

杨浦, 方小宇, 王子雯, 等. 注水工艺对海域咸水层二氧化碳封存能力的影响[J]. 海洋地质前沿, 2025, 41(3): 99-106.

YANG Pu, FANG Xiaoyu, WANG Ziwen, et al. The impact of water injection simulation on CO₂ storage capacity in offshore saline aquifers[J]. Marine Geology Frontiers, 2025, 41(3): 99-106.

注水工艺对海域咸水层二氧化碳封存能力的影响

杨浦¹, 方小宇^{1,2,3,4*}, 王子雯⁵, 黄仕锐⁵, 吕言新¹, 杨博⁶

(1 南方海洋科学与工程广东省实验室(湛江), 湛江 524000; 2 青岛市海洋地质碳封存重点实验室, 青岛 266237; 3 青岛市海洋地质碳封存工程研究中心, 青岛 266237; 4 海洋地质碳封存山东省工程研究中心, 青岛 266237; 5 海南省海洋地质调查研究院, 海口 570000;

6 西南石油大学机电工程学院, 成都 610500)

摘要:连续或交替向咸水层注水能够加速 CO₂ 溶解并提高 CO₂ 咸水层封存安全性, 同时也会干扰 CO₂ 羽流空间发展从而间接影响地层实际封存能力, 目前, 工程方案对此问题的考虑还较少。本文模拟了开放式咸水层单井注气作业条件下, 多种注水方案以及关键工艺参数对封存安全性和地层实际封存能力的影响。结果表明, 注气开始后一段时间内通过在注气井段上方持续注水能够显著提高 CO₂ 封存强度, 增加地层实际封存能力, 开始注水时刻越晚, 封存强度提升作用越小; 同步注水速率越大, 实际封存能力提升越明显; 停止注气后继续延长注水时间对实际封存能力的影响需要结合实际工况讨论; 在注水总量一定的前提下, 注气阶段高速率注水比低速率延长注水对实际封存能力的提升效果更好; 随着注水层位与底部注气层位间距的减小, 注水对实际封存能力的提升作用增强; 注水还能够有效降低注入井附近地层中 CO₂ 的饱和度, 有利于降低井筒泄露风险。

关键词:CO₂ 地质封存; 注水工艺; 封存能力; 封存安全性; 工艺参数

中图分类号:P736, TE53

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2024.237

0 引言

CO₂ 捕集、利用与封存技术(CCUS)已经成为碳中和技术体系的重要组成部分, CO₂ 地质封存是 CCUS 技术目前实现大规模碳移除的主要技术路线, 预计到 2060 年需求规模可达 5~10 亿 t^[1]。相比于其他 CO₂ 地质封存方式, 中国咸水层封存适宜范围更广, 封存能力更大, 是大规模 CO₂ 地质封存的主要地点^[2]。

收稿日期: 2024-10-11

资助项目: 湛江市科技计划项目“粤西近海盆地规模化 CO₂ 封存场址优选及工程规划方案研究”(2022A01061); 海南省重点研发项目“琼东南盆地天然气水合物资源评价与目标优选”(ZDYF2023GXJS008)

第一作者: 杨浦(1996—), 男, 硕士, 主要从事海洋油气开发工程和 CO₂ 地质封存方面的研究工作。E-mail: stu_yp@163.com

* 通讯作者: 方小宇(1982—), 男, 硕士, 正高级工程师, 主要从事油气地质与 CO₂ 地质封存方面的研究工作。E-mail: fangxy@zjblab.com

地下咸水层利用地层构造束缚(构造封存)、岩层孔隙束缚(束缚/残余封存)、地层水溶解束缚(溶解封存)和矿化反应束缚(矿化封存)4 种封存机理来实现 CO₂ 与大气环境的永久隔离^[3]。通常, 上述 4 种束缚状态下的 CO₂ 逃逸能力依次减弱, 封存安全性依次增高^[4]。在 CO₂ 注入地层之初, 大部分 CO₂ 以能够自由运移的构造束缚方式封存, 随着封存时间的延长, CO₂ 逐渐溶解并最终演变为固体矿物实现永久封存^[5]。束缚方式不仅随时间演变, 同时也受到地层物理化学性质、构造类型、地层非均质性、地层几何构型、注入工艺等因素的影响^[6-8]。由于构造封存的 CO₂ 几乎都处于超临界状态且流动性最强, 因此, 在 CO₂ 注入阶段是地质风险高发阶段, 为了降低地质风险可采用工程措施加速构造封存向其他方式演变。

