

高温高盐油藏新型表面活性剂 微球复配体系调驱实验

王崇阳, 蒲万芬, 赵田红, 朱强娟, 庞诗师
(西南石油大学石油工程学院, 四川成都 610500)

摘要:为改善西达里亚油田水驱后开发效果, 针对其高温高盐的油藏条件, 选用抗温耐盐性好的低界面张力表面活性剂体系SA与实验室自制的抗温耐盐型弹性微球Z10进行复配, 采用表面活性剂微球复配体系调驱来提高驱油效率。模拟高温高盐的油藏条件, 对新型表面活性剂微球复配体系进行调驱的压力和阻力变化特征研究, 并分别开展了均质与非均质条件下的调驱提高采收率物理模拟实验。结果表明, 表面活性剂微球复配体系在岩心渗透率为 $200 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的调驱特性最佳, 注入性好且能形成有效封堵, 注入压力规律性大幅波动, 阻力系数高达7以上。表面活性剂微球复配体系与注入表面活性剂的驱油对比实验结果表明, 前者增油降水效果明显, 采收率大幅提高, 总采收率较表面活性剂驱的高约14%, 很好的发挥了微球“调”与表面活性剂“洗”的双重作用。此外, 表面活性剂微球复配体系在非均质条件下能够改变流体和压力的分布, 有效地开采低渗透率层, 也具有好的调驱提高采收率效果。

关键词:高温高盐油藏 表面活性剂微球 物理模拟 调驱特征 驱油效率 非均质条件

中图分类号: TE357.43

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)06-0107-05

Flooding experiment of new surfactant-microspheres system in high temperature and high salinity reservoir

Wang Chongyang, Pu Wanfen, Zhao Tianhong, Zhu Qiangjuan, Pang Shishi

(School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China)

Abstract: For the high temperature and high salinity reservoir condition in Xidaliya, surfactant system SA with low interfacial tension was selected and compound with the lab made microspheres Z10, both having good resistance to temperature and salt, in order to improve the development effect of Xidaliya oilfield by surfactant-microspheres displacement. The features of flooding pressure and resistance for the new surfactant-microspheres compound system were studied under high temperature and salinity condition. Physical simulation experiments of enhancing oil recovery using the compounded system displacement were carried out under homogeneous and heterogeneous conditions respectively. The results show that the compound system has the best flooding performance with a good injection property and an effective plugging when the core permeability is from 200×10^{-3} to $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and the injection pressure fluctuates drastically and regularly and the resistance coefficient can be as high as above 7. Contrast experiments of oil displacement between the compound system and the surfactant show that the former has an obvious effect of increasing oil and decreasing water, brings great improvement of recovery efficiency, and the total recovery is about 14% higher than using the surfactant alone. The microsphere and the surfactant exert good performance on “adjusting” and “washing” respectively. Besides, the compound system can change the distribution of fluids and pressure making the development of low permeability layer effectively, and has a good effect on enhancing oil recovery.

Key words: high temperature and high salinity reservoirs; surfactant-microsphere; physical simulation; displacement characteristics; oil displacement efficiency; heterogeneity

收稿日期: 2015-09-13。

作者简介: 王崇阳(1991—), 男, 四川成都人, 在读硕士研究生, 从事提高采收率原理与技术研究。联系电话: 13689046958, E-mail: m13689046958_1@163.com。

西达里亚油田发育三叠系砂岩油气藏,其原油性质较好,具有油藏埋深较大(大于3 000 m)、高温(温度高于85 ℃)、高盐(矿化度大于 20×10^4 mg/L)、高钙镁离子(质量浓度大于10 000 mg/L)、强非均质性的特点,且为偏油湿储层。目前在该油田的开发过程中存在局部高渗透通道发育、一线采油井含水率上升快、注水效果差等问题;并且对于高温高盐和强非均质性的油藏特点,采用表面活性剂驱和聚合物驱均不利于该类油藏的开发^[1-6]。为此,笔者优选表面活性剂体系SA,将其与实验室自制的抗温耐盐型弹性微球Z10复配,进行新型表面活性剂微球复合驱。首先开展复配体系调驱的压力和阻力特征研究,随后进行均质与非均质条件下的调驱提高采收率物理模拟实验,以期在现场应用提供理论指导。

