

卢义玉,廖引,汤积仁,等. 页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力与裂缝形态试验研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(1): 175-180. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.0580

LU Yiyu, LIAO Yin, TANG Jiren, et al. Experimental study on fracture initiation pressure and morphology in shale using supercritical CO<sub>2</sub> fracturing[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(1): 175-180. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.0580

# 页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力与裂缝形态试验研究

卢义玉<sup>1,2</sup>, 廖引<sup>1,2</sup>, 汤积仁<sup>1,2</sup>, 张欣玮<sup>1,2</sup>, 韩帅彬<sup>1,2</sup>, 凌远非<sup>1,2</sup>

(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 复杂煤层瓦斯抽采国家地方联合工程实验室, 重庆 400044)

**摘要:**我国页岩气储层普遍黏土含量高,且多富集于缺水地区,超临界 CO<sub>2</sub>(SC-CO<sub>2</sub>)因具有低黏度、低表面张力及对储层无伤害的特性,有望成为一种新型无水压裂方法。采用页岩露头与砂岩开展了真三轴 SC-CO<sub>2</sub> 与水力压裂对比试验,结合工业 CT 扫描分析裂缝形态,并研究了温度对起裂压力的影响。结果表明:SC-CO<sub>2</sub> 压裂页岩时较水力压裂的起裂压力低约 50.9%,压裂砂岩时起裂压力低约 57.1%;相比水力压裂,SC-CO<sub>2</sub> 压裂升压过程中,由于 CO<sub>2</sub> 的压缩性,增压速率较慢,由于页岩本身的层理特征,页岩 SC-CO<sub>2</sub> 压裂有多次起裂的现象,更易形成复杂的裂缝;随着温度的升高,SC-CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力呈下降趋势;CT 断面扫描显示超临界 CO<sub>2</sub> 压裂页岩时更容易形成多条网络化裂缝,达到类似体积压裂的效果。

**关键词:**页岩;超临界 CO<sub>2</sub>;起裂压力;压裂;裂缝形态

**中图分类号:**P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-9993(2018)01-0175-06

## Experimental study on fracture initiation pressure and morphology in shale using supercritical CO<sub>2</sub> fracturing

LU Yiyu<sup>1,2</sup>, LIAO Yin<sup>1,2</sup>, TANG Jiren<sup>1,2</sup>, ZHANG Xinwei<sup>1,2</sup>, HAN Shuaibin<sup>1,2</sup>, LING Yuanfei<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Coal Mine Disaster Dynamics and Control, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. National & Local Joint Engineering Laboratory of Gas Drainage in Complex Coal Seam, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

**Abstract:** The clay content of shale gas reservoirs in China is high, and most shale reservoirs are located in water-deficient areas. The SC-CO<sub>2</sub> fracturing is expected to be a new non-aqueous fracturing method because of its characteristics of low viscosity and low surface tension. In this paper, the comparison tests of SC-CO<sub>2</sub> fracturing and hydraulic fracturing in shales and sandstones were carried out under triaxial conditions. The fracture morphology was investigated by CT scanning and the effect of temperature on fracturing was studied. The results show that the initiation pressure of SC-CO<sub>2</sub> fracturing in shale is about 50.9% lower than that of hydraulic fracturing, and the initiation pressure of SC-CO<sub>2</sub> fracturing in sand is about 57.1% lower than that of hydraulic fracturing. Compared to hydraulic fracturing, the pressurization rate of SC-CO<sub>2</sub> fracturing is slow due to the compressibility of CO<sub>2</sub>. Furthermore, the SC-CO<sub>2</sub> fracturing in shale has repeated cracking phenomenon, and it is easier to induce complex cracks. With the increase of temperature, the initiation pressure by SC-CO<sub>2</sub> fracturing decreases. The CT scanning shows that SC-CO<sub>2</sub> fracturing in shale is easier to form multiple network cracks and achieves the similar effect of stimulated reservoir volume.

