

致密油藏压裂液滤液返排率影响因素室内实验

司志梅¹,李爱芬²,郭海萱³,张环环⁴,付帅师²

(1.中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院,江苏扬州 225009; 2.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580; 3.中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院,山东东营 257000; 4.壳牌(中国)项目技术有限公司,北京 100004)

摘要:致密油藏和页岩油藏储层致密、孔隙喉道细小,在压裂液滤液返排过程中,大量压裂液滤液滞留于地层,导致返排率极低。在微观渗流的基础上,利用毛细管束模型,建立压裂液滤液返排数学模型,分析不等径毛细管中油驱压裂液滤液返排过程的主要影响因素。利用胜利油田樊154区块天然岩心进行室内驱替实验,分析岩心渗透率、模拟油粘度、返排压差和模拟油—压裂液滤液界面张力4个因素对压裂液滤液返排率的影响。结果表明:岩心渗透率对压裂液滤液返排率的影响较大,当渗透率由 $1.276\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 降低到 $0.13\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时,压裂液滤液返排率可减小20%左右;当模拟油粘度由 $6.459\text{mPa}\cdot\text{s}$ 降低到 $1.192\text{mPa}\cdot\text{s}$,模拟油—压裂液滤液界面张力由 14.617mN/m 降低到 0.021mN/m 时,压裂液滤液返排率均可提高15%左右;返排压差越大,压裂液滤液返排率越高,当返排压差超过8MPa时,继续增加返排压差对压裂液滤液返排率增幅的影响不大。

关键词:压裂液滤液返排 毛细管渗流 返排压差 界面张力 返排率

中图分类号:TE357.12

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)01-0122-05

Experimental study on the influencing factors of fracturing fluid flowback rate in tight reservoir

Si Zhimei¹, Li Aifen², Guo Haixuan³, Zhang Huanhuan⁴, Fu Shuaishi²

(1. *Petroleum Engineering Technology Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou City, Jiangsu Province, 225009, China*; 2. *School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China*; 3. *Petroleum Engineering Technology Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China*; 4. *Shell (China) Projects & Technology Co., Limited, Beijing City, 100004, China*)

Abstract: Most of the low permeability reservoirs are tight and shale reservoirs, with small pore, fine throat and high filtration resistance. During the fracturing fluid flowback process, a great quantity of the fracturing fluid is retained in the layer, which causes the low fluid flowback. The mathematical model of fracturing fluid flowback was built based on the microscopic percolation of the capillary bundle model to study the influencing factors of fracturing fluid flowback in different diameter capillaries. Core test was done for natural cores in Fan 154 block of Shengli oilfield to research four influencing factors on flowback rate, including core permeability, oil viscosity, flowback pressure difference and interfacial tension between oil and fracturing fluid filtrate. The results show that the core permeability has greater influence on the flowback rate. When the permeability decreases from $1.276\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ to $0.13\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, the flowback rate declines by nearly 20%. When the oil viscosity decreases from $6.459\text{mPa}\cdot\text{s}$ to $1.192\text{mPa}\cdot\text{s}$, the flowback rate increases by nearly 15%, and the flowback rate has the same increment when the interfacial tension between oil and fracturing fluid filtrate decreases from 14.617mN/m to 0.021mN/m . The flowback rate increases with the flowback pressure difference. But when it is higher than 8 MPa, the flow-

收稿日期:2016-09-24。

作者简介:司志梅(1987—),女,江苏扬州人,助理工程师,硕士,从事采油工艺研究。联系电话:15715251102, E-mail: sizm.jsyt@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“基于离散裂缝模型的低渗透油藏压裂水平井流动模拟研究”(11102237)。

back pressure difference has smaller effect on the flowback rate.

