



移动扫码阅读

李波波,陈 帅,杨 康,等.黔北地区页岩孔隙结构特征及水渗流演化规律研究[J].煤炭科学技术,2020,48(2):201-206. doi:10.13199/j.cnki.cst.2020.02.026

LI Bobo, CHEN Shuai, YANG Kang, et al. Study on characteristics of shale pore structure and water seepage evolution laws in northern Guizhou [J]. Coal Science and Technology, 2020, 48 (2): 201 - 206. doi: 10.13199/j.cnki.cst.2020.02.026

黔北地区页岩孔隙结构特征及水渗流演化规律研究

李波波^{1,2,3},陈 帅¹,杨 康¹,李建华¹,任崇鸿¹

(1.贵州大学 矿业学院,贵州 贵阳 550025; 2.贵州大学 喀斯特山区优势矿产资源高效利用国家地方联合工程实验室,贵州 贵阳 550025; 3.贵州省非金属矿产资源综合利用重点实验室,贵州 贵阳 550025)

摘要:为探究页岩孔隙结构特征以及水渗流演化规律,以黔北地区牛蹄塘组页岩为研究对象,首先采用低温液氮吸附试验以及高压压汞试验分析页岩内部微观孔隙结构特征,然后在恒定围压、轴压条件下利用三轴渗流装置进行了不同有效应力条件下的三轴渗流试验,探讨页岩有效应力与渗透率之间的关系,建立了考虑孔隙结构和压缩特性联动影响的页岩渗透率模型,并通过与初始渗透率受应力状态下的页岩渗透率模型对比分析验证其合理性。结果表明:黔北地区牛蹄塘组页岩是一个从微孔到大孔的连续分布体系,5种页岩的吸附-脱附等温曲线其类型与 IUPAC 分类中的 IV 型最为接近而且进汞-退汞曲线形态近似,大孔的类型以一端封闭的不透气孔为主,中孔则以两端开放的毛细孔等开放型孔为主,微孔主要以细颈广体孔和墨水瓶孔为主;页岩孔径分布复杂,含有大量的微孔和中孔,其中微孔和中孔提供了大部分孔比表面积,而大孔则是孔体积的主要贡献者;在相同围压、轴压条件下,页岩渗透率随着有效应力的增大呈逐渐减小的趋势,且渗透率和有效应力呈指数函数关系;考虑孔隙结构和压缩特性联动影响的页岩渗透率模型计算曲线与渗透率试验所测的数据基本吻合,且能很好反映恒定围压、轴压条件下有效应力与渗透率之间的变化关系。

关键词:页岩气;孔隙结构;孔径;比表面积;渗透率

中图分类号:TD315

文献标志码:A

文章编号:0253-2336(2020)02-0201-06

Study on characteristics of shale pore structure and water seepage evolution laws in northern Guizhou

LI Bobo^{1,2,3}, CHEN Shuai¹, YANG Kang¹, LI Jianhua¹, REN Chonghong¹

(1. College of Mining, Guizhou University, Guiyang 550025, China; 2. The National Joint Engineering Laboratory for the Utilization of Dominant Mineral Resources in Karst Mountain Area, Guizhou University, Guiyang 550025, China; 3. Guizhou Provincial Key Laboratory of Comprehensive Utilization of Non-metallic Mineral Resources, Guiyang 550025, China)

Abstract: In order to reveal the characteristic pore structure of shale and the evolution rules of water seepage, studies were carried out for the Niutitang Formation shale in northern Guizhou. First, low temperature liquid nitrogen adsorption test and high pressure mercury injection test were employed to analyze the internal micro-pore structure of the shale. Then, under the condition of constant confining pressure and axial pressure, the triaxial seepage tests were carried out using triaxial seepage device under different effective stresses, and the relationship between effective stress and permeability of shale is discussed. A shale permeability model was constructed by considering the linkage effect of pore structure and compression characteristics, and the study results were verified by comparative analysis with the shale permeability model under the stress state of initial permeability. Study results show that the Niutitang Formation shale has a continuous distribution system with the range from micro pore to macro pore, the adsorption-desorption isothermal adsorption curves of the five types of shale have closest similarity with the Type IV from the IUPAC Classification and there is consistency between the mercury forming-mercury withdrawing curves; The dominating type of macro-pore is the one of air-tightening with one end closed, most of the meso-pore are