**Key words:** shale; supercritical CO<sub>2</sub>; initiation pressure; fracture; morphology

收稿日期:2017-04-28 修回日期:2017-09-04 责任编辑:韩晋平

基金项目:国家自然科学基金青年基金资助项目(51404045);国家重点基础研究发展计划资助项目(2014CB239206);长江学者和创新团队发展计划资助项目(IRT13043)

作者简介:卢义玉(1972—),男,湖北京山人,教授。Tel:023-65106640, E-mail:luyiyu@cqu.edu.cn

通讯作者:汤积仁(1984—),男,河南信阳人,副教授。Tel:023-65106640, E-mail:jrtang2010@163.com

我国页岩气资源非常丰富,有望成为新的油气增长点。水力压裂技术是目前国内外页岩气开采中运用的主要增产手段<sup>[1-3]</sup>,然而,由于我国页岩气藏富集于缺水地区,储层黏土含量普遍较高<sup>[4]</sup>,因此采用水力压裂技术进行开采的过程中,不但面临水资源耗费巨大的问题,而且黏土矿物遇水容易发生膨胀最终导致堵塞气体渗流通道伤害储层<sup>[5-6]</sup>。因此,急需找到一种适合我国页岩气开发的新型压裂技术。

近年有学者提出将超临界 CO<sub>2</sub> 作为一种新型压裂液来强化页岩气开采<sup>[7]</sup>。J. P. VERDON 等通过无源地震监测手段研究表明,在相同条件下超临界 CO<sub>2</sub> 致裂可达到水压致裂类似的效果,认为超临界 CO<sub>2</sub> 压裂有望成为一种新型无水压裂方法。超临界 CO<sub>2</sub> 流体具有接近液体高密度和接近气体低黏度的特性,用于页岩气储层压裂能够有效避免页岩气藏中黏土水化膨胀,降低储层伤害<sup>[8-10]</sup>。并且, XIE 等<sup>[11]</sup>通过对我国 CO<sub>2</sub> 捕集、利用及埋存方面的探讨,提出了超临界 CO<sub>2</sub> 取代水作为一种新型压裂液,不仅可有效开发非常规页岩气等,同时还能实现 CO<sub>2</sub> 埋存,减少环境压力。

关于超临界 CO<sub>2</sub> 压裂的研究,国内外均尚处在起步阶段。李根生等<sup>[12]</sup>通过建立流体在井筒内的增压速率模型,得到了考虑超临界 CO<sub>2</sub> 流体黏度、压缩性及增压速率的裂缝起裂压力预测模型,并与水力压裂起裂压力进行了对比分析。SUYOSHI Ishida 等<sup>[13]</sup>通过试验研究了超临界 CO<sub>2</sub> 及液态 CO<sub>2</sub> 压裂花岗岩的起裂压力特征,并与水力压裂对比,CO<sub>2</sub> 压裂的起裂压力要低于水力压裂。而页岩作为一种层状岩体,天然层理裂隙发育,在压裂试验中呈现出与均质岩体不同的特征。国内外针对页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂的实验研究报道较少。另外,除了对起裂压力的研究,裂缝扩展以及裂缝形态也具有十分重大的意义。明确页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝起裂扩展机理不仅可以指导页岩压裂的施工设计,而且可以对页岩压裂缝网形态加以控制,因此页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝形态也亟待研究。目前,国内外利用页岩等介质进行了大量的水力压裂模拟实验。侯冰等<sup>[14]</sup>采用真三轴水力压裂试验系统对龙马溪露头页岩进行水力压裂;杨春和等<sup>[15]</sup>建立了一套室内页岩水力压裂大型物理模拟试验方法,并结合 CT 扫描初步探讨了页岩水力压裂网状裂缝的形成机理。因此,压裂模拟实验结合 CT 扫描是研究裂纹起裂扩展机理最重要、最有效的手段。

笔者采用新鲜露头页岩,开展了真三轴超临界 CO<sub>2</sub> 压裂模拟实验,并对压后试件进行高能 CT 扫描观测,对比其与水力压裂裂缝起裂扩展的区别,由于页岩

试件的非均质性,用砂岩试件与其进行了对比,以期页岩气藏超临界 CO<sub>2</sub> 压裂开采等提供技术支持。

## 1 实验装置及方法

### 1.1 试件来源

本次试验所用的样品为取自四川省宜宾市下志留统龙马溪组新鲜露头页岩。四川盆地龙马溪组黑色页岩是一套富含有机质的烃源岩,能较好地代表南方龙马溪组页岩气储层特征。

室内试验测得该页岩基本物理力学参数为:垂直层理面单轴抗压强度为 118.0 MPa,弹性模量为 14.06 GPa,泊松比为 0.367,抗拉强度为 9.67 MPa;其黏土矿物含量为 15.1%,脆性较强,其余组分主要为石英、钠长石、钾长石、方解石和黄铁矿。