Key words: fracturing fluid flowback; capillary flow; flowback pressure difference; interfacial tension; flowback rate

水力压裂是开发页岩油藏、致密及低渗透油气藏最有效的增产增注措施之一,而压裂液返排是影响该类油气藏压裂效果的主要因素^[1-3]。胜利油区压裂资料表明,一般致密油藏压裂液滤液返排率小于30%~40%,页岩油藏小于20%,大量压裂液滞留于地层,造成地层水锁严重,严重影响了压裂改造的效果^[4-5]。因此,研究压裂液返排的影响因素,寻找提高压裂液滤液返排率和解除滞留损害的方法,对保证油层压裂改造效果具有重要意义^[6]。

目前压裂液返排施工大多依靠经验,缺乏可靠的理论依据^[7-10]。众多中国学者认为,提高压裂液滤液返排率的研究应将理论与实际相结合,重点研究返排影响因素及返排预测模型^[11]。蒋海等对返排影响因素进行了室内实验研究^[12-14],汪翔等从宏观方面建立裂缝自然闭合和强制闭合2种不同情况下压裂液返排模型^[15-17]。但是,在微观渗流方面对返排规律的研究较少。笔者以减少压裂液在地层中滞留、提高压裂液滤液返排率为目标,从微观渗流方面建立返排数学模型,分析返排过程渗流规律,通过室内岩心驱替实验研究压裂液滤液返排影响因素,以期为致密油藏和页岩油藏压裂液滤液返排提供理论指导。

1 压裂液滤液返排毛细管束模型

1.1 返排数学模型建立

压裂液的返排过程即地层油驱替压裂液滤液的过程。压裂液滤液在毛管压力的作用下侵入岩石,返排过程中毛管压力为油驱压裂液滤液的阻力。从微观渗流角度,返排过程可简化假设为地层油、压裂液滤液在水润湿岩石毛管孔道中的两相流动,弯液面两侧流动视为单向流动^[18](图1)。

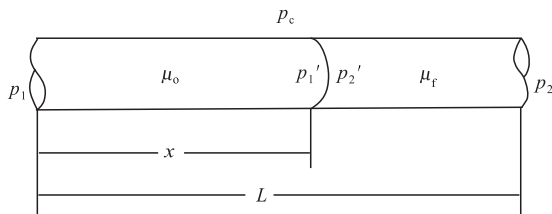


图1 毛细管中地层油驱替压裂液的返排过程
Fig.1 Process of displacement of fracturing fluid by formation oil in the capillary

当毛细管中油相与压裂液滤液相流速相等时,毛细管中流体的流速公式为

$$\frac{dx}{dt} = \frac{r^2(p_1 - p_1')}{8\mu_0 x} = \frac{r^2(p_2' - p_2)}{8\mu_f(L - x)} = \frac{r^2(p_1 - p_1' + p_2' - p_2)}{8\mu_0 x + 8\mu_f(L - x)} \quad (1)$$

对式(1)进行分离变量积分,可得返排过程中地层油—压裂液滤液界面位置为

$$x = \frac{-\mu_f L + \sqrt{(\mu_f L)^2 + (\mu_0 - \mu_f) \left[r^2 t \frac{p_1 - p_2 - p_c}{4} \right]}}{\mu_0 - \mu_f} \quad (\mu_f \neq \mu_0) \quad (2)$$

其中

$$p_c = p_1' - p_2' \quad (3)$$

真实岩石可假设为由 n 根半径不同的毛细管组成。根据不同毛细管中的地层油—压裂液滤液界面位置,压裂液滤液返排率可表示为

$$f = \frac{\sum_{i=1}^n (r_i^2 x_i)}{L \sum_{i=1}^n r_i^2} \times 100\% \quad (4)$$

1.2 压裂液滤液返排率影响因素理论分析

根据已建立的返排数学模型,应用式(2)和式(4)对返排影响因素进行分析。毛细管束模型基础参数包括:毛细管束长度为1 m,半径分别为0.05, 0.1, 0.3和0.5 μm ,地层油粘度为2.0 $\text{mPa}\cdot\text{s}$,压裂液滤液粘度为1.0 $\text{mPa}\cdot\text{s}$,毛细管束两端压差为0.175 MPa。假设当最大半径毛细管中油水界面到达出口端时,返排过程结束。根据上述毛细管束模型分析压裂液滤液粘度、返排压差和界面张力等参数对压裂液滤液返排率的影响。

压裂液滤液粘度 压裂液滤液返排率随压裂液滤液粘度的增大而减小(图2a),这是因为压裂液滤液粘度越大,在毛细管中流动时产生的粘滞阻力越大,在相同返排压差下,压裂液滤液返排率越小。因此,在返排过程中,压裂液破胶越彻底,压裂液滤液粘度越低,返排效果越好。

