

研究论文

细粒含量对碳封存层孔隙结构及应力敏感性影响分析

杨昕¹, 颜梦秋², 郑嘉男^{3*}

摘要 以西江 23-1 油田 H2A 砂岩储层为背景, 分析了不同细粒含量砂岩孔隙结构。开展了不同细粒含量砂岩应力敏感性实验, 采用应力敏感性系数、渗透率损害率和渗透率曲率评价了砂岩应力敏感性, 结果表明, 随着细粒含量的增加, 砂岩渗透率应力敏感性增强。综合分析了砂岩孔隙结构及渗透率应力敏感性, 表明孔隙体积分布是影响砂岩应力敏感性的主要因素, 即小孔频率越高, 渗透率应力敏感性越强。提出了砂岩孔隙率-应力预测模型, 预测有效应力增加过程中砂岩孔隙演化。

关键词 碳封存; 西江 23-1 油田 H2A 层; 砂岩储层; 孔隙结构; 应力敏感性; 预测模型

碳捕集与封存(CCS)是控制二氧化碳排放, 缓解全球变暖问题的有效解决方法^[1-3]。二氧化碳地质封存技术是将二氧化碳注入废弃油气藏、咸水层等深部地下储层^[4-6], 以达到永久封存的目的。二氧化碳的注入会改变储层原始应力状态, 储层有效应力的变化对储层渗透率、孔隙率等物性参数产生影响^[7-8], 即应力敏感性。

渗透率和孔隙率是储层关键参数, 直接决定二氧化碳可注入性及封存量^[9-10]。因此, 相关研究针对储层渗透率及孔隙率应力敏感性开展了研究^[11-12]。孙军昌等^[13]针对火山岩气藏储层全直径岩心进行渗透率应力敏感实验, 结果表明, 岩心渗透率减小主要发生在有效应力小于 20 MPa 范围内, 孔隙结构差异是导致岩石渗透率应力敏感的主要原因。Milad 等^[14]研究了

不同孔隙类型碳酸盐岩渗透率及孔隙度应力敏感性, 其中致密基质孔隙型岩石应力敏感性最大。刘顺喜等^[15]通过覆压孔渗实验, 分析了平行层理和垂直层理煤样渗透率应力敏感性, 探明了煤层应力敏感性各向异性特征。

目前, 中国海上 CCS 工程主要在珠江口盆地, 如中国首个海上二氧化碳封存工程在恩平油田 15-1 平台建设; 中国首个千万吨级二氧化碳封存项目同样计划在珠江口盆地海域开展。珠江口盆地分布有广泛的物性较好的以钙质胶结为主的砂岩储层, 如西江 23-1 油田 H2A 层方解石胶结含量为 11%~15%^[16]; 白云凹陷珠江组钙质胶结含量超过 15%^[17]; 文昌 A 凹陷珠海组钙质胶结含量在 0.3%~15.8%^[18]。当前, 针对以钙质胶结为主的砂岩应力敏感性研究较少。

本研究以西江 23-1 油田钙质胶结砂岩储层为背景, 基于酶诱导碳酸钙沉淀(EICP)技术制作人工砂岩, 分析了不同细粒含量对砂岩孔隙结构影响。开展了不同细粒含量砂岩应力敏感性实验, 选取应力敏感

1. 浙江大学建筑工程学院, 杭州 310058

2. 浙江大学海南研究院, 三亚 572025

3. 浙江大学上海高等研究院, 上海 201203

收稿日期: 2023-12-19; 修回日期: 2024-01-23

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52306205)

作者简介: 杨昕, 博士研究生, 研究方向为二氧化碳地质封存, 电子信箱: yangxin_zju@foxmail.com; 郑嘉男(通信作者), 副研究员, 研究方向为天然气水合物及二氧化碳地质封存, 电子信箱: zhengjn@zju.edu.cn

引用格式: 杨昕, 颜梦秋, 郑嘉男. 细粒含量对碳封存层孔隙结构及应力敏感性影响分析[J]. 科技导报, 2025, 43(6): 84-91; doi:10.3981/j.issn.1000-7857.2023.12.01908

性系数、渗透率损害率和渗透率曲率 3 个参数作为砂岩储层渗透率应力敏感性指标。综合孔隙结构分析,提出了影响砂岩应力敏感性的主要因素。最后,提出了砂岩孔隙率-应力预测模型,预测有效应力增加过程中,砂岩孔隙演化规律。

1 实验概况

1.1 人工砂岩制备

由于方解石胶结砂岩胶结特性较差,结构疏松,现场取样不仅成本高,而且难以大量获得完整试样。因此,本研究以西江油田钙质胶结砂岩储层为背景,采用 EICP 胶结石英砂的方法制作人工砂岩。

实验用砂采用 ISO 标准砂,该类型砂 99.7% 为石英成分,颗粒比重 G_s 为 2.63。选用标准砂颗粒粒径为 0.08~1 mm,将粒径为 0.08~0.25 mm 定义为细颗粒。按照细颗粒含量占砂颗粒总质量 10%、30%、50% 的比例配制样品,不同细粒含量颗粒级配曲线如图 1 所示。

