

## 低渗透油藏纳微米聚合物颗粒 分散体系封堵性能评价

孙业恒<sup>1</sup>, 龙运前<sup>2\*</sup>, 宋付权<sup>2</sup>, 于金彪<sup>1</sup>, 朱维耀<sup>3</sup>, 刘灵灵<sup>4</sup>

(1.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015; 2.浙江海洋大学 创新应用研究院, 浙江 舟山 316022;  
3.北京科技大学 土木与环境工程学院, 北京 100083; 4.中国石化胜利油田分公司 技术检测中心, 山东 东营 257000)

**摘要:** 为了使纳微米聚合物颗粒分散体系在低渗透油藏具有更好的控水稳油效果, 从粘度特性、流变特性和封堵性能3个方面开展研究, 并分析注入压力、渗透率、水化时间、颗粒质量浓度和注入速度对封堵性能的影响。实验结果表明, 聚合物颗粒分散体系粘度较小, 为剪切变稀的假塑性流体, 具有良好的注入特性和封堵效果, 注入压力呈波动性变化趋势。当水化时间、颗粒质量浓度和注入速度一定时, 颗粒平均粒径与喉道平均直径比值小于0.16的区域为弱封堵区域, 大于0.32的区域为强封堵区域, 0.16~0.32的区域为中等封堵区域。若增加水化时间, 弱封堵区域增大, 强封堵区域减小。当水化时间、注入速度和岩心渗透率一定时, 聚合物颗粒质量浓度小于1.0 g/L的区域为弱封堵区域, 聚合物颗粒质量浓度大于2.0 g/L区域为强封堵区域。当水化时间、颗粒质量浓度和岩心渗透率一定时, 注入速度小于0.1 mL/min的区域为弱封堵区域, 注入速度大于0.5 mL/min的区域为强封堵区域。

**关键词:** 纳微米聚合物颗粒 低渗透油藏 封堵性能 粘度特性 流变特性

中图分类号: TE357.431

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)04-0088-07

## Evaluation on plugging performance of aqueous dispersion system of nano/micron-sized polymer particles in low permeability reservoir

Sun Yeheng<sup>1</sup>, Long Yunqian<sup>2\*</sup>, Song Fuquan<sup>2</sup>, Yu Jinbiao<sup>1</sup>, Zhu Weiyao<sup>3</sup>, Liu Lingling<sup>4</sup>

(1. *Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China*; 2. *Innovation & Application Research Institute, Zhejiang Ocean University, Zhoushan City, Zhejiang Province, 316022, China*; 3. *School of Civil & Environmental Engineering, University of Science & Technology Beijing, Beijing City, 100083, China*; 4. *Technology Inspection Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China*)

**Abstract:** In order to better exert the effect of controlling water and stabilizing oil for nano/micron-sized polymer particles dispersion system in low permeability reservoir, viscosity properties, rheological properties and plugging performances of the system were studied, and the influence of injection pressure, permeability, hydration time, mass concentration and injection rate on plugging performances in cores were investigated. The test results show that the polymer particles dispersion system has a small viscosity which is a pseudo plastic fluid with shear thinning. Meanwhile, it has good injection characteristics and plugging effect. When polymer particles dispersion system is injected into cores, its injection pressure has the trend of fluctuation. With a certain hydration time, mass concentration and injection rate, the interval where the ratio of average particle diameter to average throat diameter is less than 0.16 is the weak plugging region, and where the ratio of aver-

收稿日期: 2016-04-03。

作者简介: 孙业恒(1964—), 男, 山东安丘人, 教授级高级工程师, 博士, 从事油田开发和油藏数值模拟研究。联系电话: (0546)8715003, E-mail: sunyh0102@163.com。

\*通讯作者: 龙运前(1978—), 男, 湖南绥宁人, 助理研究员, 博士。联系电话: (0580)2262589, E-mail: longyunqian@163.com。

基金项目: 国家“973”计划“中国南海相页岩气高效开发的基础研究”子课题“多尺度裂缝介质气-水两相非线性渗流理论”(2013CB228002), 国家自然科学基金项目“微纳米多孔介质中油-水、水-气两相渗流机理”(11472246), 浙江省公益技术应用研究项目“基于餐厨废弃油脂生物油磺酸盐驱油剂的开发”(2016C33032)。

age particle diameter to average throat diameter is more than 0.32 is the strong plugging region, and where the ratio is between 0.16 and 0.32 is the medium plugging region. Moreover, the area of the weak plugging region increases and the strong region decreases with increasing hydration time. With a certain hydration time, injection rate and core permeability, the interval where particle concentration is less than 1.0 g/L is the weak plugging region and where particle concentration is more than 2.0 g/L is the strong plugging region. With a certain hydration time, mass concentration and core permeability, the interval where injection rate is less than 0.1 mL/min is the weak plugging region and where injection rate is more than 0.5 mL/min is the strong plugging region.

