

文章编号:1000-4092(2019)02-236-04

# 乳液型聚合凝胶调驱体系性能评价\*

易文君<sup>1,2,3</sup>, 刘文辉<sup>4</sup>, 李翔<sup>4</sup>, 铁磊磊<sup>4</sup>, 侯吉瑞<sup>1,2,3</sup>, 赵凤兰<sup>1,2,3</sup>

(1. 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249; 2. 中国石化海相油气藏开发重点实验室, 北京 102249; 3. 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 4. 中海油田服务股份有限公司, 天津 300450)

**摘要:** 为了提高海上油田的驱油效率、满足海上平台作业要求, 通过测定乳液型聚合物溶液和凝胶体系的黏度随时间的变化, 得到适合海上油田深部调驱的乳液型聚合物凝胶体系; 通过长度为1 m的填砂模型封堵实验和均质岩心驱油实验, 研究乳液型聚合物凝胶的封堵性和驱油效果。结果表明, 乳液型聚合物的稳定性较好, 溶液放置31 d后的黏度保留率为71.15%。由两种酚醛类交联剂和乳液型聚合物组成的聚合物凝胶成胶时间为8 d, 成胶黏度为911 mPa·s, 稳定性良好。水驱和聚合物驱注入速率为5 m/d时, 填砂模型封堵效果相对较好, 沿程封堵率均超过90%。岩心驱油实验中, 渗透率 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心的采出程度增幅比渗透率为 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心高12.46%和3.83%, 聚合物凝胶体系可以进入油藏深部实现高渗条件下的深部调驱, 改善水驱效果。图4表4参19

**关键词:** 乳液型聚合物; 弱凝胶; 封堵性能; 调驱

**中图分类号:** TE357.46; O648.17      **文献标识码:** A      **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.009

海上油田平台生产作业空间有限、生产井距大、井段长, 淡水缺乏。由于海上水驱采收率仅18%~25%, 采取的强注强采等措施既不利于水驱, 又会加剧油藏非均质性及水驱指进程度<sup>[1-5]</sup>。当油田开采进入中后期, 由于地层的非均质性强, 注入水大部分被高渗透层及层内微观孔隙吸收, 导致较低的波及体积和驱油效率<sup>[6-8]</sup>。为了提高注入水的波及体积和驱油效率, 将中低渗透层中仍有高含量的储油开采出来, 通常向注水井中加入化学剂, 对高渗透层进行一定程度的封堵<sup>[9-11]</sup>。目前陆上油田应用的调剖堵水、深部调剖(调驱)技术不能满足海上平台作业要求, 需深入开展适合海上油田特点的调剖堵水技术研究<sup>[12]</sup>。

弱凝胶体系调驱技术是通过降低油田高渗透层渗透率、提高水驱波及系数、改善水驱开发效果来实现原油稳产的重要手段<sup>[13]</sup>, 是在本体凝胶和胶态分散凝胶的基础上发展起来的一种调剖剂, 由交联剂和低浓度的聚合物组成, 以分子间交联为主及

分子内交联为辅的三维网络结构交联体系<sup>[14]</sup>。弱凝胶型调剖剂的控水增油机理为: 封堵高渗条带, 使注入水绕流至中、低渗透层, 起到调剖作用<sup>[15-16]</sup>; 弱交联强度的凝胶在后续注入水的推动下在高渗透层中缓慢运移, 起到驱油作用<sup>[17]</sup>。因此, 弱凝胶型调剖剂具有良好的液流导向性和控速性, 在水驱油藏中起到调剖和驱油的双重作用, 可以作为海上油田的调驱剂<sup>[18-19]</sup>。目前实验室关于乳液型聚合物抗剪切性、稳定性的研究大多基于静态实验, 本文通过1 m填砂模型封堵性实验进一步研究了乳液型聚合凝胶调驱体系的抗剪切性、稳定性及对填砂模型的封堵性, 并比较了乳液型聚合物凝胶体系对不同渗透率岩心的驱油能力。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