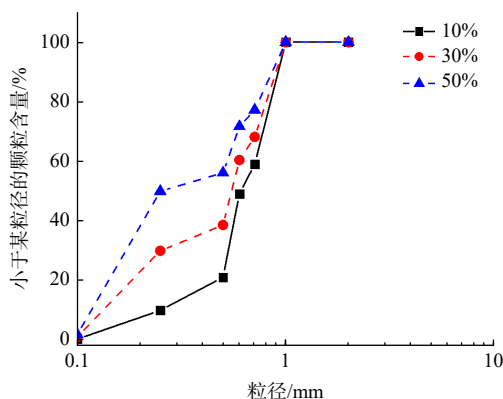


图 1 不同细粒含量颗粒级配曲线

实验脲酶采用麦克林脲酶,脲酶活性为 200~300 U/mg(1 U 为在 25℃ 条件下,1 min 内分解尿素(Urea, $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$)量为 1 μmol)。胶结液成分为 CaCl_2 、Urea、脱脂奶粉。Urea 在脲酶作用下水解为铵根离子和碳酸根离子,碳酸根离子与 Ca^{2+} 结合生成碳酸钙沉淀,胶结松散砂颗粒。脱脂奶粉的加入为碳酸盐沉淀提供成核点,促进碳酸盐沉淀的形成^[19]。

实验采用浸泡法^[20-21]制作弱胶结人工砂岩,具体步骤如下。(1)清洗调配好的标准砂,将清洗后的标准砂放入 105℃ 烘箱 24 h 干燥;(2)脲酶溶液活性调

至目标值,将干燥的标准砂与脲酶溶液充分混合 4 h 左右;(3)控制试样干密度为 1.53 g/cm^3 (不同细粒含量试样干密度相同),混合脲酶后的标准砂分层放入模具中,试样尺寸为直径 50 mm,高 100 mm;(4)配制胶结液,将 0.5 mol/L CaCl_2 、0.5 mol/L Urea 4 g/L 脱脂奶粉和超纯水混合均匀;(5)将试样浸泡在胶结液中 2 d,取出试样烘干;(6)为提高试样的强度和胶结的均匀性,进行二次胶结,将烘干的试样浸泡脲酶溶液 4 h 后,重复步骤(4)和(5)。

人工砂岩试样制作完成后,生成的碳酸盐胶结物含量由碳酸盐胶结物质量(人工砂岩干质量减去胶结前干砂质量)与胶结前干砂质量之比来评估。本研究中不同细粒含量人工砂岩碳酸盐胶结物含量相似,均为 13.6%~14.0%;不同细粒含量人工砂岩平均孔隙率为 23.9%~28.5%;不同细粒含量人工砂岩平均渗透率为 335~953 mD。西江 23-1 油田钙质胶结储层砂岩碳酸盐胶结物为 11%~15%,平均孔隙率为 22.6%~33.0%,平均渗透率为 460~3167 mD。因此,人工砂岩物性特征与西江 23-1 油田砂岩储层基本一致。

1.2 实验系统

实验系统主要由双缸恒速恒压泵、轴压泵、环压泵、岩心夹持器、采出计量系统和数据采集系统组成(图 2)。双缸恒速恒压泵为流体提供渗流动力,压力范围为 0~70 MPa,可实现高速无脉冲,恒速、恒压运行。实验中环压和轴压通过环压泵和轴压泵分别独立控制,压力范围均为 0~50 MPa。岩心夹持器适应不同长度试样,中部由聚醚醚酮(PEEK)材料制成,可进行 CT 扫描。数据采集系统是控制整套系统的核心枢纽,既可以实时采集压力、气体和液体流量等数据,也可以控制恒压恒速泵等泵体的启停、参数设置。

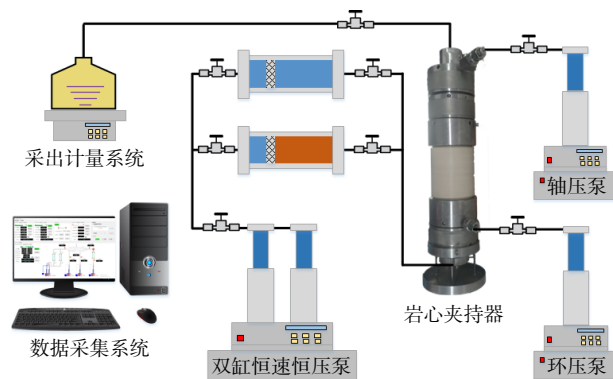


图 2 实验系统示意

1.3 实验流程

研究首先对不同细粒含量砂岩进行了 CT 扫描, 然后开展了应力敏感性实验, 主要步骤如下。(1) 将砂岩试样放置在 60℃ 烘箱干燥 48 h 以上, 称量试样干重、直径和长度;(2) 将干燥后的砂岩试样负压饱和 24 h 以上, 然后称重, 计算初始孔隙率;(3) 将饱和后的砂岩试样放入岩心夹持器中, 轴压和围压均设置为 0.2 MPa, 将去离子水以 0.5 mL/min 速率渗流 5 PV (PV 为孔隙体积), 确保试样完全饱和;(4) 逐级增大围压至目标有效应力, 目标有效应力分别为 1、3、5、8、11 MPa。实验中, 有效应力通过 $P_e = (P_a + 2P_c) / 3 - P_p$ 计算, 其中, P_a 为轴压, P_c 为环压, 且 $P_a = P_c$, P_p 为孔隙水压力。每级目标有效应力保持 1 h 以上。

