

充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律影响机理分析

尚春江¹, 康永尚^{1,2}, 邓泽³, 赵群³, 王红岩³, 刘洪林³

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 页岩气开采需要对储层进行大规模人工水力压裂改造, 为了研究压裂过程中页岩渗透率变化规律及其机理, 文章通过对含充填天然裂缝和不含天然裂缝两块页岩岩样进行流-固耦合物理模拟实验, 并结合样品的全岩 X-射线衍射分析, 获得以下认识: 加卸载过程中, 应力-应变曲线中应力小平台的出现可以指示样品中微裂缝的形成与闭合, 是渗透率变化的内在机制; 当岩样达到破裂条件形成显裂缝后, 样品发生永久性变形, 从而达到渗透率增大的效果; 受载过程中, 微裂缝易沿着天然裂缝脆弱面发育, 并不断积累连通成裂缝网络, 是形成两块岩样渗透率变化差异的机理。

关键词: 页岩气; 流-固耦合; 渗透率; 天然裂缝; 形成机理

中图分类号: TE312

文献标识码: A

THE INFLUENCE MECHANISM OF FILLED NATURAL FRACTURES ON THE VARIATION LAW OF SHALE PERMEABILITY IN LOADING PROCESS

SHANG Chunjiang¹, KANG Yongshang^{1,2}, DENG Ze³, ZHAO Qun³, WANG Hongyan³, LIU Honglin³

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: Shale gas exploitation requires large-scale artificial hydraulic fracturing of reservoirs. In order to study the variation law and mechanism of shale permeability during fracturing, fluid-solid coupling physical simulation experiments on two shale samples with and without filled natural fractures were carried out, and combined with the analysis of whole-rock X-ray diffraction of two samples, the following understandings were obtained: (1) During the loading and unloading process, the presence of small stress platforms in the stress-strain curve indicate the formation and closure of micro-fractures in the sample, which is the intrinsic mechanism of permeability change; (2) When the shale sample reaches

基金项目: 国家科技重大专项 (2017ZX05035-004-003, 2016ZX05041-001)

作者简介: 尚春江 (1992-), 男, 在读硕士, 主要从事非常规油气勘探开发方面的研究。E-mail: 893604800@qq.com

收稿日期: 2018-06-11; **修回日期:** 2018-08-29; **责任编辑:** 范二平

引用格式: 尚春江, 康永尚, 邓泽, 等. 充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律影响机理分析 [J]. 地质力学学报, 2019, 25 (3): 382-391 DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2019.25.03.035

SHANG Chunjiang, KANG Yongshang, DENG Ze, et al. The influence mechanism of filled natural fractures on the variation law of shale permeability in loading process [J]. Journal of Geomechanics, 2019, 25 (3): 382-391 DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2019.25.03.035

the fracture condition to form visible fractures, the sample will be permanently deformed to increase the permeability. (3) In the process of loading, micro-fractures tend to develop along the fragile surface of natural fractures and continuously accumulate to form fracture networks, which is the mechanism for the difference of permeability changes between two shale samples.

Key words: shale gas; fluid-solid coupling; permeability; natural fracture; formation mechanism

0 引言

近年来,页岩气已成为全球范围内非常规油气资源勘探开发的热点。中国页岩气资源储量丰富,可采储量为 $36.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 位居世界第1位^[1], 作为常规能源的重要接替, 将是国内未来一段时期重点发展的非常规能源^[2]。中国页岩气勘探开发起步晚, 目前仍处于初级阶段, 2013年产量为 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2016年产量达到 $78.82 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2020年将达到 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$, 页岩气开发正在迎来一个快速发展的阶段^[3-4]。页岩本身具有低孔、低渗的特征, 一般都需进行大规模人工水力压裂改造, 改善其物性, 才能实现商业开采^[5-7]。页岩气商业开发的关键技术是水平井分段压裂技术^[8], 可压裂性是页岩地质、储层特征的综合反映^[9], 主要影响因素包括页岩脆性、石英含量、天然裂缝、地应力、岩石力学特征及内部构造等^[10-12]。其中, 天然裂缝在页岩气储层中普遍存在, 影响页岩气的富集与保存, 在页岩气勘探阶段, 可以为页岩气勘探优选区提供参考依据; 在页岩气开发阶段, 是水平井部署与地质导向的重要参考指标^[13], 但多数天然裂缝被胶结物半充填或完全充填, 压裂时若不激活, 对产能的贡献将会很小。因此, 研究页岩储层应力与渗透率之间的关系, 以及充填天然裂缝对渗透率变化的影响, 对于探讨压裂缝形成机理、压裂效果评价和压裂规模控制皆具有重要的意义。

中国南方下古生界海相页岩是目前页岩气开发的重点对象, 尤其是超压区的超低含水饱和度页岩分布区是页岩气开发最有利的地区^[3,14]。相关学者对南方海相页岩储层的岩性组合、矿物组成^[15-16]、有机地球化学特征^[17]、物性特征、储集空间及孔隙结构^[18]、含气性及主控因素等方面进行了系统评价^[19-20], 但涉及页岩流-固耦合物理模拟方面的研究鲜见报道^[21-22], 可见, 该领域目前尚缺乏系统分析和实验研究。文章利用流-固耦合

物理模拟实验系统对四川盆地东南龙山地区寒武系筇竹寺组两块页岩岩样进行加载—卸载, 测定渗透率随轴压变化的实验关系, 分析渗透率变化规律, 考虑充填天然裂缝的影响因素, 探讨充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律的影响机理。

1 实验与样品

1.1 实验目的

在三轴应力-应变测试仪中给岩心加压至初始围压和初始轴压后, 围压不变的条件下, 逐步增加轴压、降低轴压, 并在加载—卸载过程中测定岩心渗透率, 获得轴压-轴向应变曲线、渗透率-轴压曲线、渗透率-轴向应变曲线和渗透率-应力差(轴压-围压)变化曲线, 并在实验完成后, 对岩心开展全岩 X-射线衍射分析, 以揭示页岩受载过程中渗透率变化规律, 探讨充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律的影响及其机理。

1.2 实验步骤和流程

(1) 将岩心塑封后放入流-固耦合物理模拟实验仪中(图1)并校准传感器;

(2) 对样品进行加压, 围压加至 5 MPa, 轴压加至 8 MPa, 注入 1 MPa 的气体, 测定页岩岩心的渗透率, 此时渗透率为初始渗透率;

