

doi:10.3799/dqkx.2016.522

流-固耦合物理模拟实验及其对页岩压裂改造的启示

康永尚^{1,2}, 邓泽³, 王红岩³, 刘洪林³, 袁春林¹, 赵群³

1. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249

2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3. 中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007

摘要: 页岩压裂改造过程中渗透率变化和压裂缝扩展的机理对页岩气开发压裂工程设计具有重要意义, 通过页岩岩心首次加载-卸载-二次加载流-固耦合物理模拟实验和二次加载实验后岩心微米 CT 成像分析, 揭示出两个重要现象: (1) 首次加载-卸载-二次加载过程, 有助于提高岩心的渗透率; (2) 在二次加载过程中, 岩心渗透率随轴压增加出现增加或降低不同的现象, 分别对应压裂缝的有序化和方向性扩展或无序化和局部糜棱化扩展. 实验获得的认识对页岩储层压裂改造有两条启示: (1) 泵入-停泵-再泵入循环压裂有助于改善页岩气储层的渗透率; (2) 对天然裂缝发育的页岩储层, 压裂规模的针对性设计十分关键.

关键词: 页岩气; 流-固耦合; 物理模拟实验; 渗透率; CT 成像; 压裂改造; 石油地质.

中图分类号: P62

文章编号: 1000-2383(2016)08-1376-08

收稿日期: 2015-03-17

Fluid-Solid Coupling Physical Experiments and Their Implications for Fracturing Stimulations of Shale Gas Reservoirs

Kang Yongshang^{1,2}, Deng Ze³, Wang Hongyan³, Liu Honglin³, Yuan Chunlin¹, Zhao Qun³

1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

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

3. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China

Abstract: The mechanisms of permeability variations and fracture extension are essential for hydraulic fracturing design in shale gas exploitation. Based on fluid-solid coupling physical experiments and Micro-CT imaging analysis, this study reveals two important phenomena: (1) loading-unloading-reloading cycle has an effect on increasing the permeability of shale samples, (2) during the reloading process, the permeability of shale samples show different trends with increasing axial pressure. In the permeability increasing case with increasing axial pressure, the fractures are produced directionally and orderly. In another case, the fractures are produced disorderly and locally mylonitic. The results show that (1) pumping-intermission-repumping multi-cycles could help modify the stimulation effect of in-site fracturing operations, and (2) hydraulic fracturing volume should be appropriately controlled for naturally fractured shale gas reservoirs.

Key words: shale gas; fluid-solid coupling effect; physical experiment; permeability; CT imaging; fracturing stimulation; petroleum geology.

页岩气可以是储存在天然裂隙和粒间孔隙中的游离气,也可以是干酪根和页岩颗粒表面的吸附气或是干酪根和沥青中的溶解气,吸附作用是页岩气

聚集的基本方式之一,吸附气含量可占页岩气总含量的 20%~85%(Curtis, 2002). 美国是页岩气开发利用最成功的国家,全美页岩气技术可采资源量

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973 计划)(No. 2013CB228002).

作者简介: 康永尚(1964—),男,博士,教授,主要从事非常规油气勘探开发地质工程以及海外油气项目储量和价值评估研究. E-mail: kangysh@sina.com

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

为 $24.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 投入商业开发的对象主要为海相页岩, 有 Barnett、Marcellus、Antrim、Fayetteville、Woodford、Haynesville 页岩等 (Ross and Bustin, 2009). 2005 年以来, 以水平井分段压裂为代表的关键技术的突破, 促进了美国页岩气产业的快速发展. 据美国能源信息署预测, 2015 年美国页岩气产量将达到 $2.6 \times 10^8 \text{ m}^3 \sim 2.8 \times 10^8 \text{ m}^3$, 约占天然气总产量的 1/3. 中国页岩气资源丰富, 根据美国能源信息署在 2011 年的预测, 中国页岩气技术可采资源量达 $31.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 为世界第一, 占全球总量的 14.3%, 是中国常规天然气储量的近 10 倍. 目前中国页岩气开发仍处于初级阶段, 2013 年产量为 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2015 将达到 $65 \times 10^8 \text{ m}^3$, 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. 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 (刘洪林和王红岩, 2013).

