

HPG 破胶液影响下支撑剂导流能力变化特征研究

倪小明^{1,2}, 于芸芸¹, 曹运兴^{2,3}

(1. 河南理工大学 能源科学与工程学院 河南 焦作 454000; 2. 中原经济区煤层(页岩)气河南省协同创新中心 河南 焦作 454000;
3. 河南理工大学 安全科学与工程学院 河南 焦作 454000)

摘要: 为了查明不同 HPG 破胶液、压力和煤岩弹性模量等条件变化下石英砂支撑剂的导流能力变化特征,在实验室优选 HPG 破胶剂基础上,分别进行了活性水和 HPG 破胶液通过不同石英砂粒径及其组合下的导流能力试验。考虑 HPG 破胶液残渣、支撑剂嵌入对导流能力的影响,构建了支撑剂导流能力的数理模型。试验结果验证了模型的准确性,探讨了支撑剂导流能力随关键参数的变化特征。结果表明:其他条件相同时,HPG 破胶液影响下支撑剂导流能力小于活性水下的;随着 HPG 破胶液残渣含量增加,导流能力呈指数型减小;随着支撑剂破碎率的增加,导流能力线性减小;随着闭合压力升高,导流能力呈指数型减少。随着煤岩弹性模量的增大,支撑剂导流能力呈对数型增加。减少 HPG 残渣是增加 HPG 压裂液推广应用的关键之一。

关键词: 支撑剂; 导流能力; 弹性模量; HPG 破胶液

中图分类号: P618; TE357.1 文献标志码: A 文章编号: 0253-2336(2016)03-0086-05

Study on changing characteristics about proppant flow conductivity under the influence of HPG fracturing fluid

Ni Xiaoming^{1,2}, Yu Yunyun¹, Cao Yunxing^{2,3}

(1. School of Energy Science and Engineering Henan Polytechnic University Jiaozuo 454000 China;
2. Collaborative Innovation Center of Coalbed Methane and Shale Gas for Central Plains Economic Region Henan Province Jiaozuo 454000 China;
3. School of Safety Science and Engineering Henan Polytechnic University Jiaozuo 454000 China)

Abstract: In order to find out the changing characteristics about proppant flow conductivity with different HPG fracturing fluid, different pressure and different coal elastic modulus, based on the selecting HPG broken glue fluid, quartz conductivity experiments in active water and HPG broken glue fluid were respectively carried out. Considering on the effects on the residue of HPG broken glue fluid and embedded of the supporting agent, the mathematics calculation model of the proppant flow conductivity was established, the accuracy of the model was verified by the experimental. The changing characteristics of the supporting with the key parameters were discussed. The results show that: when the other conditions are the same, the proppant flow conductivity in the HPG gel breaking liquid is less than in the active water, with the increasing residue content of the gel breaking liquid, the proppant flow conductivity decreases exponentially; with the increasing of crushing rate about proppant, the proppant flow conductivity decreases linearly; with the increasing of closure pressure, the proppant flow conductivity decreases exponentially; with the increasing of the elastic modulus, the proppant flow conductivity increases logarithmically. It is one of the key to increase the application of HPG fracturing fluid by reducing HPG residue.

Key words: proppant; flow conductivity; elastic modulus; HPG fracturing fluid

0 引言

我国煤储层低渗的特点决定了进行地面开发煤

层气,需先进行储层改造^[1-2],煤储层改造后充填裂缝导流的能力很大程度上决定了煤层气产出的难易程度及产出量^[3-5]。胍胶压裂液因其携砂能力强、

收稿日期: 2015-10-17; 责任编辑: 王晓珍 DOI: 10.13199/j.cnki.est.2016.03.017

基金项目: 河南省高校科技创新人才支持计划资助项目(15HASTIT050); 河南省高等学校青年骨干教师计划资助项目(2013GGJS-049)

作者简介: 倪小明(1979—)男,山西临汾人,副教授,博士。E-mail: nxm1979@126.com

引用格式: 倪小明,于芸芸,曹运兴.HPG 破胶液下支撑剂导流能力变化特征研究[J].煤炭科学技术,2016,44(3): 86-90.

Ni Xiaoming, Yu Yunyun, Cao Yunxing. Study on changing characteristics about proppant flow conductivity under the influence of HPG fracturing fluid[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(3): 86-90.