1 实验准备

实验材料主要包括阴非离子型表面活性剂SA为实验室依据耐高盐高温、吸附损失低、成本低等要求所筛选;弹性微球Z10为实验室采用反相乳化聚合自制的耐高温高盐的水凝胶微球;油样和水样,油样为西达里亚油藏原油,地下原油粘度为2.88 mPa·s,地层原油密度为0.814 g/cm³,水样为西达里亚注入水,总矿化度为204 672.24 mg/L,其中钙离子和镁离子质量浓度分别为10 279.6和1 200.74 mg/L;人造岩心的直径和长度分别为3.5和7 cm,经过12 h抽真空饱和水,测算孔隙度,恒温100 ℃条件下饱和油(驱油用),计算含油饱和度,岩心物性参数见表1。

实验仪器包括DF-1b15型恒温烘箱、ES-V型

表1 实验岩心物性参数

Table1 Physical property parameters of the tested cores

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙体积/cm ³	孔隙度,%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	原始含油饱和度,%
1	6.946	3.756	13.10	17.02	49.5	
2	7.009	3.682	15.04	20.16	209.9	
3	6.948	3.81	19.23	24.28	986.3	
4	6.995	3.782	20.88	26.58	1 562.4	
5	6.988	3.790	18.03	20.97	304.9	64.34
6	7.000	3.796	16.19	19.30	287.6	62.38
7	7.062	3.815	22.58	27.97	613.4	57.13
8	7.120	3.823	21.64	26.48	591.7	59.15
9	6.998	3.782	16.04	20.40	206.9	67.96
10	6.975	3.768	21.86	28.11	1 013.6	63.13

恒压恒速泵、压力采集系统、DWY-1A型多功能原油脱水试验仪、ESJ120A型精密电子天平、岩心夹持器、中间容器、六通阀、回压阀、压力表以及常规玻璃器皿等实验装置(图1)。

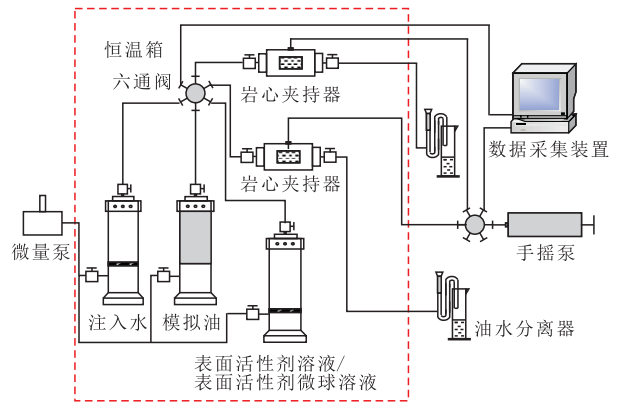


图1 岩心驱替实验装置

Fig.1 Core displacement experiment device

2 实验方案

2.1 岩心封堵实验

弹性微球Z10的粒径为8~22 μm,根据西达里亚油藏渗透率及微球运移原理^[7-8],初步选定渗透率分别为 50×10^{-3} , 200×10^{-3} , $1 000 \times 10^{-3}$ 和 $1 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 分级点的岩心,对表面活性剂微球复合调驱的压力及阻力系数变化情况进行研究,筛选出与复配体系匹配性最佳的油层渗透率范围。在模拟油藏条件下,实验分为水驱、表面活性剂微球驱、后续水驱3个阶段,水驱和后续水驱阶段注入到压力稳定时停止,表面活性剂微球复配体系注入量为2倍孔隙体积,驱替速度均为1 mL/min。

