

DOI: 10.11779/CJGE202107018

# 页岩油储层多甜点压裂裂缝垂向扩展试验研究

侯冰<sup>1</sup>, 武安安<sup>1</sup>, 常智<sup>1</sup>, 尤源<sup>2</sup>, 寇晓璇<sup>1</sup>, 张丰收<sup>3,4</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249.; 2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018;  
3. 同济大学岩土与地下工程教育部重点实验室, 上海 200092; 4. 同济大学土木工程学院地下建筑与工程系, 上海 200092)

**摘要:**鄂尔多斯盆地延长组长7段发育丰富砂岩和页岩多薄互层叠置的页岩油资源, 勘探开发评估资源量达数十亿吨以上。但页岩油储层多甜点层叠置, 层理、裂缝发育、各向异性和非均质性显著, 压裂改造时缝高垂向延伸距离短, 体积压裂改造难度大。基于室内真三轴室内压裂物模试验, 针对长庆长7段井下连续储层段获取的全直径致密砂岩和页岩全直径岩心, 利用混凝土包裹全直径井下岩心测试真三轴环境下的水力裂缝起裂和垂向延伸形态, 揭示长7段页岩油储层多甜点岩性压裂裂缝垂向扩展机理。试验发现: 页岩油储层层理呈“千层饼”状且胶结弱, 压裂液易沿层理渗滤, 在垂向应力与最小水平主应力之差小于12 MPa时, 水力裂缝形态多呈现水平缝, 压裂液沿层理逐层渗滤。排量增大到30 mL/min时, 页岩易发生剪切滑移破坏, 形成高倾角水平缝或跳跃台阶缝。垂向应力与最小水平主应力之差曾加到14 MPa时, 会产生明显的垂向穿层缝, 纵向沟通多套甜点层。无论排量高低(30, 15 mL/min), 垂直缝均沟通多个层理, 压裂液会在沿垂直缝上下延伸过程中, 当被弱胶结层理面捕获时, 沿层理缝渗滤扩展, 产生“十”字型或“丰”字型的复杂缝。压裂施工时, 优选垂向应力与最小水平主应力差值大的层位射孔, 有利于水力裂缝穿层扩展增加复杂裂缝体积, 提高页岩油储层体积改造效果。

**关键词:** 页岩油储层; 井下全直径岩心; 压裂; 物理模拟; 裂缝扩展; 储层改造

中图分类号: TU43

文献标识码: A

文章编号: 1000-4548(2021)07-1322-09

**作者简介:** 侯冰(1979—), 男, 研究员, 博士生导师, 主要从事岩石力学、水力压裂等方面研究工作。E-mail: binghou@vip.163.com。

## Experimental study on vertical propagation of fractures of multi-sweet of spots shale oil reservoir

HOU Bing<sup>1</sup>, WU An-an<sup>1</sup>, CHANG Zhi<sup>1</sup>, YOU Yuan<sup>2</sup>, KOU Xiao-xuan<sup>1</sup>, ZHANG Feng-shou<sup>3,4</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China;

3. Key Laboratory of Geotechnical & Underground Engineering of Ministry of Education, Tongji University, Shanghai 200092, China;

4. Department of Geotechnical Engineering, College of Civil Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China)

**Abstract:** Shale oil resources are developed richly in the Yanchang Formation of the Ordos Basin, which is deposited with multiple layers of sandstone and shale, and the results of exploration and development in recent years have shown that its conservatively assessed resources can reach more than billions of tons. The shale oil reservoirs are stacked with developed bedding and natural fractures and obvious anisotropy and heterogeneity, so the fractures height of in the longitudinal extension distance is usually short, making it difficult to accomplish reservoir reconstruction. Based on indoor true triaxial fracturing physical experiments on the full-diameter shale and sandstone cores obtained from the downhole reservoir section of Changqing 7, the full-diameter core is wrapped by concrete to test the initiation and vertical propagation of hydraulic fracturing in a true triaxial environment. Experiment are carried out to reveal the vertical propagation mechanism of fractures of multi-sweet spots with different lithologic reservoirs in 7 shale oil formation of Changqing. It is found that the shale oil reservoir bedding is in the shape of a "thick cake", and the bedding is cemented weakly. Fracturing fluid is easy to percolate along the bedding. When the difference between the vertical stress and the minimum horizontal stress is less than 12 MPa, the shape of the hydraulic fracture generally exhibits a horizontal fracture, and the fracturing fluid is percolated along the bedding. If the displacement is large (30 mL/min), the samples will be caused to produce shear slip damage, resulting in a high-inclination horizontal fracture or

基金项目: 国家自然科学基金项目(51874328, 52074311, U19B6003-05); 中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学(北京)战略合作科技专项项目(ZLZX2020-03)

收稿日期: 2020-10-14

a jumping step fracture. When the difference between the vertical stress and the minimum horizontal stress reaches 14 MPa, the obvious vertical fracture will be produced, and it will connect multi-sweet spots. At this time, regardless of whether the flowing rate is high or low, the vertical fractures will communicate with multiple stratification fractures, and the fracturing fluid will be captured by the weakly cemented stratification surface during the expansion of the vertical fractures, then fracturing fluid is percolated and expands along the bedding fractures, resulting in a complex cross shape or road-network complex fractures. During the fracturing construction, it is recommended to perforate a layer with a large difference between the vertical stress and the minimum horizontal principal stress, which is conducive to create vertical hydraulic fractures, then the complex fractures will be formed to enhance the effect of reservoir reconstruction.