储层注水是一种能够提高封存安全性的低成本工程措施, 例如储层顶部连续注水^[9-10]或水气交

替注入^[11]。研究表明,注水作业通过改变储层流体的物理化学性质以及增强CO₂和咸水对流过程能够显著加快CO₂溶解,快速降低构造封存占比,提高封存安全性。在地表或注入工具中将水与CO₂充分混合后再注入地层也可达到提高封存安全性的目的^[12-13],但由于CO₂溶解度较低,完全溶解所需用水量可能是CO₂本身质量的数十倍,注入作业设施复杂度也会提升,防酸性溶液腐蚀措施进一步提高设备成本,因此,咸水层直接注水作业可能更加经济与便捷^[9,12]。注水作业不仅影响封存安全性,也可能影响地层封存能力。CO₂低密度特性(相较于地层水)驱使游离CO₂向储层顶部(盖层下方)聚集并横向扩展,因此,对于有限边界的封存地质体,单位面积下CO₂容纳量越大则封存能力越强,即注入相同质量的CO₂时,羽流横向扩展速度越慢越有利于注入更多CO₂,如果羽流在盖层下方横向发展过快,则羽流前缘到达地质体边界前可注入CO₂量减少,实际封存能力减弱^[14]。注水过程可能改变羽流空间发展趋势,进而影响地层实际封存能力。

目前,从羽流发展角度探究注水工艺对实际封存能力的影响研究还较少,本文采用数值模拟手段,基于南海北部湾盆地近岸乌石凹陷中某地层特征,探讨了在低成本作业条件(单井注气)下,分层注水方案提高封存安全性和封存能力的可行性,同时探讨关键工艺参数及其对封存安全性和实际封存能力的影响规律,对咸水层注入策略的制定具有参考意义。

1 注水对实际CO₂封存能力的影响

咸水储层大致可以分为封闭式、开放式和半开

放式咸水层。对于开放式咸水层,CO₂的注入主要通过咸水空间的置换,封存能力上限通常取决于地质体全部可用孔隙空间,但低密度CO₂羽流在储层中倾向于聚集在盖层下方并横向扩展,呈现漏斗状分布^[14],如图1所示。因此,实际能够安全封存的CO₂量通常取决于盖层连续封闭范围的大小,并且远低于封存能力上限^[15]。对于封闭式咸水层,CO₂的注入主要通过孔隙和咸水的压缩,实际封存量通常取决于盖层突破压力,由于地层综合压缩系数相对较小并且压力传导速度远快于羽流发展,在CO₂羽流到达盖层连续封闭范围的边界之前,储层压力就已达盖层突破压力,因此,压力约束下的实际封存量相对更小^[16-17]。压力约束在开放式咸水层中通常作为注入速率(或注入压力)的约束,但实际工程应用中由于地质条件的不确定性,开放式咸水层可以将压力约束下的有效封存量作为封存能力的下限值^[17-18]。半开放式咸水层兼具开放式和封闭式咸水层的特点。

实际工程注入量和羽流发展还受到注入井数量、注入井布置方式和储层压力调控等工程技术的影响。海域咸水层封存作业由于较高的施工成本,多采用单井注入模式运营^[19],本文仅针对单井作业且不考虑除注水外的其他辅助工程技术的工况展开讨论。从压力限制角度分析,注水必然会增加封闭式储层孔隙压力,进而降低封闭式咸水层对CO₂的容纳量,在没有储层压力控制手段的前提下,单纯注水工艺不利于发挥封闭式咸水层封存潜力,因此,本文也未考虑封闭式储层注水。

对于开放式储层,根据羽流发展主导因素的不同,将整个羽流发展过程大致分为注入阶段和停止阶段。在注入阶段,注入压力和浮力为CO₂运移驱

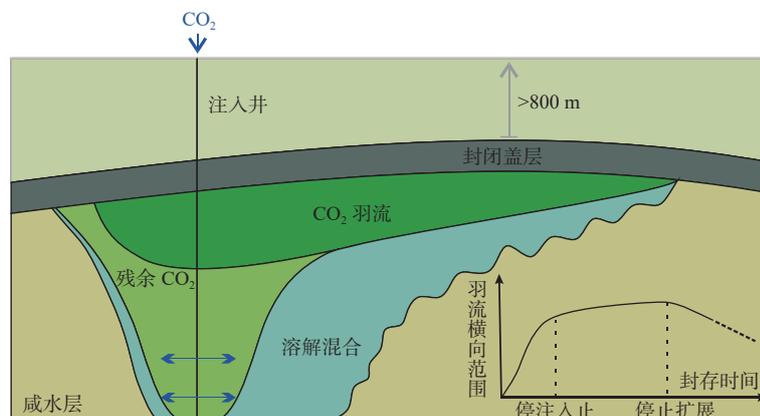


图1 咸水层中CO₂羽流发展演变过程

Fig.1 Development and evolution process of CO₂ plume in saline aquifer

动力, 在注入井段临近区域注入压力的驱动作用更强, CO_2 驱替咸水并横向扩展, 如图 1 所示。注入压力随距离衰减迅速, 在远离注入井段的区域浮力为 CO_2 运移的主要驱动力, CO_2 向储层顶部运移并在盖层下方积聚, 顶部羽流持续横向扩展。停止注气后仅有浮力为驱动力, 游离 CO_2 在盖层下方继续聚集, 顶部羽流横向分布进一步扩大, 在此过程中羽流前缘边界发生咸水驱替作用, 后缘边界发生咸水回流, 根据相渗滞后理论 CO_2 在咸水回流过程被大量捕获, 形成残余封存。由于没有 CO_2 补充, 羽流最终因构造束缚或孔隙束缚而停止横向扩展并达到最大横向范围, 而后随着溶解和矿化封存的进行, 羽流范围开始缩减直至完全消失。

