

两亲聚合物对非均质稠油油藏化学驱的适用性研究

陈明贵¹,周智¹,杨光²,吕行¹,夏晓婷¹

(1.长江大学石油工程学院,湖北武汉430100; 2.海洋石油高效开发国家重点实验室,北京100027)

摘要:为了高效开发海上油田高粘原油,研制对稠油油藏有更好增溶和乳化能力的两亲聚合物,应用岩心物理模拟方法评价两亲聚合物对非均质稠油油藏的注入性、流度控制能力和化学驱提高采收率效果。两亲聚合物在海上高渗透砂岩油藏中注入性好,质量浓度为1 000 mg/L的两亲聚合物的阻力系数为201,残余阻力系数为115,两亲聚合物的流度控制能力最好,总采收率最高;降粘聚合物界面活性高,流度控制能力差,在均质岩心中采收率达到90.13%,在非均质油藏中采收率仅为33.76%,驱替效果与普通聚合物基本一致。实验结果表明:一维均质岩心实验中的两亲聚合物适用于小段塞流度控制的调剖剂,恒压驱油实验中的两亲聚合物能减缓水驱产量递减趋势;3层非均质岩心驱替实验中分别累积注入3倍孔隙体积的普通聚合物和两亲聚合物,普通聚合物采收率为32.73%,而两亲聚合物采收率为54.45%,具有较高流度控制和乳化作用的两亲聚合物在非均质稠油油藏化学驱中的应用潜力较大。

关键词:两亲聚合物 化学驱 流度控制 恒压驱替 稠油油藏

中图分类号:TE357.431

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)06-0116-05

Research on feasibility of amphiphilic polymer for chemical flooding in heterogeneous heavy oil reservoir

Chen Minggui¹, Zhou Zhi¹, Yang Guang², Lü Hang¹, Xia Xiaoting¹

(1. Petroleum Engineering College of Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China;

2. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing City, 100027, China)

Abstract: For efficient recovery of offshore heavy oil, amphiphilic polymer with better emulsification and solubilization behavior for heavy oil was developed. Core physical simulation method was applied to evaluation on injectivity, mobility control, recovery efficiency of the amphiphilic polymer. The amphiphilic polymer shows good injectivity in offshore high permeability sandstone reservoir, and the best mobility control and the highest recovery efficiency: 1 000 mg/L of amphiphilic polymer solution has a resistance factor of 201 and a residual resistance factor of 115. Viscosity reduction polymer has better interfacial activity, poorer mobility control, and similar displacement effect as ordinary polymer, whose recovery efficiency is 90.13% in homogenous cores and only 33.76% in heterogeneous cores. Experiment results show that the amphiphilic polymer in one-dimension homogenous core experiment is suitable for the profile control agent controlled by small-slug mobility and that in constant-pressure oil displacement experiment may slow the trend of oil production decline with water flooding. Three times of pore volume of ordinary polymer and amphiphilic polymer were injected cumulatively in oil displacement experiment with three-layer heterogeneous cores and their recovery efficiencies were 32.73% and 54.45% respectively. The amphiphilic polymer with better mobility control and emulsification ability shows great potential in chemical flooding of the heterogeneous heavy oil reservoir.

Key words: amphiphilic polymer; chemical flooding; mobility control; constant pressure displacement; heavy oil reservoir

收稿日期:2015-09-14。

作者简介:陈明贵(1982—),男,湖北十堰人,讲师,博士,从事油田化学工作液与提高采收率研究。联系电话:15926512943, E-mail: cmg-swpi@126.com。

基金项目:中海石油有限公司北京研究中心项目“早期注聚注入剖面反转规律及控制方法研究”(YXKY-2014-ZY-03),国家自然科学基金“Gemini表面活性剂对原油-水界面性质的影响”(51404039),湖北省大学生创新实验项目“油田用纳米微胶囊的研制”(104892014038)。

两亲聚合物是在聚丙烯酰胺为骨架的大分子链上,引入高密度表面活性剂单体,从而改善聚合物的亲水亲油性能,增加对原油的增溶和乳化能力的新型驱油剂,具有流度控制和降低油水界面张力的作用,能够达到聚合物和表面活性剂二元复合驱的效果,减少了化学剂在油藏中的色谱分离;对于两亲聚合物在非均质稠油油藏中的驱油机理主要是提高驱油效率还是流度控制尚未形成统一认识^[1-5]。笔者利用岩心物理模拟方法,采用一维均质岩心和非均质岩心研究并评价了两亲聚合物对非均质稠油油藏化学驱的适用性。研究成果对两亲聚合物在稠油化学驱中的推广应用有重要意义。

