饱和度、储层温度、压力和注入速率等	高压注入泵、CO ₂ 溶解装置和高温高压搅拌器等	CO ₂ 溶解能耗费用、防腐处理费用和水处理费用	单相流体特性降低气窜风险,预溶解CO ₂ 可直接实现溶解封存	高钙镁离子环境易引发地层结垢,设备腐蚀风险突出	较低(受CO ₂ 溶解度限制)

3 结语与展望

CO₂地质封存作为CCUS技术中的重要一环,是助力“双碳”目标实现的有效手段之一。推动CO₂向更为安全的地质封存状态转化,并有效提高封存能力并降低泄漏风险,对实现高效大规模减碳排具有重要意义。CO₂-WAG、CO₂泡沫注入、CWI 3种注入策略能够在一定程度上扩大波及体积,提高封存效率,促进CO₂安全封存。本文在分析不同地质体中CO₂封存机理的基础上,系统总结了WAG、泡沫注入和CWI 3种注入策略的强化机制和研究现状,并对比了3种注入策略的适用条件和提高封存效率的潜力。

不同地质体储层在孔隙度、渗透率和岩石类型等方面存在显著差异,CO₂注入策略需要根据储层特性进行针对性优化。CO₂-WAG受工艺参数和储层性质等因素影响较大。针对不同地质体,可通过建立精确的WAG模型,并关注地质因素、封存机制对WAG注入的影响,获得更加全面准确的注入参数。同时,在工程上通过调整WAG注入频次、控制气体温度和压力等方式改善封存效果。CO₂泡沫注入具有提高封存效率的潜力,但需筛选适应储层环境且成本低廉的表面活性剂和NPs,提高泡沫性能。

高干度泡沫在咸水层CO₂封存中具有低成本和封存效率高的双重优势,可进一步探究不同条件下的最佳泡沫质量。MB可以提高扫气效率和CO₂溶解速率,未来可对MB性质进行更加深入的研究,以期提高CO₂ MB封存效果。CWI的CO₂封存效率大多在总注入CO₂的40%~50%之间,建议深化室内实验和数值模拟,开展多尺度多因素耦合条件下的CWI参数优化研究,并结合人工智能技术构建CO₂封存效率智能预测模型,从而为提高CO₂封存效果提供理论依据与技术支持。此外,在确保储层完整性和长期封存安全性的前提下,通过压裂手段可以有效改善储层孔隙度和渗透率。未来可深入探究压裂对CO₂矿化速率的影响,同时考虑设计并开发具有高稳定性的矿化反应促进剂,加速CO₂水合反应进而提高CO₂矿化效率,从而促进长期安全地质封存。

参考文献

- [1] 阳平坚, 彭栓, 王静, 等. 碳捕集、利用和封存(CCUS)技术发展现状及应用展望[J]. 中国环境科学, 2024, 44(1): 404-416.
YANG P J, PENG S, WANG J, et al. Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) technology development status and application prospects [J]. China Environmental Science, 2024, 44(1): 404-416.
- [2] 蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 中国区域二氧化碳地质封存经济