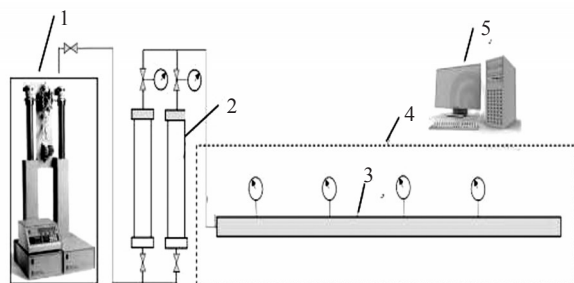
ZX-20乳液型聚合物, 水解度20%、相对分子质量 $1500 \times 10^4$ , 垦利油田现场; 交联剂I(苯酚)、交联剂

\* 收稿日期:2018-08-06; 修回日期:2018-11-06。

作者简介: 易文君(1994-), 女, 中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业硕士研究生, 从事采油化学研究工作, 通讯地址: 102249 北京市昌平区府学路18号中国石油大学(北京)提高采收率研究院, E-mail: 18811367876@163.com。

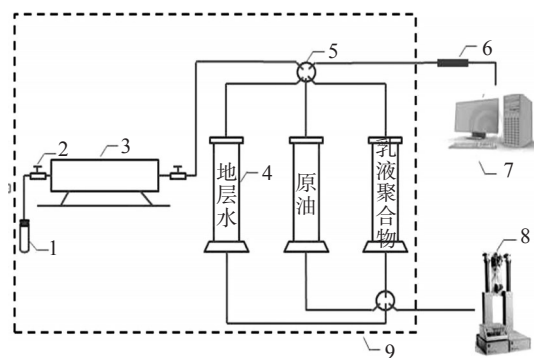
II(乌洛托品),北京庆凯华丰科技开发有限公司;垦利海上油田模拟地层水,矿化度4400 mg/L,含4000 mg/L  $\text{CaCl}_2$ 、400 mg/L  $\text{NaCl}$ ;填砂模型露头砂,0.125 mm(120目),江苏拓创科研仪器有限公司;人造均质岩心,长0.300 m、宽0.045 m、高0.045 m,气测渗透率分别为 $1000 \times 10^{-3}$ 、 $3000 \times 10^{-3}$ 、 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;联合站原油配制的模拟油,在65℃下的黏度为88.7 mPa·s。

BSA224S型天平,德国Saorius公司;EURO-ST 20 D S025搅拌器,德国IKA公司。MCR301型界面流变仪,奥地利Aton Paar有限公司;多测压点填砂模型,江苏海安石油科研仪器有限公司,工作压力0~15 MPa,直径2.5 cm、长100 cm,填砂模型主体上设计了7个测压点,分别位于距离注入端5、10、25、35、50、65和80 cm处,实时监测注入动态状况,本实验封堵条件下选取的测压点为10、35、50和80 cm,实验流程图见图1。驱油装置如图2所示,含岩心夹持器1个,活塞式中间容器3个,六通阀2个,管线若干,手动计量泵1个,高精度压力传感器及配套计算机设备等。



1—恒压恒速泵;2—活塞中间容器;3—多测压点填砂模型;  
4—恒温箱;5—压力采集与处理系统

图1 聚合物弱凝胶封堵性能评价实验流程图



1—试管;2—阀门;3—岩心夹持器;4—活塞中间容器;5—六通阀;  
6—压力传感器;7—压力采集与处理系统;8—恒压恒速泵;9—恒温箱

图2 驱油装置示意图

## 1.2 实验方法

### (1) 黏度的测定

在恒速搅拌(400 r/min)的烧杯中配制100 mL 2000 mg/L的乳液型聚合物溶液。同样,按照交联剂比例配制乳液型聚合物凝胶体系200 mL;置于65℃恒温箱内熟化24 h后,选用界面流变仪19686转子,在剪切速率为 $7.34 \text{ s}^{-1}$ 的条件下测量乳液型聚合物的黏度;将聚合物溶液或凝胶体系放入65℃恒温箱中,测量不同时间段乳液型聚合物和乳液型聚合物凝胶体系的黏度。放置一段时间后的黏度与配液24 h的初始黏度之比即为黏度保留率。

