第 28 卷 第 1 期
2026 年 2 月

古 地 理 学 报
JOURNAL OF PALAEOGEOGRAPHY（Chinese Edition）

Vol. 28 No. 1
Feb. 2026

文章编号：1671-1505(2026)01-0318-15 **DOI**:10.7605/gdlxb.2026.020

衡阳盆地白垩系风成砂岩储集层压缩二氧化碳储能数值模拟评价*

黄乐清[1,2] 李 毅[3] 曹创华[1] 罗 贤[3] 喻 浩[3] 姜 文[1]

1 湖南省地质调查所，湖南长沙 410116
2 中国地质大学（武汉）地质调查研究院，湖北武汉 430074
3 长沙理工大学水利与环境工程学院，湖南长沙 410114

摘 要 为探究衡阳盆地深部含水层压缩二氧化碳储能的可行性，本研究以白垩纪古沙漠风成沉积地层红花套组砂岩储集层为研究对象，结合岩石学特征实验与场地尺度数值模拟，系统评价其储碳与储能潜力。通过岩石薄片、扫描电镜及孔渗测试，揭示了红花套组砂岩以中—细粒长石石英砂岩为主，钙质胶结作用强烈，砂岩储集层孔隙度和渗透率呈现低孔低渗特性。上覆泥岩盖层致密，展布稳定，形成良好储盖组合。基于实验数据，建立压缩 CO_2 储能系统三维数值模型，模拟结果表明：储集层渗透率为 15×10^{-3} μm^{-2} 时，60 天循环注采中压力波动范围不大于 0.5 MPa，地下储气库能量效率达 99.98% 以上；同时，低温 CO_2 注入引起井周地层温度降低（降幅达 5 ℃），孔隙压力积聚（最大 1.27 MPa），有效应力局部降低，储集层垂向位移显著。研究表明，红花套组砂岩具备储碳与储能潜力，但储集层低渗性限制注采规模，需通过酸化或压裂改造优化孔渗性能以实现规模化应用。本研究为古沙漠风成砂岩的地下空间利用及低碳能源技术开发提供理论参考。

关键词 压缩二氧化碳储能 数值模拟 风成沉积 衡阳盆地 湖南省

第一作者简介 黄乐清，男，1985 年生，高级工程师，主要从事白垩纪风成沉积及含水层储能研究。E-mail：289773254@qq.com。

通讯作者简介 李毅，男，1988 年生，教授，博士，主要从事含水层压缩空气/二氧化碳技术研究。E-mail：liyi0217@163.com。

中图分类号：TK02；P512.2 **文献标志码**：A

Numerical simulation assessment of compressed CO_2 energy storage in the Cretaceous aeolian sandstone reservoir, Hengyang Basin

HUANG Leqing[1,2] LI Yi[3] CAO Chuanghua[1] LUO Xian[3] YU Hao[3] JIANG Wen[1]

1 *Geological Survey Institute of Hunan Province, Changsha* 410116, *China*
2 *Institute of Geological Survey, China University of Geosciences, Wuhan* 430074, *China*
3 *School of Hydraulic and Environmental Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha* 410114, *China*

Abstract To investigate the feasibility of compressed carbon dioxide (CO_2) energy storage in deep

*湖南省地质院科技计划项目（编号：HNGSTP202322，HNGSTP202529）和湖南省自然科学基金项目（编号：2021JJ30388）联合资助。[Co-funded by the Science and Technology Program of Geological Institution of Hunan Province (Nos. HNGSTP202322, HNGSTP202529), and the Natural Science Foundation of Hunan Province of China (No. 2021JJ30388)]

收稿日期：2025-03-28 改回日期：2025-07-06

aquifers of the Hengyang Basin, this study focuses on the Honghuatao Formation sandstone reservoir within the Cretaceous paleo-desert aeolian sedimentary strata. By integrating petrological characterization experiments with site-scale numerical simulations, the carbon sequestration and energy storage potential of the reservoir were systematically evaluated. Petrographic thin-section analysis, scanning electron microscopy (SEM), and porosity-permeability tests reveal that the Honghuatao Formation sandstone is predominantly composed of medium-to fine-grained feldspathic quartz sandstone with pervasive calcareous cementation. The reservoir exhibits low porosity and permeability, characteristic of tight sandstone. The overlying mudstone caprock, with negligible porosity and stable regional distribution, forms an effective reservoir-seal combination. A three-dimensional numerical model of the compressed CO_2 energy storage system was established based on experimental data. Simulation results indicate that under a reservoir permeability of 15×10^{-3} μm^{-2}, 60-day cyclic injection-withdrawal operations induce pressure fluctuations $\leqslant 0.5$ MPa, with energy round-trip efficiency exceeding 99.98%. Additionally, low-temperature CO_2 injection triggers localized temperature reduction (up to 5 ℃), pore pressure accumulation (maximum 1.27 MPa), partial effective stress reduction, and significant vertical displacement in the reservoir. The study demonstrates that the Honghuatao Formation sandstone holds potential for CO_2 storage and energy storage. However, its low permeability limits injection-withdrawal capacity, necessitating acidification or hydraulic fracturing modifications to enhance pore-permeability properties for scalable applications. This research provides theoretical insights into the utilization of paleo-desert aeolian sandstone for subsurface energy storage and the advancement of low-carbon energy technologies.

Key words　compressed carbon dioxide energy storage, numerical simulation, aeolian deposition, Hengyang Basin, Hunan Province

About the first author　HUANG Leqing, born in 1985, senior engineer, is engaged in research on the Cretaceous aeolian deposits and aquifer energy storage. E-mail: 289773254@qq.com.

About the corresponding author　LI Yi, born in 1988, PhD, research professor, is engaged in research on aquifer compressed air/CO_2 technology. E-mail: liyi0217@163.com.

0　前言

在全球能源结构转型与“双碳”目标驱动下，大规模储能技术成为平衡可再生能源波动性与电网稳定性的关键。在以抽水蓄能、压缩空气储能等长时大规模储能技术体系中，多孔介质咸水层季节性压缩气体储能方法，近年来开始逐渐得到学界关注（Ma *et al.*, 2018, 2019; Ranjith *et al.*, 2019; 喻浩, 2019; Guo *et al.*, 2021; 邱小松等, 2021; Liu *et al.*, 2023; 马建力等, 2023; Sun *et al.*, 2023; Li *et al.*, 2024a; 罗贤等, 2024; 杨子江等, 2024）。早期 Stottlemyre (1978) 通过数值模拟手段，对孔隙介质中压缩气体储能的地下设计和运行标准进行了初步研究，分析了系统孔隙度、渗透率、储集层压力等关键参数对储能效率的影响，为含水层压缩气体储能技术的初步设计提供了理论支持。随后，美国能源部在伊利诺伊州皮茨菲尔德进行了现场注气—抽采测试，验证了含水层压缩气体储能技术的可行性，并揭示了热量损失和氧气损耗等关键问题（Istvan *et al.*, 1983）。部分学者尝试用数值方法比较含水层中压缩二氧化碳储能和压缩空气储能的不同，比较分析表明，在相同的地质结构和操作条件下，深部含水层压缩二氧化碳储能（Compressed Carbon Dioxide Energy Storage in Aquifer, CCESA）因其高能量密度、环境兼容性及可直接封存 CO_2 的优势，被视为相比传统压缩空气储能（Compressed Air Energy Storage in Aquifer, CAESA）更有储能潜力的新兴技术（Li *et al.*, 2024b）。在跨临界、超临界和液体 CCESA 系统中，以超临界 CO_2 作为储能工质表现出增强的热力学性质和更简单的配置，使其成为大规模应用的首选（Li *et al.*, 2022; Ma *et al.*, 2024）。

近年来，白垩纪古沙漠风成沉积地层因其厚层

砂岩储集层与致密泥岩盖层的天然组合，逐渐成为含水层储气库勘探与开发利用的关注对象（蔡芃睿等，2017；邱小松等，2021）。这类砂岩往往具有分选性较好、厚度巨大、埋深适宜的特点。衡阳盆地作为华南典型断陷盆地的代表之一，发育白垩系红花套组风成砂岩，其储集层厚度达 300 m 以上，且上覆戴家坪组巨厚泥岩盖层（>400 m），构成理想的储盖组合。然而，储集层钙质胶结作用的发育制约 CO_2 注入效率与封存规模，需通过数值模拟与实验分析揭示其储能潜力及优化路径。当前，针对风成砂岩储集层的 CCESA 研究仍处于探索阶段。尽管数值模拟技术已广泛应用于储集层压力场、温度场与应力场的耦合分析（Ma *et al.*，2024），但针对低渗储集层注采动态响应与储集层改造效应的研究仍显不足。本研究以衡阳盆地红花套组砂岩为对象，结合扫描电镜、孔渗测试及三维数值模型，重点解决以下问题：（1）查明风成砂岩储集层的孔渗特性及成岩作用对孔渗结构的影响；（2）低温 CO_2 注入对储集层渗流场—温度场—应力场的扰动规律；（3）利用风成砂岩储集层作为压缩二氧化碳储能的可行性探究及其开发潜力。研究成果旨在为古沙漠风成砂岩储集层的低碳化利用提供科学依据，为中国南方中新生代盆地储能技术开发与规模化应用提供参考。

1 区域地质特征

白垩纪，受古太平洋板块持续俯冲过程影响，华南内陆形成了一系列伸展断陷盆地（Li *et al.*，2014；Dong *et al.*，2023）。衡阳盆地为华南系列断陷盆地的代表之一，该盆地位于湖南省中南部，近等轴状，总面积约 5200 km^2（图 1）。盆地内主要发育着部分切穿盆地基底的 NE 向断裂体系及少量 NW 向断裂，整体呈平行展布、倾向 SE 或 NW 的高角度正断层，它们控制了盆地初始裂陷和沉积物充填（李建华等，2024）。受喜山期区域构造挤压活动影响，衡阳盆地白垩系盖层中形成系列 NEE 向宽缓褶皱，自西往东发育有排塘向斜、朱茨塘背斜、王家垅向斜、衡阳背斜等几个小型褶皱；盆地中央出露基底断块——石牛峰凸起，切穿白垩系盖层，显示盆地受后期构造的强烈改造。衡阳盆地白垩系厚约 3500～5000 m，以紫红色或砖红色碎屑沉积为主，多角度不整合于前白垩系之上，自下而上可分为石门组、东井组、栏垅组、神皇山组、罗镜