收稿日期:2019-11-02;责任编辑:曾康生

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51804085,51911530203);贵州省科技计划资助项目(黔科合平台人才[2018]5781号)

作者简介:李波波(1985—),男,贵州修文人,副教授,博士。E-mail:bbli@gzu.edu.cn

open pores such as capillary with both ends open, the main micro-porous main are those of thin neck wide bore body and the ink bottle; The pore size distribution of shale is rather complex, containing a large number of micro-pores and meso-pores, both of which contribute the most of the pore specific surface area, while the macro pore are the main contributor for pore volume; Under the same confining pressure and axial pressure, shale permeability decreases gradually with the increase of effective stress following a exponential relationship; After taking into account of the linkage effect of pore structure and compression characteristics, the calculated curve from shale permeability model is generally consistent with the experimental data from permeability test, and can well reflect the relationship between effective stress and permeability under constant confining pressure and axial pressure.

Key words: shale gas; pore structure; aperture; specific surface area; permeability

0 引言

随着常规能源供应日趋紧张,储量巨大的页岩气资源开发受到关注^[1]。页岩储层裂缝发育,加上水力压裂形成复杂裂缝网络,可以为页岩气流动提供有效通道^[2]。因此,分析页岩孔隙结构特征及水渗流演化规律,对页岩气开采奠定理论基础。

王哲等^[3]运用低温液氮吸附、高压压汞等试验手段对下古生界筇竹寺组、龙马溪组页岩的孔隙结构进行表征;赵迪斐等^[4]根据低温液氮吸附、高压压汞试验,建立了 TOC 含量-孔径-脆性指数评价方案;张振红等^[5]第 1 次将微观渗流特征划分为 4 种驱油类型;高俊等^[6]得到页岩气的渗流形态包括滑脱流、扩散流及达西流,在低压情况下,渗透率低的页岩中以扩散流为主,其次为滑脱流。随着渗透率的增大,渗流主要形式转变为滑脱流。上述作者讨论了外部条件改变的条件下渗透率的演变特征,但是没有结合内部孔隙结构对渗透率进行系统的表征。Fink 等^[7]研究在大孔隙压力范围内,页岩的渗透特性同时受到滑脱流和孔隙弹性效应的影响,建立了考虑滑脱流和孔隙弹性效应的渗透率模型。Amin 等^[8]首次研究结果表明,德国北部侏罗纪早期页岩的渗透率随有效应力的增加呈非线性下降。

综上所述,笔者拟进行低温液氮吸附、高压压汞试验,渗流试验,建立考虑孔隙结构和压缩特性联动影响的渗透率模型,通过试验验证其合理性。

1 试验方法

1.1 孔隙结构试验

选取部分试验样品破碎,并筛选出 60~100 目(250~150 μm)的页岩小颗粒作为试验样品。根据试验数据,采用多点 BET 线性回归方法计算页岩的比表面积。根据 Washburn 方程可以求得每一进汞压力下对应的孔隙半径,然后基于根据 Young-Dupré 方程,求出对应孔径大小孔隙的比表面积^[9]。

1.2 水渗流试验

选取块状页岩进行取芯,将其制成 φ50 mm×100

mm 的标准试样,以 FC3 编号页岩为试样,利用渗流装置进行不同有效应力条件下的页岩渗透率试验。保持轴压 30 MPa 和围压 50 MPa 不变,通过改变进、出口水压力来改变有效应力的大小,具体试验步骤及渗透率的计算见文献^[10]。

2 考虑孔隙结构和压缩特性联动影响的渗透率模型

2.1 初始渗透率的计算

页岩渗透率与孔隙率具有关联性,其初始渗透率^[11]可表示为

$$k_0 = \frac{\varphi}{\tau} \frac{\mu_\infty}{8\mu(r)} \left[r^2 + 4r \frac{C}{(\cos \theta + 1)^2} \right] \quad (1)$$

式中: k_0 为初始渗透率,取 $10^{-8} \mu\text{m}^2$; φ 为孔隙率,取 0.025 907; τ 为迂曲度,取 1.15; μ_∞ 为水的黏度^[11],取 $1.03 \times 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$; μ 为有效黏度,可以通过式(2)求得, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; r 为纳米孔半径^[12],取 0.8 nm; C 为常数^[13],取 0.41; θ 为接触角,取 130° 。

其中,有效黏度可表示为

$$\mu(r) = \mu_i \frac{A_i(r)}{A_1(r)} + \mu_\infty \left[1 - \frac{A_i(r)}{A_1(r)} \right] \quad (2)$$