水平井分段压裂技术是页岩气商业开发的关键技术, 大规模改造形成体积压裂 (stimulated reservoir volume, 简称 SRV) (Cipolla *et al.*, 2008). 压裂技术的实质是通过注入流体改变地下的应力, 使页岩中产生人工裂缝, 改善页岩气储层的渗透能力. 室内物理模拟实验表明, 压裂缝的导流能力与裂缝面粗糙度、两侧配位、围压、支撑剂类型和分布有关, 同时, 酸化处理有助于裂缝渗透率的提高 (Guo *et al.*, 2013), 排量、压裂液粘度、水平应力差、页理、胶结强度等因素会影响压裂缝网的复杂度 (张士诚等, 2014), 脆性矿物含量是页岩可改造性的关键控制因素 (叶静等, 2012; 胡永全等, 2013; 袁俊亮等, 2013), 天然裂缝和地应力是压裂缝形成和扩展的重要影响因素, 国内外学者就天然裂缝对压裂缝的影响开展了大量研究, 指出天然裂缝有助于压裂缝缝网的形成 (Gale *et al.*, 2007; Arash and Daleghani, 2009; Gu *et al.*, 2011; 陈勉, 2013).

中国南方上扬子地区 (张高信等, 2015) 是目前页岩气勘探开发的重点地区, 前人对中国南方下古生界海相暗色岩系的沉积环境 (邓义楠等, 2014)、高演化海相烃源岩地球化学特征 (曹婷婷等, 2014)、含气页岩吸附特征 (刘洪林和王红岩, 2012) 和岩石力学特性 (杨建等, 2012; 杨恒林等, 2013) 开展了系统的研究, 为页岩气地质评价、钻井工艺设计等提供了理论支撑. 目前, 尚无页岩气储层流-固耦合方面的研究报道. 本文以四川盆地东南黔江和龙山地区志留系龙马溪组和寒武系筇竹寺组页岩岩心为实验对象,

通过流-固耦合物理模拟实验, 测定了渗透率与轴压的关系, 对间接了解压裂过程中页岩渗透率的变化具有重要意义, 同时, 对实验后的岩心开展 CT 成像分析, 也可间接研究压裂缝的发育规律和压裂改造过程中页岩渗透率变化的内在机理.

1 实验目的和实验流程

1.1 实验样品选取

中国南方上扬子地区页岩气勘探的主要目的层系为志留系龙马溪组黑色页岩段和下寒武统筇竹寺组黑色页岩, 志留系龙马溪组黑色页岩段 (厚度约 40 m) 位于龙马溪组底部, 下伏地层为上奥陶统五峰组暗色页岩, 上覆地层为志留系龙马溪组中上部泥页岩和粉-细砂岩; 寒武系筇竹寺组黑色页岩 (厚度约 30 m) 位于下寒武统底部, 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. 试验用页岩岩心取自四川盆地东南黔江地区志留系龙马溪组黑色页岩段 (QJ2-9-1 和 QJ2-14) 和龙山地区寒武系筇竹寺组黑色页岩 (LS1-2-3; 龙山 1 井和黔江 2 井井位见图 1), 制成长度为 40 mm 和直径为 25 mm 的柱样共

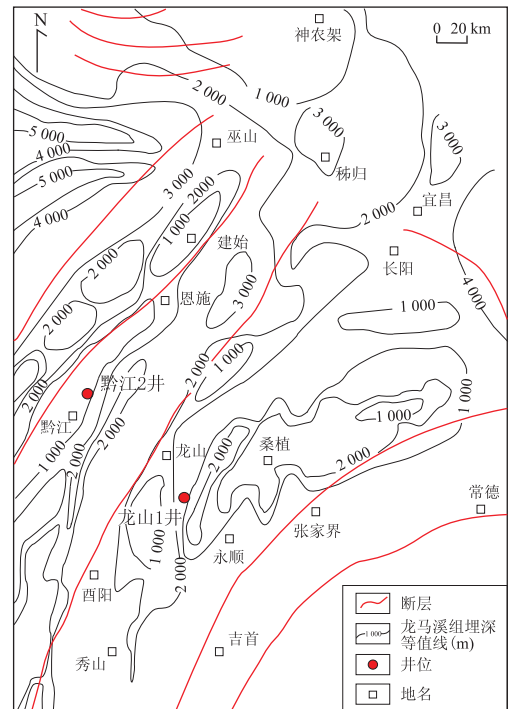


图 1 黔江 2 井、龙山 1 井井位和区域构造
Fig. 1 Structure sketch and the locations of wells Qianjiang 2 and Longshan 1

表 1 流-固耦合物理模拟实验页岩岩心描述表

Table 1 Shale core sample descriptions for fluid-solid coupling physical experiments