羽流横向扩展停止前如果遇到盖层连续封闭范围的边界(例如断层或裂缝区域等泄露通道)则会引起较大泄露风险, 为了保证封存可靠性, CO_2 停注时顶部羽流横向范围应该受到限定, 以保证停注后羽流充足的发展空间, 即限定注入量(实际封存量)。在注气速率一定时, 相比于不采用注水工艺的封存方案, 注水对 CO_2 的溶解作用和水力驱动作用有可能抑制或促进顶部羽流横向扩展趋势, 因此, 注水可能直接延长或缩短储层最大可持续注气时长, 进而间接增大或减小储层实际封存量。正确

的注水方案和关键工艺参数的研究对工程方案的设计十分重要, 安全高效的封存工艺应控制羽流横向范围, 提高储层空间利用率。

2 咸水层封存数值模拟

2.1 地质模型

北部湾近岸海域沉积盆地发育, 实施 CO_2 封存的源汇距离优势明显, 是实施大规模海域 CCS 的有利场所。本文以北部湾盆地乌石凹陷某开放式咸水层为例, 开展单井分层注水辅助封存方案的研究。地质模型如图 2 所示, 平面范围为 $4\ 600\ \text{m} \times 2\ 400\ \text{m}$, 咸水层顶深约为 $1\ 052\ \text{m}$, 底深约为 $1\ 239\ \text{m}$ 。 CO_2 采用直井从储层底部注入, 注气井段长度为 $33\ \text{m}$ 。地层平均孔隙度为 0.23 , 横向平均渗透率为 $207 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, 垂向渗透率设为横向渗透率的 10% , $1\ 200\ \text{m}$ 深度初始地层压力为 $11.8\ \text{MPa}$, 地层温度为 $63.7\ ^\circ\text{C}$, 地温梯度约为 $0.39\ ^\circ\text{C}/100\ \text{m}$ 。地质模型参数在所有模拟案例中保持不变。结果显示, 顶层 CO_2 羽流在注气停止之后的 $200\ \text{a}$ 内基本达到最大横向范围, 此时矿化封存量远小于其他封存量, 矿化封存过程在羽流发展期内的影响可忽略不计。

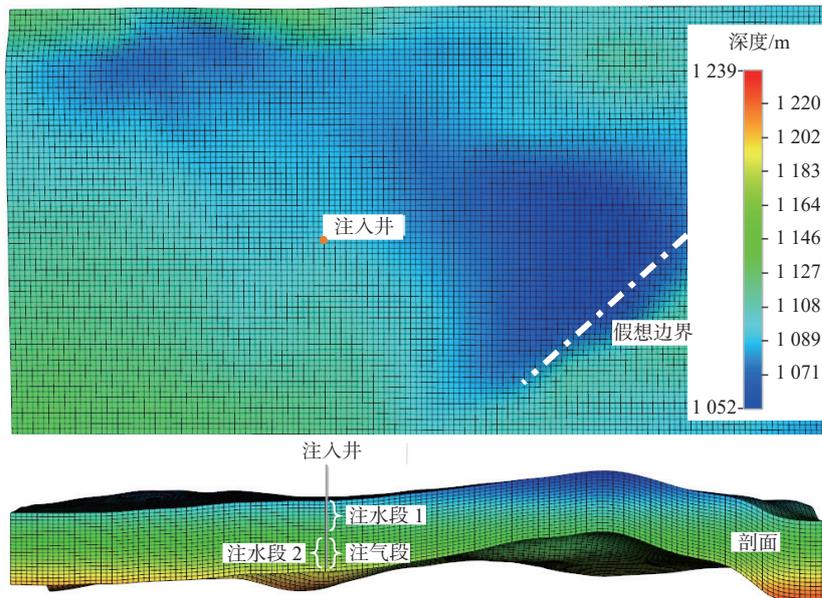


图 2 数值模型及网格剖分

Fig.2 Plan view of grid used for simulation

2.2 基准工况实际封存能力评估

基于上述地质模型和注气井方案, CO_2 注入速

率设置为 $270\ \text{t/d}$, 试算无注水工况下最大可持续注入时间, 将注气速率与最大可持续注气时间的乘积作为基准封存能力。最大可持续注气时间受盖层

封闭范围限制,为此假设本文所用地质模型顶部盖层存在潜在泄露通道(假想边界),如图2所示,即顶部羽流不得超越该边界。海域大规模 CCS 项目通常要求具有稳定的注入速率以维持整个项目的持续运行,CO₂注入过程不得长时间中断,避免上游环节 CO₂大量滞留,以降低固定投资和投资风险,因此,基准工况注气过程中无中断。

