

# 纳微米聚合物微球在致密砂岩中的 渗流规律及驱油效果研究

朱维耀, 张迪, 黄堃, 孔德彬\*

(北京科技大学土木与资源工程学院, 北京 100089)

**摘要:**纳微米聚合物微球调驱技术已成为低渗致密油藏提高采收率的主导技术。首先测定了纳微米聚合物微球在致密砂岩中的单相流动特征;然后采用非稳态法研究了纳微米聚合物微球/水-油两相渗流规律;最后分析了纳微米聚合物微球的驱油效果。结果表明,纳微米聚合物微球单相流动表现为非达西流动,启动压力梯度普遍略高于水单相流;基质型-致密砂岩中纳微米聚合物微球的相渗曲线共渗区比水单相增宽 5.18%,两相流动区增加;裂缝型-致密砂岩中纳微米聚合物微球的相渗曲线呈“凸型”,共渗区比水单相增宽 10.34%。含水率为 40%时,转注纳微米聚合物微球最好,采收率最高,裂缝的存在对其影响较小;裂缝存在时致密砂岩的最佳注入时机为 0.4 PV,比基质型-致密砂岩低 0.2 PV。

**关键词:**纳微米聚合物微球;裂缝;致密砂岩;启动压力梯度;相对渗透率;注入体积

**中图分类号:**TE39

**文献标志码:**A

**文章编号:**0253-4320(2020)07-0166-05

**DOI:**10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2020.07.035

## Study on seepage law and oil displacement effect of nano-micron polymer microspheres in tight sandstone

ZHU Wei-yao, ZHANG Di, HUANG Kun, KONG De-bin\*

(School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100089, China)

**Abstract:** Nano-micron polymer microspheres profile control and oil displacement technology have become a leading technology for enhanced oil recovery in low permeability and tight reservoirs. Firstly, the single-phase flow characteristics of nano-micron polymer microspheres in tight sandstone are determined. Then, the non-steady-state method is utilized to study the two-phase percolation law for nano-micron polymer microsphere/water-oil. Finally, the oil displacement effect of nano-micron polymer microspheres is analyzed. The results show that the single-phase flow of nano-micron polymer microspheres expresses a non-Darcy flow, with a starting pressure gradient generally slightly higher than that of water single phase. The co-infiltration zone of phase-infiltration curve of nano-micron polymer microspheres in matrix-compact sandstone is 5.18% wider than that of water single phase, and two-phase flow zone is expanded. The phase-infiltration curve of nano-micron polymer microspheres in crack-tight sandstone exhibits a “convex” profile, with a co-infiltration zone being 10.34% wider than that of water single phase. As the water content is 40%, the transfer of nano-micron polymer microspheres is the best, showing the highest oil recovery rate, and is slightly impacted by cracks. The optimal injection timing for tight sandstones in the presence of cracks is 0.4 PV, which is 0.2 PV lower than that of matrix-compact sandstone.

**Key words:** nano-micron polymer microspheres; crack; tight sandstone; starting pressure gradient; relative permeability; injection volume

致密储层物性差、纳微米孔喉结构复杂且连通性差、天然裂缝较发育,具有基质-裂缝双重介质特征,其中裂缝是油藏的主要赋存空间和渗流通道<sup>[1-2]</sup>。目前致密油藏开发以体积压裂造缝为主,容易出现暴性水淹、窜流等,而聚合物微球能够通过滞留封堵等特性控制开采过程中流体的流动,进而提高采收率<sup>[3]</sup>。

目前卢祥国等<sup>[4]</sup>探讨了聚合物微球在低渗岩心中的传输运移、滞留封堵特性,分析了聚合物微球

在多孔介质中的调驱机理;李欣儒等<sup>[5]</sup>利用微流控芯片进行了物模评价实验及模拟,分析了聚合物微球在岩石孔隙中的输运机理;杨玉伟<sup>[6]</sup>采用高、低渗岩心并联的方式评价了聚合物微球与不同表面活性剂结合的驱油效果;Wang<sup>[7]</sup>利用碳酸盐岩裂缝型岩心模型对聚合物微球深层封堵性能进行了评价。对于纳微米聚合物微球在致密砂岩储层的渗流特征及适用性仍存在一些问题,笔者采用岩心实验研究致密砂岩中的纳微米聚合物微球和水单相的流动规