均质砂岩的基本物理力学参数为:单轴抗压强度为 56.9 MPa,弹性模量为 36.0 GPa,泊松比为 0.24,抗拉强度为 4.1 MPa。

### 1.2 试件制备

试件加工为 200 mm×200 mm×200 mm 的压裂试样,并用外径 15 mm 的金刚石钻头在试件中部垂直层理面钻取深 110 mm 的孔来预制井眼。采用特殊化学胶将总长度为 90 mm 的高强度钢管固定到试件的中心孔作为模拟井筒,形成 20 mm 裸眼段。加工完成的试件如图 1 所示。

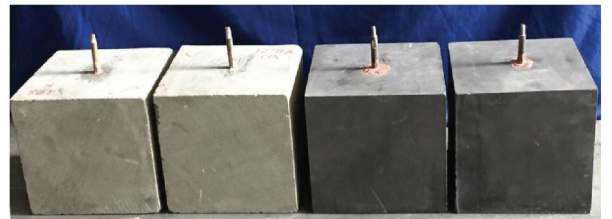


图 1 加工完成的试件

Fig. 1 Photo of specimens

### 1.3 试验设备

试验采用室内真三轴超临界二氧化碳压裂模拟试验系统,如图 2 所示,主要由增压系统、CO<sub>2</sub> 加热系统、恒温水浴系统、应力加载系统和数据采集系统 5 个部分组成。

增压系统采用美国 Teledyne 公司的 ISCO260D 双柱塞增压泵,该泵的容积为 266 mL,可提供的最大压力为 51.7 MPa,工作模式可采用恒压控制和恒流控制,该泵进气端接 CO<sub>2</sub> 气瓶,出气端通过管线和加热器连接。

CO<sub>2</sub> 加热系统由加热器、保温管和截止阀构成。通入的 CO<sub>2</sub> 经过加热系统后能升温至预设的温度,最高温度可达 200 ℃,控温精度 0.1 ℃。预热器的出

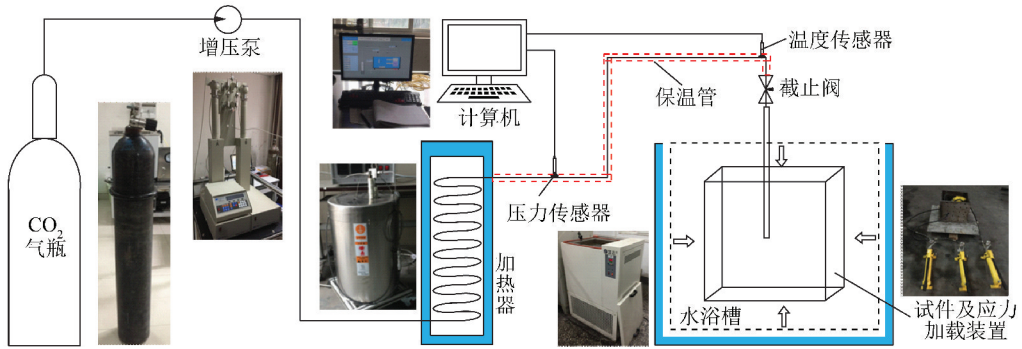


图 2 试验系统示意

Fig. 2 Schematic of test system

气端和试件上的钢管相连,出气端安装的温度传感器和压力传感器与计算机连接,通过采集软件能将这些数据实时采集并保存。

恒温水浴系统的水浴槽的工作尺寸为 600 mm×600 mm×600 mm,使用温度范围为:室温~100℃。实验时将加载腔置于恒温水浴中,保证实验过程中温度恒定。应力加载系统由尺寸为 300 mm×300 mm×300 mm 加载腔体、手摇泵(加载的最大压力为 60 MPa)和液压千斤顶组成。加载腔体的 3 个面上加工有孔,方便管路的连入,管路与孔之间用密封圈密封,整个加载腔体密封性良好。

数据采集系统由计算机、采集软件、温度及压力传感器组成。压力采集选用 Omega PX-409 型传感器,测压范围 0~34.5 MPa,精度为 7 kPa。温度传感器测温范围 0~200℃,精度为 0.1℃。