**Key words:** nano/micron-sized polymer particles; low permeability reservoir; plugging performance; viscosity properties; rheological properties

随着中国能源需求量的不断增加,低渗透油藏石油储量已经成为石油资源的重要组成部分<sup>[1-2]</sup>。中国已探明石油储量中低渗透油藏储量所占比例较大,且近年来原油产量中低渗透油藏所占比例也越来越高<sup>[3-4]</sup>。目前,大多数低渗透油藏以注水开发为主,但由于低渗透油藏渗透率小,渗流阻力大,流体流动性差,且非均质程度远远大于中高渗透油藏,从而导致注水驱替压力较高、注入速率和采收率低等一系列问题<sup>[5-6]</sup>。尽管压裂技术对低渗透油藏能起到一定的改造作用,但是作用时间和范围比较有限。现阶段提高原油采收率的化学驱技术主要包括碱水驱、聚合物驱、表面活性剂驱、二元复合驱以及三元复合驱等<sup>[7-9]</sup>,但针对低渗透油藏,有些化学驱技术已经不太适合。纳微米聚合物颗粒调驱技术是近年来发展起来提高低渗透油藏开发效果的新手段之一<sup>[10-12]</sup>。该技术通过材料合成方法,制备得到与低渗透油藏喉道直径匹配的纳微米聚合物颗粒,依靠纳微米聚合物颗粒遇水可膨胀的特性来逐级封堵地层孔喉,从而达到逐级深部调驱的目的。大庆、长庆、胜利、中原等油区均已在低渗透油藏开展先导试验,并取得了较好的开发效果<sup>[13-16]</sup>。因此,为了利用该技术进一步高效开发低渗透油藏,笔者从纳微米聚合物颗粒分散体系的粘度特性、流变特性和封堵性能3个方面对纳微米聚合物颗粒分散体系在低渗透油藏中的封堵性能进行研究,以期改善低渗透油藏的注水开发效果,进而达到控水稳油的目的。

## 1 实验器材与方法

### 1.1 实验器材

实验仪器包括ASPE-730恒速压汞仪、MasterSizer2000型激光粒度分析仪、Brookfield DV-II粘度计、HAAKE RS600型流变仪、核孔膜过滤装置、岩心驱替装置、电子天平和恒温水浴箱等。

实验材料主要包括:纳微米聚合物颗粒分散体系,由丙烯酸胺/丙烯酸/N,N-亚甲基双丙烯酸酯聚合物颗粒、分散剂和模拟地层水配制而成;氯化钠、氯化钾、硫酸钠、碳酸钠、碳酸氢钠、氯化镁、氯化钙和氢氧化钠,均为分析纯;聚碳酸酯核孔膜,用于模拟低渗透油藏的喉道。

实验用驱替水为矿化度为0.5 g/L的模拟地层水,实验用过滤水为经0.22 μm的醋酸纤维素微孔滤膜过滤的去离子水。

实验用岩心为大庆油田萨中开发区高台子油层天然岩心,其长度约为5 cm,直径约为2.5 cm。

### 1.2 实验方法

聚合物颗粒分散体系粘度及流变特性测定用容量瓶配制聚合物颗粒质量浓度为1.5 g/L的分散体系500 mL,放置于60℃的恒温水浴箱中进行恒温,当恒温时间为0,1,5,10,15,20和30 d时,分别取一定体积的聚合物颗粒分散体系,在剪切速率为7.4 s<sup>-1</sup>的条件下,利用Brookfield DV-II粘度计测定聚合物颗粒分散体系的粘度。当恒温时间为1,3和5 d时,分别取一定体积的聚合物颗粒分散体系,利用HAAKE RS600型流变仪测定聚合物颗粒分散体系的流变特性。