造缝效率高等特点,越来越受到人们的广泛关注^[6-7],但残渣会残留在地层中,堵塞裂隙通道,导致裂缝中支撑剂导流能力下降^[8-10]。国内外研究者通过裂缝导流仪,测试清洁压裂液、常规胍胶压裂液、低伤害压裂液等不同压裂液体系在不同粒径(细、中、粗粒等)、不同比例组合、不同支撑剂类型(石英、陶粒、覆膜等)在不同压力下的导流能力试验,结果表明:低闭合压力下不同类型支撑剂及其组合下导流能力差别较大,高闭合压力时导流能力差异在减少^[11-14];同等条件下清洁压裂液影响下支撑剂导流能力高于常规胍胶压裂液下的支撑剂导流能力。优选出了不同条件下支撑剂的最佳组合。一些研究者采用室内试验与数值模拟相结合的方法,认为支撑剂单层铺置下支撑剂嵌入程度从 0 增加到 33%,导流能力降低 85%^[15]。一些研究者通过压裂液残渣、分子尺寸对裂缝的伤害试验,发现残渣对支撑缝的伤害程度影响显著^[16-17]。对于胍胶破胶后支撑剂导流能力变化特征方面的研究相对较少,导致试验研究结果与实践之间存在一定的差别。笔者通过进行不同闭合压力下 HPG 破胶液及活性水下石英支撑剂导流能力试验,构建 HPG 破胶液下支撑剂导流能力变化的数理模型,得出了关键参数变化引起的导流能力变化特征,以期对不同储层条件下胍胶压裂液选择提供理论依据。

1 HPG 破胶液下石英砂支撑剂导流能力试验

1.1 试验方案

1.1.1 残渣含量测试试验

要得出 HPG 破胶液影响下石英砂支撑剂的导流能力变化规律,首先需对残渣含量进行测试。实验室分别进行了 20℃ 下质量分数为 0.04%、0.05%、0.06% 的 NH_4Cl , 0.03% 的 NH_4F , 0.08%、0.10%、0.12% 的酸性物质 HXM 组合下 HPG 压裂液破胶剂优选。分别测试了破胶后黏度、残渣含量、含糖量等,优选出破胶剂 HXM+ NH_4Cl 组合效果好。并有针对性地进行了不同浓度下破胶 6 h 后破胶液残渣含量测试,试验方案见表 1。

1.1.2 支撑剂导流能力试验

目前,煤层气井压裂时多采用 0.15~0.30 mm、0.4~0.8 mm 两种不同粒径的石英砂进行支撑。本次试验也选用这 2 种粒径进行试验。设计闭合压力为 10~60 MPa,铺砂质量浓度为 10 kg/m^2 ,试验分 2 组进行,支撑剂组合方式、导流能力试验方案见表 2。

表 1 酸破胶剂配方

Table 1 Formula about acid gel breaker

破胶剂 编号	破胶剂中各配方的质量分数/%		pH
	HXM	NH_4Cl	
1	0.08	0.04	2.57
2	0.10	0.05	2.47
3	0.12	0.06	2.40

表 2 支撑剂短期导流能力试验方案

Table 2 Experimental programs of proppant short-term flow conductivity

组别	流体介质	样品编号	粒径比例	组合方式
1	HPG	a	0.4~0.8 mm	单粒径
	破胶液	b	0.4~0.8 mm : 0.15~0.30 mm	4 : 1
2	活性水	c	0.4~0.8 mm	单粒径
		d	0.4~0.8 mm : 0.15~0.30 mm	4 : 1

1.2 试验结果

1.2.1 残渣含量测试结果

表 1 中编号为 1、2、3 号破胶后残渣含量分别为 127、70、15 mg/L 。可见 HPG 压裂液破胶后含有不可溶的残渣,会堵塞裂缝,降低裂缝的导流能力。

1.2.2 导流能力测试结果

不同组合方式下支撑剂导流能力测试结果如图 1 所示。

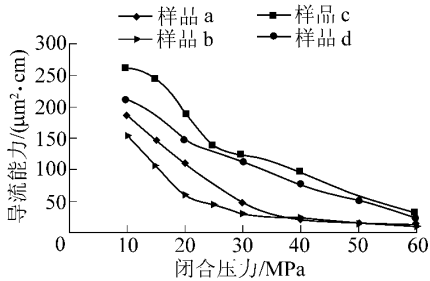


图 1 不同组合方式下支撑剂导流能力测试结果

Fig. 1 Testing results of the proppant flow conductivity under different combinations