**Key words:** shale oil reservoir; full-diameter rock sample; hydraulic fracturing; physical simulation; fracture propagation; reservoir reconstruction

## 0 引言

在石油地质领域,致密砂岩-页岩储层是近几年兴起的名称,也有学者将其称为“页岩油”或者是“致密油”,页岩油的名称最初译自国外。邹才能等<sup>[1]</sup>对致密油的定义是:致密油是指生油岩层系各类致密储层中聚集的石油。经过短距离运移,储层岩性主要包括粉砂岩、泥质粉砂岩以及碳酸盐岩等,具有广阔的勘探开发前景<sup>[2]</sup>,近几年这种资源又被称为页岩油,对于命名,笔者不做过多说明。鄂尔多斯长7段含有丰富的页岩油资源丰富,开发潜力巨大<sup>[3]</sup>,具有砂泥储层大面积分布,储层致密但流体可动性较好,含油饱和度高,油质轻,气油比较高,埋藏较浅,资源量大等特点<sup>[4]</sup>。长7段页岩油已成为长庆油田“二次加快”发展的重要资源保障。而受储层物性致密、原始油藏压力系数低和湖相沉积非均质性等因素影响,页岩油储层总体渗透率低,目前很难形成复杂的裂缝网络<sup>[5]</sup>。

目前国内页岩油的研究处于起步阶段,对其相关的水力压裂研究比较少,因此,对中国页岩油储层水力压裂裂缝扩展机制的研究迫在眉睫。页岩油储层水力压裂施工一般借助页岩气水力压裂研究成果进行分析,Mahrer等<sup>[6]</sup>认为天然裂缝性地层压裂后将形成复杂的裂缝网络,天然裂缝是水力裂缝扩展的重要影响因素;Beugelsdijk等<sup>[7]</sup>通过室内试验证实了压裂时裂缝网络的存在。Fisher等<sup>[8-9]</sup>通过微地震监测了页岩储层水力压裂时形成的网状裂缝。Mayerhofer等<sup>[10-11]</sup>认为提高油藏改造体积,形成最大化的缝网展布,才是页岩储层改造成功的关键。陈勉<sup>[12]</sup>推导了三维空间中水力裂缝激活和转向控制方程,并对中国的页岩气开采过程中的关键力学问题进行了探讨<sup>[13]</sup>。侯冰等<sup>[14-17]</sup>用页岩露头开展水力压裂物理模拟,研究了天然裂缝对水力裂缝扩展的影响,认为水力缝的转向或者穿透与天然裂缝的开度、胶结强度相关。高杰等<sup>[18]</sup>采用煤岩露头开展真三轴水力压裂物理模拟,研究了砂煤岩

穿层压裂裂缝扩展的机理,提出胶结强度是影响裂缝扩展形态的重要因素。张儒鑫等<sup>[19]</sup>利用混凝土开展了水力压裂物理模拟试验,研究了射孔参数对裂缝扩展形态的影响,给出了射孔参数理论基础和施工建议。夏彬伟<sup>[20]</sup>用矿区坚硬顶板的致密砂岩研究了缝间距、应力差等对水力裂缝扩展的影响。衡帅等<sup>[21]</sup>用页岩露头研究了水力裂缝扩展的机理。Huang等<sup>[22]</sup>利用混凝土试验模拟研究了不同射孔方式下的水力裂缝起裂及扩展的机理。An等<sup>[23]</sup>研究了龙马溪组不同岩性的不同摩擦系数对裂缝诱导及扩展的影响。

许多学者对页岩储层水力裂缝扩展形态进行了深入研究。但是,大部分学者试验样品采用页岩露头和混凝土进行试验,露头岩石和混凝土与井下岩心力学特征差异巨大,试验结果不能真实反映井下岩石的破裂特性。采用井下真实全直径岩心,其岩石力学参数与井下储层完全一致,试验结果能较好表征水力压裂现场施工,同时,由于页岩油储层在国内的开采才刚刚开始,前人对该类储层的水力压裂研究较少,致密砂岩-页岩储层的层理极度发育,裂缝扩展形态与页岩气储层差异较大,在压裂中难以实现像页岩气打碎储层的开采方式,不能照搬页岩气储层的开采模式,基于此,笔者采用井下全直径真实岩心,开展水力压裂物理模拟试验,探索鄂尔多斯页岩油储层水力压裂裂缝扩展形态规律。

## 1 页岩油试样水力压裂模拟试验

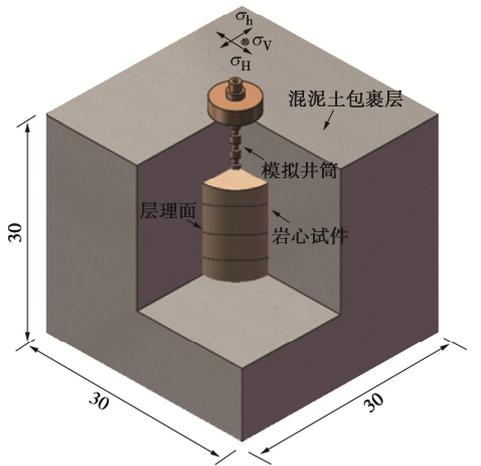
### 1.1 试验试样

试验试样取自鄂尔多斯盆地长7组井下两千多米深的全直径岩心,主要来自陇东地区,岩心呈圆柱状,直径约为10 cm,长度在15~20 cm之间,试样上表面距离模具顶面约为5 cm,将试样筑成30 cm×30 cm×30 cm的立方块,试验主要研究页岩油储层直井压裂过程中在不同地应力差以及不同注入排量条件下,水力裂缝的起裂及扩展行为。由于井下岩心层理

发育，脆且易破碎，试验前对井下岩心进行包裹处理，防止岩心在围压加载过程中损坏，处理步骤如下：①预处理岩心，采用胶布包裹岩心；②包裹试样，用混凝土将岩心均匀包裹成 30 cm×30 cm×30 cm 的模拟试样；③钻沉孔，在包裹好的试样侧面上沿长度方向钻出长为 14 cm 的沉孔；④安装井筒，将直径为 1.2 cm，长度为 12 cm 的模拟井筒固结在井眼中，下方预留 2 cm 孔眼作为裸眼段。试样制作过程如图 1 所示。



