

注液方式对深层页岩裂缝形态影响实验研究*

考佳玮,金衍,付卫能,常智

(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)

摘要:开发深层页岩需要通过对储层进行水力压裂,而注液方式会对压裂效果产生很大的影响。采用真三轴水力压裂实验系统,研究不同的注液方式对深层页岩的裂缝形态的影响规律。实验结果表明:高地应力差下水力裂缝会沿着垂直于最小地应力方向起裂并扩展成横切缝,遇层理或天然裂缝会沟通并形成分支缝;采用先小排量后提升至大排量的注液方式可以开启更多的裂缝;先注入高粘度的压裂液制造主缝,然后替换为低粘度压裂液开启分支缝,形成主缝+分支缝的裂缝形态,有利于提升储层 SRV。本实验研究结果可以为深层页岩压裂设计提供参考。

关键词:深层页岩;水力压裂;高水平地应力差;变排量;交替注液

中图分类号:TU45

文献标识码:A

文章编号:1673-0836(2019)01-0032-07

Experiments Research on the Influence of Injection Method on Hydraulic Fracture Morphology of Deep Shale

Kao Jiawei, Jin Yan, Fu Weineng, Chang Zhi

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

Abstract: Hydraulic fracturing is always used to reform deep shale reservoir, while injection method has a great influence on the fracturing results. The hydraulic fracturing experiments under true triaxial conditions are conducted on the deep shale to research the influence of different injection methods on the fracture morphology. The results indicate that the hydraulic fractures always crack in the direction perpendicular to minor principal stress and extend, then penetrate or connect when encounter bedding planes and natural fractures; the injection method that low displacement is first used then high is instead can open more fractures; Injecting high viscosity fracturing fluid could firstly manufacturing main fractures and then with low viscosity fluid could open branch fractures. It is a better method to improve the SRV of shale reservoir. The research can provide a reference for deep shale fracturing design.

Keywords: deep shale; hydraulic fracturing; high in-situ horizontal stress deviation; variable pump rates; alternate injection

0 引言

页岩储层基质致密,具有低孔隙度、低渗透率

的特点,在开发过程中通常采用水平井水力压裂的方式对储层进行改造。已有的研究表明^[1-3],页岩水力压裂过程中,水力裂缝会受到层理、天然裂

* 收稿日期:2018-08-23(修改稿)

作者简介:考佳玮(1992-),男,安徽凤台人,博士生,主要从事油气井工程岩石力学方面的研究工作。

E-mail:kjwcup2010@163.com

通讯作者:金衍(1972-),男,浙江临海人,博士,教授、博士生导师,主要从事石油工程岩石力学、井壁稳定、水力压裂、井筒完整性等方面的研究。E-mail:jiny@cup.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金重大项目(51490650)

缝影响,形成较为复杂的裂缝形态,水力裂缝遇到层理或天然裂缝时会出现穿透、转向或者止裂等交叉模式。不少学者对此提出了水力裂缝和天然裂缝的交叉准则和裂缝起裂和转向的机制^[4-9],并采用数值模拟的方法分析复杂情况下的水力裂缝扩展规律^[10-12]。目前,在国内页岩水力压裂过程中通常采用改变压裂液排量或者胶液+滑溜水+胶液的交替注液方式^[13],以增强储层改造的效果。

然而已有的研究主要是针对国内埋深不到 3 500 m 的中浅层页岩储层^[14]。随着页岩埋深的增加,水平地应力差不断增大,在埋深超过 3 500 m 的深层页岩中,水平地应力差通常超过 10 MPa,部分地区如南页 1HF 井超过 20 MPa^[13]。高水平地应力差下,水力裂缝穿过不连续面的能力很强,不易形成体积裂缝,不利于增大储层改造体积。采用变排量或者交替注液的压裂注液方式,对于深层页岩的改造效果如何,还有待进一步研究。

