

聚合物纳米微球调驱性能室内评价及现场试验

陈 渊¹, 孙玉青¹, 温栋良¹, 田 旭², 高申领¹

(1. 中国石化河南油田分公司石油工程技术研究院, 河南南阳 473132; 2. 中国石化河南石油勘探局钻井工程公司, 河南南阳 473132)

摘 要: 针对河南油田油藏物性特征及传统调剖效果差的问题, 在确定聚合物纳米微球膨胀倍数的基础上, 结合油藏物性计算出了聚合物纳米微球的初始粒径。通过流动试验测试了聚合物纳米微球对单填砂管的封堵率及高低渗透率平行填砂管注聚合物纳米微球后的采收率, 结果表明: 聚合物纳米微球对单填砂管的封堵率达到 80.5%, 单填砂管注入聚合物纳米微球后不同区域压力波动幅度不同, 表明微球在填砂管中发生了运移、封堵、弹性变形、再运移和封堵过程; 聚合物纳米微球优先进入并封堵高渗透率填砂管, 改变高低渗透率填砂管的非均质性, 启动低渗透率填砂管内原油, 高低渗透率填砂管整体采收率提高 20.5%。柴 9 井的试验表明, 注水井注入聚合物纳米微球后, 注水井的注入压力升高, 吸水剖面发生显著变化, 与其对应的油井产油量增加。采用聚合物纳米微球深部调驱技术可以实现深部调剖, 扩大注水波及体积, 提高原油采收率。

关键词: 聚合物纳米微球 深部调剖 提高采收率 现场试验 河南油田 柴 9 井

中图分类号: TE357.46 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)04-0102-05

Evaluation and Application on Profile Control of Polymer Nano-Microspheres

Chen Yuan¹, Sun Yuqing¹, Wen Dongliang¹, Tian Xu², Gao shenling¹

(1. Research Institute of Petroleum Engineering and Technology, Henan Oilfield Company, Sinopec, Nanyang, Henan, 473132, China; 2. Drilling Engineering Company, Henan Petroleum Exploration Bureau, Sinopec, Nanyang, Henan, 473132, China)

Abstract: According to the physical property of the reservoir in Henan Oilfield and the poor effect of profile control, the initial particle size of polymer nano-microsphere was optimized based on the expansion volume of polymer nano-microsphere and reservoir characteristics. Through flowing test of the core, the plugging rate in single sand pipe and the EOR after injecting polymer nanoparticles were studied in high and low permeability parallel sand pipes. The results showed that plugging rate of the polymer nanoparticles in the sand pipe reached 80.5%, and different areas had different fluctuating pressure after water flooding with the polymer nanoparticles. This indicates that migration, plugging, elastic deformation, re-migration and re-plugging occurred with the polymer nanoparticles in sand pipe. Polymer microspheres entered and blocked the hypertonic pipe first, and then changed the heterogeneity of parallel sand pipe, finally, crude oil in low permeability was driven. During the process, the oil recovery ratio of the high permeability sand pipe improved 20.5%. The field application in Well C9 showed that, after polymer nanoparticle flooding in injection well, the injection pressure increased, water injection profile significantly changed, and the corresponding oil well production increased. The test indicates that deep profile control with polymer nanoparticle is suitable for Henan Oilfield. This technology can realize deep profile control, increase swept volume and enhance oil recovery.

Key words: Polymer nanoparticle; deep profile control; EOR; field test; Well C9

河南油田东部稀油老区厚油层发育, 非均质性严重。渗透率级差层间为 2~30, 层内为 26~848; 非均质系数层间为 1.12~2.27, 层内为 0.96~15.40。经过 40 a 持续注水高速开采, 油藏非均质性加剧, 层间深部窜流和层内深部绕流现象严重, 注入水沿高渗带或优势通道突进无效循环, 而中低渗

收稿日期: 2012-02-20; 改回日期: 2012-06-19。

作者简介: 陈渊(1967—), 男, 河南信阳人, 1990 年毕业于石油大学(华东)应用化学专业, 高级工程师, 主要从事采油技术研究工作。

联系方式: (0377)63833042, chyuan2009@163.com。

基金项目: 中国石化河南油田科技攻关项目“纳微米球深部调驱技术研究与应用”(编号: 2009046)部分研究成果。

层及注水波及不到的部位受效差,动用程度低。目前,稀油老区综合含水高达 93.94%,无效注水层段 210 多个,占总注水层段的 16.8%,无效注水量占总注水量的 10%以上,水驱效果越来越差,控水稳油形势日益严峻。河南油田先后采用无机颗粒类、聚合物冻胶类、体膨型凝胶颗粒及微生物等多种调驱技术^[1]控水挖潜,然而总体调驱效果欠佳。