(a) 井下试样



(b) 岩样示意图

图 1 试样制作过程

Fig. 1 Process of making samples

1.2 试验参数

本次模拟利用中国石油大学（北京）岩石力学实验室的真三轴压裂试验模拟系统，进行 3 个方向地应力条件下的页岩水力压裂模拟。依据相似理论与由 Clifton 等<sup>[24]</sup>裂缝控制方程导出的相似准则，结合试验系统的功能参数来优选试验参数，使试验条件与现场压裂施工条件尽可能相似。确定三轴物理模拟试验的排量分别为 15 cm<sup>3</sup>/min（对应现场排量 5 m<sup>3</sup>/min）和 30 cm<sup>3</sup>/min（对应现场排量 10 m<sup>3</sup>/min）。由于鄂尔多斯盆地长 7 段一般埋深在 2100~2400 m，试验前期开展了凯瑟尔效应室内测试试验，测得长 7 段页岩油储层的地应力分布特征，结果显示，长 7 段最大水平主应力与最小水平主应力之差为 5~6 MPa，依据相似准则和试验仪器特征，特设定如下试验参数（表 1），使水平两向应力差尽可能与现场相似，以此研究地应力差和排量对水力裂缝扩展形态的影响。

表 1 致密砂岩-页岩水力压裂模拟试验参数

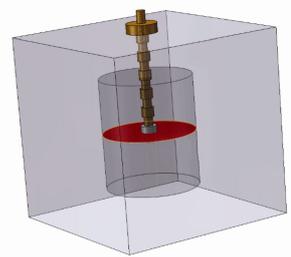
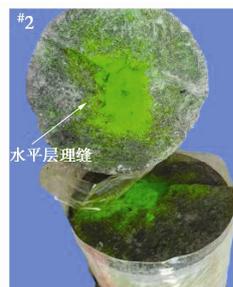
Table 1 Parameters for hydraulic fracturing experiments on shale and sandstone

试样编号	三向应力/MPa			排量/(mL·min <sup>-1</sup> )	(σ <sub>v</sub> -σ <sub>h</sub> )/MPa
	σ <sub>v</sub>	σ <sub>H</sub>	σ <sub>h</sub>		
#1	28	22	16	15	12
#2	28	22	16	15	12
#3	28	22	16	30	12
#4	30	22	16	15	14
#5	30	22	16	30	14
#6	22	18	16	15	6
#7	22	18	16	30	6

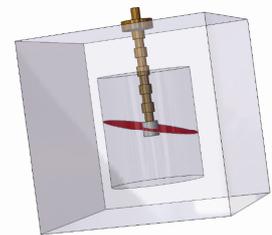
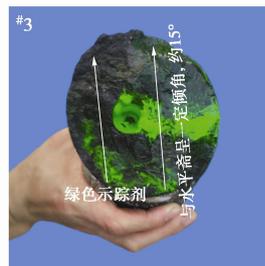
2 储层水力裂缝扩展形态特征

2.1 储层水力裂缝扩展形态分类

试样压裂后的裂缝扩展形态可以简单地分为 4 类，即沿层理渗滤的单一层理缝、高倾角的层理缝、轻微跳跃的台阶缝、“十”字缝或“丰”字型复杂缝网。试验发现，水力裂缝扩展形态主要受垂向应力和最小水平主应力之差影响，排量也会对裂缝扩展产生一定影响。这是因为垂向应力和最小水平主应力之差是垂直缝形成的关键因素，在垂向应力与最小水平主应力之差为 14 MPa 时，试样首先会产生垂直缝，压裂液会沿垂直缝上下扩展延伸，在此过程中压裂液被弱胶结层理缝捕获，迫使层理缝张开，从而产生“十”字型或“丰”字型复杂缝网，试样的 SRV（储层改造体积）显著增强。垂向应力与最小水平主应力之差小于 12 MPa 时，裂缝形态表现为单一的水平缝，压裂液沿层理进行渗滤，故应力差是能否形成较好的改造效果的关键因素。排量对裂缝扩展形态的影响表现在：低排量下的水平层理缝与层理面几乎平行，即单一层理缝，而高排量下的裂缝面则呈现高倾角缝，或者使水平缝产生跳跃。



(a) 单一水平层理缝 (#2试样及裂缝模型)



(b) 高倾角水平缝 (#3试样及裂缝模型)

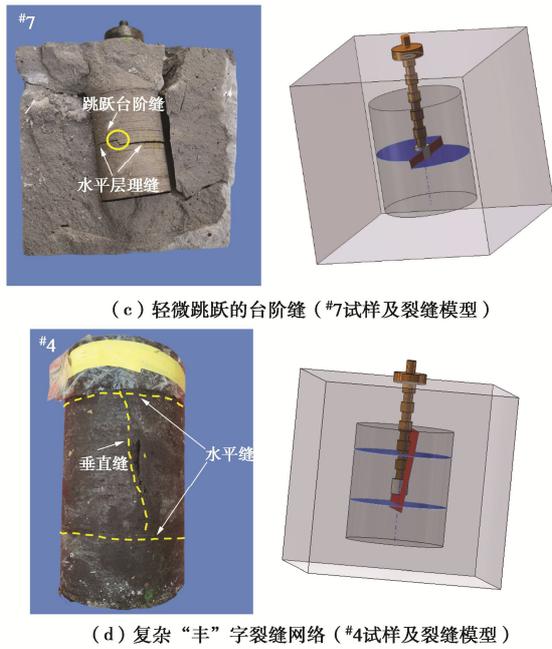


图 2 水力压裂裂缝扩展形态

Fig. 2 Propagation patterns of hydraulic fracturing

### 2.2 地应力差对水力裂缝扩展影响

一般情况下,页岩气储层水力压裂裂缝总是沿着最大主应力方向扩展,同时,水平两向应力差异越大,水力裂缝的方向性越明显;对于页岩气的水力压裂施工而言,水平两向应力差异越小,水力裂缝的扩展越复杂,水力裂缝越容易与天然裂缝相沟通,从而越易形成复杂的裂缝网络,反之,两向应力差越大,水力裂缝就会沿着最大水平主应力扩展,水力裂缝与天然裂缝的沟通变得困难,从而形成单一的裂缝扩展形态。试验结果显示,致密油-页岩油储层水力压裂裂缝扩展形态与页岩气储层差异较大,致密油-页岩油储层水力压裂必须形成垂直穿层缝才能实现较好的改造效果,因此需要较大的应力差形成垂直缝。

#6, #1, #4 试样的排量设置为 15 mL/min, 垂向应力与最小水平主应力之差分别为 6, 12, 14 MPa, 首先介绍这 3 组不同应力条件下试样的裂缝扩展形态。