本文通过水力压裂大物模实验对高水平地应力差下的深层页岩在不同注液方式下的效果进行研究,分析注液方式对裂缝扩展规律的影响,为深层页岩高效开发提供一定参考。

1 实验准备和方案设计

页岩取自四川长宁地区龙马溪组露头。对页岩进行取样,并通过室内测试得到其基本岩石力学参数:该页岩主要成分为石英、黏土和碳酸盐,其含量分别为 65.7%、21.3% 和 8.1%;其垂直于层理面的抗压强度为 103.78 MPa,弹性模量为 23.44 GPa,泊松比为 0.23。根据 Rickman 等^[15]提出的页岩脆性评价方法,该区块页岩表现出较好的脆性特征。

将页岩试样用切割机加工成大小为 300 mm 的立方体。由于页岩试样具有个体差异性,每块中所包含的不连续面分布是不一样的,因此需要仔细观察。在试样表面将可观察到的层理面和天然裂缝用粉笔进行描绘,并将之进行三维重构,这对于评价试样压裂后的裂缝形态和对不同试样进行对比分析十分重要。试样重构如图 1 所示。

深层页岩通常采用水平井分段压裂的改造方式,因此,使用钻孔机在试样上沿平行于层理方向钻一个圆孔,形成水平井压裂时的井眼方向。并使用嵌有金刚石片的钻机在钻孔底部的周边一圈割出一条深度约 2 mm 深的细缝,以形成应力集中,降低起裂压力。将直井筒放入圆孔中,井底预留 4 cm 的裸眼段,并注入固井胶。沿平行于井筒方向

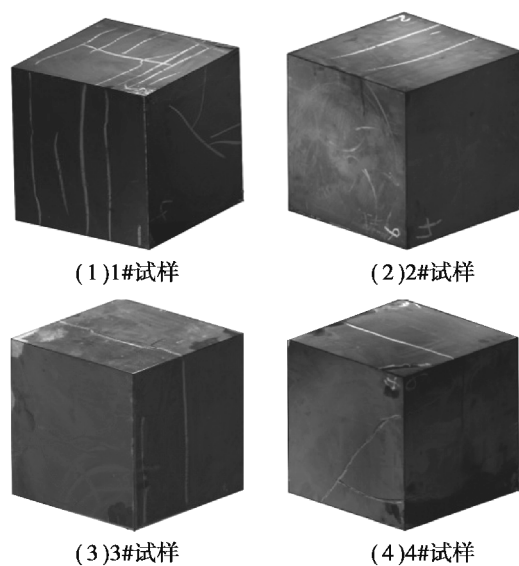


图 1 页岩试样重构图

Fig. 1 Reconstructed images of shale samples
施加水平最小地应力,沿垂直于层理方向施加上覆应力,沿平行于层理方向施加水平最大地应力。试样示意图如图 2 所示。

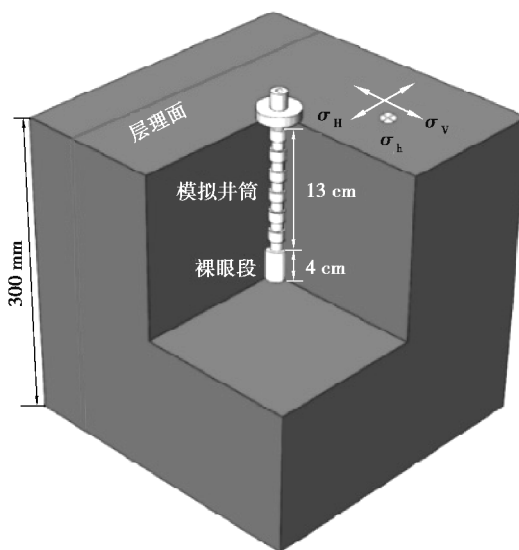


图 2 试样示意图

Fig. 2 Diagram of test specimen

实验采用中国石油大学(北京)岩石力学实验室的大尺寸真三轴压裂模拟实验装置系统,对页岩试样压裂过程中的裂缝形态进行分析,并记录泵压曲线。考虑到深层页岩的地应力差异较大,本实验中设定页岩试样处于正断层地应力条件下,且水平最小地应力远小于上覆压力和水力最大地应力,水平地应力差为 12 MPa,以表征深层页岩的高水平地应力差状态。4 块试样分别采用连续注液、变排量注液和交替注液的方式,以分析在高水平地应力差条件下不同注液方式对深层页岩裂缝形态的影