聚合物纳米微球深部调剖技术是近几年发展的一种新型调驱技术,该技术主要利用聚合物纳米微球尺寸小、在水中分散性好、易进入地层深部及在油藏温度下遇水膨胀的特征^[2],让其在孔喉中运移、封堵、变形通过、再运移封堵,直至地层深处,逐级封堵水窜优势通道,实现深部调驱,扩大注入水波及体积,改善水驱开发效果,进一步提高水驱采收率^[3]。为此,笔者针对河南油田油藏物性特征和水驱控水稳油技术难点,优选出适应油藏条件的聚合物纳米微球,在对聚合物纳米微球的深部调驱性能进行室内评价的基础上开展了现场试验,取得了较好的增油降水效果。

1 聚合物纳米微球调剖机理及特点

1.1 调剖机理

聚合物纳米微球粒径小,具有良好弹性和形变能力,易于进入地层深部,通过封堵渗流通道直接改变油水相的渗透率,达到增油降水的目的。聚合物纳米微球在地层孔隙中能够聚集封堵大孔道,降低水流指进;随着注入压力的升高,在压力作用下微球发生形变并通过孔喉,在渗水通道的下一个孔喉形成封堵,继续起液流转向、扩大波及体积和驱替剩余油的作用。聚合物纳米微球通过运移-封堵-变形运移-再封堵的过程,实现逐步改变地层深部渗透率、提高原油采收率的目的^[4-6]。

1.2 技术特点

聚合物纳米微球深部调驱技术是近年发展起来的具有“进得去,堵得住,可移动”的一项深部调驱新技术,具有以下技术特点和优势:

1) 受水质和油藏条件影响小。可直接采用油田污水配制,在水相中形成稳定体系,不会出现沉淀和地层吸附现象。

2) 实现深部注入和调驱。聚合物纳米微球初始粒径小,且合成粒径可控,能够通过近井孔喉进入

地层深部,水化膨胀互相交联,具有弹性变形能力,可有效封堵地层深部优势通道。

3) 深部调驱现场施工工艺简单。聚合物纳米微球可实现在线注入,设备成本低,措施井见效快,有效期长。

2 聚合物纳米微球粒径优选

2.1 聚合物纳米微球水化程度的确定

聚合物纳米微球初始粒径小,与注入水一起进入地层深部后,只有其吸水膨胀倍数与地层孔喉半径相匹配时,才能实现对地层深部水窜优势通道的有效封堵。因此,在确定聚合物纳米微球粒径前,首先要确定聚合物纳米微球在油藏条件下的膨胀倍数。采用河南油田模拟污水配制质量浓度 2 000 mg/L 的聚合物纳米微球溶液,将其放置在 55 和 75 ℃温度下,采用粒度仪测定放置不同时间微球的粒径,结果见表 1。由表 1 可知,在 55 ℃下放置 30 d 后微球可水化膨胀 107 倍,在 75 ℃下放置 30 d 后微球可水化膨胀 156 倍。河南油田的油层温度为 50~80 ℃,因此在河南油田油藏条件下聚合物纳米微球的膨胀倍数大约为 100~150。

表 1 纳米微球水化前后粒径变化

Table 1 The size of nanoparticle before and after hydration

| 温度/ ℃ | 初始粒 径/μm | 吸水后的粒径/μm | | | | |
|----------|-------------|-----------|-------|-------|-------|-------|
| | | 5 d | 10 d | 15 d | 20 d | 30 d |
| 55 | 0.195 | 1.800 | 3.200 | 4.300 | 7.500 | 21.00 |
| 75 | 0.205 | 2.500 | 3.800 | 5.500 | 13.00 | 32.00 |