#### 1.4 试验方法

笔者主要研究页岩的超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂与裂缝扩展的规律,比较其与水力压裂的区别,并且用砂岩试件进行了对比。同时由于超临界 CO<sub>2</sub> 的性质受温度影响较大,且页岩储层也会随地温的升高,力学性质也会发生变化,因此通过 3 组不同温度条件下的实验来探究温度对页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力的影响。由于砂岩试件的滤失比较严重,压裂时排量均定为 30 mL/min。具体的试件压裂参数见表 1。考虑到试件的非均质性,表 1 中每组实验重复进行 3 次,因此本实验总共用到页岩试件 12 个,砂岩试件 6 个。

试验步骤如下:

(1) 在检查好气密性后,将试样放入三向应力加载腔内;

(2) 连接好整个管路和数据采集系统后,将加载腔体放在水浴槽内预热 30 min,再对试件进行三向应力加载;

(3) 打开加热器加热,并启动增压泵和数据采集软件,开始压裂试验;

表 1 压裂模拟试验参数

Table 1 Testing parameters for fracturing simulation

实验组号	试件类型	三向地应力/MPa			压裂介质	温度/℃	排量/(mL·min <sup>-1</sup> )
		$\sigma_v$	$\sigma_H$	$\sigma_h$			
1 号	页岩	12	10	10	水	60	30
2 号	页岩				CO <sub>2</sub>	40	30
3 号	页岩				CO <sub>2</sub>	60	30
4 号	页岩				CO <sub>2</sub>	80	30
5 号	砂岩				水	60	30
6 号	砂岩				CO <sub>2</sub>	60	30

注: $\sigma_v$  为垂直主应力; $\sigma_H$  为水平最大地应力; $\sigma_h$  为水平最小地应力。室内实验时,考虑到真三轴加载过程中加载板可能对试样造成较严重的内部损伤,甚至会发生破坏开裂现象,试验加载时,对实际模拟的地应力状态进行了同等比例的降低。

(4) 压裂试验完成后,停止增压泵和数据采集软件,三向应力缓慢卸载到 0;将加载装置从水浴槽中取出,然后取出压裂后的试件;

(5) 压裂试验后,用空间分辨率 2.5 LP/mm,最大成像像素为 4 096×4 096,尺寸测量精度为 0.02~0.05 的工业 CT 设备对试件进行断面裂缝信息扫描,表征裂缝扩展形态。

## 2 试验结果与讨论

### 2.1 起裂压力

在试验过程中发现在相同的实验条件下,第 1 号组 3 个常规水力压裂页岩试件的起裂压力分别为 30.87、29.12 和 32.41 MPa,第 3 号组 3 个超临界 CO<sub>2</sub> 压裂页岩试件的起裂压力分别为 15.32、15.90 和 14.10 MPa,页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂较常规水力压裂平均起裂压力降低了约 50.9%;第 5 号组砂岩的常规水力压裂起裂压力分别为 18.42、20.67、19.85 MPa,第 6 号组砂岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力分别为 8.64、7.28、9.34 MPa,砂岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂较常规水力压裂平均起裂压力降低了约 57.1%。

超临界 CO<sub>2</sub> 压裂比水力压裂起裂压力低,主要

是:由于超临界  $\text{CO}_2$  流体具有接近液体高密度和接近气体低黏度的特性,扩散性很强,当  $\text{CO}_2$  流体渗入到岩石微小裂隙、孔隙及其他缺陷处时,形成有效的孔隙压力,导致起裂压力降低。