响。具体实验方案如表 1 所示。

表 1 实验参数

Table 1 Experimental parameters

试样 编号	地应力/MPa $\sigma_v/\sigma_H/\sigma_h$	排量/ (ml · min ⁻¹)	压裂液 黏度/ (MPa · s)	水平应 力差/ MPa
1#	25/20/8	30	3	12
2#	25/20/8	变排量	3	12
3#	25/20/8	30	3+200	12
4#	25/20/8	30	200+3	12

变排量注液的泵注程序如表 2 所示。

表 2 变排量泵注程序

Table 2 Procedure of variable pump rates

阶段	注入速率/ (ml · min ⁻¹)	注入 量/ml	时间/ min	累计注入 量/ml
1	6	60	10	60
	10.8	15	11.39	75
	12	15	12.64	90
	13.2	15	13.78	105
2	14.4	15	14.82	120
	15.6	15	15.78	135
	16.8	15	16.67	150
	18	15	17.5	165
	10.8	15	18.89	180
	12	15	20.14	195
	13.2	15	21.28	210
	14.4	15	22.32	225
3	15.6	15	23.28	240
	16.8	15	24.17	255
	18	15	25	270
4	10.8	15	26.39	180
	12	15	27.64	195
	13.2	15	28.78	210
	14.4	15	29.82	225
	15.6	15	30.78	240
	16.8	15	31.67	255
	18	15	32.5	270

2 实验结果和分析

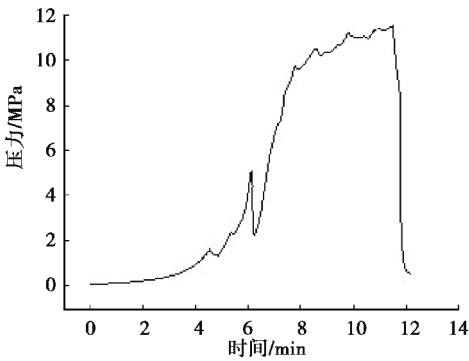
在实验结束后,沿试样表面可观察到的裂缝面打开试样,根据示踪剂分布可以观察水力裂缝的形态。根据每条裂缝的方位和其裂缝面特征,确定裂缝的类型:水力主裂缝垂直于最小水平地应力方向,由红色标记;水力裂缝开启的层理面上可以清楚地观察到龙马溪组古生物化石,由蓝色标记;水力裂缝沟通的天然裂缝通常在主裂缝或层理缝旁呈现分支缝形态,压裂液分布较少,由黄色标记。

2.1 连续注液实验结果

1#试样使用滑溜水(粘度为 3 MPa · s)进行定排量的常规注液压裂。如图 3(a)所示,1#试样中,水力裂缝沿垂直于水平最小地应力方向起裂并扩展至端面,水力裂缝沟通了一条紧挨着井筒的大型天然裂缝,形成了“T”形裂缝形态。由图 3(b)可知,1#试样的起裂压力较低,而结合裂缝形态可知,其近井筒处存在天然缺陷,导致起裂压力较低,除了沟通近井筒天然裂缝之外,未能开启更多的层理或天然裂缝。



