

刘国军,鲜学福,周军平,等. 超临界 CO₂ 致裂后页岩渗透率变化规律及影响因素[J]. 煤炭学报,2017,42(10):2670-2678. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.0262

LIU Guojun, XIAN Xuefu, ZHOU Junping, et al. Dynamic permeability change of supercritical CO₂ fractured shale and its influencing factors[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(10):2670-2678. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.0262

超临界 CO₂ 致裂后页岩渗透率变化规律及影响因素

刘国军^{1,2}, 鲜学福^{1,2}, 周军平^{1,2}, 赵源^{1,2}, 殷宏^{1,2}, 郭耀文^{1,2}, 谢爽^{1,2}

(1. 重庆大学 煤矿灾害动力学与控制国家重点实验室, 重庆 400044; 2. 重庆大学 资源及环境科学学院, 重庆 400044)

摘要: 根据近几年兴起的无水压裂学术思想, 采用超临界 CO₂ 压裂后的裂隙页岩体试件(φ100 mm×200 mm 圆柱体试件), 开展了不同体积应力和不同温度条件下 CO₂ 渗流实验来模拟压裂后页岩气储层的渗透特性变化, 揭示不同因素对裂隙页岩体渗透率的影响机理。实验结果表明: 页岩吸附 CO₂ 后渗透率降低; 裂隙页岩体渗透率随有效应力的增加呈负指数关系减少; 在 CO₂ 超临界温度 32~48 °C 的内页岩渗透率随温度升高而降低, 而且渗透率对温度的敏感性也随着温度的升高越来越小; 在低压阶段(1~3 MPa), Klinkenberg 效应作用明显, 在该阶段渗透率随着气体压力的增加而减少, 当气体压力在 3~5 MPa 时, 渗透率随气体压力的增加而增加; 页岩储层对 CO₂ 的渗透率受地温、地压以及其自身孔隙结构共同影响。

关键词: 裂隙页岩体; 渗透率; 有效应力; 滑脱效应; 气体压力

中图分类号: P618.13; TD712 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2017)10-2670-09

Dynamic permeability change of supercritical CO₂ fractured shale and its influencing factors

LIU Guojun^{1,2}, XIAN Xuefu^{1,2}, ZHOU Junping^{1,2}, ZHAO Yuan^{1,2}, YIN Hong^{1,2}, GUO Yaowen^{1,2}, XIE Shuang^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Coal Mine Disaster Dynamics and Control, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. College of Resource and Environment Science, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: Based on academic thought of non-aqueous fracturing proposed in recent years, the shale cylinder specimen of diameter 100 mm and length 200 mm was fractured by supercritical CO₂ first, then it was used to conduct CO₂ seepage experiment at different volume stress and temperature conditions, aiming at revealing the mechanism of permeability change in supercritical CO₂ fractured shale and its influencing factors. The experimental results show that the permeability of fractured shale decreased due to the CO₂ adsorption induced swelling. The permeability of fractured shale has a negative exponential relationship with effective stress. At the temperature range of 32~48 °C, the permeability decreased with the increase of temperature, and the temperature sensitivity of permeability is also decreased with the increase of temperature. At the low pore pressure range (1~3 MPa), Klinkenberg effect exhibits a significant influence on the permeability, which leads to the permeability decreases with the increase of pore pressure, when the pore pressure exceeds 3 MPa, permeability increases with the increase of pore pressure as the effective stress is the dominant influencing factor. Therefore, the permeability of shale gas reservoir is commonly affected by the multiple factors such as geo-temperature, geo-stress and the pore structure of shale. Finally, the coupling relationship between shale permeability

收稿日期:2017-03-02 修回日期:2017-05-22 责任编辑:韩晋平

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)资助项目(2014CB239204);重庆市院士基金资助项目(CSTC2015jcyjys90001);重庆市国土局科技计划资助项目(KJ-2015040)

作者简介:刘国军(1987—),男,湖南衡阳人,博士研究生。E-mail:liugj1987@sina.cn. 通讯作者:周军平(1982—),男,湖南邵阳人,副教授。E-mail:zhoujup1982@sina.com

ty and geo-temperature, geo-stress field is established according to the experimental results.

Key words: fractured shale; permeability; effective stress; slippage effect; pore pressure

页岩气资源的有效开发,压裂是关键。开采过程中页岩气储层的渗透率受众多因素的影响。目前,已有一些学者对此开展了相应研究。LIU Richeng 等^[1]对产气页岩裂隙网络定向渗透率的分形进行了数值研究分析;文献[2-4]考虑 Klinkenberg 效应来预测和测量页岩渗透率。LI Minghui 等^[5]利用自主研发的多功能真三轴流固耦合试验系统对真三轴应力条件下页岩渗透率进行了研究,并采用各向异性渗透率模型对实验数据进行了验证,结果表明该模型具有反映每个主应力增量引起渗透率变化的优势;SONG Wenhui 等^[6]对富含有机质页岩储层的表观渗透率进行了研究。段永刚等^[7]考虑了页岩气藏渗流过程中的吸附解吸特性,利用 Langmuir 等温吸附方程建立了双重介质压裂井渗流的数学模型;吴剑等^[8]从基质纳米级孔隙尺度着手,建立了页岩气在基质孔隙中的渗流模型;李亚洲等^[9]认为在页岩气渗流的双重基质模型中应同时考虑吸附气解吸和基质孔隙中的游离气;张磊等^[10]利用 Boltzmann 格子方法计算了页岩气的渗透率;孙海等^[11]则提出了一种基于孔隙结构图像的页岩固有渗透率、孔隙度和表观渗透率计算方法;张宏学等^[12]则利用脉冲法测量了煤系页岩的裂隙渗透率,并建立了有效应力-渗透率模型,结果表明该模型可以较好的拟合页岩气开采过程中储层裂隙渗透率与孔隙压力之间的关系;陈天宇等^[13]则研究了含气页岩渗透率对围压的敏感性,得到了渗透率随围压升高而逐渐降低的规律;张文等^[14]提出微裂缝是页岩渗透率的主控因素,随着有效应力增大,微裂缝闭合,页岩渗透率呈指数关系减小。