返排压差 压裂液滤液返排率随返排压差增大而增大(图2b)。返排过程中毛管压力是阻力,当返排压差较小时,只有少数毛管阻力小的大孔隙中压裂液滤液被排出,随着返排压差增大,逐渐克服较小孔隙中的毛管阻力使压裂液滤液被排出,因此压裂液滤液返排率升高。

地层油—压裂液滤液界面张力 随地层油—压裂液滤液界面张力的降低,压裂液滤液返排率逐

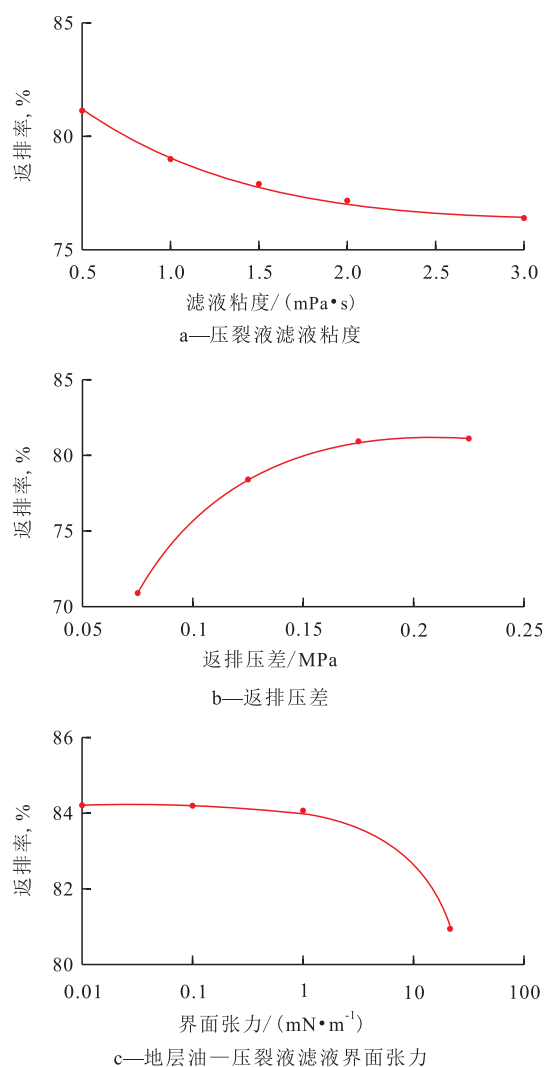


图2 毛细管束模型中不同影响因素下的压裂液滤液返排率

Fig.2 Flowback rate of capillary bundle model under different influencing factors

渐升高(图2c)。这是因为界面张力降低,毛管阻力减小,越有利于克服水锁及贾敏效应,从而提高压裂液滤液的返排能力;此外,低界面张力使压裂液滤液液滴流经小孔道时更容易变形和通过,因此压裂液滤液返排率升高。

2 返排率影响因素室内实验

用室内岩心驱替装置,测定致密油藏岩心压裂液滤液返排率,研究返排过程中的影响因素,包括岩心渗透率、返排压差、模拟油粘度、模拟油—压裂液滤液界面张力等。

2.1 实验基础参数

实验温度为20℃;实验用水为根据樊154区块地层水成分配制的模拟地层水(矿化度为46 530 mg/L);实验用模拟油为煤油、柴油和混合油(由体

积比为4:1的柴油与真空泵油组成),其粘度分别为1.192, 3.754和6.459 mPa·s。返排基础实验采用气测渗透率为 $0.321 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,柴油驱替,返排压差为3 MPa,模拟油—压裂液滤液界面张力为14.617 mN/m。在岩心渗透率对返排率影响实验中,分别选取气测渗透率为 0.13×10^{-3} , 0.321×10^{-3} , 0.618×10^{-3} , 0.763×10^{-3} , $1.276 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,其他参数不变;在模拟油粘度对返排率影响实验中,分别采用煤油、柴油和混合油驱替,其他参数不变;在返排压差对返排率影响实验中,采用返排压差分别为3, 5, 8和10 MPa,其他参数不变;在模拟油—压裂液滤液界面张力对返排率的影响实验中,采用模拟油—压裂液滤液界面张力分别为14.617, 1.106和0.021 mN/m,其他参数不变。