(3) 围压 5 MPa 保持不变, 轴压由第一个点 8 MPa 加到第二个点 15 MPa, 此后以 10 MPa 为升幅逐步加大轴压至 115 MPa, 随后将轴压逐步降回至 8 MPa, 测定不同轴压点页岩岩心的渗透率;

(4) 记录加—卸载过程中轴压-轴向应变曲线和横向应变-轴向应变曲线, 并根据记录曲线求取样品的杨氏模量和泊松比;

(5) 完成加—卸载实验后, 取出岩样, 进行全岩 X-射线衍射分析。

1.3 实验样品

实验页岩岩心取自四川盆地龙山地区龙山1井寒武系筇竹寺组黑色页岩段(图2), 筇竹寺组黑色页岩(厚度约 30 m)位于下寒武统底部(图3),

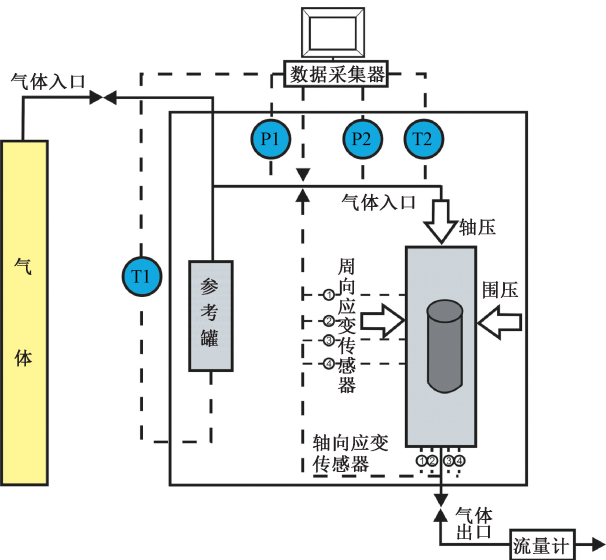


图 1 流-固耦合物理模拟实验流程图
Fig. 1 Flow chart of fluid-solid coupling physical simulation experiments

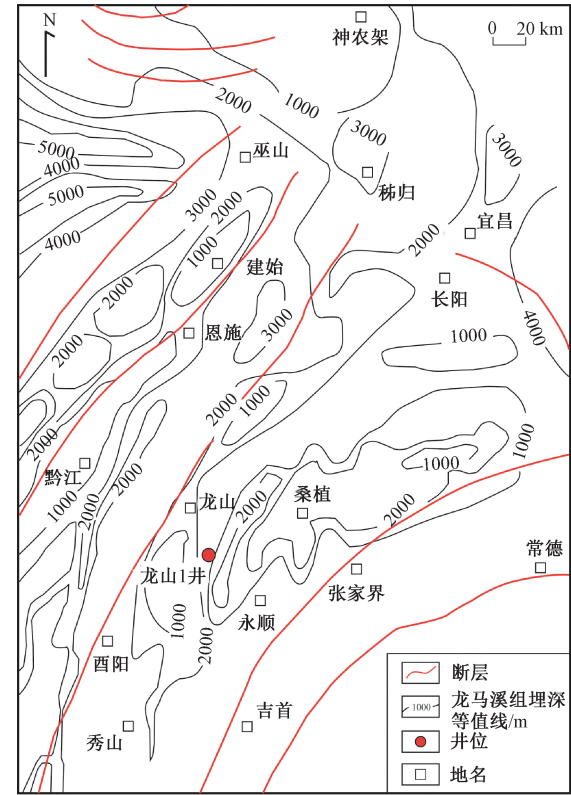


图 2 龙山 1 井井位和区域构造
Fig. 2 Structure sketch and the location of Well Longshan 1

取 1 块不含有裂缝的页岩岩样 (LS1-9-1) 和 1 块含天然裂缝的页岩岩样 (LS1-10-1) 开展对比实验研究, 页岩岩心描述见表 1。

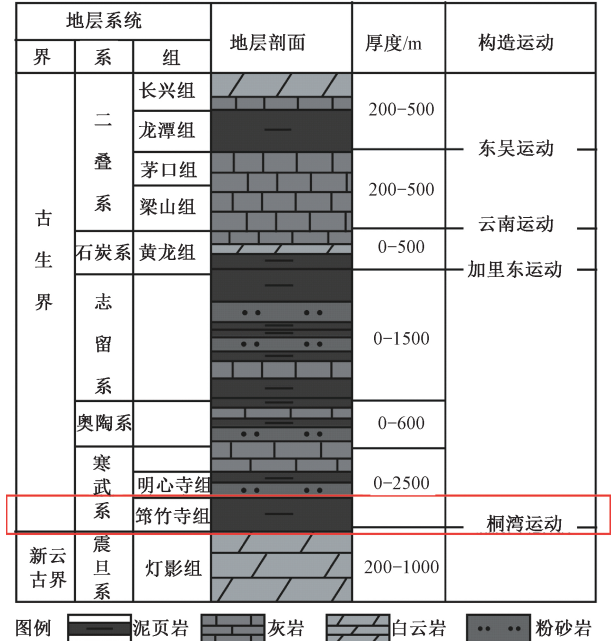


图 3 龙山地区地层柱状图 (据 [23] 修改)
Fig. 3 The comprehensive stratigraphic column of the Longshan area (According to [23])

表 1 流-固耦合物理模拟实验页岩岩心描述
Table 1 Shale core sample descriptions for fluid-solid coupling physical simulation experiments

岩样编号	取样深度/m	均深/m	层位	样品描述
LS1-9-1	954.53~958.3	956.42	寒武系筇竹寺组黑色页岩段	灰黑色页岩, 结构致密, 不含天然裂缝
			寒武系筇竹寺组黑色页岩段	灰黑色页岩, 结构致密, 含天然裂缝 (充填)
LS1-10-1	954.53~958.3	956.42	寒武系筇竹寺组黑色页岩段	灰黑色页岩, 结构致密, 含天然裂缝 (充填)

不含天然裂缝岩心 LS1-9-1 结构致密 (图 4a), 含天然裂缝岩心 LS1-10-1 经肉眼观察, 可见两条裂缝 (图 4b), 裂缝开度为 0.2~0.3 mm, 均被白色矿物全充填, 一条矿物充填痕迹从岩样上部延伸至岩样侧部, 另一条裂缝沿岩样围向被充填物充填一周。盐酸滴定表明, 白色充填物为方解石。