通过对不同注气时长下顶部羽流最大横向扩张范围的计算,基准工况在假想边界限制下的最大

可持续注入时间为 10 a,基准储存能力为 98.55 万 t。停止注气后顶部羽流继续扩展,约 70 a 发展到最大。羽流分布对比如图3所示,可以看出浮力驱动使得顶部羽流的横向发展受盖层走向主导,羽流首先充填较浅区域(图2),此时羽流占用面积为 2.34 km²。为了方便数据比较,实际封存能力引用封存强度概念(CO₂实际注入量/实际占用最大地下空间面积)来衡量^[20],封存强度越大则实际封存能力越强,基准工况封存强度为 42.12 万 t/km²。

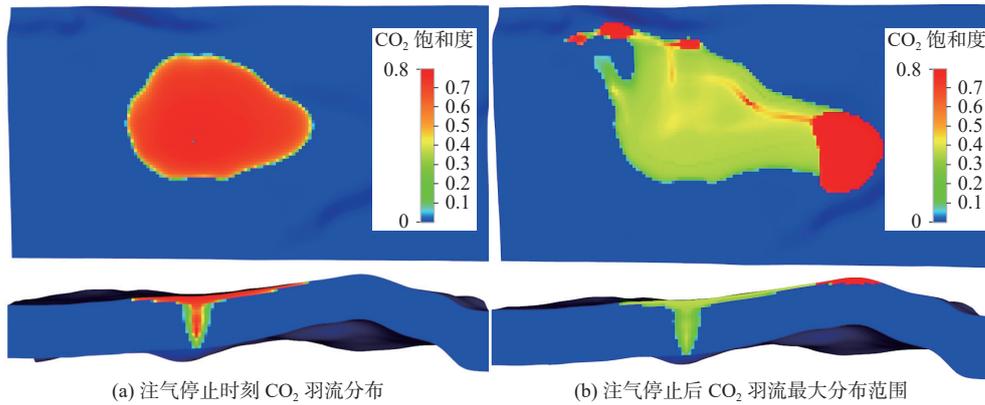


图3 基准工况不同时刻羽流分布范围对比

Fig.3 Comparison of plume distribution under different base conditions

3 注水方案及作用机理

在基准工况基础上,设计对比了多种注水方案。为了降低注水作业附加投资,本文考虑通过注气井分层注水,不额外配置注水井。注水层段设置如图2所示,注水井段与注气井段长度相同,注水井段1位于储层顶部,注水井段2即注气井段(指注气停止后转注水)。注水方案设置如表1所示,对应数值模拟结果如图4所示。方案1—5数值模拟结果对比显示,通过储层顶部实施注水作业能够明显抑制储层顶部羽流扩张范围,提高封存强度。当CO₂和水同步注入时,顶层羽流分布范围最小,封

存强度最大。注气开始后,注水时间越晚,注水对顶层羽流扩张的抑制作用越弱,封存强度越小,实际封存能力越弱。注气结束后再开始注水的封存强度比基准工况更低,注水作业反而降低封存强度。方案5和方案6数值结果对比显示,通过储层顶部注水的效果更好。

表1 注水方案对比

Table 1 Water injection schemes for simulation

方案编号	注水速率 (水气质量比)	注水段	注水时机	注水时长/a
1	10	1	同步持续注水	10
2	10	1	注气1 a开始注水	10
3	10	1	注气2 a开始注水	10
4	10	1	注气5 a开始注水	10
5	10	1	停止注气开始注水	10
6	10	2	停止注气开始注水	10

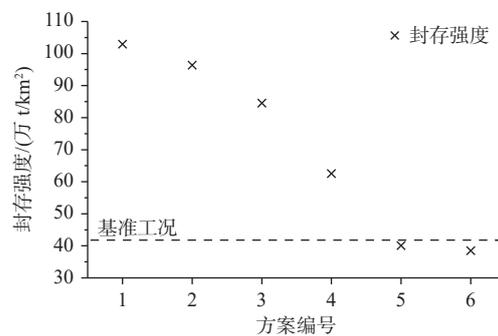


图4 不同注水方案的封存强度变化

Fig.4 Variation in storage intensity in different water injection schemes

对羽流演化过程的分析表明,注水对羽流发展的影响主要通过改变封存机理和水力驱动作用。图5为不同注水方案下封存机理的对比,与基准工况对比可以看出,注水措施明显改变了溶解封存和

束缚封存进程, 溶解作用得到明显加强。水力驱替作用抑制了束缚封存过程, 但溶解增量更大, 注水仍然能够减低构造封存占比。理想状况下, 构造封存量降低意味着自由移动的 CO₂ 量减少, 羽流横向扩张受到抑制, 羽流最大占用面积减小, 封存强度提高。图 6 显示了注水措施对羽流运移过程的直接水力驱动作用, 与基准工况(图 3)对比可以看出, 水力驱动作用对羽流横向扩张起促进作用, 顶部羽流范围扩大不利于提高封存强度, 但储层中下部羽流横向扩展有利于提高储层利用率, 进而提高实际封存能力。因此, 注水对羽流发展的影响应该是多种机理共同作用的结果。