2.2 实验步骤

在岩心驱替装置上进行压裂液返排实验。实验步骤包括:①将岩心洗油、烘干后称干重,抽真空饱和地层水,称湿重,确定岩心的孔隙体积;②将饱和地层水的岩心放入岩石夹持器中,加围压,用地层水以0.05 mL/min的流速,测定其水相渗透率;③以低流速(0.02 mL/min)油驱岩心至岩心末端不出水,后提高油驱速度至0.1 mL/min,油驱10倍孔隙体积以上,计量驱出水的体积,计算束缚水饱和度;④从岩心一端以0.02 mL/min的流速注入0.5倍孔隙体积的压裂液滤液,关泵停止注入,记录压力变化情况及压力稳定值;⑤从岩心的另一端用一定流量(或压力)反向油驱,至不再出水,记录驱替压力,计量排出水的体积,计算压裂液滤液返排率;⑥将岩心重新洗油、烘干。

2.3 影响因素

2.3.1 岩心渗透率

分析实验结果(图3a)可知压裂液滤液返排率随渗透率变化的规律:①随渗透率降低,压裂液滤液返排率逐渐减小,当渗透率由 $1.276 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降至 $0.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,压裂液滤液返排率可降低约20%;②随渗透率升高,压裂液滤液返排率增幅逐渐减小。这是因为压裂液滤液返排率增幅由喉道较小的孔隙所占比例决定,岩心渗透率越高,即喉道小的孔隙所占比例越小,压裂液滤液返排率增幅越小。

2.3.2 模拟油粘度

分析实验结果(图3b)可知,模拟油粘度对压裂液滤液返排率影响较大,随着模拟油粘度增加,压裂液滤液返排率大幅下降。当模拟油粘度由6.459 mPa·s降低至1.192 mPa·s时,压裂液滤液返排率可提高15%左右。岩心亲水,压裂液滤液侵入过程中

