

# 聚合物微球非均质调控能力研究

赵帅<sup>1,2</sup>, 蒲万芬<sup>1,2</sup>, 李科星<sup>1,2</sup>, 杨洋<sup>1,2</sup>

(1.西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500;

2.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500)

**摘要:**采用光学显微镜和流变仪对实验室自制的聚合物微球PM1的形貌及流变特性进行了评价。分别通过单和双并联岩心驱替实验系统研究了微球体系渗流速度和浓度对其在多孔介质中的运移和封堵性能的影响以及微球的非均质调控能力。研究表明,微球PM1粒径为微米级,具有很高的圆球度,在较高的剪切速率下,其表观黏度与水接近。微球对孔隙的封堵能力随着渗流速度的降低或质量浓度的增加而增强。微球具有较强的非均质调控能力,若将调驱后的低渗岩心相对吸水量 $\geq 35\%$ 的调驱措施规定为合格的调驱,则微球能够有效改善储层非均质性的渗透率级差上限约为20。对于存在裂缝或大孔道等非均质强的油藏,可考虑采用大尺度和微尺度微球交替段塞复合调驱技术。

**关键词:**聚合物微球;注入速度;质量浓度;非均质调控能力;复合调驱技术

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Study on profile control ability of polymer microspheres to heterogeneous formation

ZHAO Shuai<sup>1,2</sup>, PU Wanfen<sup>1,2</sup>, LI Kexing<sup>1,2</sup>, YANG Yang<sup>1,2</sup>

(1.School of Oil and Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

**Abstract:** The morphology and rheological properties of polymer microspheres PM1 were evaluated by optical microscope and rheometer. The effects of injection rate and concentration of microsphere system on the migration and plugging properties in porous media as well as the profile control ability of polymer microspheres to heterogeneous formation were investigated respectively by single core and parallel cores flooding experiments. The results showed that the microspheres had a high degree of sphericity with micro scale and its apparent viscosity was close to water at a relative high shear rate. The plugging ability of microspheres to pore throats increased with the decrease of seepage velocity or the increase of mass concentration. The microspheres had strong profile control ability to heterogeneous formation. If the measures that relative water absorption of low permeable core after profile control and oil displacement was greater than or equal to 35 % could be deemed to be appropriate, the upper limit of the permeability contrast, corresponding to which the microspheres could effectively improve the reservoir heterogeneity, would be about 20. For some strongly heterogeneous reservoirs existing fractures or large pores, the combined technique of profile control and flooding about alternating slugs of large-scale and micro-scale microspheres could be considered preferentially.

**Key words:** polymer microspheres, injection rate, mass concentration, profile control ability to heterogeneous formation, combined technique of profile control and flooding

聚合物微球调驱技术是处于高含水后期尤其是特高含水期的老油田进行剩余油挖潜,继续提高原油采收率的高效驱替方式之一。与聚合物驱相比,聚合物微球调驱技术具有更为广泛的适应性,尤其

是非均质性特别严重的储层,在油田开发提高采收率过程中发挥着重要作用<sup>[1-3]</sup>。微球注入油层后会水化膨胀,能对喉道进行封堵,又能因其弹性变形而通过喉道,具有“运移、封堵、弹性变形、再运移、再封

收稿日期:2017-09-08。

第一作者简介:赵帅(1991—),男,在读博士研究生,从事提高采收率理论及技术研究。通讯地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail:zs77816@163.com

堵”的特征,在高渗透带不断地封堵和运移,直达油层深部,从而有效增大油层,尤其是深部和油井附近的波及体积,大幅提高原油的采收率<sup>[4-8]</sup>。研究首先对实验室自制的微球PM1进行了基本性能评价,然后研究了微球体系渗流速度和浓度对其在多孔介质中的运移和封堵性能的影响以及微球的非均质调控能力。研究结果对于聚合物微球进行非均质调控具有理论和实际意义。