1 实验准备

1.1 实验材料

两亲聚合物由大空间位阻的官能基团和非离子表面活性单体合成。其中,大空间位阻的官能基团能减少聚合物分子内缠结,增大分子流体力学尺寸,从而提高聚合物的抗温抗盐性能^[6];非离子表面活性单体的引入提高了聚合物的乳化能力,降低界面张力,非离子表面活性单体的疏水缔合作用能使聚合物粘度大幅度增加。

实验所用模拟地层水中各成分的质量浓度:Na⁺和K⁺为3 091.96 mg/L, Ca²⁺为276.17 mg/L, Mg²⁺为158.68 mg/L, CO₃²⁻为14.21 mg/L, HCO₃⁻为311.48 mg/L, SO₄²⁻为85.29 mg/L, Cl⁻为5 436.34 mg/L, TDS为9 374.13 mg/L。模拟地层水使用孔径为0.45 μm的滤膜过滤。实验用油为现场脱水稠油和煤油配制的稠油。

1.2 实验仪器和流程

实验仪器 高温高压岩心驱替装置包括:D-250L型双缸恒速恒压泵、恒温箱、圆岩心(2.5 cm×7 cm)、非均质岩心夹持器(4.5 cm×4.5 cm×30 cm)和填砂管(长度为50 cm,直径为2.5 cm,在1/4, 1/2, 3/4处布置3个测压点),均由海安县石油科研仪器厂制造;赛多利斯BS300S精密电子天平、Brookfield DV-III粘度计、CH1006超级循环水浴、JJ-1精密增力电动搅拌器;环氧树脂胶结反韵律3层非均质岩心的渗透率分别为500×10⁻³, 2 000×10⁻³和5 000×10⁻³ μm²;孔隙度皆为30%。环氧树脂胶结圆柱形岩心长度为7 cm,直径为2.5 cm,渗透率为2 500×10⁻³ μm²,孔隙度为30%。

实验流程 ①先配制5 000 mg/L的聚合物母液,再稀释到目标质量浓度;②将模拟地层水和聚

丙烯酰胺溶液分别装入指定的中间容器中;③岩心抽空饱和模拟脱气地层水,测孔隙度,将岩心放入夹持器内加围压测渗透率;④将恒温箱预热到65℃;⑤以20 mL/min的流速注入聚合物溶液模拟多孔介质剪切聚合物,在注入30倍孔隙体积的3种聚合物溶液以后取样,在温度为65℃,剪切速率为7.34 s⁻¹的条件下,测定聚合物溶液的表观粘度;⑥3种聚合物在多孔介质剪切30倍孔隙体积以后取样,放置30 min后,在温度为65℃、剪切速率为7.34 s⁻¹的条件下,测定聚合物溶液的表观粘度;⑦聚合物溶液的阻力系数和残余阻力系数按照文献[7]来测定。

2 实验结果分析

对聚合物溶液的流度控制能力进行测定,使用气测渗透率相同的4块人造均质岩心。从表1可以看出,两亲聚合物在岩心中的阻力系数和残余阻力系数较高,质量浓度为1 000 mg/L的两亲聚合物的阻力系数为201,残余阻力系数为115,能降低岩心的渗透率,有明显的调剖作用。

表1 3种聚合物溶液的流度控制能力
Table1 Mobility control ability of three kinds of polymer solution

聚合物类型	质量浓度/(mg·L ⁻¹)	粘度/(mPa·s)		阻力系数	残余阻力系数
		剪切前	剪切后		
普通	1 000	6	2.9	12	4
降粘	1 000	13	1.9	8	4
两亲	1 000	32	4.5	201	115
	1 200	45	6.4	336	225

2.1 两亲聚合物在填砂管模型中的注入性

从图1可以看出,质量浓度为1 200 mg/L的两亲聚合物溶液注入填砂管模型时,注入端压力与1/4, 3/4处压力为非线性分布,压力损失主要发生在前1/4段(压差为0.16 MPa),后1/4段压差损失很少(压差为0.01 MPa)。对两亲聚合物溶液,其沿程注入压