2 实验过程和结果

2.1 实验过程和实验方案调整

实验是在中国石油勘探开发研究院 (廊坊) 完成的, 设备采用是 LFLab-I 煤岩三轴应力应变

直接上覆于震旦系灯影组之上, 筇竹寺组黑色页岩上覆地层为下寒武统明心寺组泥页岩和粉—细砂岩^[22]。岩心经自然干燥后, 制成长度为 45 mm、直径为 25 mm 的柱样。鉴于天然裂缝对页岩的力学性质和压裂缝形成和扩展有影响^[14-15], 文章选

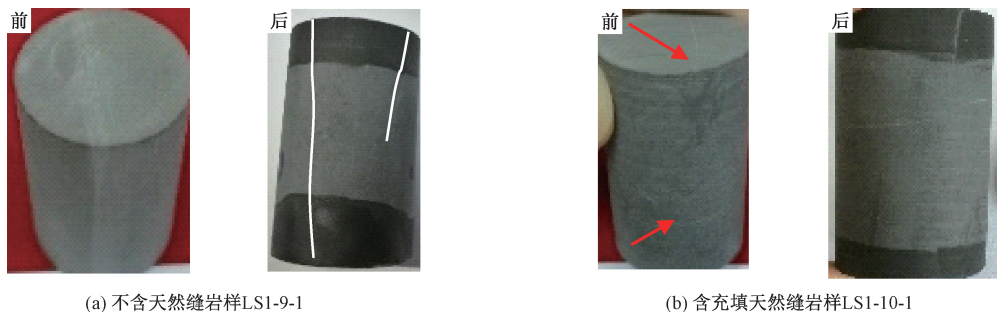


图4 流-固耦合物理模拟实验前后页岩岩样照片

Fig. 4 Photos of shale core samples prepared for fluid-solid coupling physical simulation experiments

(基质收缩膨胀)测试系统,将岩样塑封放入压力室完成上样后,按照上述实验步骤和流程对样品进行测试。渗透率是通过从气体入口注气,在气体出口连接流量计,用以下公式计算获得的:

$$k_g = \frac{2q_g p_0 \mu L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \times 100 \quad (1)$$

公式中, k_g 为页岩岩样氦气渗透率, mD; q_g 为通过页岩岩样的气体流量, mL/s; p_0 为大气压力, 取 0.1 MPa; μ 为氦气动力粘度, 取 0.0189×10^{-3} Pa·s; L 为岩样长度, cm; A 为页岩岩样横截面面积, cm^2 ; p_1 和 p_2 分别为页岩岩样进出口两端的气体压力, MPa。

需要说明的是,实验中渗透率是由排水法测量气体流量,通过公式(1)计算得到的,考虑到实验的安全性,注入的气体采用氦气,且氦气不会对页岩样品产生吸附,此方法测定的渗透率只考虑气体在页岩岩样受压条件下的渗透率变化,与生产压裂过程中采用压裂液、支撑剂等使页岩储层裂缝发育、渗透率发生变化有所不同,但模拟结果可以揭示页岩在压裂过程中表现的一些力学特征以及渗透率变化机理,为页岩储层压裂改造设计提供参考。

实验设计的轴压加—卸载规模具有一定的试验性,根据实验过程中渗透率随轴压的变化和意外因素的影响,对实验方案进行了稍微的调整:①样品 LS1-9-1 轴压加载到 115 MPa,渗透率才有微弱变化,以 10 MPa 为升幅,继续加轴压至 145 MPa,渗透率明显增大,操作至此,实验时间较长,保证实验安全性随后降压至 85 MPa 停止加卸载;次日,对样品进行了二次加载并加载至 145 MPa,随后逐步降压至 8 MPa。②对于样品 LS1-10-1,按照实验步骤和流程进行了完整的实验。样品 LS1-9-1 未按最初实验设计加—卸载规模进行实验,

但仍能揭示出一定的规律性。

2.2 实验测试结果

LS1-9-1 和 LS1-10-1 页岩岩样流-固耦合实验数据见表 2 所示。其中,LS1-9-1 不含天然裂缝,LS1-10-1 含天然裂缝但裂缝处于充填状态。表中的时间代表以实验起始时间为 0,在轴压加载至每个测试点,应变稳定后,测量渗透率时记录的时间点。

杨氏模量由轴压-轴向应变关系曲线计算得出,由于在应力-应变曲线上可以得到不同的杨氏模量(初始模量、割线模量、切线模量)^[24],这将对实验结果产生较大影响,为保证数据的可比性与科学性,统一选取弹性压缩阶段(轴压大致在 20~45 MPa 区间)的杨氏模量计算值,泊松比在对应的轴压区间的横向应变-轴向应变曲线上获取,2 块岩样的杨氏模量和泊松比列于表 3 中。

完成加—卸载实验取出样品后,LS1-9-1 和 LS1-10-1 岩样均出现明显肉眼可见裂缝(如图 4),随后用 RINT-TTR3 型 X 射线衍射仪对 2 块页岩岩样进行全岩 X-射线衍射分析,分析结果列于表 3。

由于两个岩样脆性矿物以方解石为主(见表 3),根据分析,认为 Rickman 提出的经验公式^[25]不适合高碳酸盐含量的页岩,因此,文章未用 Rickman 经验公式计算两块岩样的力学脆性指数。

3 实验结果讨论

3.1 不含天然裂缝岩样 LS1-9-1 实验结果分析

根据记录曲线及表 2 实验数据得到岩样 LS1-9-1 的流-固耦合实验曲线,如图 5 所示。图 5a 中,曲线 A 代表第一次加载曲线,曲线 B 代表第一次卸载曲线,曲线 C 代表第二次加载曲线,曲线 D 代表第二次卸载曲线,在第一次加载曲线 A 中出