## 1 实验部分

### 1.1 实验条件

主要实验材料:①大港油田官104区块注入水矿化度约为25 036 mg/L;②聚合物微球PM1;③实验岩心为石英砂胶结而成的人造岩心( $\phi$  3.8 cm $\times$ 7.5 cm)。

主要实验仪器:Leica DMLB2光学显微镜、MCR302流变仪、DGM-III型多功能岩心驱替装置、ISCO型恒压恒速泵、SHZ-DC(III)真空泵、精密电子天平、岩心夹持器、中间容器、游标卡尺、六通阀等。

### 1.2 聚合物微球性能评价

#### 1.2.1 聚合物微球微观形貌

采用Leica DMLB2光学显微镜分析聚合物微球分散在注入水中的微观形貌(图1)。由图1可知,微球PM1具有很高的圆球度,能够均匀地分散在注入水中,粒径为微球级。

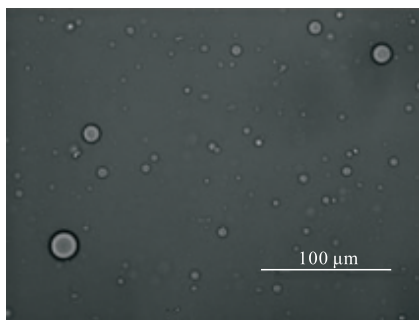


图1 聚合物微球微观形貌

Fig. 1 Micromorphology of polymer microspheres

#### 1.2.2 聚合物微球体系表观黏度

分别采用4种不同矿化度的水(蒸馏水、10 000 mg/L和20 000 mg/L的NaCl溶液、注入水)配制质量浓度为5 000 mg/L的微球体系,将分散均匀的颗粒体系倒

入西宁瓶中,密封并置于25 ℃环境中,水化膨胀10 d(膨胀倍率均趋于平衡),采用MCR302流变仪对颗粒体系的表观黏度进行评价,实验结果见图2。

在较低的剪切速率下,颗粒体系的表观黏度随着剪切速率的增加而大幅降低。因为在该剪切速率范围内,颗粒体系表现为层状有序结构,粒子之间相互作用很小,切应力仅在各层中发生有限变形和定向作用,表现出剪切变稀的假塑形流体特性<sup>[2]</sup>。在较高的剪切速率下,凝胶颗粒体系的表观黏度随剪切速率的增加而略微增加或降低,且与水的黏度接近,这远小于传统调驱颗粒体系的表观黏度。因此,可以直接用原有的注水管线来注微球体系。

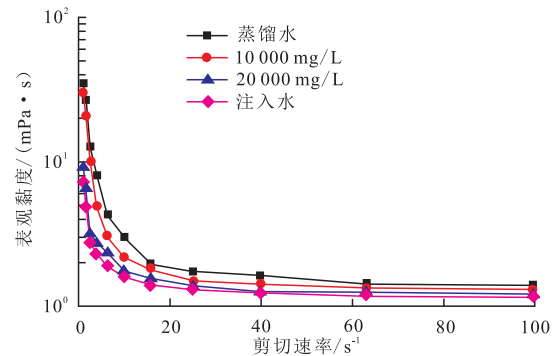


图2 聚合物微球体系表观黏度随剪切速率变化曲线(25 ℃)

Fig. 2 Apparent viscosity of the polymer microspheres system versus the shear rate(25 ℃)

### 1.3 单岩心驱替实验

通过单岩心驱替实验来研究渗流速度和微球质量浓度对微球运移与封堵性能的影响。实验步骤包括:

- 1) 将岩心置于80 ℃恒温烘箱内充分干燥,测量其尺寸和干重;抽真空充分饱和和实验用水,测量湿重。
- 2) 按图3所示连接实验装置,测定岩心渗透率。

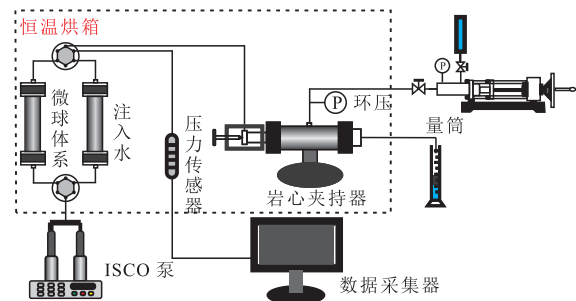


图3 单岩心实验流程

Fig. 3 Flow of single core displacement apparatus

- 3) 0.5 PV 水驱。
- 4) 注入微球体系。
- 5) 当微球驱过程中压力稳定时,转后续水驱。
- 6) 在后续水驱过程中压力稳定之后,停止实验。记录各阶段的压力变化,实验温度为常温。

### 1.4 并联岩心驱替实验

选择渗透率级差分别为2、5.4、10.1、16.1、20.7和25.1的并联岩心,进行并联岩心驱替实验。步骤如下:

- 1) 将岩心置于80 °C恒温烘箱内充分干燥,测量其尺寸和干重;抽真空充分饱和和实验用水,测量湿重。
- 2) 按图3连接实验设备,测定岩心渗透率。
- 3) 按图4连接实验设备,水驱0.5PV。
- 4) 注入0.5PV微球体系。
- 5) 后续水驱1PV。
- 6) 测定高、低渗透岩心的渗透率。记录各阶段高、低渗透岩心的分流量。实验驱替流量为0.5 mL/min,实验温度为常温。

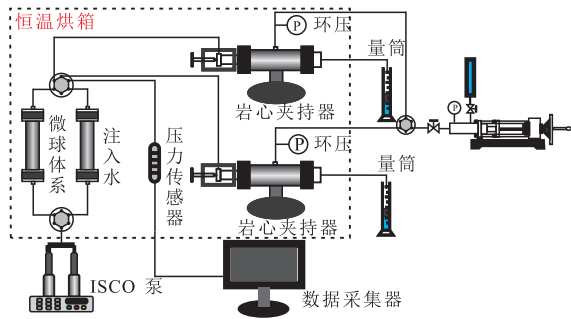


图4 双并联岩心实验流程

Fig. 4 Flow of parallel cores displacement apparatus

## 2 实验结果与分析

### 2.1 聚合物微球运移与封堵性能

#### 2.1.1 渗流速度的影响

将实验流量换算为渗流速度:

$$v = \frac{14.4Q}{A} \quad (1)$$

式中: $v$ 为渗流速度,m/d; $Q$ 为流量,mL/min; $A$ 为岩心横截面积,cm<sup>2</sup>。

实验方案与结果分析见表1。由图5和表1可

得,注入压力随着微球的注入而明显增加,这表明颗粒能够对孔喉形成封堵;压力上升到某一峰值后,出现波动式下降的趋势,说明在一定压力下微球能够突破喉道,之后凝胶颗粒继续向岩心深部运移,直至下一次封堵、突破<sup>[9-11]</sup>。转注水驱后,注入压力有所下降并最终趋于稳定。原因在于,凝胶颗粒倾向于进入低阻力高速渗流通道,因此,会增加该通道的流动阻力,使得流动阻力分布场发生变化,并最终达到一个平衡状态<sup>[12]</sup>。阻力系数和封堵率均随渗流速度的增加而减小。原因在于,一方面,渗流速度越快,流体拉拽力也越大,部分沉积在孔喉壁面的颗粒能够释放和弹性封堵的颗粒可以突破,渗流阻力和封堵强度降低<sup>[13]</sup>;另一方面,由前述可知,该微球体系总体表现出剪切变稀的假塑性流体特征,即微球体系的表观黏度随着剪切速率的增加有所下降,其表观黏度的下降显然降低了其渗流的阻力。此外,可以发现,当渗流速度从0.64 m/d增加到1.27 m/d时,阻力系数和封堵率下降明显;当渗流速度从0.13 m/d增加