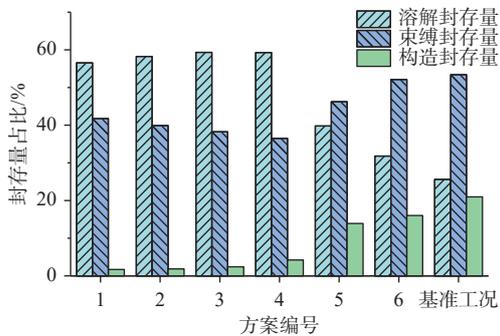


图 5 停止注气 100 a 后不同注水方案封存机理对比
Fig.5 Numerical simulation of CO₂ storage capacity of various storage mechanisms in saline aquifer for 100 years

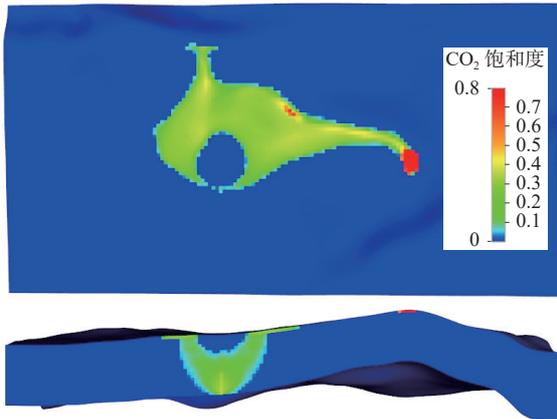


图 6 方案 1 停止注气 100 a 后的羽流分布
Fig.6 Plume distribution of CO₂ in saline aquifer after 100 years of sequestration for Scheme 1

方案 1—4 和基准工况的封存强度变化趋势(图 4)与构造封存量变化趋势(图 5)具有一致性, 封存强度随构造封存量增加而减小, 并且方案 1—4 封存强度均大于基准工况, 可以推测溶解对顶部羽流横向扩张的抑制作用占据主导, 在水气分层同步注入时最强。方案 5、方案 6 和基准工况的构造封存量变化趋势与封存强度变化趋势之间出现不一

致现象, 基准工况因具有更大的构造封存量占比反而封存强度更大, 可推测水力驱动对方案 5 和方案 6 顶部羽流的增扩作用更强。通过方案 4、方案 5 与基准工况封存强度的大小关系可以看出, 多种作用之间存在平衡点。

由图 6 可以看出, 注水驱替作用能够有效降低注入井附近地层的 CO₂ 饱和度, 有利于降低井筒泄露风险。另外, 有研究表明, 注水还能够避免注入井近井段出现因干燥 CO₂ 流动引起的盐析现象堵塞孔隙导致注入能力下降的问题^[21]。

对于同步注水方案, 逐步增加注入作业时长, 使顶部羽流最大扩张范围逐步逼近假想边界, 得到最大可持续注入时间约为 20 a, 此时实际封存量为 197.1 万 t, 相比基准工况实际封存能力提高 1 倍, 羽流最大分布范围如图 7 所示。综上所述, 适宜的注水方案能够有效减小顶部羽流最大横向扩展范围, 间接提高储层最大可持续注入时间, 进而增大储层单位面积容纳量, 提高储层空间利用率和实际封存能力, 同时还能够降低井筒和地层泄露风险。

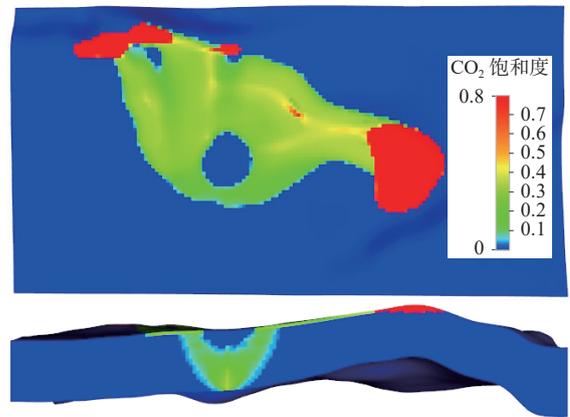


图 7 方案 1 注气 20 a 并封存 100 a 后的羽流分布
Fig.7 Plume distribution after 20 years of CO₂ injection and 100 years of sequestration for Scheme 1

4 关键工艺参数研究

合理的工艺参数有利于提升工艺成效并控制工程成本, 注水速率、注水时长和注水层位(这里指注水段与注气井段最小间距)等可能是关键工艺参数。以气水同步注入方案 1 为基础, 固定注气时长为 10 a, 注水参数对比方案如表 2 所示, 对应数值模拟结果如图 8 所示。