2.2 聚合物纳米微球粒径的确定

根据 Kozeny 公式可计算出地层孔隙半径,但对于长期注水开发的油田,由于地层长期受到水驱冲刷作用,地层孔喉结构和非均质性发生变化,Kozeny 公式已不适用长期注水开发的高含水油藏。因此,根据储层喉道直径分布特点,从储层物性参数、微球膨胀倍数等特点对 Kozeny 公式进行修正,修正后的计算公式为^[7]:

$$D_s = \frac{D_{70 \sim 75} \tau \sqrt{\beta_K}}{Q} \quad (1)$$

式中: D_s 为适用于非均质储层的纳米微球直径, nm; $D_{70 \sim 75}$ 为累计概率为 70%~75% 所对应的喉道直径, nm; τ 为迂曲度; β_K 为储层渗透率非均质系数; Q 为微球的膨胀倍数。

河南油田王集油区属中孔-高渗透储层,油层平均孔隙度为 21.4%,平均渗透率为 799 mD,地层温度为 61.0~73.9 °C,迂曲度为 2.5,非均质系数为 6.3。因此,适用于该油田聚合物纳米微球的直径为 204~217 nm。

3 聚合物纳米微球调驱性能评价

3.1 聚合物纳米微球单管封堵率测试

填砂管长 100 cm、横截面积为 5.306 6 cm²。采用河南油田粒度中值为 100~130 μm 的采出砂充填。在注入端和砂管的 20,40 和 60 cm 处分别设置测压点,其具体形式如图 1 所示。

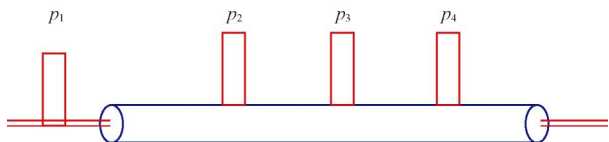


图 1 单填砂管和测压点

Fig. 1 Single sand pipe and pressure measurement points

首先用河南油田模拟污水测定相邻测压点的渗透率(见表 2),然后以 0.5 mL/min 的注入速度注入模拟污水,待注水压力平稳后,注入 0.2 倍孔隙体积、质量浓度为 1 000 mg/L 的聚合物纳米微球溶液,注完微球溶液后再注入模拟污水,记录注水、注聚合物纳米微球溶液及再注水时的压力变化情况,结果见图 2。

表 2 单砂管不同区域的封堵率

Table 2 The plugging rate in different area of sand pipe

| 区域 | 渗透率/mD | | 封堵率, % |
|---------|--------|-------|--------|
| | 初始 | 最低 | |
| 测压点 1-2 | 306.0 | 20.4 | 93.3 |
| 测压点 2-3 | 597.0 | 174.0 | 78.9 |
| 测压点 3-4 | 994.0 | 323.0 | 69.5 |

从图 2 可以看出,注入微球过程中,测压点 1 处的压力变化不明显,转后续注水后,测压点 1 处压力上升,随后测压点 2 处压力也逐渐上升,但上升幅度较测压点 1 处低,说明微球在向砂管深部运移的过程中发生了体积膨胀,在测压点 1 和测压点 2 之间的孔喉处形成封堵。由于采用恒流泵持续注入驱替液,测压点 1 处达到最高压力后,微球变形通过,被后续驱替液继续推进到砂管深部,测压点 1 处压力开始下降;测压点 3 和测压点 4 处压力变化不明显,

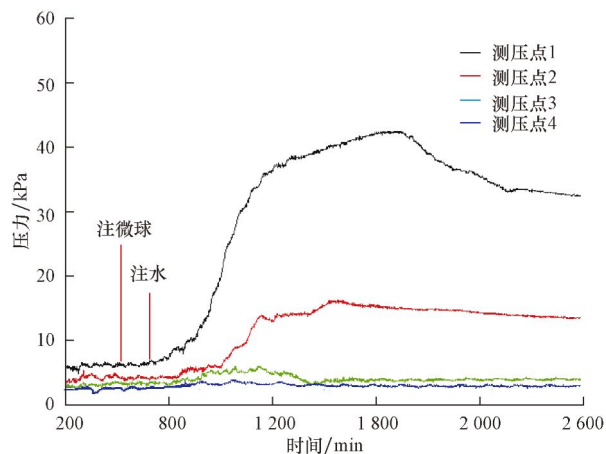


图 2 砂管中封堵压力变化曲线

Fig. 2 The change curves of plugging pressure in sand pipe

是由于进入到砂管后部的微球数量明显减少,压力波动较小。随着注入时间的延长,高渗透率区压力逐渐上升,说明微球产生了运移-封堵-突破-再封堵,实现逐级深部调驱。砂管各区域渗透率的变化幅度见表 2。从表 2 可看出,聚合物纳米微球对单砂管的封堵率达到 80.5%。