- 可行性研究——中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2024) [R]. 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心, 中国科学院武汉岩土力学研究所. 中国21世纪议程管理中心, 2024.
- CAI B F, LI Q, ZHANG X, et al. Economic feasibility of regional geological CO₂ storage in China—China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2024) [R]. Carbon Peak and Carbon Neutrality Research Center, Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences. The Administrative Center for China's Agenda 21, 2024.
- [3] 常鼎钧, 唐淑玲. 中国CCUS技术发展、趋势与建议[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(S1): 70-75.
- CHANG D J, TANG S L. Development, trends, and suggestions for CCUS technology in China [J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(S1): 70-75.
- [4] 柯怡兵, 李义连, 张炜, 等. 岩盐沉淀对咸水层二氧化碳地质封存注入过程的影响: 以江汉盆地为例[J]. 地质科技情报, 2012, 31(3): 109-115.
- KE Y B, LI Y L, ZHANG W, et al. Influence of rock salt precipitation on CO₂ injection process in saline aquifers: A case study of Jianghan Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2012, 31(3): 109-115.
- [5] LI S Y, WANG P, WANG Z J, et al. Strategy to enhance geological CO₂ storage capacity in saline aquifer [J]. Geophysical Research Letters, 2023, 50(3): e2022GL101431.
- [6] 王涛, 于海洋, 朱旭晨, 等. 水气交替CO₂咸水层地质封存数值模拟研究[J]. 中国海上油气, 2023, 35(4): 198-204.
- WANG T, YU H Y, ZHU X C, et al. Numerical simulation study on geological storage of CO₂ in saline aquifers assisted by water alternating gas [J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(4): 198-204.
- [7] LI X F, PENG B, LIU Q, et al. Micro and nanobubbles technologies as a new horizon for CO₂-EOR and CO₂ geological storage techniques: A review [J]. Fuel, 2023, 341: 127661.
- [8] 常云升, 杨文哲, 董凡琦, 等. 碳酸水驱强化采油技术研究进展[J]. 应用化工, 2022, 51(1): 199-205.
- CHANG Y S, YANG W Z, DONG F Q, et al. An advance progress on enhanced oil recovery by carbonated water flooding [J]. Applied Chemical Industry, 2022, 51(1): 199-205.
- [9] 杨术刚, 蔡明玉, 张坤峰, 等. CO₂-水-岩相互作用对CO₂地质封存体物性影响研究进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(6): 80-91.
- YANG S G, CAI M Y, ZHANG K F, et al. Research progress and prospect on the influence of CO₂-water-rock interaction on petrophysical properties of CO₂ geological sequestration [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 80-91.
- [10] RAZA A, GHOLAMI R, REZAEE R, et al. Well selection in depleted oil and gas fields for a safe CO₂ storage practice: A case study from Malaysia [J]. Petroleum, 2017, 3(1): 167-177.
- [11] 叶航, 刘琦, 彭勃. 基于二氧化碳驱油技术的碳封存潜力评估研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 107-116.
- YE H, LIU Q, PENG B. Research progress in evaluation of carbon storage potential based on CO₂ flooding technology [J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(2): 107-116.
- [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): 716-727.
- HU Y L, HAO M Q, CHEN G L, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [13] 任韶然, 李德祥, 张亮, 等. 地质封存过程中CO₂泄漏途径及风险分析[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 591-601.
- REN S R, LI D X, ZHANG L, et al. Leakage pathways and risk analysis of carbon dioxide in geological storage [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 591-601.
- [14] 朱佩誉. CO₂在咸水层的地质封存及应用进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(S2): 33-38.
- ZHU P Y. Review on CO₂ geological storage in saline aquifers [J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(S2): 33-38.
- [15] 武守亚. 二氧化碳驱油封存过程建模与分析研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
- WU S Y. Research on modeling and analysis for carbon dioxide enhanced oil recovery and sequestration process [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [16] 桑树勋, 刘世奇, 朱前林, 等. CO₂地质封存潜力与能源资源协同的技术基础研究进展[J]. 煤炭学报, 2023, 48(7): 2700-2716.
- SANG S X, LIU S Q, ZHU Q L, et al. Research progress on technical basis for synergy between CO₂ geological storage potential and energy resources [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(7): 2700-2716.
- [17] 叶航, 郝宁, 刘琦. CO₂咸水层封存关键参数及其实验表征技术研究进展[J]. 发电技术, 2022, 43(4): 562-573.
- YE H, HAO N, LIU Q. Review on key parameters and characterization technology of CO₂ sequestration mechanism in saline aquifers [J]. Power Generation Technology, 2022, 43(4): 562-573.
- [18] 包琦, 叶航, 刘琦, 等. 不同地质体中CO₂封存研究进展[J]. 低碳化学与化工, 2024, 49(3): 87-96.
- BAO Q, YE H, LIU Q, et al. Research progress on CO₂ storage in different geological formations [J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2024, 49(3): 87-96.
- [19] 张文东, 唐书恒, 张松航, 等. 基于CCUS的深部煤层煤层气采收及CO₂封存效果[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(8):

