

DOI: 10.11779/CJGE202209012

基于 NMR 耦合实时渗流的砂岩渗透特性研究

田佳丽¹, 王惠民^{*1}, 刘星星², 向雷¹, 盛金昌¹, 罗玉龙¹, 詹美礼¹

(1. 河海大学水利水电学院, 江苏 南京 211100; 2. 河海大学土木与交通学院, 江苏 南京 211100)

摘要: 针对传统宏观孔渗关系难以准确预测储层砂岩渗透特性的问题, 采用核磁共振耦合实时渗流系统, 从细观角度阐述了渗透过程中砂岩孔隙结构变化规律, 定量分析了多尺度孔隙压缩系数对渗透特性的影响, 进而提出了一种考虑多尺度孔隙压缩系数的砂岩渗透率计算方法。结果表明: ①不同应力条件对多尺度孔隙作用机制不同, 围压增大导致大孔隙明显闭合, 而渗压增大促使小孔隙发育扩展; ②考虑多尺度孔隙压缩系数的砂岩渗透率计算方法与试验结果拟合更好。

关键词: 孔隙压缩系数; 砂岩; 多尺度孔隙; 渗透率演化; 核磁共振

中图分类号: TU431

文献标识码: A

文章编号: 1000-4548(2022)09-1671-08

作者简介: 田佳丽(1994—), 女, 博士, 主要从事多场耦合岩体渗流方面的研究。E-mail: 1923830261@qq.com。

Permeability characteristics of sandstone based on NMR-coupled real-time seepage

TIAN Jia-li¹, WANG Hui-min¹, LIU Xing-xing², XIANG Lei¹, SHENG JIN-chang¹, LUO Yu-long¹, ZHAN Mei-li¹

(1. College of Water Conservancy and Hydropower Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2. College of Civil and

Transportation Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: Aiming at the problem that the traditional macro-relationship between porosity and permeability is difficult to accurately predict the permeability characteristics of reservoir sandstone, the nuclear magnetic resonance-coupled real-time seepage system is used to explain the variation of micro-pore-structure for sandstones in the process of penetration. The effects of the multi-scale pore compression coefficient on the permeability characteristics are quantitatively analyzed. Then, a formula for calculating the permeability of sandstone considering the pore compression sensitivity at multiple scales is proposed. The results show that: (1) The deformation mechanism of multi-scale pores is different under different stress conditions. The increase of the confining pressure leads to the obvious closure of large pores, while the increase of osmosis pressure promotes the development and expansion of small pores. (2) The proposed method for the permeability considering pore compression sensitivity at multiple scales has a good consistency with the experimental results.

Key words: pore compression coefficient; sandstone; multiscale porosity; permeability evolution; nuclear magnetic resonance

0 引言

不同应力条件下岩石孔隙结构演化对其渗透特性的影响规律, 对二氧化碳地质封存、油气藏开采、水利水电工程都有着重要的理论指导意义。目前, 国内外学者开展了一系列应力-渗流耦合试验来研究应力条件与岩石渗透率之间的演化关系。如王如宾等^[1]、Emmanue 等^[2]、张俊文等^[3]对砂岩开展不同荷载组合下渗透试验, 结果表明优势渗流通道的扩展及有效连通是渗透率演化的重要特征; 王彪等^[4]等为研究不同深埋隧道岩石渗透率的变化规律, 进行了在 0~8 MPa 围压下砂岩的渗透率测试, 结果发现在围压加载过程中, 岩石渗透率逐渐减小且存在一个拐点; Ma 等^[5]分析了岩石中有效应力变化引起的渗透率变化规律,

发现相较于围压, 岩石渗透特性对孔隙压力变化更为敏感; 李克钢等^[6]研究了白云岩在不同卸荷围压比和不同孔隙压力下的三轴卸荷渗透特性, 指出孔隙水压的存在加速了岩石内部裂隙的产生和扩展, 孔隙水压力越大, 岩石渗透率越大; Civan^[7]用弯曲的圆柱状弹性管束模拟非均质多孔岩石中的优势流动通道, 从理论上描述了多孔岩石孔隙度和渗透率的应力依赖关系, 表明岩体渗透性与其结构改变密切相关。但以上研究主要从岩石宏观变形、孔隙率等方面研究渗透演

基金项目: 浙江省山体地质灾害防治协同创新中心开放基金项目 (PCMGH-2017-Z-02)

收稿日期: 2021-09-02

*通信作者 (E-mail: huimin.wang@hhu.edu.cn)