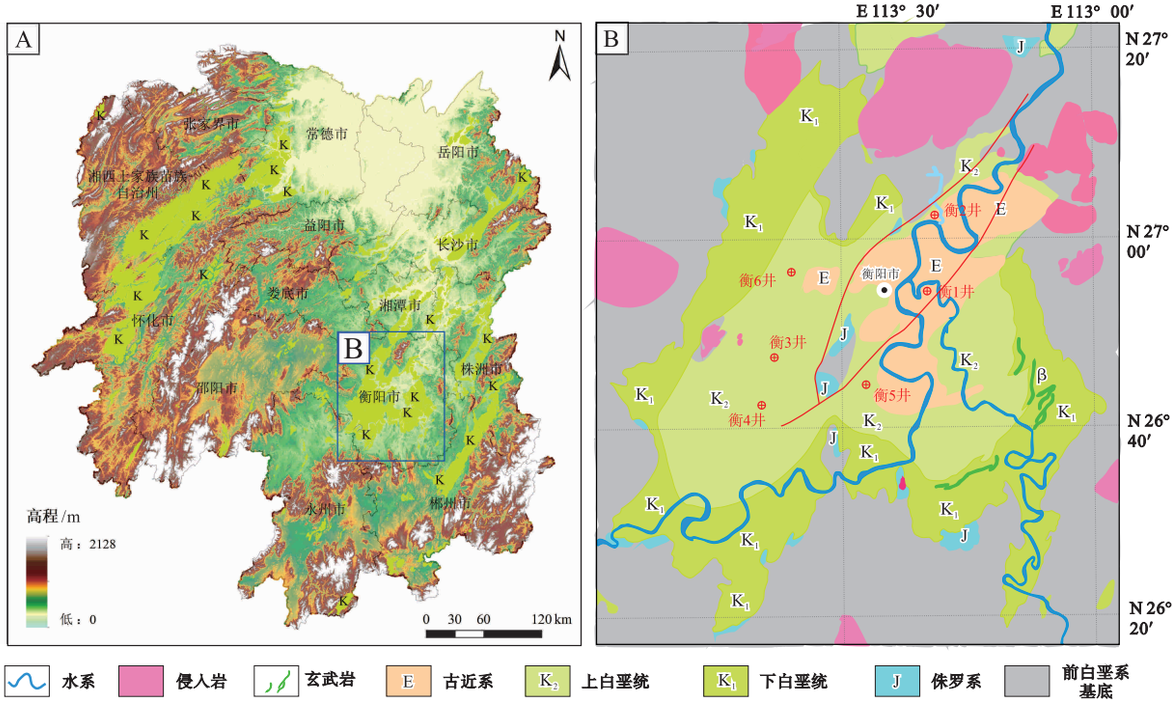


图 1 湖南省白垩系地层分布（A）及衡阳盆地地质简图（B）（据石宇翔等，2023；有修改）

Fig. 1 Distribution of the Cretaceous strata in Hunan Province (A) and geological sketch map of the Hengyang Basin (B) (modified from Shi *et al.*, 2023)

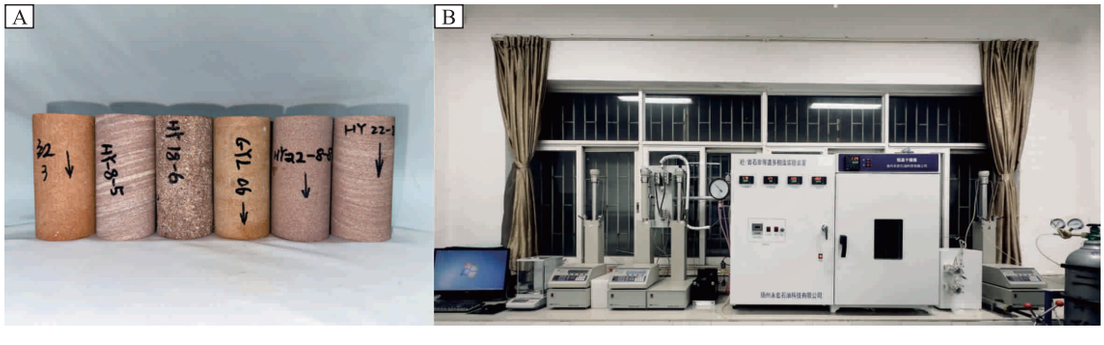
滩组、红花套组、戴家坪组、车江组等 8 个岩石地层单位（湖南省地质调查院，2017）。其中，下白垩统石门组、东井组、栏垅组、神皇山组等，石门组、东井组主要靠近盆地边部位置，局部出露，为盆地裂陷期的一套快速充填沉积物；上白垩统罗镜滩组为区内的砾岩层，与下伏神皇山组呈整合接触，标志层明显，该套砾岩在区域上不稳定，总体呈现西边厚（可达 700 m）、东边逐渐尖灭的特点。红花套组是本研究的目标储集层，据以往石油钻井资料，该组以紫红色厚层状中—细粒长石石英砂岩为主夹薄—中层状泥岩、泥质粉砂岩及少量砾岩，厚度变化较大。砂岩层中发育风成大型板状交错层理，单层厚度大于 2 m，具典型的风成砂丘特征（黄乐清等，2019）。按储集体类型可以划分为粗碎屑岩类、砂岩类，其上覆戴家坪组为湖泛期的紫红色泥岩，厚度大、区域上展布稳定，是较理想的盖层。

2　样品及测试方法

鉴于研究区域地质条件复杂，白垩系风成沉积地层所处埋深较大，重新钻井难度大、成本高等原因。本研究依托已有的石油钻井及录井资料[①②]，选取与深部红花套组储集层相近的同一地层的水文钻井（大于 200 m）新鲜岩心样品作为替代品，开展室内实验测试，研究衡阳盆地红花套组储集层岩石的矿物组分、物理力学、表面微观形貌、孔隙度、渗透率等特性。

其中，岩矿特征的分析主要通过偏光显微镜、扫描电镜观测，电镜设备型号为日本 HITACHI TM4000Plus，最大可将视域放大至 100 000 倍，并配合背散射电子（BSE）等模式，确定岩石化学组分；岩石单轴压缩变形测试选取了不同岩相环境的 4 块标准圆柱体试件，所用设备为 WHY-3000 微机控制刚度试验机，采用荷载控制加载方式，该试验机最大能提供 3000 kN 荷载，加载速率为 0.5 MPa/s，采样时间间隔可控制在 0.001 s，绘制应力应变曲线；孔隙度和渗透率测试共制备了 31 个直径 $D=50$ mm，高度 $H=100$ mm 的圆柱体岩石试件，部分样品如图 2-A。孔隙度的测定采用质量法测试，首先利用游标卡尺测量试件基本几何参数，得到岩石试件表观体积，然后通过测量烘干试件饱水前后的质量差换算得到试件孔隙体积，计算公式为：$\varphi=V_p/V=4V_p/D\pi L=4(M_{sat}-M_{dry})/D^2\pi L\rho_w$（其中 φ 为孔隙度；V_p 为试件孔隙体积，单位为 cm^3；V 为表观体积，单位为 cm^3；D 为试件直径，单位为 cm；L 为试件长度，单位为 cm；M_{sat} 为试件饱水重，单位为 g；M_{dry} 为试件干重，单位为 g；ρ_w 为水的密度，取 1 g/cm^3）。基于稳态法测定岩石绝对渗透率，测定设备为长沙理工大学自行研制的砼/岩石非等温多相渗流实验系统，如图 2-B 所示，实验测试压力最高可达 50 MPa，测试温度可达 200 ℃。

对于衡阳盆地压缩二氧化碳储能的数值仿真分析，通过程序 THMW-CO_2 实现，该程序同时考虑了含水层储气库中井筒的非线性流动以及地质力学



A—标准圆柱体样品，采自上白垩统红花套组，衡 5 井（周缘）替代岩心；B—砼/岩石非等温多相渗流实验系统

图 2　岩石试件及测试设备

Fig. 2　Specimens and testing equipment

① 江汉石油管理局第一勘探指挥部地震大队. 1978. 衡阳盆地地震勘探工作报告.

② 湖南省石油普查勘探大队. 1978. 衡阳盆地石油地质普查报告.