- 33-37.
- ZHANG W D, TANG S H, ZHANG S H, et al. Effect of coalbed methane recovery and CO₂ storage in deep seam based on CCUS [J]. *Coal Science and Technology*, 2014, 42(8): 33-37.
- [20] 张敏, 叶航, 包琦, 等. CO₂原位矿化选址关键参数及其封存潜力评估研究进展[J]. *化工进展*, 2024, 43(3): 1492-1505.
- ZHANG M, YE H, BAO Q, et al. Review on key parameters and storage capacity potential assessment for in-situ carbon mineralization site [J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2024, 43(3): 1492-1505.
- [21] BASHIR A, ALI M, PATIL S, et al. Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects [J]. *Earth-Science Reviews*, 2024, 249: 104672.
- [22] 李彬儒, 郭继香, 薛鹏程, 等. CO₂提高油气采收率与地质封存一体化技术研究进展[J]. *应用化工*, 2025, 54(3): 753-757.
- LI B R, GUO J X, XUE P C, et al. Research progress on integrated technology of CO₂ enhanced oil and gas recovery and geological storage [J]. *Applied Chemical Industry*, 2025, 54(3): 753-757.
- [23] JING J, YANG Y L, TANG Z H. Assessing the influence of injection temperature on CO₂ storage efficiency and capacity in the sloping formation with fault [J]. *Energy*, 2021, 215: 119097.
- [24] KAMALI F, HUSSAIN F, CINAR Y. An experimental and numerical analysis of water-alternating-gas and simultaneous-water-and-gas displacements for carbon dioxide enhanced oil recovery and storage [J]. *SPE Journal*, 2017, 22(2): 521-538.
- [25] PECK W D, AZZOLINA N A, GE J, et al. Quantifying CO₂ storage efficiency factors in hydrocarbon reservoirs: A detailed look at CO₂ enhanced oil recovery [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 69: 41-51.
- [26] 崔国栋, 张亮, 任韶然, 等. 油藏CO₂驱及封存过程中地化反应特征及埋存效率[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41(6): 123-131.
- CUI G D, ZHANG L, REN S R, et al. Geochemical reactions and storage efficiency during CO₂ EOR and subsequent storage [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(6): 123-131.
- [27] LI Z F, SU Y L, LI L, et al. Evaluation of CO₂ storage of water alternating gas flooding using experimental and numerical simulation methods [J]. *Fuel*, 2022, 311: 122489.
- [28] LI H Y, GONG C P, LIU S Y, et al. Machine learning-assisted prediction of oil production and CO₂ storage effect in CO₂-Water-Alternating-Gas injection (CO₂-WAG) [J]. *Applied Sciences*, 2022, 12(21): 10958.
- [29] 高冉, 吕成远, 伦增珉, 等. 二氧化碳驱替与埋存一体化数值模拟[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(2): 102-107.
- GAO R, LYU C Y, LUN Z M, et al. Integrated numerical simulation of carbon dioxide displacement and sequestration [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(2): 102-107.
- [30] AL-KHDHEEAWI E A, VIALLE S, BARIFCANI A, et al. Enhancement of CO₂ trapping efficiency in heterogeneous reservoirs by water-alternating gas injection [J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2018, 8(5): 920-931.
- [31] VIVEK R, KUMAR G S. Numerical investigation on effect of varying injection scenario and relative permeability hysteresis on CO₂ dissolution in saline aquifer [J]. *Environmental Earth Sciences*, 2016, 75(16): 1192.
- [32] LEI X L, MA S L, CHEN W K, et al. A detailed view of the injection-induced seismicity in a natural gas reservoir in Zigong, southwestern Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2013, 118(8): 4296-4311.
- [33] WANG H, KOU Z H, JI Z M, et al. Investigation of enhanced CO₂ storage in deep saline aquifers by WAG and brine extraction in the Minnelusa sandstone, Wyoming [J]. *Energy*, 2023, 265: 126379.
- [34] PARK Y C, KIM S, LEE J H, et al. Effect of reducing irreducible water saturation in a near-well region on CO₂ injectivity and storage capacity [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 86: 134-145.
- [35] BACCI G, KORRE A, DURUCAN S. An experimental and numerical investigation into the impact of dissolution/precipitation mechanisms on CO₂ injectivity in the wellbore and far field regions [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 579-588.
- [36] AMPOMAH W, BALCH R S, CATHER M, et al. Optimum design of CO₂ storage and oil recovery under geological uncertainty [J]. *Applied Energy*, 2017, 195: 80-92.
- [37] VO THANH H, SUGAI Y, NGUELE R, et al. Robust optimization of CO₂ sequestration through a water alternating gas process under geological uncertainties in Cuu Long Basin, Vietnam [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 76: 103208.
- [38] WEN Y P, YU T, XU L, et al. Molecular dynamics and experimental study of the effect of pressure on CO₂ foam stability and its effect on the sequestration capacity of CO₂ in saline aquifer [J]. *Chemical Engineering Science*, 2024, 284: 119518.
- [39] 王维波, 陈龙龙, 李超跃, 等. 泡沫驱提高采收率技术研究新进展[J]. *应用化工*, 2020, 49(7): 1829-1834.
- WANG W B, CHEN L L, LI C Y, et al. The new research progress on enhanced oil recovery technology by foam flooding [J]. *Applied Chemical Industry*, 2020, 49(7): 1829-1834.
- [40] FØYEN T, BRATTEKÅS B, FERNØ M A, et al. Increased CO₂ storage capacity using CO₂-foam [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 96: 103016.