同时,相比于砂岩,页岩的超临界  $\text{CO}_2$  压裂比水的起裂压力降低的幅度要小。主要原因是页岩比砂

岩更致密,而砂岩的孔隙度大,渗透性高,超临界  $\text{CO}_2$  流体在砂岩中扩散更强,导致起裂压力的降低幅度更大<sup>[16]</sup>。

## 2.2 压裂曲线分析

以恒定流量为控制方式的页岩和砂岩超临界  $\text{CO}_2$  压裂和水力压裂的泵压-时间曲线如图 3,4 所示。

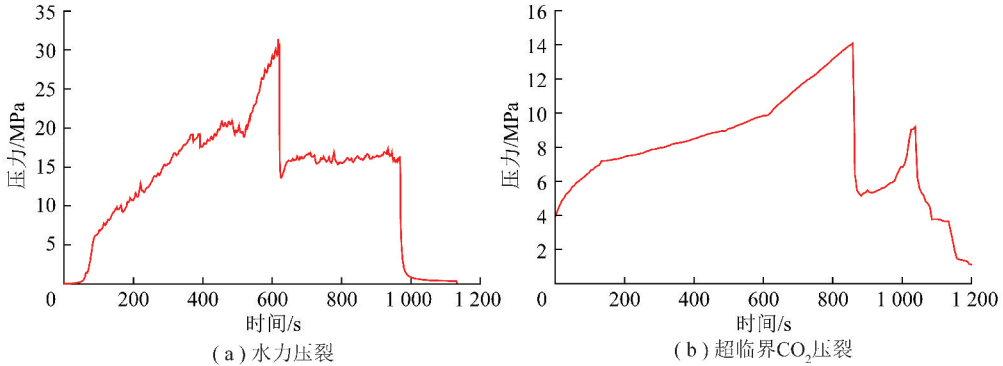


图 3 页岩水力压裂和超临界  $\text{CO}_2$  压裂泵压-时间曲线

Fig. 3 Curves of pump pressure-time of hydraulic fracturing and supercritical  $\text{CO}_2$  fracturing

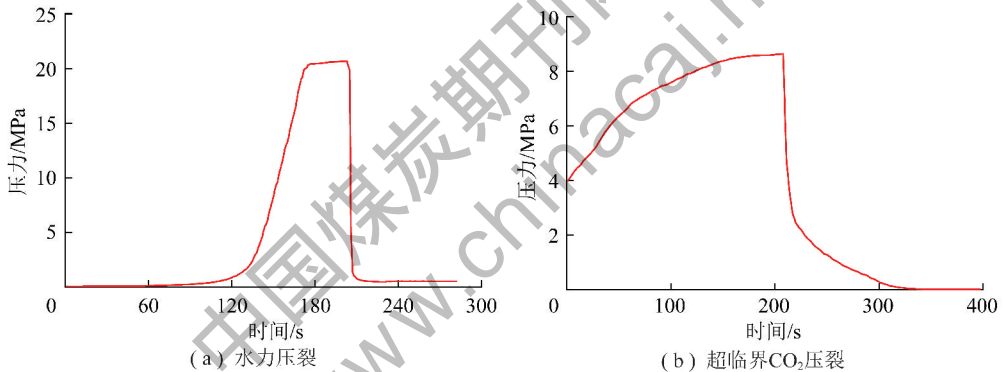


图 4 砂岩水力压裂和超临界  $\text{CO}_2$  压裂泵压-时间曲线

Fig. 4 Curves of pump pressure-time of hydraulic fracturing and supercritical  $\text{CO}_2$  fracturing

由图 3(a)可知,页岩施加水力压力后,随着注入压裂液的不断增加,泵压迅速上升,在约 600 s 时达到破裂压力 32.41 MPa;当压裂液进入已产生的裂缝后,随着泵入压裂液的继续增加,峰值压力急速跌落,当泵压降低至约 13 MPa 时,进入波动下降阶段,泵压的波动说明水力裂缝在延伸过程中形成了次生裂缝,而使压裂液有较大滤失,这也是页岩在压裂过程中形成网状裂缝的一个明显特征。而由图 3(b)可知,页岩超临界  $\text{CO}_2$  压裂在约 700 s 达到破裂压力 14.10 MPa,且在升压阶段,升压速率缓慢,这与水力压裂存在明显区别,造成这种现象的主要原因是超临界  $\text{CO}_2$  的压缩系数相比水要大的多,而压缩系数越大,对应的增压速率就会越小;页岩超临界  $\text{CO}_2$  压裂除了能形成次生裂缝以外,泵压在约 1 000 s 时又开始上升,造成二次起裂,形成更复杂的裂缝。

由图 4(a)可知,砂岩施加水力压力后,由于砂岩

试件的滤失比较严重,初始阶段泵压上升缓慢,在约 150 s 时达到破裂压力 20.67 MPa,当压裂液进入已产生的裂缝后,随着泵入压裂液的继续增加,峰值压力急速跌落;而由图 6 可知砂岩超临界  $\text{CO}_2$  压裂由于  $\text{CO}_2$  压缩性,升压也十分缓慢。在约 200 s 时达到破裂压力 9.34 MPa,之后压力跌落为 0。