已有的测试表明页岩气藏的渗透率一般低于 10^{-18} m^2 ,属特低渗储层。同时,页岩气的渗流除具有多尺度、特低孔等特征外,其渗流机理也有别于常规的天然气^[9],它具有双重渗流介质特性,由于影响因素诸多,导致渗透规律十分复杂。目前对于页岩气渗透率的实验研究相对较少,而且主要集中在页岩气(CH₄)在页岩层中流动规律方面,对于压裂过程中

压裂液注入后储层渗透率的研究还不多,且考虑的渗透率影响因素也较为单一。实际上,页岩气开采都要进行储层压裂改造,在这种情况下开采过程储层渗透率受吸附变形、体积应力、气体压力以及温度等共同作用的影响,因此,有必要对压裂后多因素耦合作用下页岩渗透率的变化规律进行研究。

目前页岩气开采主要采用水力压裂技术,但该技术存在耗水量大、污染环境、在缺水地区难以实现等问题,基于此,有学者提出了超临界 CO₂ 致裂驱替页岩气的思路^[15-17],对于超临界 CO₂ 压裂而言,还涉及到压裂后 CO₂ 与页岩之间相互作用对页岩渗透特性的影响。因此,笔者根据无水压裂的学术思想,首先采用自主研发的实验装置开展了超临界 CO₂(SC-CO₂)致裂页岩的实验研究,获取裂隙页岩体试件,然后在此基础上,进行了体积应力、温度、气体压力及 CO₂ 吸附膨胀效应对页岩渗透特性影响的实验研究,建立了应力场、温度场与页岩渗透率的耦合关系。实验结果可以为 CO₂ 强化页岩气开发过程储层渗透率的动态预测以及页岩气产能预测提供科学依据。

1 实验准备和实验的方案设计

1.1 试样准备

所用页岩试样取自四川盆地南部宜宾—长宁地区的志留系龙马溪组露头。该地区是我国页岩气开采有利区块之一,其页岩平均厚度为 100 ~ 500 m,埋藏深度为 1.5 ~ 4.0 km,主要由深灰色和黑色粉砂质页岩,碳质页岩和硅质页岩,泥质粉砂岩等组成,页岩有机碳含量(TOC 含量)为 0.35% ~ 18.4% (平均值为 2.52%),热成熟度(R_o)为 1.8% ~ 3.6%,脆性矿物含量在 47.6% ~ 74.1%,脆性矿物平均含量为 56.3%^[18]。本文中页岩试样的基本物理化学参数以及矿物组分(XRD)测试结果见表 1,由表 1 可以看出,该露头页岩的 TOC 含量、 R_o 含量分别为 4.18% 和 2.36%,符合理想页岩气储层评价取值标准(TOC 含量 $\geq 2\%$, $3\% \geq R_o \geq 1\%$)^[19]。

表 1 页岩基本参数

Table 1 Parameters of shale

泊松比	TOC 含量	R_o	孔隙率	石英	方解石	白云石	黏土	其他矿物
0.31	4.18	2.36	2.34	54.60	4.58	1.45	28.5	10.84

压裂与渗流实验采用 $\phi 100 \text{ mm} \times 200 \text{ mm}$ 标准圆柱体试件进行,另外,还钻取 $\phi 50 \text{ mm} \times 100 \text{ mm}$ 标准圆柱体试件进行核磁共振测试表征,获取页岩试件微观结构。试件钻取时均沿垂直层理方向进行,选取端面光滑、表面无裂纹节理试样进行加工。

1.2 页岩试件微观结构的核磁共振表征

利用煤矿灾害动力学与控制国家重点实验室的核磁共振岩芯微观无损检测成像与分析系统装置对4个试样($\phi 50 \text{ mm} \times 100 \text{ mm}$)进行了 T_2 谱图测试和初始核磁共振特性参数测试,得到的 T_2 谱图如图1所示,图1的横坐标为时间的对数坐标。

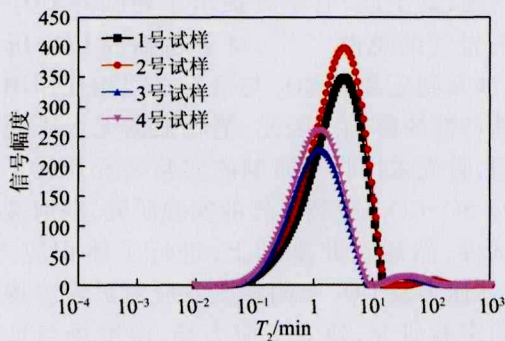


图1 页岩试件的横向弛豫时间 T_2 谱分布曲线

Fig. 1 Curves of spectrum distributions of transverse relaxation time T_2 for shale

由图1可以看出,各试样的 T_2 谱分布曲线总体上,均只含有1个主要的谱峰,谱线连续性较好,说明初始状态下岩石内部孔隙的孔径尺寸变化连续,孔隙空间分布均匀。

核磁共振测得的孔径分布和孔隙半径关系如图2所示。由图2可以看出,页岩岩芯的孔径主要分布在 $5 \sim 237 \text{ nm}$,以中孔、大孔为主。根据孔径分布与孔隙半径的数据,经计算得出,其中大孔($>50 \text{ nm}$)占总孔的55%,中孔($2 \sim 50 \text{ nm}$)占44%,微孔($<2 \text{ nm}$)占总孔的1%。实验结果与邹才能等^[20-21]得出的结果相类似。