从图 1 可以看出,相同闭合压力和组合方式下,HPG 破胶液作为流体介质测得的支撑剂的导流能力小于活性水作为流体介质测得的支撑剂的导流能力。与活性水作为流体介质相比,相同闭合压力下,HPG 破胶液作为流体介质对组合支撑剂的导流能力的影响大于对单一粒径支撑剂导流能力的影响;同一种粒径支撑剂,随着闭合压力的升高,HPG 破胶液残渣对其伤害增大。

2 HPG 破胶液流体介质下石英支撑剂导流能力变化特征

煤储层力学性质、所处的应力状态、支撑剂粒径等的差异导致 HPG 破胶液下支撑剂导流能力有所区别。为了研究这些因素引起的导流能力的变化,使结果更具普适性,笔者以支撑剂导流能力的本源公式为基础,充分考虑残渣影响,构建其变化的数理模型。

2.1 HPG 破胶液影响下支撑剂导流能力变化数理模型的构建

为了便于计算,假设支撑剂为等直径的刚性球体且均匀铺置,充填层可看作毛细管模型。设支撑剂半径为 R ,铺置层数为 n ,缝宽为 H ,缝长为 L ,裂缝充填层厚度为 w_f 。根据岩石孔隙模型^[18],取整后支撑剂的总数量 N 可表示为:

$$N = n \left[\frac{H}{2R} \right] \left[\frac{L}{2R} \right] \quad (1)$$

闭合压力为零时,充填层的厚度可表示为:

$$w_0 = 2nR \quad (2)$$

施加闭合压力后,根据支撑剂嵌入深度与闭合压力的关系^[19]可知支撑剂嵌入深度 h 为:

$$h = R - \sqrt{R^2 - \frac{1}{6} \left[\frac{3\pi^2 p_c R^3}{32} \left(\frac{1 - \mu_1^2}{\pi E_1} + \frac{1 - \mu_2^2}{\pi E_2} \right) \right]} \quad (3)$$

式中: p_c 为闭合压力,MPa; μ_1 、 μ_2 为煤岩、支撑剂的泊松比; E_1 、 E_2 为煤岩、支撑剂的弹性模量,MPa。

施加闭合压力后,支撑剂充填层的厚度变化为:

$$w_f = 2(nR - h) \quad (4)$$

根据球缺体积计算公式,施加闭合压力后支撑剂嵌入的总体积 V_z 为:

$$V_z = 2 \left[\frac{H}{2R} \right] \left[\frac{L}{2R} \right] \pi h^2 \left(R - \frac{h}{3} \right) \quad (5)$$

设破胶液的残渣含量为 C_z ,残渣密度为 ρ_c ,注入的压裂液体积为 V_y ,则进入充填层的残渣体积 V_c 为:

$$V_c = \frac{V_y C_z}{1000 \rho_c} \quad (6)$$

一定的闭合压力下,支撑剂会发生破碎。注入压裂液后支撑剂充填层的裂隙度变化为:

$$\varphi = \frac{LHw_f - \frac{4}{3} \pi R^3 N + V_z (1 - \theta) - V_c}{LHw_f} \quad (7)$$

式中: φ 为充填层裂隙度; θ 为支撑剂破碎率。

设形成的毛细管平均半径为 r 。因支撑剂是正排列,所以每个截面上的支撑剂数量与毛细管的数量相等。即:

$$n \left[\frac{H}{2R} \right] = \left[\frac{\varphi H w_f}{\pi r^2} \right] \quad (8)$$

根据 Kozeny—Carmon 给出的渗透率与孔喉大小关系式^[20]可以得到不同闭合压力、HPG 破胶液下石英支撑剂的渗透率 K 为:

$$K = \frac{\left[LHw_f - \frac{4}{3} \pi R^3 N + V_z (1 - \theta) - \frac{V_y C_z}{1000 \rho_c} \right]^2}{8n\pi\tau^2 L^2 w_f [H/2R]} \quad (9)$$