过程，能准确描述储气库热—水—力（THM）多场耦合以及井筒—储集层多组分多相流耦合过程，其可靠性与适应性已通过与实际工程监测数据对比得到了验证（Li *et al.*，2025），依托已有的石油钻井及录井资料，结合实验数据构建衡阳盆地压缩二氧化碳储能三维数值模型，揭示储能系统运行过程中地下储气库渗流场、温度场和应力场的时空演化规律以及能量变化过程。

3 测试结果

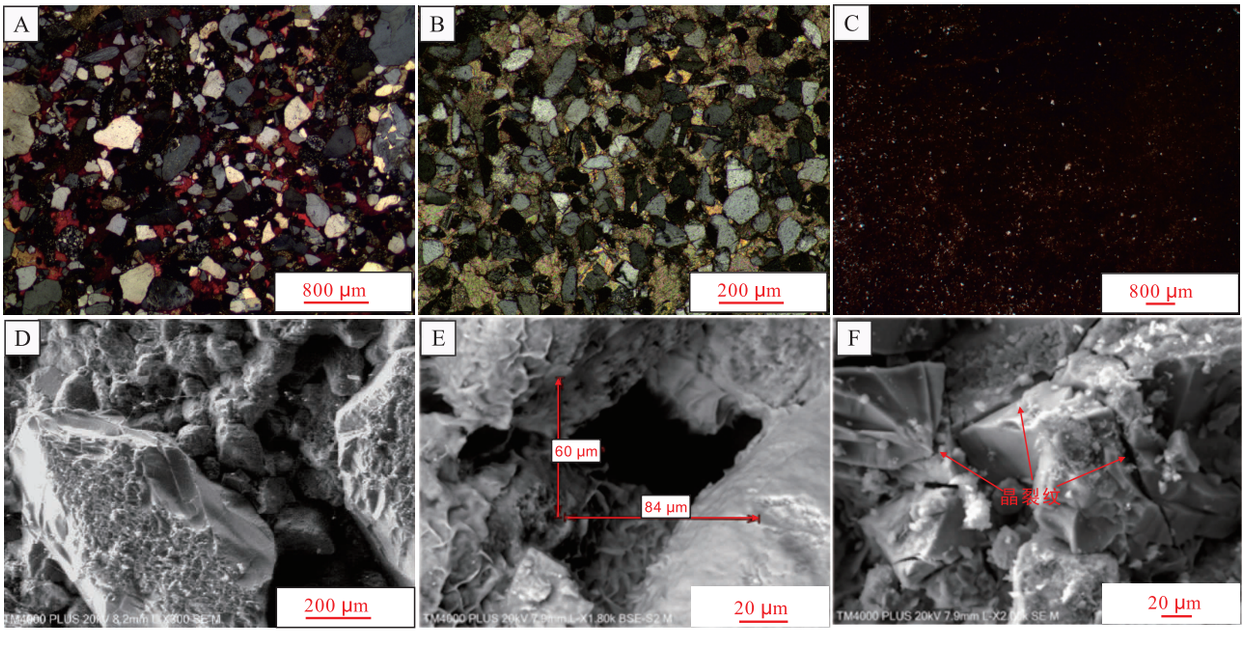
3.1 储盖层岩石学特征

储集层岩石矿物成分分析表明，砂岩碎屑成分以石英和硅质岩屑为主（平均含量 69.0%），长石及其他岩屑次之（14.8%），呈基底式钙质胶结（图 3-A，3-B）。胶结作用显著降低了储集层孔渗性能，但局部存在溶蚀孔隙（图 3-D，3-E），残余粒间孔隙孔径较大（50～90 μm），为酸化改造提供了潜在通道。扫描电镜显示，石英颗粒表面发育雏晶石英及穿晶裂纹（图 3-F），微裂纹沿颗粒边缘或杂基走向分布，形成局部连通裂缝网络，可能增强储集层渗透性。上述特征表明，储集层兼具颗粒支撑结构优势与胶结物堵塞的双重特性，颗粒支撑结构，赋予储集层良好力学稳定性，利于压裂改造；其低渗性主控因素为方解石胶结，但残余孔隙与微裂纹有利于后期酸化或压裂改造。盖层以戴家坪组致密泥岩为主（图 3-C），钙质分布均匀，孔隙度极低，密实程度高，可有效封堵 CO_2 垂向运移。储盖组合特征与国内外典型风成砂岩储集层具有相似性，如江汉盆地红花套组（黄华和陈柯伶，2011）、美国犹他州 Entrada 砂岩（Gross *et al.*，2023）、鄂尔多斯盆地白垩系洛川组深部含水层（杨友运等，2006），验证了其作为储气库的可行性。

3.2 储集层岩石力学特性与孔渗特征

3.2.1 岩石单轴压缩变形测试

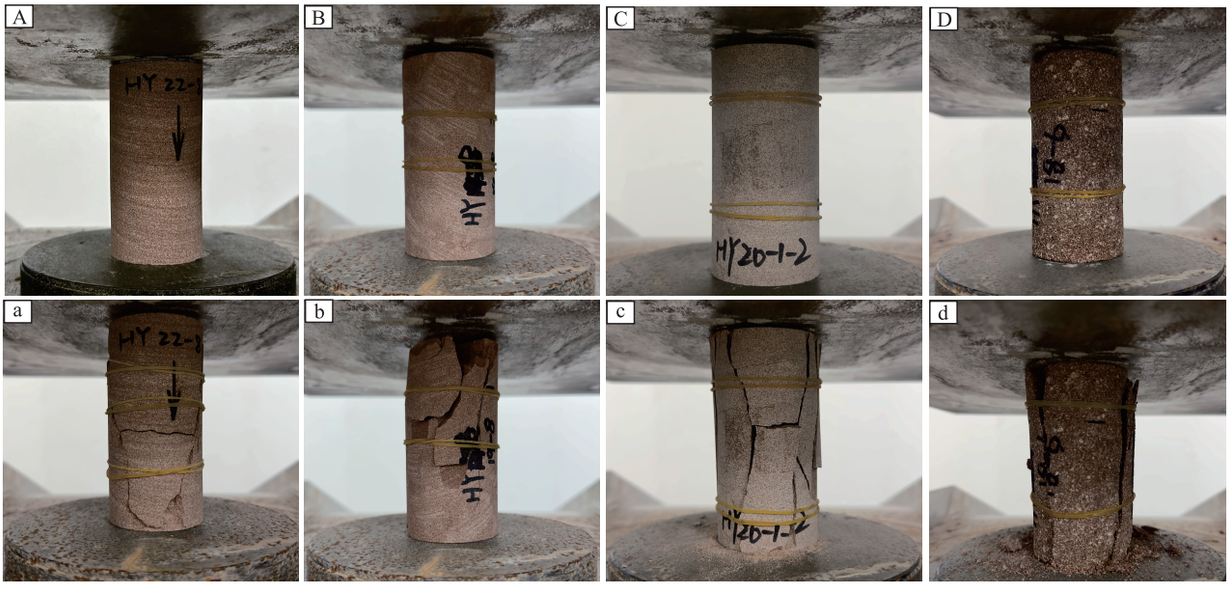
测试结果表明，常温条件下风成砂岩试件的破坏形态主要表现为剪切滑移和轴向柱状劈裂 2 种模式（图 4）。第 1 种破坏模式如图 4-a 和 4-b 所示，这是由于砂岩在承受压缩荷载作用时，对内部矿物颗粒不断造成剪切累积效应，当荷载超过试件强度极限时，最终在宏观上表现出剪切滑移破坏；第 1



A—中—细粒长石石英砂岩，方解石基底式胶结，正交偏光，茜素红染色，沙漠相砂岩储集层；B—细粒长石石英砂岩，方解石基底式胶结，正交偏光，沙漠相砂岩储集层；C—含粉砂质泥岩，正交偏光，盖层岩石；D—砂岩中石英颗粒及附着的钙质胶结物，扫描电镜，沙漠相砂岩储集层；E—颗粒间孔隙，表面附着片状伊利石矿物，扫描电镜，沙漠相砂岩储集层；F—石英颗粒的晶面裂纹发育，扫描电镜，沙漠相砂岩储集层

图 3 衡阳盆地衡 5 井储集层及盖层岩石镜下特征

Fig. 3 Microscopic characteristics of reservoir and caprock rocks in Well Heng-5 Hengyang Basin



A，a—风成沙丘相砂岩样品，前积纹层发育，样品编号：HY22-8-7；B，b—风成沙丘相砂岩样品，前积纹层发育，样品编号：HY19-8-1；C，c—风成湿丘间亚相砂岩样品，块状构造，样品编号：HY20-1-2；D，d—风成沙席亚相砂岩样品，块状构造，样品编号：HY18-6-1。上排照片为破坏前样品，下排照片为破坏后样品

图 4　风成砂岩常温条件下单轴压缩实验破坏形态

Fig. 4　Failure mode of uniaxial compression test of eolian sandstone at room temperature

种破坏模式如图 4-d 所示，试件在承受压缩荷载时，上下端面受力不均匀，在圆柱体轴线方向上产生了一定的剪应力，随着压缩荷载不断增大，当超过试件强度极限时，最终在宏观上表现出轴向柱状劈裂破坏；而图 4-c 则包含 2 种破坏形态，试件在轴向荷载作用下，先发生剪切滑移，端面形态发生破坏后，试件仍具有一定强度，当荷载继续增大，试件由于两端受力不均，最终完成轴向柱状劈裂。

根据实验数据绘制了室温条件单轴应力状态下风成砂岩样品的轴向应力和轴向应变关系曲线（图 5），单轴压缩实验表明，不同沉积亚相砂岩（风成成因）的破坏过程呈现显著差异。湿丘间砂岩（HY20-1-2）因无层理特征，抗压强度最高（峰值应力大于 50 MPa），且在 10 MPa 时出现塑性屈服（应变平台），反映孔隙压缩导致的致密化效应；而沙丘相砂岩（样品 HY19-8-1、HY22-8-7）因前积纹层结构（图 4），抗压强度较低，破裂后失稳更迅速。所有试样均经历裂隙压密、弹性变形、裂隙扩展及破裂后阶段，但湿丘间样品在塑性阶段表现出更高的承载能力，暗示其储集层在 CO_2 注入压力下的稳定性优势。

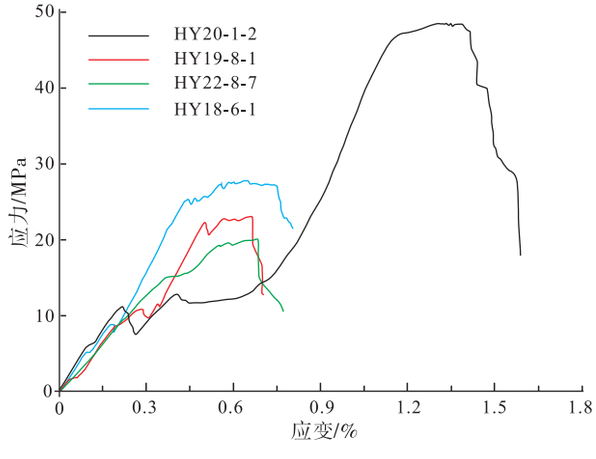


图 5　衡阳盆地红花套组砂岩储集层样品应力-应变曲线

Fig. 5　Stress strain curves of sandstone reservoir samples from the Honghuatao Formation in Hengyang Basin