化机制,忽略了岩石内部多尺度孔隙分布特征对渗透率的影响。

核磁共振(NMR)技术作为一种无损、快速、安全的测试手段,能够实时监测岩石内部孔隙结构变化。基于核磁共振建立的SDR和Coates渗透率模型被国内外学者用来评价渗透率与孔隙度之间的演化关系。但模型中的经验系数难以确定,对具有复杂孔隙结构的岩石渗透率具有挑战性^[8];且模型预测结果过度依赖 T_2 截止值的选取,这使得利用现有模型来估算岩石渗透率还存在一定局限性^[9]。在此基础上,国内外学者对常规模型进行改进或创新,肖亮等^[10]、葛新民等^[11]认为对于致密砂岩, T_2 截止值复杂多变,选用固定单截止值显然难以满足计算岩石渗透率的要求;姚艳斌等^[12]、范宜仁等^[13]提出基于饱和流体和束缚流体双 T_2 截止值的SDR渗透率计算模型;周尚文等^[14]在SDR模型的基础上,建立了一种适合于页岩的单参数“ T_{2g} ”渗透率模型;Aghda等^[15]、Alghamdi等^[16]对TC模型和SDR模型中的系数进行了修正,建立了适合低渗透碳酸盐岩的渗透模型;Mao等^[17]将核磁测井数据与毛管压力相结合,构建了Swanson参数与岩石渗透率的关系模型,但值得注意的是该模型适用于低孔低渗岩层;韩玉娇等^[18]、Xu等^[19]提出了对核磁共振 T_2 谱不同组分进行划分的方法,但该方法没有深入研究储集层的孔隙结构特征,划分的依据不够充分。

综上所述,以上方法都有其各自的局限性,考虑孔隙结构演化的岩石渗透率评价模型还有待改进和提升。与常规储层相比,低孔低渗的砂岩储层孔隙结构复杂,孔径分布呈现强烈的非均质性特征,且不同尺度孔隙在应力作用下变形差异明显。这种不同尺度孔隙压缩敏感性对岩石渗透率的影响机理还需进一步研究。因此,本文针对砂岩开展不同应力条件下的渗流 -

应力耦合试验,利用核磁共振耦合渗流试验系统实现应力加载过程中渗透率、孔隙结构的实时监测,系统地研究不同应力条件下岩石的孔隙结构、渗透规律的变化特征,揭示不同尺度孔隙压缩敏感性对渗透特性的影响规律。

1 砂岩渗透特性试验方案

1.1 岩心试样

试验所用岩心取自湖南某水库隧洞,孔隙率为8.31%,岩样矿物主要以石英为主,占总体的82.72%,其次是黏土矿物占14.85%,方解石占0.97%,锐钛矿占0.87%,菱铁矿仅占0.59%。参照《水利水电工程岩石试验规程》(SL/T 264—2020),将钻取的岩心切割打磨成直径为2.5 cm,高为5 cm的圆柱体岩样。

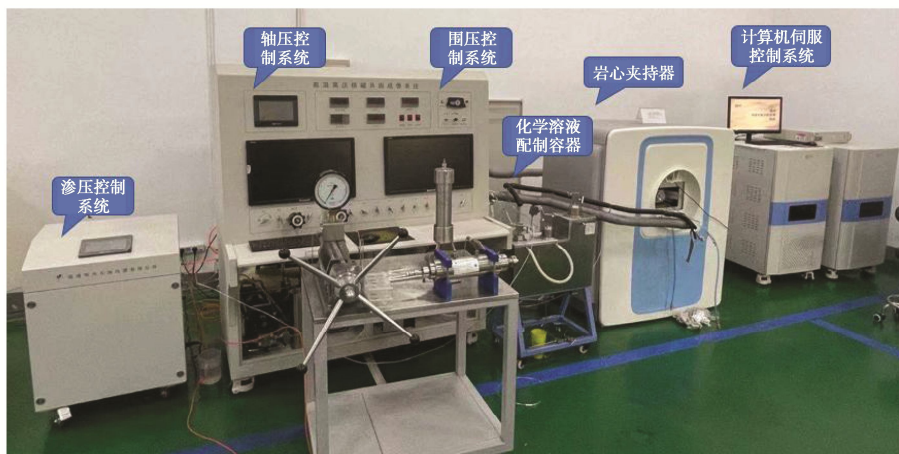
1.2 试验装置及原理

本文的岩石细观耦合渗流核磁共振在线分析系统如图1(a)所示,主要包括计算机伺服控制系统、岩心夹持器、围压控制系统、轴压控制系统、渗压控制系统。各系统之间的作用关系如图1(b)所示,通过核磁共振与三轴渗流装置的耦合,能够实时观测渗透过程中岩心孔隙结构以及渗流特性的变化。