收稿日期:2019-09-27;修回日期:2020-05-11

基金项目:鄂尔多斯盆地致密油开发(2016ZX05069-003)

作者简介:朱维耀(1960-),男,博士,教授,研究方向为渗流力学、非常规油气田开发,weiyao@sina.com;孔德彬(1989-),男,博士,讲师,研究方向为油气渗流理论与应用及提高油气采收率,通讯联系人,kongdb@ustb.edu.cn。

律,结合非稳态法测定致密砂岩中纳微米聚合物微球/油的相对渗透率,研究了转注时机和段塞大小对驱油效果的影响,探究纳微米聚合物微球在致密砂岩中的渗流规律和驱油效果<sup>[8-10]</sup>。

## 1 实验部分

### 1.1 实验材料

实验用岩心取自鄂尔多斯盆地长7,孔隙度为6%~10%,渗透率为0.01~0.3 mD,岩心直径为25 mm,长度为98 mm,主要以小孔、细喉为主,毛管压力曲线如图1所示,岩石成分质量分数如表1所示。

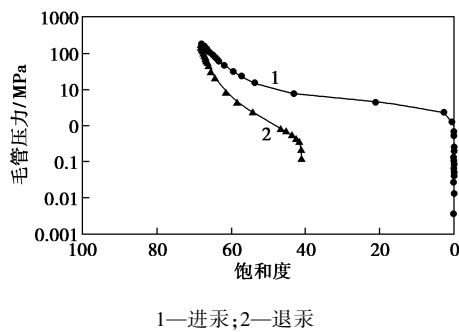


图1 压汞法毛管压力曲线

表1 岩石成分及其质量分数

岩石成分	长石	石英	岩屑	填隙物	
				水云母	铁方解石
质量分数/%	38.00	26.43	19.56	8.78	3.24

其中,裂缝型-致密砂岩岩心通过巴西劈拉仪造缝,造缝前后岩心扫描图如图2所示。

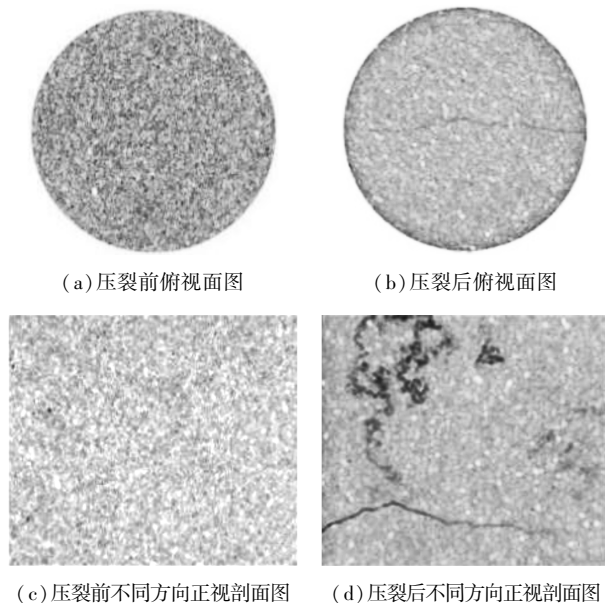


图2 基质型岩心和裂缝型岩心图

实验用水由实验室配制而成,用来模拟地层水,为CaCl<sub>2</sub>水型,总矿化度为89.4 g/L,其配方如表2所示。

表2 地层水成分基础数据

离子类型	Ca <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
离子质量浓度/ (mg·L <sup>-1</sup> )	5711	28136	334	52317	320	2630

实验用油为煤油与汽轮机油按一定比例配置而成的模拟油,常温下黏度为10 mPa·s。

实验用纳微米聚合物微球由油田提供,将纳微米聚合物微球用注入水稀释成质量分数为0.1%,水化稳定后,微球粒径主要集中在1.0~3.2 μm,其中小于4 μm的微球占82%。粒径分布图如图3所示。