2.2 表面活性剂微球复配体系驱油实验

实验模拟西达里亚油藏条件,考虑表面活性剂微球复配体系在非均质油层中的驱油效果,分别进行了单岩心和并联岩心的对比驱油实验,研究其在高温高盐条件下提高采收率的效果。

2.2.1 单岩心的驱油实验

实验温度为100 ℃,压力为36 MPa,水驱及后续水驱至含水率为98%,注入1倍孔隙体积表面活性剂微球复配体系,驱替速度为1 mL/min。

2.2.2 并联岩心的驱油实验

对于并联岩心的驱油实验选取1组渗透率级差为4.9的岩心,分别进行水驱、表面活性剂驱、表面活性剂微球驱、后续水驱,其中水驱和后续水驱至含水率98%时停止,表面活性剂驱和表面活性剂微球复配体系注入量为1倍孔隙体积。

3 实验结果分析

3.1 表面活性剂微球复配体系与油层渗透率的匹配性

实验结果(表2,图2)可以看出,不同渗透率岩心的调驱压力变化趋势一致,皆为注入2倍孔隙体积倍数的表面活性剂微球复配体系后,压力先上升,接着上升与下降交替出现,总体呈现出波动式缓慢升高的趋势,然后逐渐趋于平缓,整个过程的阻力系数变化较大;在后续水驱过程中,压力仍呈现波动式变化特征,总体呈下降趋势,最后稳定在一个较高水平。这是因为表面活性剂微球复配体系进入岩心后,弹性微球颗粒堵塞喉道,使得注入压力开始上升,随着微球不断堆积导致压力持续上升,微球颗粒发生弹性变形而通过喉道,此时压力发生急速下降,之后微球继续向深部运移,直至下一次封堵、突破,微球不断向岩心深部运移,突破与封堵反复进行,由此便产生了压力上升与下降交替的波动式变化^[9-10];后续水驱过程中,压力也呈波动趋势,说明微球仍在进行着反复的封堵、突破、运移,致使微球重新分布,并改变了岩心的压力与液流分布形式,使压力仍相对较高。

表2 表面活性剂微球复配体系调驱特征参数
Table2 Characteristic parameters of compound oil displacement of surfactant/microspheres

岩心编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	水驱稳定压力/ MPa	表面活性剂微球复配体系注入压力/MPa	后续水驱稳定压力/MPa	阻力系数	残余阻力系数
1	49.5	0.055	0.12	0.14	2.18	2.55
2	209.9	0.045	未稳定	0.16		3.56
3	986.3	0.030	0.22	0.15	7.33	5.00
4	1562.4	0.025	0.1	0.07	4.00	2.80

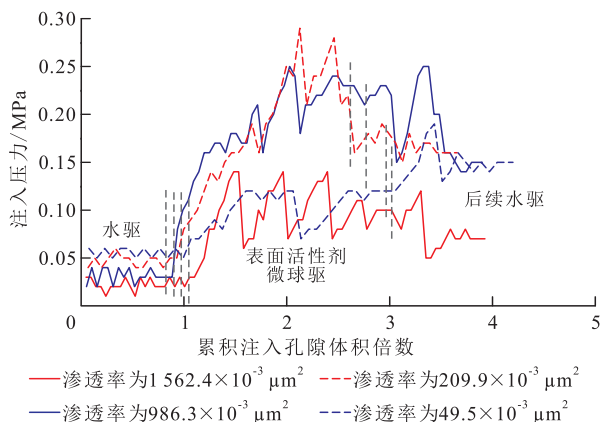


图2 表面活性剂微球复配体系调驱的压力变化特征
Fig.2 Pressure variation characteristics of compound oil displacement of surfactant/microspheres

在表面活性剂微球复配体系注入后,渗透率为 209.9×10^{-3} 和 $986.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的2根岩心的压力上升较快,最高值为0.25 MPa,阻力系数为6~8,其中渗透率为 $209.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心出现了几个邻近波动幅度大的高点,是由于其孔喉半径较小,微球封堵强度更大,致使压力上升更高,一旦突破便引发压力高点的骤降。在后续水驱阶段,2根岩心的压力稳定在一个更高的水平;而对于渗透率为 $49.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,由于其孔喉半径非常小,进入岩心的微球数量很少,不能形成很好的堆积,压力上升不高,而后续水驱压力的继续升高,是因为注水将停滞在孔隙喉道中的弹性微球推进至岩心的更深部,进一步加大了流动阻力;对于渗透率为 $1562.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,其孔喉半径较大,进入岩心的微球颗粒不能形成有效的物理封堵,致使压力稍一上升便发生突破,如此反复即出现了上升与下降的交替现象。实验结果分析表明,选定的表面活性剂微球复配体系在高温高盐条件下能够起到良好的封堵作用,实验所用的渗透率为 $200 \times 10^{-3} \sim 1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心的调驱压力和阻力系数特征较明显,能更好地反映表面活性剂微球复配体系的调驱效果,更适用于调驱提高采收率研究。