3.2.2　岩石孔渗参数测试

孔隙度测试显示（图 6-A），储集层孔隙度分布极差显著（1.35%~19.30%，均值 8.96%）。低孔隙度样品（<10%）主要为块状湿丘间或水成改造砂岩，而高孔隙度样品（>10%，均值 17.82%）多为具斜层理的沙丘相砂岩，反映沉积环境对孔隙发育的控制。渗透率测试表明（图 6-B），储集层

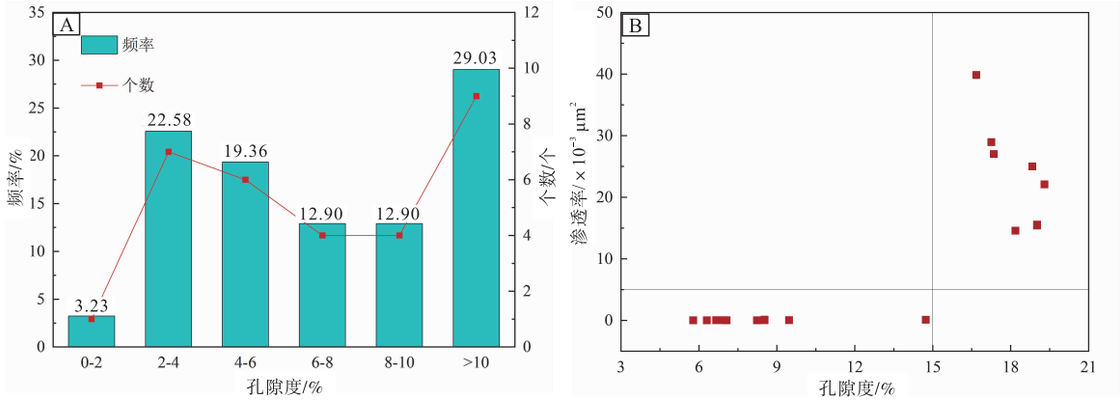


图 6 红花套组风成砂岩孔隙度分布直方图（A）和孔渗交会图（B）

Fig. 6 Histogram of porosity distribution (A) and intersection of porosity and permeability (B) in the Honghuatao Formation

整体属低渗砂岩（$0.008\times10^{-3}\sim39.86\times10^{-3}$ μm^{-2}，均值 19.94×10^{-3} μm^{-2}），但呈现双峰分布：57.89% 样品为极低渗（$0.008\times10^{-3}\sim0.095\times10^{-3}$ μm^{-2}），42.11% 为中渗（$14.57\times10^{-3}\sim39.86\times10^{-3}$ μm^{-2}）。孔渗关系显示，渗透率随孔隙度增加而升高，但部分高孔样品（如沙丘相）因孔隙连通性差呈现低渗特征，表明胶结物堵塞或孔隙结构复杂性对渗流的限制。

综合对衡阳盆地红花套组风成砂岩的单轴抗压测试及孔渗特性分析表明，该储集层的抗剪切强度总体偏低，岩石胶结程度高，属低孔低渗储集层。影响储集层岩石力学特性及孔隙发育的控制因素主要包括沉积环境和成岩作用，前者决定了储集层物质组成和结构构造，如斜层理的发育，对岩石的抗剪强度和孔渗性具有较大的影响；而成岩作用中的压实和胶结作用在增强岩石强度的同时，也将导致孔隙度的快速衰减。

4 CCESA 系统多场耦合模拟分析

4.1 系统运行原理与机制

CCESA 系统集成了 CO_2 咸水层封存、压缩气体储能与超临界 CO_2 布雷顿循环发电等技术，实现碳封存、储能与发电一体化。系统由地面电站（压缩、换热、膨胀机组）与地下储气库（井筒、储集层、盖层）构成。通过可再生能源驱动压缩 CO_2 注入地下深层高压储气库实现能量存储，发电时释放 CO_2 驱动膨胀机组供电，末级膨胀后的低压 CO_2 注入浅层低压储气库封存或暂存备用，形成封闭循环。为确保 CO_2 超临界状态储存，储集层深度需超 800 m。系统的概念模型如图 7 所示。

CCESA 系统运行分为 2 个阶段：（1）初始气囊填充阶段，将压缩后的 CO_2 注入上下含水层，形成气囊区域，既提供压力支撑避免采水（Li *et al.*, 2024b），又实现碳封存（Li *et al.*, 2024c）；（2）储—释能循环阶段，根据电力供需调节 CO_2 流量，低谷时压缩 CO_2 注入深层储气库储能，高峰时抽采驱动透平发电。本研究聚焦地下储气库的多场耦合特性。

4.2 模拟方法与理论

采用自行开发的 THMW-CO_2 模拟器对 CCESA 系统地下储气库部分开展仿真模拟。CCESA 系统地下储气库部分包括井筒和储集层，多相流在储集层和井筒中的运动过程均遵循质量守恒定律和能量守恒定律。不同之处在于，储集层岩石多孔介质中的多相流动是低速的，惯性力与黏性力相比非常小，符合线性达西定律；而在井筒中，流体的运动类似于管道流，流速较大且非线性特征明显，线性达西定律不再适用，而是满足更为普遍的动量守恒定律，本研究主要聚焦多相流在储集层中的响应。同时，利用动量守恒方程描述井筒内非等温非线性多相流运动过程，实现井筒内多相流非线性运动速度的求解（Zuber and Findlay, 1965; Wallis, 1969）；基于连续介质力学研究地层岩石多孔介质的力学行为，采用柯西运动方程描述岩石基质的运动和变形：

$$\nabla\sigma+\rho_v b=\rho_v\frac{\mathrm{d}v}{\mathrm{d}t} \tag{1}$$

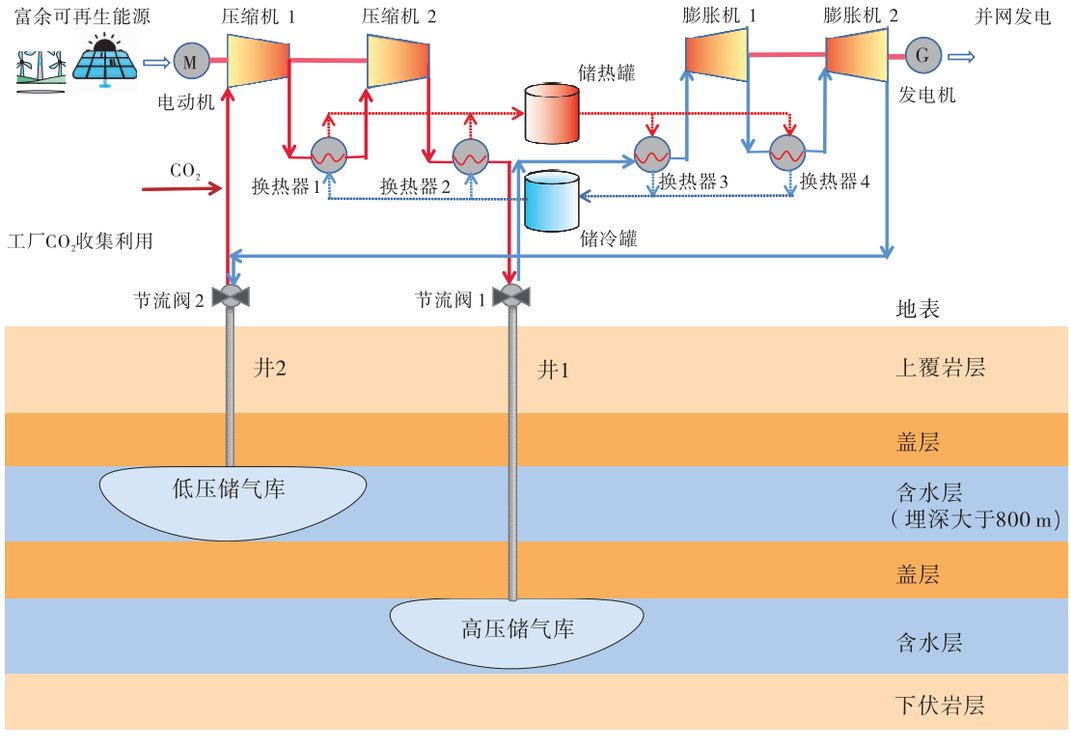


图 7　CCESA 系统概念模型

Fig. 7　Concept model of CCESA

式中：σ 为应力张量；ρ_v 为质量密度；b 是单位质量的体积力；$\frac{dv}{dt}$是物质导数。

通过弱耦合法实现应力场与渗流场、温度场的顺序耦合与迭代计算，具体的地质力学控制方程以及热—水—力耦合方法详见前人研究（Li *et al.*, 2025）。对于储集层中非等温多相线性达西流运动过程的描述，相关控制方程与 TOUGH2 中相同（Pruess *et al.*, 1999），本研究不再赘述。