通过核磁共振特性参数测试结果可以得到:页岩岩芯孔隙率在 $3.55\% \sim 4.20\%$,渗透率在 $0.0004 \times 10^{-15} \sim 0.0020 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,表明页岩原岩岩芯渗透率、孔隙率极低。因此,笔者采用超临界 CO_2 压裂后获得的裂隙页岩体试件进行渗透率实验研究。

1.3 实验设备和裂隙页岩体特征

压裂和渗流实验在页岩气储层超临界 CO_2 致裂增渗实验装置上进行,该装置由气源供应系统、 CO_2 增压控制系统、三轴伺服加载系统、油浴恒温控制系统和数据采集系统5个部分组成,装置的外观如图3

所示,该系统能提供的最大轴向力为 800 kN ,最大围压为 15 MPa 。

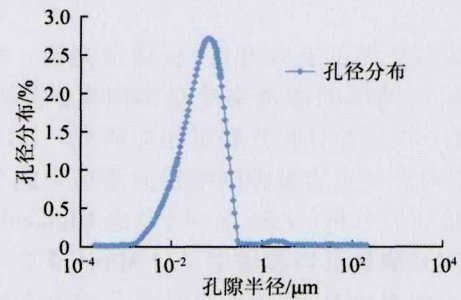


图2 孔径分布与孔隙半径的关系

Fig. 2 Relationship between pore size distribution and pore radius

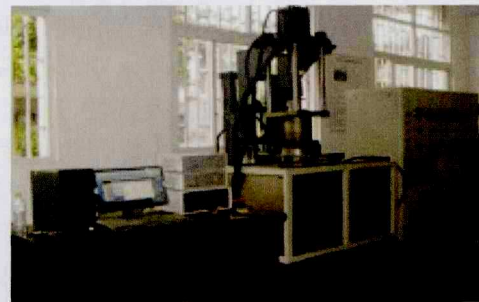


图3 实验装置外观

Fig. 3 Appearance diagram of experimental apparatus

另外,采用煤矿灾害动力学与控制国家重点实验室的CT实验系统 SOMATOM Scope 对完整页岩试件($\phi 100 \text{ mm} \times 200 \text{ mm}$)进行扫描,选取不含宏观结构面的 $\phi 100 \text{ mm} \times 200 \text{ mm}$ 试件先进行压裂实验,再对压裂后页岩试件进行扫描,得到压裂后页岩试件的CT图像如图4所示,由图4可以看出,超临界 CO_2 压裂后页岩试件已产生了宏观可见的人工裂纹,形成了一定的孔裂隙网络,为渗流提供了通道。压裂后页岩渗透率相比压裂前提高了 $3 \sim 4$ 个数量级,超临界 CO_2 致裂增透效果明显^[22]。

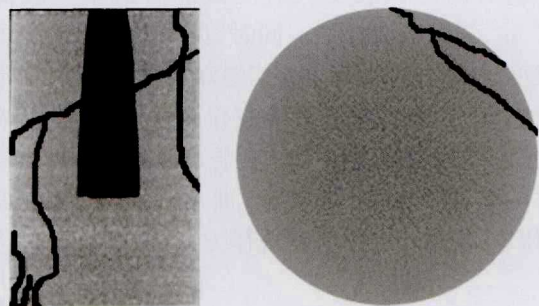


图4 压裂后页岩试件 CT 扫描图像

Fig. 4 CT photos of fractured shale

1.4 渗流实验方案设计

根据国内外对地温的测定,在恒温层(各地有差

异)以下,地层温度是随着地层深度的增加而成比例的线性增加。据此,选择 32,36,40,44,48 °C 五个温度值,在固定围岩应力条件下,进行不同温度条件下的渗流实验,研究温度对裂隙页岩体渗透率的影响。

已有地应力测试资料表明,垂向地应力不总是大于水平地应力,此情况的出现和构造应力的存在密切相关。如果存在有水平构造应力的作用,在一定埋深就会出现三向地应力相等的情况。一般随埋深的增加,垂向应力(σ_1)和水平应力(σ_2, σ_3)都增加,根据 Dinik 的公式: $\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_1, \sigma_1 = \bar{\gamma}H$ 。其中, H 为埋

深(m); $\bar{\gamma}$ 为上覆岩石容重的平均值(kN/m^3); ν 为泊松比。根据已有研究可知^[23]:页岩泊松比 ν 为 0.20~0.40,页岩天然容重为 23.0~26.2 kN/m^3 ,本文中选取 $\nu=0.25, \bar{\gamma}=23 \text{ kN/m}^3$,则实验设计时应力状态应满足 $\sigma_2 = \sigma_3 \geq 7.6H, \bar{\sigma}_i (i=1, 2, 3) \geq 12.7H$ (其中 $\bar{\sigma}_i (i=1, 2, 3)$ 为平均地应力)。基于此,本次实验设定应力取值范围为: $\sigma_2 = \sigma_3 \geq 7.5 \text{ MPa}, \bar{\sigma}_i (i=1, 2, 3) \geq 8.5, 9.5, 10.5, 11.5, 12.5 \text{ MPa}$ 。

本文气体压力的测试范围为 0~5 MPa,在该范围内设定了 5 个不同气体压力点(1,2,3,4,5 MPa)。根据轴压和围压要大于气压以及上述地应力加载值的设计要求,本实验取以下 5 组不同的应力加载值:轴压=围压=8.5,9.5,10.5,11.5,12.5 MPa。

