

引用格式:卢军,张卓,杨力生,等.非均相驱油体系与低中渗油藏适应性评价研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):17-23.

LU J, ZHANG Z, YANG L S, et al. Adaptability of heterogeneous flooding system to low-medium permeability reservoirs[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):17-23.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.003

## 非均相驱油体系与低中渗油藏适应性评价研究

卢军<sup>1</sup>,张卓<sup>2</sup>,杨力生<sup>3</sup>,郭琳琳<sup>4</sup>,张小静<sup>2</sup>

(1.中国石化河南油田分公司油气开发管理部,河南 南阳 473132;2.中国石化河南油田分公司勘探开发研究院,河南 南阳 473132;3.河南正佳能源环保股份有限公司,河南 郑州 452370;4.中国石化河南油田分公司采油二厂,河南 南阳 473400)

**摘要:**王集油田王17块是国内首个在低中渗油藏开展的多级非均相调驱段塞聚合物驱提高采收率试验,目的是形成小断块、低中渗油藏化学驱配套技术,引领示范动用河南油田剩余的 $3.512 \times 10^4$  t I类、II类化学驱储量,油藏技术关键是驱剂与油藏的适应性、有效封堵极端耗水层、井网调整技术。从聚合物、黏弹颗粒驱油剂(PPG)与油藏相适应入手,重点研究了黏弹颗粒驱油剂的粒径分布,分析了影响黏弹颗粒吸水溶胀的因素,表征了抗盐性、抗剪切性、热稳定性,同时对形成的非均相体系颗粒数与浓度关系、注入性、驱油效率及分流率进行评价,优选的非均相驱油体系与低中渗油藏适应性较好,矿场应用取得了增油降水效果,为低中渗油藏提高采收率提供了技术支撑,具有借鉴意义。

**关键词:**低中渗油藏;聚合物驱;黏弹颗粒;非均相驱;适应性

中图分类号:TE357

文献标识码:A

### Adaptability of heterogeneous flooding system to low-medium permeability reservoirs

LU Jun<sup>1</sup>, ZHANG Zhuo<sup>2</sup>, YANG Lisheng<sup>3</sup>, GUO Linlin<sup>4</sup>, ZHANG Xiaojing<sup>2</sup>

(1.Oil and Gas Development Management Division, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473132, China;

2.Petroleum Exploration and Development Research Institute, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473132, China; 3.Henan

Zhengjia Green Energy Co., Ltd., Zhengzhou, Henan 452370, China;

4.No. 2 Oil Production Plant, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473400, China)

**Abstract:** Wang-17 Block of Wangji Oilfield is the first zone in China to carry out polymer flooding EOR test with multi-stage heterogeneous profile control slug in oil reservoirs with low-medium permeability. The objective is to form the matching technology of chemical flooding in small fault block and low-medium permeability reservoirs, and to lead, demonstrate and use the remaining Class I and Class II chemical flooding reserves of  $3.512 \times 10^4$  t in Henan Oilfield. The keys of the technology are adaptability of flooding agent to reservoir, effective plugging of extreme water-consuming layers and well pattern adjustment. Therefore, starting with the adaptability of polymer and preformed particle gel (PPG) to reservoir, the grain size distribution of PPG and the factors affecting water absorption and swelling of viscoelastic particulate have been studied and the salt resistance, shear resistance and thermal stability have been characterized. Meanwhile, the relation between particle number and concentration, the possibility of injection, the oil displacement efficiency and the diversion rate of heterogeneous system have been evaluated. The results show that the optimized heterogeneous flooding system has better adaptability to low-medium permeability reservoirs. Field application has achieved the effect of increasing oil production and reducing water, which provides technical support and significant reference to EOR in the similar oil reservoirs.

**Key words:** low-medium permeability reservoir, polymer flooding, preformed particle gel, heterogeneous flooding, adaptability

收稿日期:2020-05-20。

第一作者简介:卢军(1964—),男,硕士,高级工程师,从事提高采收率技术研究与管理工作。地址:河南省南阳市宛城区河南油田油气开发管理部,邮政编码:473132。E-mail: kfsyblj.hnyt@sinopec.com

基金项目:中国石化股份有限公司示范工程“中高渗砂砾岩油藏聚驱后非均相复合驱技术”(P19007-4);中国石化股份有限公司重大专项“聚驱后油藏水驱提高采收率技术”(P16080)。