### (2) 填砂模型封堵实验

选取目标油层对应的露头砂,抽真空,饱和地层水,计算孔隙体积,再按达西定律测量填砂模型水测渗透率;将其放入65℃恒温箱中,分别以0.4、0.65、0.9 mL/min(等效渗流速率分别为3、5、7 m/d)的流速向填砂模型内注入地层水,至模型内部压力平稳;同时以相同的流速向填砂模型中分别注入0.35 PV乳液型聚合物前置段塞、0.4 PV熟化后的乳液型聚合物弱凝胶调驱体系及0.1 PV乳液型聚合物后置段塞,记录驱替过程中压力的变化;关闭注入端和采出端,在65℃恒温箱中放置20 d后再次以相同的流速向填砂模型内注入后续水,记录驱替过程中压力的变化。

### (3) 乳液型聚合物驱油性能评价

建立束缚水,测量岩心水测渗透率,将岩心置于65℃恒温箱内饱和油,老化48 h,再按筛选出的流量水驱至含水率98%,计算水驱效率;注入0.5 PV熟化后的凝胶段塞,记录出口端的出油量,计算注入弱凝胶过程中的驱油效率;密闭放置15 d,在相同流量下继续水驱至含水率98%。对比相同注入速率下,渗透率为 $1000 \times 10^{-3}$ 、 $3000 \times 10^{-3}$ 和 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心驱油的采出程度。

## 2 结果与讨论

### 2.1 乳液型聚合物凝胶体系筛选

#### 2.1.1 乳液型聚合物的稳定性

乳液型聚合物溶液黏度随时间的变化见图3。乳液型聚合物溶液黏度在放置5~10 d的变化较小,10 d后溶液黏度随时间的延长缓慢下降,31 d时乳液型聚合物的黏度保留率为71.15%。

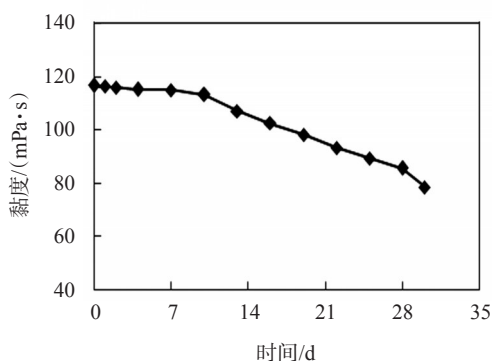


图3 乳液型聚合物溶液黏度随时间的变化

### 2.1.2 交联剂加量

交联剂对聚合物凝胶体系黏度的影响见表1。从表1数据可见,实验4和实验2的成胶时间最长,分别为8 d和7 d;从成胶黏度来看,实验2、3和4的成胶黏度分别为771、815、911 mPa·s,其中实验4中交联剂1和交联剂2的质量比为2:3,成胶黏度最大,交联剂用量最少;从成胶稳定性来看,实验4成胶10 d后的黏度保留率最高。实验5中凝胶体系10 d后的黏度保留率较低,且成胶时间较短,不符合弱凝胶调驱体系要求。乳液型聚合物凝胶体系适合的配方为:0.06%交联剂I+0.09%交联剂II+2000 mg/L乳液型聚合物,后续实验均按此配方进行。

表1 交联剂加量对聚合物凝胶体系黏度的影响

实验编号	交联剂I加量/%	交联剂II加量/%	成胶时间/d	成胶黏度/(mPa·s)	成胶10 d后黏度/(mPa·s)	成胶10 d后黏度保留率/%
1	0.06	0.12	4	638	476	74.61
2	0.09	0.12	7	771	546	70.82
3	0.12	0.12	6	815	687	84.29
4	0.06	0.09	8	911	833	91.44
5	0.06	0.15	5	546	301	55.13