3.2 聚合物纳米微球高低渗双管驱替效果测试

采用平行填砂管进行测试。填砂管、砂管的规格及测压点的设置方式与单砂管相同(见图 3),但 2 平行砂管的渗透率不同,一砂管采用河南油田粒度中值为 100~130 μm 的采出砂充填成渗透率在王集油区平均渗透率左右的砂管,另一砂管采用相同的砂分别充填成渗透率约为第一砂管 5,10 和 30 倍的砂管。

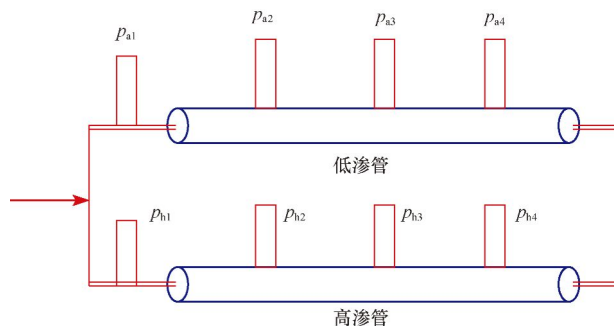


图 3 平行填砂管和测压点

Fig. 3 Parallel sand pipes and pressure measurement points

首先填砂管饱和 75 °C 下黏度为 4~8 mPa·s 的模拟原油,然后在 75 °C 下用河南油田模拟污水驱替,在驱替至含水大于 98% 后,注入 0.2 倍孔隙体积预膨胀 3~5 d 的聚合物纳米微球溶液,注完微

球溶液后,再用模拟污水驱替至含水至 98%。

图 4 为平行填砂管驱油压力曲线。该平行填砂管在利用模拟污水水驱过程中,高渗填砂管出液速度高于低渗填砂管,高渗填砂管初产为原油,随着水驱进行,大量的原油被采出,含水率快速上升,低渗填砂管出液量相对较低。当双管综合含水率达 98% 时,注入质量浓度 2 000 mg/L、在 75 °C 温度膨胀 5 d 的聚合物微球溶液 0.2 倍孔隙体积,随后进行水驱。从图 4 可以看出,第一次注入微球后,高低渗填砂管压力均出现上升,出液量发生了变化,但双管的油水比并未出现明显变化,增油效果不明显,再次注入质量浓度 2 000 mg/L、0.2 倍孔隙体积的微球溶液,由于聚合物纳米微球能量累加的效果,压力上升明显,出液量增加,双管的出液量和出水量均发生了明显变化,出油量增加,采出率提高。

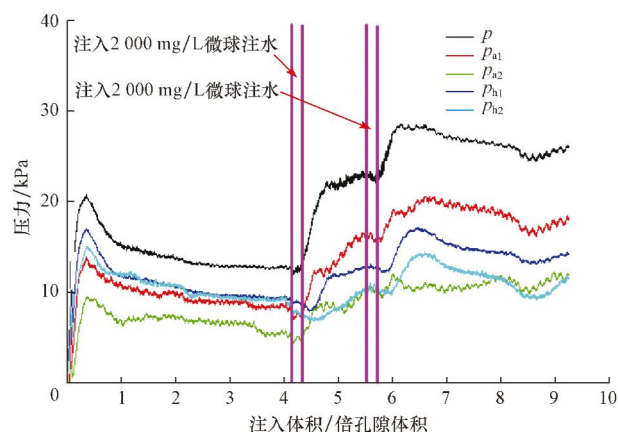


图 4 平行填砂管注聚合物纳米微球及前后的压力变化曲线
Fig. 4 The pressure change curves before and after polymer nanoparticles injection in parallel sand pipes