1.5 实验方法及步骤

本实验采用单一变量法,分别研究吸附效应、有效应力、温度和气体压力对页岩渗透特性的作用规律,渗流介质为 CO₂。整个实验过程中轴压=围压>CO₂ 流体压力。采用超临界 CO₂ 压裂后的同一个页岩试件($\phi 100 \text{ mm} \times 200 \text{ mm}$ 圆柱体试件)分 3 组先后开展页岩渗流实验,具体实验方案如下:

吸附效应对渗透率的影响实验:温度保持恒定在 32 °C,具体实验步骤如下:① 将涂好硅胶的页岩试件装入三轴室,把三轴室放入恒温浴池中,设定实验温度值为 32 °C,保持试件温度与恒温油浴池温度最后达到一致;② 交替加载围压和轴压至 2.0 MPa,用真空泵抽真空 12 h 去除页岩试件孔隙中的空气;③ 对试件进行加载(轴压、围压交替加载到 8.5 MPa);④ 首先关闭出气端,对页岩试件充入 CO₂ 气体(注入压力为 1 MPa),持续注入 24 h,然后关闭进气端,让 CO₂ 在页岩中继续吸附 24 h,认为 CO₂ 吸附已达到平衡后^[24],打开出气端,采集流量等数据;⑤ 重复步骤④,进行 2,3,4,5 MPa 条件下 CO₂ 气体压力的渗流实验。根据不同气体压力下的流量,采用达西渗流公

式计算渗透率。另外,在未进行 CO₂ 吸附的条件下,直接通入不同压力 CO₂ 气体(气体压力分别为 1,2,3,4,5 MPa),在相同轴压、围压实验条件下,进行页岩渗透率的测试作为吸附 CO₂ 平衡后的对比实验。

有效应力对渗透率的影响实验:实验温度值恒定为 32 °C,体积应力分别设定为:25.5,28.5,31.5,34.5,37.5 MPa,具体实验步骤如下:① 把压力室放入恒温油浴中,设定实验的温度值为 32 °C,待温度达到稳定时进行下一步实验;② 交替加载围压和轴压至 2.0 MPa,用真空泵对系统抽真空 12 h,关闭出口阀;③ 将轴压围压均加载至 8.5 MPa,打开进气阀,向试件通入气体压力为 1 MPa 的 CO₂ 气体,出气端压力恒定为 0.1 MPa,待流量稳定后采集流量值;④ 接着在同一条件下调整气体压力,在气体压力 2 MPa 条件下进行渗流实验,采集各项数据;⑤ 同一体积应力、不同渗透压下的 CO₂ 渗流实验完成以后,对系统进行抽真空处理,改变体积应力,重复步骤③,④,继续进行下一个体积应力条件下的实验。

温度和气体压力对渗透率的影响实验:围压、轴压均恒定在 8.5 MPa,体积应力恒定在 25.5 MPa,进行不同 CO₂ 气体压力(1,2,3,4,5 MPa)在不同温度条件(32,36,40,44,48 °C)下的渗流实验。实验中首先将保持温度在某个恒定值,进行不同 CO₂ 压力条件下的渗流实验。待实验完成后,将温度升至下一个温度点,再进行与前一温度相同条件下的 CO₂ 渗流实验。

2 裂隙页岩体渗透率影响因素实验结果分析

采用稳态法对超临界 CO₂ 压裂后的获得的裂隙页岩体试件进行渗流实验(由图 4 的 CT 扫描可以观测到页岩试件已产生了贯通裂纹),根据达西定律计算出试件在不同条件下的的渗透率,计算公式为

$$K = \frac{2P_0 Q_0 \mu L}{A(P_1^2 - P_2^2)} \quad (1)$$

式中, K 为渗透率, 10^{-15} m^2 ; Q_0 为气体流量, mL/s ; P_0 为大气压强,MPa; L 为试样的长度,cm; μ 为气体的黏度系数, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; A 为试件横截面积, cm^2 ; P_1 为入口气体压力,MPa; P_2 为出口气体压力,MPa。

实验过程出气端与大气连通,因此 $P_2 = P_0 = 0.10 \text{ MPa}$ 。

2.1 吸附气体对页岩渗透率的影响

裂隙页岩体吸附 CO₂ 前后渗透变化如图 5 所示,CO₂ 等温吸附曲线如图 6 所示(32 °C),其对 CO₂ 的吸附符合 Langmuir 等温吸附方程,该温度下最大

吸附量 $q_m = 1.63 \text{ L/kg}$, 吸附常数 $b = 0.2778 \text{ MPa}^{-1}$ 。由图 5 可以看出, 在相同孔隙压力条件下, 吸附 CO_2 后页岩渗透率比吸附前明显减少。这是由于吸附产生的膨胀变形效应所致, 膨胀变形导致渗流通道变窄, 从而使得渗透率降低。

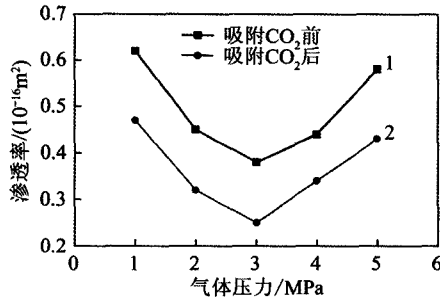


图 5 吸附 CO_2 前、后裂隙页岩体试件渗透率的变化
Fig. 5 Permeability change of fractured shale specimen before and after adsorption of CO_2