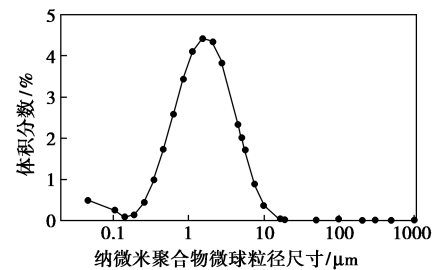


图3 纳微米聚合物微球粒径分布图

实验用仪器主要包括日本岛津平流泵(YZ-15型,其最小流速为0.001 mL/min)、手动泵以及压力传感器等。实验流程如图4所示。

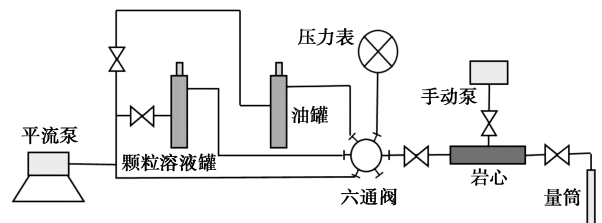


图4 岩心驱替实验流程

### 1.2 实验方法

#### 1.2.1 启动压力梯度测试

采用压差-流量法进行流体的单相流动规律测试。实验步骤如下:将岩心抽真空48 h后饱和地层水;然后以恒定的压力注入纳微米聚合物微球,待流量稳定后,记录该驱替压力下的流量值;之后更换下一驱替压力点;完成实验压力设计点后计算压力差,绘制压差与流量的关系曲线,分析纳微米聚合物微球的单相流动规律,并与相同条件下水单相的流动规律进行对比。

#### 1.2.2 相对渗透率曲线测试

采用非稳态法进行相对渗透率曲线测试。实验

步骤如下:将岩心抽真空 48 h 后饱和水,测量孔隙体积;然后油驱水造束缚水,并测定束缚水下油相渗透率;接着以恒定速度注入纳微米聚合物微球,以一定的时间间隔记录岩心出口端阶段产油量、累积产油量、累积注水量和岩心两端压差;最后聚合物微球驱油至孔隙体积 30 倍以上,结束实验。根据驱替实验数据计算相对渗透率曲线

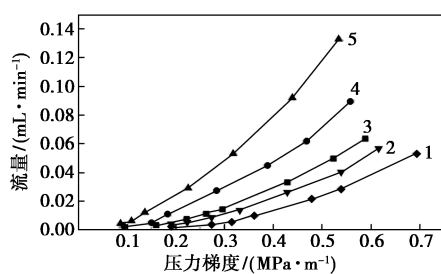
### 1.2.3 驱油效果测定

将岩心抽真空 48 h 后饱和地层水;然后利用驱替泵注入模拟油,驱替至无水采出;接着水驱油至一定程度后注入纳微米聚合物微球;最后水驱至无油采出为止。根据实验的数据计算采收率。

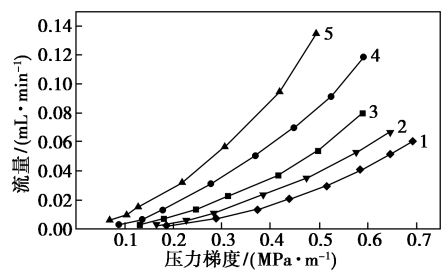
## 2 实验结果分析

### 2.1 启动压力梯度测试规律

选取不同渗透率的致密砂岩进行压裂后实验,得到纳微米聚合物微球和水单相的启动压力梯度。纳微米聚合物微球的单相流动曲线如图 5 所示。由图 5 可知:致密砂岩中纳微米聚合物微球的单相流动呈非线性特征,因为孔隙中纳微米聚合物微球的流动具有启动压力,只有当流体的驱动压力大于最小启动压力时才可以流动。此外,随着岩心渗透率的降低,启动压力梯度越来越大。当渗透率为 0.01 mD 时,岩心的启动压力梯度为 1.64 MPa/m;而渗透率为 0.124 mD 时,岩心的启动压力梯度仅为 0.070 MPa/m。



(a) 纳微米聚合物微球



(b) 水单相

1— $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 2— $0.031 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 3— $0.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  
4— $0.085 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 5— $0.124 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

图 5 流体单相流动曲线

纳微米聚合物微球和水单相流动时的启动压力梯度如表 3 所示。

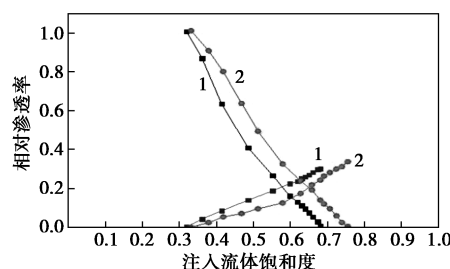
表 3 纳微米聚合物微球的单相流动启动压力梯度

岩样	气测孔隙度/%	气测渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	纳微米聚合物微球启动压力梯度/ $(\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1})$	水单相启动压力梯度/ $(\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1})$
1	7.8	0.010	1.640	1.530
2	8.2	0.031	0.860	0.680
3	8.2	0.063	0.260	0.120
4	8.6	0.085	0.120	0.068
5	9.0	0.124	0.070	0.043