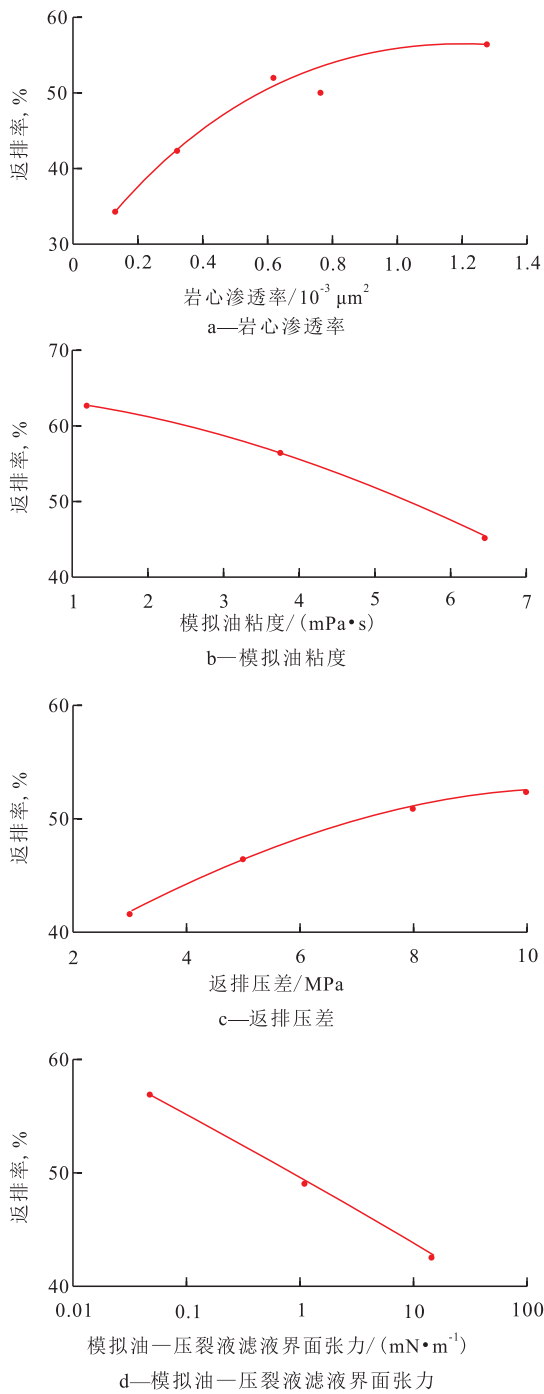


图3 不同影响因素下天然岩心的压裂液滤液返排率

Fig.3 Flowback rate of natural core under different influencing factors

毛管压力是动力,压裂液滤液在毛管压力的作用下优先进入小孔隙,模拟油粘度越大,指进现象越明显;而在返排过程中,模拟油粘度越大,其粘滞力越大,模拟油的不可入孔隙体积越大,压裂液滤液在小孔隙中滞留越多,返排效果越差。由此可知,当不同区块地层油粘度相差较大时,压裂液滤液返排率相差也很大。

2.3.3 返排压差

分析实验结果(图3c)可知,对于相同渗透率岩

心,随着返排压差增加,压裂液滤液返排率缓慢增加。但当返排压差超过8 MPa,继续增加返排压差对压裂液滤液返排率增幅的影响不大。当返排压差较小时,只有少数毛管阻力小的大孔隙中的压裂液滤液被排出,返排压差继续增大,大多数孔隙中的压裂液滤液被排出。

2.3.4 模拟油—压裂液滤液界面张力

分析实验结果(图3d)可知,模拟油—压裂液滤液界面张力越低,压裂液滤液返排率越高,界面张力由14.617 mN/m降低到0.021 mN/m,压裂液滤液返排率可提高15%左右。因此,现场施工过程中,可考虑降低地层油—压裂液滤液界面张力(界面张力级别可在0.01 mN/m)以实现增加压裂液滤液返排率。

3 结论

岩心毛细管束模型的压裂液滤液返排规律与真实岩心实验返排规律一致。

在相同返排压差下,岩心渗透率越高,压裂液滤液返排率越高,随着渗透率逐渐升高,压裂液滤液返排率增幅逐渐减小;模拟油粘度对压裂液滤液返排率影响较大,随着粘度增加,压裂液滤液返排率呈下降趋势。

岩心渗透率相同,返排压差增大,压裂液滤液返排率缓慢增加,当返排压差超过一定值再增加时,对压裂液滤液返排率增幅的影响不大;模拟油—压裂液滤液界面张力越低,压裂液滤液返排率越高。现场施工过程中,可考虑控制合理压差及降低地层油—压裂液滤液界面张力(可将界面张力降低到0.01 mN/m)来实现增加压裂液滤液返排率。

符号解释:

- x ——地层油—压裂液滤液界面距入口端的距离, m;
- t ——油驱压裂液滤液时间, s; r ——毛细管半径, m; p_1 ——毛细管入口端压力, MPa; p_1' ——油驱压裂液滤液弯液面内侧压力, MPa; μ_o ——地层油粘度, mPa·s; p_2' ——油驱压裂液滤液弯液面外侧压力, MPa; p_2 ——毛细管出口端压力, MPa; μ_f ——压裂液滤液粘度, mPa·s; L ——毛细管长度, m; p_c ——毛管压力, MPa; f ——压裂液滤液返排率, %; n ——真实岩心假设的毛细管数, 根。

参考文献:

[1] 李志强, 赵金洲, 胡永全, 等. 致密油层多区体积压裂产能预测[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 134-138.