本试验利用核磁共振弛豫原理反演得到 T_2 弛豫时间。对于低频磁场,总弛豫机制以表面弛豫为主,而表面弛豫时间 T_2 取决于表面弛豫速率与孔隙的比表面积。因此,根据 T_2 弛豫时间可以得到孔隙的尺寸分布如下^[20-21]:

$$\frac{1}{T_2} \approx \rho_2 \frac{S}{V} = \rho_2 F_s \frac{1}{r_c} \quad (1)$$

式中 ρ_2 为 T_2 表面弛豫强度($\mu\text{m/s}$),与岩石性质有关; S/V 为孔隙表面积与体积之比,与孔隙尺寸有关;



(a) 仪器实物图

始降低。这是因为大孔隙提供了主要的渗流通道,而试验初期大孔隙压敏效应强,有效渗流通道变窄,反应表面积变小,阻止了反应的发生。进一步增加围压,此时大孔隙大部分已经闭合,孔隙压缩敏感性降低,达到渗流稳定状态,致使反应速率趋于稳定。

(3) 砂岩核磁共振剖面图像分析

利用核磁共振成像技术,获得不同围压条件下试样的核磁共振图像。图中蓝色像素点为背景颜色,红色像素点表示充满流体的孔隙空间,颜色越深表示孔径越大,面积越大表示孔隙体积越大。

不同围压条件下核磁共振剖面图像如图2(c)所示。随着围压增大,红色像素点面积逐渐减小,表明围压增大促使孔隙率减小;红色像素点逐渐变浅,由聚集分布变成分散分布,表明围压增大导致大孔隙明显闭合,孤立孔隙增多,渗流通道连通性变差,这与孔径分布曲线变化规律一致。

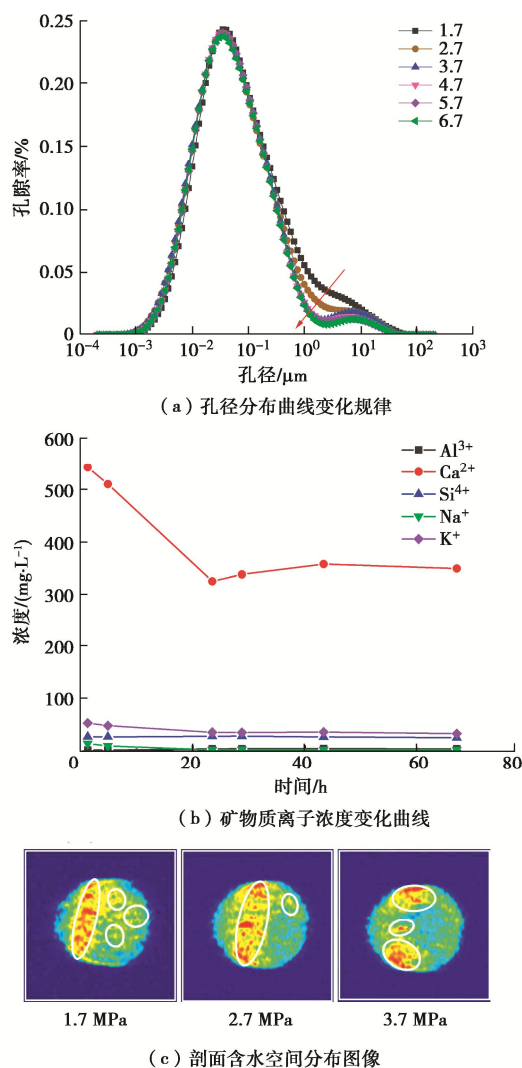


图2 不同围压作用下砂岩的孔隙结构演化规律

Fig. 2 Evolution laws of pore structure of sandstone under different confining pressures

2.2 不同渗压作用下砂岩的孔隙结构演化规律

(1) 孔径分布曲线演化规律

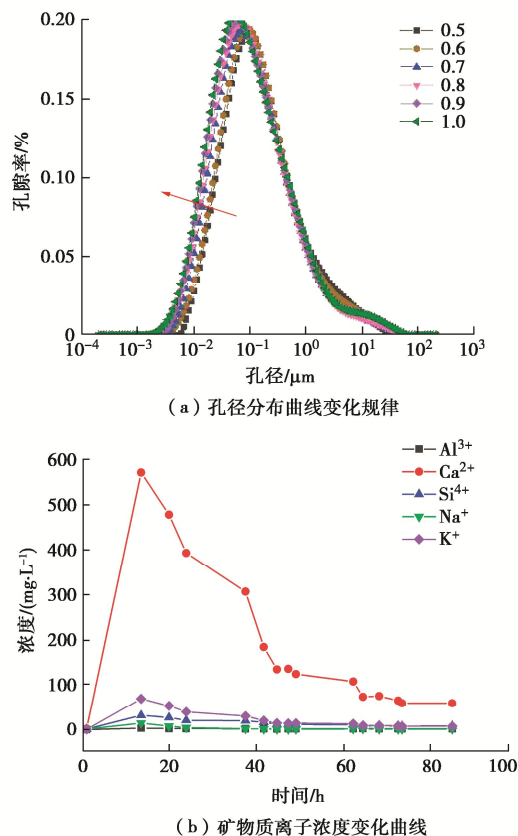
图3(a)为不同渗压作用下的孔径分布曲线。与增加围压变化趋势相反,随着渗压增大,总孔隙度增加,主要表现为小孔隙增多。相较于小孔的体积变化,中孔、大孔的体积变化幅度相对较小,表明渗压主要促使储层岩石内部小孔发育,渗流通道扩展。