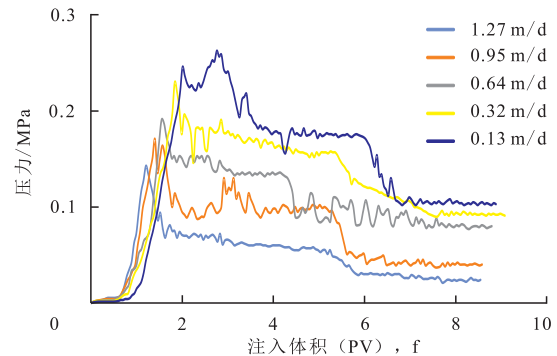


图5 不同渗流速度条件下注入压力特征曲线

Fig. 5 Curves of injection pressure under different seepage velocity

表1 不同渗流速度条件下调驱特征参数

Table 1 Profile control and flooding characteristic parameters under different seepage velocity

岩心编号	水测渗透率/ μm <sup>2</sup>	平均孔喉直径/ μm	渗流速度/ (m·d <sup>-1</sup> )	调驱特征参数	
				阻力系数	封堵率,%
1	1.7	16.1	1.27	5.8	78.3
2	1.7	15.9	0.95	25	90
3	1.6	16.0	0.64	50.4	96.6
4	1.9	16.4	0.32	78.5	97.8
5	1.9	16.2	0.13	134.6	98.7

注:岩心平均孔喉半径由 $r = \sqrt{8K\phi}$ <sup>[14]</sup>计算得到,所用聚合物微球中值粒径为18.286 μm,以下均与此一致

到0.64 m/d时,阻力系数和封堵率下降趋势变缓。这是因为在低流速下,凝胶颗粒在孔喉壁面的沉积以及对孔喉的封堵随着速度的增大而减弱;在高流速下,颗粒能够轻易地通过孔喉,对喉道的沉积和封堵作用明显降低。实际油藏条件下,近井地带压降大,流体渗流速度高,这有利于颗粒向油藏深部运移;远井地带压降小,流体渗流速度低,这有利于颗粒在油藏深部对高渗通道进行高效封堵,实现液流转向,扩大波及体积。

### 2.1.2 质量浓度的影响

实验方案与结果分析见图6和表2,微球注入压力曲线上下波动幅度随着体系质量浓度的增加而加剧,阻力系数和封堵率均随着体系质量浓度的上升而增加。原因在于,同一驱替流量下,单位时间内注入岩心的颗粒数量随颗粒质量浓度的增加而增大。颗粒质量浓度的增加,进入岩心中的颗粒就越多,导致沉积在孔壁表面的颗粒数量增加,以及封堵孔喉的颗粒数量增加且压实程度增强,所产生的附加流动阻力上升。同时,颗粒质量浓度越大,滞留在岩心

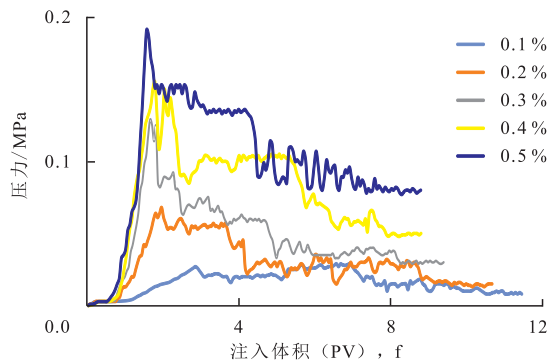


图6 不同微球质量浓度条件下注入压力特征曲线

Fig. 6 Curves of injection pressure under polymer microspheres system with different mass concentration

表2 不同微球质量浓度条件下调驱特征参数

Table 2 Profile control and flooding characteristic parameters under polymer microspheres system with different mass concentration