式中: τ 为孔隙迂曲度。

则不同闭合压力的 HPG 破胶液下的导流能力 $Q = Kw_f$ 为

$$Q = Kw_f = \frac{\left[LHw_f - \frac{4}{3} \pi R^3 N + V_z (1 - \theta) - \frac{V_y C_z}{1000 \rho_c} \right]^2}{8n\pi\tau^2 L^2 [H/2R]} \quad (10)$$

2.2 HPG 破胶液影响下支撑剂导流能力变化数理模型的验算

根据所建导流能力数理模型计算了闭合压力为 20 MPa 时的导流能力,模型计算所需参数为:缝宽 0.038 1 m、缝长 0.127 1 m、煤岩弹性模量 3.2 GPa、煤岩泊松比 0.3、支撑剂粒径 596 μm 、支撑剂弹性模量 5.3 GPa、支撑剂泊松比 0.25、破碎率 0.114 1,计算结果与实验室测试结果见表 3。

表3 模型计算与实验室测试导流能力对比

Table 3 Comparisons of flow conductivity between model calculation and lab testing

项目	导流能力/($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)		伤害率/%
	活性水	压裂液	
模型计算	186.18	107.23	42.41
实验室测试	188.53	109.08	42.14

从表 3 可以看出,模型计算结果与测试结果很接近,说明所建模型具有一定的可靠性。

2.3 HPG 破胶液影响下支撑剂导流能力的变化

2.3.1 石英支撑剂的导流能力随残渣含量的变化

在闭合压力 20 MPa 下,活性水和 HPG 破胶液作为流体介质时不同粒径支撑剂的导流能力变化如

图 2 所示。

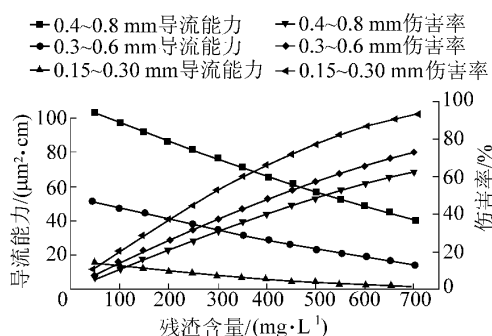


图 2 石英支撑剂导流能力随残渣含量变化

Fig. 2 Proppant flow conductivity changing with residue content

从图 2 可以看出,支撑剂粒径越大,导流能力越强;支撑剂导流能力随着残渣含量的增加呈指数型减小。当其他条件相同时,残渣含量越大,支撑剂导流能力的伤害率越大;残渣含量相同时,支撑剂粒径越小,压裂液对其导流能力的伤害率越大。

2.3.2 石英支撑剂导流能力随破碎率的变化

闭合压力不同,支撑剂破碎率也不同。根据数理模型,计算得出支撑剂不同破碎率下的导流能力变化特征,可以发现,随破碎率的增加,导流能力减小;支撑剂粒径越大,导流能力下降幅度较大。其他条件相同时,随着破碎率的增加,残渣对支撑剂导流能力的伤害逐渐增加,但破碎率影响下伤害率变化幅度不大。

2.3.3 石英支撑剂导流能力随闭合压力的变化

在不同闭合压力下,活性水与破胶液 2 种不同流体介质下支撑剂导流能力的变化特征如图 3 所示。

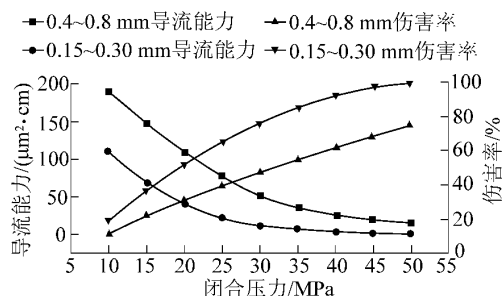


图 3 不同闭合压力下支撑剂导流能力变化

Fig. 3 Proppant flow conductivity under different closure pressure

从图 3 可看出,随着闭合压力的升高,支撑剂导流能力逐渐降低;闭合压力升高,残渣对支撑剂导流能力伤害率呈对数型增加。

2.3.4 石英支撑剂导流能力随煤岩弹性模量的变化特征

支撑剂粒径为 0.4~0.8 mm 时,不同煤岩弹性模量下支撑剂导流能力变化如图 4 所示。

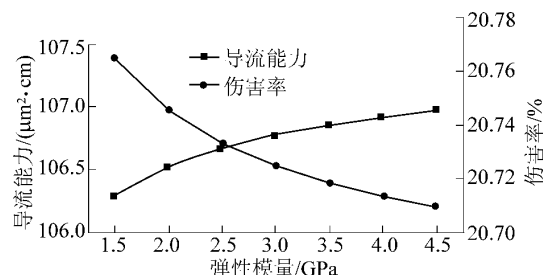


图 4 不同煤岩弹性模量下支撑剂导流能力变化

Fig. 4 Proppant flow conductivity changing under different elastic modulus of coal rock