(2) 矿物离子浓度演化规律

图3(b)为不同渗压作用下的离子浓度变化规律。随着试验的进行,离子浓度演化有3个明显阶段:迅速增加—缓慢降低—趋于平稳。这是因为试验初期渗压增大促使孔隙发育,渗流通道的连通性增加,水岩反应的表面积增大,反应速率增强;试验中期,随着渗压的持续增加,渗流速度大于水岩反应速率,使得反应不充分导致反应速率减慢,矿物离子浓度下降;试验后期,小孔隙不再发育扩展,孔隙中的水岩反应达到平衡状态,离子浓度变化趋于稳定。

(3) 砂岩核磁共振剖面图像分析

不同渗压条件下的砂岩剖面图像如图3(c)所示。随着渗压增大,红色像素点由分散分布变成集中相连,表示渗压作用促使孔隙发育,渗流通道扩展,岩样内孔隙流体增多;当渗压增大到0.7 MPa时,剖面出现大量斑驳的浅色像素点,表明在渗压的作用下,孔隙变化主要表现为小孔隙数量增多,再次验证了孔径分布曲线的结果,渗压增加促使小孔发育。



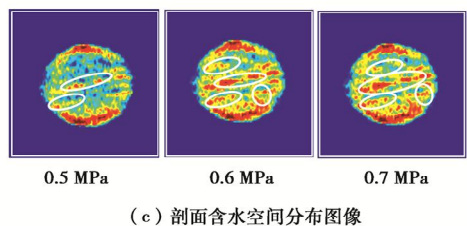


图 3 不同渗压作用下砂岩的孔隙结构演化规律
Fig. 3 Evolution laws of pore structure of sandstone under different osmosis pressures

综上所述,不同应力条件对于孔隙结构作用不同,进而对砂岩试样渗透率的影响差异显著:围压作用导致孔隙闭合,主要集中于大孔变小,孔隙连通性减弱,渗透率降低;渗压促使孔隙扩展,主要集中于小孔发育,孔隙连通性增强,渗透率变大。因此,量化不同尺度孔隙的压缩敏感性,研究多尺度孔隙压缩系数对砂岩的渗透特性影响至关重要。

3 基于多尺度孔隙压缩系数的渗透率计算方法

以往对岩石渗透特性的研究多是为了获得岩石渗透率与孔隙率之间的宏观关系,例如 Kozeny-Carman 关系、Verma-Puress 关系、幂律关系。但宏观的渗透率-孔隙率关系忽略了渗透-应力耦合过程中岩石内部孔隙结构演化对渗透率的影响。因此,本小节将提出基于多尺度孔隙压缩系数的渗透率计算方法,探讨孔隙结构演化对砂岩渗透特性的影响规律。

以往的研究表明,砂岩储层渗透率在有效应力作用下呈现负指数降低规律,孔隙压缩系数是表征降低程度的关键参数,其关系式满足^[22]:

$$k/k_0 = e^{-\alpha C_f \Delta \sigma} \quad (2)$$

式中, k_0 , k 分别为初始渗透率和加载不同有效应力后的渗透率 (cm^2), C_f 为岩样的孔隙压缩系数 (MPa^{-1}), $\Delta \sigma$ 为压力差 (MPa), α 为介质变形系数,本文采用 SHI^[22]建立的经典孔隙模型中, $\alpha=3$ 。 C_f 为岩样的平均孔隙压缩系数 (MPa^{-1}), 定义为

表 2 不同围压作用下不同尺度孔隙变化率及压缩系数

Table 2 Change rates and compression coefficients of pores at different scales under different confining pressures