表 2 页岩岩样流-固耦合实验数据表
Table 2 Experiment data of shale samples

岩样	加-卸载 情况	轴压/ MPa	围压/ MPa	时间/ h	入口气压/ MPa	出口气压/ MPa	平均流量/ (ml/s)	渗透率/ mD
岩样 LS1-9-1 (不含天然裂缝)	加载	8.00	5.00	0.95	1.12	0.10	0.00	0.000
		15.00	5.00	1.32	1.12	0.10	0.00	0.000
		25.00	5.00	1.71	1.12	0.10	0.00	0.000
		35.00	5.00	2.25	1.12	0.10	0.00	0.000
		45.00	5.00	2.60	1.12	0.10	0.00	0.000
		55.00	5.00	3.23	1.12	0.10	0.00	0.000
		65.00	5.00	3.96	1.12	0.10	0.00	0.000
		75.00	5.00	4.52	1.12	0.10	0.00	0.000
		85.00	5.00	5.26	1.12	0.10	0.00	0.000
		95.00	5.00	6.68	1.11	0.10	0.00	0.000
		105.00	5.00	7.30	1.11	0.10	0.00	0.000
		115.00	5.00	8.14	1.10	0.10	0.05	0.010
		125.00	5.00	8.65	1.09	0.10	0.12	0.027
		135.00	5.00	9.33	1.08	0.10	0.24	0.054
		145.00	5.00	10.07	1.15	0.10	0.41	0.083
	卸载	125.00	5.00	10.25	1.15	0.10	0.37	0.075
		105.00	5.00	10.51	1.15	0.10	0.36	0.074
		85.00	5.00	10.78	1.16	0.10	0.42	0.083
	加载	85.00	5.00	21.53	1.00	0.10	0.28	0.075
		95.00	5.00	21.91	1.00	0.10	0.28	0.073
		105.00	5.00	22.27	1.00	0.10	0.27	0.070
		115.00	5.00	22.64	1.00	0.10	0.27	0.072
		125.00	5.00	22.91	0.98	0.10	0.28	0.076
		135.00	5.00	23.26	1.01	0.10	0.32	0.082
	卸载	145.00	5.00	23.70	0.98	0.10	0.33	0.091
		135.00	5.00	24.63	0.98	0.10	0.32	0.088
		125.00	5.00	24.92	0.98	0.10	0.30	0.082
		115.00	5.00	25.25	0.96	0.10	0.28	0.080
		105.00	5.00	25.52	1.09	0.10	0.36	0.081
		95.00	5.00	25.80	1.07	0.10	0.32	0.075
		85.00	5.00	26.22	1.03	0.10	0.32	0.080
		75.00	5.00	26.61	1.02	0.10	0.32	0.080
		65.00	5.00	27.60	1.00	0.10	0.35	0.091
		55.00	5.00	27.43	1.00	0.10	0.36	0.095
		45.00	5.00	27.81	1.00	0.10	0.35	0.091
		35.00	5.00	28.17	1.00	0.10	0.31	0.081
		25.00	5.00	28.45	0.98	0.10	0.24	0.066
		15.00	5.00	28.60	0.98	0.10	0.20	0.055
		8.00	5.00	29.02	0.98	0.10	0.18	0.048
岩样 LS1-10-1 (含天然裂缝, 但裂缝被充填)	加载	8.00	5.00	0.12	1.02	0.10	0.00	0.000
		15.00	5.00	0.22	1.02	0.10	0.00	0.000
		25.00	5.00	0.34	1.02	0.10	0.00	0.000
		35.00	5.00	0.55	1.02	0.10	0.00	0.001
		45.00	5.00	0.70	1.01	0.10	0.00	0.001
		55.00	5.00	0.85	1.00	0.10	0.00	0.001
		65.00	5.00	0.94	1.00	0.10	0.00	0.001
		75.00	5.00	1.06	1.00	0.10	0.00	0.001
		85.00	5.00	1.27	0.98	0.10	0.01	0.003
		95.00	5.00	1.41	0.96	0.10	0.09	0.024
		105.00	5.00	1.56	0.94	0.10	0.22	0.064
		115.00	5.00	1.70	0.92	0.10	0.37	0.114
	卸载	105.00	5.00	1.94	1.00	0.10	0.47	0.123
		95.00	5.00	2.07	1.00	0.10	0.45	0.118
		85.00	5.00	2.18	1.00	0.10	0.48	0.125
		75.00	5.00	2.30	1.00	0.10	0.47	0.124
		65.00	5.00	2.40	1.00	0.10	0.45	0.118
		55.00	5.00	2.50	1.00	0.10	0.44	0.116
		45.00	5.00	2.61	1.00	0.10	0.40	0.105
		35.00	5.00	2.72	1.00	0.10	0.36	0.095
		25.00	5.00	2.82	1.00	0.10	0.30	0.079
		15.00	5.00	2.93	1.00	0.10	0.21	0.056
		8.00	5.00	3.04	1.00	0.10	0.13	0.034

表 3 页岩岩样力学参数和岩矿分析结果表

Table 3 Mechanical parameters and mineral compositions of tested shale samples

样品 编号	杨氏模量/ GPa	泊松比	岩矿分析/%						
			粘土	石英	斜长石	硅质矿物累计	方解石	硅质+方解石	黄铁矿
LS1-9-1 (不含天然裂缝)	10.72	0.16	3.3	5.2	4.2	9.4	85.6	95	1.7
LS1-10-1 (含天然裂缝)	14.35	0.13	4.3	5.1	2.4	7.5	87.2	94.7	1