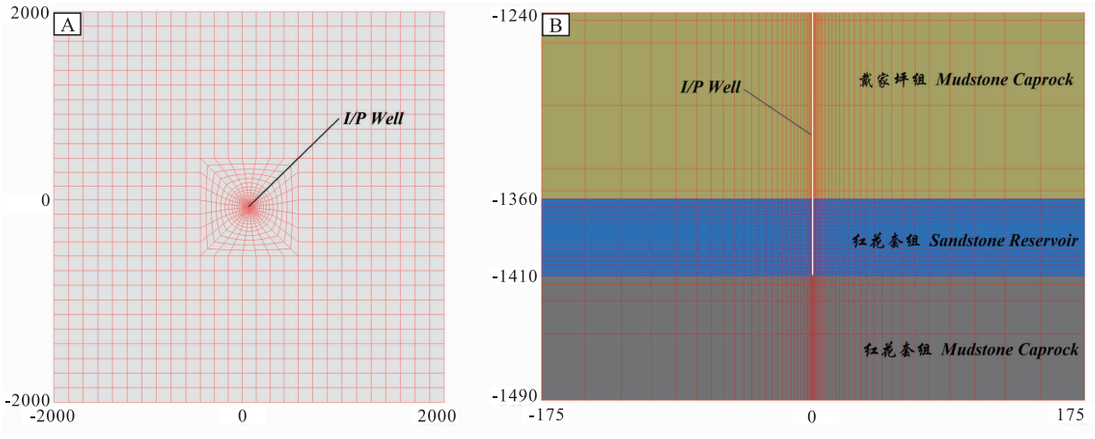
4.3　数值模型与网格离散

针对衡阳盆地衡 5 井的戴家坪组和红花套组地层，以上述测试结果作为模拟参数，构建场地尺度三维数值模型(图 8)，开展 CCESA 模拟研究，分析高压储气库的储能特性。在水平方向上，模型范围为 4000 m×4000 m 的正方形，模型平面网格精度以工作井为中心向四周逐渐增大(图 8-A)。垂向上模型深度范围为 1240～1490 m，共划分为 3 层：地层自上而下分别为戴家坪组上覆泥岩盖层，厚度为 120 m；红花套组 1 段砂岩储集层，厚度为 50 m；红花套组 2 段下伏泥岩层，厚度为 90 m（图 8-B）。储集层垂向网格精度为 2.5 m。工作井位于 xy 平面中心，工作井的直径为 0.53 m，井口单元中心坐标为（0，0，－1240），该单元作为源汇项用于 CO_2 的注入和采出，模拟中设定工作井最大井深相当于红花套组 1 段砂岩层底部，并在储集层内完全射孔，用于储能工质的注入和采出。本研究中，三维场地模型不考虑地层起伏和水平非均质性。为了提高模拟计算速度，同时保证模型计算精度要求，在储集层、盖层和注入井附近进行网格加密处理，整个三维模型网格单元总数为 48750 个。

4.4　模拟条件与运行方案

4.4.1　初始条件和边界条件

地层中初始孔隙压力按照静水压力梯度计算，即 9.8 MPa/km，地表压力为标准大气压，即 101.325 kPa。根据模型深度范围，储集层的初始孔隙流体压力为 13.43～13.92 MPa。模型地层中初始温度分布按照地温梯度计算，地表温度为 15 ℃，地温梯度为 30 ℃/km，储集层的初始温度为 55.8～57.3 ℃，储集层渗透率取样品中值 15×10^{-3} μm^{-2}；储集层岩性以钙质砂岩为主，杨氏模



A—平面剖面图；B—垂直剖面图

图 8 衡阳盆地数值模型网格剖分

Fig. 8 Grid division of numerical model for Hengyang Basin

量取 30 GPa，密度取 2456 kg/m^3，泊松比为 0.3。含水层中 CO_2 质量分数和初始饱和度均设置为 0，含水层初始处于水饱和状态。对于模型初始应力场设置，垂直方向的法向应力（σ_v）按地层自重应力计算，x 方向的法向应力（σ_H）为 $1.2\sigma_v$，y 方向的法向应力（σ_h）为 $0.8\sigma_v$，地层处于走滑应力状态，初始地力场的生成采用快速应力边界法（李仲奎等，2002），储集层顶部的初始最大水平主应力、垂直应力和最小水平主应力分别为 39.28 MPa、32.73 MPa 和 26.19 MPa。受模拟器限制，仅关注 1240～1490 m 深度范围的地层，在该地层温度和压力条件下，CO_2 以超临界态存在于岩石孔隙中，不用考虑 CO_2 相变。

对于模型水热边界的设置，侧向边界设置为恒温恒压边界，即第 1 类边界——Dirichlet 边界，允许流体进出，通常通过将边界的网格体积设置为无穷大实现，顶部和底部设置为无流量边界，没有质量和热量传递；对于模型力学边界设置，顶部和侧边界设置为固定 x、y 两水平方向的位移，但能沿 z 方向自由移动，底部为零位移固定约束边界，这通常也是深部含水层压缩气体储能和碳封存数值模拟研究中常用的边界条件（Rutqvist *et al.*，2002；Zhu，2015）。根据学者们对于利用多孔介质压缩气体储能以及碳封存的相关研究，选取模型主要水文地质参数如表 1 所示（Rutqvist *et al.*，2002；Oldenburg and Pan，2013；Guo *et al.*，2016a）。

表 1 数值模型中目标含水层和井筒相关水文地质和热力学参数

Table 1 Hydrogeological and thermodynamic parameters of target aquifer and wellbore in numerical model

	热力学参数	值	单位
目标含水层	厚度	50	m
	零应力渗透率	6.0×10^{-13}	m^2
	零应力孔隙度	0.315	
	残余孔隙度	0.285	
	孔隙压缩系数	1.0×10^{-10}	Pa^{-1}
	岩石热传导率	2.51	W/(m·℃)
	岩石比热	920	J/(kg·℃)
	杨氏模量	30	GPa
	内摩擦角	35	°
	粘聚力	20	MPa
	热膨胀系数	1.0×10^{-5}	1/℃
	比奥系数	1	
	相对渗透率函数	Van Genuchten-Mualem 模型	
	λ	0.457	
	残余液相饱和度	0.1	
	饱和液相饱和度	1.00	
	残余气相饱和度	0.05	
	毛细压力函数	Van Genuchten 模型	
	残余液相饱和度	0.1	
	毛细进入压力	19.61	KPa
	最大毛细压力	10	MPa
	饱和液相饱和度	1.00	
井筒	等效直径	0.53	m
	射孔长度	50(－1360～－1410)	m
	范宁摩擦系数	4.5×10^{-5}	m
	热传导率	2.51	W/(m·℃)

4.4.2 运行方案

初始气囊填充阶段注气时长为 2 年，共计 720

天，CO_2 以定流量方式通过工作井注入目标储集层中，考虑到储集层为低孔低渗地层，注气速率设置为 2 kg/s，CO_2 注入温度为 40 ℃，2 年注入结束时红花套组储集层共计封存 CO_2 为 12.4416 万吨；储释能循环注采阶段，参考德国 Huntorf 压缩空气储能电站运行方案（Guo *et al.*, 2016b），储能方案设置为日循环运行模式(图 9)，将一天 24 h 分为注气储能（12 h）-关井停注（4.5 h）-抽气释能（3 h）-关井停注（4.5 h）4 个阶段，以此循环 60 天，CO_2 以 40 ℃恒速注入，注气和抽气工作流量分别为 2 kg/s 和 8 kg/s。