式中: μ_i 为界面区域的黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; $A_i(r)$ 和 $A_1(r)$ 分别为页岩的横截面积和碳纳米管的横截面积, nm^2 。

根据已知条件可知 $A_i(r)/A_1(r) = 0.97^{[13]}$; μ_i 和 μ_∞ 的关系通常可表示为

$$\mu_i/\mu_\infty = -0.018\theta + 3.25 \quad (3)$$

将式(2)、式(3)代入式(1)可得初始渗透率与孔隙结构参数关系为

$$k_0 = \frac{\varphi}{\tau} \frac{\left[r^2 + 4r \frac{C}{(\cos \theta + 1)^2} \right]}{8 \left[\frac{A_i(r)}{A_1(r)} (-0.018\theta + 2.25) + 1 \right]} \quad (4)$$

2.2 考虑页岩压缩特性的渗透率模型

水力压裂后,水的流动与有效应力也存在关系,渗透率方程^[14]可表示为

$$k = k_0 \exp[-3C_f(\sigma - \sigma_0)] \quad (5)$$

其中, k 为渗透率 $10^{-8} \mu\text{m}^2$; k_0 为初始渗透率 $10^{-8} \mu\text{m}^2$; σ 为有效应力, MPa; σ_0 为初始有效应力, MPa; C_f 裂隙压缩系数, MPa^{-1} , 裂隙压缩系数 C_f 为

$$C_f = \frac{C_{f0}}{\alpha(\sigma - \sigma_0)} [1 - e^{-\alpha(\sigma - \sigma_0)}] \quad (6)$$

式中: C_{f0} 为初始割理压缩系数, MPa^{-1} ; α 为孔隙压力导致的割理压缩系数下降率, MPa^{-1} 。

将式(6)代入式(5)可得渗透率与有效应力关系。即

$$k = k_0 \exp \left[\frac{-3C_{f0}}{\alpha(\sigma - \sigma_0)} [1 - e^{-\alpha(\sigma - \sigma_0)}] (\sigma - \sigma_0) \right] \quad (7)$$

将式(4)代入式(7)可得考虑孔隙结构和压缩特性联动影响的渗透率模型为

$$k = \frac{\varphi}{\tau_r} \frac{\left[r^2 + 4r \frac{C}{(\cos \theta + 1)^2} \right]}{8 \left[\frac{A_i(r)}{A_j(r)} (-0.018 \theta + 2.25) + 1 \right]} \times \exp \left[\frac{-3C_{f0}}{\alpha(\sigma - \sigma_0)} [1 - e^{-\alpha(\sigma - \sigma_0)}] (\sigma - \sigma_0) \right] \quad (8)$$

3 孔隙结构特征分析

3.1 页岩孔隙类型

页岩内部“千疮百孔”的结构对油气聚集起着重要的作用^[15]。页岩的吸附-脱附等温曲线与进汞-退汞曲线分别如图1、图2所示。

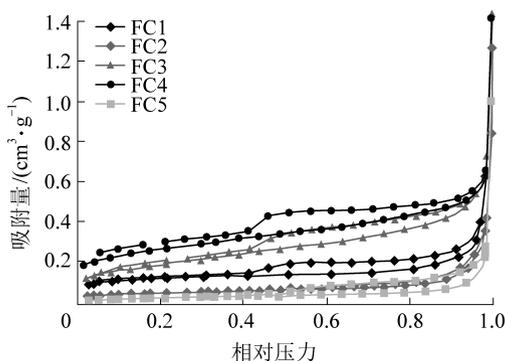


图1 吸附-脱附等温曲线

Fig.1 Adsorption-desorption isotherms

由图1、图2可知:五种页岩的吸附-脱附曲线在形态上稍有差别,但整体上呈反S型^[16]。其类型与IV型最为接近^[17]。相对压力小于0.4时,曲线呈相对平缓的变化趋势。这主要是由于相对压力较小时,相应的吸附势能也就小导致吸附量增长缓慢。当相对压力大于0.4时,吸附和脱附等温线不重合。此时,微孔已经充满了吸附剂,中孔和大孔也开始由