围压/MPa	V_p	V_{SP}	$\Delta V_{SP}/V_0$	V_{MP}	$\Delta V_{MP}/V_0$	V_{LP}	$\Delta V_{LP}/V_0$	C_{SP}	C_{MP}	C_{LP}	C_e
1.7	6.22	4.10	—	1.95	—	0.66	—	—	—	—	—
2.7	6.04	4.31	5.12	1.77	-9.23	0.47	-28.79	-0.049	0.092	0.288	0.262
3.7	5.92	4.24	3.41	1.78	-8.72	0.38	-42.42	-0.017	0.045	0.210	0.177
4.7	5.76	4.24	3.41	1.69	-13.33	0.29	-56.06	-0.011	0.046	0.185	0.158
5.7	5.73	4.24	3.41	1.69	-13.33	0.27	-59.09	-0.008	0.034	0.147	0.124
6.7	5.68	4.22	2.93	1.67	-14.36	0.24	-63.64	-0.006	0.029	0.127	0.106

$$C_f = -\frac{1}{V_{b0}} \frac{dV_b}{d\sigma} \quad (3)$$

式中, $d\sigma$ 为加载的应力差值 (MPa), V_{b0} 为试样的初始总孔隙体积 (cm^3), dV_b 为每一级应力作用下孔隙体积变化量 (cm^3)。

根据核磁共振的基本原理, T_2 弛豫时间代表孔隙大小。因此,孔隙压缩体积可以通过不同有效应力下 T_2 松弛分布面积的变化来计算^[23],

$$C_f = -\frac{1}{V_{b0}} \left(\frac{V_{bi} - V_{b0}}{\sigma_i - \sigma_0} \right) = -\frac{1}{S_{b0}} \left(\frac{S_{bi} - S_{b0}}{\sigma_i - \sigma_0} \right) \quad (4)$$

式中, σ_0 为初始应力 (MPa), σ_i 为第 i 级应力 (MPa), S_{b0} 、 S_{bi} 分别为初始、第 i 级孔径分布面积,代表孔隙体积 (cm^3)。

与孔隙连通性强的常规储层不同,砂岩孔隙结构复杂,孔隙连通性差的纳米级孔隙发育良好,大小孔隙尺寸相差 5 个数量级。因此,根据本文选用岩样特点,并结合 Zhang 等^[24]、闫建平^[25]的孔隙分类法,将孔隙分为 3 种类型,即大孔 ($r>1\text{ }\mu\text{m}$)、中孔 ($0.1\text{ }\mu\text{m}<r<1\text{ }\mu\text{m}$)、小孔 ($r<0.1\text{ }\mu\text{m}$),各尺度孔隙分量见表 2, 3, 则有

$$V_b = V_{SP} + V_{MP} + V_{LP} \quad (5)$$

将式 (5) 左右两侧对有效应力微分

$$\frac{dV_b}{d\sigma} = \frac{dV_{SP}}{d\sigma} + \frac{dV_{MP}}{d\sigma} + \frac{dV_{LP}}{d\sigma} \quad (6)$$

并在上式两侧同时除以总孔隙 V_{b0} , 则有

$$\frac{1}{V_{b0}} \frac{dV_b}{d\sigma} = \frac{V_{SP0}}{V_{b0}} \frac{1}{V_{SP0}} \frac{dV_{SP}}{d\sigma} + \frac{V_{MP0}}{V_{b0}} \frac{1}{V_{MP0}} \frac{dV_{MP}}{d\sigma} + \frac{V_{LP0}}{V_{b0}} \frac{1}{V_{LP0}} \frac{dV_{LP}}{d\sigma} \quad (7)$$

将式 (7) 代入孔隙压缩系数式 (3) 中, 最终得到考虑多尺度的孔隙压缩系数

$$C_e = \frac{V_{SP0}}{V_{b0}} C_{SP} + \frac{V_{MP0}}{V_{b0}} C_{MP} + \frac{V_{LP0}}{V_{b0}} C_{LP} \quad (8)$$

式中, C_{SP} , C_{MP} , C_{LP} 分别为有效应力引起岩样中小孔、中孔、大孔的压缩系数 (MPa^{-1}), 分别表示为

表 3 不同渗压作用下不同尺度孔隙变化率及压缩系数

Table 3 Change rates and compression coefficients of pores at different scales under different osmotic pressures											
渗压/MPa	V_p	V_{SP}	$\Delta V_{SP}/V_0$	V_{MP}	$\Delta V_{MP}/V_0$	V_{LP}	$\Delta V_{LP}/V_0$	C_{SP}	C_{MP}	C_{LP}	C_e
0.5	6.07	2.70	—	2.63	—	0.73	—	—	—	—	—
0.6	6.25	3.12	15.33	2.63	0.20	0.70	-4.69	-1.533	-0.020	0.469	-0.635
0.7	6.42	3.50	29.41	2.49	-5.36	0.60	-18.41	-1.471	0.268	0.921	-0.428
0.8	6.70	3.65	35.23	2.46	-6.27	0.58	-20.57	-1.174	0.209	0.686	-0.349
0.9	6.93	3.78	39.75	2.49	-5.23	0.66	-10.12	-0.994	0.131	0.253	-0.355
1.0	7.07	3.84	42.29	2.49	-5.25	0.66	-10.35	-0.846	0.105	0.207	-0.306