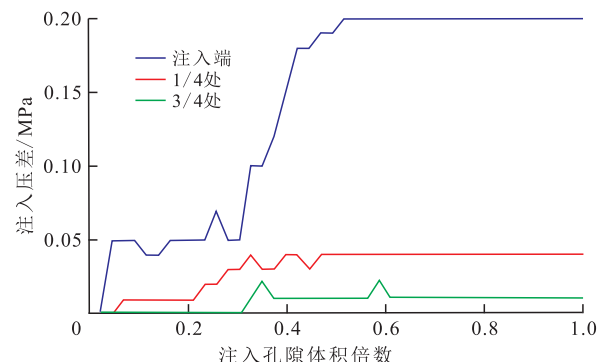


图1 两亲聚合物在填砂管模型中的注入性

Fig.1 Injectivity of amphiphilic polymer in sandpack model

力随溶液注入量的增加而逐渐平稳;当注入0.4倍孔隙体积的两亲聚合物时,注入压力达到稳定,分别为0.04和0.01 MPa。表明两亲聚合物溶液在注入模拟渤海油田高渗透疏松砂岩岩心过程中,压力传播是均匀的,未出现堵塞现象。

2.2 不同聚合物的一维均质岩心驱油实验

在一维均质岩心(圆岩心)驱油实验中,第1组实验饱和油后直接注入2.5倍孔隙体积水,采收率可达到70%;第2组实验饱和油直接注入5.3倍孔隙体积两亲聚合物,总采收率为79%;第3组实验水驱至含水率为70%时,注入0.3倍孔隙体积的两亲聚合物,后续水驱至含水率为98%,总采收率为95.24%;第4组实验水驱至含水率为70%时,注入0.3倍孔隙体积的降粘聚合物,后续水驱至含水率为98%,总采收率为90.31%。实验结果表明,两亲聚合物存在乳化携带,驱油效率好于降粘聚合物(图2)。

直接注入两亲聚合物的驱油效率低于水驱到含水率为70%—注0.3倍孔隙体积两亲聚合物—后续水驱的驱油效率。由于两亲聚合物分子流体尺寸大,存在不可入孔隙体积,直接注入岩心驱油时造成小孔隙堵塞,不如先注水驱出这部分油再注两亲聚合物的驱油效果。实验结果表明,具有较高阻力系数和残余阻力系数的两亲聚合物适用于小段塞流度控制的调剖剂,不适用于大段塞的驱油剂。

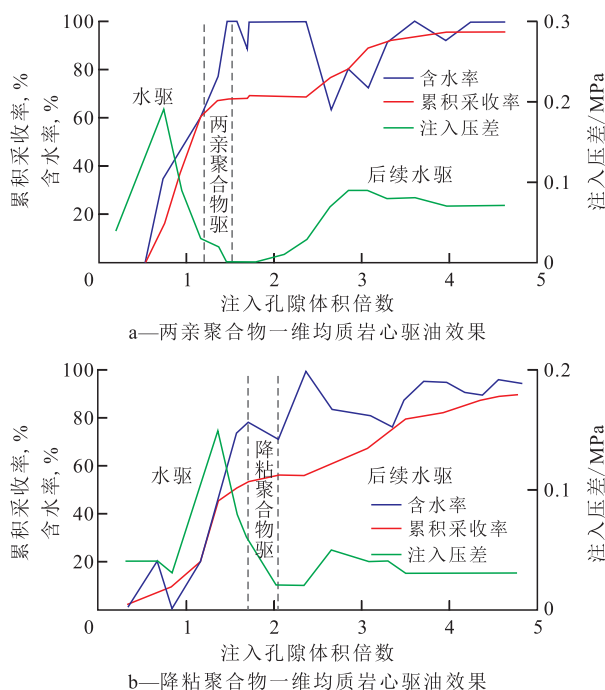


图2 两亲聚合物和降粘聚合物对稠油的驱油效率对比

Fig.2 Comparison of heavy oil recovery efficiencies between amphiphilic polymer and viscosity reduction polymer

2.3 不同聚合物的非均质岩心恒速驱油实验

采用3层非均质岩心恒速驱油实验用于比较3种聚合物驱替地层粘度为400 mPa·s原油的驱油效果(表2)。实验结果表明,两亲聚合物的流度控制能力最好,总采收率最高;其中,降粘聚合物能乳化