聚合物颗粒分散体系封堵性能评价 具体实验步骤包括:①将孔径为1.2 μm的核孔膜用过滤水润湿,小心地平铺在核孔膜过滤装置中,要求没有卷曲、折叠;②旋紧容器下面的出水阀门,往容器中加入一定量在恒温水浴箱中恒温水化24 h的质量浓度为1.5 g/L的聚合物颗粒分散体系;③打开恒压泵和出水阀门,在压差为0.1 MPa的条件下,缓慢过滤聚合物颗粒分散体系,通过电子天平连续称量过滤出来的聚合物颗粒分散体系质量,计算机采集系统自动记录数据;④取一定体积过滤后得到的聚合物颗粒分散体系,利用MasterSizer2000型激光粒度分析仪测定聚合物颗粒的粒径,并与过滤前聚合物颗粒分散体系中聚合物颗粒的粒径进行对比;⑤分

别取恒温水化72, 120, 240和360 h的聚合物颗粒分散体系重复上述实验。

聚合物颗粒分散体系封堵性能影响因素分析 实验步骤分为6步:①岩心抽真空饱和地层水后,以0.3 mL/min的注入速度进行一次水驱;②等压力平衡一段时间后,在相同注入速度下,在渗透率为 $2.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的天然岩心中注入恒温水化72 h、质量浓度为1.5 g/L的聚合物颗粒分散体系,压力稳定后再进行后续水驱,记录实验过程中压力变化,并计算阻力系数、残余阻力系数和封堵率;③取恒温水化72 h、质量浓度为1.5 g/L的聚合物颗粒分散体系,以0.3 mL/min的注入速度在不同渗透率的天然岩心中重复步骤①—步骤②;④取不同水化时间、质量浓度为1.5 g/L的聚合物颗粒分散体系,以0.3 mL/min的注入速度在渗透率为 $27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的天然岩心中重复步骤①—步骤②;⑤取恒温水化72 h、不同质量浓度的聚合物颗粒分散体系,以0.3 mL/min的注入速度在渗透率为 $27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的天然岩心中重复步骤①—步骤②;⑥取恒温水化72 h、质量浓度为1.5 g/L的聚合物颗粒分散体系,以不同的注入速度在渗透率为 $27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的天然岩心中重复步骤①—步骤②。

阻力系数、残余阻力系数和封堵率的计算式分别为

$$RF = \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} \quad (1)$$

$$RRF = \frac{\Delta p_3}{\Delta p_1} \quad (2)$$

$$\eta = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \quad (3)$$

式中:  $RF$  为阻力系数;  $\Delta p_2$  为聚合物颗粒分散体系驱替时稳定压差, MPa;  $\Delta p_1$  为水驱稳定压差, MPa;  $RRF$  为残余阻力系数;  $\Delta p_3$  为后续水驱稳定压差, MPa;  $\eta$  为封堵率;  $K_1$  为水驱时岩心渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $K_2$  为后续水驱时岩心渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 2 流变和封堵性能评价结果

### 2.1 粘度特性

聚合物颗粒分散体系的粘度随水化时间的变化曲线(图1)表明,聚合物颗粒分散体系的粘度较小,可以保持较好的注入性能。随着水化时间的增加,聚合物颗粒分散体系粘度逐渐增大,在水化初期,粘度增幅较快,随着水化时间的进一步延长,聚合物颗粒分散体系粘度增幅变缓,当聚合物颗粒分

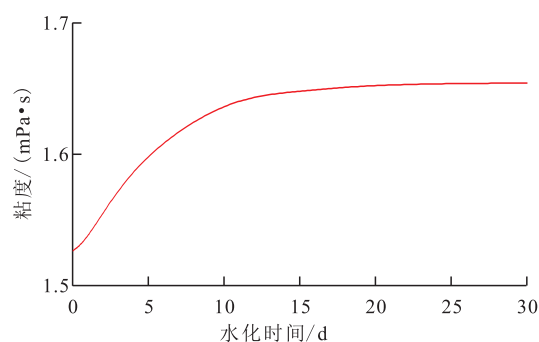


图1 聚合物颗粒分散体系粘度与水化时间的关系

Fig.1 Relationship between viscosity of polymer particles dispersion system and hydration time

散体系水化15 d后,粘度基本保持不变;但总体增幅不大。这是因为水化初期,水进入聚合物颗粒内部,聚合物颗粒膨胀速度较快,聚合物颗粒的体积快速增大,聚合物颗粒之间的接触几率增大,导致聚合物颗粒分散体系的粘度增大;但当水化膨胀到一定程度后,聚合物颗粒的体积不再增加,聚合物颗粒分散体系的粘度也基本保持不变。