方案 7、方案 8 和方案 1 对应封存强度大小关

表2 注水工艺参数设置

Table 2 Parameter setting for the simulation of water injection

方案编号	注水速率 (水气质量比)	注水段位置	注水时长/a
7	1	同方案1	10
8	5	同方案1	10
9	5	同方案1	20
10	10	同方案1	20
11	10	减小10 m	10
12	10	减小20 m	10

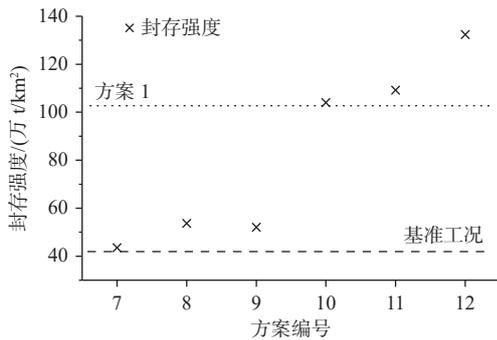


图8 不同注水参数下封存强度变化

Fig.8 Variation in storage intensity with different water injection parameters

系表明,封存强度随注水速率的提高而持续增大。相较于基准工况,方案7、方案8和方案1在注气结束时的溶解封存量分别提高了0.3、1.3和2.2倍(图9)。根据注水作用机理研究推测,注气阶段提高注水速率时,溶解作用对顶部羽流横向扩张的抑制作用始终占主导作用,并随注水速率的增大而增大。

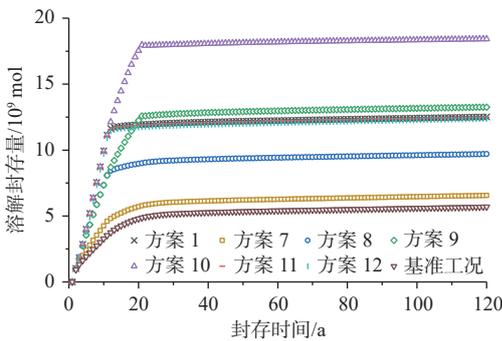


图9 溶解封存量随时间变化曲线

Fig.9 Evolution process of CO₂ solubility trapping in different schemes

方案9和方案10分别在方案8和方案1基础上延长了1倍注水时间,从封存强度变化可看出单独延长注水时间对封存强度的影响趋势不明确。注水时间的延长显著增加了溶解封存量(图9),方案9和方案10在注水结束时的溶解封存量相比方

案8和方案1分别提高了39.8%和50.6%,但方案9和方案10中最大CO₂羽流占用面积并没有显著降低(图10),相反,在延长注水期间(10~20 a)由于水力驱动对顶部羽流横向扩张的增扩作用主导,顶部羽流占用面积均出现增大趋势。停止注水后,羽流发展速度随具体工况的不同而不同,导致最终封存强度变化趋势出现差异。

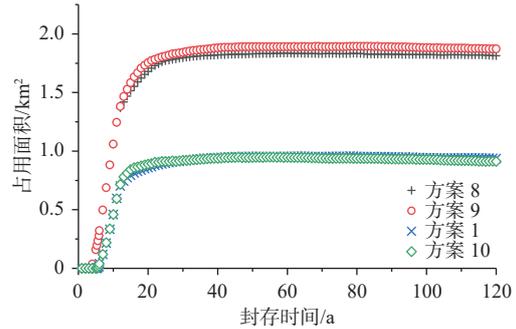


图10 储层顶部羽流面积增长曲线

Fig.10 Curve of CO₂ plume area growth over time at the top of the saline aquifer

在注水总量一定的前提下,注气阶段高速率注水比低速率延长时间注水对储存能力的提升效果更好。方案9采用低注水速率并延长注水时长,使得注水总量与方案1保持一致,但方案9封存强度远小于方案1。为探究其原因将图9和图10进一步分析。图9表明溶解封存增量(相较于基准工况)总是与注水总量正相关,注水总量相同时不同方案下的溶解封存量也基本相同,但不同注水速率工况达到相同溶解封存量的时刻不同,即CO₂溶解速率(溶解封存量曲线斜率)不同。注气阶段(0~10 a),高速率注水对CO₂溶解速率的提升比低速率注水的提升作用更大,因此在相同时刻,方案1储层顶部游离CO₂量比方案9少,顶部羽流占用面积更小(图10)。延长注水阶段(10~20 a),方案9溶解封存量随注水总量的增加继续增加,但溶解速率有所降低,根据注水作用机理研究,此阶段水力驱动对顶部羽流的增扩作用占据主导,方案9顶部羽流占用面积相较于停止注水的方案1在加速扩大。因此,方案9顶部羽流占用面积远大于方案1,封存强度远低于方案1。