表2 不同聚合物的非均质岩心恒速驱油实验

Table2 Oil displacement experiment of heterogeneous cores at constant speed for different polymers

驱油剂	剪切后粘度/ (mPa·s)	原油粘度/ (mPa·s)	含油饱和度, %	注入聚合物 前含水率, %	水驱采 收率, %	聚合物驱 采收率, %	后续水驱 采收率, %	总采收 率, %	注入孔隙 体积倍数
空白试验		400	70.1	95				25.12	3.00
普通聚合物	9.8	400	87.75	94	14.76	5.22	12.75	32.73	2.98
降粘聚合物	3.1	400	82.05	91	12.15	4.62	16.99	33.76	3.26
	10.5	400	74.49	88	19.46	5.76	30.3	54.45	2.96
	10.5	200	88.31	95	24.9	6.98	9.49	41.38	3.30
两亲聚合物	10.5	200	54.5	0				47.30	1.36
	10.5	200	87.04	88	23.58	4.43	19.62	46.63	3.01
	10.5	600	94.3	90	22.03	4.86	9.49	36.38	3.31

原油,界面活性低,在均质岩心中采收率达到90.13%,在非均质岩心中采收率只有33.76%,驱替效果与普通聚合物差不多。根据Pope化学驱的分相流理论^[8],保证化学驱驱替效果较好的条件有2个:一是化学剂配方和原油之间有超低界面张力;二是化学剂各段塞有良好的流度控制,保证各段塞接近活塞式推进,防止指进。

从表2中可以看出,两亲聚合物的总采收率大

于流度控制能力差的降粘聚合物,表明非均质稠油藏化学驱中对于驱油剂的流度控制要求大于界面张力。两亲聚合物在含水率分别为95%,88%和0时注入驱替粘度为200 mPa·s的原油,注入聚合物时含水率越低,采收率越高。

在原油粘度分别为200,400和600 mPa·s,质量浓度为1 200 mg/L的两亲聚合物驱油实验中(表2),两亲聚合物和原油粘度为400 mPa·s的稠油匹配最

好,两者能形成粘度较高的乳化液前缘^[9],聚合物驱替压力增加,对后续水驱起到较好的流度控制作用。

图3对比了两亲聚合物和普通聚合物驱油过程的差别。2组对照实验是水驱至含水率为90%,分别注入0.3倍孔隙体积的聚合物,后续水驱到3倍孔隙体积。两亲聚合物和普通聚合物的流度控制能力差异明显,注入两亲聚合物后注入压力急剧上升;注入普通聚合物时,注入压力变化比较平稳。实验结果表明,两亲聚物流度控制能力强于普通聚合物,普通聚合物对非均质稠油油藏无明显流度控制作用。因此,在累积注入近3倍孔隙体积时,普通聚合物的总采收率为32.73%,而两亲聚合物的总采收率为54.45%。

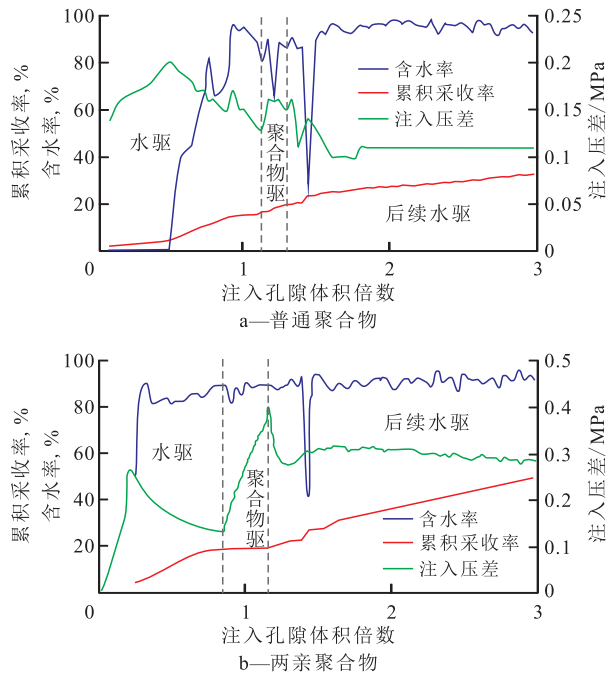


图3 两亲聚合物驱和普通聚合物驱稠油效果对比

Fig.3 Comparison of heavy oil displacement effects between amphiphilic polymer and HPAM