### 2.2 流变特性

分析不同水化时间下聚合物颗粒分散体系流变曲线(图2)可知:当剪切速率较低时,不同水化时间下聚合物颗粒分散体系的表观粘度均随剪切速率增大而减小,表现出剪切变稀的假塑性特性;当剪切速率较高时,水化时间为3和5 d的聚合物颗粒分散体系仍表现为假塑性特性,而水化时间为1 d的聚合物颗粒分散体系呈现剪切变稠的溶胀特性。对于聚合物颗粒分散体系,在被剪切之前,体系中聚合物颗粒生成的聚集体处于稳定平衡状态,在低剪切速率下,表现出假塑性。对于水化时间为3和5 d的聚合物颗粒分散体系,随着水化时间的增加,颗粒水化程度增强,形成的聚集体数量较多,因此在较高剪切速率下,聚集体拆散的速度始终大于形成的速度,整个过程均表现出假塑性。对于水化时间为1 d的聚合物颗粒分散体系,颗粒均匀分散,

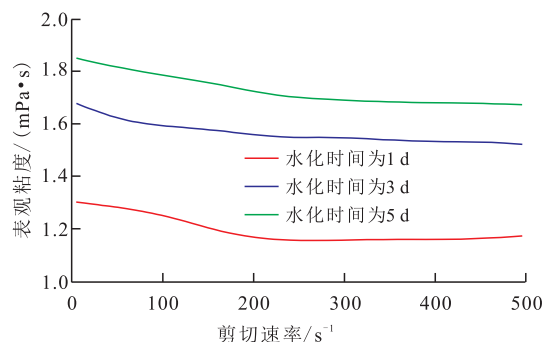


图2 不同水化时间下聚合物颗粒分散体系流变曲线

Fig.2 Rheological curves of polymer particles dispersion system at different hydration times



当受到较低速率的剪切作用时,整个颗粒分散体系呈现出层状有序结构,剪切应力仅仅使其在各自层内产生有限变形和定向作用,表现为剪切变稀的假塑性特性。随着剪切速率增大,体系从层状有序结构变为无序结构,且形成新的聚集体,此时聚合物颗粒分散体系表现出剪切变稠的溶胀特性。

### 2.3 封堵性能

低渗透油藏喉道平均长度约为  $10\ \mu\text{m}$ 。而核孔膜几何形状规则,孔径均匀,基本为圆柱形的直通孔,厚度与喉道长度基本相当。因此,可以利用聚碳酸酯核孔膜来模拟低渗透油藏喉道,分析聚合物颗粒在单一尺度喉道的封堵性能。

由聚合物颗粒分散体系通过核孔膜时过滤体积与过滤时间的关系(图3)可以看出:当选取水化时间一定的聚合物颗粒分散体系进行过滤时,随着过滤体积增加,由于封堵作用,喉道通过相同体积的聚合物颗粒分散体系所用的过滤时间逐渐增大,表明不同水化时间的聚合物颗粒均对核孔膜具有封堵作用;当水化时间小于240 h时,随着水化时间增加,聚合物颗粒在水溶液中膨胀程度变大,颗粒粒径增大,通过核孔膜所用时间也增加,其封堵能力也逐渐增强;但当水化时间超过240 h时,通过核孔膜所用时间减小,聚合物颗粒的封堵能力逐渐变差。这是因为进一步延长聚合物颗粒的水化时间,聚合物颗粒的粒径增大趋势变缓,同时弹性变形能力增强,使得聚合物颗粒更易于通过核孔膜,导致封堵能力变差。可见,聚合物颗粒能够在对喉道产生有效封堵的同时,还可变形通过喉道,可以对后续喉道实现深度逐级调驱。

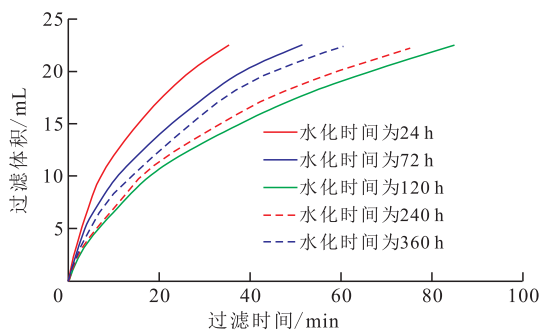


图3 不同水化时间下聚合物颗粒分散体系的过滤体积与过滤时间的关系

Fig.3 Relationship between filtration volume and filtration time of polymer particles dispersion system at different hydration times

聚合物颗粒分散体系过滤前后颗粒粒径分布结果(图4)表明,过滤前后颗粒粒径变化较大。过滤前,随着水化时间增加,聚合物颗粒粒径增大,粒径分布曲线整体右移,体系中数量最多的聚合物颗