井号	岩心编号	取样深度(m)	均深(m)	层位	岩心描述
黔江 2 井	QJ2-9-1	695.79~698.51	697.15	志留系龙马溪组黑色页岩段	灰黑色页岩, 结构致密, 含天然裂缝, 实验后因岩心破碎, 未做岩矿分析
龙山 1 井	LS1-2-3	939.50~942.50	941.00	寒武系筇竹寺组黑色页岩	暗黑色, 结构致密, 不含天然裂缝, 脆性矿物石英含量为 49.41%, 长石含量为 11.81%, 方解石+白云石含量为 0.92%
黔江 2 井	QJ2-14	724.29~728.80	726.55	志留系龙马溪组黑色页岩段	暗黑色页岩, 结构致密, 含天然裂缝, 脆性矿物石英含量为 29.55%, 长石含量为 9.83%, 方解石+白云石含量为 4.38%

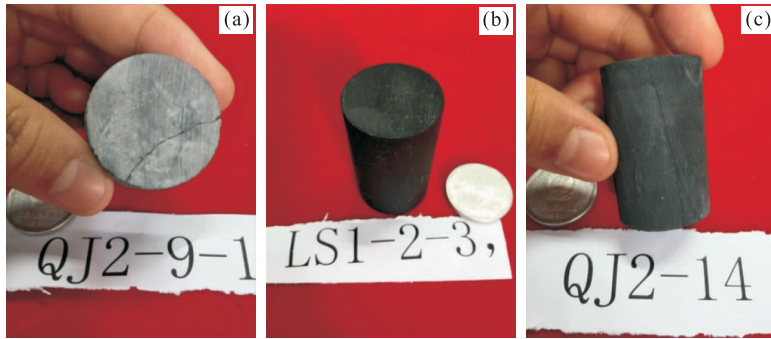


图 2 流-固耦合实验页岩岩心照片

Fig. 2 Photos of shale core samples prepared for fluid-solid coupling physical experiments

a. 含天然缝岩心 QJ2-9-1; b. 不含天然缝岩心 LS1-2-3; c. 含天然缝岩心 QJ2-14

20 个, 用于开展不同实验条件下页岩岩心渗透率随轴向压力变化的关系. 本文仅讨论在围压固定和轴压升高实验流程下首次加载后的二次加载对页岩渗透率的相对影响. 鉴于天然裂缝对压裂缝形成和扩展有影响, 笔者选取 1 块含有裂缝的页岩岩心 QJ2-9-1 和 1 块不含裂缝的页岩岩心 LS1-2-3, 开展对比实验研究. 含有裂缝的岩心 QJ2-9-1 经流-固耦合实验后出现了异常现象; 笔者又选取另一块含有裂缝的岩心 QJ2-14, 开展了补充实验, 岩心取样深度段和岩心描述见表 1, 岩样照片见图 2. 在选取含有裂缝的岩心时, 笔者通过肉眼观察, 确认其所含裂缝为地下天然裂缝(有矿物充填痕迹), 而非取样后应力松弛造成的破裂.

1.2 实验目的

笔者在三轴应力-渗透仪中给岩心加压至初始围压和初始轴压后, 在围压不变的条件下, 逐步加大轴压, 并在加压过程中测定岩心渗透率, 获得渗透率-轴向压力关系, 并在实验完成后, 对岩心开展微米 CT 扫描成像, 以观察和分析裂缝扩展规律, 对渗透率变化规律进行解释.