$C_{SP} = -\frac{1}{V_{S0}} \frac{dV_{Si}}{d\sigma_i}$, $C_{MP} = -\frac{1}{V_{M0}} \frac{dV_{Mi}}{d\sigma_i}$, $C_{LP} = -\frac{1}{V_{L0}} \frac{dV_{Li}}{d\sigma_i}$, dV_{Si} , dV_{Li} , dV_{Mi} 分别为每一级应力对应的小孔、中孔、大孔的孔隙体积变化量。 σ 为对岩样施加的有效应力 (MPa); V_i , V_0 分别为有效应力 σ_i , σ_0 下的孔隙体积 (cm^3)。

不同围压作用下不同尺度孔隙变化率及孔隙压缩系数计算结果见表 2。随着围压增加, 小孔隙的变化率增加 2.93%, 中孔隙减少 14.36%, 大孔隙减少 63.64%, 孔隙分量变化幅度: 大孔>中孔>小孔, 说明大孔隙的压缩敏感性最强。不同渗压作用下不同尺度孔隙变化率及孔隙压缩系数计算结果见表 3。随着渗压增大, 小孔隙的变化率增加了 42.29%, 中孔隙减少了 5.25%, 大孔隙减少了 10.35%, 小孔变化幅度最大, 表明渗压作用促使小孔发育扩展。根据不同尺度下的孔隙分量, 分别计算小孔、中孔、大孔的孔隙压缩系数, 将结果代入式 (8), 计算得到考虑多尺度的孔隙压缩系数。可以发现, 随着有效应力增大, 多尺度孔隙压缩系数的绝对值逐渐减小。

分别采用平均孔隙压缩系数以及多尺度孔隙压缩系数来计算砂岩渗透率, 对比结果如图 4 所示。不同围压作用下渗透率对比结果见图 4 (a), 渗透率随着围压增大而减小, 基于 Shi 等^[22]模型的平均孔隙压缩系数计算的渗透率数值大于试验结果, 误差在两倍以上, 而基于多尺度孔隙压缩系数计算的渗透率结果更加接近试验值, 这是由于平均孔隙压缩系数低估了大孔隙的闭合作用致使系数偏小, 进而导致渗透率计算结果偏大; 不同渗压作用下渗透率对比结果见图 4 (b), 渗透率随着渗压增大而增大, 基于平均孔隙压缩系数的渗透率计算数值小于试验结果, 这是因为低估了小孔发育对渗流的作用, 致使平均孔隙压缩系数偏大, 进而导致渗透率的计算结果与试验值偏小。

因此, 不难发现, 传统的渗透率计算公式适合描述孔隙连通性较好的常规储层的渗透率与孔隙压缩性关系, 而对于低渗砂岩储层, 孔隙连通性较差, 孔径结构复杂, 孔径之间最大相差 5 个数量级, 不同孔隙可压缩性之间存在着本质的差异, 砂岩中孔隙结构对

渗透率的影响更为复杂。基于多尺度孔隙压缩系数计算的渗透率方法能更加合理地表征不同尺度孔隙对渗透率的贡献差异, 可显著提高砂岩储层的渗透率计算精度。

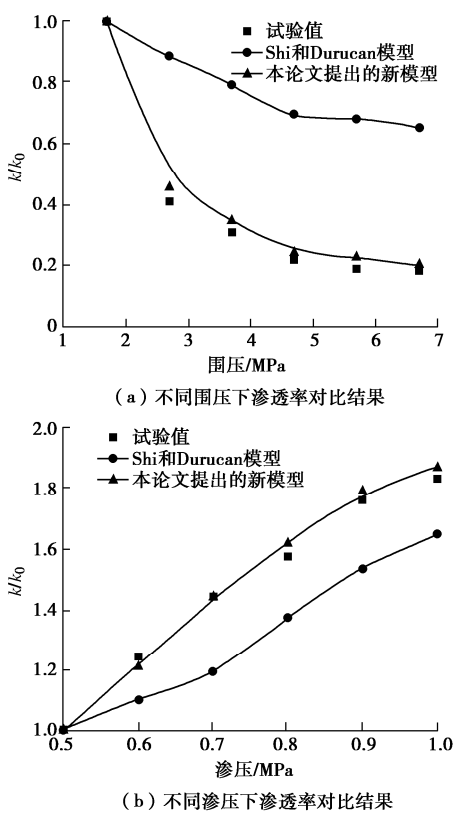


图 4 渗透率新模型计算值、常规模型计算值与试验值对比
Fig. 4 Comparison of permeabilities calculated by proposed model, conventional model and experimental results