## 2.3 温度对页岩起裂压力的影响

为了研究温度对页岩超临界  $\text{CO}_2$  压裂起裂压力的影响,本文对 2 号,3 号,4 号页岩设定了 40,60,80  $^{\circ}\text{C}$ ,3 组温度梯度,其他实验条件不变的情况下,页岩的起裂压力见表 2。

由表 2 可看出随着温度的升高,页岩超临界  $\text{CO}_2$  压裂起裂压力逐渐降低,主要有以下 2 方面原因:

(1)随着温度的升高,超临界  $\text{CO}_2$  的黏度呈现出减小的趋势<sup>[17]</sup>。黏度越小,超临界  $\text{CO}_2$  扩散性越强,

导致起裂压力更低。

表 2 不同温度条件下的起裂压力

Table 2 Initiation pressure under different temperature conditions

试件编号	温度/℃	起裂压力/MPa		
2 号	40	16.24	16.75	15.93
3 号	60	15.32	15.90	14.71
4 号	80	14.58	13.89	14.06

(2)页岩内部产生热应力,使得作用在页岩矿物基质的有效应力减小。页岩的主要成分为黏土矿物和有机质,由于黏土矿物本身及其与有机质之间的热膨胀系数存在一定差异,加之,矿物基质之间的相互约束,导致热膨胀系数高的矿物受到压缩,热膨胀系数低的矿物受到拉伸<sup>[18]</sup>。此时,受约束的膨胀在页岩内部形成热应力,使得作用在页岩上的有效应力变小。

在不考虑热应力时,页岩的有效应力为全应力与孔隙压力之差,有

$$\sigma_i = \sigma_1 - \sigma_p \quad (1)$$

其中, $\sigma_i$  为有效应力; $\sigma_1$  为全应力; $\sigma_p$  为孔隙压力。页岩内部差异性膨胀产生的热应力,加载温度时有效应力计算公式需加上热应力  $\sigma_T$ ,即有效应力公式为

$$\sigma_i = \sigma_1 - \sigma_p - \sigma_T \quad (2)$$

式中,热应力  $\sigma_T = \lambda \Delta T$ ;  $\lambda = a_T E / (1 - 2\gamma)$  为热应力系数; $a_T$  为体膨胀系数; $E$  为平均弹性模量; $\gamma$  为泊松比; $\Delta T$  为温度变化<sup>[19]</sup>。

当全应力和孔隙压力一定,页岩温度升高时, $a_T$ ,  $E$ ,  $\gamma$  是定值,热应力系数  $\lambda$  始终为正值,故热应力会随温度升高而增大,即有效应力随温度升高而减小。而有效应力减小,页岩的起裂压力越低。

## 2.4 裂缝形态分析

为了研究试件内部裂缝形态,分别对 1 号,3 号,5 号,6 号试件进行工业 CT 断面扫描,每个试件扫描两个断面。图 5~8 中,左边为平行于试件层理面扫描图,右边为垂直于试件层理面与最大水平主应力方向的扫描图。

对比图 5~8 可以看出,页岩和砂岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂较相同条件下的水力压裂形成的裂缝更宽,裂缝数量更多,超临界 CO<sub>2</sub> 能产生多条主裂缝,而水力压裂产生的是单一的主裂缝。而由图 5 和图 7 可知,超临界 CO<sub>2</sub> 压裂页岩比压裂砂岩能形成更为复杂的网络裂缝。初步分析表明,页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂形成更复杂的裂缝主要由 3 个因素共同作用而导致:

(1)超临界 CO<sub>2</sub> 流体的渗透特性。超临界 CO<sub>2</sub> 流体黏度低,扩散系数大,易向微孔隙、微裂隙中渗

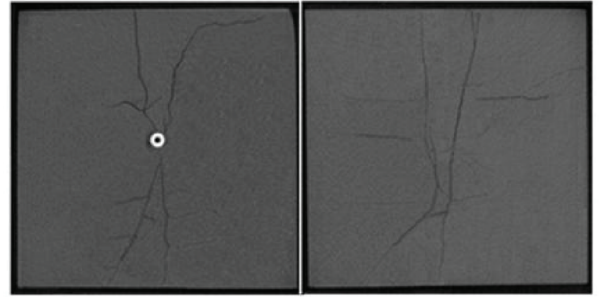


图 5 3 号页岩 CT 扫描图像(超临界 CO<sub>2</sub> 压裂)