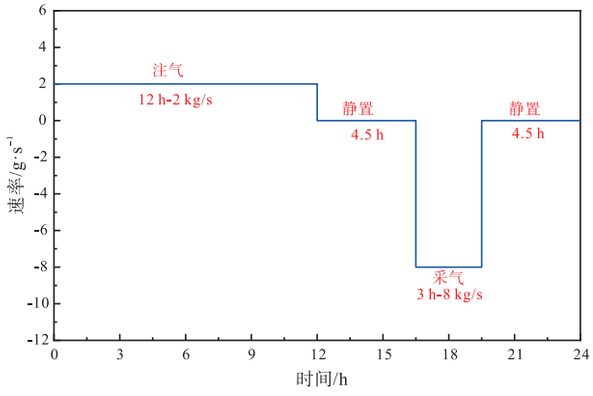


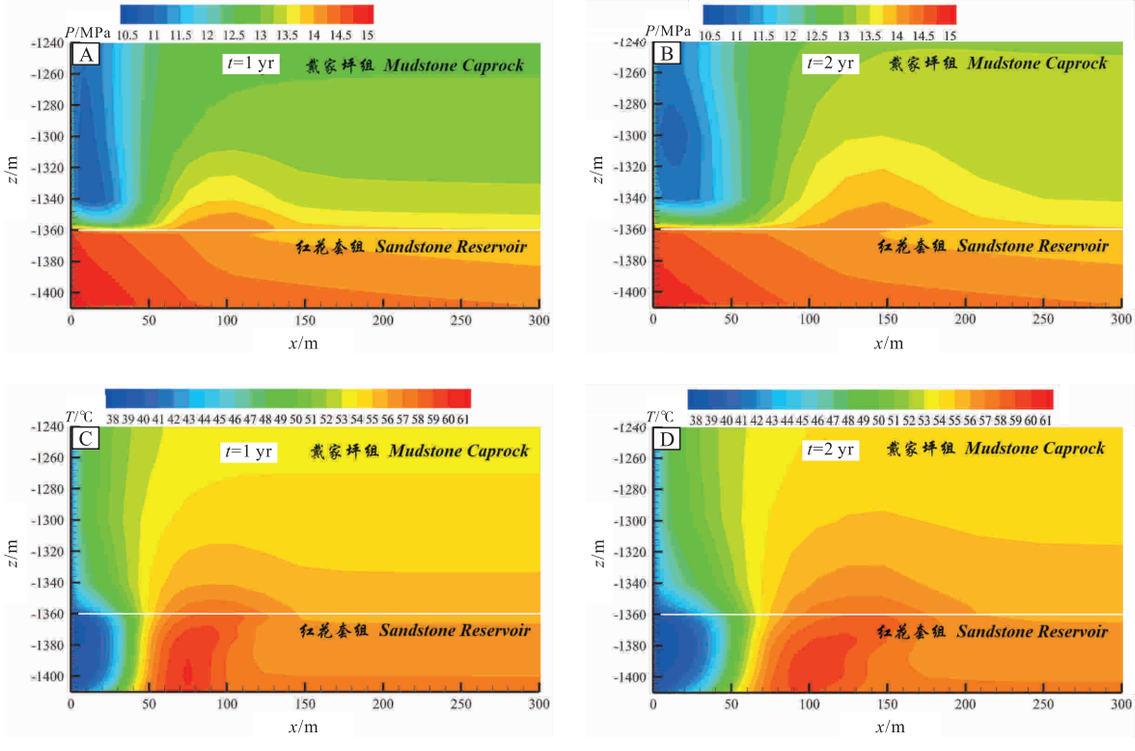
图 9　储能系统运行方案

Fig. 9　Operation scheme of energy storage system

4.5　模拟结果分析

4.5.1　初始气囊填充阶段

系统初始气囊填充阶段地层压力和温度变化如图 10所示，即使在小速率注气情况下，含水层也表现出较为明显的压力积聚效应，并且注入过程中压力消散速度缓慢，压力积聚效应大于压力的消散速度，随着注入的持续含水层压力积聚范围进一步增加，注入结束时含水层最大压力积聚为 1.27 MPa（图 10-A），这一现象是风成砂岩储集层“低孔低渗特性”（孔隙度均值 8.96%，渗透率均值 19.935×10^{-3} μm^{-2}）和“钙质胶结作用强烈”所主导的结果，同时，储集层的低渗透性显著限制了 CO_2 的运移和压力传播范围(图 10-B)。此外，井筒中的低温 CO_2 持续与地层换热，导致井筒附近的地层温度降低，从而引起非储集层部分井筒附近地层孔隙水压力小幅降低，并且低温 CO_2 主要聚集在含水层井段附近，导致含水层井段附近地层



A，B—地层压力；C，D—地层温度

图 10　系统初始气囊填充阶段地层压力和温度变化（Y=0 剖面）

Fig. 10　Formation pressure and temperature variations in initial gas bubble filling stage of system (profile Y=0)

温度明显降低(图 10-C，10-D)，同时随着 CO_2 羽流状扩散，羽体外围热对流和热传导效应强烈，CO_2 羽流体外围出现了明显的热累积现象。

分析系统初始气囊填充阶段含水层 CO_2 羽流变化可知(图 11)，含水层的低孔低渗特性限制了 CO_2 的垂向和横向运移，导致注入的 CO_2 主要集中在含水层井筒附近(图 11-A)，同时在浮力作用下 CO_2 倾向于向含水层中上部聚集，导致含水层中上部的气相压力与周围水的压力梯度更大，在压力梯度和浮力共同作用下会造成 CO_2 羽流在含水层中上部运移更远，注入结束时 CO_2 羽流在含水层中的水平展布范围约为 165 m(图 11-B)。除此之外，CO_2 羽流在储集层中的分布与运移还受到孔渗双峰分布、沉积微相、残余孔隙和微裂缝的空间分布形态等因素控制。注入含水层中的 CO_2 主要以自由相气体占据孔隙空间，少部分会溶于水中成为溶解相，注入结束时含水层中 CO_2 溶解相封存量占注入总量的比值为 18.61%。同时，良好的储盖组合是系统能维持压力、限制 CO_2 垂向运移(模拟中未显示突破盖层)的基础保障。

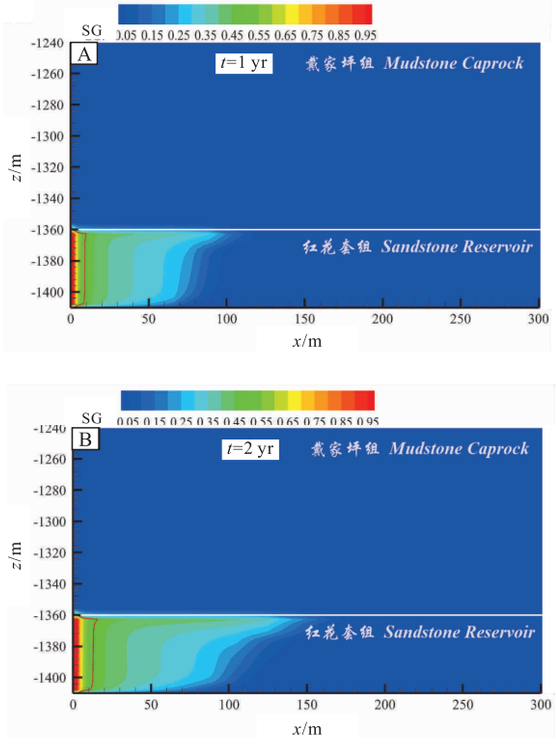


图 11 系统初始气囊填充阶段储集层 CO_2 饱和度变化(Y=0 剖面)

Fig. 11 Reservoir CO_2 saturation variations in initial gas bubble filling stage of system (profile Y=0)

CCESA 系统运行过程中，CO_2 的持续注入引起的地层形变和有效应力变化是重点关注的对象。系统初始气囊填充阶段结束时地层垂向位移和有效应力变化如图 12 所示。在地层孔隙流体压力和温度变化共同作用下，地层发生明显的垂向位移和有效应力变化，含水层井筒附近由于低温 CO_2—水—岩之间发生热传导和热对流，导致岩石基质收缩，整体表现为垂直向下位移，而非储集层部分井筒附近地层在井筒传压和传热共同作用下表现出沉降与抬升共存的现象。同时可以看出含水层有效应力分布和温度变化分布类似，含水层井筒附近 70 m 范围内有效应力在孔隙流体压力增加和温度降低的共同影响下出现了降低，而在 70~160 m 范围左右由于热累积现象的影响出现了小幅增加。如前文所述，不同沉积相的岩石储集层力学性质存在差异，可能对长期注采循环下储集层变形和完整性产生潜在影响，沙丘相砂岩储集层可能更需关注剪切破坏风险，而湿丘间砂岩储集层能更好地抵抗有效应力变化。

4.5.2 储释能循环注采阶段

系统储释能循环注采周期内井口压力和温度变

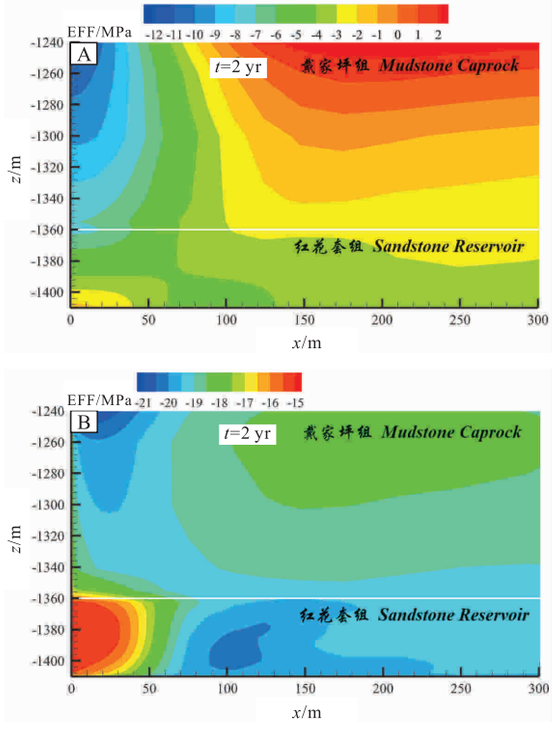
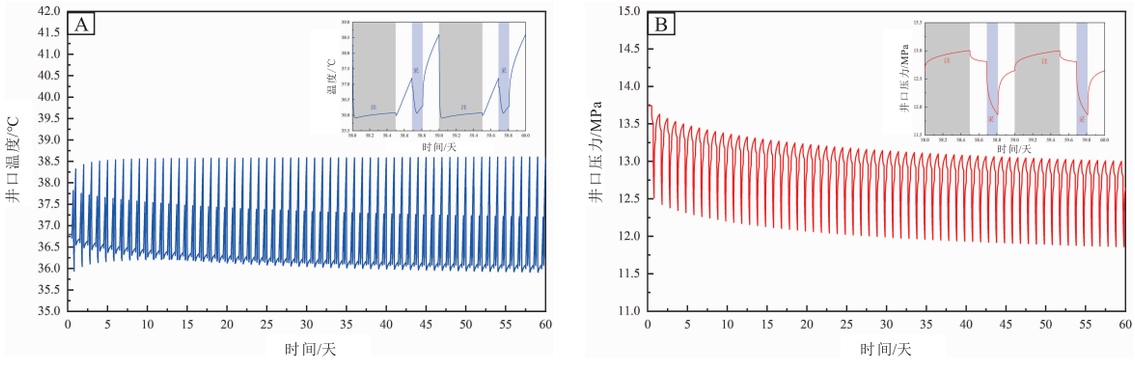


图 12 系统初始气囊填充阶段结束时地层垂向位移(A)和有效应力变化(B)(Y=0 剖面)

Fig. 12 Vertical displacement (A) and effective stress changes (B) in stratigraphy at initial gas bubble filling stage of system (profile Y=0)