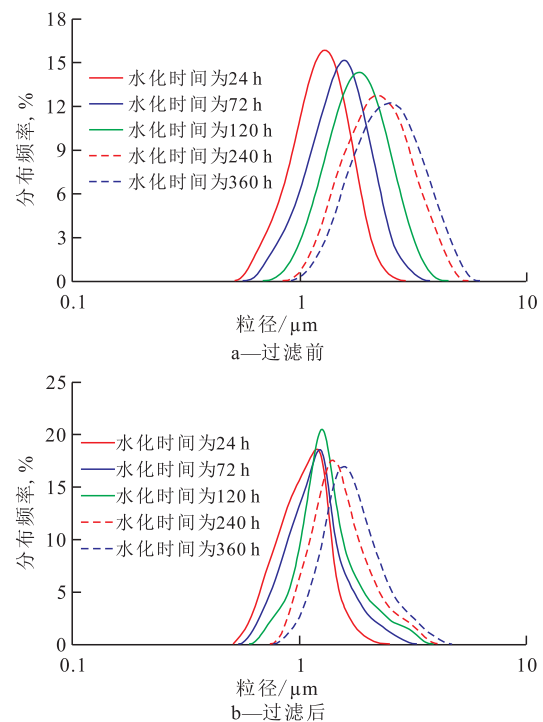


图4 不同水化时间下聚合物颗粒分散体系过滤前后粒径分布

Fig.4 Particle size distribution of polymer particles dispersion system at different hydration times before and after filtration

粒粒径增大,但所占比例降低。过滤后,小粒径颗粒分布频率增大,而大粒径颗粒分布频率降低,说明只有少量大粒径聚合物颗粒通过核孔膜。同时,聚合物颗粒分散体系的粒径分布范围变窄,水化时间为24,72和120 h的聚合物颗粒分散体系均集中在  $1.2\ \mu\text{m}$  处,分布频率随水化时间增加而增大;而随着水化时间进一步增加,聚合物颗粒变形能力变强,水化时间为240和360 h的聚合物颗粒分散体系中分布频率最大的颗粒粒径分别增至  $1.4$  和  $1.6\ \mu\text{m}$ ,但分布频率降低。这说明对于水化时间小于120 h的聚合物颗粒,粒径小于  $1.2\ \mu\text{m}$  的颗粒容易通过核孔膜,而当水化时间大于240 h时,由于颗粒变形能力变强,粒径为  $1.2\sim 1.6\ \mu\text{m}$  的颗粒也容易通过核孔膜。

## 3 封堵性能影响因素

### 3.1 注入压力

由聚合物颗粒分散体系在2块不同渗透率岩心中的注入压力(图5)可知,随着渗透率减小,注入压力逐渐增加,且各注入阶段达到平衡压力时所用驱替液量逐渐增大。注入聚合物颗粒分散体系阶段,聚合物颗粒在不同渗透率岩心中的运移规律不同,

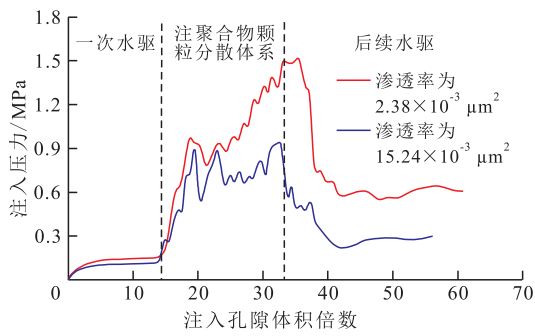


图5 聚合物颗粒分散体系在不同渗透率岩心中的注入压力

Fig.5 Injection pressure of polymer particles dispersion system in cores of different permeabilities

随着渗透率减小,岩心喉道直径减小,聚合物颗粒在更小的喉道中运移难度逐渐增大,聚合物颗粒沿着流动方向依次通过不同直径的喉道和孔道。在喉道处产生封堵滞留,或者变形通过;在孔道处聚合物颗粒聚集,导致颗粒运移速度下降,这些均会反映在注入压力曲线上,注入压力曲线不再是一条光滑的曲线,在注入压力达到基本稳定之前,压力总是在不停地跳跃变化。岩心渗透率越低,聚合物颗粒分散体系的注入压力曲线的这种变化趋势越明显,且后续水驱后所能达到的平衡压力越高。