4 结 论

本文以砂岩为研究对象, 开展不同围压和渗压工况下的渗流-应力耦合试验研究。利用岩石细观耦合渗流核磁共振在线分析系统, 实时监测渗流过程中试样孔隙结构以及渗透率的演化规律, 主要结论如下:

(1) 不同尺度孔隙的压缩性不同, 当围压加载到 6.7 MPa 时, 大孔、中孔、小孔的孔隙率变幅分别为 63.3%, 14.4%, 2.9%, 变化幅度: 大孔>中孔>小孔,

说明孔径越大,孔隙的围压敏感性越强。

(2) 当渗压加载到 1.0 MPa 时,大孔、中孔、小孔的孔隙率变幅分别为 10.35%, 5.25%, 42.29%, 小孔变化幅度最大,说明孔径越小,孔隙的渗压敏感性越强。

(3) 不同应力条件对多尺度孔隙作用机制不同,围压增大导致大孔隙明显闭合,而渗压增大促使小孔隙发育扩展。

(4) 针对非均质性较强、孔隙结构复杂的砂岩而言,考虑多尺度孔隙压缩系数的渗透率计算方法,能够显著提高储层渗透率的预测精度。

参考文献:

- [1] 王如宾,徐卫亚,王伟,等. 坝基硬岩蠕变特性试验及其蠕变全过程中的渗流规律[J]. 岩石力学与工程学报, 2010, **29**(5): 960 - 969. (WANG Ru-bin, XU Wei-ya, WANG Wei, et al. Experimental investigation on creep behaviors of hard rock in dam foundation and its seepage laws during complete process of rock creep[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2010, **29**(5): 960 - 969. (in Chinese))
- [2] EMMANUEL S, ANOVITZ L M, DAY-STIRRAT R J. Effects of coupled chemo-mechanical processes on the evolution of pore-size distributions in geological media[J]. Reviews in Mineralogy and Geochemistry, 2015, **80**(1): 45 - 60.
- [3] 张俊文,宋治祥,范文兵,等. 应力-渗流耦合下砂岩力学行为与渗透特性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, **38**(7): 1364 - 1372. (ZHANG Jun-wen, SONG Zhi-xiang, FAN Wen-bing, et al. Experimental study on mechanical behavior and permeability characteristics of sandstone under stress-seepage coupling[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, **38**(7): 1364 - 1372. (in Chinese))
- [4] 王彪,赵瑞,李云松,等. 不同围压作用下川西高原地区岩石渗透率变化特性试验研究: 以巴郎山隧道为例[J]. 安全与环境工程, 2021, **28**(3): 179 - 186. (WANG Biao, ZHAO Rui, LI Yun-song, et al. Experimental study on variation characteristics of rock permeability under different confining pressures in western Sichuan plateau—taking balang mountain tunnel as an example[J]. Safety and Environmental Engineering, 2021, **28**(3): 179 - 186. (in Chinese))
- [5] MA J, QUERCI L, HATTENDORF B, et al. The effect of mineral dissolution on the effective stress law for permeability in a tight sandstone[J]. Geophysical Research Letters, 2020, **47**(15): 1 - 9.
- [6] 李克钢,杨宝威,秦庆词. 基于核磁共振技术的白云岩卸荷损伤与渗透特性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, **38**(增刊 2): 3493 - 3502. (LI Ke-gang, YANG Bao-wei, QIN Qing-ci. Experimental study on unloading damage and permeability of dolomite based on nuclear magnetic resonance technique[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, **38**(S2): 3493 - 3502. (in Chinese))
- [7] CIVAN F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. Transport in Porous Media, 2010, **82**(2): 375 - 384.
- [8] 肖忠祥,肖亮. 基于核磁共振测井和毛管压力的储层渗透率计算方法[J]. 原子能科学技术, 2008, **42**(10): 868 - 871. (XIAO Zhong-xiang, XIAO Liang. Method to calculate reservoir permeability using nuclear magnetic resonance logging and capillary pressure data[J]. Atomic Energy Science and Technology, 2008, **42**(10): 868 - 871. (in Chinese))
- [9] CHI L, HEIDARI Z. Directional-permeability assessment in formations with complex pore geometry with a new nuclear-magnetic-resonance-based permeability model[J]. SPE Journal, 2016, **21**(4): 1436 - 1449.
- [10] 肖亮,刘晓鹏,毛志强. 结合 NMR 和毛管压力资料计算储层渗透率的方法[J]. 石油学报, 2009, **30**(1): 100 - 103. (XIAO Liang, LIU Xiao-peng, MAO Zhi-qiang. A computation method for reservoir permeability by combining NMR log and capillary pressure data[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, **30**(1): 100 - 103. (in Chinese))
- [11] 葛新民,范宜仁,邓少贵. 基于实验分析的泥质砂岩 T_2 截止值确定方法研究[J]. 测井技术, 2011, **35**(4): 308 - 313. (GE Xin-min, FAN Yi-ren, DENG Shao-gui. Research on T_2 cutoff-value determination method for shaly sand based on experiments[J]. Well Logging Technology, 2011, **35**(4): 308 - 313. (in Chinese))
- [12] 姚艳斌,刘大锰. 基于核磁共振弛豫谱技术的页岩储层物性与流体特征研究[J]. 煤炭学报, 2018, **43**(1): 181 - 189. (YAO Yan-bin, LIU Da-meng. Petrophysical properties and fluids transportation in gas shale: a NMR relaxation spectrum analysis method[J]. Journal of China Coal Society, 2018, **43**(1): 181 - 189. (in Chinese))
- [13] 范宜仁,刘建宇,葛新民,等. 基于核磁共振双截止值的致密砂岩渗透率评价新方法[J]. 地球物理学报, 2018, **61**(4): 1628 - 1638. (FAN Yi-ren, LIU Jian-yu, GE Xin-min, et al. Permeability evaluation of tight sandstone based on dual T_2 cutoff values measured by NMR[J]. Chinese Journal