从图 4 可以看出,随着煤岩弹性模量的增大,支撑剂导流能力逐渐增加,伤害率减小。这是因为煤岩弹性模量越大,在相同闭合压力作用下,支撑剂嵌入体积越小,导流能力增加。当注入相同体积的破胶液时,残渣引起的孔隙度变化小,伤害小。

2.3.5 不同粒径组合下支撑剂导流能力变化特征

相同闭合压力下,残渣对 0.15~0.30 mm 与 0.4~0.8 mm 两种粒径组合的支撑剂导流能力的伤害率大于 0.4~0.8 mm 单一粒径伤害(表 3),出现这种现象的原因是,支撑剂粒径越大,相同压力下,小粒径支撑剂嵌入程度越大,嵌入后充填孔隙度较小。因此,不同粒径组合后,形成的支撑剂充填层嵌入后的孔隙度比单一粒径支撑剂的孔隙度小,注入残渣含量相同时,组合支撑剂充填层的孔隙度相对变化率较大,导流能力伤害较大。

3 结 论

1) 构建了考虑 HPG 破胶液残渣和支撑剂嵌入的支撑剂导流能力数理模型。导流能力测试结果与计算结果的对比验证了所建模型的准确性。

2) HPG 破胶液影响下支撑剂导流能力随着煤岩弹性模量和支撑剂粒径减小、闭合压力升高和破碎率增加而降低;残渣对支撑剂导流能力的降低程度与残渣含量、闭合压力、煤岩弹性模量及破碎率正相关,与支撑剂粒径负相关。

参考文献(References):

- [1] 付永强,何治,王业众,等.四川盆地龙王庙组气藏储层改造技术及其应用效果[J].天然气工业,2014,34(3):93-96.