### 3.2 渗透率

由聚合物颗粒分散体系在不同渗透率岩心中的封堵特征参数(表1)可知,随着渗透率的减小,即随着喉道直径的减小,聚合物颗粒分散体系通过岩心的阻力系数和残余阻力系数均逐渐增大。说明随着喉道直径的减小,聚合物颗粒对岩心中流体的流度控制能力增强,对岩心的封堵能力逐渐变强,表现为聚合物颗粒在岩心中的封堵率逐渐增大。为了便于分析,将封堵率小于30%、封堵率为30%~60%和封堵率大于60%的区域分别定为弱封堵区域、中等封堵区域和强封堵区域。由此可见,当颗粒平均粒径与喉道平均直径比值( $\delta$ )小于0.16时,为弱封堵区域;当 $\delta$ 值为0.16~0.32时,为中等封堵区域;当 $\delta$ 值大于0.32时,为强封堵区域。这说明当颗粒平均粒径与喉道平均直径比值较小时,颗粒只能

表1 渗透率对聚合物颗粒分散体系封堵特征参数的影响  
Table1 Influence of permeability on plugging parameters of polymer particles dispersion system

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	喉道平均直径/ $\mu\text{m}$	$\delta$	RF	RRF	$\eta, \%$
2.38	2.57	0.65	10.34	4.09	75.58
15.24	5.22	0.32	8.23	2.62	61.75
27.53	6.54	0.26	6.36	2.20	54.50
56.96	8.64	0.19	4.23	1.83	45.45
87.82	10.19	0.16	2.59	1.41	29.03

通过架桥对一部分喉道进行封堵,封堵能力较差,大多数颗粒能够进入油藏深处,起到逐级深度调驱的作用;而当颗粒平均粒径与喉道平均直径比值较大时,主要以封堵作用为主,强的封堵能力使得后续液流转向效果明显,从而扩大波及体积,提高采收率。因此,可以通过选择合适的颗粒平均粒径与喉道平均直径比值达到较好的调驱效果。

### 3.3 水化时间

不同水化时间下聚合物颗粒分散体系在岩心中的封堵特征参数(表2)表明,随着水化时间的增加,即聚合物颗粒粒径的增大,聚合物颗粒分散体系通过岩心的阻力系数和残余阻力系数也均逐渐增大。说明随着聚合物颗粒粒径增大,颗粒之间接触机会增多,颗粒架桥封堵作用增强,导致封堵率逐渐增大。随着水化时间增加,不仅聚合物颗粒粒径增大,而且其变形能力也变强,在岩心中的深度调驱能力变强,封堵能力变差。与表1的实验结果对比发现,尽管聚合物颗粒粒径增大,但由于变形能力变强使得弱封堵区域范围增大, $\delta$ 界限由0.16增大到0.21;而强封堵区域范围减小, $\delta$ 界限由0.32增大到0.34;中等封堵区域范围相差不大。因此,可以通过控制聚合物颗粒的水化时间,控制其变形能力,从而根据实际需要来控制聚合物颗粒分散体系的逐级深部调驱能力和封堵能力。

表2 水化时间对聚合物颗粒分散体系封堵特征参数的影响

Table2 Influence of hydration time on plugging parameters of polymer particles dispersion system

水化时间/h	颗粒平均粒径/ $\mu\text{m}$	$\delta$	RF	RRF	$\eta, \%$
24	1.35	0.21	3.39	1.33	29.75
72	1.68	0.26	6.38	2.20	54.50
120	1.98	0.30	8.99	2.89	55.37
240	2.24	0.34	15.29	3.28	60.61
360	2.31	0.35	16.69	4.19	66.11

### 3.4 颗粒质量浓度

不同颗粒质量浓度的聚合物颗粒分散体系在岩心中的封堵特征参数(表3)显示,随着聚合物颗粒质量浓度的增大,聚合物颗粒分散体系通过岩心的阻力系数和残余阻力系数也均逐渐增大。说明随着聚合物颗粒质量浓度增大,参与架桥产生喉道封堵的颗粒数量增多,封堵能力逐渐变强,封堵率也逐渐增大。当聚合物颗粒质量浓度小于1.0 g/L时,为弱封堵区域;聚合物颗粒质量浓度大于2.0 g/L时,为强封堵区域;聚合物颗粒质量浓度为1.0~2.0 g/L时,为中等封堵区域。这说明当聚合物颗粒质

表3 颗粒质量浓度对聚合物颗粒分散体系封堵特征参数的影响

Table3 Influence of particle mass concentration on plugging parameters of polymer particles dispersion system

颗粒质量浓度/(g·L <sup>-1</sup> )	RF	RRF	η, %
0.5	2.35	1.28	21.78
1.0	3.86	1.68	40.52
1.5	6.38	2.20	54.50
2.0	8.99	2.91	65.61
2.5	13.02	3.54	71.72