岩心 编号	水测渗透率/ $\mu\text{m}^2$	平均孔喉 直径/ $\mu\text{m}$	质量浓度/ wt%	调驱特征参数	
				阻力系数	封堵率, %
3	1.6	16.0	0.5	50.4	96.6
6	1.9	16.4	0.4	37.1	94.4
7	1.8	16.2	0.3	20.7	90.3
8	1.7	16.1	0.2	10.3	80.7
9	1.7	16.4	0.1	5.6	66.3

中的颗粒数量也越多,后续水驱时封堵强度也越高。

该实验结果表明,微球体系质量浓度过低无法对目标层进行有效封堵,质量浓度过高又会对储层造成伤害,且经济效益不佳。若计划对目标层位实现高效封堵并综合经济效益分析,微球体系质量浓度应控制在0.2%~0.3%。

### 2.2 聚合物微球非均质调控能力

选择渗透率级差分别为2、5.4、10.1、16.1、20.7和25.1的并联岩心来进行物理驱替实验,以此来评价微球的非均质调控能力。根据微球粒径与孔喉匹配关系研究<sup>[14-15]</sup>,所选高渗岩心渗透率约为 $1.1 \mu\text{m}^2$ 且与所用微球粒径匹配程度高。

低渗透层伤害率用下式评价:

$$t = \frac{K_{11} - K_{12}}{K_{11}} \quad (2)$$

式中: $t$ 为低渗透层伤害率,%; $K_{11}$ 、 $K_{12}$ 分别为注入微球体系前、后低渗透岩心水测渗透率, $\mu\text{m}^2$ 。

并联岩心驱替过程中高、低渗岩心分流率变化曲线见图7。

1) 初始水驱阶段。高渗岩心的分流率远高于低渗岩心的分流率,这反映了非均质油藏注水过程中的吸水剖面。

2) 注入颗粒阶段。当渗透率级差 $\leq 10.1$ 时,高渗(低渗)岩心的分流率总体呈波动式下降(上升)趋势,能够达到50%左右,这表明凝胶颗粒能够有效地改善岩心的非均质性;当渗透率级差 $> 10.1$ 时,随着渗透率级差的不断增大,高渗岩心的分流率下降幅度逐渐变小,说明颗粒对高渗岩心的封堵是有一定限度的。

3) 后续水驱阶段。当渗透率级差为2和5.4时,高、低渗岩心的分流率相近;之后随着渗透率级差的逐渐增加,高渗(低渗)岩心分流率逐渐增大(减小)。表明渗透率级差对颗粒剖面改善能力有一定的影响,即随着渗透率级差的增加,颗粒剖面改善能力逐渐降低。

由表3可以得出,后续水驱后,低渗岩心伤害率 $\leq 10\%$ ,这说明颗粒可选择性地进入高渗岩心,而很少部分粒径较小的颗粒能够进入低渗岩心。该结果表明颗粒粒径与高渗岩心孔喉尺寸匹配程度高时,颗粒对低渗区域有一定的保护作用。当渗透率级差从2上升到25.1时,调驱后的低渗岩心相对吸水量从