(a) 1#试样裂缝形态



(b) 1#试样泵压曲线

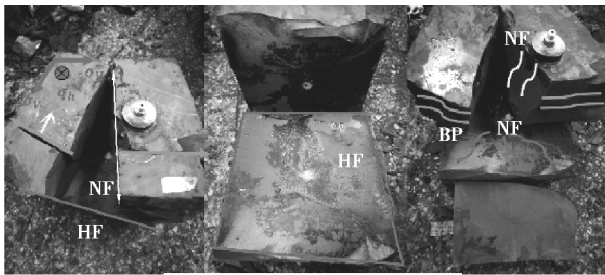
图 3 1#试样实验结果

Fig. 3 Experiment results of sample 1#

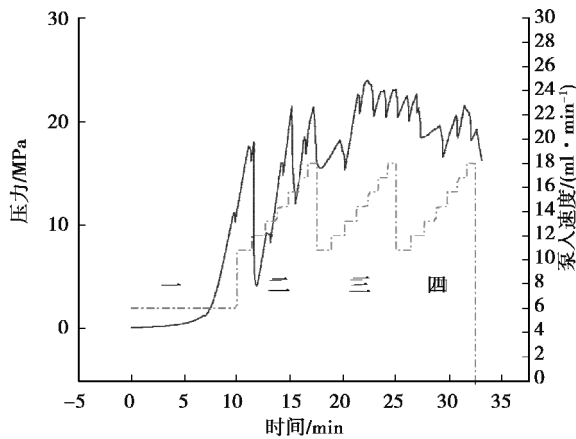
2.2 变排量实验结果

如图4(a)所示,2#试样采用滑溜水进行变排量注液,水力裂缝沿垂直于水平最小地应力方向起裂并扩展至端面。此外,水力裂缝开启了一条层理和一条天然裂缝,形成了较为复杂的裂缝形态。

如图4(b)所示,从泵注程序和泵压曲线的关系中知:①在阶段2的提排量过程中,页岩试样破裂形成主裂缝,压力跌落,之后随着泵入速率的不断提升,压力不断提升;②在泵注过程中,压力出现小幅度跌落,说明水力裂缝沟通了不连续面,并不断在扩展;③变排量模式下,裂缝在低泵入速率下可以渗进页岩的微裂隙中并将其激活,而随着速率的提升,这些微裂隙会被开启,形成宏观裂缝,这点与已有的研究结果^[16]是相符的。



(a) 2#试样裂缝形态



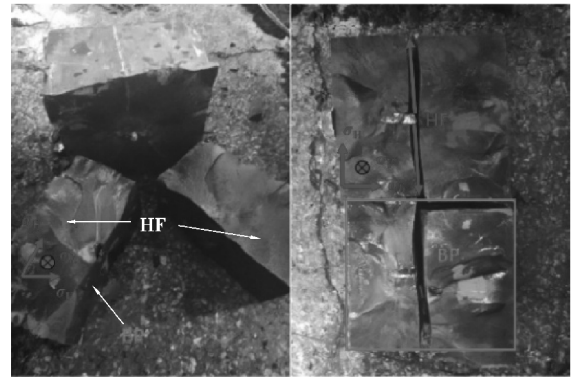
(2) 2#试样泵压曲线

图4 2#试样实验结果

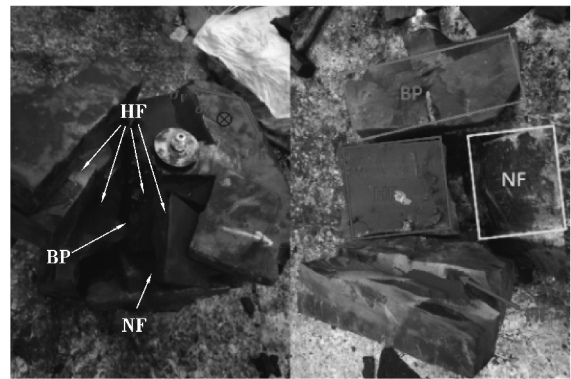
Fig. 4 Experiment results of sample 2#

2.3 交替注液组实验结果

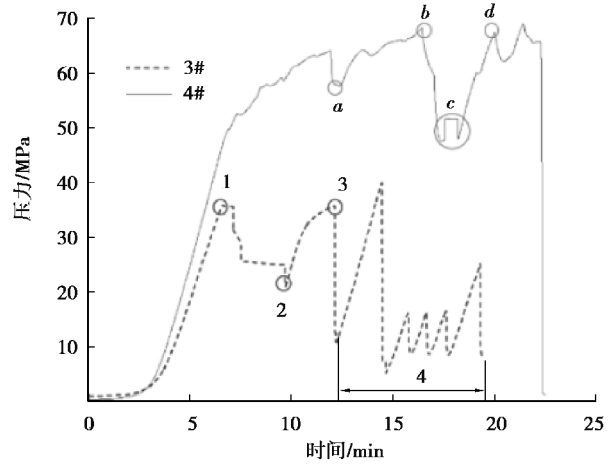
如图5(a)所示,3#试样中首先注入胍胶(粘度为 $\text{MPa} \cdot \text{s}$),水力裂缝沿垂直于水平最小地应力方向起裂并扩展为横切缝,之后在保持泵压的情况下注入滑溜水(粘度为 $200 \text{ MPa} \cdot \text{s}$),滑溜水开启了一条层理,最终形成了“十”字形裂缝形态。