1.3 实验步骤和流程

(1) 将岩心置于流-固耦合实验仪岩心夹中, 同时加围压和轴压至 5 MPa; (2) 围压保持 5 MPa 不

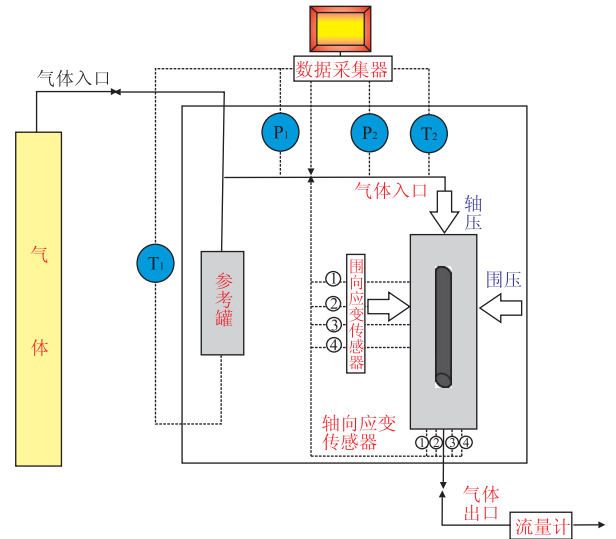


图 3 流-固耦合物理模拟实验流程

Fig. 3 Flowing chart of fluid-solid coupling physical experiments

①、②、③、④为应变传感器编号; P_1 、 P_2 为气体压力测量点; T_1 、 T_2 为温度测量点

变, 轴向加载到 8 MPa, 注气测定页岩岩心的渗透率; (3) 围压 5 MPa 保持不变, 逐步加大轴压至岩心破裂, 注气测定页岩岩心的渗透率; (4) 测定应变-应力曲线, 求取杨氏模量.

实验流程见图 3. 需要说明的是, 实验注入的流

体为 CH_4 气体,目的是通过气体流量计量测定页岩岩心在不同受压条件下的渗透率,与实际压裂中所用压裂液是完全不同的,同时,也未考虑支撑剂问题,因此,物理模拟结果不能代表地下真实的压裂效果,只能揭示页岩在压裂过程中表现出的一些力学和渗透特征,为页岩压裂改造设计提供参考。

2 实验过程和实验方案调整

流-固耦合物理模拟实验是在中国石油勘探开发研究院廊坊分院完成的,首先笔者用含天然缝岩心 QJ2-9-1 开展实验,但因实验设备处于刚投入使用状态,在轴压加至 72 MPa 岩心尚未破裂时(实验数据见表 2,表 2 中的时间代表以实验起始时间为 0,在快速加载至预定轴压后,连续观测渗流,在渗流稳定后测得渗透率的不同时间点,后面各表中时间的含义相同,测定的样品杨氏模量为 24.89 GPa),设备加压系统出现故障,在卸载并对设备维修后,对同一岩心进行了二次加载实验,实验数据见表 3(测定的样品杨氏模量为 23.11 GPa)。

对比表 2 和表 3,笔者发现二次加载时,岩心渗

透率-轴压发生了变化,二次加载有助于改善页岩岩心的渗透率.根据这个意外发现,笔者对不含天然缝岩心 LS1-2-3 的实验方案进行了调整,以便获得更为丰富的实验结果。

不含天然缝岩心 LS1-2-3 的实验方案调整后执行了以下流程:(1)将岩心置于流固耦合实验仪岩心夹中,同时加围压和轴压至 5 MPa;(2)围压保持 5 MPa 不变,轴向加载到 8 MPa,注气测定页岩岩心的渗透率;(3)保持围压 5 MPa 不变,逐步加大轴压至 68 MPa(岩心尚未破裂),注气测定页岩岩心的渗透率;(4)卸压后,开始二次加载过程,注气测定页岩岩心的渗透率在二次加载过程中的变化;(5)测定应变-应力曲线,求取杨氏模量。

不含天然缝岩心 LS1-2-3 首次加载实验结果表 4(测定的样品杨氏模量为 22.46 GPa),二次加载实验结果表 5(测定的样品杨氏模量为 22.17 GPa)。

3 实验结果讨论

3.1 含天然缝岩心 QJ2-9-1 试验结果分析

由表 2 所示,含天然缝岩心 QJ2-9-1 在初始轴

表 2 含天然缝岩心 QJ2-9-1 首次加载实验数据

Table 2 Experiment data of first-time loading for naturally fractured shale sample QJ2-9-1

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)
8.00	5.00	0.53	1.580	0.1	0.69	0.08
12.00	5.00	0.72	1.414	0.1	0.73	0.09
16.00	5.00	0.94	1.427	0.1	0.65	0.08
20.00	5.00	4.80	1.480	0.1	—	
24.00	5.00	5.31	2.000	0.1	—	
30.00	5.00	5.84	2.050	0.1	—	
36.00	5.00	6.31	2.050	0.1	—	因实验控制问题,未测渗透率
44.00	5.00	6.81	2.040	0.1	—	
52.00	5.00	8.54	2.030	0.1	—	
62.00	5.00	9.04	2.030	0.1	—	
72.00	5.00	9.70	2.030	0.1	—	

表 3 含天然缝岩心 QJ2-9-1 二次加载实验数据

Table 3 Experiment data records of second-time loading for naturally fractured shale sample QJ2-9-1