- of Geophysics, 2018, **61**(4): 1628 – 1638. (in Chinese))
- [14] 周尚文, 薛华庆, 郭伟, 等. 川南龙马溪组页岩核磁渗透率新模型研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, **40**(1): 56 – 61. (ZHOU Shang-wen, XUE Hua-qing, GUO Wei, et al. A new nuclear magnetic resonance permeability model of shale of Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, **40**(1): 56 – 61. (in Chinese))
- [15] AGHDA S M F, TASLIMI M, FAHIMIFAR A. Adjusting porosity and permeability estimation by nuclear magnetic resonance: a case study from a carbonate reservoir of south of Iran[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, **8**(4): 1113 – 1127.
- [16] ALGHAMDI T M, ARNS C H H, EYVAZZADEH R Y Y. Correlations between NMR-relaxation response and relative permeability from tomographic reservoir-rock images[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, **16**(4): 369 – 377.
- [17] MAO Z Q, XIAO L, WANG Z N, et al. Estimation of permeability by integrating nuclear magnetic resonance (NMR) logs with mercury injection capillary pressure (MICP) data in tight gas sands[J]. Applied Magnetic Resonance, 2013, **44**(4): 449 – 468.
- [18] 韩玉娇, 周灿灿, 范宜仁, 等. 基于孔径组分的核磁共振测井渗透率计算新方法: 以中东 A 油田生物碎屑灰岩储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, **45**(1): 170 – 178. (HAN Yu-jiao, ZHOU Can-can, FAN Yi-ren, et al. A new permeability calculation method using nuclear magnetic resonance logging based on pore sizes: a case study of bioclastic limestone reservoirs in the A oilfield of the Mid-East[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, **45**(1): 170 – 178. (in Chinese))
- [19] XU H J, LI C X, FAN Y R, et al. A new permeability predictive model based on NMR data for sandstone reservoirs[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2020, **13**(20): 1 – 10.
- [20] MU Y, HU Z M, CHANG J, et al. Effect of water occurrence on shale seepage ability[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, **204**: 108725.
- [21] CHEN Y, LIU D M, CAI Y D, et al. Insights into fractal characteristics of pores in different rank coals by nuclear magnetic resonance (NMR)[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2018, **11**(19): 1 – 12.
- [22] SHI J Q Q, DURUCAN S. Exponential growth in San Juan Basin fruitland coalbed permeability with reservoir drawdown: model match and new insights[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, **13**(6): 914 – 925.
- [23] LI S, TANG D Z, PAN Z J, et al. Characterization of the stress sensitivity of pores for different rank coals by nuclear magnetic resonance[J]. Fuel, 2013, **111**: 746 – 754.
- [24] ZHANG P F, LU S F, LI J Q, et al. Characterization of shale pore system: a case study of Paleogene Xin'gouzui Formation in the Jiangnan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, **79**: 321 – 334.
- [25] 闫建平, 温丹妮, 李尊芝, 等. 基于核磁共振测井的低渗透砂岩孔隙结构定量评价方法: 以东营凹陷南斜坡沙四段为例[J]. 地球物理学报, 2016, **59**(4): 1543 – 1552. (YAN Jian-ping, WEN Dan-ni, LI Zun-zhi, et al. The quantitative evaluation method of low permeable sandstone pore structure based on nuclear magnetic resonance(NMR) logging[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2016, **59**(4): 1543 – 1552. (in Chinese))