1.4 μ CT 扫描

采用 NanoVoxel-4000 系列高穿透 CT 系统, X 射线源电压为 200 kV, 电流为 230 μ A。选用高分辨模式, 空间分辨率为 10 μ m。CT 扫描完成后经过数据重构、图像滤波、图像分割等处理步骤得到三维数字图像。随后采用灰度阈值法^[22]对砂岩试样孔隙结构进行统计分析。

2 实验结果分析

2.1 储层砂岩孔隙结构

不同细粒含量砂岩初始孔隙率如图 3 所示。随着细粒含量的增加, 砂岩初始孔隙率呈线性趋势逐渐降低, 10% 细粒含量砂岩初始孔隙率为 26.9%~30.1%。图 4 为砂岩孔隙结构。其中, 灰色为骨架, 蓝色为孔隙结构。砂岩存在较多大孔。结合图 3 可知, 相较于

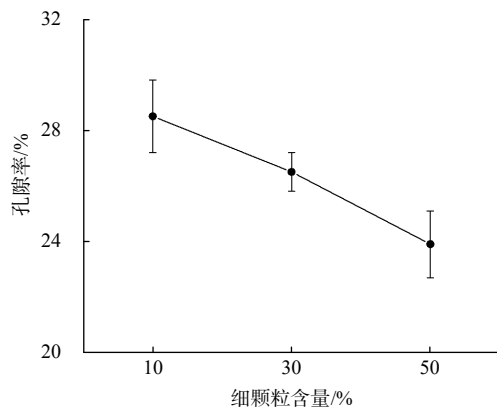


图3 不同细粒含量砂岩初始孔隙率

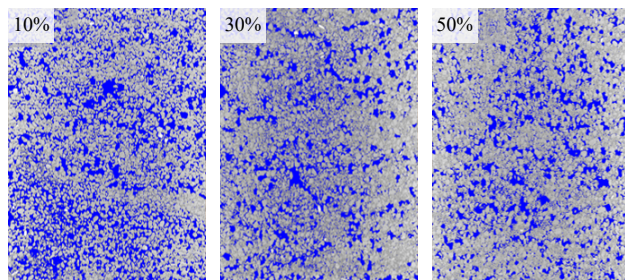


图4 不同细粒含量砂岩孔隙结构

30%和50%细粒砂岩, 10%细粒含量砂岩孔隙体积明显较大, 孔隙数量较多。

将不同细颗粒含量砂岩孔隙结构按照孔隙体积 $(0, 2 \times 10^3 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^3 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^4 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^4 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^5 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^5 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^6 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^6 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^7 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^7 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^8 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^8 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^9 \mu\text{m}^3)$ 、 $(2 \times 10^9 \mu\text{m}^3, 2 \times 10^{10} \mu\text{m}^3)$ 范围进行统计分析, 其频率分布及三维结构如图 5、图 6 所示。综合分析图 5、图 6 可知, 孔隙体积在 $0 \sim 2 \times 10^3 \mu\text{m}^3$, 3 种细粒含量砂岩频率相似。孔隙体积在 $2 \times 10^3 \sim 2 \times 10^6 \mu\text{m}^3$, 随着细颗粒含量的增多, 频率逐渐增多; 且孔隙体积在 $2 \times 10^5 \sim 2 \times 10^6 \mu\text{m}^3$, 30% 和 50% 细粒含量砂岩频率(接近 30%)远大于 10% 细粒含量砂岩(接近 20%)。孔隙体积在 $2 \times 10^6 \sim 2 \times 10^7 \mu\text{m}^3$, 30% 细粒含量砂岩频率大于 10% 和 50% 细粒含量砂岩频率; 而孔隙体积在 $2 \times 10^7 \sim 2 \times 10^{10} \mu\text{m}^3$, 30% 和 50% 细粒含量砂岩频率较小(<5%), 远小于 10% 细粒含量砂岩。

2.2 渗透率应力敏感性

不同细粒含量砂岩应力敏感性如图 7 所示。由图 7(a)可知, 随着细粒含量的增加, 砂岩初始渗透率降低, 10% 细粒含量砂岩渗透率在 953~1027 mD。由