量浓度较小时,在喉道处的架桥封堵能力较差,聚合物颗粒间的接触较为松散,大部分的聚合物颗粒能够进入油藏深部,具有较好的深部调驱效果;而当聚合物颗粒质量浓度较大时,在喉道处的架桥封堵能力较强,扩大后续液流波及体积的作用明显。因此,对于在远井地带有大量剩余油的油藏,可以选择低质量浓度的聚合物颗粒分散体系实现其逐级深部调驱作用;而对于有大量水驱优势通道的油藏,可以选择高质量浓度的聚合物颗粒分散体系实现其封堵作用。

### 3.5 注入速度

不同注入速度下聚合物颗粒分散体系在岩心中的封堵特征参数(表4)表明,随着注入速度的增大,聚合物颗粒分散体系通过岩心的阻力系数和残余阻力系数均逐渐增大。说明随着注入速度的增大,聚合物颗粒运移速度变快,聚合物颗粒在喉道处桥接速度加快,渗流阻力快速增大,颗粒的封堵能力变强。后续水驱过程中,注入速度的增加,会破坏聚合物颗粒的架桥,颗粒的封堵效果变差。残余阻力系数随着注入速度的增加而增大,说明聚合物颗粒具有较强的耐冲刷性能,在高速下仍能保持较强的封堵能力。当注入速度小于0.1 mL/min时,为弱封堵区域;注入速度大于0.5 mL/min时,为强封堵区域;注入速度为0.1~0.5 mL/min时,为中等封堵区域。这说明当注入速度较小时,聚合物颗粒有足够时间在变形作用下通过喉道,渗流阻力较小,

表4 注入速度对聚合物颗粒分散体系封堵特征参数的影响

Table4 Influence of injection rate on plugging parameters of polymer particles dispersion system

注入速度/(mL·min <sup>-1</sup> )	RF	RRF	η, %
0.1	3.61	1.39	32.39
0.2	5.01	1.79	44.36
0.3	6.38	2.20	54.50
0.5	9.63	2.75	63.61
0.8	11.45	3.27	69.40

易于进入油藏深部,具有较强的深部调驱作用;而当注入速度较大时,聚合物颗粒在喉道处渗流阻力较大,其封堵能力较强。因此,可以通过注入速度来控制聚合物颗粒分散体系在油藏中发挥的作用。

## 4 结论

聚合物颗粒分散体系粘度较小,增加水化时间,其粘度增幅不大,不同水化时间下聚合物颗粒分散体系表观粘度均随剪切速率的增大而减小,基本表现为剪切变稀的假塑性流体。不同水化程度的聚合物颗粒分散体系均对模拟单一尺度喉道的核孔膜具有封堵作用,且随着水化时间的增加,封堵能力变强,但进一步增加水化时间,聚合物颗粒的弹性变形通过能力增强,使得聚合物颗粒的封堵能力变弱,深度逐级调驱能力变强。聚合物颗粒分散体系在岩心中具有良好的注入性和封堵效果,注入压力呈波动变化规律。岩心封堵性能影响因素实验结果表明:当颗粒平均粒径与喉道平均直径比值较小时,聚合物颗粒分散体系的深度调驱能力较强;而当颗粒平均粒径与喉道平均直径比值较大时,聚合物颗粒分散体系具有较强的封堵能力,扩大波及体积的作用显著。当增大水化时间,尽管颗粒平均粒径与喉道平均直径比值会增大,但聚合物颗粒分散体系的封堵能力变差,深度调驱能力变强。低质量浓度和低速注入的聚合物颗粒分散体系适用于远井地带有大量剩余油的油藏,而高质量浓度和高速注入的聚合物颗粒分散体系适用于有大量水驱优势通道的油藏。

### 参考文献:

- [1] 李道品.低渗透油田高效开发决策论[M].北京:石油工业出版社,1997.  
Li Daopin.Effective development decision theory of low permeability oilfield[M].Beijing:Petroleum Industry Press,1997.
- [2] 计秉玉,赵宇,宋考平,等.低渗透油藏渗流物理特征的几点新认识[J].石油实验地质,2015,37(2):129-133.  
Ji Bingyu, Zhao Yu, Song Kaoping, et al.New insights into the physical percolation features of low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 129-133.
- [3] 于兴河,李剑峰.油气储层研究所面临的挑战与新动向[J].地质学前沿,1995,2(4):213-220.  
Yu Xinghe, Li Jianfeng.Challenges and trends in the study of hydrocarbon reservoir[J].Earth Science Frontiers, 1995, 2(4): 213-220.
- [4] 王玉普,计秉玉,郭万奎.大庆外围特低渗透特低丰度油田开发技术研究[J].石油学报,2006,27(6):70-74.