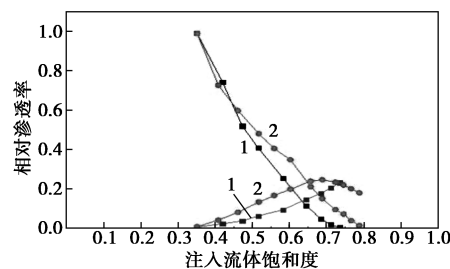
由表 3 可知,相同渗透率下,纳微米聚合物微球的启动压力梯度大于水单相的启动压力梯度。当岩心渗透率为  $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  左右时,水单相的启动压力梯度为 0.68 MPa/m;而纳微米聚合物微球的启动压力梯度为 0.86 MPa/m,明显大于水单相的启动压力梯度。因此,将纳微米聚合物微球加入到水相中以后,会增大水单相流动的启动压力梯度。结合致密储层的孔隙结构分析,纳微米聚合物微球注入储层中后,由于启动压力梯度比水相高,更难驱动,会在部分孔隙喉道发生滞留封堵,进而影响储层驱油开发效果<sup>[11-12]</sup>。

### 2.2 相对渗透率曲线

为了解驱替过程中多相流体流动时各相间的相互作用、干扰和影响。选取基质型和裂缝型的致密砂岩分别注入水单相和纳微米聚合物微球进行驱替实验,其相对渗透率的曲线测定结果如图 6 所示。



(a) 基质型-致密砂岩



(b) 裂缝型-致密砂岩

1—水单相; 2—纳微米聚合物微球

图 6 相对渗透率曲线

由图6(a)中可以看出,致密砂岩油水两相渗流带的范围较窄。其中,在注入纳微米聚合物微球的岩心相渗曲线中,随着含水饱和度的升高,油相渗透率的下降幅度很快,但等渗点后纳微米聚合物微球相的渗透率上升速度加快,油相渗透率的下降速度减缓。结合单相流动规律分析,纳微米聚合物微球进入岩心后,存在较高启动压力,会在大孔隙和喉道中形成滞留封堵,高渗区域的孔隙喉道被封堵后,动用了低渗区域的残余油,使流体的流动方向发生改变,使得驱替前缘更加稳定,减少了指进的影响。并且纳微米聚合物微球会减缓流体的流速,使流体逐渐前往深部储层<sup>[13-14]</sup>,流体流动过程延长,纳微米聚合物微球的油相渗透率下降速度减缓。未压裂的致密砂岩中注入纳微米聚合物微球后残余油饱和度为25.6%,注入水单相后残余油饱和度为30.2%,纳微米聚合物微球相渗曲线的共渗区比水单相增宽5.18%。

由图6(b)中可以看出,裂缝型-致密砂岩的纳微米聚合物微球/油的相渗曲线呈“凸型”,等渗点后纳微米聚合物微球相的渗透率先增加后减小。这是因为纳微米聚合物微球具有在大孔隙中停滞封堵,增加在小孔隙中的流动量的特性,在驱替初期其封堵性能不明显,流动性较好,随着纳微米聚合物微球饱和度逐渐升高,在裂缝中形成封堵,流体流速减缓,改变流体流向,流体的相对渗透率降低。纳微米聚合物微球在含裂缝致密砂岩中能够有效地降低油相在岩石孔隙中流动的渗流阻力,增加纳微米聚合物微球相的流动阻力,从而表现为纳微米聚合物微球相的相对渗透率先增加后减小<sup>[15-16]</sup>,共渗区增宽,残余油饱和度降低。注入纳微米聚合物微球后残余油饱和度为23.4%,注入水单相的残余油饱和度为26.8%,纳微米聚合物微球相渗曲线的共渗区比水单相增宽10.34%。