(a) 3#试样裂缝形态



(b) 4#试样裂缝形态



(c) 3#和4#泵压曲线

图5 3#和4#试样压裂实验结果

Fig. 5 Experiment results of sample 3# and 4#

如图5(b)所示,4#试样中首先注入滑溜水(粘度为 $3 \text{ MPa} \cdot \text{s}$),水力裂缝起裂并开启近井筒裂缝带,沟通了一条层理和 45° 胶结面,之后在保持泵压的情况下注入胍胶(粘度为 $200 \text{ MPa} \cdot \text{s}$),胍胶沿着已经开启的裂缝流动,没有形成新裂缝,该试

样裂缝形态复杂。

在图 5(c) 中,虚线代表 3#试样压裂过程中的泵压,实线代表 4#试样。在虚线中,1 点为 3#试样的起裂压力,2 点是由注凝胶泵切换至注滑溜水泵导致的压力波动,3 点表示由滑溜水开启层理形成第二道裂缝,4 所指示的非稳态扩展阶段是因为此时裂缝已经扩展至端面,在围压和滑溜水的持续注入的作用下,裂缝不断开启,压裂液从裂缝流出,从而造成压力波动现象。蓝色曲线中,a 点是由注滑溜水泵切换至注凝胶泵导致的压力波动,b 点为起裂压力,c 点是由于驱动泵吸液导致的压力波动,d 点是由凝胶压裂液通过裂缝时形成的压力波动。

3#试样的破裂压力明显比 4#试样的更低,是因为对于低粘度的压裂液,其会更加充分地渗入井底周边的页岩井壁上的微裂隙,使得其在起裂时需要开启更多微裂缝,需要更多的能量,从而形成宏观裂缝,因此需要更高的起裂压力。

3 注液方式的影响分析

本实验考察了在深层页岩压裂过程中在不同的注液方式下其裂缝形态的差异。而注液方式主要由压裂液的粘度和排量控制。对于压裂液排量和粘度的影响,已有相关研究^[16-18]:

(1)在相同实验条件下,随着注液速率增大,水力裂缝分支缝及偏移现象会逐渐减少,裂缝形态趋于单一;而在变排量压裂中,先采用低排量注液,压裂液可以更好地深入到微裂隙中,使其出现多个待破裂点,而后提高排量,可以制造复杂裂缝。

(2)粘度是控制压裂液滤失的主要因素。在相同的条件和同一排量下,粘度越大,携砂性能越好,滤失越低,可以获得更大的水力裂缝面积和裂缝宽度,有利于形成高导缝。但粘度较大时,摩阻较高,泵注压力高,不利于施工和控制缝高,且水力裂缝内净压力相对较低,难以开启更多天然裂缝。因此,压裂液粘度需要控制在合理范围内。

1#试样是基准试样。从图 1 中可以看出,1#试样发育有多条层理,而近井筒处有一条较大的天然裂缝,其受缺陷影响起裂压力较低,且起裂后水力裂缝仅开启了该天然裂缝,未能激活更多的层理。大规模的天然裂缝或断层带会导致压裂液流失,难以获得足够地水力能量开启更多裂缝,因此在方案

设计中应避免。

在 2#试样中主要的层理有 2 条,通过变排量的注液方式,开启其中一条层理,并沟通了一侧的小型天然裂缝。2#试样的不连续面虽不如 1#试样发育,但是裂缝形态却比 1#试样更复杂,由此证实了采用变排量的注液压裂方式可以激活更多的层理和天然裂缝,提升深层页岩的改造效果。而如何优化变排量注液方式,还需要进一步研究。