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)
8.00	5.00	0.52	—	0.10	—	—
18.00	5.00	0.93	0.79	0.10	0.48	0.19
28.00	5.00	5.30	0.82	0.10	0.45	0.17
38.00	5.00	6.31	0.82	0.10	0.36	0.13
48.00	5.00	6.87	0.83	0.10	0.33	0.12
58.00	5.00	8.54	0.83	0.10	0.31	0.11
68.00	5.00	9.01	0.83	0.10	0.32	0.11
78.00	5.00	9.71	0.83	0.10	0.30	0.11

表 4 不含天然缝岩心 LSI-2-3 首次加载实验数据

Table 4 Experiment data records of first-time loading for naturally un-fractured shale sample LSI-2-3

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)
8.00	5.00	0.55	2.98	0.1	无流量	0
10.00	5.00	1.22	2.98	0.1	无流量	0
12.00	5.00	2.03	2.98	0.1	无流量	0
14.00	5.00	2.74	2.98	0.1	无流量	0
16.00	5.00	3.47	2.98	0.1	无流量	0
20.00	5.00	3.70	2.98	0.1	无流量	0
24.00	5.00	4.20	2.98	0.1	无流量	0
28.00	5.00	4.63	2.98	0.1	无流量	0
32.00	5.00	4.74	2.98	0.1	无流量	0
38.00	5.00	5.14	2.98	0.1	无流量	0
44.00	5.00	5.94	2.98	0.1	无流量	0
50.00	5.00	6.36	2.98	0.1	无流量	0
56.00	5.00	6.55	2.98	0.1	无流量	0
62.00	5.00	6.88	2.98	0.1	无流量	0
68.00	5.00	7.08	2.98	0.1	无流量	0

表 5 不含天然缝岩心 LSI-2-3 岩心二次加载实验数据

Table 5 Experiment data records of second-time loading for naturally un-fractured shale sample LSI-2-3

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)
8.00	5.00	0.06	1.45	0.10	0.76	0.10
18.00	5.00	0.50	1.43	0.10	1.00	0.14
33.00	5.00	0.65	1.42	0.10	1.36	0.19
48.00	5.00	0.77	1.41	0.10	1.85	0.26
63.00	5.00	0.89	1.40	0.10	3.08	0.44
78.00	5.00	1.00	1.05	0.10	2.73	0.66
93.00	5.00	1.13	0.61	0.10	1.85	1.18

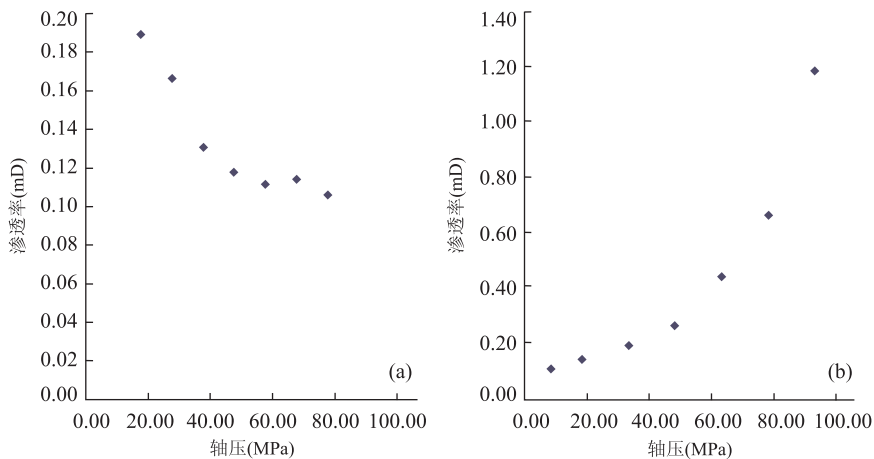


图 4 页岩岩心二次加载渗透率—轴压实验关系

Fig. 4 Relationship between permeability and axial pressure gained from the second-time loading for shale samples

a. 含天然裂缝岩心 QJ2-9-1; b. 不含天然裂缝岩心 LSI-2-3

压和初始围压条件下即可测得气体渗透率,此时的渗透率为天然裂缝的渗透率.由表 3 所示二次加载实验结果可见含天然缝岩心 QJ2-9-1 渗透率与首次加载时测得的渗透率相比有 1 倍左右的增加,在二

次加载过程中,随轴压增加,渗透率有降低的趋势(图 4a).针对含天然缝岩心 QJ2-9-1 二次加载过程中渗透率随轴压降低这一现象,笔者补充了另一块含天然缝岩心 QJ2-14 的流—固耦合实验,实验结果