Fu Yongqiang, He Ye, Wang Yezhong, et al. Reservoir stimulation

- techniques and their application to the Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 93-96.
- [2] 郭建春, 卢聪, 肖勇, 等. 四川盆地龙王庙组气藏最大化降低表皮系数的储层改造技术[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 97-102.
- Guo Jianchun, Lu Cong, Xiao Yong, *et al.*, Reservoir stimulation techniques of minimizing the skin factor of the Longwangmiao FM gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 97-102.
- [3] 赵贤正, 朱庆忠, 孙粉锦, 等. 沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J]. 煤炭学报, 2015, 40(9): 2131-2136.
- Zhao Xianzheng, Zhu Qingzhong, Sun Fenjin, *et al.*, Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(9): 2131-2136.
- [4] 焦中华, 倪小明. 煤层气垂直井压裂优化系统的设计与实现[J]. 煤炭科学技术, 2011, 39(7): 79-82.
- Jiao Zhonghua, Ni Xiaoming, Design and practices of optimized high pressure fracturing system for coalbed methane well [J]. Coal science and technology, 2011, 39(7): 79-82.
- [5] 邵先杰, 王彩凤, 汤达祯, 等. 煤层气井产能模式及控制因素: 以韩城区块为例[J]. 煤炭学报, 2013, 38(2): 271-276.
- Shao Xianjie, Wang Caifeng, Tang Dazhen, *et al.*, Productivity mode and control factors of coalbed methane wells: A case from Hancheng Block [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(2): 271-276.
- [6] 薛贝, 沈一丁, 杨晓武, 等. 烯基琥珀酸酐改性瓜尔胶的合成及其凝胶破胶性能研究[J]. 油田化学, 2012, 29(4): 402-406.
- Xue Bei, Shen Yiding, Yang Xiaowu, *et al.*, Synthesis and property study of gel and gel breaking for guar gum modified by alkenyl succinic anhydride [J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29(4): 402-406.
- [7] 王丽伟, 程兴生, 翟文, 等. 压裂液黏弹特性与悬浮支撑剂能力研究[J]. 油田化学, 2014, 31(1): 38-41.
- Wang Liwei, Cheng Xingsheng, Zhai Wen, *et al.*, Viscoelasticity of fracturing fluid and the proppant suspending capacity [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(1): 38-41.
- [8] Shirayama, Kita S I, Watabe H. Effects of branching on some properties of ethylene/ α -olefin copolymers [J]. Die Makromolekulare Chemie, 1972, 151(1): 97-120.
- [9] 洪怡春. 低伤害水基压裂液体系研究[D]. 长春: 吉林大学, 2006.
- [10] 袁飞, 申金伟, 马万正, 等. 胍胶压裂液对阜东斜坡区头屯河地层的伤害[J]. 油田化学, 2014, 31(1): 42-46.
- Yuan Fei, Shen Jinwei, Ma Wanzheng, *et al.*, Study on the formation damage mechanisms of guanidine gum fracturing fluid to Toutun River Formation of Fudong Slope Area [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(1): 42-46.
- [11] 郭学辉, 赵怡, 王东. HPG 压裂液新型复合破胶剂 WSY-1 [J]. 辽宁化工, 2012, 41(2): 120-123.
- Guo Xuehui, Zhao Yi, Wang Dong. A new compound gel breaker WSY-1 for HPG fracturing fluid [J]. Liaoning Chemical Industry, 2012, 41(2): 120-123.
- [12] 焦克波. 清洁压裂液导流能力伤害对比实验研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(11): 2723-2725.
- Jiao Kebo. Contrast experimental study about the flow conductivity damage of clean fracturing fluid [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(11): 2723-2725.
- [13] 齐生芝. 低浓度胍胶压裂液对裂缝导流能力伤害对比实验研究[J]. 石油化工与应用, 2014, 33(1): 107-110.
- Qi Shengzhi. Contrast experimental study damage of the flow conductivity damage of low concentrations of guar gum fracturing fluid [J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(1): 107-110.
- [14] 邹雨时, 马新仿, 王雷, 等. 中、高煤阶煤岩压裂裂缝导流能力试验研究[J]. 煤炭学报, 2011, 36(3): 473-476.
- Zou Yushi, Ma Xinfang, Wang Lei, *et al.*, Experimental evaluation of conductivity of fracturing in medium and high-rank coal beds [J]. Journal of China Coal Society, 2011, 36(3): 473-476.
- [15] 吴国涛, 胥云, 杨振周, 等. 考虑支撑剂及其嵌入程度对支撑裂缝导流能力影响的数值模拟[J]. 天然气工业, 2013, 33(5): 65-68.
- Wu Guotao, Xu Yun, Yang Zhenzhou, *et al.*, Numerical simulation considering the impact of proppant and its embedment degree on fracture flow conductivity [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 65-68.
- [16] 王丽伟, 蒙传幼, 崔明月, 等. 压裂液残渣及支撑剂嵌入对裂缝伤害的影响[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(5): 59-60.
- Wang Liwei, Meng Chuanyou, Cui Mingyue, *et al.*, Effects of fracturing fluid residues and proppant embedment on the fracture impairment [J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2007, 24(5): 59-60.
- [17] 李俊乾, 刘大锰, 姚艳斌, 等. 基于无量纲裂缝导流能力的煤储层压裂效果分析[J]. 高校地质学报, 2012, 18(3): 573-578.
- Li Junqian, Liu Dameng, Yao Yanbin, *et al.*, Analysis of hydraulic fracturing effect on coal reservoir based on dimensionless fracture conductivity [J]. Geological Journal of China Universities, 2012, 18(3): 573-578.
- [18] 秦积舜, 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006.
- [19] 赵金洲, 何弦荣, 李勇明. 支撑剂嵌入深度计算模型[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(12): 209-212.
- Zhao Jinzhou, He Xianjie, Li Yongming. A calculation model of proppant embedment depth [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(12): 209-212.
- [20] Kleinberg RL, Flaum C, Griffin DD, *et al.*, Deep sea NMR: methane hydrate growth habit in porous media and its relationship to hydraulic permeability, deposit accumulation and submarine slope stability [J]. Journal of Geophysical Research, 2003, 108(B10): 429-432.