### 2.3 驱油效果

实际油藏开采中,一次水驱后会进行纳微米聚合物微球驱替和后续水驱,以此提高采收率。但纳微米聚合物微球的转注时机和段塞注入体积大小会影响最终采收率。

#### 2.3.1 注入时机的影响

选取基质型和裂缝型致密岩心进行驱替实验,先分别水驱至含水40%、60%、80%和90%,再转注纳微米聚合物微球至含水98%,最后进行后续水驱。实验结果如表4所示。

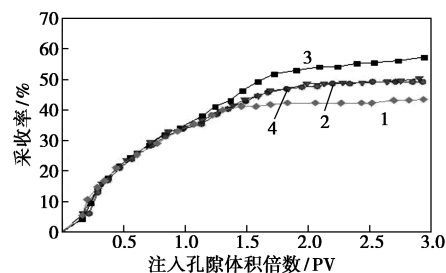
表4 不同注入时机下的采收率

基质型-致密砂岩		裂缝型-致密砂岩	
含水率/%	采收率/%	含水率/%	采收率/%
40	61.7	40	62.5
60	57.6	60	60.6
80	55.4	80	58.5
90	53.1	90	55.1

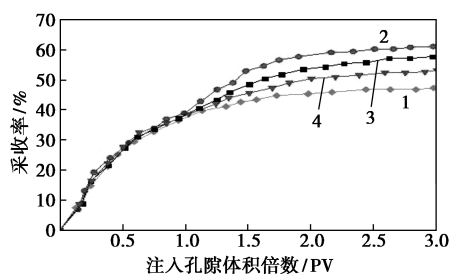
由表4可以看出,不论是基质型-致密砂岩还是裂缝型-致密砂岩,纳微米聚合物微球的注入时机越早,最终采收率越高。结合相渗曲线分析可知,致密岩心的含水率过高会稀释纳微米聚合物微球,导致驱替前缘不稳定,削弱驱油作用。纳微米聚合物微球通过控制两相流体的流速和流向来提高驱替效果,注入时机早,其在含水率快速上升之前能够更好地控制水相的流向,稳定驱替前缘,扩大波及体积,提高最终采收率。此外,裂缝存在对转注时机与采收率之间的关系影响不大<sup>[17-18]</sup>。

#### 2.3.2 段塞大小的影响

选取基质型和裂缝型的致密岩心进行驱替实验,一次水驱后至含水80%,然后注入0.2 PV的纳微米聚合物微球,最后进行后续水驱。完成1组实验后再分别进行0.4 PV、0.6 PV、0.7 PV的纳微米聚合物微球段塞组合。不同段塞组合下的采收率曲线如图7所示。



(a) 基质型致密砂岩



(b) 裂缝型致密砂岩

1—0.2 PV; 2—0.4 PV; 3—0.6 PV; 4—0.7 PV

图7 不同段塞组合下的采收率曲线

由图7(b)可知,裂缝型致密砂岩中纳微米聚合

物微球的最佳注入体积是 0.4 PV。当段塞注入体积小于 0.4 PV 时,随着纳微米聚合物微球注入体积的增大,岩心的采收率升高。当段塞注入体积大于 0.4 PV 时,随着纳微米聚合物微球注入体积的增大,岩心的采收率降低。当段塞注入体积为 0.4 PV 时,最终采收率为 61.32%。根据储层结构分析,由于致密储层发育大量的纳微米级孔喉,孔喉结构复杂,流体渗流能力差,两相流动干扰强,造成大量的残余油被束缚在孔道中,开发效果差。增加纳微米聚合物微球的段塞注入体积后,能够有效地封堵部分孔喉,进而启动孔道中的残余油,提高采收率。但是当纳微米聚合物微球段塞过大时,易发生窜流,影响了其封堵能力,进而增加采收率的能力降低<sup>[19-20]</sup>。

此外,对比图 7(a)和图 7(b)可知,裂缝型致密砂岩比基质型致密砂岩的最佳段塞注入体积小。基质型致密砂岩的最佳段塞注入体积是 0.6 PV,裂缝型致密砂岩的最佳段塞注入体积是 0.4 PV。这是因为裂缝能够有效地增强流体的流动性,尤其对于致密储层而言,裂缝的存在与分布会造成储层中可动流体的差异性<sup>[21]</sup>。考虑到经济成本,在致密油藏实际开发中可对其进行压裂造缝和纳微米颗粒分散体系段塞优化。