表 6 含天然缝岩心 QJ2-14 首次-二次加载实验数据

Table 6 Experiment data records for naturally fractured shale sample QJ2-14

加载情况	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)
首次加载	8.00	5.00	0.08	0.95	0.10	0.29	0.08
	10.00	5.00	0.74	0.92	0.10	0.15	0.04
	20.00	5.00	0.93	0.92	0.10	1.76	0.51
	30.00	5.00	1.05	0.93	0.10	2.51	0.71
	40.00	5.00	1.28	0.94	0.10	3.33	0.92
	50.00	5.00	1.68	0.94	0.10	3.45	0.95
	60.00	5.00	2.14	0.95	0.10	3.39	0.92
二次加载	8.00	5.00	0.06	1.01	0.10	3.64	0.88
	10.00	5.00	0.09	1.01	0.10	4.03	0.98
	20.00	5.00	0.22	1.02	0.10	4.15	0.99
	30.00	5.00	0.36	1.01	0.10	4.56	1.10
	40.00	5.00	0.45	1.01	0.10	6.90	1.67
	50.00	5.00	0.53	1.00	0.10	9.38	2.31
	60.00	5.00	0.59	1.00	0.10	12.45	3.07

见表 6(首次加载测定的样品杨氏模量为 9.12 GPa; 二次加载测定的样品杨氏模量为 9.05 GPa)。从表 6 可见,含天然缝岩心 QJ2-14 二次加载与首次加载相比,渗透率提高的现象依然存在,但在二次加载过程中,渗透率随轴压增加而增加,与含天然缝岩心 QJ2-9-1 二次加载过程中出现的渗透率变化趋势相反。

3.2 不含天然缝岩心 LS1-2-3 试验结果

由表 4 所示,不含天然缝岩心 LS1-2-3 在轴压增加到 68 MPa 前,未测得气体渗透率。由表 5 所示,不含天然缝岩心 LS1-2-3 在二次加载初期即测得渗透率,二次加载与首次加载相比,渗透率提高的现象十分明显;且在二次加载过程中,随轴压增加,渗透率有增加的趋势(图 4b)。

3.3 对比

从含天然缝岩心 QJ2-9-1 和不含天然缝岩心 LS1-2-3 渗透率-轴压关系对比来看,其有以下异同点。

(1)两块岩心实验结果皆表明,首次加载-卸载-二次加载能改善渗透率。首次加载-卸载促进了岩心中压裂缝的形成,使得二次加载初期,岩心渗透率增加。美国沃思堡盆地页岩气开发经验表明,二次压裂进一步提高了气井的产量,估计可以使最终的储量提高 25% 或更高 (Montgomery *et al.*, 2005)。

(2)不同的页岩岩心在二次加载过程中渗透率随轴压变化会有不同的变化趋势,这将在后面根据二次加载实验完成后岩心微米 CT 扫描图像揭示的裂缝发育状况进一步解释。

(3)这些岩心取自不同地区和不同层系,岩石力学性质不同,控制各自压裂效果的压裂参数亦不同,但本文通过实验揭示出了一个普遍规律,即室内实验条件下,岩心二次加载有助于改善渗透率。

4 二次加载压裂缝扩展和渗透机理

笔者在岩心二次加载实验完成后,取出外包胶套的岩心以保持岩心实验后的原始状态,送油气资源与探测国家重点实验室和数岩科技的联合纳米岩石物理实验室,开展微米 CT 扫描分析。含天然裂缝岩心 QJ2-9-1 在二次加载实验后,压裂缝呈高密度网状缝特点,贯穿整个岩心的垂直缝发育不明显,局部出现糜棱化现象(图 5a),压裂缝的无序性和糜棱化扩展特点,决定了该岩心的渗透率在二次加载过程中随轴压增加而降低。含天然裂缝岩心 QJ2-14 在二次加载实验后,压裂缝为近似平行轴向的高角度缝,缝面较平直,压裂缝网络特点不明显(图 5b),压裂缝的有序性和方向性扩展特点,决定了该岩心的渗透率在二次加载过程中随轴压增加而增加。不含天然裂缝的页岩岩心 LS1-2-3 压裂缝主要以近似平行轴向的高角度缝为主,裂缝面较平直,少数高角度平直缝贯穿整个岩心(图 5c),压裂缝的有序性和方向性扩展的特点,决定了该岩心的渗透率在二次加载过程中随轴压增加而增加。二次加载过程中压裂缝扩展状况(有序性和方向性扩展或无序性和糜棱化扩展)对渗透率变化具有直接的影响,压裂缝有序性和方向性扩展或无序性和糜棱化扩展各自发生的条件还不清楚,是否是由脆性矿物含量或杨氏模量