Fig. 5 CT scanning images of No. 3 shale

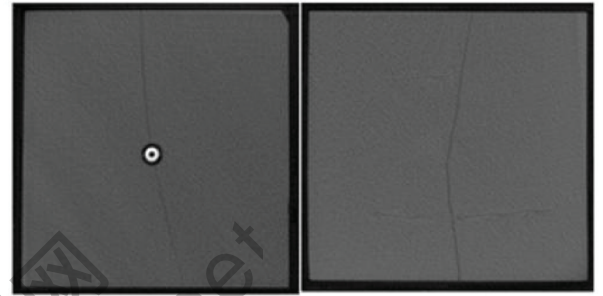


图 6 1 号页岩 CT 扫描图像(水力压裂)

Fig. 6 CT scanning images of No. 1 shale

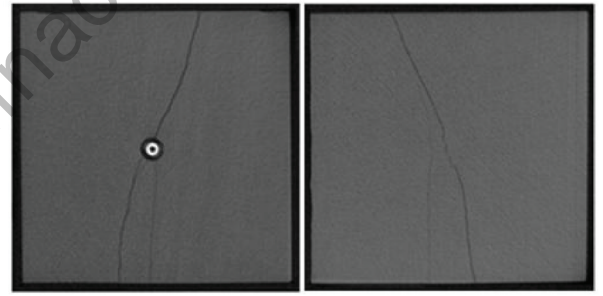


图 7 6 号砂岩 CT 扫描图像(超临界 CO<sub>2</sub> 压裂)

Fig. 7 CT scanning images of No. 6 sandstone

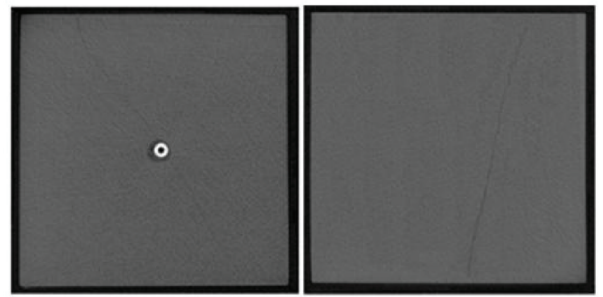


图 8 5 号砂岩 CT 扫描图像(水力压裂)

Fig. 8 CT scanning images of No. 5 sandstone

透,从而增大了孔隙压力。渗透到微孔裂隙中的超临界 CO<sub>2</sub> 流体以水楔方式作用于岩体,诱发岩石裂缝尖端拉应力集中,导致了微裂缝的扩展延伸。由于超临界 CO<sub>2</sub> 流体易扩散,所以超临界 CO<sub>2</sub> 流体作用范围更大,较易造成网状裂缝。

(2)温度对页岩矿物成分的影响。页岩含有多

种热差异性膨胀较大的矿物,温度的变化导致这些矿物产生差异性膨胀,有助于裂缝的产生与扩展。

(3)页岩自身的层理特性。页岩自身的层理明显,在压裂的过程中,裂缝容易向层理转向,形成网状缝。且在主裂缝扩展过程中,能沟通更多的天然裂缝,形成相对更复杂的裂缝。

### 3 结 论

(1)页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂较水力压裂的起裂压力低约 50.9%,砂岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂较水力压裂的起裂压力低约 57.1%。

(2)相比水力压裂的泵压曲线,超临界 CO<sub>2</sub> 压裂在升压的过程中,由于 CO<sub>2</sub> 的压缩性,增压速率较慢,压力曲线有一段缓慢上升的阶段。除此之外,由于页岩本身的层理特征,页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂有多次起裂的现象,更易形成复杂的裂缝。

(3)随着温度的升高,页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力总体呈下降的趋势。

(4)结合工业 CT 断面扫描,页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂更容易形成网络裂缝,达到体积压裂。而页岩超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝的扩展机理还须进一步研究。