在水力压裂物理模拟试验中,随着垂向应力与最小水平主应力之差逐渐变大,裂缝从单一的水平缝逐渐变为复杂缝。#6 试样的应力差为 6 MPa, 裂缝扩展形态如图 3 (a) 所示,裂缝形态表现为单一的层理缝,裂缝面与层理面基本平行,分析知压裂液在裸眼段内未上下扩展,而表现为沿层理的渗滤;#1 试样的应力差为 12 MPa, 压裂后试样如图 3 (b) 所示,垂直面上有明显的荧光粉附着,另外在对应的多个层理面上也含有丰富的荧光粉,这表明压裂液仅在裸眼段附近产生微小上下扩展,接着沿着多个层理进行渗滤;#4 试样的应力差为 14 MPa, 压裂完后,试样如图 3 (c)

所示,岩样产生了明显的垂直缝,另外也出现了多条水平层理缝,且荧光粉在层理面附近有富集现象产生。试样#4 出现了较为复杂的“丰”字型裂缝网络,这主要是在垂向应力与最小水平主应力之差达到 14 MPa 后,水力压裂首先产生垂直缝,由于这种致密砂岩-页岩油储层层理发育,压裂液会沿层理渗滤,这样垂直缝将多个弱胶结的层理缝沟通起来,从而形成复杂的“丰”字型复杂缝网。随之垂向应力与最小水平主应力差值的逐渐增大,水力压裂裂缝形态由单一水平缝向垂直缝转变,层理结构逐渐被纵向垂直缝破坏。#6, #1, #4 岩样压裂后裂缝扩展形态如图 3 所示。

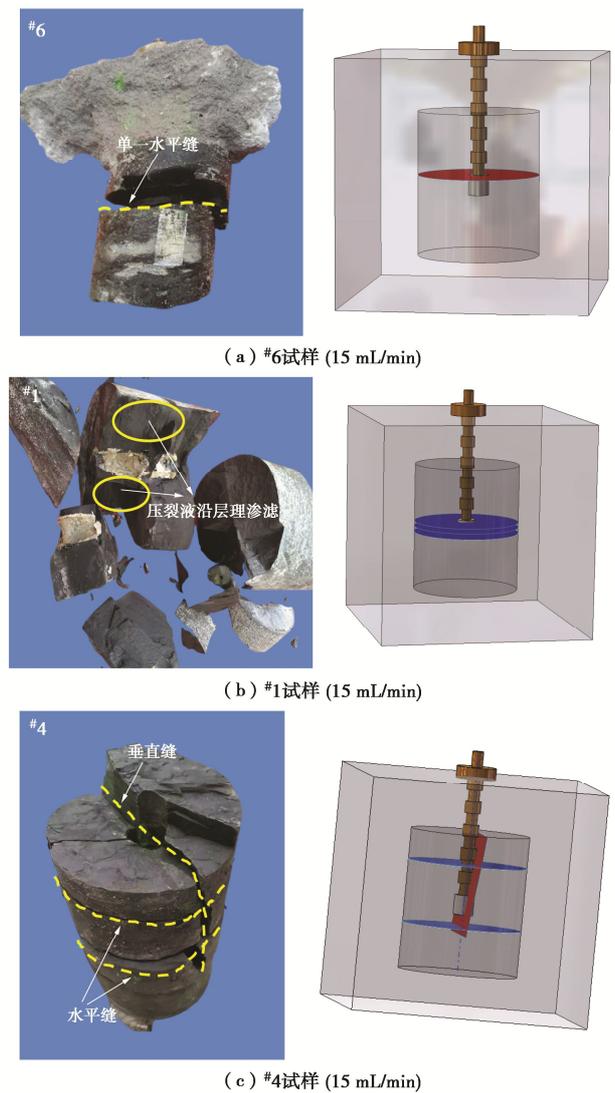


图 3 垂向应力与最小水平应力之差对裂缝扩展形态影响

Fig. 3 Influences of difference between vertical stress and minimum horizontal stress on propagation morphology of fractures (15 mL/min)

增大排量到 30 mL/min, 分别对#7, #3, #5 试样开展试验, 岩样压裂后裂缝扩展形态见图 4。

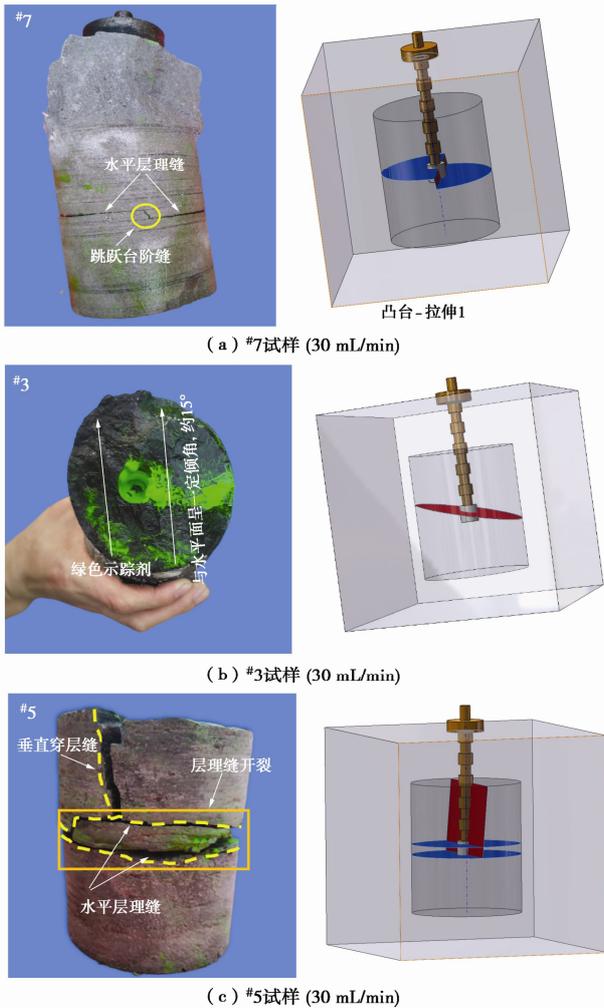


图4 垂向应力与最小水平应力之差对裂缝扩展形态影响

Fig. 4 Influences of difference between vertical stress and minimum horizontal stress on propagation morphology of fractures (30 mL/min)