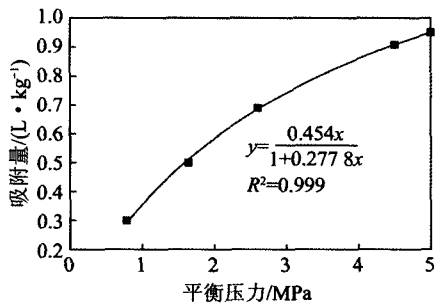


图 6 裂隙页岩体试件的 CO_2 吸附等温线
Fig. 6 CO_2 adsorption isotherms of fractured shale specimen

另外, 图 5 中曲线 1 和曲线 2 中渗透率都存在极小值, 这是由于页岩渗透率受有效应力和 Klinkenberg 效应共同作用的影响所致。在压力 $> 3 \text{ MPa}$ 时, 随着气体压力的增加, 有效应力减小, 会导致页岩渗透率增加, 因此, 在该阶段, 随着气体压力的增加渗透率增加; 在压力 $< 3 \text{ MPa}$ 时, 随着气体压力的降低, 有效应力增加, 会使得页岩渗透率降低, 但同时由于气体的 Klinkenberg 效应, 随着气体压力降低, 渗透率会增加, 由实验结果可知, 在压力 $< 3 \text{ MPa}$ 时, 随着气体压力降低, 页岩渗透率总体表现为增加, 表明在该阶段, Klinkenberg 效应对页岩渗透率起主导作用。

2.2 体积应力以及平均有效应力对页岩渗透率的影响

CO_2 渗透率随体积应力变化的规律如图 7 所示。由图 7 可以看出, 渗透率随着体积应力的增加呈负指数函数减小, 当体积应力达到一定值时, 渗透率曲线最终变得平缓, 渗透率基本趋于定值, 这表明页岩渗透率也同样存在阈值, 这个可以根据渗透率随体积应力呈负指数函数关系得到, 当体积应力增大到无穷

大, 渗透率无限逼近于 0。

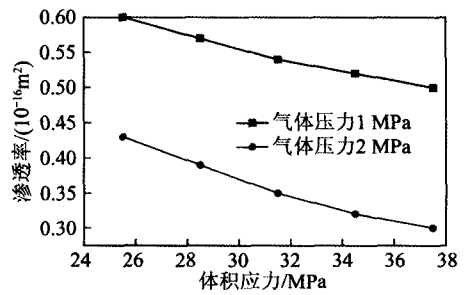


图 7 裂隙页岩体渗透率随体积应力的变化规律
Fig. 7 Variation of the permeability with the volume stress in fractured shale specimens

有效应力是指作用于岩层的地应力与孔隙或者裂隙中的流体压力之差值, 实验中有效应力采用平均有效应力^[25]来描述, 即

$$\sigma_e = \frac{1}{3}(\sigma_a + 2\sigma_r) - \frac{1}{2}(P_1 + P_2) \quad (2)$$

式中, σ_a 为轴向压力, MPa ; σ_r 为环向压力, MPa ; P_1 , P_2 分别为进口端与出口端气体压力, MPa 。

计算得到的平均有效应力与渗透率之间的关系曲线如图 8 所示, 其拟合的指数函数关系见表 2。

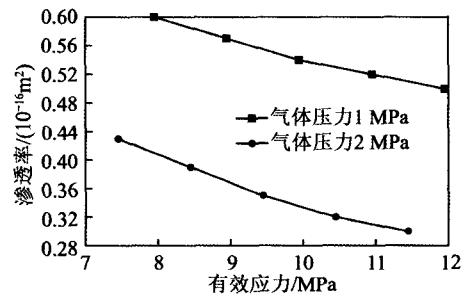


图 8 页岩渗透率与有效应力的关系
Fig. 8 Curves of permeability and effective stress in fractured shale

表 2 渗透率与有效应力的拟合方程
Table 2 Fitting equation of permeability and effective stress

气体压力/MPa	K- σ_e 拟合公式	相关系数 R^2
1	$K=0.861 \exp(-0.046\sigma_e)$	0.991 5
2	$K=0.857 \exp(-0.093\sigma_e)$	0.991 5

由图 8 和表 2 可以看出, 页岩试件渗透率与平均有效应力之间符合负指数函数关系, 渗透率随着平均有效应力的增加而降低。这种变化主要是由于有效应力对页岩的压缩变形作用, 当有效应力增加, 孔隙裂隙压缩闭合, 从而导致页岩试样渗透率减小。同时由图 8 可以看出, 在相同有效应力和温度条件下, 当 CO_2 气体压力从 1 MPa 增大到 2 MPa , 渗透率明显降

低,这是由于在较低压力条件下,Klinkenberg 效应更显著所致。

2.3 温度和气体压力对页岩渗透率的影响

在围压、轴压相等,体积应力 25.5 MPa 条件下,得到的不同温度条件下(32~48 °C)页岩渗透率与气体压力的关系如图 9(a)所示、不同气体压力(1, 2 MPa)条件下渗透率与温度的关系如图 9(b)所示,其拟合的指数函数关系见表 3。

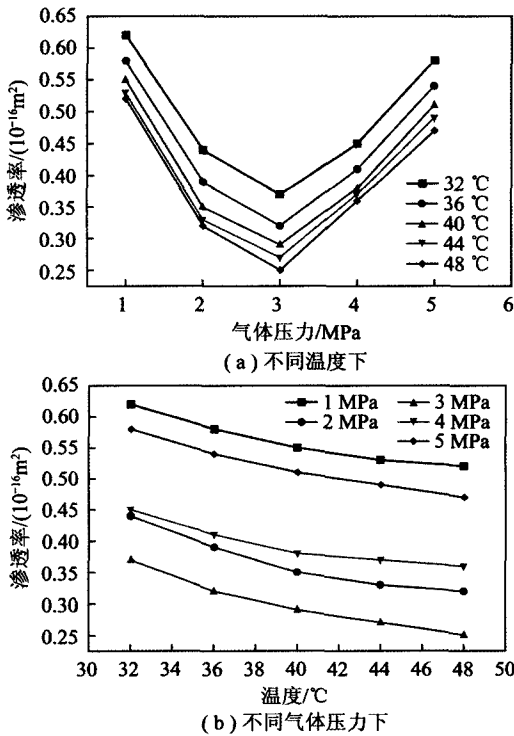


图 9 恒定体积应力(25.5 MPa)条件下温度对渗透率的影响
Fig. 9 Effects of temperature on permeability under volume stress(25.5 MPa)