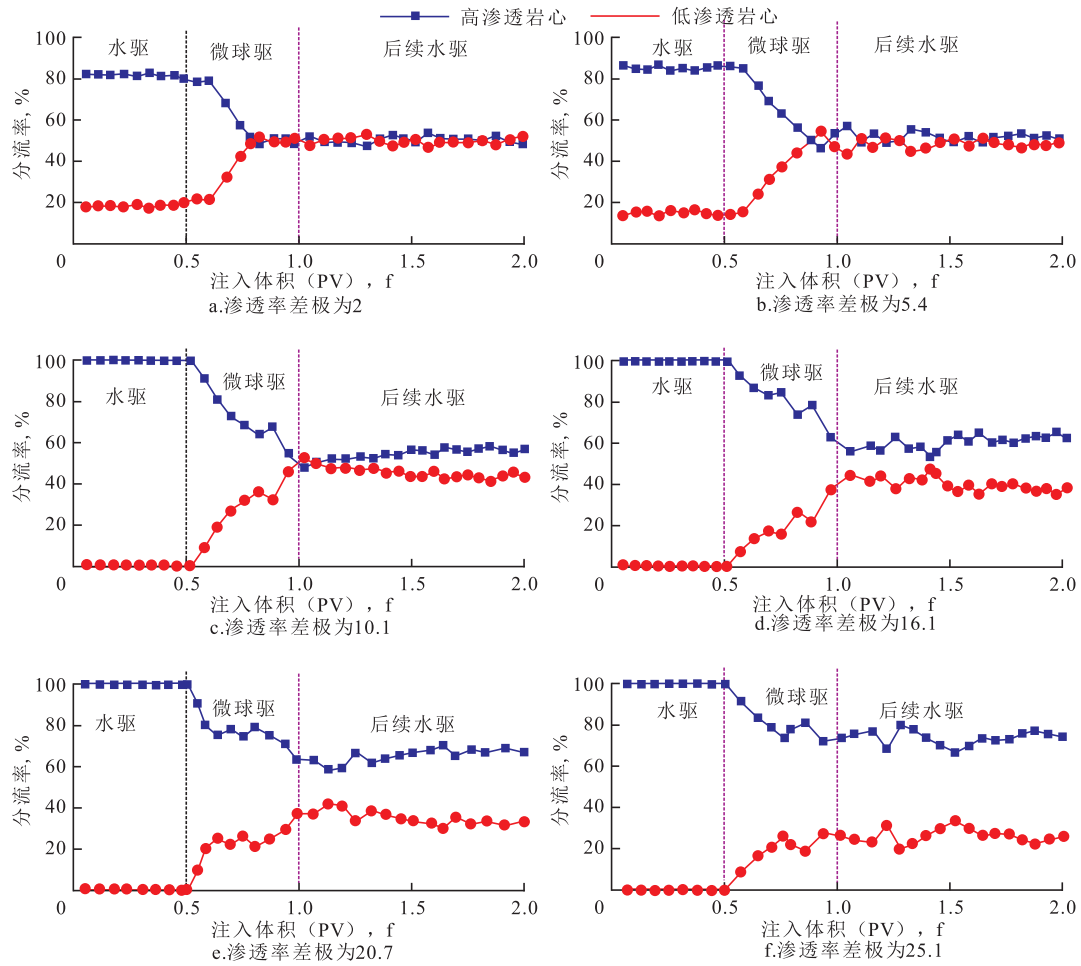


图7 驱替过程中高、低渗岩心分流率变化曲线

Fig. 7 Curves of flow rate of high and low permeable cores

表3 微球对并联岩心的剖面改善性能

Table 3 Profile improvement ability of polymer microspheres to parallel cores

岩心 编号	孔隙度, %	水测渗透率/ $\mu\text{m}^2$	渗透率 级差	相对吸水量,%		低渗岩心 伤害率,%
				调前	调后	
10	22.2	1.12	2	81.6	50.3	9.9
11	19.1	0.56		18.4	49.7	
12	22.0	1.11	5.4	85.0	51.8	6.5
13	18.7	0.2		15	48.2	
14	21.3	1.09	10.1	100	55	5.6
15	18.9	0.11		0	45	
16	21.3	1.08	16.1	100	60.6	4.4
17	18.4	0.07		0	39.4	
18	21.7	1.08	20.7	100	65.2	3.8
19	18.9	0.05		0	34.8	
20	21.2	1.08	25.1	100	73.8	3.1
21	18.4	0.04		0	26.2	