3.2 表面活性剂微球复配体系调驱提高采收率能力

3.2.1 均质条件下

实验结果(表3,图3,图4)表明,渗透率分级为 300×10^{-3} 和 $600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的2组岩心一次水驱采收率均为40%以上;注入表面活性剂微球复配体系后,岩心的含水率下降较快,增油降水效果明显,采收率迅速上升。在这2组岩心驱油对比实验的表面活性剂微球复合驱替过程中,其平均阻力系数均是仅注入表面活性剂的近10倍;后续水驱时,采收率

表3 单岩心提高采收率驱油实验对比
Table3 Contrast of enhancing oil recovery effects of oil displacement experiments for single core

岩心编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入体系	阻力系数平均值	残余阻力系数平均值	水驱采收率,%	体系驱替采收率,%	后续水驱采收率,%	总采收率,%
5	304.9	表面活性剂	1.4	1.2	40.52	8.62	4.31	53.45
6	287.6	表面活性剂微球	8.9	5.3	41.09	16.34	9.90	67.33
7	613.4	表面活性剂	1.3	1.2	45.35	9.30	3.88	58.53
8	591.7	表面活性剂微球	12.5	7.4	44.92	21.09	7.03	73.05

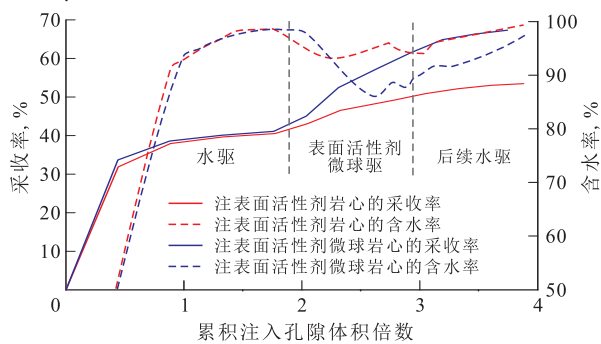


图3 渗透率分级为 $300\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 单岩心的驱油对比

Fig.3 Contrast of oil displacement effects for single core with permeability grade of $300\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$

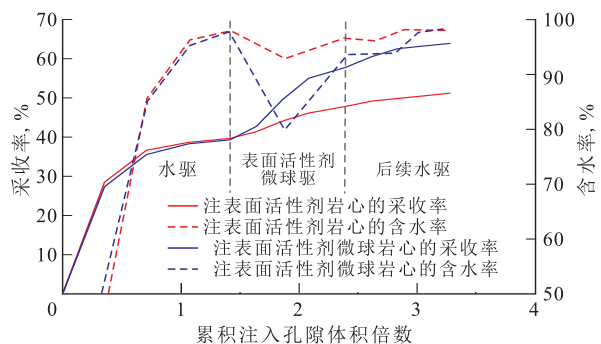


图4 渗透率分级为 $600\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 单岩心的驱油对比

Fig.4 Contrast of oil displacement effect for single core with permeability grade of $600\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$

增速变缓,含水率逐渐趋于98%,阻力系数略有降低,注入表面活性剂微球复配体系岩心提高采收率幅度较大,为7%~10%。分析2组对比实验整个驱替过程的总采收率发现,注入表面活性剂微球复配体系较注入表面活性剂均高出14%~15%。表面活性剂微球复配体系起到了良好的调驱作用,提高采收率效果明显好于注入表面活性剂。