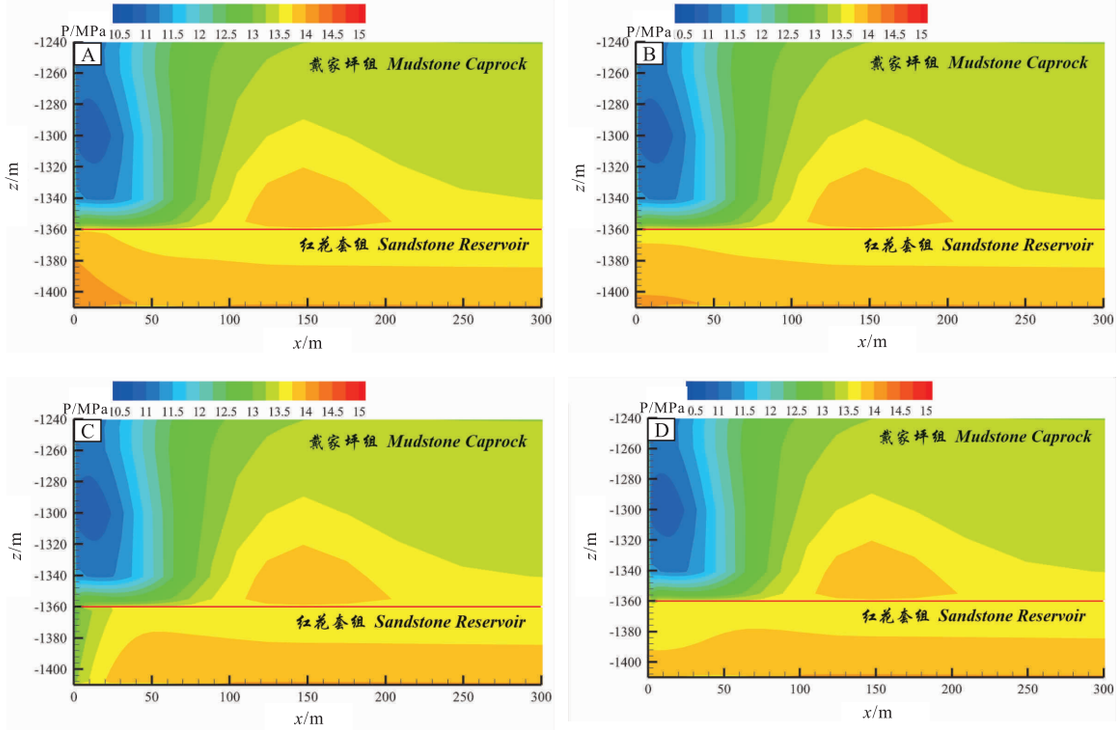
A—井口温度；B—井口压力

图 13　系统循环注采阶段井口压力和温度变化

Fig. 13　Changes in wellhead pressure and temperature during cyclic injection and production stage of system

化如图 13所示，整个 60 天循环注采周期内井口压力呈缓慢降低的趋势，井口压力波动范围，从初始的 13.74 ~ 12.51 MPa 降低到结束时的 13.00 ~ 11.86 MPa，循环注采周期内系统尚未达到拟动态平衡，表明低孔低渗含水层中压力消散速度缓慢，初始气囊填充阶段注入导致的压力积聚在短时间内不能恢复到静水压力水平，导致后续循环注采阶段储集层井筒附近的孔隙气压高于孔隙水压，系统处于持续的 CO_2 驱替孔隙水的过程中，气囊中压力持续向储集层中消散。同时，由于单日注气储能过程井口压力增幅较小，井口温度在注入过程中基本保持不变，2 次停注阶段受到地温传热，井口温度快速上升，单日抽采阶段井口温度在膨胀冷却效应和地温传热共同作用下，先快速降低，后缓慢增加。

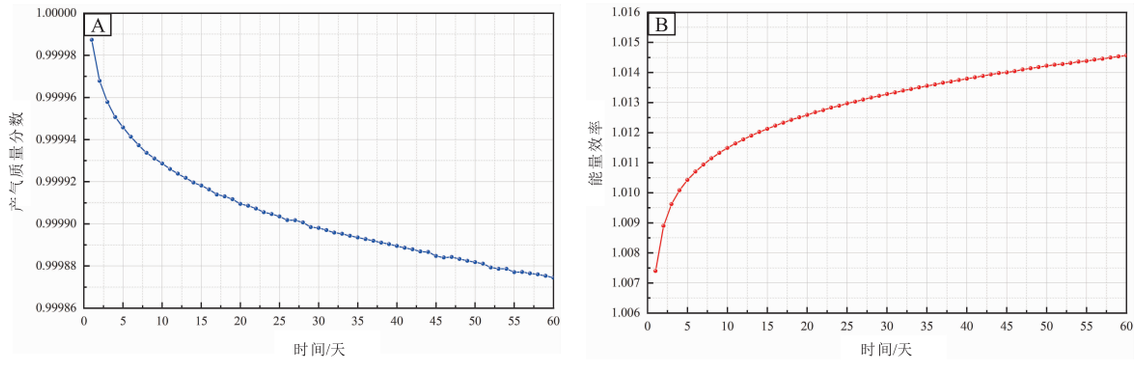
系统循环注采阶段第 60 天运行过程中 4 个时



A—注气储能结束；B—第 1 次停注结束；C—抽气释能停注结束；D—第 2 次停注结束

图 14　循环注采第 60 天地层压力分布（Y = 0 剖面）

Fig. 14　Formation pressure distribution on the 60th day of cyclic injection and production（profile Y = 0）



A—产气质量分数；B—能量往返效率

图 15 系统循环注采阶段井口产气质量分数和能量往返效率变化

Fig. 15 Change of wellhead gas production mass fraction and energy efficiency in cyclic injection-production stage of system

间节点地层中的压力分布如图 14所示。可以看出，单日注气储能过程和抽气释能过程造成的含水层压力波动幅度和波动范围均较小，注采造成的压力波动在 0.5 MPa 左右，波动范围仅集中在井筒附近 50 m 范围内，并且注采过程造成的含水层压力扰动在随后的停注阶段可以逐渐恢复，但是受到含水层低孔低渗特性限制，在停注阶段不能完全恢复到静水压力状态。

系统循环注采周期内井口产气质量分数和能量效率变化如图 15所示，整个循环注采周期内井口产气质量分数呈逐渐降低的趋势，整体保持在 99.98%以上，这说明 60 个注采周期内每日抽采阶段基本无质量损失，系统抽采发电效果良好。整个循环注采周期内系统能量往返效率呈逐渐上升的趋势，且单日能量往返效率均略大于 100%，这主要是因为含水层的低孔低渗特性有效阻止了气体扩散和压力耗散，并且 CO_2 持续受到地温热量的补偿（Li *et al.*, 2023；Guo *et al.*, 2017），导致气囊中的 CO_2 整体温度逐渐升高，单日抽采总能量逐渐增加并始终略大于注入的总能量。可以看出低孔低渗含水层可以运行，但是无法保证大规模的注采能力，储能规模受到限制，需要对储集层进行改造以实现大规模储能。

5 结论与建议

本研究以衡阳盆地白垩系红花套组风成砂岩储集层为研究对象，通过对储集层岩石开展细观岩石学分析、宏观孔渗参数以及物理力学特性测试，构建场地尺度三维数值模型，开展热—水—力多场耦合条件下压缩二氧化碳储能数值模拟计算，系统评价了利用其压缩二氧化碳储能的可行性。主要结论如下：

1）红花套组风成砂岩以中—细粒长石石英砂岩为主，钙质胶结普遍，岩石呈现低孔低渗特性。但残余粒间孔隙及微裂纹网络为酸化或压裂改造提供了潜在通道，而上覆戴家坪组泥岩盖层致密稳定，构成理想储盖组合。

2）沉积环境和成岩作用对储集层岩石力学特性及孔渗性的控制明显，湿丘间砂岩抗压强度较高，塑性变形能力显著，而沙丘相砂岩因层理发育更易失稳。

3）基于渗透率 $15\times10^{-3}\ \mu m^{-2}$ 的储集层模型，60 天循环注采显示：压力波动≤0.5 MPa，系统产气质量分数整体保持在 99.98%以上，地下储气库部分的能量效率超 100%，表明系统在释能阶段质量、能量损失较少，储能循环可正常运行；低温 CO_2 注入导致井周地层温度降低、孔隙压力积聚及垂向位移，体现了热—流—力多场耦合效应；CO_2 羽流水平展布约 165 m，溶解相封存占比 18.61%，CO_2 运移能力受限，上述模拟响应特征（压力扩散慢、效率高但规模受限、羽流分布有限、溶解比例低等）均显著受控于前述风成砂岩储集层的钙质胶结、低孔低渗及其非均质性等储集层属性。

今后需深化储集层成岩作用与孔渗结构演化的动态关系研究，明确酸化/压裂改造的储集层增渗定量效应，同时开展多井协同注采与长期循环模拟，评估储集层改造后的大规模储能潜力，结合区域构造演化，优选胶结程度低、残余粒间孔隙及微

裂纹网络发育区域作为优先改造靶区，为储气库的实际工程选址提供科学依据。

参考文献(References)

蔡芃睿，王春连，刘成林，杨飞，徐海明，谢腾骁，余小灿，孟令阳. 2017. 运用扫描电镜和压汞法研究江汉盆地古新统—白垩系砂岩储层孔喉结构及定量参数特征. 岩矿测试，36(2)：146-155. [Cai P R，Wang C L，Liu C L，Yang F，Xu H M，Xie T X，Yu X C，Meng L Y. 2017. Study on pore structure and quantitative parameters of the Paleocene-cretaceous sandstone reservoir in Jiangling depression by SEM and mercury injection method. Rock and Mineral Analysis，36(2)：146-155]

湖南省地质调查院. 2017. 中国区域地质志—湖南志. 北京：地质出版社. [Hunan Institute of Geological Survey. 2017. The Regional Geology of China，Hunan Province. Beijing：Geological Publishing House]

黄华，陈柯伶. 2011. 江陵凹陷白垩系红花套组沙漠沉积特征. 特种油气藏，18(3)：43-46，137. [Huang H，Chen K L. 2011. Characteristics of desert deposition in the Cretaceous Honghuatao formation of the Jiangling depression. Special Oil & Gas Reservoirs，18(3)：43-46，137]

黄乐清，黄建中，罗来，王先辉，刘耀荣，梁恩云，马慧英. 2019. 湖南衡阳盆地东缘白垩系风成沉积的发现及其古环境意义. 沉积学报，37(4)：735-748. [Huang L Q，Huang J Z，Luo L，Wang X H，Liu Y R，Liang E Y，Ma H Y. 2019. The discovery of Cretaceous eolian deposits at the eastern margin of the Hengyang basin，Hunan，and its paleoenvironmental significance. Acta Sedimentologica Sinica，37(4)：735-748]