- Li Zhiqiang, Zhao Jinzhou, Hu Yongquan, et al. Productivity forecast of tight oil reservoirs after multi-zone stimulated reservoir volume fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 134-138.
- [2] 李颖. 水平井分段压裂及控水压裂技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- Li Ying. Staged fracturing of horizontal wells technology and water control fracturing research [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
- [3] 温庆志, 李杨, 徐希, 等. 水力压裂单缝中常用压裂液携砂性能评价[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 123-126.
- Wen Qingzhi, Li Yang, Xu Xi, et al. Evaluation on sand carrying capacity of commonly used fracturing fluid in the single fracture by hydraulic fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 123-126.
- [4] 张家由. 致密气藏压裂高效返排工艺技术[J]. *钻井液与完井液*, 2010, 27(6): 72-75.
- Zhang Jiayou. Technology of high-efficient flow-back of fracturing fluid in tight gas reservoirs [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2010, 27(6): 72-75.
- [5] 刘向军. 高速通道压裂工艺在低渗透油藏的应用[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 122-126.
- Liu Xiangjun. Application of Hiway technology in the low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 122-126.
- [6] 廖锐全, 徐永高, 胡雪滨. 水锁效应对低渗透储层的损害及抑制和解除方法[J]. *天然气工业*, 2002, 22(6): 87-90.
- Liao Ruiquan, Xu Yonggao, Hu Xuebin. Damage to low-permeability reservoir by watering effect and its inhibiting and removing methods [J]. *Natural Gas Industry*, 2002, 22(6): 87-90.
- [7] Robert A, Woodroof Jr, Mahmoud Asadi, et al. Monitoring fracturing fluid flowback and optimizing fracturing fluid cleanup using chemical frac tracers [R]. SPE 82221, 2003.
- [8] Robert D Barree, Hemanta Mukherjee. Engineering criteria for fracture flowback procedures [R]. SPE 29600, 1995.
- [9] 王峰, 宋辉辉, 杜玮暄, 等. 大排量泵抽排液技术研究[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(5): 148-150.
- Wang Feng, Song Huihui, Du Weixuan, et al. High volume pumping flowback technology [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(5): 148-150.
- [10] 夏海帮, 袁航, 岑涛. 彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(4): 21-26.
- Xia Haibang, Yuan Hang, Cen Tao. Study and application of drainage methods for shale gas wells in Pengshui Block [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(4): 21-26.
- [11] 张春辉. 低渗透油田压裂液返排规律研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2008.
- Zhang Chunhui. Research on the law of flowback of fracturing fluid of low permeability reservoir [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2008.
- [12] 蒋海, 杨兆中, 胡月华, 等. 低压致密气藏压裂液损害关键因素分析[J]. *石油天然气学报*, 2008, 30(5): 324-327.
- Jiang Hai, Yang Zhaozhong, Hu Yuehua, et al. Critical factor analysis of fracturing fluid damage in low pressure tight gas reservoir [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30(5): 324-327.
- [13] 李秀红, 杨桦, 陈喜田, 等. 润湿反转提高压裂液返排技术在吉林油田新119区块的应用[J]. *石油钻采工艺*, 2004, 27(6): 51-53.
- Li Xiuhong, Yang Hua, Chen Xitian, et al. Application of wettability reversal technique for improving fracturing fluid flow-back in Xin119 Block of Jilin Oilfield [J]. *Drilling & Production Technology*, 2004, 27(6): 51-53.
- [14] 胡勇, 郭长敏, 徐轩, 等. 砂岩气藏岩石孔喉结构及渗流特征[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(3): 390-393.
- Hu Yong, Guo Changmin, Xu Xuan, et al. Pore throat structure and flow characteristics of sandstone reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(3): 390-393.
- [15] 汪翔. 裂缝闭合过程中压裂液返排机理研究与返排控制[D]. 廊坊: 中国科学院渗流流体力学研究所, 2004.
- Wang Xiang. A study on mechanism of fracturing fluid flowback during fracture closure and design of flowback procedures [D]. Langfang: Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, 2004.
- [16] 温庆志, 刘欣佳, 黄波, 等. 水力压裂可视裂缝模拟系统的研制与应用[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(2): 136-139.
- Wen Qingzhi, Liu Xinjia, Huang Bo, et al. Development and application of hydraulic fracturing visual fracture simulation system [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(2): 136-139.
- [17] 李龙龙, 姚军, 吴明录. 考虑压裂液污染的低渗透垂直井产能计算[J]. *大庆石油地质与开发*, 2015, 34(1): 79-82.
- Li Longlong, Yao Jun, Wu Minglu. Productivity calculation for the vertically fractured wells considering the damage by the fracturing fluid [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(1): 79-82.
- [18] 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2003: 255-259.
- Li Aifen. Physical properties of petroleum reservoir [M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2003: 255-259.

编辑 刘北羿