#7, #3, #5 试样的垂向应力与最小水平主应力之差分别为 6, 12, 14 MPa。#7 试样的垂向应力与最小水平主应力之差为 6 MPa, #7 试样在大排量下产生了局部的台阶缝, 如图 4 (a) 所示, 这是由于压裂液注入速度较快, 而压裂液沿层理渗滤速度较慢, 导致注入压力升高, 促使岩样产生局部破坏, 产生台阶缝。#3 试样的应力差为 12 MPa, 压裂效果表现为沿层理渗滤, 产生单一的水平层理缝, 如图 4 (b) 所示, 但由于排量的增大, 使得层理缝裂缝面与水平面呈现一定的夹角, 产生高倾角的层理缝, #5 试样的垂向应力与最小水平主应力之差为 14 MPa, 在这种高应力差的条件下, 岩样同时产生了垂直缝和水平层理缝, 如图 4 (c) 所示, 这表明高应力差下, 垂直裂缝容易生成, 同时由于致密砂岩-页岩储层层理发育, 垂直裂缝产生后, 压裂液可以从井筒沿垂直缝上下流动, 进而会向多个层理进行渗滤, 从而突破胶结较弱的层理, 产生水平层理缝。试样#5 的排量为 30 mL/min, 压裂后水平层理缝破坏较为严重。试验现象表明, 在高排量下,

随着垂向应力与水平最小主应力的差值增大, 裂缝形态由水平缝向水平缝加垂直缝的复杂缝网形态过渡, 高应力差促使层理结构破坏, 产生垂直缝, 垂直缝将层理弱面沟通起来, 形成复杂缝网。

综上可知, 垂向应力与最小水平主应力产生的应力差是影响水力压裂改造效果的关键因素, 在高应力差下, 试样先易于产生垂直缝, 垂直缝会沟通多个试样的层理, 从而产生类似于“丰”字型的复杂缝网, 取得较好的改造效果。

### 2.3 不同排量对水力裂缝扩展影响

除了应力差以外, 本次物模试验的另一个重要参数就是排量。本次物理模拟, 主要设置了 15, 30 mL/min 两组排量, 用于模拟低排量和高排量下水力压裂起裂特征, 根据相似准则, 15 mL/min 的排量主要模拟现场 5 m<sup>3</sup>/min, 30 mL/min 的排量是模拟现场 10 m<sup>3</sup>/min。

首先, 在三向应力为 22—18—16 MPa 的地应力条件下, 开展了两组水力压裂物模试验, 其中#6 试样为 15 mL/min 的排量, #7 试样为 30 mL/min 的排量。两组试样的裂缝扩展形态都为单一的水平层理缝。#6 试样裂缝形态为单一层理缝, 压裂液主要沿层理渗滤, 如图 5 (a) 所示。#7 试样本身层理发育, 压裂前可从表面观察到多条岩性差异大的层理面, 压裂后的裂缝扩展形态也表现为层理缝, 但在岩样表面可观察到, 裂缝面在一局部产生了微小的台阶缝, 如图 5 (b) 所示, 这是由于增大排量后, 压裂液沿层理的渗滤速度跟不上压裂液的注入速度, 导致注入压力增大, 从而产生岩样的局部破坏, 压裂后的岩样破坏结果如图 5 所示。

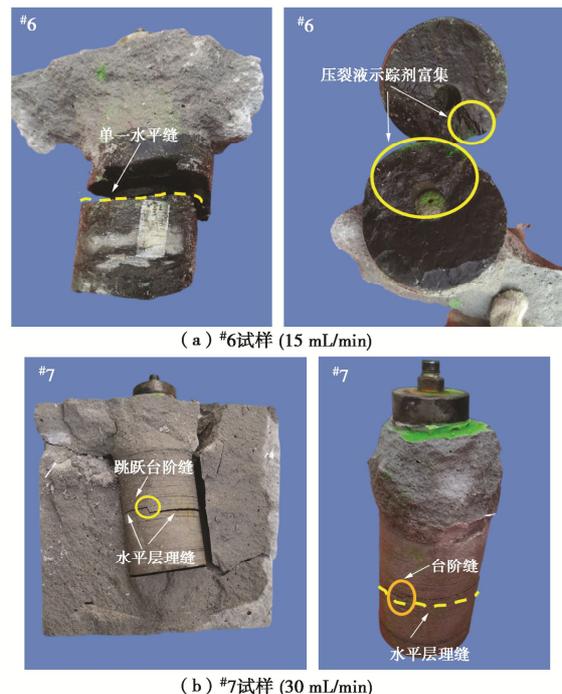
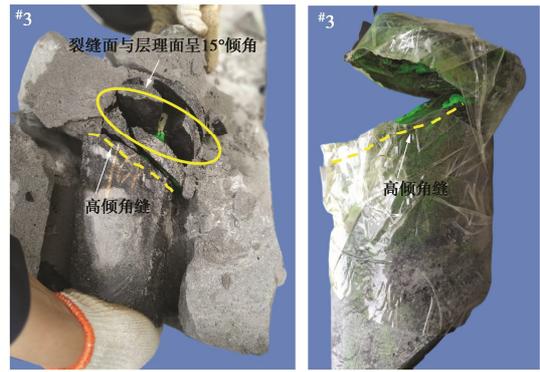


图5 三向应力 22—18—16 MPa 下试样裂缝扩展形态

Fig. 5 Propagation morphologies of fractures under triaxial stress conditions of 22—18—16 MPa