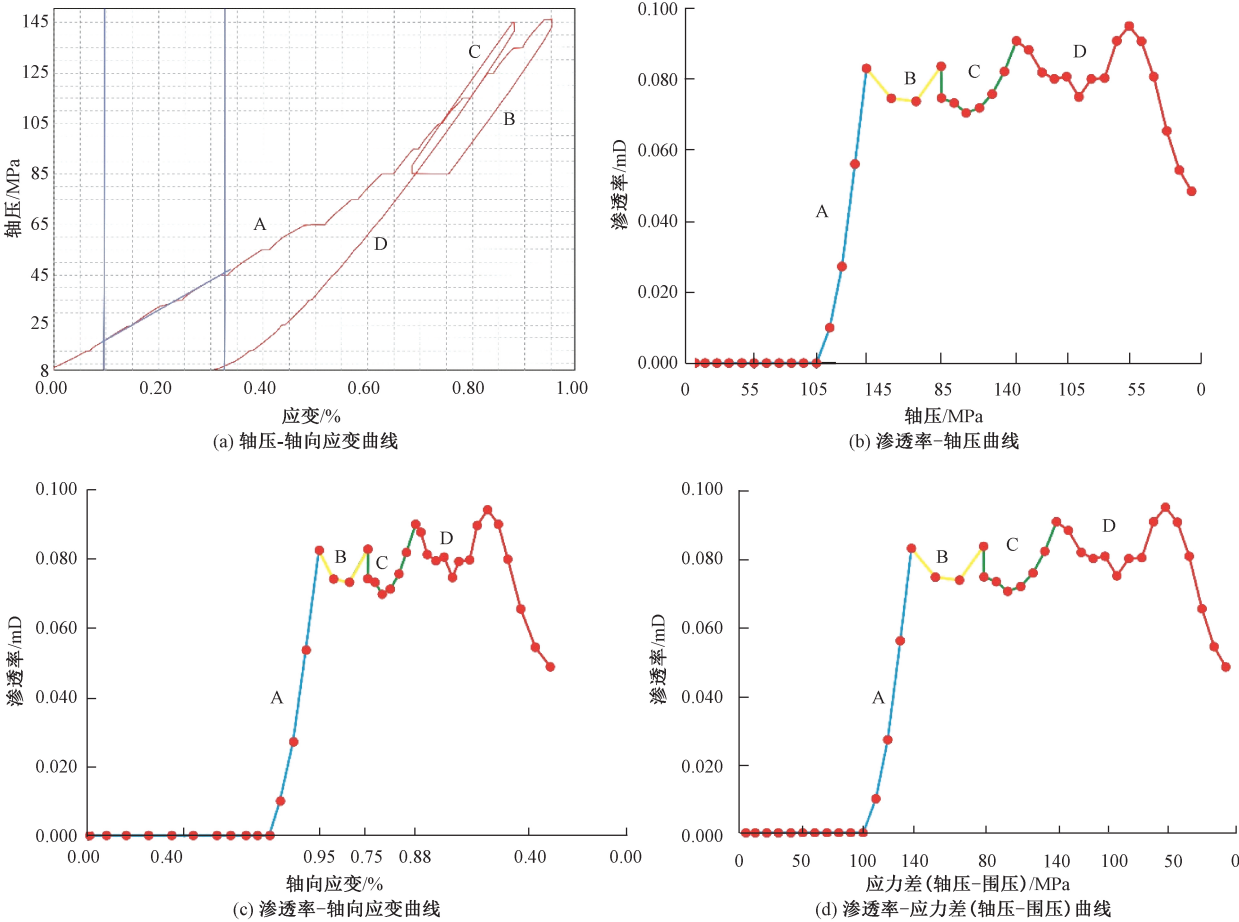


图 5 岩样 LS1-9-1 (不含天然裂缝) 流-固耦合实验曲线

Fig. 5 Fluid-solid coupling experimental curves for shale sample LS1-9-1 (without natural fractures)

现多个应力小平台（应力不变、应变扩大），表明加载过程中，有多个微裂缝形成；第一次轴压从 145 MPa 卸载到 85 MPa 时，卸载曲线 B 平滑但应变值变小，表明卸载过程中，之前形成的微裂缝宽度逐渐减小，在轴压稳定在 85 MPa 过程中，应变突然减小，说明加载过程中形成的微裂缝发生闭合现象；第二次从 85 MPa 加载至 145 MPa 过程中，加载曲线 C 应变值随轴压增大而增大，表明微裂缝又不断扩展发育；第二次轴压从 145 MPa 卸载至初始状态（8 MPa）过程中，卸载曲线 D 有多个应力小平台（应力不变、应变减小），表明第二次加卸载过程中有裂缝闭合现象。卸载曲线与加载曲线相比较，存在滞后现象（没有完全重

合），且岩样中存在永久形变（应变未恢复到 0）。不含天然裂缝的岩样 LS1-9-1 原始渗透率（围压 5 MPa、轴压 8 MPa 状态下）为 0（图 5b），当轴压增加到 15 MPa 时，渗透率不发生变化，以 10 MPa 为增幅依次增加到 105 MPa，渗透率依然为 0，继续以 10 MPa 为增幅增加轴压，当轴压增加到 115 MPa 时，岩样才显示出一定的渗透率，渗透率为 0.01 mD，继续增加轴压至 145 MPa 时，渗透率不断急剧增加至 0.083 mD，由于轴压较高，超过实验设计范围，为保证安全性和样品的完整性，随即开始降压，当轴降至 85 MPa 时，渗透率变化相差不大，再次以 10 MPa 为增幅增加轴压，在增加至 125 MPa 时，渗透率基本没有明显变化，

当轴压增加至 145 MPa 时, 渗透率不断增加至 0.091 mD, 随后开始卸载轴压, 当轴压依次卸载至 95 MPa 时, 渗透率不断减小至 0.075 mD, 继续卸载轴压至 65 MPa 时, 渗透率又出现上升现象, 到 65 MPa 时达到最大值, 此时渗透率为 0.091 MPa, 继续卸载轴压到初始状态 8 MPa 时, 渗透性不断降低至 0.048 mD, 该值高于初始渗透率 0。

渗透率-轴向应变曲线见图 5c 所示, 根据杨氏模量与单轴抗压强度之比平均为 200 可估算出单轴抗压强度^[26], LS1-9-1 岩样的单轴抗压强度在 53.6 MPa 左右 (在围压 5 MPa 的条件下, 三轴抗压强度要稍微高于其单轴抗压强度), 结合图 5a 与 5b, 第一次轴压加载至 105 MPa 加载过程中, 轴向应变不断增大, 并且有微裂缝形成, 但渗透率一直为 0, 是因为样品虽有微裂缝形成, 但没有构成有效的连通通道, 当继续增大轴压至 145 MPa 时, 渗透率急剧增大, 表明早期形成的微裂积累到一定程度, 聚集形成有效的渗流通道。卸载过程中, 受围压影响, 样品裂缝宽度变窄, 轴向应变减小, 渗透率减小, 但由于加载轴压最大值远大于岩样的抗压强度, 导致岩样中产生显裂缝形成永久性破裂 (曲线 D 轴向应变未恢复到 0), 在卸载过程中不再发生逆向演化而闭合, 与图 5a 中观察到的滞后现象和卸载样品后观察到样品有明显裂缝发育现象 (图 4a) 一致。

渗透率随应力差 (轴压-围压) 的增大而增大, 如图 5d 所示, 是因为围压也是影响渗透率的重要因素, 当围压相对较大时, 对裂缝的发育有抑制作用, 随着轴压增大, 应力差也不断增大, 裂缝得以发育并扩展, 渗透率则相应增大, 与图 5b 中渗透率随轴压变化趋势基本一致。