### 参考文献 (References):

- [1] 蒋国盛,王荣璟.页岩气勘探开发关键技术综述[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2013(1):3-8.  
JIANG Guosheng, WANG Rongjing. Review of key technology for shale gas exploration and development[J]. Exploration Engineering: Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2013(1): 3-8.
- [2] JIN X, SHAH S, SHENG M. Hydraulic fracturing model based on nonlinear fracture mechanics; Theory and simulation[A]. Spe Technical Conference and Exhibition[C]. 2012.
- [3] JIN X, SHAH S, JIN X, et al. Fracture propagation direction and its application in hydraulic fracturing[J]. Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [4] 王玉满,董大忠,李建忠,等.四川南下志留统龙马溪组页岩气储层特背景[J].石油学报,2012,33(4):551-561.  
WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561.
- [5] TOUZEL P. Managing environmental and social risks in China [J]. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [6] SLUTZ J A, ANDERSON J A, BRODERICK R, et al. Key shale gas water management strategies: An economic assessment[A]. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production [C]. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [7] LIU F, ELLETT K, XIAO Y, et al. Assessing the feasibility of CO<sub>2</sub> storage in the New Albany Shale (Devonian-Mississippian) with potential enhanced gas recovery using reservoir simulation[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 17(17): 111-126.
- [8] HAIMSON, B C, ZHAO Zhongliang. Effect of borehole size and pressurization rate on hydraulic fracturing breakdown pressure [A]. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science: Proc 32nd US Symposium Norman [C]. 1991: 191-199.
- [9] ITO T. Effect of pore pressure gradient on fracture initiation in fluid saturated porous media [J]. Rock Engineering Fracture Mechanics, 2008, 75(7): 1753-1762.
- [10] SCHMITT D R, ZOBACK M D. Infiltration effects in the tensile rupture of thin walled cylinders of glass and granite: Implications for the hydraulic fracturing breakdown equation [J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1993, 30(3): 289-303.
- [11] XIE H, LI X, FANG Z, et al. Carbon geological utilization and storage in China: Current status and perspectives [J]. Acta Geotechnica, 2014, 9(1): 7-27.
- [12] 陈立强,田守崧,李根生,等.超临界 CO<sub>2</sub> 压裂起裂压力模型与参数敏感性研究[J].岩土力学,2015,36(S2):125-131.  
CHEN Liqiang, TIAN Shouceng, LI Gensheng, et al. Initiation pressure models for supercritical CO<sub>2</sub> fracturing and sensitivity analysis [J]. Rock and Soil Mechanics, 2015, 36(S2): 125-131.
- [13] ISHIDA T, AOYAGI K, NIWA T, et al. Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO<sub>2</sub> [J]. Geophysical Research Letters, 2012, 39(16): 440-453.
- [14] 侯冰,陈勉,程万,等.页岩气储层变排量压裂的造缝机制[J].岩土工程学报,2014,36(11):2149-2152.  
HOU Bing, CHEN Mian, CHENG Wan, et al. Fracturing mechanism of shale gas reservoir with variable pump rates [J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(11): 2149-2152.
- [15] 衡帅,杨春和,曾义金,等.页岩水力压裂裂缝形态的试验研究[J].岩土工程学报,2014,36(7):1243-1251.  
HENG Shuai, YANG Chunhe, ZENG Yijin, et al. Experimental study on hydraulic fracture geometry of shale [J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(7): 1243-1251.
- [16] FOUILLAC C, SANJUAN B, GENTIER S, et al. Could sequestration of CO<sub>2</sub> be combined with the development of enhanced geothermal systems [A]. Third Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration [C]. Alexandria, 2004.
- [17] 靳遵龙,李德雨,刘东来,等.超临界 CO<sub>2</sub> 体系黏度分子动力学研究[J].郑州大学学报(理学版),2015,47(2):101-103.  
JIN Zunlong, LI Deyu, LIU Donglai, et al. Molecular dynamics simulation of viscosity in supercritical CO<sub>2</sub> [J]. Journal of Zhengzhou University (Natural Science Edition), 2015, 47(2): 101-103.
- [18] 李维特,黄保海,毕仲波.热应力理论及应[M].北京:中国电力出版社,2004:59-67.
- [19] 郝振良,马捷,王明育.热应力作用下的有效压力对多孔介质渗透系数的影响[J].水动力学研究与进展,2003,18(6):792-796.  
HAO Zhenliang, MA Jie, WANG Mingyu. Influence of effective stress on the coefficient of permeability of porous medium under thermal stress [J]. Journal of Hydrodynamics, 2003, 18(6): 792-796.