## 2.2 乳液型聚合物凝胶的封堵性

乳液型聚合物凝胶体系封堵实验中填砂管物理模型参数如表2所示。填砂模型水测渗透率分别为 $5165 \times 10^{-3}$ 、 $5216 \times 10^{-3}$ 、 $5198 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度分别为41.78%、40.76%、41.78%,符合海上油田高孔高渗

表2 不同注入速率封堵实验填砂管物理模型参数

注入速率/(m·d <sup>-1</sup> )	孔隙体积/cm <sup>3</sup>	孔隙度/%	渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )
3	205	41.78	5165
5	200	40.76	5216
7	205	41.78	5198

的油藏特点。

由填砂管模型封堵性评价实验结果(表3)可见,注入速率为3 m/d时,水驱突破时各测点压力分别为1345.45、1277.95、940.59、622.46 kPa,填砂管模型入口端封堵率达到95.44%,但出口端封堵率只有83.12%。由于注入速率过慢,后续水驱过程中出现前端突破压力过高,而后端突破压力低,造成填砂模型前端封堵性能好而后端封堵性能差的现象。注入速率为5 m/d时,水驱突破时各测点压力分别为1405.34、1382.24、1202.82、945.13 kPa,填砂模型出口端的封堵率为90.17%,且沿程封堵率均超过90%,封堵性能相对较强,乳液型聚合物凝胶体系在模拟地层环境下具有一定的抗剪切性。注入速率为7 m/d时,水驱突破时各测点压力分别为1389.48、1273.66、1069.55、897.34 kPa。由于注入速率过快,造成注入凝胶体系过于分散,后续水驱过程中压力下降较快,且压力值明显低于3 m/d及5 m/d的填砂模型,沿程封堵率约80%,乳液型聚合物凝胶体系封堵性能相对较弱。注入速率较低,沿程封堵率差别大,段塞深部封堵性减弱;注入速率较高,沿程封堵率较低,体系耐冲刷能力下降,封堵性变弱;水驱、乳液型聚合物弱凝胶体系驱适宜的注入速率为5 m/d。

表3 距注入端不同距离乳液型聚合物凝胶的封堵率

距注入端位置/m	注入速率/(m·d <sup>-1</sup> )	突破时沿程各压力/kPa	后续水驱沿程压力/kPa	沿程封堵率/%
0.1	3	1345.45	363.09	95.44
	5	1405.34	382.32	92.66
	7	1389.48	235.67	89.22
0.35	3	1277.95	336.11	95.32
	5	1382.24	324.65	91.04
	7	1273.66	165.78	87.66
0.5	3	940.59	117.98	85.25
	5	1202.82	306.59	90.30
	7	1069.55	102.76	80.88
0.8	3	622.46	104.35	83.12
	5	945.13	279.95	90.17
	7	897.34	95.28	79.86

## 2.3 乳液型聚合物凝胶的驱油性能

由均质岩心驱油实验结果(表4)可见,注入相同乳液型聚合物凝胶段塞(0.5 PV)后,渗透率为

$1000 \times 10^{-3}$ 、 $3000 \times 10^{-3}$ 及 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心采出程度增幅分别为8.32%、16.95%和20.78%,采出程度增幅差异明显。相同注入量下,随着渗透率的增大采出程度增幅逐步增加。岩心渗透率降低,孔隙半径减小,凝胶体系受多孔介质的剪切效果增强,封堵效果减弱。岩心渗透率为 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,乳液型聚合物凝胶的驱油效果较好。

表4 乳液型聚合物凝胶均质岩心驱油实验结果

气测渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	水测渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	瞬时含水率 率降幅/%	采出程度 增幅/%	采收率/%
1000	517	9.40	8.32	44.00
3000	1579	16.03	16.95	54.32
5000	2780	19.48	20.78	67.78