表 3 为渗透率级差分别为 5.2, 10.2, 28.9 的平行填砂管驱油试验的采收率。

表 3 不同渗透率级差平行填砂管的采收率

Table 3 The oil recovery in parallel sand pipes with different permeability

| 微球质量 浓度/(mg·L ⁻¹) | 渗透率/mD | | 水驱采收率, % | | | 总采收率, % | | |
|----------------------------------|--------|-------|----------|------|------|---------|------|------|
| | 低渗管 | 高渗管 | 低渗管 | 高渗管 | 双管 | 低渗管 | 高渗管 | 双管 |
| 1 000 | 87 | 450 | 56.3 | 68.3 | 62.3 | 59.0 | 82.4 | 70.7 |
| 2 000 | 93 | 950 | 45.5 | 56.9 | 51.2 | 61.0 | 77.4 | 69.2 |
| 5 000 | 114 | 3 300 | 3.6 | 73.7 | 38.6 | 61.1 | 86.5 | 73.8 |

由表 3 可见,注入聚合物纳米微球后,采收率均有提高,其中低渗管采收率的提高幅度相对较大,因为聚合物纳米微球优先进入并封堵高渗层,改善了油藏的非均质性,提高了低渗砂管的压力,启动低渗砂管中的原油,采收率平均提高 20.5%。

4 现场试验

柴 9 井是河南油田王集油区柴庄区的一口注水井,其对应的生产井有柴 36 井、柴 32 井和柴 42 井 3 口油井,其中柴 42 井是新井。动态分析表明,柴 9 井注入水首先向柴 36 井方向单向突进,形成了水窜优势通道,而处于构造上倾部位的柴 32 井水驱能量相对较弱,注入水波及不到,动用效果差。为此,在柴 9 井进行聚合物纳米微球调驱试验。由于该井初始注入压力较高,注入聚合物纳米微球前,先采用预处理剂对近井地带的油污及堵塞物进行了清洗,然后注入质量浓度较高的聚合物纳米微球前置段塞,使聚合物纳米微球在油水井间的水窜优势通道中快速堆积并形成封堵,最后注入质量浓度较低的聚合

物纳米微球进行逐级深部调驱,提高聚合物纳米微球深部调驱效果,实现控水增油。柴 9 井调驱试验效果如下:

注水井压力上升 图 5 为柴 9 井注入聚合物纳米微球和其后注水时的压力曲线。

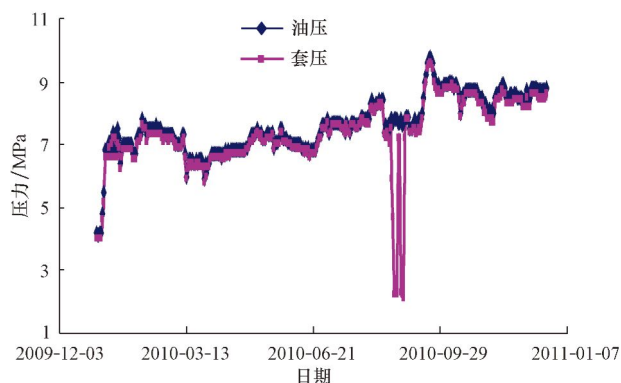


图 5 柴 9 井注水曲线

Fig. 5 The pressure change curves after injecting polymer and water of Well C9

从图 5 可以看出:注入预处理段塞后,注入压力明显降低,由 7.3 MPa 降至 6.0 MPa,起到了对地

层进行预处理的作用,有利于聚合物纳米微球的注入;注入聚合物纳米微球后,注入压力又开始上升,注水压力最高升至 8.9 MPa,说明聚合物纳米微球具有一定的封堵油水井间优势通道的作用。

吸水剖面得到改善 图 6 为柴 9 井调驱前后的吸水剖面。从图 6 可以看出:柴 9 井吸水能力很好,适合进行聚合物纳米微球深部调驱;聚合物纳米微球封堵了油水井间的注水优势通道,注水平面及纵向差异得到调整,扩大了注入水波及体积。

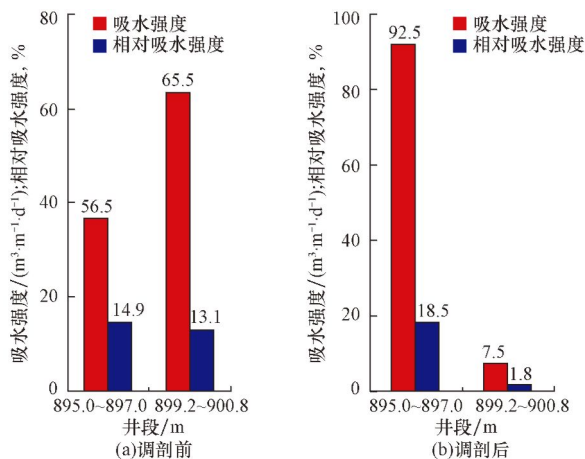


图 6 柴 9 井调剖前后吸水剖面对比

Fig. 6 Water injection profile comparison before and after profile control of Well C9