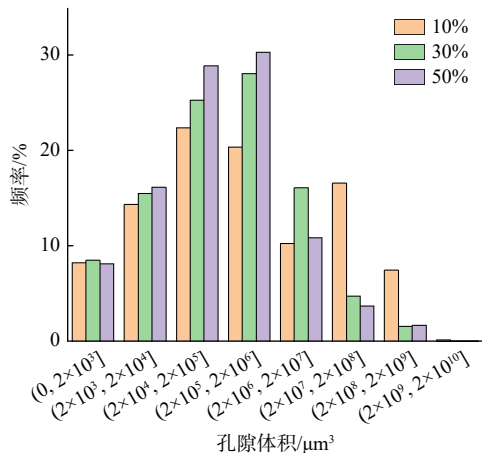


图5 孔隙体积频率分布

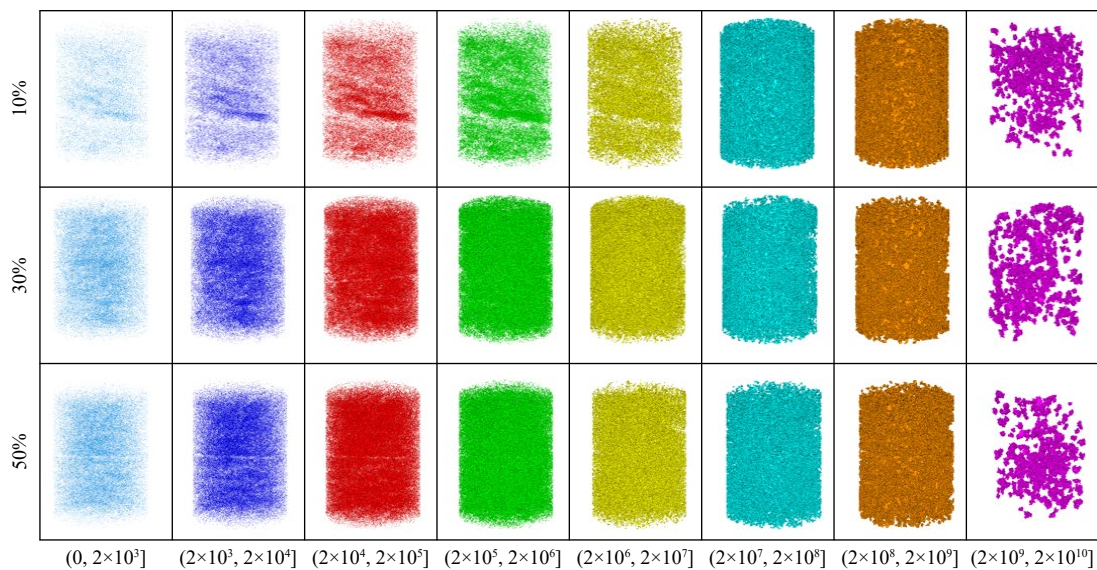


图6 不同孔隙体积三维图示

图 7(b)可知,不同细粒含量砂岩渗透率变化随有效应力变化趋势相似。有效应力为 1~5 MPa, 渗透率迅速降低; 随后有效应力在 5~11 MPa, 渗透率呈线性下降。随着细粒含量的增加, 渗透率降低程度越大, 50% 细粒含量砂岩在有效应力为 11 MPa 条件下渗透

率降低约为 50%。

采用幂函数对不同细粒含量砂岩渗透率随有效应力降低规律进行拟合

$$\frac{k}{k_0} = p_e^c \quad (1)$$

式中, k 表示已知有效应力下渗透率, mD; k_0 表示初始渗透率, mD; p_e 表示有效应力, MPa; c 表示拟合常数, 10%、30%、50% 细粒含量值分别为 -0.20、-0.24、-0.30。

为了能较为全面地评价不同细粒含量砂岩渗透率应力敏感性, 根据相关学者研究^[11-12,23], 选取应力敏感性系数、渗透率损害率、渗透率曲率 3 个指标进行评价。有效应力改变导致砂岩储层渗透率发生变化, 采用应力敏感性系数评价砂岩储层应力敏感性。应力敏感性系数^[23]计算公式为

$$S_s = \frac{1 - \left(\frac{k}{k_0}\right)^{1/3}}{\lg \frac{p_e}{p_0}} \quad (2)$$

式中, S_s 表示应力敏感性系数; p_0 表示参考有效应力, MPa。

根据式(2), 渗透率比的 1/3 次幂与有效应力比的对数呈线性关系, 拟合后方程斜率即为应力敏感性系数, 不同细粒含量砂岩应力敏感性系数评价如图 8 所示。由图 8 可知, 10%、30%、50% 细粒含量砂岩应力敏感性系数分别为 0.14、0.17、0.21。随着细粒含量的增加, 砂岩应力敏感性系数越大, 应力敏感程度越强。