实验结果分析认为,表面活性剂微球复合驱具有良好的驱油效果是由于表面活性剂微球复配体系中微球的“调”和表面活性剂的“洗”,前者的运移封堵作用不断改变压力与液流的分布,有效地扩大了波及体积,后者的油水界面吸附作用降低其界面张力,使分散油聚集,提高了洗油效率。在二者的综合调驱作用下,表面活性剂微球复配体系具有较强的驱油能力。

3.2.2 非均质条件下

实验结果(图5)表明,水驱阶段低渗透率岩心不出液,高渗透率岩心采收率为44.2%;注入表面活性剂后,高渗透率岩心含水率降低,采收率进一步提高,此外,低渗透率岩心得到一定程度的动用,其分流率(单根岩心出液量占岩心总出液量比例)达27%,阶段采收率为8.90%,这是由于表面活性剂进入低渗透率岩心后发生油水乳化,增加了一定的流

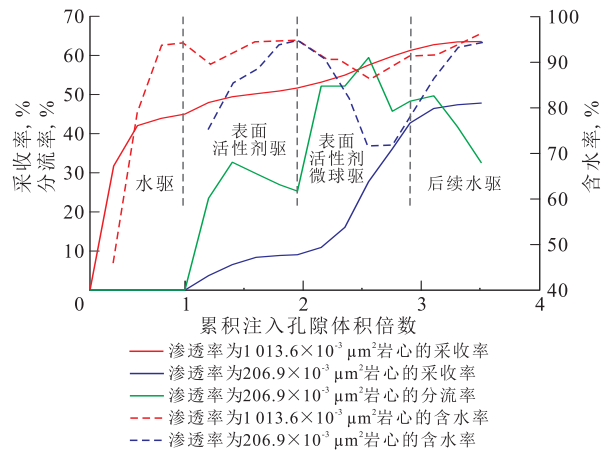


图5 并联岩心提高采收率实验结果

Fig.5 Experimental results of EOR for parallel cores

动阻力,使得低渗透率岩心的原油被驱替;转注表面活性剂微球复配体系后,高渗透率岩心含水率下降幅度更大,增油降水效果明显,采收率在表面活性剂驱的基础上又提高了9.42%,对于低渗透率岩心,其含水率陡然下降,最低值达到74%,分流率上升为51%,说明低渗透率岩心得到了充分的动用,采收率增至33.03%,这是由于表面活性剂微球复配体系中的微球颗粒有较强的封堵作用,使得并联模型的高、低渗透率岩心之间不断出现滞留封堵、变形流动、滞留再封堵,从而使得微观到宏观的液流改向,具有深部调剖的作用,扩大了低渗透率岩心的波及体积,再加上表面活性剂微球复配体系中表面活性剂的洗油效果,使采收率得到了大幅提高;在后续水驱阶段,二者含水率均开始回升,最终趋于经济极限含水率为98%,且采收率都略有上升,低渗透率岩心分流率缓慢下降,但仍较高,这是由于残留在深部的微球颗粒已无法通过缩小的孔喉,后续注水不能将其冲开,液流方向基本固定。

高、低渗透率岩心的总采收率分别为62.39%和46.98%,并联岩心的总采收率达55.59%,说明在非均质地层条件下,表面活性剂微球复合驱提高采收率效果较好^[11-13]。

4 结论

配制的表面活性剂微球复配体系在高温高压条件下,实验岩心渗透率为 $50\times 10^{-3}\sim 1\ 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时都表现出一定的调驱特性,尤其是渗透率为 $200\times 10^{-3}\sim 1\ 000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的岩心,表面活性剂微球复配体系注入性好且能形成有效的封堵,压力波动明显,极具规律性,阻力系数高达7以上,调驱特性优异。在渗透率分级为 300×10^{-3} 和 $600\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的2组单