对应油井见效,增油显著 表 4 为柴 9 井调驱前后对应油井的生产情况对比。从表 4 可以看出,柴 9 井调驱后,对应油井的产油量增加,含水率下降,说明聚合物纳米微球封堵了油水井间的水窜优势通道,增大了注入水波及体积。

表 4 柴 9 井对应生产井调驱前后生产情况对比

Table 4 Oil production comparison for the Well C9 before and after profile control

| 井名 | 产液量/(t·d ⁻¹) | | 产油量/(t·d ⁻¹) | | 含水率,% | |
|--------|--------------------------|-------|--------------------------|------|-------|------|
| | 调驱前 | 调驱后 | 调驱前 | 调驱后 | 调驱前 | 调驱后 |
| 柴 32 井 | 2.60 | 4.50 | 0.62 | 1.70 | 76.7 | 62.8 |
| 柴 36 井 | 8.80 | 17.60 | 0.30 | 3.80 | 96.5 | 97.6 |
| 柴 42 井 | 9.50 | 16.20 | 6.00 | 6.50 | 36.9 | 41.0 |

5 结 论

1) 聚合物纳米微球可从地层深部封堵水窜优势通道或高渗层,改善纵向和平面矛盾,扩大水驱波及体积,进一步改善水驱开发效果和提高采收率。

2) 河南油田东部稀油油藏适于采用聚合物纳米微球深部调驱技术进行调驱。

3) 采用聚合物纳米微球深部调驱技术应先根据油藏确定聚合物纳米微球的膨胀倍数,再结合油层物性确定聚合物纳米微球的初始粒径。

参 考 文 献

References

- [1] 顾锡奎,杜芳艳,王小泉. 化学深部调驱技术现状与进展[J]. 石油化工应用,2009,28(3):4-7.
Gu Xikui, Du Fangyan, Wang Xiaoquan. Current situation and development of chemical deep oil displacement regulation technology[J]. Petrochemical Industry Application, 2009, 28(3): 4-7.
- [2] 张增丽,雷光伦,刘兆年,等. 聚合物微球调驱研究[J]. 新疆石油地质,2007,28(6):749-751.
Zhang Zengli, Lei Guanglun, Liu Zhaonian, et al. A study on profile modification by polymer microsphere injection [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(6): 749-751.
- [3] 王涛,肖建洪,孙焕泉,等. 聚合物微球的粒径影响因素及封堵特性[J]. 油气地质与采收率,2006,13(4):80-82.
Wang Tao, Xiao Jianhong, Sun Huanquan, et al. Study on the size influence factors and the plugging properties of polymer microspheres[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(4): 80-82.
- [4] 李明远,林梅钦,郑晓宇,等. 交联聚合物溶液深部调剖矿场试验[J]. 油田化学,2000,17(2):144-147.
Li Mingyuan, Lin Meiqin, Zheng Xiaoyu, et al. Linked polymer solution as in-depth permeability control agent: laboratory study and field test[J]. Oilfield Chemistry, 2000, 17(2): 144-147.
- [5] 贾晓飞,雷光伦,李会荣,等. 孔喉尺度弹性微球运移封堵特性研究[J]. 断块油气田,2010,17(2):219-221.
Jia Xiaofei, Lei Guanglun, Li Huirong, et al. Migration and plugging properties of pore-scale elastic microsphere[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(2): 219-221.
- [6] 雷光伦,郑家朋. 孔喉尺度聚合物微球的合成及全程调剖驱油新技术研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(1):87-90.
Lei Guanglun, Zheng Jiapeng. Composing of pore-scale polymer microsphere and its application in improving oil recovery by profile control [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2007, 31(1): 87-90.
- [7] 贾晓飞,雷光伦,尹金焕,等. 孔喉尺度弹性调驱微球与储层匹配关系理论研究[J]. 石油钻探技术,2011,39(4):87-89.
Jia Xiaofei, Lei Guanglun, Yin Jinhuan, et al. The relationship between pore-scale elastic microsphere and formation matching [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 87-89.