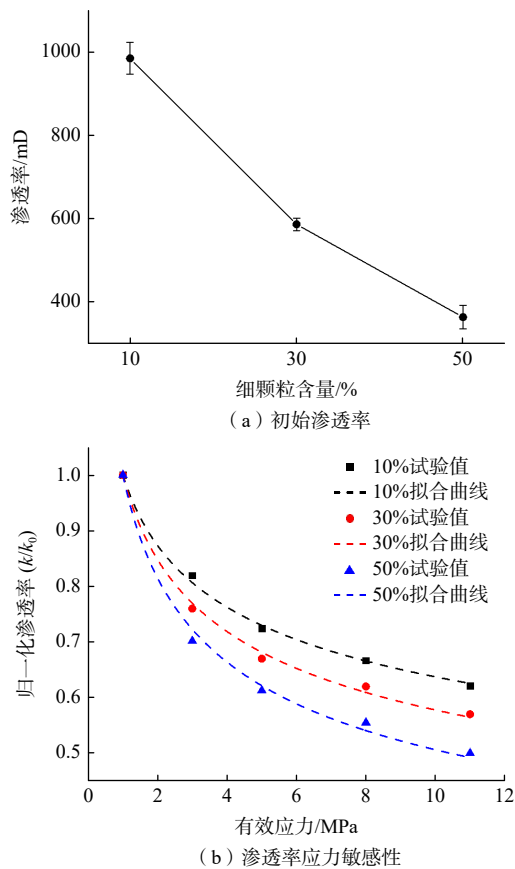


图7 不同细粒含量弱胶结砂岩应力敏感性

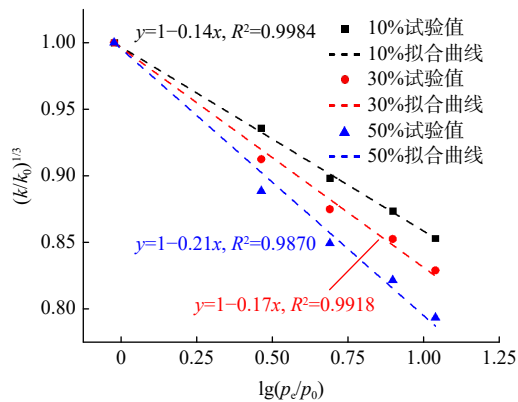


图8 不同细粒含量弱胶结砂岩应力敏感性系数

渗透率损害率是评价储层渗透率应力敏感性的重要参数^[24],表示储层渗透率随有效应力增加而降低的程度。渗透率损害率越大,表明储层渗透率受有效应力损害程度越大,应力敏感程度越高。计算公式为

$$k_s = \frac{k_0 - k_i}{k_0} \times 100\% \quad (3)$$

式中, k_s 表示渗透率损害率; k_i 表示 i 级有效应力下渗透率, mD。

图9为不同细粒含量砂岩渗透率损害率。由图9可知,不同细粒含量砂岩渗透率损害率变化趋势相似,随着有效应力的增加呈幂函数关系增大。渗透率损害率随着细粒含量的增加而增大。

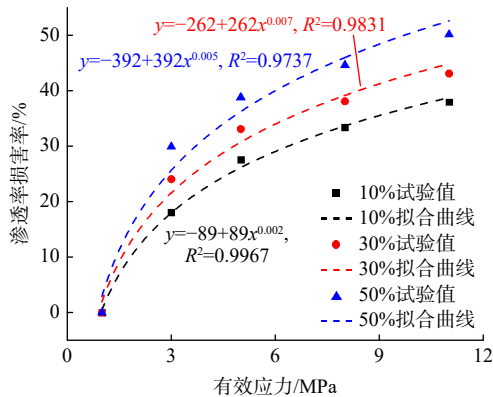


图9 不同细粒含量弱胶结砂岩渗透率损害率

渗透率曲率表征渗透率随有效应力变化速率^[15]。渗透率曲率越大,渗透率随有效应力变化越快,应力敏感性越强。渗透率曲率计算公式为

$$k_c = \frac{|k''|}{(1+k'^2)^{3/2}} \times 100\% \quad (4)$$

式中, k_c 表示渗透率曲率, %; k' 、 k'' 分别表示渗透率对有效应力的一阶、二阶导数。

将式(1)代入后,渗透率曲率为

$$k_c = \frac{|k_0 c(c-1)p_e^{c-2}|}{[1+(k_0 c p_e^{c-1})^2]^{3/2}} \quad (5)$$

不同细粒含量砂岩渗透率曲率如图10所示。由图10可知,不同细粒含量砂岩渗透率曲率随有效应力增加而降低。在低有效应力下(2~5 MPa),渗透率曲率迅速降低,且渗透率曲率随细粒含量的增加而增加,即细粒含量越高,渗透率随有效应力降低越快;在高有效应力下(>5 MPa),渗透率曲率基本不变,不同细粒含量砂岩渗透率曲率相似,即渗透率随有效应力降低速率基本一致。

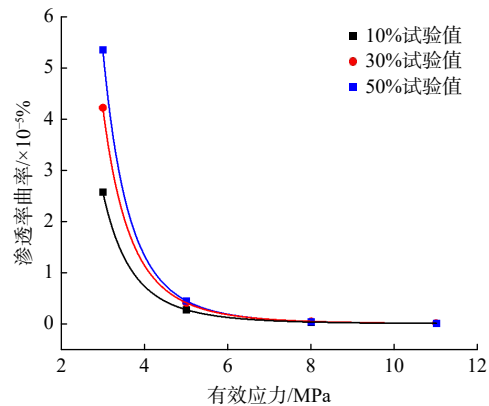


图10 不同细粒含量弱胶结砂岩渗透率曲率

通过应力敏感性系数、渗透率损害率、渗透率曲率3个评价指标可得:随着细粒含量的增加,砂岩应力敏感性增强。综合小节2.1孔隙结构分析可知,随着细粒含量的增加,砂岩小孔数量增多,大孔数量减少,导致砂岩应力敏感性越强。因此,对于碳酸盐胶结砂岩,孔隙体积分布是影响渗透率应力敏感性的主要因素(小孔频率越高,渗透率应力敏感性越强)。