方案11、方案12和方案1对应封存强度变化趋势表明,随着注水层位逐渐靠近底部注气层位,封存强度提高效果明显,可见注水层位的选择也是关键工艺参数。3种方案注水总量相同,因此,溶解封存量变化趋势基本相同(图9)。但是随着注水井

段与储层顶部距离的增加, 注水对顶部羽流的直接横向驱动作用减弱, 同时对储层中下部羽流的横向驱动作用增强, 中下部 CO_2 波及范围增大, 储层横向空间利用率提高(图 11), 储层顶部 CO_2 累积量减少。因此, 顶部羽流最大占用面积减小, 封存强度和实际封存能力提高。

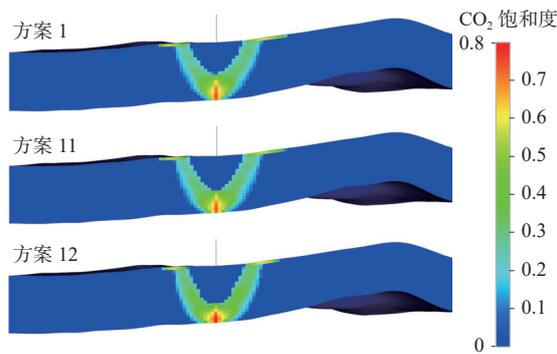


图 11 停止注气时过井剖面的羽流分布对比
Fig.11 Comparison of plume distribution on the wellbore profile at the end of CO_2 injection

5 结论

(1) 对于开放式咸水层 CO_2 地质封存, 适宜的注水方案能够有效减小顶部羽流最大横向扩展范围, 间接提高储层最大可持续注入时间, 进而增大单位地层面积 CO_2 容纳量, 提高储层空间利用率和实际封存能力, 还能降低井筒和地层泄露风险。

(2) 对于开放式咸水层单井注 CO_2 工程, 注入 CO_2 开始后一定时间内通过在注气井段上方持续注水能够显著提高封存强度, 增加地层实际封存能力, 开始注水时刻越晚, 封存强度提升作用越小。采用气水同步注入方案时, 封存强度提升最大, 当接近注气停止时刻再开始注水, 反而会降低封存强度。这主要是因为注水对 CO_2 羽流的发展存在多种影响机制, 不同注水方案下主导机制不同。注水对 CO_2 的加速溶解作用减少了构造封存量, 同时对储层中下部位 CO_2 的横向驱动作用提高了储层空间利用率, 两者共同作用能够减少盖层下方 CO_2 集聚, 进而抑制了顶部羽流横向扩展。但是注水对储层顶部 CO_2 的直接水力驱动作用促进了盖层下方羽流的横向扩展, 不利于封存强度的提高。羽流发展是上述机制同时作用的结果, 随着开始注水时刻的延后, 主导影响机制从溶解抑制过渡到水力增扩。

(3) 对关键工艺参数的进一步研究表明, 封存

能力随同步注水速率的增大而增大; 停止注气后, 延长注水时间对实际封存能力的影响需要结合实际工况讨论; 在注水总量一定的前提下, 注气阶段高速率注水比低速率延长长时间注水对封存能力的提升效果更好; 随着注水层位与底部注气层位的间距减小, 注水对封存能力的提升作用增强。应当注意, 注水工艺对封存能力的提升幅度还受地质体特性影响, 不同地质条件下所能取得的定量效果是不同的。

参考文献:

- [1] 叶航, 郝宁, 刘琦. CO_2 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 CO_2 sequestration mechanism in saline aquifers[J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(4): 562-573.
- [2] 张贤, 杨晓亮, 鲁玺, 等. 中国 CO_2 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, 全球碳捕集与封存研究院, 清华大学, 2023.
ZHANG X, YANG X L, LU X, et al. Annual report on carbon capture, utilization and storage (CCUS) in China (2023)[R]. Beijing: The Administrative Center for China's Agenda 21, Global CCS Institute, Tsinghua University, 2023.
- [3] ZHANG D X, SONG J. Mechanisms for geological carbon sequestration[J]. *Procedia IUTAM*, 2014, 10: 319-327.
- [4] ABIDOYE L K, KHUDAIDA K J, DAS D B. Geological carbon sequestration in the context of two-phase flow in porous media: a review[J]. *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 2015, 45: 1105-1147.
- [5] ANDREANI M, LUQUOT L, GOUZE P, et al. Experimental study of carbon sequestration reactions controlled by the percolation of CO_2 -rich brine through peridotites[J]. *Environmental Science & Technology*, 2009, 43(4): 1226-1231.
- [6] KUMAR S, FOROOZESH J, EDLMANN K, et al. A comprehensive review of value-added CO_2 sequestration in subsurface saline aquifers[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103437.
- [7] SIFUENTES W, BLUNT M J, GIDDINS M A. Modeling CO_2 storage in aquifers: assessing the key contributors to uncertainty[C]//Society of Petroleum Engineers Offshore Europe Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2009; SPE-123582-MS.
- [8] LI X, AKBARABADI M, KARPYN Z T, et al. Experimental investigation of carbon dioxide trapping due to capillary retention in saline aquifers[J]. *Geofluids*, 2015, 15(4): 563-576.
- [9] LEONENKO Y, KEITH D W. Reservoir engineering to accelerate the dissolution of CO_2 stored in aquifers[J]. *Environmental Science & Technology*, 2008, 42(8): 2742-2747.
- [10] HASSAN H, MEHRAN P, DAVID W K. Accelerating CO_2 dissolution in saline aquifers for geological storages mechanistic