接着在应力为 28—22—16 MPa 的条件下, 分别以 15, 30 mL/min 的排量实施了 3 组物理模拟试验, 试样分别为 #1、#2、#3, 其中 #1 和 #2 试样的排量为 15 mL/min, #3 试样的排量为 30 mL/min。在压裂过程中, #1 试样的裂缝形态表现为单一的水平缝, 打开岩样后, 在层理面上观察到压裂液示踪剂富集现象, 如图 6(a) 所示, 压裂液沿层理渗滤现象明显。#2 试样压裂后表面未见示踪剂显现, 打开岩样后, 只有一条单一的水平层理缝, 且裂缝面上示踪剂大量富集, 裂缝扩展形态和 #1 试样相同, 如图 6(b) 所示, 这是由于该试样非常致密, 压裂液在沿层理渗滤的过程中, 示踪剂也在随着压裂液渗滤, 但由于示踪剂本身分子体积较大, 示踪剂便在井筒附近富集, 只有压裂液中的滑溜水能沿层理进行渗滤。#3 试样的排量是 30 mL/min, 增大排量后, 试样的裂缝形态发生了一定转变, 相比于 #1 试样和 #2 试样的沿层理开裂, #3 试样的裂缝面与层理面呈 15° 的夹角, 如图 6(c) 所示, 这是由于增大排量后, 压裂液沿层理渗滤的速度跟不上压裂液注入的速度, 促使井筒附近压力升高, 在这种不稳定的状态下, 压裂液不再简单地沿层理渗滤, 而会产生上下窜动, 使试样产生剪切滑移破坏, 导致裂缝面与层理面呈现一定夹角。

综上所述, 低排量下的水力压裂会出现明显的压裂液沿层理渗滤, 增大排量能促使裂缝面发生一定程度转向, 使岩石产生剪切破坏, 从而增大储层 ESRV (有效储层改造体积)。



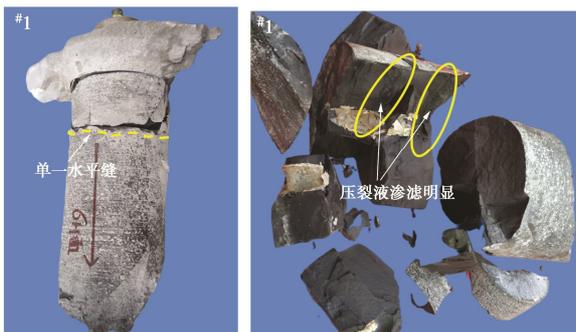
(c) #3试样 (30 mL/min)

图 6 三向应力 28—22—16 MPa 下试样裂缝扩展形态

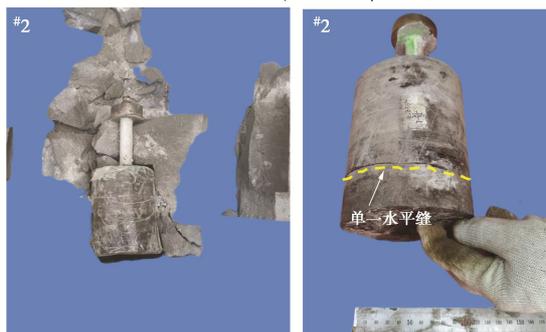
Fig. 6 Propagation morphologies of fractures under triaxial stress conditions of 28—22—16 MPa

### 2.4 压裂曲线

在压裂试验中, 入口压力—时间的压裂曲线蕴含了岩样整个破裂过程的重要信息, 不仅能反映岩石破裂的难易程度, 也是表征岩石破裂过程和破裂行为的重要参考依据。三向应力处于 22—18—16 MPa 的应力条件下, 对 #6 和 #7 试样分别采取 15, 30 mL/min 的排量开展水力压裂物模试验, 试样 #6 的起裂压力为 5.51 MPa, 且起裂过程入口压力增长缓慢, 表明压裂液在沿层理渗滤, 之后入口压力以 6 MPa 左右迫使压裂液沿层理渗滤, 实现层理缝的扩展延伸, 整个过程压裂曲线都较平稳, 仅有微小的压力波动, 由岩石局部破坏产生, 压裂并未造成较大的人工水力裂缝, 压裂液主要沿层理进行渗滤。#7 试样的裂缝起裂压力为 19.23 MPa, 裂缝起裂后, 压裂液又在 16.5 MPa 左右的入口压力下向层理渗滤, 促使裂缝面进行延伸, 由于压裂液的注入速度过快, 压裂液的注入速度高于压裂液的渗滤速度, 致使试样井筒处压力迅速上升, 在压裂过程中, 压裂曲线有一处明显下降, 刚好和 #7 试样压裂后的跳跃台阶缝对应, #6、#7 试样的压裂曲线如图 7 所示。



(a) #1试样 (15 mL/min)



(b) #2试样 (15 mL/min)

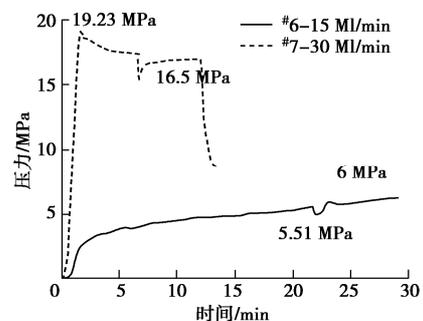


图 7 三向应力 22—18—16 MPa 下试样 #6、#7 压裂曲线

Fig. 7 Fracturing curves of sample No. 6 and No. 7 under triaxial stress conditions of 22—18—16 MPa

图8是在应力为28—22—16 MPa的条件下开展的物模试验, #2岩样的排量为15 mL/min, #3岩样的排量为30 mL/min, #2试样的起裂压力为8.05 MPa, 岩样起裂后, 入口压力迅速降低, 之后裂缝以6 MPa左右的延伸压力沿层理面扩展, 这是因为在15 mL/min的排量下, 压裂液的注入速度与压裂液沿层理的渗滤速度实现了平衡, 压裂液沿层理渗滤速度平稳。而#3试样的起裂压力为13.21 MPa, 裂缝的延伸压力为15 MPa左右, 增大排量促使水力压裂的起裂压力和延伸压力都显著增大, 且裂缝延伸压力有逐渐上升的趋势, 这也表明了压裂液的注入速度高于压裂液的渗滤速度, 促使井筒内的压裂液憋压, 从而导致井口注入压力上升, #2, #3试样压裂曲线见图8。