### 3 结论

(1)致密砂岩中,流体的流速与压力梯度呈非线性关系。此外,纳微米聚合物微球的启动压力梯度高于水单相的启动压力梯度。岩心渗透率越低,启动压力梯度越大。

(2)基质型-致密砂岩的纳微米聚合物微球/油的相渗曲线反映了纳微米聚合物微球能够使驱替前缘更加稳定,增加两相流动区,减少指进的影响。裂缝型-致密砂岩的纳微米聚合物微球/油的相渗曲线呈“凸型”,残余油饱和度低,纳微米聚合物微球能有效地降低油相在岩石孔隙中流动的渗流阻力,进而提高采收率。

(3)转注纳微米聚合物微球时,转注时机越早,转注时含水率越低,最终的采收率越高,裂缝对转注时机与采收率之间的关系影响不大;段塞组合中,裂缝型-致密砂岩的最佳注入体积是 0.4 PV,低于基质型-致密砂岩。

### 参考文献

[1] 韩宏彦.含裂缝低渗透油藏聚合物微球分散体系调驱渗流规律研究[D].北京:北京科技大学,2018.

- [2] 李永太,宋晓峰.安塞油田三叠系延长组特低渗透油藏增产技术[J].石油勘探与开发,2006,(5):638-642.
- [3] 李玉红,常毓文,韩金良,等.含裂缝低渗透油藏井网调整平面波及效率研究[J].科学技术与工程,2015,(20):48-52.
- [4] 卢祥国,胡广斌,曹伟佳,苏鑫.聚合物滞留特性对化学驱提高采收率的影响[J].大庆石油地质与开发,2016,35(3):99-105.
- [5] 李欣儒,张雷,张彦明,郑力军.聚合物微球调驱剂的制备及其在多孔介质中的微观渗流规律[J].合成化学,2019,27(6):461-464,475.
- [6] 杨玉伟,渠波,曹培涛,等.裂缝性低渗透油藏聚合物微球/表面活性剂复合段塞调驱技术[J].钻采工艺,2019,42(3):53-56,9.
- [7] Wang Jie,Zhou Fujian,Li Junjian,et al.Evaluation of the oil/water selective plugging performance of nano-polymer microspheres in fractured carbonate reservoirs[J].Journal of Zhejiang University-Science A(Applied Physics & Engineering),2019,20(9):714-726.
- [8] 贾玉琴,杨海恩,张涛,等.低渗透油藏聚合物微球驱适应性分析及油藏筛选[J].辽宁石油化工大学学报,2017,37(1):38-40.
- [9] 蒲万芬,赵帅,梅子来,等.非均质条件下聚合物微球/聚合物深部调驱实验研究[J].油气藏评价与开发,2018,(3):61-65.
- [10] 沈焕文,马学军,刘萍,等.特低渗油藏聚合物微球驱提高采收率技术实践[J].石油化工应用,2016,35(2):44-48.
- [11] 梅雪,余昊,陈吟龙,等.一种聚合物微球驱油效果影响因素研究[J].广州化工,2015,43(7):81-83.
- [12] 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.
- [13] 朱维耀,朱晓阳,曹孟菁,等.微圆管中纳微米聚合物流动规律[J].科技导报,2016,34(24):101-105.
- [14] 赵玉武.低渗透油藏纳微米聚合物驱油实验和渗流机理研究[D].廊坊:中国科学院研究生院,2010.
- [15] 李维亮.聚合物微球在双管并联岩心中调驱效果研究[D].大庆:东北石油大学,2016.
- [16] 周志亮.微球乳液性能测试及高温高压驱替实验[D].荆州:长江大学,2015.
- [17] 杨双春,张传盈,潘一,等.国内外三元复合驱各“元”驱油效果的研究进展[J].现代化工,2017,37(1):28-32.
- [18] 杨俊茹,谢晓庆,张健,等.交联聚合物微球-聚合物复合调驱注入参数优化设计[J].石油勘探与开发,2014,41(6):727-730.
- [19] 梁守成,吕鑫,梁丹,等.聚合物微球粒径与岩芯孔喉的匹配关系研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(1):140-145.
- [20] 罗强,唐可,罗敏,吴运强,等.聚合物微球在人造砾岩岩心中的运移性能[J].油气地质与采收率,2014,21(1):63-65,115.
- [21] 曲文驰,李还向,但庆祝,等.低渗油藏用聚合物微球/表面活性剂复合调驱体系[J].油田化学,2014,31(2):227-230,239.■