- [41] GUO F, ARYANA S A, WANG Y H, et al. Enhancement of storage capacity of CO₂ in megaporous saline aquifers using nanoparticle-stabilized CO₂ foam [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 87: 134-141.
- [42] TELMADARREIE A, TRIVEDI J J. CO₂ foam and CO₂ polymer enhanced foam for heavy oil recovery and CO₂ storage [J]. *Energies*, 2020, 13(21): 5735.
- [43] 曲海莹, 刘琦, 彭勃, 等. 纳米颗粒对 CO₂ 泡沫体系稳定性的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(5): 120-126.
- QU H Y, LIU Q, PENG B, et al. Effect of nanoparticle on stability of CO₂ foam flooding system [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(5): 120-126.
- [44] CHATURVEDI K R, SHARMA T. In-situ formulation of pickering CO₂ foam for enhanced oil recovery and improved carbon storage in sandstone formation [J]. *Chemical Engineering Science*, 2021, 235: 116484.
- [45] XUE Z, WORTHEN A J, DA C, et al. Ultradry carbon dioxide-in-water foams with viscoelastic aqueous phases [J]. *Langmuir*, 2016, 32(1): 28-37.
- [46] 李松岩, 马芮, 党法强. 基于高干度泡沫实验的非均质咸水层 CO₂ 封存能力分析[J]. *天然气工业*, 2024, 44(4): 46-55.
- LI S Y, MA R, DANG F Q. Experimental study on CO₂ storage capacity of high-dryness foam in heterogeneous saline aquifers [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(4): 46-55.
- [47] 李晓枫, 彭勃, 刘琦, 等. 微泡沫驱提高采收率技术研究进展[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(4): 91-100.
- LI X F, PENG B, LIU Q, et al. Research progress of micro-foam flooding technology for enhanced oil recovery [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(4): 91-100.
- [48] NGUYEN HAI LE N, SUGAI Y, NGUELE R, et al. Bubble size distribution and stability of CO₂ microbubbles for enhanced oil recovery: Effect of polymer, surfactant and salt concentrations [J]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2023, 44(5): 795-805.
- [49] XU Q Y, NAKAJIMA M, ICHIKAWA S, et al. Effects of surfactant and electrolyte concentrations on bubble formation and stabilization [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2009, 332(1): 208-214.
- [50] BJORNDALLEN N, KURU E. Stability of microbubble based drilling fluids under downhole conditions [C]// *PETSOC Canadian International Petroleum Conference*. PETSOC, 2006: PETSOC-2006-079.
- [51] ATKINSON A J, APUL O G, SCHNEIDER O, et al. Nanobubble technologies offer opportunities to improve water treatment [J]. *Accounts of Chemical Research*, 2019, 52(5): 1196-1205.
- [52] MIYOSHI S, HITOMI T, MIIDA H, et al. Numerical study on field-scale behavior of carbon in CO₂ micro bubble storage (CMS) [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 5978-5985.