2.4 不同聚合物的非均质岩心恒压驱油实验

在油田注水开发过程中,一套井网一般是开发多个油层,注采压差基本保持稳定,而各油层的采注量分配是不断变化的。因此,需要应用恒压驱替渗流理论^[10]对非均质油藏存在的层间干扰、层系组合和多油层开发进行分析。

实验研究了质量浓度为1 200 mg/L普通聚合物和两亲聚合物恒压水驱地层粘度为400 mPa·s原油的驱油效果,水驱至含水率为90%时,注入0.3倍孔隙体积的两种聚合物,后续水驱至含水率为98%。恒压泵设定的注入压差为0.5 MPa,当注入两亲聚合物后,抑制了含水率的上升,注入端的瞬时流速降

至小于2 mL/min;而注入普通聚合物后,含水率短暂抑制后又迅速上升,注入端的瞬时流速迅速升高到大于14 mL/min(图4)。分别注入3倍孔隙体积的2种聚合物,两亲聚合物需用时4 h,而普通聚合物只需用时0.5 h,说明注入两亲聚合物时起到了良好的流度控制作用;累积注入3倍孔隙体积的普通聚合物可提高采收率为8.37%,而两亲聚合物可提高采收率为22.5%,这说明具有较高阻力系数和残余阻力系数的两亲聚合物能在非均质稠油油藏化学驱中起到较好的流度控制作用,减缓水驱产量递减趋势,从而提高非均质稠油油藏化学驱采收率;而普通聚合物的阻力系数和残余阻力系数较低,在恒压模式下的驱替效果较差。

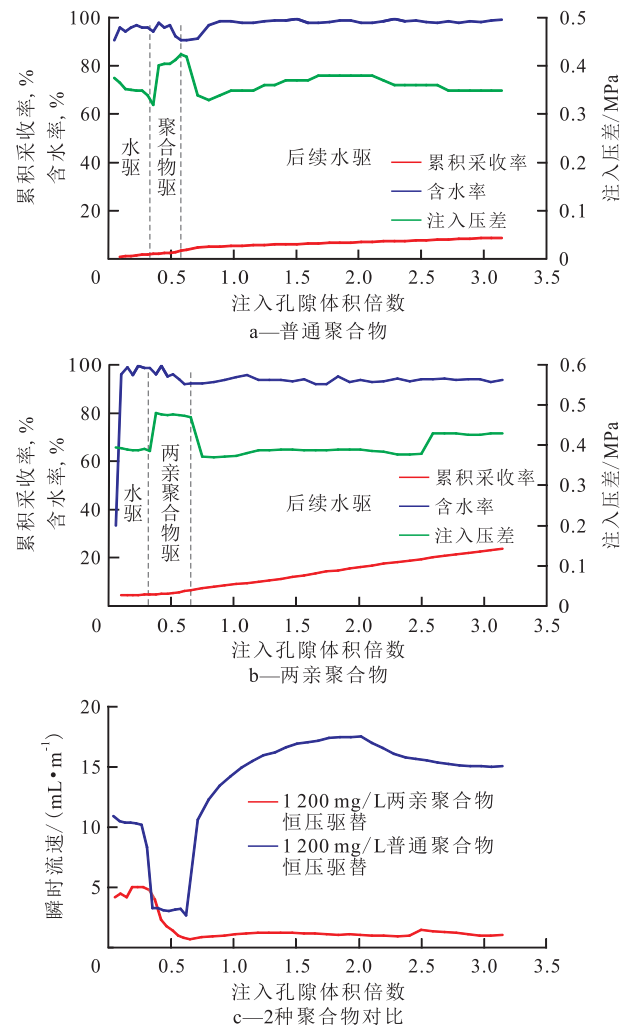


图4 普通聚合物和两亲聚合物恒压驱油实验对比

Fig.4 Comparison of oil displacement experiments between amphiphilic polymer and HPAM under constant pressure

3 结论

两亲聚合物能在岩心中具有较高的阻力系数

和残余阻力系数,在高渗透疏松砂岩中有良好的注入性;一维均质岩心实验表明,两亲聚合物适用于小段塞流度控制的调剖剂,不适用于大段塞的驱油剂;非均质稠油油藏化学驱中,驱油剂的流度控制要求大于界面张力。恒压驱油实验表明,两亲聚合物能在非均质稠油油藏化学驱中起到较好的流度控制作用,减缓水驱产量递减趋势,从而提高非均质稠油油藏的采收率。在分别累积注入3倍孔隙体积的普通聚合物和两亲聚合物后,普通聚合物采收率为32.73%,而两亲聚合物采收率为54.45%。两亲聚合物用于稳油控水所提高的采收率比普通聚合物高出20%,具有较大的应用潜力。