由图4可见,渗透率为 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心一次水驱过程中,含水率随水驱注入量增加而上升,最终达98%,采出程度曲线逐渐趋于平稳值47%;注入前置段塞过程中,由于注入段塞黏度增加,随注入量的增加,注入压力增大,瞬时含水率下降至82%;注胶过程中,随注入量的增加,瞬时含水率降低至83.3%,采出程度相应增加;后续水驱过程中,瞬时含水率降至79%,注入压力快速攀升至893 kPa,随注入量的增加,含水率逐渐上升至98%,压力逐渐趋于平缓,采出程度逐渐稳定。可见,乳液型聚合物凝胶体系能封堵高渗通道。

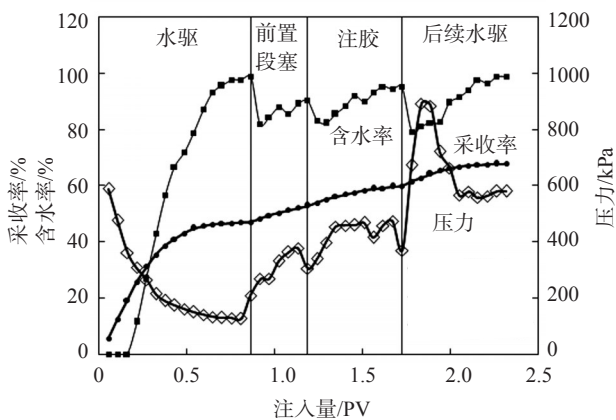


图4 渗透率为 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心的驱油曲线

### 3 结论

乳液型聚合物稳定性良好。由乳液型聚合物和两种交联剂组成的弱凝胶体系成胶过程缓慢,成胶后具有良好的黏度保留率,满足海上油田深部调

驱要求。乳液型聚合物凝胶封堵1 m填砂模型时合适的注入速率为5 m/d,既能保持较高且接近的沿程封堵率,又具有一定的耐冲刷能力。聚合物凝胶可封堵高渗通道,对 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率岩心的驱油效果较好。

#### 参考文献:

- [1] 刘传鹏,陈元,王宏宇,等.高含水期油田提高采收率方法[J].油气地质与采收率,2001,8(5):63-65.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 赵秀娟,王传军.弱凝胶调驱微观渗流机理研究[J].油田化学,2004,21(1):56-60.
- [5] 白延锋,段斌峰,王滔,等.弱凝胶调驱提高采收率技术与矿场应用[J].化学工程与装备,2011(3):88-91.
- [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] 李先杰,侯吉瑞,岳湘安,等.剪切与吸附对弱凝胶深部调驱作用的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(6):147-151.
- [8] 王代流,肖建洪.交联聚合物微球深部调驱技术及其应用[J].油气地质与采收率,2008,15(2):86-88.
- [9] 罗云,罗文利,王强,等.高温高盐可动凝胶配方研究与应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(2):149-154.
- [10] 虞维志.N油田深部调驱体系性能评价[D].大庆:东北石油大学,2015:27-53.
- [11] 金海龙.低毒性弱凝胶调驱提高采收率技术研究[D].成都:西南石油大学,2006:37-39.
- [12] 杜玉洪,吴行才,陈洪,等.可动凝胶调驱技术在普通稠油油藏中的应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(3):97-101.
- [13] 贺杰,岳湘安,丁名臣,等.多孔介质中弱凝胶运移封堵特征[J].油田化学,2015,32(2):190-194.
- [14] 王健,张庆,王丹翎,等.用于海外河油田调驱的有机铬交联聚合物弱凝胶体系及性能评价[J].油田化学,2016,33(3):437-441.
- [15] 张艳芳,罗跃,张建国,等.弱凝胶驱油体系的研究进展[J].精细石油化工进展,2003,4(6):45-48.
- [16] 朱怀江,刘玉章,绳德强,等.弱凝胶对油水相对渗透率的影响[J].石油学报,2002,23(3):69-72.
- [17] 王平美,罗健辉,李宇乡,等.弱凝胶调驱体系在岩心试验中的行为特性研究[J].石油钻采工艺,2000,22(5):48-50.
- [18] 王克亮,孔辉,付国强,等.部分水解聚丙烯酰胺/乳酸铬在油田污水条件下的成胶特性研究[J].油田化学,2016,33(2):240-243.
- [19] 刘义刚,徐文江,姜维东.海上油田调驱技术研究与实践[J].石油科技论坛,2014,33(3):41-44.