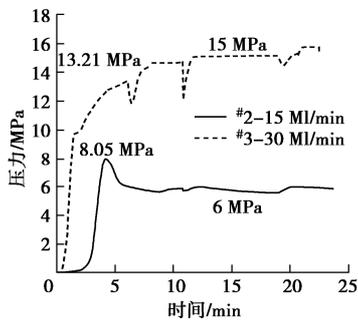


图8 三向应力28—22—16 MPa下试样#2、#3压裂曲线

Fig. 8 Fracturing curves of sample No. 2 and No. 3 under triaxial stress conditions of 28—22—16 MPa

在三向应力30—22—16 MPa条件下, 也开展了两组排量下的物模试验, #4试样的排量是15 mL/min, #5试样的排量为30 mL/min。#4试样的起裂压力为13.10 MPa, 裂缝起裂后, 井口的注入压力迅速降低, 表明压裂首先产生了一条主裂缝, 结合压裂后试样的破坏特征, 水力压裂首先产生的是一条垂直于层理面的垂直缝, 之后裂缝的延伸压力约为7 MPa, 在裂缝延伸的过程中, 压裂液沿层理渗滤, 压裂的注液时间较长, 试样得到了较好的改造。#5试样的起裂压力为9.21 MPa, 由于压裂液的注入排量较大, 起裂后, 井口的注入压力降低幅度较小, 之后裂缝以11~13 MPa的入口压力进行延伸, 且裂缝的延伸压力有上升趋势, 表明压裂液的注入速度大于压裂液的渗滤速度, #4, #5试样的压裂曲线如图9。

分析压裂曲线可知, 垂向应力与最小水平主应力的应力差越小, 水力压裂的起裂压力和延伸压力越高, 岩石的起裂越困难; 排量对岩石破裂压力的影响表现在, 高排量下水力压裂的起裂压力要高于低排量下的起裂压力, 同时高排量下裂缝的延伸压力要显著高于低排量下的裂缝延伸压力。这些因素表明, 高应力差有利于降低储层的破裂压力和裂缝延伸压力, 高排量

会一定程度改善储层改造体积。

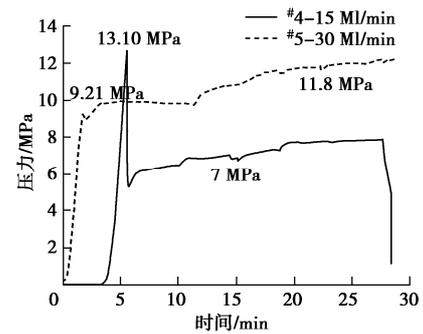


图9 三向应力30—22—16 MPa下试样#4、#5压裂曲线

Fig. 9 Fracturing curves of sample No. 4 and No. 5 under triaxial stress conditions of 30—22—16 MPa

### 3 结论及建议

基于鄂尔多斯盆地陇东地区井下页岩油储层全直径岩心的室内真三轴水力压裂物理模拟试验, 综合分析了不同应力差、排量条件下, 致密砂岩—页岩井下岩心试样的裂缝扩展形态和试样的压裂曲线, 得出以下3点结论。

(1)页岩油储层多甜点层压裂后水力裂缝扩展与页岩气储层的水力裂缝扩展差异较大, 页岩气开采方式为打碎储层, 甜点层多选择水平应力差较小层位, 水力裂缝的扩展延伸不受地应力差限制, 这样水力裂缝才能充分与天然裂缝相互沟通, 从而产生复杂缝网, 而页岩油储层层理呈“千层饼”状发育, 裂缝扩展形态受层理胶结性影响较大, 低应力差条件下裂缝扩展形态为单一层理缝, 高应力差条件下易产生垂直缝, 在垂向应力与最小水平主应力差达到14 MPa后, 致密砂岩—页岩试样就会产生垂直缝, 垂直缝又会沟通多个层理弱面, 压裂液可沿垂直缝进入水平层理缝, 从而产生复杂的“十”字缝网或“丰”字型缝网。

(2)页岩油储层压后水力裂缝扩展形态包括单一层理缝、高倾角层理缝、台阶缝、“十”字型复杂缝网、“丰”字型复杂缝网等。对比不同排量下裂缝的扩展形态, 高排量会促使单一的水平层理缝产生剪切滑移破坏, 使裂缝面与水平面呈现一定夹角, 或者使层理缝产生跳跃, 形成台阶缝, 这都表明增大排量使层理缝的破裂程度增大。同时, 高排量下的裂缝的起裂压力和裂缝延伸压力都明显高于低排量下的起裂压力和延伸压力, 且裂缝的延伸压力有上升的趋势。

(3)基于鄂尔多斯盆地陇东地区井下页岩储层水力压裂室内物理模拟试验, 初步设计出页岩水力压裂裂缝扩展形态与应力差(垂向应力与最小水平主应力之差)、排量的图版(见图10), 可指导现场压裂设计

参数优化, 建议在实际现场作业时, 压裂排量应高于  $10 \text{ m}^3/\text{min}$ , 选择垂向应力与最小水平主应力差较大的区域进行施工, 或者改变应力场, 使垂向应力与最小水平主应力之差增大, 产生垂直于层理方向的垂直缝, 垂直缝沟通多甜点层理缝后会形成“丰”字型复杂缝网。