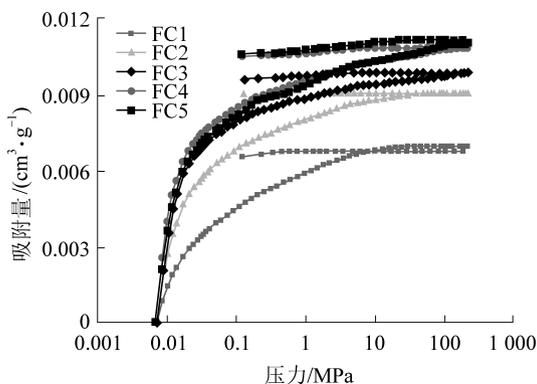


图2 进汞-退汞曲线

Fig.2 Mercury advance-mercury withdrawal curves

单层吸附向多层吸附过渡。在相对压力大于0.9时,吸附量迅速增加,这是由于此时大孔中发生了毛细凝聚现象。此时,由于气液界面的凹凸形状不同产生了“滞后”回线。当相对压力降到了0.4以下时,吸附-脱附曲线重合,说明此时微孔中的凝聚液蒸发^[18]。

进汞曲线在0.01 MPa左右时迅速增大,滞回环宽大,说明这一压力范围内主要发育有大于50 nm的大孔;在压力介于1~100 MPa时,只有相对于前段较少的进汞量,说明在该区间内发育有介于2~50 nm的中孔;在压力大于100 MPa时,只有很少的进汞量,说明该压力范围内孔隙基本不发育。退汞曲线水平,进汞、退汞体积差较大,表明压汞测试范围内开放型孔、一端封闭的不透气孔较多,孔隙结构之间连通性相对较好。

3.2 比表面积分布

氮气吸附法是利用液态氮气在基质表面的吸附原理,测量的孔径范围主要是微孔和中孔;高压压汞法能够对中孔和大孔进行准确评价,两者联合测试,能够更好地反映孔隙内部孔径分布范围和特征。为描述比表面积分布和大范围内孔径的分布,将氮气吸附试验和高压压汞试验测试的结果结合分析。比表面积随平均孔径的变化率(S_d)曲线如图3所示,图3a和图3b分别为液氮吸附和高压压汞法测试结果。表1为页岩孔隙结构参数。

由图3和表1可知:页岩的孔比表面积范围为2.34~20.26 m^2/g ,平均孔比表面积为10.20 m^2/g ,微孔比表面积占总比表面积的52.22%~80.65%,平均占比59.40%;微孔和中孔的比表面积占比高,为页岩提供了主要的比表面积,是页岩气体的主要吸附场所^[19]。页岩微孔和中孔主要由墨水瓶状孔和两端开放的毛细孔组成,此类孔隙彼此之间的连通性较差,利于气体的赋存,却不利于气体运移。此

时,微孔和中孔在孔隙中扮演着“瓶颈”的角色。

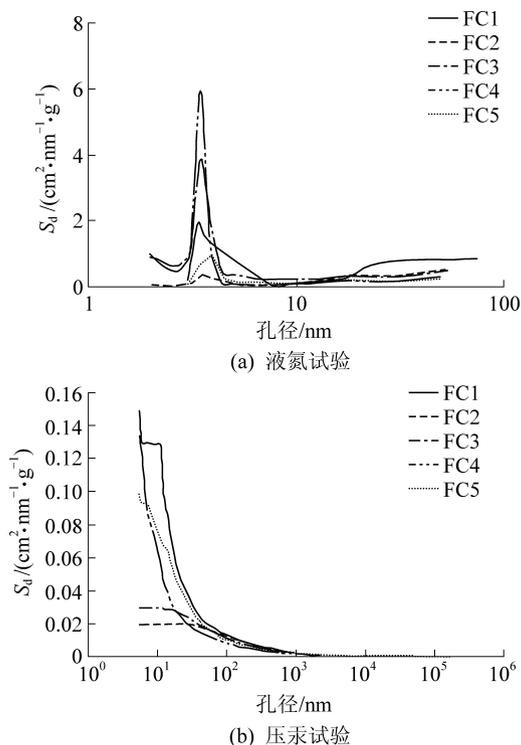


图3 比表面积随平均孔径的变化曲线

Fig.3 Graph of specific surface area as a function of average aperture

3.3 孔径分布

孔径分布是指不同孔隙的体积随孔径大小的变化率,以增量孔体积、累计孔体积随孔径变化来表征孔径的分布。低温液氮吸附试验的增量孔体积、累计孔体积与平均孔径关系如图4所示,高压压汞试验增量孔体积与平均孔径关系如图5所示。