3#试样中发育有 1 条层理,以及几条小型天然裂缝,先采用凝胶注液形成了主缝,然后采用滑溜水注液,开启了 1 条层理,未能激活天然裂缝。而在 4#试样中,试样发育有 1 条层理和 1 个 45°倾角大型天然裂缝。由于起裂压力较高,起裂瞬间水力裂缝开启了近井筒的层理和裂缝带,形成了很复杂的裂缝形态,但是其主缝较短,之后注入的凝胶未能开启更多裂缝。4#试样的裂缝形态比 3#试样更为复杂,但是先注入滑溜水,后续的凝胶未能起到作用,其与 1#试样的注液方式本质是一样的。

对于滑溜水注液,在低地应力差的中浅层页岩中,由于其摩阻较低,可以更好地渗入到微裂隙中,而起裂时会造成更高的起裂压力,同时开启更多的不连续面,以达到更好的改造效果;而在高地应力差的深层页岩中,地应力差对于裂缝的延伸具有很大影响,先注入滑溜水容易造成主缝较短,近井筒裂缝带复杂,而改造效果有限;若先用凝胶注液,其粘度高不易渗入微裂隙,可以制造更长的主缝,之后再注入滑溜水,可以开启更多的层理面和天然裂缝,有效提升改造体积。

4 深层页岩的裂缝扩展规律

本文对高地应力差下的深层页岩在连续注液、变排量注液和交替注液方式下的裂缝形态进行研究分析。从已有的大物模实验研究中可知中低地应力差条件下的页岩起裂规律^[19-20]为:页岩在中低地应力差条件下,受其本身的各向异性以及缺陷的影响,可能沿着垂直于水平最小地应力方向起裂,或者沿着层理或天然裂缝等弱面起裂。而在高地应力差条件下,从实验结果可以看出,水力裂缝一般会沿着垂直于水平最小地应力方向起裂,地应力差成为主控因素。水力裂缝在起裂之后,受高地应力差控制,具有较强的穿层能力,可以穿透距离

井筒较近的层理面,可能会开启层理面或天然裂缝面,形成较为复杂的裂缝形态,这取决于层理或天然裂缝的发育程度、胶结强度和走向等性质。

根据实验结果,建议在深层页岩储层改造的过程中,储层体积改造应避免大型断裂带,采用先注入高粘度压裂液(如冻胶等)的方式制造主缝,然后替换为滑溜水进行小排量注液,使压裂液渗入微裂隙,之后提高排量,可以开启较多的层理和天然裂缝,以达到更好的储层改造效果。

5 结论

(1)在高地应力差下,水力裂缝沿垂直于水平最小地应力方向起裂并扩展,遇到不连续面会出现穿透或转向等行为;水力裂缝形态受层理和天然裂缝的发育程度和性质影响较大,若其胶结强度较弱,则可以形成复杂裂缝形态;若存在大规模天然裂缝带,则会使水力能量耗散,应该避免。

(2)考察了连续注液、变排量注液和交替注液3种方式对裂缝形态的影响:先低排量后提升排量的注液方式相比于连续注液方式可以开启更多的层理或天然裂缝;先注入高粘度压裂液后注入低粘度压裂液的交替注液方式可以形成主缝+分支缝的裂缝形态;而先注入低粘度压裂液后注入高粘度压裂液的方式,则更多的是开启近井筒裂缝带,不利于主缝的延伸。

(3)根据本实验结果,建议在深层页岩的压裂过程中,可以先采用冻胶进行大排量压裂制造主缝,之后替换为滑溜水进行小排量泵注然后提高排量,可以开启较多的层理面和天然裂缝,有利于提升储层的SRV。

参考文献(References)