3.2 含天然裂缝岩样 LS1-10-1 实验结果分析

根据记录曲线及表 2 实验数据得到岩样 LS1-10-1 的流-固耦合实验曲线, 如图 6 所示。图 6a 中, 曲线 A 代表加载曲线, 曲线 B 代表卸载曲线, 在加载曲线 A 中, 对应 15 MPa、35 MPa 和 75 MPa 有三个明显的应力小平台 (应力不变、应变扩大), 表明有微裂缝形成; 曲线 B 中也有多个应力小平台, 表明在卸载过程中微裂缝逐渐闭合, 两条曲线同样存在滞后现象 (没有完全重合), 且岩样存在永久形变 (应变未恢复到 0)。

图 6b 中, 含天然裂缝的岩样 LS1-10-1 原始渗透率 (围压 5 MPa、轴压 8 MPa 状态下) 为 0, 当

轴压增加至 25 MPa 时, 渗透率依然为 0; 当轴压增加至 35 MPa 时, 开始出现渗透率 (0.001 mD), 直到轴压增加至 75 MPa, 渗透率依然保持 0.001 mD 不变; 当轴压增加至 95 MPa, 渗透率急剧上升 (0.024 mD), 继续增加轴压至 115 MPa, 渗透率急剧上升到 0.114 mD; 随即开始卸载, 当轴压卸载到 75 MPa 时, 渗透率基本保持不变, 继续卸载轴压至初始状态 8 MPa, 渗透率不断降低至 0.034 mD, 该值高于初始渗透率 0。

渗透率-轴向应变曲线如图 6c 所示, 根据上述同样的原理, LS1-10-1 岩样的单轴抗压强度在 71.75 MPa 左右 (在围压 5 MPa 的条件下, 三轴抗压强度要稍微高于其单轴抗压强度), 结合图 6a 与 6b, 当轴压加载至 35 MPa 之前, 轴向应变不断增大, 渗透率却始终为 0, 是因为被充填天然裂缝尚未开启; 在轴压加载至 75 MPa 过程中, 渗透率一直保持在低水平 (0.001 mD), 是因为样品虽有微裂缝形成, 但微裂缝易沿着天然裂缝脆弱面发育, 没有构成复杂有效的裂缝网络; 当轴压增加至 95 MPa, 渗透率急剧增大, 是因为被充填天然裂缝被打开, 早期形成的微裂缝扩展连通, 形成渗流带; 卸载过程中, 受围压影响, 样品轴向应变减小, 渗透率减小, 但最大轴压大于样品三轴抗压强度, 岩样中形成显裂缝, 产生了永久性破裂 (曲线 D 轴向应变未恢复到 0), 在卸载过程中不再发生逆向演化而闭合, 与图 6a 中观察到的滞后现象和卸载样品后观察到样品有明显裂缝发育现象 (图 4b) 一致。

图 6d 中, 渗透率随应力差 (轴压-围压) 的增大而增大, 卸载过程中, 轴压不断减小, 围压相对增大, 对裂缝发育有抑制作用, 导致渗透率逐渐减小, 渗透率随应力差变化趋势与图 6b 中基本一致。

4 渗透率变化规律差异机理分析

结合表 3 中的岩矿分析可知, 岩样 LS1-9-1 和 LS1-10-1 的硅质矿物 (石英+斜长石) 含量 (分别为 9.4% 和 7.5%) 相差不大, 硅质+碳酸盐矿物含量差别也不大 (分别为 95% 和 94.7%), 但由图 5b 与图 6b 可见, 岩样 LS1-9-1 后于岩样 LS1-10-1 产生渗透率, 且最大渗透率也相对较小。究其原因, 两者的差异主要表现在岩样 LS1-9-1 不含天然裂

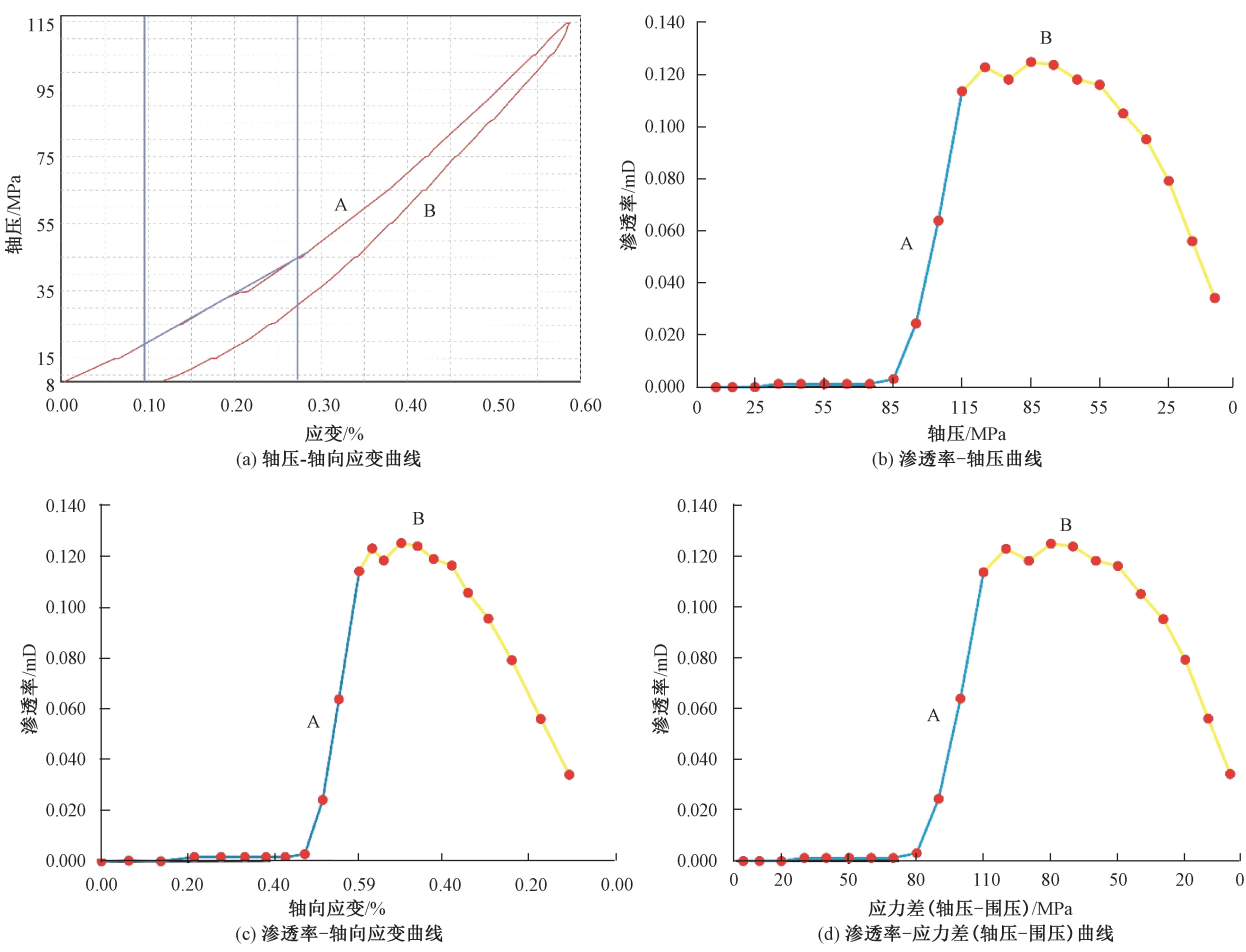
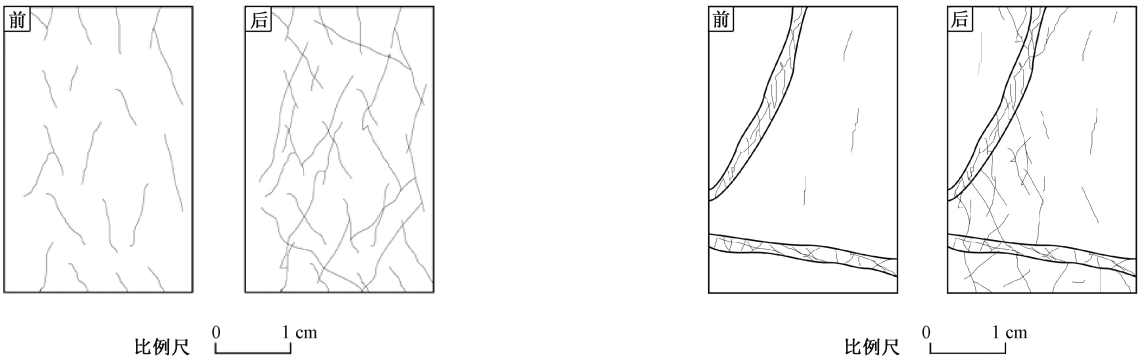