2.3 孔隙率-应力预测模型

图11为不同细粒含量弱胶结砂岩孔隙度-应力演化。由图11可知,细粒含量越高,同一有效应力下孔隙率降低越多。不同细粒含量弱胶结砂岩孔隙率-应力演化规律相似。在初始应力(0~5 MPa)区间,岩石内部孔隙压缩,孔隙率迅速降低。随着应力的增加(>5 MPa),岩石骨架承受应力,孔隙率随有效应力的增加呈线性趋势降低。

Liu等^[25-26]认为岩体是非均匀的,将岩体分为概念上的“软体”和“硬体”。“软体”被认为是岩体中的孔、裂隙,“硬体”被认为是岩体骨架部分。“软体”能够承受较大的变形,遵循基于自然应变的胡克定律来

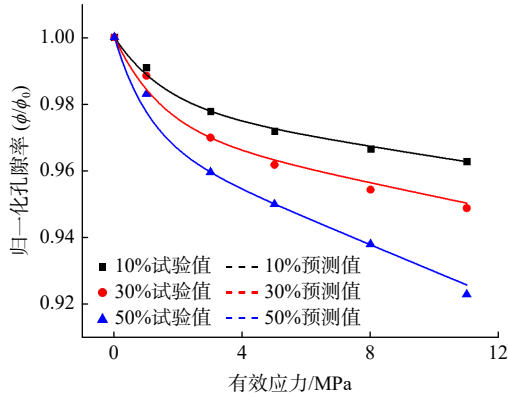


图 11 不同细粒含量弱胶结砂岩孔隙率-应力演化

描述;“硬体”仅能承受较小的变形,遵循基于工程应变的胡克定律描述。因此,对于岩体孔隙

$$V^p = V_e^p + V_t \quad (6)$$

式中, V^p 表示岩体孔隙体积; V_e^p 表示“硬体”部分孔隙体积; V_t 表示“软体”体积。其中,“软体”部分遵循自然应变胡克定律

$$V_t = V_{0,t} \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \quad (7)$$

式中, $V_{0,t}$ 表示初始“软体”体积; σ 表示应力; K_t 表示“软体”弹性模量。

“硬体”部分遵循工程应变胡克定律

$$V_e^p = V_{0,e} \left(1 - \frac{\sigma}{K_e}\right) \quad (8)$$

式中, K_e 表示“硬体”弹性模量; $V_{0,e}$ 表示初始“硬体”体积。

$$d\phi = \frac{dV^p}{V_0} = \frac{dV_e^p + dV_t}{V_0} \quad (9)$$

式中, ϕ 为岩体孔隙率; V_0 为岩体体积。

将式(7)、(8)代入式(9)

$$d\phi = -\phi_e C_e d\sigma - \frac{\gamma_t}{K_t} \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) d\sigma \quad (10)$$

$$\gamma_t = \frac{V_{0,t}}{V_0} \quad (11)$$

$$\phi_e = \phi_0 - \gamma_t \quad (12)$$

式中, C_e 为压缩系数; ϕ_e 为“硬体”部分孔隙率; ϕ_0 为岩体初始孔隙率; γ_t 为“软体”体积占岩体比例。

$$\phi = \phi_e (1 - C_e \sigma) + \gamma_t \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \quad (13)$$

为分析比较不同细粒含量孔隙率随有效应力变化,将孔隙率归一化:

$$\frac{\phi}{\phi_0} = \frac{\phi_e}{\phi_0} (1 - C_e \sigma) + \frac{\gamma_t}{\phi_0} \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \quad (14)$$

$$\alpha = \alpha_e (1 - C_e \sigma) + (1 - \alpha_e) \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \quad (15)$$

$$\alpha = \frac{\phi}{\phi_0} \quad (16)$$

$$\alpha_e = \frac{\phi_e}{\phi_0} \quad (17)$$

式(14)、(15)中,未知参数分别为 α_e 、 C_e 、 K_t 。

基于图 11 中的实验数据,通过拟合的方法反分析出上述 3 个未知参数。由图 12 可知,3 个未知数据与细粒含量均呈指数关系,其公式为

$$\alpha_e(F_c) = 0.018 \exp(-F_c/19.7) + 0.97 \quad (18)$$

$$C_e(F_c) = 0.0001 \exp(F_c/14.6) + 0.001 \quad (19)$$

$$K_t(F_c) = 0.027 \exp(F_c/16.25) + 1.65 \quad (20)$$

式中, F_c 表示细颗粒含量, %。

将式(18)~(20)代入式(15)得到弱胶结砂岩孔隙率-应力预测模型,如式(21)。模型预测值如图 11 所示,模型能够较好地预测弱胶结砂岩孔隙率-应力演化。

$$\alpha = \alpha_e(F_c) \cdot (1 - C_e(F_c) \cdot \sigma) + (1 - \alpha_e(F_c)) \cdot \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t(F_c)}\right) \quad (21)$$