- [1] Warpinski N R, Teufel L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. Journal of Petroleum Technology, 1984, 39(2): 209-220.
- [2] Blanton T L. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures[A]//Proceedings of SPE Unconventional Gas Recovery Symposium[C]. Pittsburgh, Pennsylvania, SPE, 1982;559-571.
- [3] Zhou J, Chen M, Jin Y, et al. Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2008, 45(7): 1143-1152.
- [4] Potluri N K, Zhu D, Hill A D. The effect of natural fractures on hydraulic fracture propagation[M]. Society of Petroleum Engineers, 2005.
- [5] 程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 336-340. (Cheng Wan, Jin Yan, Chen Mian, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. Petroleum Exploration & Development, 2014, 41(3): 336-340. (in Chinese))
- [6] 武鹏飞, 梁卫国, 曹孟涛, 等. 煤体在不同层理方位 I 型断裂特征试验研究[J]. 地下空间与工程学报, 2017, 13(S2): 538-545. (Wu Pengfei, Liang Weiguo, Cao Mengtao, et al. Experimental investigation on model I fracture characteristics of coal in different stratification orientation [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2017, 13(Sup. 2): 538-545. (in Chinese))
- [7] 毕井龙, 梁卫国, 耿毅德, 等. 温度和层理对油页岩断裂韧度影响的试验研究[J]. 地下空间与工程学报, 2018, 14(4): 1007-1015. (Bi Jinglong, Liang Weiguo, GengYide, et al. Experimental study on the effect of temperature and bedding planes on the fracture toughness of oil shale [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2018, 14(4): 1007-1015. (in Chinese))
- [8] 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 (Natural Science Edition), 2013, 37(5): 88-94. (in Chinese))
- [9] 赵金洲, 任岚, 胡永全. 页岩储层压裂缝成网延伸的受控因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(1): 1-9. (Zhao Jinzhou, Ren Lan, Hu Yongquan. Controlling factors of hydraulic fractures extending into network in shale formations (Natural Science Edition) [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2013, 35(1): 1-9. (in Chinese))
- [10] 李旺, 唐春安, 李连崇. 裂隙岩体同步压裂干扰机制的数值模拟研究[J]. 地下空间与工程学报, 2018,

- 14(3): 719-728. (Li Wang, Tang Chunan, Li Lianchong. Numerical simulation research on the perturbation mechanism of simultaneous fracturing in jointed rock masses [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2018, 14(3): 719-728. (in Chinese))
- [11] 李连崇, 张潦源, 黄波, 等. 薄互层储层水平井压裂裂缝延伸规律模拟分析[J]. 地下空间与工程学报, 2016, 12(6): 1577-1585. (Li Lianchong, Zhang Liaoyuan, Huang Bo, et al. Numerical investigation on the propagation law of hydraulic fractures near horizontal wells in thin interbedded reservoir [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2016, 12(6): 1577-1585. (in Chinese))
- [12] 严成增, 郑宏. 基于 FDEM-flow 方法研究非均质性对水力压裂的影响[J]. 地下空间与工程学报, 2016, 12(增2): 625-631, 638. (Yan Chengzeng, Zheng Hong. Effect of heterogeneity on hydraulic fracturing based on FDEM-flow method [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2016, 12(Supp. 2): 625-631, 638. (in Chinese))
- [13] 陈作, 曾义金. 深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2016(1): 6-11. (Chen Zuo, Zeng Yijin. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016(1): 6-11. (in Chinese))
- [14] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-178. (Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. Petroleum Exploration & Development, 2015, 43(6): 116-178. (in Chinese))
- [15] Rickman R, Mullen M, Peter E, et al. A practical use of shale petrophysics for simulation design optimization; all shale plays are not clones of the Barnett shale [A]//Annual Technical Conference and Exhibition [C]. Denver, Colorado, USA, 2008: 1-11.
- [16] 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. (in Chinese))
- [17] 范铁刚, 张广清. 注液速率及压裂液黏度对煤层水力裂缝形态的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(4): 117-123. (Fan Tiegang, Zhang Guangqing. Influence of injection rate and fracturing fluid viscosity on hydraulic fracture geometry in coal [J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2014, 38(4): 117-123. (in Chinese))
- [18] Pater C J D, Beugelsdijk L J L. Experiments and numerical simulation of hydraulic fracturing in naturally fractured rock [A]// U.S. Rock Mechanics Symposium and U. S.-Canada Rock Mechanics Symposium [C]. 2005: 1-12.
- [19] 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))
- [20] 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. (in Chinese))