表 3 渗透率与温度的拟合方程

Table 3 Fitting equation of permeability and temperature

气体压力/MPa	K-T 拟合公式	相关系数 R ²
1	$K=0.878\exp(-0.011T)$	0.944
2	$K=0.843\exp(-0.021T)$	0.932
3	$K=0.798\exp(-0.025T)$	0.967
4	$K=0.694\exp(-0.014T)$	0.904
5	$K=0.874\exp(-0.013T)$	0.978

2.3.1 不同气体压力对页岩渗透率的影响

由图 9(a)可以看出,温度一定时,当气体压力在 1~3 MPa 时,渗透率随气体压力增加明显减少,当气体压力超过 3 MPa 时,随着气体压力的增加,渗透率有所回升。这与文献[26]在研究煤岩渗透率对孔隙压力变化响应规律时得到的低孔隙压力(0.30~

2.05 MPa)的情况下煤岩渗透率有随气体压力增加呈幂函数递减的趋势相似。一般认为在气体压力比较低的情况下,气体的渗流存在 Klinkenberg 效应^[27],该效应使得渗透率随气体压力升高而降低。根据本文实验结果,渗透率随气体压力的变化规律究其原因是在于渗透率变化受有效应力和 Klinkenberg 效应的共同作用。压力在 1~3 MPa 时,Klinkenberg 效应对渗透率的作用大于有效应力,因此,在 1~3 MPa 时渗透率随孔隙压力的增加而减少;当气体压力在 3~5 MPa 时,随气体压力增加,有效应力减小,此时有效应力对渗透率的作用占主导地位,使得渗透率随气体压力增加而增加。

2.3.2 不同气体压力条件下温度对页岩渗透率的影响

由图 9(b)可以看出,渗透率与温度呈负指数关系,温度越高,渗透率越低,温度对页岩试件的影响主要表现为:随着温度升高,页岩基质产生热膨胀,使得孔隙裂隙空间减少,渗透通道减小,导致渗透率降低。这个可以用文献[28]中颗粒体积膨胀应变和孔隙率的关系以及 Kozen-Carman 的渗透率与孔隙率关系式来解释。由图 9(b)还可以看出:在不同气体压力条件下,渗透率均随温度增加而减少,但其减少的速率有明显的差异,温度在 40~48 °C 范围时,渗透率减少速率明显低于 32~40 °C,这是由于在温度和体积应力共同作用下,温度升高会使页岩基质膨胀量增大,而体积应力则会限制页岩孔裂隙的膨胀,在有限的孔裂隙体积内,温度产生的页岩基质膨胀体积是有一定限度的,所以随着温度升高,页岩渗透率减少,但是减少的速率有所变缓。

2.3.3 不同气体压力条件下页岩渗透率对温度的敏感性分析

笔者引入温度敏感性系数^[29]对页岩渗透率进行深入分析,即

$$C_T = -\frac{1}{K_0} \frac{\Delta K}{\Delta T} \quad (3)$$

式中, C_T 为温度敏感性系数,°C⁻¹; K_0 为渗透率的初始值,10⁻¹⁵ m²; ΔK 为渗透率变化量; ΔT 为温度变化量,°C。

取 32 °C 温度下渗透率值为渗透率的初始值,根据图 9(b)中不同温度、气体压力条件下对应的渗透率值及式(3)计算得到温度敏感性系数,在此基础上,得到温度敏感性系数与温度的关系曲线如图 10 所示。

由图 10 可以看出:① 在体积应力恒定下、不同气体压力条件下的温度敏感性系数均随着温度的升

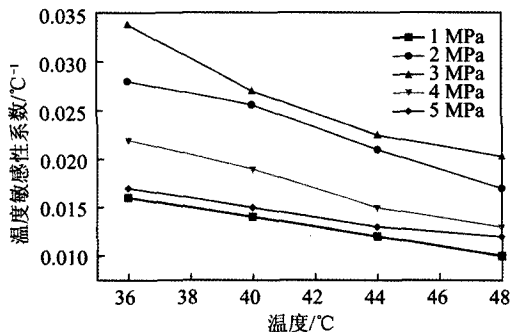


图 10 不同气体压力条件下温度敏感性系数变化曲线
Fig. 10 Variation curves of temperature sensitivity coefficient of fractured shale under different gas pressures

高而逐渐降低,表明页岩渗透率随着温度升高越不敏感。温度的升高会增加页岩的膨胀变形,然而体积应力的存在会压缩限制页岩试件变形,页岩基质产生的膨胀变形有一定限度,会随着温度的升高而减小,因此,渗透率随温度升高而减小的量也将不断减小,即渗透率对温度的敏感性将会越来越低。②在相同温度条件下,温度敏感性系数随孔隙压力的增加是先增加后减少的趋势。气体压力在 1~3 MPa,气体压力越大,温度敏感性系数越大。这是由于在 1~3 MPa 时,由于气体压力相对较低,主要是气体压力引起的有效应力起主导作用,随着气体压力增加,有效应力减少,围压对页岩基质受热向内孔隙空间膨胀的阻碍作用减少,因此温度敏感性随孔隙压力增加而增加。当气体压力在 3~5 MPa 时,气体压力越大,此时气体压力起主导作用,存在于页岩孔隙裂隙中的 CO₂ 流体同样会产生对页岩基质的压缩约束作用,它会阻碍热效应导致的页岩基质向孔裂隙空间的内膨胀。因此,相同温度变化引起的页岩基质膨胀量越小,温度敏感性系数值越小,页岩渗透率对温度的敏感性越低。