图 6 岩样 LS1-10-1 (含天然裂缝) 流-固耦合实验曲线

Fig. 6 Fluid-solid coupling experimental curves for shale sample LS1-10-1 (with natural fractures)

缝, 而岩样 LS1-10-1 含有被 (方解石) 充填的天然裂缝。在不含天然裂缝的岩样 LS1-9-1 中, 随轴压增加, 应力差增加, 在岩样中随机产生微裂缝 (图 7a), 但要形成连通的渗透网络系统, 需要较大的应力差, 即较大的轴压。在含充填天然裂缝

的岩样 LS1-10-1 中, 天然裂缝是力学上的薄弱面, 在加载初期, 微裂缝首先沿着天然裂缝充填带脆弱面集中发育, 在较低的轴压下, 易形成沿天然裂缝发育的连通的渗透网络系统 (图 7b), 随轴压增高沿天然裂缝发育的连通的渗透网络系统与岩



(a) 不含充填天然裂缝岩样渗透率形成前和形成后

(b) 含天然裂缝岩样渗透率形成前和形成后

图 7 渗透率形成过程示意图

Fig. 7 Diagrams of the formation process of permeability

样中随机发育的微裂缝最终形成贯穿整个岩样的渗透网络系统,从而使岩样在较低轴压下(与不含天然裂缝岩样相比)出现渗透率,且因渗流通道也相对集中,故渗透率值也高于不含天然裂缝的岩样。

5 结 论

通过两块页岩岩样的流-固耦合物理模拟实验,得到以下结论:

(1) 岩样的渗透率与变形存在内在联系。加卸载过程中,应力-应变曲线中应力小平台的出现可以指示样品中微裂缝的形成与闭合,是渗透率变化的内在机制,当轴压逐渐增大,样品中形成的微裂缝逐渐扩展发育成复杂的裂缝网络,从而使渗透率增大,当轴压逐渐减小时,裂缝宽度逐渐减小甚至闭合,从而使渗透率降低。

(2) 显裂缝形成后样品发生永久性变形。当岩样达到破裂条件形成显裂缝后,就不再发生逆向演化而闭合,从而达到渗透率增大的效果,对页岩压裂过程中储层改造体积(SRV)的研究具有一定的参考价值。

(3) 岩样渗透率变化规律与是否含充填天然裂缝存在一定的关系。受载过程中,微裂缝易沿着天然裂缝脆弱面发育,并不断积累连通成裂缝网络,是形成两块岩样渗透率变化差异的机理,在加载过程中,具有充填天然裂缝的岩样易于不含天然裂缝的岩样产生渗透率,且渗透率也相对较大。

参考文献/References

[1] EIA. Shale gas in the United States: recent developments and outlook [EB/OL]. <http://www.eia.gov/reports>, 2011.

[2] 张东晓, 杨婷云. 页岩气开发综述 [J]. 石油学报, 2013, 34 (4): 792-801.

ZHANG Dongxiao, YANG Tingyun. An overview of shale-gas production [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34 (4): 792-801. (in Chinese with English abstract)

[3] 康永尚, 邓泽, 王红岩, 等. 流-固耦合物理模拟实验及其对页岩压裂改造的启示 [J]. 地球科学, 2016, 41 (8): 1376-1383.

KANG Yongshang, DE Ze, WANG Hongyan, et al. Fluid-solid coupling physical experiments and their implications for fracturing stimulations of shale gas reservoirs [J]. Earth Science, 2016, 41 (8): 1376-1383. (in Chinese with English

abstract)

[4] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势 [J]. 石油学报, 2010, 31 (4): 689-694.

CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (4): 689-694. (in Chinese with English abstract)

[5] CHONG K K, GRIESER W V, PASSMAN A, et al. A completions guide book to shale-play development: A review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades [C] // Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2010.