由图4、图5和表1可知:页岩孔径分布广泛,从2~250 nm 都有分布,中孔峰值在4~8 nm,大孔峰值在100~150 nm ;页岩的孔体积为0.024~0.041 cm³/g,平均孔体积为0.03 cm³/g,微孔孔容占总孔容的1.92~14.09%,平均占比8.05%,说明微孔不是总孔体积主要的贡献者。同时,可以看出氮气吸附和高压压汞法的孔隙分布范围一致,基本都在中孔、大孔范围内。中孔的存在有利于页岩气的吸附和富

集;而大孔则贡献了主要的孔体积。综合孔隙结构试验可知,黔北地区牛蹄塘组页岩微孔主要由细颈广体孔和墨水瓶孔组成,中孔以两端开放的毛细孔等开放型孔为主,大孔则以一端封闭的不透气孔为主。

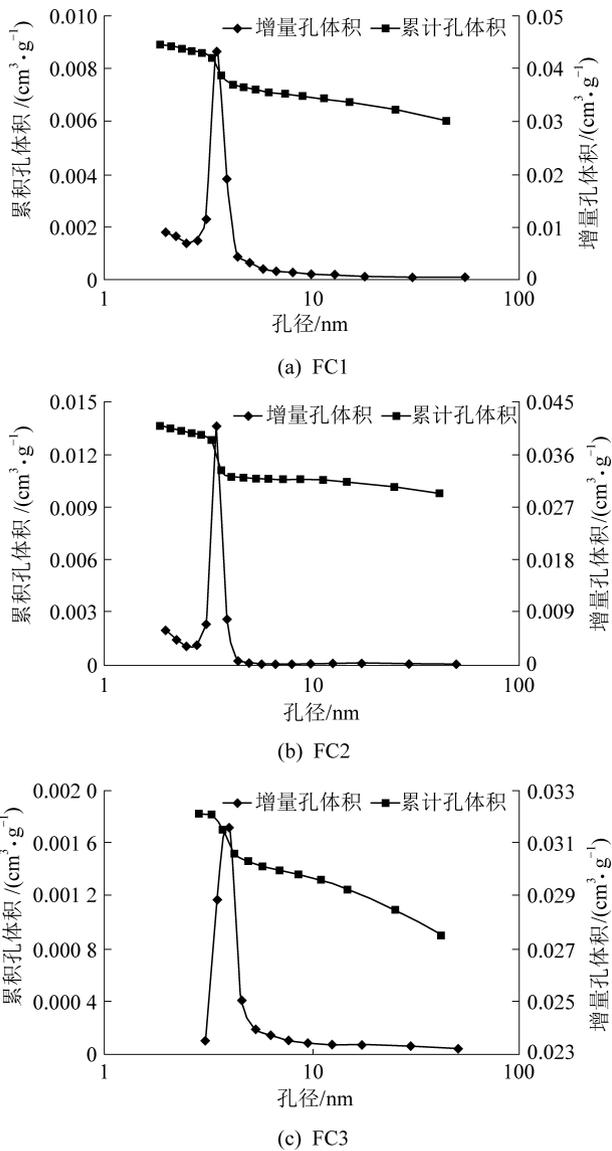


图4 增量孔体积、累计孔体积与平均孔径分布关系

Fig.4 Distribution diagram of incremental pore volume, cumulative pore volume and average pore diameter

表1 页岩孔隙结构参数

Table 1 Shale pore structure parameters

样品编号	BET 比表面积/(m ² ·g ⁻¹)	BJH 总孔体积/(cm ³ ·g ⁻¹)	平均孔径/nm	t-Plot 微孔比表面积/(m ² ·g ⁻¹)	t-Plot 微孔孔容/(cm ³ ·g ⁻¹)	微孔比表面积比例/%	微孔孔体积比例/%
FC1	9.451 7	0.024 475	12.455 46	7.622 9	0.003 446	80.65	14.08
FC2	20.264 5	0.041 350	8.944 57	11.909 5	0.005 827	58.77	14.09
FC3	2.342 0	0.032 095	54.977 55	1.223 0	0.000 613	52.22	1.92