2.4 温度场、应力场耦合作用下的渗透率

在地下岩体中某点处的渗透率,受地应力和地温的影响,是随埋深而变化的,它可以写成^[30]:

$$K = K_0 \exp(BT - K_V \sigma_e) \quad (4)$$

式中, T 为地温; B 为热膨胀系数; K_V 为体积压缩系数; σ_e 为平均有效应力; K_0 为在室温和 1 个大气压力下页岩的渗透率,它与页岩结构有关。

式(4)表明:当综合考虑应力场和温度场对渗透率的影响时,可以认为储层某点处的渗透率受应力场和温度场耦合作用的影响,其渗透率不是两者的简单数字叠加,而是物理意义上的耦合。

根据前面的渗透率与有效应力、温度的拟合曲线以及式(4),可以得到不同气体压力条件下温度与应

力耦合作用下的页岩渗透率,建立的经验方程见表 4,由表 4 可知式(4)参数 K_0 和 K_V 为正值, B 为负值,这也与上述渗透率随有效应力、温度的变化趋势一致。渗透率与温度、有效应力的耦合关系如图 11 所示,图 11 表明渗透率与温度、有效应力 3 者之间存在复杂的耦合关系。

表 4 渗透率与温度、有效应力的耦合关系

Table 4 Relationship of permeability with coupling field of temperature and effective stress

气体压力/MPa	$K-(\sigma_e, T)$
1	$K=0.756\exp(-0.011T-0.046\sigma_e)$
2	$K=0.722\exp(-0.021T-0.093\sigma_e)$

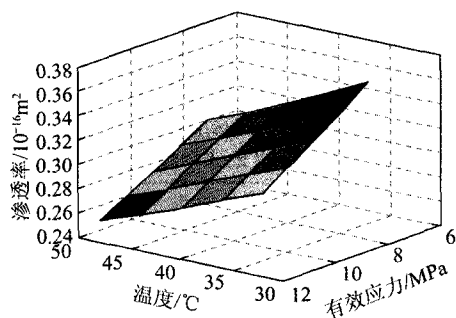


图 11 渗透率与温度、有效应力的耦合关系($P=1$ MPa)
Fig. 11 Coupling relationship of permeability with temperature and effective stress($P=1$ MPa)

3 结 论

(1)核磁共振测试表征结果表明:页岩的孔径主要分布在 5~237 nm,以中孔、大孔为主,岩芯孔隙率较低,属特低渗储层。

(2)在应力、温度恒定条件下,页岩渗透率受气体 Klinkenberg 效应以及有效应力的共同作用,气体压力在 1~3 MPa 时, Klinkenberg 效应起主导作用,渗透率随气体压力增加而降低;当气体压力在 3~5 MPa 时,有效应力作用占主导地位,渗透率随着气体压力增加而增加。

(3)裂隙页岩体渗透率随有效应力的增加呈负指数减少;由于吸附膨胀效应,页岩吸附 CO₂ 气体后渗透率明显降低。

(4)裂隙页岩体渗透率在 32~48 °C 温度范围内随温度的升高而降低,并且随着温度的升高,渗透率对温度的敏感性也降低。

(5)页岩气储层渗透率受地温、地应力共同作用的影响,本文建立的温度场、应力场耦合作用下页岩渗透率关系式,可以为 CO₂ 强化页岩气开发过程储层渗透率的动态预测提供科学依据。

参考文献 (References):