岩心实验中,表面活性剂微球复配体系增油降水效果明显,总采收率均比表面活性剂驱提高14%左右。分析认为表面活性剂微球复配体系很好的发挥了微球“调”和表面活性剂“洗”两方面的功效,使其在高温高盐油藏条件下具有较好的调驱提高采收率效果。此外,并联岩心的驱油对比实验结果表明,表面活性剂微球复合驱改变了液流流向和压力分布,具有深部调剖作用,能够很好地提高低渗透率岩心动用程度,提高采收率效果明显,在非均质油层条件下依然具有良好的调驱效果。由此可见,在油层渗透率与微球颗粒粒径匹配的条件下,表面活性剂微球复配体系对于进一步提高高温高盐油藏采收率是非常有效的。

参考文献:

- [1] 叶仲斌.提高采收率原理[M].北京:石油工业出版社,2007.
Ye Zhongbin.Principle of enhanced oil recovery [M].Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [2] 郭东红,李森,袁建国.表面活性剂驱的驱油机理与应用[J].精细石油化工进展,2002,3(7):36-41.
Guo Donghong, Li Sen, Yuan Jianguo.Flooding mechanism and application of surfactant flooding[J].Advances in Fine Petrochemicals, 2002,3(7):36-41.
- [3] Surguchev L M, Reich E M, Berenblyum R, et al.Improved oil recovery methods: Applicability screening and potential evaluation [C].SPE 134742,2010.
- [4] 宋考平,杨二龙,王锦梅,等.聚合物驱提高驱油效率机理及驱油效果分析[J].石油学报,2004,25(3):71-74.
Song Kaoping, Yang Erlong, Wang Jinmei, et al.Mechanism of enhancing oil displacement efficiency by polymer flooding and driving effectiveness analysis [J].Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(3): 71-74.
- [5] 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 Reibo, 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.
- [6] 姚传进,雷光伦,高雪梅,等.孔喉尺度弹性微球调驱体系的流变性质[J].油气地质与采收率,2014,21(1):55-58.
Yao Chuanjin, Lei Guanglun, Gao Xuemei, et al.Rheological properties of pore-scale elastic microspheres profile control and flooding system[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1):55-58.
- [7] Fethi G, Kaddour K, Tesconi M, et al.Elborra-bright water-tertiary method of enhanced oil recovery for a mature field [C].SPE 136140,2010.
- [8] 雷光伦.孔喉尺度弹性微球深部调驱新技术[M].北京:中国石油大学出版社,2011.
Lei Guanglun.New technology of deep profile control with pore-scale elastic microsphere [M].Beijing: China University of Petroleum Press, 2011.
- [9] 雷光伦,李文忠,贾晓飞,等.孔喉尺度弹性微球调驱影响因素[J].油气地质与采收率,2012,19(2):41-43.
Lei Guanglun, Li Wenzhong, Jia Xiaofei, et al.Study of influencing factors on pore-scale elastic microspheres flooding [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2):41-43.
- [10] 张霞林,周晓君.聚合物弹性微球乳液调驱实验研究[J].石油钻采工艺,2008,30(5):89-92.
Zhang Xialin, Zhou Xiaojun.Experimental study on profile control and flooding with polymer elastic microsphere emulsion [J].Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(5):89-92.
- [11] 马敬昆,蒋庆哲,王永宁,等.交联聚合物微球的制备及岩心封堵性能研究[J].石油钻采工艺,2010,32(2):84-88.
Ma Jingkun, Jiang Qingzhe, Wang Yongning, et al.Preparation of crosslinked polymer microsphere and plugging performance study [J].Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(2):84-88.
- [12] 曹毅,张立娟,岳湘安,等.非均质油藏微球乳液调驱物理模拟实验研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2011,26(2):48-51,55.
Cao Yi, Zhang Lijuan, Yue Xiang'an, et al.Experimental research on the profile-control flooding with micro-sphere emulsion in heterogeneous reservoir by physical simulation [J].Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2011, 26(2):48-51, 55.
- [13] 姚传进,雷光伦,高雪梅,等.非均质条件下孔喉尺度弹性微球深部调驱研究[J].油气地质与采收率,2012,19(5):61-64.
Yao Chuanjin, Lei Guanglun, Gao Xuemei, et al.Study on indepth profile control and flooding of pore-scale elastic microspheres under heterogeneous condition [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(5):61-64.

编辑 王星