李建华，董树文，赵国春，张岳桥，辛宇佳，王金铭，卢运可. 2024. 华南晚中生代大陆变形、深部过程及动力学. 地质学报，98(3)：829-861. [Li J H，Dong S W，Zhao G C，Zhang Y Q，Xin Y J，Wang J M，Lu Y K. 2024. Late Mesozoic continental deformation，deep processes，and geodynamic evolution of South China. Acta Geologica Sinica，98(3)：829-861]

李仲奎，戴荣，姜逸明. 2002. FLAC^{3D}分析中的初始应力场生成及在大型地下洞室群计算中的应用. 岩石力学与工程学报，21(S2)：2387-2392. [Li Z K，Dai R，Jiang Y M. 2002. Improvement of the generation of the initial stress field by using FLAC^{3D} and application in a huge underground cavern group. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering，21(S2)：2387-2392]

罗贤，李毅，喻浩，周骞，刘银江. 2024. 渗透率各向异性对 CAESA 系统季节性运行性能的影响. 长沙理工大学学报(自然科学版)，21(2)：42-55. [Luo X，Li Y，Yu H，Zhou Q，Liu Y J. 2024. The effects of permeability anisotropy on the seasonal operating performance of CAESA systems. Journal of Changsha University of Science & Technology(Natural Science)，21(2)：42-55]

马建力，李琦，陈祥荣. 2023. 利用水力连通储层进行地质储能的优势分析. 地球科学，48(11)：4175-4189. [Ma J L，Li Q，Chen X R. 2023. Analysis of advantages of carbon neutral geological energy storage in hydraulically connected reservoirs. Earth Science，48(11)：4175-4189]

邱小松，郑雅丽，叶颖，赖欣，刘满仓，徐淑娟，姚秋昌，皇甫晓红. 2021. 含水层储气库库址筛选及关键指标评价方法：以苏北盆地白驹含水层为例. 中国石油勘探，26(5)：140-148. [Qiu X S，Zheng Y L，Ye Y，Lai X，Liu M C，Xu S J，Yao Q C，Huangfu X H. 2021. Aquifer site selection for natural gas storage and key indices evaluation method：a case study of Baiju aquifer in Subei Basin. China Petroleum Exploration，26(5)：140-148]

石宇翔，吴驰华，黄乐清，伊海生，李智武，焦海菁，杨嘉宝，秦江颖，张小凤，周亚楠，Juan Pedro RODRíGUEZ-LóPEZ. 2023. 华南衡阳盆地上白垩统黄土类似物的初步研究. 地质学报，97(9)：3101-3115. [Shi Y X，Wu C H，Huang L Q，Yi H S，Li Z W，Jiao H J，Yang J B，Qin J Y，Zhang X F，Zhou Y N，RODRíGUEZ-LóPEZ J P. 2023. Preliminary study of Late Cretaceous loess-like sediments in the Hengyang basin，South China. Acta Geologica Sinica，97(9)：3101-3115]

杨友运，常文静，侯光才，王永和，张蓬勃. 2006. 鄂尔多斯白垩系自流水盆地水文地质特征与岩相古地理. 沉积学报，24(3)：387-393. [Yang Y Y，Chang W J，Hou G C，Wang Y H，Zhang P B. 2006. Hydrogeological characteristics and lithofacies Palaeogeography of Cretaceous artesian basin，Ordos. Acta Sedimentologica Sinica，24(3)：387-393]

杨子江，石宇，彭俊岚，宋先知，梁瑶，赵晓彦，吴兵. 2024. CO_2 地质封存过程的取热—储能利用理论与技术进展. 成都理工大学学报(自然科学版)，51(6)：913-926. [Yang Z J，Shi Y，Peng J L，Song X Z，Liang Y，Zhao X Y，Wu B. 2024. Advances in theory and technology of heat etraction and energy storage utiliation in CO_2 geological storage processes. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)，51(6)：913-926]

喻浩. 2019. 深部含水层压缩二氧化碳储能系统的数值模拟研究. 长沙理工大学硕士学位论文. [Yu H. 2019. Numerical simulation studies for compressed carbon dioxide energy storage system in deep aquifers. Masteral dissertation of Changsha University of Science & Technology]

Dong S W，Li J H，Gao R，Cawood P A，Thybo H，Johnston S T，Jiao L Q，Zhang Y Q，Wang J M. 2023. Intraplate lithospheric extension revealed by seismic reflection profiling of South China. Earth and Planetary Science Letters，609：118100.

Gross E C，Carr M，Jobe Z R. 2023. Three-dimensional bounding surface architecture and lateral facies heterogeneity of a wet aeolian system：Entrada Sandstone，*Utah*. Sedimentology，70(1)：145-178.

Guo C B，Zhang K N，Li C，Wang X Y. 2016a. Modelling studies for influence factors of gas bubble in compressed air energy storage in aquifers. Energy，107：48-59.

Guo C B，Pan L H，Zhang K N，Oldenburg C M，Li C，Li Y. 2016b. Comparison of compressed air energy storage process in aquifers and Caverns based on the Huntorf CAES plant. Applied Energy，181：342-

356.

Guo C B, Zhang K N, Pan L H, Cai Z S, Li C, Li Y. 2017. Numerical investigation of a joint approach to thermal energy storage and compressed air energy storage in aquifers. Applied Energy, 203: 948-958.

Guo C B, Li C, Zhang K N, Cai Z S, Ma T R, Maggi F, Gan Y X, El-Zein A, Pan Z J, Shen L M. 2021. The promise and challenges of utility-scale compressed air energy storage in aquifers. Applied Energy, 286: 116513.

Istvan J A, Crow C V, Pereira J C, Bakhtiari H. 1983. Compressed air energy storage (CAES) in an aquifer: a case history. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. October 5-8, 1983. San Francisco, California. SPE, SPE-12080-MS.

Li J H, Zhang Y Q, Dong S W, Johnston S T. 2014. Cretaceous tectonic evolution of South China: a preliminary synthesis. Earth-Science Reviews, 134: 98-136.

Li Y, Yu H, Tang D, Li Y, Zhang G J, Liu Y N. 2022. A comparison of compressed carbon dioxide energy storage and compressed air energy storage in aquifers using numerical methods. Renewable Energy, 187: 1130-1153.

Li Y, Yu H, Xiao Y L, Li Y, Liu Y J, Luo X, Tang D, Zhang G J, Liu Y N. 2023. Numerical verification on the feasibility of compressed carbon dioxide energy storage in two aquifers. Renewable Energy, 207: 743-764.

Li Y, Wang H, Wang J S, Hu L T, Wu X H, Yang Y B, Gai P, Liu Y N, Li Y. 2024a. The underground performance analysis of compressed air energy storage in aquifers through field testing. Applied Energy, 366: 123329.

Li Y, Yu H, Li Y, Tang D, Zhang G J, Liu Y N. 2024b. Study on the applicability of compressed carbon dioxide energy storage in aquifers under different daily and weekly cycles. Renewable Energy, 222: 119987.

Li Y, Cui J, Yu H, Li Y, Tang D, Zhang G J, Liu Y N. 2024c. The impacts of geothermal gradients on compressed carbon dioxide energy storage in aquifers. Renewable Energy, 231: 120954.

Li Y, Liu Y J, Yu H, Luo X, Li Y, Tang D, Zhang G J, Liu Y N. 2025. Underground performance assessment of compressed CO_2 energy storage in aquifers by thermal-hydro-mechanical coupling method. Energy, 324: 135945.

Liu H J, Yang C H, Liu J J, Hou Z M, Xie Y C, Shi X L. 2023. An overview of underground energy storage in porous media and development in China. Gas Science and Engineering, 117: 205079.

Ma H L, Tong Y, Wang X, Wang H X. 2024. Advancements and assessment of compressed carbon dioxide energy storage technologies: a comprehensive review. RSC Sustainability, 2(10): 2731-2750.

Ma J L, Li Q, Kühn M, Nakaten N. 2018. Power-to-gas based subsurface energy storage: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 97: 478-496.

Ma J L, Li Q, Kempka T, Kühn M. 2019. Hydromechanical response and impact of gas mixing behavior in subsurface CH_4 storage with CO_2-based cushion gas. Energy & Fuels, 33(7): 6527-6541.

Oldenburg C M, Pan L H. 2013. Porous media compressed-air energy storage (PM-CAES): theory and simulation of the coupled wellbore-reservoir system. Transport in Porous Media, 97: 201-221.

Pruess K, Oldenburg C M, Moridis G J. 1999. TOUGH2 user's guide version 2. UnitedStates of America. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory.

Ranjith P G, Zhang C P, Zhang Z Y. 2019. Experimental study of fracturing behaviour in ultralow permeability formations: a comparison between CO_2 and water fracturing. Engineering Fracture Mechanics, 217: 106541.

Rutqvist J, Wu Y S, Tsang C F, Bodvarsson G. 2002. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 39: 429-442.

Stottlemyre J A. 1978. Preliminary stability criteria for compressed air energy storage in porous media reservoirs: PNL-2685, 6648903. PNL-2685, 6648903.

Sun X L, Cao Y C, Liu K Y, Alcalde J, Cabello P, Travé A, Cruset D, Gomez-Rivas E. 2023. Effects of fluvial sedimentary heterogeneity on CO_2 geological storage: Integrating storage capacity, injectivity, distribution and CO_2 phases. Journal of Hydrology, 617: 128936.

Wallis G B. 1969. One-dimensional two-phase flow. United States of America. New York: McGraw-Hill Book Company.

Zhu Q L, Zuo D J, Zhang S L, Zhang Y T, Wang Y S, Wang L L. 2015. Simulation of geomechanical responses of reservoirs induced by CO_2 multilayer injection in the Shenhua CCS project, China. International Journal of Greenhouse Gas Control, 42: 405-414.

Zuber N, Findlay J A. 1965. Average volumetric concentration in two-phase flow systems. Journal of Heat Transfer, 87: 453-468.

(责任编辑 李新坡)