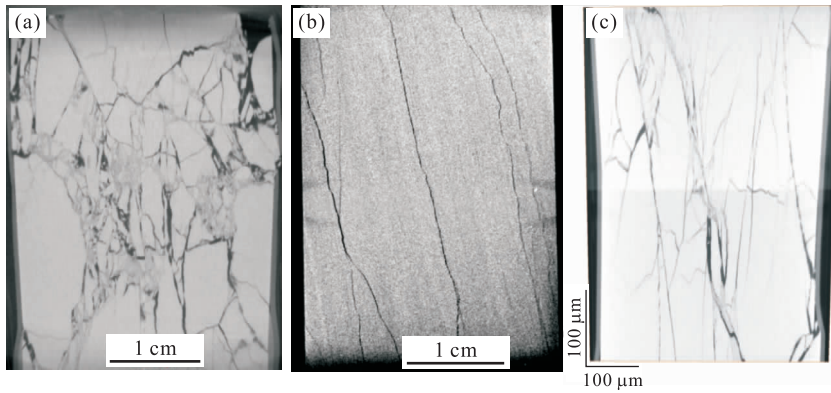


图 5 二次加载试验后页岩岩心切片微米 CT 扫描图像

Fig. 5 Micro-CT images of the shale samples after experiments

a. 含天然裂缝岩心 QJ2-9-1; b. 含天然裂缝岩心 QJ2-14; c. 不含天然裂缝岩心 LSI2-2-3

的差异引起的,仅通过少量试验还难以得出结论,有待于今后通过更多的实验工作进一步论证。

5 认识和启示

通过页岩岩心流—固耦合物理模拟实验,笔者得到以下重要认识和启示:(1)无论是含或不含天然缝的页岩岩心,首次加载—卸载—二次加载均对其渗透率有明显的改善作用,表明泵入—停泵—再泵入循环压裂有助于改善页岩气储层的渗透率。(2)不含天然缝的岩心在二次加载过程中,压裂缝呈有序性和方向性扩展特点,渗透率随轴压增加而增加,此时可加大压裂规模。(3)含天然缝岩心在二次加载过程中,压裂缝呈有序性和方向性扩展或无序性和糜棱化扩展,导致渗透率随轴压增加而增加或降低,在后者出现的情况下,控制压裂规模十分关键。

References

Arash, J., Daleghani, D., 2009. Modeling Simultaneous Growth of Multiple Hydraulic Fractures and Their Interaction with Natural Fracture. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, New York.

Cao, T. T., Xu, S. H., Zhou, L., et al., 2014. Element Chemistry Evaluation of Marine Source Rock with High Maturity; A Case Study of Lower Cambrian in Yangba Section of Nanjiang County, Sichuan. *Earth Science*, 39(2): 199—209 (in Chinese with English abstract).

Chen, M., 2013. Re-Orientation and Propagation of Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoir. *Journal of China University of Petroleum*, 37(5): 88—94 (in Chinese with English abstract).

Cipolla, C. L., Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., 2008.

Hydraulic Fracture Complexity: Diagnosis, Remediation, and Exploitation. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth.

Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921—1938. doi:10.1306/61eeddbe-173e-11d7-8645000102c1865d

Deng, Y. N., Guo, Q. J., Zhu, M. Y., et al., 2014. RRE Geochemistry of Kerogen from Early Cambrian Black Rock Series in Western Hunan. *Earth Science*, 39(3): 283—292 (in Chinese with English abstract).

Gale, J. F. W., Robert, M. R., Holder, J., 2007. Natural Fractures in the Barnett Shale and Their Importance for Hydraulic Fracture Treatment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 91(4): 603—622. doi:10.1306/11010606061

Gu, H., Weng, X., Lund, J., et al., 2011. Hydraulic Fracture Crossing Natural Fracture at Non-Orthogonal Angles, a Criterion, Its Validation and Applications. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, New York. doi:10.2118/139984-ms

Guo, T. K., Zhang, S. C., Gao, J., et al., 2013. Experimental Study of Fracture Permeability for Stimulated Reservoir Volume (SRV) in Shale Formation. *Transport in Porous Media*, 98: 525—542. doi:10.1007/s11242-013-0157-7

Hu, Y. Q., Jia, S. G., Zhao, J. Z., et al., 2013. Study on Controlling Conditions in Network Hydraulic Fracturing. *Journal of Southwest Petroleum University*, 35(4): 126—132 (in Chinese with English abstract).