[6] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望—以中国致密油和致密气为例 [J]. 石油学报, 2012, 33 (2): 173-187.

ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33 (2): 173-187. (in Chinese with English abstract)

[7] 杨建, 付永强, 陈鸿飞, 等. 页岩储层的岩石力学特性 [J]. 天然气工业, 2012, 32 (7): 12-14.

YANG Jian, FU Yongqiang, CHEN Hongfei, et al. Rock mechanical characteristics of shale reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32 (7): 12-14. (in Chinese with English abstract)

[8] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J. Hydraulic fracture complexity: diagnosis, remediation, and explotation [C] // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2008.

[9] 侯冰, 陈勉, 王凯, 等. 页岩储层可压性评价关键指标体系 [J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27 (6): 42-49.

HOU Bing, CHEN Mian, WANG Kai, et al. The key index system of fracability evaluation in gas shale reservoir [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27 (6): 42-49. (in Chinese with English abstract)

[10] 张羽, 范存辉, 钟城, 等. 复杂地质特征中富有机质页岩脆性评价方法研究 [J]. 地质与勘探, 2018, 54 (5): 1069-1083.

ZHANG yu, FAN Cunhui, ZHONG Cheng, et al. Study on the evaluation method of organic-rich shale brittleness in complex geological conditions [J]. Geology and Exploration, 2018, 54 (5): 1069-1083. (in Chinese with English abstract)

[11] 唐颖, 邢云, 李乐忠, 等. 页岩储层可压裂性影响因素及评价方法 [J]. 地学前缘, 2012, 19 (5): 356-363.

TANG Ying, XING Yun, LI Lezhong, et al. Influence factors and evaluation methods of the gas shale fracability [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19 (5): 356-363. (in Chinese with English abstract)

[12] 袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等. 页岩气储层可压裂性评价技术 [J]. 石油学报, 2013, 34 (3): 523-527.
YUAN Junliang, DENG Jingen, ZHANG Dingyu, et al. Fracability evaluation of shale gas reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34 (3): 523-527. (in Chinese with English abstract)

[13] 万晓龙, 高春宁, 王永康, 等. 人工裂缝与天然裂缝耦合关系及其开发意义 [J]. 地质力学学报, 2009, 15 (3): 245-252.
WAN Xiaolong, GAO Chunling, WANG Yongkang, et al. Coupled relationship between created and natural fractures and its implication to development [J]. Journal of Geomechanics, 2009, 15 (3): 245-252. (in Chinese with English abstract)

[14] 刘洪林, 王红岩. 中国南方海相页岩超低含水饱和度特征及超压核心区选择指标 [J]. 天然气工业, 2013, 33 (7): 140-144.
LIU Honglin, WANG Hongyan. Ultra-low water saturation characteristics and the identification of over-pressured play fairways of marine shales in south China [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33 (7): 140-144. (in Chinese with English abstract)

[15] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31 (3): 288-299, 308.
DONG Dazhong, CHENG Keming, WANG Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31 (3): 288-299, 308. (in Chinese with English abstract)

[16] 梁超, 姜在兴, 杨懿婷, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39 (6): 691-698.
LIANG Chao, JIANG Zaixing, YANG Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39 (6): 691-698. (in Chinese with English abstract)

[17] 王淑芳, 董大忠, 王玉满, 等. 四川盆地志留系龙马溪组富气页岩地球化学特征及沉积环境 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34 (6): 1203-1212.
WANG Shufang, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Geochemical characteristics the sedimentation environment of the gas-enriched shale in the Silurian Longmaxi formation in the Sichuan Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology & Geochemistry, 2015, 34 (6): 1203-1212. (in Chinese with English abstract)

[18] 刘国军, 鲜学福, 周军平, 等. 页岩受载变形特性及矿物组分对岩石脆性影响实验 [J]. 煤炭学报, 2016, 41 (S2): 369-375.
LIU Guojun, XIAN Xuefu, ZHOU Junping, et al. Experimental study the impact of loading deformation characteristics and mineral composition on shale rock brittleness [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41 (S2): 369-375. (in Chinese with English abstract)

[19] 张汉荣. 川东南地区志留系页岩含气量特征及其影响因素 [J]. 天然气工业, 2016, 36 (8): 36-42.
ZHANG Hanrong. Gas content of the Silurian shale in the southeastern Sichuan Basin and its controlling factors [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36 (8): 36-42. (in Chinese with English abstract)

[20] 曹春辉, 张铭杰, 汤庆艳, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩气地球化学特征及意义 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26 (8): 1604-1612.
CAO Chunhui, ZHANG Mingjie, TANG Qingyan, et al. Geochemical characteristics and implications of shale gas in Longmaxi Formation, Sichuan Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26 (8): 1604-1612. (in Chinese with English abstract)

[21] 刘建军, 刘先贵. 有效压力对低渗透多孔介质孔隙度、渗透率的影响 [J]. 地质力学学报, 2001, 7 (1): 41-44.
LIU Jianjun, LIU Xiangui. The effect of effective pressure on porosity and permeability of low permeability porous media [J]. Journal of Geomechanics, 2001, 7 (1): 41-44. (in Chinese with English abstract)

[22] 杨新乐, 张永利. 气固耦合作用下温度对煤瓦斯渗透率影响规律的实验研究 [J]. 地质力学学报, 2008, 14 (4): 374-380.
YANG Xinle, ZHANG Yongli. Experimental study of effect of temperature on coal gas permeability under gas-solid coupling [J]. Journal of Geomechanics, 2008, 14 (4): 374-380. (in Chinese with English abstract)

[23] 龙鹏宇, 张金川, 李玉喜, 等. 重庆及周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测 [J]. 地学前缘, 2012, 19 (2): 221-233.
LONG Pengyu, ZHANG Jinchuan, LI Yuxi, et al. Researvoir forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas [H]. Earth Science Fornriers, 2012, 19 (2): 221-233. (in Chinese with English abstract)

[24] 陈昀, 金衍, 陈勉. 基于能量耗散的岩石脆性评价方法 [J]. 力学学报, 2015, 47 (6): 984-993.
CHEN Yun, JIN Yan, CHEN Mian. A rock brittleness evaluation method based on energy dissipation [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47 (6): 984-993. (in Chinese with English abstract)

[25] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale [C] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers, 2008.

[26] ZOBACK M D, KNECHT W N. Opportunities and challenges of shale gas development [R]. Short course presented in Beijing, China, 2012.