### Molecular Simulation, Synthesis and Performance Evaluation of Film-forming Sand Control Agent

SONG Jinbo<sup>1</sup>, WANG Lushan<sup>2</sup>, LI Changyou<sup>1</sup>, WU Mingming<sup>1</sup>, WEI Qingcai<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Shengli Oilfield Branch Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China; 2. Shengli Oilfield Branch Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China)

**Abstract:** The effective period of film-forming sand control agent depended on the molecular adsorption performance onto the surface of reservoir rock. In order to prolong the effective period of film-forming sand control agent, the adsorption performance of some cationic compounds onto the rock surface was simulated by combining molecular simulation with Monte Carlo method. According to the results of molecular simulation, the amphiphilic cationic polymer was designed and synthesized as a new film-forming sand control agent. The erosion resistance performance of film-forming sand control agent was studied, and it was implemented in Shengli oilfield. The results of simulation computation showed that hexane diacid monomer (HDA) and cyclohexane diamine monomer could not be well dissolved in water, but could be well dissolved in oil. HDA-DM1 polyamide chain had relatively good adsorption performance with  $-56.34$  kcal/mol adsorption energy on the surface of quartz, indicating good thermal and mechanical performance. The core flooding experiment results showed that HDA-DM1 had good wash-resistant ability which was 3 times higher than that of standard requirement. The film-forming sand control agent was applied on 10 wells successfully, the sand control effect was obvious and the sand control life extended.

**Keywords:** film-forming sand control agent; molecular simulation; amphiphilic cationic polymer; adsorption energy

(上接第 239 页。continued from p.239)

### Performance Evaluation of Emulsion Polymerization Gel Control System

YI Wenjun<sup>1,2,3</sup>, LIU Wenhui<sup>4</sup>, LI Xiang<sup>4</sup>, TIE Leilei<sup>4</sup>, HOU Jirui<sup>1,2,3</sup>, ZHAO Fenglan<sup>1,2,3</sup>

(1. Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 2. Key Laboratory of Marine Oil & Gas Reservoirs Production, Sinopec, Beijing 102249, P R of China; 3. Key Laboratory of Petroleum Engineering (Ministry of Education), Beijing 102249, P R of China; 4. China Oilfield Services Limited, CNOOC, Tianjin 300450, P R of China)

**Abstract:** In order to improve the oil displacement efficiency of offshore oilfields and meet the operational requirements of offshore platforms, an emulsion polymer gel system suitable for deep flooding of offshore oilfields was obtained by measuring the viscosity of emulsion polymer solution and gel system with time. The sealing performance and oil displacement effect of the emulsion polymer gel were studied by a sand-filling model plugging experiment with a length of 1 m and a homogeneous core flooding experiment. The results showed that the stability of the emulsion polymer was good, and the viscosity retention was 71.15% after the solution was placed for 31 days. The polymer gel consisting of two phenolic cross-linking agents and an emulsion polymer had a gelation time of 8 days and a gelling viscosity of  $911$  mPa·s indicating good stability. When the injection rate of water flooding and polymer flooding was 5 m/d, the plugging effect of the sand filling model was relatively good, and the plugging rate along the sand pack was more than 90%. In the core flooding experiment, the recovery degree increment of the core with a permeability of  $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  was 12.46% and 3.83% higher than that of  $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  and  $3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . Therefore, the polymer gel system could enter the deep part of the reservoir to achieve deep adjustment and drive under high permeability conditions, and improve the effect of water flooding.

**Keywords:** emulsion polymer; weak gel; plugging performance; profile control