- [53] WANG S J, LI S H, LIU D L, et al. Study of the impact of various porous media on pore space utilization and CO₂ storage by injection of microbubbles into oil reservoirs [J]. *Applied Energy*, 2023, 339: 120947.
- [54] LORANGER S, PEDERSEN G, BLOMBERG A E A. A model for the fate of carbon dioxide from a simulated carbon storage seep [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 107: 103293.
- [55] JIANG L L, XUE Z Q, PARK H. Enhancement of CO₂ dissolution and sweep efficiency in saline aquifer by micro bubble CO₂ injection [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, 138: 1211-1221.
- [56] ESENE C, ZENDEHBOUDI S, ABORIG A, et al. A modeling strategy to investigate carbonated water injection for EOR and CO₂ sequestration [J]. *Fuel*, 2019, 252: 710-721.
- [57] MOSAVAT N, TORABI F. Experimental evaluation of the performance of carbonated water injection (CWI) under various operating conditions in light oil systems [J]. *Fuel*, 2014, 123: 274-284.
- [58] BAKHSHI P, KHARRAT R, HASHEMI A, et al. Experimental evaluation of carbonated waterflooding: A practical process for enhanced oil recovery and geological CO₂ storage [J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2018, 8(2): 238-256.
- [59] ESENE C, REZAEI N, ABORIG A, et al. Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery [J]. *Fuel*, 2019, 237: 1086-1107.
- [60] SEYYEDI M, SOHRABI M, SISSON A, et al. Quantification of oil recovery efficiency, CO₂ storage potential, and fluid-rock interactions by CWI in heterogeneous sandstone oil reservoirs [J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2018, 249: 779-788.
- [61] BANDO S, TAKEMURA F, NISHIO M, et al. Solubility of CO₂ in aqueous solutions of NaCl at (30 to 60) °C and (10 to 20) MPa [J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2003, 48(3): 576-579.
- [62] FANI M, STRAND S, PUNTERVOLD T, et al. Geochemical effects of carbonated water on reservoir and caprock minerals for carbon capture and storage [J]. *Gas Science and Engineering*, 2024, 124: 205246.
- [63] AJOMA E, SUNGKACHART T, GE J C, et al. Water-saturated CO₂ injection to improve oil recovery and CO₂ storage [J]. *Applied Energy*, 2020, 266: 114853.
- [64] YIN H, GE J C, COOK B, et al. Tertiary oil recovery and CO₂ storage from laboratory injection of CO₂ or water-saturated CO₂ into a sandstone core [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2023, 275: 104300.
- [65] DANG F Q, LI S Y, FENG S B, et al. Innovative soaking-enhanced carbonated water flooding for EOR and CO₂ storage [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 252: 213922.