- [1] LIU R, YU L, JIANG Y, Fractal analysis of directional permeability of gas shale fracture networks: A numerical study[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 1330-1341.
- [2] FIROUZI M, ALNOAIMI K, KOVSCEK A, et al. Klinkenberg effect on predicting and measuring helium permeability in gas shales[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 123: 62-68.
- [3] LI J, SULTAN A S. Klinkenberg slippage effect in the permeability computations of shale gas by the pore-scale simulations[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016.
- [4] MOGHADDAM R N, JAMIOLAHMADY M. Fluid transport in shale gas reservoirs: Simultaneous effects of stress and slippage on matrix permeability[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 163: 87-99.
- [5] LI M, YIN G, XU J, et al. Permeability evolution of shale under anisotropic true triaxial stress conditions[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 165: 142-148.
- [6] SONG W, YAO J, LI Y, et al. Apparent gas permeability in an organic-rich shale reservoir[J]. *Fuel*, 2016, 181: 973-984.
- [7] 段永刚, 魏明强, 李建秋, 等. 页岩气藏渗流机理及压裂井产能评价[J]. *重庆大学学报*, 2011, 34(4): 62-66.
DUAN Yonggang, WEI Mingqiang, LI Jianqiu, et al. Shale gas seepage mechanism and fractured wells production evaluation[J]. *Journal of Chongqing University*, 2011, 34(4): 62-66.
- [8] 吴剑, 常毓文, 梁涛, 等. 页岩气在基质纳米孔隙中的渗流模型[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(3): 575-579.
WU Jian, CHANG Yuwen, LIANG Tao, et al. Shale gas flow model in matrix nanoscale pore[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(3): 575-579.
- [9] 李亚洲, 李勇明, 罗攀, 等. 页岩气渗流机理与产能研究[J]. *断块油气田*, 2013, 20(2): 186-190.
LI Yazhou, LI Yongming, LUO Pan, et al. Study on seepage mechanism and productivity of shale gas[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2013, 20(2): 186-190.
- [10] 张磊, 姚军, 孙海, 等. 利用格子 Boltzmann 方法计算页岩渗透率[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 38(1): 87-91.
ZHANG Lei, YAO Jun, SUN Hai, et al. Permeability calculation in shale using lattice Boltzmann method[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2014, 38(1): 87-91.
- [11] 孙海, 姚军, 张磊, 等. 基于孔隙结构的页岩渗透率计算方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 38(2): 92-98.
SUN Hai, YAO Jun, ZHANG Lei, et al. A computing method of shale permeability based on pore structures[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2014, 38(2): 92-98.
- [12] 张宏学, 刘卫群, 朱立. 页岩储层裂隙渗透率模型和试验研究[J]. *岩土力学* 2015, 36(3): 719-729.
ZHANG Hongxue, LIU Weiqun, ZHU Li. Fracture permeability model and experiments of shale gas reservoirs [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2015, 36(3): 719-729.
- [13] 陈天宇, 冯夏庭, 杨成祥, 等. 含气页岩渗透率的围压敏感性和各向异性研究[J]. *采矿与安全工程学报*, 2014, 31(4): 639-642.
CHEN Tianyu, FENG Xiating, YANG Chengxiang, et al. Research on confining pressure sensitivity and anisotropy for gas shale permeability[J]. *Journal of Mining & Safety Engineering*, 2014, 31(4): 639-642.
- [14] 张文, 王勤, 杨晓松, 等. 扬子地块古生界泥页岩孔隙度和渗透率特征[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1534-1539.
ZHANG Wen, WANG Qin, YANG Xiaosong, et al. Porosity and permeability of Paleozoic mudstone and shale in the Yangtze block [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1534-1539.
- [15] 鲜学福, 殷宏, 周军平, 等. 页岩气藏超临界 CO₂ 致裂增渗实验装置研制[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2015(3): 1-8.
XIAN Xuefu, YIN Hong, ZHOU Junping, et al. A new experimental apparatus for fracturing shale gas reservoir to enhance permeability with supercritical carbon dioxide[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2015(3): 1-8.
- [16] ZHANG X, LU Y, TANG J, et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing[J]. *Fuel*, 2016.
- [17] 王海柱, 沈忠厚, 李根生. 超临界 CO₂ 开发页岩气技术[J]. *石油钻探技术*, 2011, 39(3): 30-35.
WANG Haizhu, SHEN Zhonghou, LI Gensheng. Feasibility analysis on shale gas exploitation with supercritical CO₂ [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(3): 30-35.
- [18] DAI Jinxing, ZOU Caineng, DONG Dazhong, et al. Geochemical characteristics of marine and terrestrial shale gas in China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 76: 444-463.
- [19] ZHANG W, GUO M, JIANG Z. Parameters and method for shale gas reservoir evaluation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(6): 1093-1099.
- [20] 邹才能, 李建忠, 董大忠, 等. 中国首次在页岩气储集层中发现丰富的纳米级孔隙[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(5): 508-509.
ZOU Caineng, LI Jianzhong, DONG Dazhong, et al. First discovery of nano-pore throat in gas shale in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(5): 508-509.
- [21] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. *岩石学报*, 2011(6): 1857-1864.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir and its significant value [J]. *Acta Petrological Sinica*, 2011(6): 1857-1864.
- [22] 刘国军, 鲜学福, 周军平, 等. 超临界 CO₂ 致裂页岩实验研究[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(3): 694-701.
LIU Guojun, XIAN Xuefu, ZHOU Junping, et al. Experimental study on the supercritical CO₂ fracturing of shale [J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(3): 694-701.
- [23] 谢仁海. 构造地质学[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2007.
- [24] 赵振国. 吸附作用应用原理[M]. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [25] 彭守建, 许江, 陶云奇, 等. 煤样渗透率对有效应力敏感性实验分析[J]. *重庆大学学报*, 2009, 32(3): 303-307.
PENG Shoujian, XU Jiang, TAO Yunqi, et al. Coefficient of sensitivity between permeability and effective pressure of coal samples [J]. *Journal of Chongqing University*, 2009, 32(3): 303-307.

- [26] 许江,曹偲,李波波,等.煤岩渗透率对孔隙压力变化响应规律的试验研究[J].岩石力学与工程学报,2013,32(2):225-230.
XU Jiang, CAO Jie, LI Bobo, et al. Experimental research on response law of permeability of coal to pore pressure[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(2): 225-230.
- [27] KLINKENBERG L J. The permeability of porous media to liquids and gase [A]. API Drilling and Production Practice [C]. New York: Wiley-Interscience, 1941:200-213.
- [28] 于永江,张华,张春会,等.温度及应力对成型煤样渗透性的影响[J].煤炭学报,2013,38(6):936-941.
YU Yongjiang, ZHANG Hua, ZHANG Chunhui, et al. Effects of temperature and stress on permeability of standard coal briquette specimen[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(6): 936-941.
- [29] 许江,张丹丹,彭守建,等.三轴应力条件下温度对原煤渗流特性影响的实验研究[J].岩石力学与工程学报,2011,30(9):1848-1854.
XU Jiang, ZHANG Dandan, PENG Shoujian, et al. Experimental research on impact of temperature on seepage characteristics of coal containing methane under triaxial stress[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2011, 30(9): 1848-1854.
- [30] 鲜学福.煤矿深部瓦斯涌出预测的方法及区域治理研究报告[R], 1995.