参考文献:

- [1] 张贤松,郑伟,唐恩高,等.海上稠油油藏早期注聚压力与注聚时机研究[J].油气地质与采收率,2013,20(5):68-71.
Zhang Xiansong, Zheng Wei, Tang Engao, et al. Study on pressure and injection timing of early polymer flooding in offshore heavy oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5):68-71.
- [2] 李宜强,梁双庆,林丽华.聚合物驱不同注入方式对比评价[J].油气地质与采收率,2010,17(6):58-60,64.
Li Yiqiang, Liang Shuangqing, Lin Lihua. Comparison and evaluation on injection patterns of polymer driving [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6):58-60, 64.
- [3] 曹瑞波,韩培慧,高淑玲.不同驱油剂应用于聚合物驱油后油层的适应性分析[J].特种油气藏,2012,19(4):100-103.
Cao Ruibo, Han Peihui, Gao Shuling. Reservoir adaptability analysis of different oil displacement agents in polymer flooding [J].
- Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(4):100-103.
- [4] 尤源,岳湘安,赵仁保,等.非均质油藏水驱后化学体系提高采收率效果研究[J].钻采工艺,2009,32(5):30-33.
You Yuan, Yue Xiang'an, Zhao Renbao, et al. Effect of chemical flooding on enhancing oil recovery after water flooding in heterogeneous reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(5):30-33.
- [5] Wu Yongfu, Amir Mahmoudkhani, Philip Watson. A non-thermal surfactant-polymer based technology for enhanced heavy oil recovery in oil sand and ultra shallow reservoirs [C]. SPE 157911-MS, SPE Heavy Oil Conference Canada, 12-14 June 2012, Calgary, Alberta, Canada.
- [6] Zhao Yuzhu, Zhou Jizhu, Xu Xiaohui, et al. Synthesis and characterization of a series of modified polyacrylamide [J]. Colloid and Polymer Science, 2009, 287(2):237-241.
- [7] 叶仲斌,刘向君,肖勇,等.HPAM溶液在油藏岩石中的物化参数测定方法研究[J].西南石油学院学报,2001,23(6):63-66.
Ye Zhongbin, Liu Xiangjun, Xiao Yong, et al. Measuring methods for physiochemical parameters of HPAM on reservoir cores [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2001, 23(6):63-66.
- [8] Pope Gary A. The application of fractional flow theory to enhanced oil recovery [J]. SPE Journal, 1980, 20(3):191-205.
- [9] Kumar R, Dao E, Mohanty K K. Heavy-oil recovery by in-situ emulsion formation [J]. SPE Journal, 2012, 17(2):326-334.
- [10] 刘海龙.一维水驱油恒压驱替渗流过程推导[J].大庆石油学院学报,2012,36(3):90-95.
Liu Hailong. The derivation of one-dimensional displacement of oil by water in constant pressure [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(3):90-95.

编辑 王星

(上接第115页)

- [9] 刘军锋,郭海敏,戴家才.水平井油水两相产液剖面解释方法探讨[J].石油地质与工程,2006,20(5):43-45.
Liu Junfeng, Guo Haimin, Dai Jiakai. Research on the methods of oil and water two phase production fluid profile interpretation in horizontal wells [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2006, 20(5):43-45.
- [10] 刘想平,郭呈柱,蒋志祥,等.油层中渗流与水平井筒内流动的耦合模型[J].石油学报,1999,20(3):82-86.
Liu Xiangping, Guo Chengzhu, Jiang Zhixiang, et al. The model coupling fluid flow in the reservoir with flow in the horizontal wellbore [J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(3):82-86.
- [11] Buijse M A, Glasbergen G A. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing [C]. SPE 96892-MS, 2005.
- [12] 柳明,张士诚,牟建业,等.不同注入条件下地层酸蚀蚓孔扩展规律[J].油气地质与采收率,2013,20(3):102-106.
Liu Ming, Zhang Shicheng, Mou Jianye, et al. Study on underground acid etched wormhole propagation under different injection conditions [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3):102-106.

编辑 王星