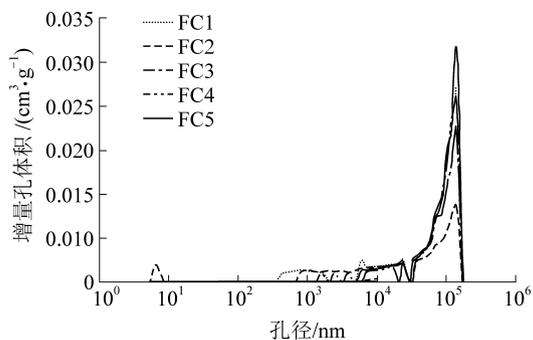


图5 增量孔体积与平均孔径分布关系(压汞)

Fig.5 Distribution diagram of incremental pore volume and average pore diameter (mercury injection)

4 渗透率模型验证

恒定围压、轴压条件下页岩渗透率随有效应力变化的关系曲线如图6所示。

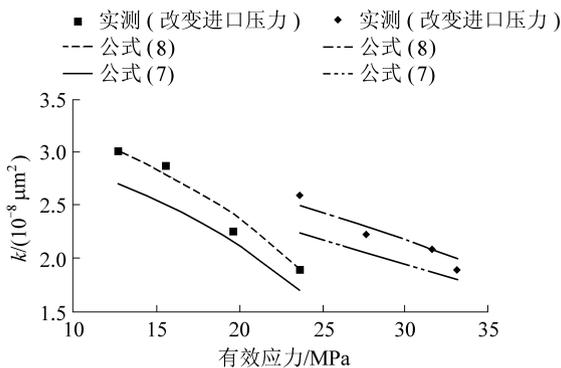


图6 渗透率与有效应力之间关系

Fig.6 Relationship between permeability and effective stress

由图6可知:恒定围压、轴压条件下,页岩渗透率随有效应力的增大变化趋势一致,即逐渐减小,初始渗透率 k_0 在未受应力状态下计算出的渗透率值与试验值更接近。究其原因,初始渗透率 k_0 是反映真实状态条件下页岩的渗透特性,即未受应力状态下的渗透率,然而在施加应力状态下,页岩试样内部颗粒及孔隙被压实^[20],初始渗透率 k_0 减小,实测渗透率随之减小,体现出页岩孔隙结构与渗流之间的关联性。

5 结论

1) 黔北地区牛蹄塘组五种页岩的吸附等温线,其类型与IUPAC分类中的IV型最为接近。大孔的类型以一端封闭的不透气孔为主,中孔以两端开放的毛细孔等开放型孔为主,微孔主要以细颈广体孔和墨水瓶孔为主。

2) 综合低温液氮吸附、高压压汞试验,牛蹄塘组页岩是一个从微孔、大孔的连续分布体系,含有大量的中孔、大孔和部分微孔。微孔和中孔提供了大

部分孔比表面积,大孔是孔体积的主要贡献者。

3) 在围压和轴压不变的情况下,渗透率随有效应力的增大呈逐渐减小的变化趋势,且渗透率与有效应力之间呈指数函数关系,且模型具有合理性。

参考文献(References):