49.7%下降到26.2%。这是由于随着渗透率级差的增大,即低渗岩心渗透率逐渐降低,流体在低渗岩心中的渗流阻力不断增大,因此,导致后续流体更多地进入高渗岩心。而凝胶颗粒对高渗岩心的封堵强度有一定的限度,在一定的驱替动力下,颗粒会从孔壁表面释放和在孔喉中再次运移,致使高渗岩心的分流率仍然较高,低渗岩心的分流变化不明显。该结果表明,渗透率级差对微球深部调驱有着重要的影响。若将调驱后的低渗岩心相对吸水量 $\geq 35\%$ 的调驱措施规定为合格的调驱,则微球能够有效改善储层非均质性的渗透率级差上限约为20。在实施凝胶颗粒进行深部调驱时,需根据实际油藏的非均质情况,制定合理的方案。对于存在裂缝或大孔道等非均质较强的油藏,可考虑采用大尺度和微尺度微球交替段塞复合调驱技术。

### 3 结论

1) 微球 PM1 粒径为微米级,具有很高的圆球度。在较高的剪切速率下,其表观黏度与水接近。

2) 微球对孔喉的封堵能力随着渗流速度的降低或质量浓度的增加而增强。实际油藏条件下,近井地带流体渗流速度快,远井地带流体渗流速度慢,这些均有利于凝胶颗粒实现深部调驱。若计划对目标层位实现高效封堵并综合经济效益分析,微球体系质量浓度应控制在 0.2% ~ 0.3%。

3) 微球具有较强的非均质调控能力,随着渗透率级差的增加,颗粒剖面改善能力逐渐降低。颗粒粒径与高渗岩心孔喉尺寸匹配程度高时,颗粒对低渗区域的伤害率随着渗透率级差的增加而降低。

4) 若将调驱后低渗岩心相对吸水量 $\geq 35\%$ 的调驱措施规定为合格的调驱,则微球能够有效改善储层非均质性的渗透率级差上限约为 20。对于存在裂缝或大孔道等非均质强的油藏,可考虑采用大尺度和微尺度微球交替段塞复合调驱技术。

#### 参考文献

- [1] 赵修太,陈泽华,陈文雪,等. 颗粒类调剖堵水剂的研究现状与发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(4):105-112.
- [2] HUA Z, LIN M, DONG Z, et al. Study of deep profile control and oil displacement technologies with nanoscale polymer microspheres[J]. Journal of colloid and interface science, 2014, 42(4): 67-74.
- [3] 蒲万芬,赵帅,王亮亮,等. 聚合物微球粒径与喉道匹配性研究[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(4): 100-105.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 孙焕泉,王涛,肖建洪,等. 新型聚合物微球逐级深部调剖技术[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(4):77-79.
- [7] YAO C, LEI G, HOU J, et al. Enhanced oil recovery using micron-size polyacrylamide elastic microspheres: underlying mechanisms and displacement experiments[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2015, 54(43): 10925-10934.
- [8] YAO C, LEI G, CHENG M. A novel enhanced oil recovery technology using pore-scale elastic microspheres after polymer flooding[J]. Research Journal of Applied Sciences Engineering & Technology, 2013, 6(19): 3634-3637.
- [9] 蒲万芬,赵帅,袁成东,等. 耐高温抗盐聚合物微球/表面活性剂交替段塞调驱实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2016, 6(4): 69-73.
- [10] BAI B, MISSOURI-ROLLA U O, LIU Y, et al. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(2): 176-184.
- [11] AL-IBADI A, CIVAN F. Experimental study of gel particles transport through porous media[C]// paper SPE-153557-MS presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico.
- [12] 娄钰. 纳微米聚合物颗粒分散体系非均相渗流理论研究[D]. 北京:北京科技大学, 2015.
- [13] YAO C, LEI G, CATHLES L M, et al. Pore-scale investigation of micron-size polyacrylamide elastic microspheres (MPEMs) transport and retention in saturated porous media[J]. Environmental science & technology, 2014, 48(9): 5329-5335.
- [14] YAO C, LEI G, LI L, et al. Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent [J]. Energy & Fuels, 2012, 26(8): 5092-5101.
- [15] HUA Z, LIN M, GUO J, et al. Study on plugging performance of cross-linked polymer microspheres with reservoir pores[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2013, 105(3): 70-75.

(编辑 尹淑容)