- and sensitivity studies[J]. *Energy & Fuels*, 2009, 23: 3328-3336.
- [11] 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 insaline aquifer sassed by water alternating gas[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(4): 198-204.
- [12] SHARIATIPOUR S M, MACKAY E J, PICKUP G E. An engineering solution for CO₂ injection in saline aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 53: 98-105.
- [13] RATHNAWEERA T D, RANJITH P G, PERERA M S A, et al. Influence of CO₂-brine co-injection on CO₂ storage capacity enhancement in deep saline aquifers: an experimental study on Hawkesbury sandstone formation[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(5): 4229-4243.
- [14] CHADWICK R A, NOY D, ARTS R, et al. Latest time-lapse seismic data from Sleipner yield new insights into CO₂ plume development[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2103-2110.
- [15] BACHU S, BONIJOLY D, BRADSHAW J, et al. CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(4): 430-443.
- [16] ZHOU Q, BIRKHOLZER J T, TSANG C F, et al. A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations[J]. *International Journal of Greenhouse gas control*, 2008, 2(4): 626-639.
- [17] RINGROSE P S, MECKEL T A. Maturing global CO₂ storage resources on offshore continental margins to achieve 2DS emissions reductions[J]. *Scientific Reports*, 2019, 9(1): 1-10.
- [18] GRUDE S, LANDRØ M, DVORKIN J. Pressure effects caused by CO₂ injection in the Tubåen Fm. , the Snøhvit field[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 27: 178-187.
- [19] 米立军. 全球海上 CO₂ 封存现状及中国近海机遇与挑战 [J]. *中国海上油气*, 2023, 35(1): 123-135.
MI L J. Current status of global CO₂ ocean sequestration and opportunities and challenges in China offshore areas[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(1): 123-135.
- [20] 李小春, 梅开元, 蔡雨娜, 等. 提高 CO₂ 封存强度的多层协同抽注技术 [J]. *工程科学与技术*, 2022, 54(1): 167-176.
LI X C, MEI K Y, CAI Y N, et al. Improvement of CO₂ sequestration intension with collaborative pumping-injection technologies in multi-formations[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2022, 54(1): 167-176.
- [21] EDEM D E, ABBA M K, NOURIAN A, et al. Experimental study on the interplay between different brine types/concentrations and CO₂ injectivity for effective CO₂ storage in deep saline aquifers[J]. *Sustainability*, 2022, 14(2): 986.

The impact of water injection simulation on CO₂ storage capacity in offshore saline aquifers

YANG Pu¹, FANG Xiaoyu^{1,2,3,4*}, WANG Ziwen⁵, HUANG Shirui⁵, LYU Yanxin¹, YANG Bo⁶

(1 Southern Marine Science and Engineering Guangdong Laboratory (Zhanjiang), Zhanjiang 524057, China; 2 Qingdao Key Laboratory of Offshore CO₂ Geological Storage, Qingdao 266237, China; 3 Qingdao Engineering Research Center of Offshore CO₂ Geological Storage, Qingdao 266237, China; 4 Shandong Engineering Research Center of Offshore CO₂ Geological Storage, Qingdao 266237, China; 5 Marine Geological Institute of Hainan Province, Hainan Geological Bureau, Haikou 570000, China; 6 College of Mechatronic Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: Continuous or alternating water injection into saline aquifers can accelerate CO₂ dissolution and increase the safety of CO₂ storage. However, the hydrodynamic effect may interfere with the development of CO₂ plumes, affecting indirectly the actual storage capacity of the aquifer, to which available engineering solution remain very limited. We studied the potential water injection strategies and the influence of key operational parameters on the storage safety and capacity during CO₂ injection using a single well in an open saline aquifer. Results show that continuous water injection above the gas injection layer after a certain period could enhance significantly the storage intensity and increase the capacity. The early the water injection starts, the better the results. The storage capacity increases with the increase in water injection rate during gas injection. The temporal effect of water injection post gas injection on storage capacity needs to be evaluated case by case. Under a given total water injection volume, high-rate water injection during gas injection is more effective to enhance the storage capacity than low-rate and prolonged water injection. Reducing the spatial interval between the water injection layer and gas injection layer could enhance the actual storage capacity. Meanwhile, water injection could effectively reduce the CO₂ saturation near the injection well, and mitigate the risk of wellbore leakage.

Key words: CO₂ geological storage; water injection; storage capacity; storage safety; operational parameters