Liu, H. L., Wang, H. Y., 2012. Absorptivity and Influential Factors of Marine Shales in South China. *Natural Gas Industry*, 32(9): 5—9 (in Chinese with English abstract).

Liu, H. L., Wang, H. Y., 2013. Ultra-Low Water Saturation

- Characteristics and the Identification of Over-Pressured Play Fairways of Marine Shales in South China. *Natural Gas Industry*, 33(7): 1-5 (in Chinese with English abstract).
- Montgomery, S. L., Jarvie, D. M., Bowker, K. A., et al., 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, North-Central Texas: Gas-Shale Play with Multi-Trillion Cubic Foot Potential. *AAPG Bulletin*, 89(2): 155-175. doi: 10.1306/09170404042
- Ross, D. J. K., Bustin, R. M., 2009. The Importance of Shale Composition and Pore Structure Upon Gas Storage Potential of Shale Gas Reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 26(6): 916-927. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004
- Yang, H. L., Shen, R. C., Fu, L., 2013. Texture and Mechanical Characteristics of Gaseous Shale in Southern Sichuan. In: Ye, J. P., Fu, X. K., Li, W. Z., eds., Proceedings of National Symposium on Coalbed Methane. Geological Publishing House, Beijing, 459-466 (in Chinese).
- Yang, J., Fu, Y. Q., Chen, H. F. et al., 2012. Mechanical Characteristics of Shale Gas Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 32(7): 1-3 (in Chinese with English abstract).
- Ye, J., Hu, Y. Q., Ye, S. L., et al., 2012. Technical Progress of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs. *Natural Gas Exploration & Development*, 35(4): 64-68 (in Chinese with English abstract).
- Yuan, J. L., Deng, J. G., Zhang, D. Y., et al., 2013. Fracability Evaluation of Shale-Gas Reservoirs. *Acta Petrolei Sinica*, 34(3): 523-527 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. X., Pan, G. T., He, W. H., et al., 2015. New Division of Tectonic-Strata Super-Region in China. *Earth Science*, 40(2): 206-233 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Guo, T. K., Zhou, T., et al., 2014. Fracture Propagation Mechanism Experiment Hydraulic Fracturing in Natural Shale. *Acta Petrolei Sinica*, 35(3): 496-503 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 曹婷婷, 徐思煌, 周炼, 等, 2014. 高演化海相烃源岩元素地球化学评价: 以四川南江杨坝地区下寒武统为例. *地球科学*, 39(2): 199-209.
- 陈勉, 2013. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制. *中国石油大学学报*, 37(5): 88-94.
- 邓义楠, 郭庆军, 朱茂炎, 等, 2014. 湘西寒武纪早期黑色岩系中干酪根的稀土元素地球化学特征. *地球科学*, 39(3): 283-292.
- 胡永全, 贾锁刚, 赵金洲, 等, 2013. 缝网压裂控制条件研究. *西南石油大学学报*, 35(4): 126-132.
- 刘洪林, 王红岩, 2012. 中国南方海相页岩吸附特征及其影响因素. *天然气工业*, 32(9): 5-9.
- 刘洪林, 王红岩, 2013. 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. *天然气工业*, 33(7): 1-5.
- 杨恒林, 申瑞臣, 付利, 2013. 蜀南含气页岩组构和岩石力学特性. 见: 叶建平, 傅小康, 李五忠主编, 煤层气学术研讨会论文集, 北京: 地质出版社, 459-466.
- 杨建, 付永强, 陈鸿飞, 等, 2012. 页岩储层的岩石力学特性. *天然气工业*, 32(7): 1-3.
- 叶静, 胡永全, 叶生林, 等, 2012. 页岩气藏水力压裂技术进步. *天然气勘探与开发*, 35(4): 64-68.
- 袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等, 2013. 页岩气储层可压裂性评价技术. *石油学报*, 34(3): 523-527.
- 张高信, 潘桂棠, 何卫红, 等, 2015. 中国构造-地层大区划分新方案. *地球科学*, 40(2): 206-233.
- 张士诚, 郭天魁, 周彤, 等, 2014. 天然页岩压裂裂缝扩展机理试验. *石油学报*, 35(3): 496-503.