CO₂ 注入储层过程中,会改变储层应力状态。综

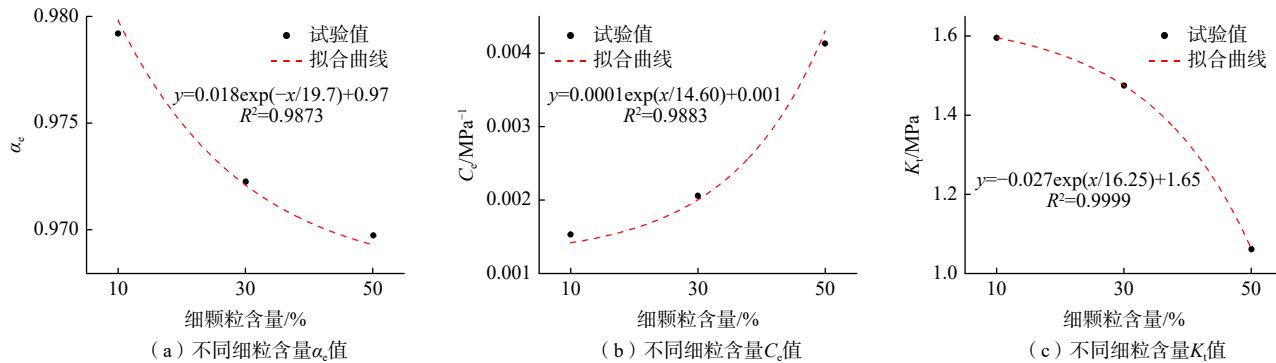


图 12 不同细粒含量弱胶结砂岩孔隙率-应力模型参数

合以上分析可知,随着有效应力的增加,储层渗透率和孔隙率降低,从而影响CO₂注入速率及封存量。储层细粒含量的不同,渗透率与孔隙率应力敏感性变化规律不同,因此,通过对不同细粒含量砂岩渗透率应力敏感性变化规律及孔隙率预测模型的研究,对CO₂地质封存注入压力条件的设置与封存总量的评估具有重要意义。

3 结论

1) 随着细粒含量的增加,砂岩孔隙体积逐渐降低。孔隙体积为 $0\sim 2\times 10^3\ \mu\text{m}^3$,3种细粒含量砂岩孔隙体积频率接近。孔隙体积为 $2\times 10^3\sim 2\times 10^6\ \mu\text{m}^3$,随着细颗粒含量的增多,频率逐渐升高。孔隙体积为 $2\times 10^6\sim 2\times 10^7\ \mu\text{m}^3$,30%细粒含量频率最大。孔隙体积为 $2\times 10^7\sim 2\times 10^{10}\ \mu\text{m}^3$,30%和50%细粒含量频率远小于10%细粒含量。

2) 有效应力为1~5 MPa,渗透率迅速降低;有效应力为5~11 MPa,渗透率呈线性下降。随着细粒含量的增加,应力敏感性系数及渗透率损害率增大。在低有效应力下(1~5 MPa),渗透率速率随细粒含量的增加而增加;在高有效应力下(>5 MPa),不同细粒含量砂岩渗透率速率基本不变。

3) 孔隙体积分布是影响渗透率应力敏感性的主要因素,即小孔频率越高,渗透率应力敏感性越强。细粒含量越高,同一有效应力下孔隙率降低越多。在初始应力(0~5 MPa)区间,岩石内部孔隙压缩,孔隙率迅速降低。随着应力的增加(>5 MPa),孔隙率随有效应力的增加呈线性趋势降低。

参考文献 (References)