- [1] 聂海宽,汪虎,何治亮,等. 常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景,以四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油学报,2019,40(2):131-143,164.
NIE Haikuan, WANG Hu, HE Zhiliang, *et al.* Formation mechanism, distribution and exploration prospect of normal pressure shale gas reservoir; a case study of Wufeng Formation-Longmaxi, Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petroli Sinica, 2019, 40(2): 131-143, 164.
- [2] 唐巨鹏,路江伟,许鹏,等. 煤系页岩水力压裂声发射时频特征试验研究[J]. 中国安全科学学报,2017,27(10):87-92.
TANG Jupeng, LU Jiangwei, XU Peng, *et al.* Experimental study on time-frequency characteristics of hydraulic fracturing acoustic emission in coal shale[J]. China Safety Science Journal, 2017, 27(10): 87-92.
- [3] 王哲,李贤庆,周宝刚,等. 川南地区下古生界页岩气储层微观孔隙结构表征及其对含气性的影响[J]. 煤炭学报,2016,41(9):2287-2297.
WANG Zhe, LI Xianqing, ZHOU Baogang, *et al.* Characterization of microscopic pore structure and its influence on gas content of shale gas reservoirs from the Lower Paleozoic in southern Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(9): 2287-2297.
- [4] 赵迪斐,郭英海,解德录,等. 龙马溪组下部页岩储层孔隙结构特征与评价方案,以重庆南川三泉剖面泉浅1井为例[J]. 煤炭学报,2014,39(S2):452-457.
ZHAO Difei, GUO Yinghai, XIE Delu, *et al.* Characteristics and evaluation scheme of shales reservoir pores of the lower part of Longmaxi Formation; a case study at Nanchuan Sanquan Quanqian No.1 Well Chongqing [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(S2): 452-457.
- [5] 张振红,朱静,余芳,等. 三角洲前缘厚层砂岩孔隙结构及微观渗流特征-以吴仓堡地区长6储层为例[J]. 地质通报,2016,35(2/3):440-447.
ZHANG Zhenhong, ZHU Jing, YU Fang, *et al.* Reservoir characteristics of thick sandstone and micro-anisotropy of delta front micro-facies; a case study of Chang 6 reservoir in Wucangbu area[J]. Geological Bulletin of China, 2016, 35(2/3): 440-447.
- [6] 高俊,夏露,李英杰,等. 柴达木盆地东部石炭系页岩气储层渗流特征研究[J]. 地学前缘,2016,23(5):103-112.
GAO Jun, XIA Lu, LI Yingjie, *et al.* Percolation characteristics of Carboniferous shale gas in Eastern Qaidam Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(5): 103-112.
- [7] FINK R, KROOSS B M, GENSTERBIUM Y. Apparent permeability of gas shales - superposition of fluid - dynamic and poro - elastic effects[J]. Fuel, 2017, 199: 532-550.
- [8] GHANIZADEH A, AMANN-HILDENBRAND A, GASPARIK M, *et al.* Experimental study of fluid transport processes in the matrix

- system of the European organic-rich shales: II Posidonia Shale, Lower Toarcian, northern Germany [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 123: 20-33.
- [9] DRUMMOND C, ISRAELACHVILI J. Surface forces and wettability [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 33(1): 123-133.
- [10] 杨梓梁. 黔北牛蹄塘组页岩压裂渗透性实验研究[D]. 贵阳: 贵州大学, 2017.
- [11] ZHANG T, LI X F, WANG X Z, *et al.* Modeling the water transport behavior in organic-rich nano-porous shale with generalized lattice Boltzmann method[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, 127: 123-134.
- [12] WU K L, CHEN Z X, LI J, *et al.* Wettability effect on nano-confined water flow[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2017, 114(13): 3358-3363.
- [13] THOMAS J A, MCGAUGHEY A J H. Reassessing Fast Water Transport Through Carbon Nanotubes[J]. *Nano Letters*, 2008, 8(9): 2788-2793.
- [14] TAN Y L, PAN Z J, LIU J S, *et al.* Experimental study of permeability and its anisotropy for shale fracture supported with propant[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 44: 250-264.
- [15] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 126-134.
- JIANG Zhenxue, TANG Xianglu, LI Zhuo, *et al.* The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 126-134.
- [16] 张鹏, 黄宇琪, 杨军伟, 等. 黔西北龙潭组页岩储层特征研究[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(4): 174-180.
- ZHANG Peng, HUANG Yuqi, YANG Junwei, *et al.* Study on characteristics of shale reservoirs from Longtan Formation in northwest Guizhou [J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(4): 174-180.
- [17] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 450-455.
- YANG Feng, NING Zhengfu, KONG Detao, *et al.* Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 450-455.
- [18] 陈生蓉, 帅琴, 高强, 等. 基于扫描电镜-氮气吸脱附和压汞法的页岩孔隙结构研究[J]. *岩矿测试*, 2015, 34(6): 636-642.
- CHEN Shengrong, SHUAI Qin, GAO Qiang, *et al.* Analysis of the pore structure of shale in ordos basin by SEM with nitrogen gas adsorption-desorption[J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2015, 34(6): 636-642.
- [19] 韩双彪, 张金川, 杨超, 等. 渝东南下寒武页岩纳米级孔隙特征及其储气性能[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(6): 1038-1043.
- HAN Shuangbiao, ZHANG Jinchuan, YANG Chao, *et al.* The characteristics of nano-scale pore and its gas storage capability in the Lower Cambrian shale of southeast Chongqing [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(6): 1038-1043.
- [20] 汪吉林, 刘桂建, 王维忠, 等. 川东南龙马溪组页岩孔裂隙及渗透性特征[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 772-777.
- WANG Jilin, LIU Guijian, WANG Weizhong, *et al.* Characteristics of pore-fissure and permeability of shales in the Longmaxi Formation in southeastern Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 772-777.