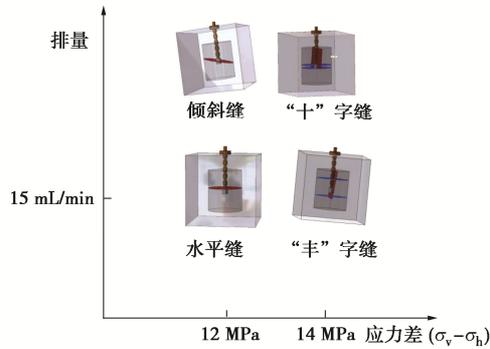


图 10 裂缝扩展形态与应力差和排量关系图版

Fig 10 Plate of fracture propagation morphology

#### 参考文献:

- [1] 林森虎, 邹才能, 袁选俊, 等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏, 2011, **23**(4): 25 - 30. (LIN Sen-hu, ZOU Cai-neng, YUAN Xuan-jun, et al Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, **23**(4): 25 - 30. (in Chinese))
- [2] 邹才能, 张光亚, 陶士振, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发, 2010, **37**(2): 129 - 145. (ZOU Cai-neng, ZHANG Guang-ya, TAO Shi-zhen, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, **37**(2): 129 - 145. (in Chinese))
- [3] 杨华, 梁晓伟, 牛小兵, 等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, **44**(1): 12 - 20. (YANG Hua, LIANG Xiao-wei, NIU Xiao-bing, et al. Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: a case of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, **44**(1): 12 - 20. (in Chinese))
- [4] 付金华, 牛小兵, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组长7段页岩油地质特征及勘探开发进展[J]. 中国石油勘探, 2019, **24**(5): 601 - 614. (FU Jin-hua, NIU Xiao-bing, DAN Wei-dong, et al. The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang7 Member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, **24**(5): 601 - 614. (in Chinese))
- [5] 慕立俊, 赵振峰, 李宪文, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油水平井细切割体积压裂技术[J]. 石油与天然气地质, 2019, **40**(3): 626 - 635. (MU Li-jun, ZHAO Zhen-feng, LI Xian-wen, et al. Fracturing technology of stimulated reservoir volume with subdivision cutting for shale oil horizontal wells in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, **40**(3): 626 - 635. (in Chinese))
- [6] MAHRER K D. A review and perspective on far-field hydraulic fracture geometry studies[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1999, **24**(1): 13 - 28.
- [7] BEUGELSDIJK L J L, DEPATER C J, SARO K. Experimental hydraulic fracture propagation in multi-fractured medium[C]// Asia Pacific Conference on Intergrated Modelling for Asset Management. 2020, Yokohama.
- [8] FISHER M K, WRIGHT C A, DAVIDSON B M, et al. Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the barnett shale[J]. SPE Production & Facilities, 2005, **20**(2): 85 - 93.
- [9] DENNEY D. Optimizing horizontal completions in the barnett shale with microseismic fracture mapping[J]. Journal of Petroleum Technology, 2005, **57**(3): 41 - 43.
- [10] MAYERHOFER M J, BOLANDER J L, WILLIAMS L I, et al. Integration of microseismic-fracture-mapping fracture and production analysis with well-interference data to optimize fracture treatments in the overton field, East Texas[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibiton, 2005, Dallas.
- [11] MAYERHOFER M J J, LOLON E P P, WARPINSKI N R R, et al. What is stimulated reservoir volume?[J]. SPE Production & Operations, 2010, **25**(1): 89 - 98.
- [12] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, **37**(5): 88 - 94. (CHEN Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, **37**(5): 88 - 94. (in Chinese))
- [13] 陈勉, 金衍, 卢运虎. 页岩气开发: 岩石力学的机遇与挑战[J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, **47**(11): 6 - 18. (CHEN Mian, JIN Yan, LU Yun-hu. Shale gas development: Opportunities and challenges for rock mechanics[J]. Scientia Sinica (Physica Mechanical) and

- Astronomical, 2017, **47**(11): 6 - 18. (in Chinese))
- [14] 侯冰, 程万, 陈勉, 等. 裂缝性页岩储层水力裂缝非平面扩展实验[J]. 天然气工业, 2014, **34**(12): 81 - 86. (HOU Bing, CHENG Wan, CHEN Mian, et al. Experiments on the non-planar extension of hydraulic fractures in fractured shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2014, **34**(12): 81 - 86. (in Chinese))
- [15] HOU Bing, CHEN Mian, LI Zhimeng, et al. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration And Development, 2014, **41**(6): 833 - 838.
- [16] HOU B, ZHANG R X, ZENG Y J, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and propagation in deep shale formation with high horizontal stress difference[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, **170**: 231 - 243.
- [17] HOU B, ZHANG R X, TAN P, et al. Characteristics of fracture propagation in compact limestone formation by hydraulic fracturing in central Sichuan, China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, **57**: 122 - 134.
- [18] 高杰, 侯冰, 谭鹏, 等. 砂煤互层水力裂缝穿层扩展机理[J]. 煤炭学报, 2017, **42**(增刊 2): 428 - 433. (GAO Jie, HOU Bing, TAN Peng, et al. Propagation mechanism of hydraulic fracture in sand coal interbedding[J]. Journal of China Coal Society, 2017, **42**(S2): 428 - 433. (in Chinese))
- [19] 张儒鑫, 侯冰, 单清林, 等. 致密砂岩储层水平井螺旋射孔参数优化研究[J]. 岩土工程学报, 2018, **40**(11): 2143 - 2147. (ZHANG Ru-xin, HOU Bing, SHAN Qing-lin, et al. Parameter optimization of spiral perforations in horizontal well with tight sandstone reservoir[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2018, **40**(11): 2143 - 2147. (in Chinese))
- [20] 夏彬伟, 刘浪, 彭子焯, 等. 致密砂岩水平井多裂缝扩展及转向规律研究[J]. 岩土工程学报, 2020, **42**(8): 1549 - 555. (XIA Bin-wei, LIU Lang, PENG Zi-ye, et al. Multi-fracture propagation and deflection laws of horizontal wells in tight sandstone[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2020, **42**(8): 1549 - 1555. (in Chinese))
- [21] 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 Chun-he, ZENG Yi-jin, et al. Experimental study on hydraulic fracture geometry of shale[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, **36**(7): 1243 - 1251. (in Chinese)
- [22] HUANG L K, LIU J J, ZHANG F S, et al. 3D lattice modeling of hydraulic fracture initiation and near-wellbore propagation for different perforation models[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, **191**: 107169.
- [23] AN M, ZHANG F, ELSWORTH D, et al. Friction of Longmaxi shale gouges and implications for seismicity during hydraulic fracturing[J]. Journal of Geophysical Research (Solid Earth), 2020, **125**(8): e2020JBO19885.
- [24] CLIFTON R J, ABOU-SAYED A S. On the computation of the three-dimensional geometry of hydraulic fractures[C]// Symposium on Low Permeability Gas Reservoirs. 1979, Denver.