- [1] Zapata Y, Kristensen M R, Huerta N, et al. CO₂ geological storage: Critical insights on plume dynamics and storage efficiency during long-term injection and post-injection periods[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 83: 103542.
- [2] 李琦, 魏亚妮. 二氧化碳地质封存联合深部咸水开采技术进展[J]. *科技导报*, 2013, 31(7): 65-70.
- [3] 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.
- [4] Omari A, Wang C, Li Y, et al. The progress of enhanced gas recovery (EGR) in shale gas reservoirs: A review of theory, experiments, and simulations[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2022, 213: 110461.
- [5] 张亮, 任韶然, 王瑞和, 等. 南海西部盐水层CO₂埋存潜力评估[J]. *岩土力学*, 2010, 31(4): 1238-1242.
- [6] Grataloupa S, Bonijolya D, Brosse E, et al. A site selection methodology for CO₂ underground storage in deep saline aquifers: Case of the Paris Basin[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2929-2936.
- [7] Wang Y, Meng F, Wang X, et al. Effective stress law for the permeability and deformation of four porous limestones[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2018, 123(6): 4707-4729.
- [8] Rutqvist J, Tsang C F. A study of caprock hydromechanical changes associated with CO₂ injection into a brine formation[J]. *Environmental Geology*, 2002, 42: 296-305.
- [9] Cui X, Bustin R M, Chikatamarla L. Adsorption-induced coal swelling and stress: Implication for methane production and acid gas sequestration into coal seams[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2007, 112: B10202.
- [10] Mirzaei P A, Ostadhassan M, Rezaee R, et al. A new approach in petrophysical rock typing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 166: 445-464.
- [11] 张磊, 田苗苗, 卢硕, 等. 不同含水率煤体液氮致裂渗透率变化规律及应力敏感性分析[J]. *岩土力学*, 2022, 43(S1): 107-116.
- [12] 周晓峰, 张欣, 孙乐吟, 等. 煤层气储层应力敏感性指标适应性评价[J]. *钻采工艺*, 2021, 44(2): 52-57.
- [13] 孙军昌, 杨正明, 魏国齐, 等. 不同孔隙类型火山岩储层渗透率应力敏感特征[J]. *岩土力学*, 2012, 33(12): 3577-3584.
- [14] Milad F, Hamed A, Hossein M. Effect of pore type on porosity, permeability and pore volume compressibility of geological formation due to in-situ stress change[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 218: 110986.
- [15] 刘顺喜, 樊坤雨, 金毅, 等. 深部煤储层应力敏感性特征及其对煤层气产能的影响[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(6): 56-64.
- [16] 肖继业. 西江23-1油田控水新技术的成功应用[D]. 武汉: 长江大学石油工程学院, 2012.
- [17] 王代富, 罗静兰, 陈淑慧, 等. 珠江口盆地白云凹陷深层砂岩储层中碳酸盐胶结作用及成因探讨[J]. *地质学报*, 2017, 91(9): 2079-2090.
- [18] 尤丽, 李才, 张迎朝, 等. 珠江口盆地文昌A凹陷珠海组储层碳酸盐胶结物分布规律及成因机制[J]. *石油天然气地质*, 2012, 33(6): 883-889.
- [19] Almajed A, Abbas H, Arab M, et al. Enzyme-Induced Carbonate Precipitation (EICP)-based methods for ecofriendly stabilization of different types of natural

- sands[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 274: 122627.
- [20] Li Y J, Guo Z, Wang L Z, et al. Shear resistance of MICP cementing material at the interface between calcareous sand and steel[J]. Material Letter, 2020, 274: 128009.
- [21] Kharaka Y K, Cole D R, Hovorka S D, et al. Gas-water-rock interactions in frio formation following CO₂ injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins[J]. Geology, 2006, 34(7): 577–580.
- [22] Wong H S, Head M K, Buenfeld N R. Pore segmentation of cement-based materials from backscattered electron images[J]. Cement and Concrete Research, 2006, 36(6): 1083–1090.
- [23] 何金钢, 康毅力, 游利军, 等. 矿物成分和微结构对泥质岩储层应力敏感性的影响[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 129–134.
- [24] 张泽文, 周效志, 侯旭伟, 等. 含水饱和度对中阶煤储层应力敏感性影响实验[J]. 煤田地质与勘探, 2018, 46(5): 135–139.
- [25] Liu H H, Rutqvist J, Berryman J G. On the relationship between stress and elastic strain for porous and fractured rock[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2009, 46: 289–296.
- [26] Zheng J T, Zheng L G, Liu H H, et al. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2015, 75: 304–318.

Study on the effect of fine particle content on pore structure and stress sensitivity of carbon sequestration reservoir

YANG Xin¹, YAN Mengqiu², ZHENG Jianan^{3*}

1. College of Civil Engineering and Architecture, Zhejiang University, Hangzhou 310058, China

2. Hainan Institute of Zhejiang University, Sanya 572025, China

3. Shanghai institute for advanced study, Zhejiang University, Shanghai 201203, China

Abstract Carbon dioxide (CO₂) geological sequestration is an effective way to control carbon dioxide emission. The fine particle content affects the porosity and permeability of reservoir, thus affecting the efficiency and safety of carbon dioxide injection and sequestration. Based on the H2A sandstone reservoir in Xijiang 23-1 oilfield, the pore structure of sandstone with different fine particle content was analyzed by CT scanning. Stress sensitivity tests of sandstone with different fine particle content were carried out. Stress sensitivity coefficient, permeability damage rate and permeability curvature were used to evaluate the stress sensitivity of sandstone. The results showed that with the increase of fine particle content, the permeability stress sensitivity of sandstone became stronger. The pore structure and permeability stress sensitivity of sandstone were analyzed comprehensively. It was shown that pore volume distribution was the main factor affecting the stress sensitivity of sandstone. In other words, the higher the frequency of small pore, the stronger the permeability stress sensitivity. Finally, based on the double strain Hooke model, a prediction model of porosity and stress of sandstone was proposed to predict the pore evolution of sandstone during the increase of effective stress. Guidance was provided for reservoir porosity and permeability analysis in the process of carbon dioxide geological sequestration.

Keywords CO₂ geological sequestration; H2A layer of Xijiang 23-1 oilfield; sandstone reservoir; pore structure; stress sensitivity; prediction model ●



(责任编辑 赵庆圆)