- Wang Yupu, Ji Bingyu, Guo Wankui. Effective development technique for peripheral reservoirs with ultra-low permeability and ultra-low abundance in Daqing Oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(6): 70-74.
- [5] 张守鹏, 滕建彬, 尹玉梅, 等. 胜利探区低渗透油层产液量不足的原因及改造对策[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(4): 518-524.
- Zhang Shoupeng, Teng Jianbin, Yin Yumei, et al. Causes and countermeasures for low liquid production in low-permeability reservoirs in Shengli region [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(4): 518-524.
- [6] 王瑞飞, 沈平平, 宋子齐, 等. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 560-563.
- Wang Ruifei, Shen Pingping, Song Ziqi, et al. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 560-563.
- [7] 杨中建, 贾锁刚, 张立会, 等. 高温高盐油藏二次开发深部调驱技术与矿场试验[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 681-687.
- Yang Zhongjian, Jia Suogang, Zhang Lihui, et al. Deep profile correction for redevelopment of high-temperature and high-salinity reservoirs and pilot test [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 681-687.
- [8] 吴晨宇, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 三元复合体系启动水驱后剩余油微观机理[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(5): 84-88.
- Wu Chenyu, Hou Jirui, Zhao Fenglan, et al. Study on the microscopic mechanism of driving remaining oil by ASP compound system after water flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 84-88.
- [9] 付京, 宋考平, 王志华, 等. 高分子质量聚合物溶液与二类油层匹配性研究[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(2): 129-132.
- Fu Jing, Song Kaoping, Wang Zhihua, et al. Research on compatibility between high molecular polymer solution and type-II oil layer [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(2): 129-132.
- [10] 王崇阳, 蒲万芬, 赵田红, 等. 高温高盐油藏新型表面活性剂微球复配体系调驱实验[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(6): 107-111.
- Wang Chongyang, Pu Wanfen, Zhao Tianhong, et al. Flooding experiment of new surfactant-microspheres system in high temperature and high salinity reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(6): 107-111.
- [11] 陈渊, 孙玉青, 温栋良, 等. 聚合物纳米微球调驱性能室内评价及现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 102-106.
- Chen Yuan, Sun Yuqing, Wen Dongliang, et al. Evaluation and application on profile control of polymer nano-microspheres [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 102-106.
- [12] 罗强, 唐可, 罗敏, 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.
- Luo Qiang, Tang Ke, Luo Min, et al. Propagation of polymer microgels in laboratory artificial conglomerate coreflooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 63-65.
- [13] 龙运前, 朱维耀, 韩宏彦, 等. 低渗透储层纳微米聚合物颗粒分散体系的流动机制[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2015, 39(6): 178-186.
- Long Yunqian, Zhu Weiyao, Han Hongyan, et al. Flow mechanism of aqueous dispersion system of nano/micron-sized polymer particles in low permeability reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2015, 39(6): 178-186.
- [14] 黎晓茸, 张营, 贾玉琴, 等. 聚合物微球调驱技术在长庆油田的应用[J]. *油田化学*, 2012, 29(4): 419-422.
- Li Xiaorong, Zhang Ying, Jia Yuqin, et al. Application of polymer microspheres profile-controlling technology in Changqing oilfield [J]. *Oilfield Chemistry*, 2012, 29(4): 419-422.
- [15] 娄兆彬, 李涤淑, 范爱霞, 等. 中原油田文25东块聚合物微球调驱研究与应用[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2012, 34(5): 125-132.
- Lou Zhaobin, Li Dishu, Fan Aixia, et al. Experimental evaluation and field application of pre-cross linked polymer particle flooding in Eastern Wenliu Block25 of Zhongyuan oilfield [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2012, 34(5): 125-132.
- [16] 宋岱锋, 贾艳平, 于丽, 等. 孤岛油田聚驱后聚合物微球调驱提高采收率研究[J]. *油田化学*, 2008, 25(2): 165-169.
- Song Daifeng, Jia Yanping, Yu Li, et al. Further enhanced oil recovery by using polymer minispheres at Gudao oil field after polymer flood [J]. *Oilfield Chemistry*, 2008, 25(2): 165-169.

编辑 常迎梅