国内外低中渗油藏采用聚合物驱和三元复合驱技术提高采收率矿场应用较少,非均相驱技术由胜利油田研发,均是在高渗透油藏进行开发试验和工业性应用<sup>[1]</sup>,低中渗油藏应用非均相复合驱技术在国内外尚属空白<sup>[2]</sup>。目前河南油田优质化学驱资源匮乏,I类、II类油藏已动用70.1%,未动用储量有 $3\ 512\times 10^4\text{t}$ ,以小断块、低中渗油藏为主<sup>[3]</sup>。因此,如何动用这部分化学驱储量已迫在眉睫。

目标区块王集油田王17块属中渗(偏低)中温低黏低矿化度岩性断块油藏,储层空气渗透率为 $0.023\sim 1.665\ \mu\text{m}^2$ ,平均空气渗透率为 $0.233\ \mu\text{m}^2$ ,层间渗透率级差3.6倍,平面突进系数为3.83,非均质性较强;开发表现出平面、纵向动用不均衡,注入水窜流、主体区水淹严重,注采井网不完善,水驱储量控制程度低,采出程度低(23%),剩余油普遍分布,局部富集的开发特征。因此,经评价筛选适合聚合物驱<sup>[4]</sup>,同时需对高渗透条带进行调剖封堵,改善剖面扩大波及体积。

河南油田与聚合物驱配套的调剖技术通常采用交联聚合物体系。近几年,随着产出净化注入水性不断发生变化,暴露出成胶时间、成胶强度、成胶率难以控制的现象;而非均相调驱技术具有选择性封堵、弹性变形、运移、再封堵作用,在胜利油田取得了矿场试验与技术成功<sup>[5]</sup>,并得到广泛应用。为此,开展了王集油田17块低中渗油藏以聚合物驱为主,辅助多级非均相体系调驱提高采收率试验。

非均相驱油体系由连续相的聚合物与分散相的黏弹颗粒驱油剂(PPG)复配后形成,技术关键是聚合物与中渗油藏配伍,改善流度比,以及非均相驱油体系与中渗油藏相适应,封堵高渗条带,改变流向<sup>[6]</sup>,扩大波及体积提高采收率。

## 1 聚合物与油藏适应性

化学驱剂中聚合物的最终黏度保留值关系到流度比的改善和波及体积的扩大<sup>[7]</sup>。经多种聚合物筛选评价,在聚合物溶解性、残余单体、驱油效率初筛选评价的基础上,重点评价了聚合物(HNI-1)与油藏温度、矿化度的适应性及与孔喉尺寸的配伍性。

### 1.1 聚合物耐温性评价

从温度与水解度研究看,部分水解聚丙烯酰胺

类聚合物在一定的温度下长期作用会发生水解,一般在20%~30%,初始水解度高,黏度相对就高,黏度随水解度增加而增加,当水解度达到30%~40%时溶液黏度最高,随后开始下降,最终水解度为50%左右<sup>[8]</sup>;且部分水解聚丙烯酰胺类聚合物的水解速度随温度增加而加快,王集油田17块地层温度为67.5℃,属中温油藏,水解速度相对较慢,为使配制黏度在油藏中深部保持较高黏度,评价选择聚合物水解度在较高的范围(25%~30%)。

经黏—温关系曲线研究,配制聚合物溶液浓度为1 500 mg/L,考虑地面设备、沿程、井筒、炮眼等多因素剪切降解,聚合物(HNI-1)黏度是随着温度的增加而降低的,当温度在30℃时,黏度为80 mPa·s,当地层温度在65℃时,黏度为62.7 mPa·s,虽黏度损失21.62%,但黏度仍较高,高于地层原油黏度11 mPa·s,有利于流度比改善。

聚合物长期热稳定性评价,老化温度模拟地层温度70℃,老化时间45 d,黏度由86.4 mPa·s降至85.3 mPa·s,保留率达98.73%,在油藏温度条件下具有较好的长期热稳定性。

### 1.2 聚合物抗盐性评价

根据室内不同含盐度对聚合物影响研究,聚合物(HNI-1)的黏度随矿化度增加而降低。低矿化度较为敏感,表现出快速下降,当矿化度达10 000 mg/L时,下降速度减缓,当超过20 000 mg/L时,黏度保持相对稳定,在王集油田矿化度为4 523 mg/L时黏度达54 mPa·s,具有较好的抗盐性,满足矿场注入污水配聚的要求。

### 1.3 与油藏孔喉配伍评价

毛细管剪切实验,采用陈化污水配制4 500 mg/L的聚合物母液,再稀释至浓度为800 mg/L、1 000 mg/L、1 200 mg/L、1 500 mg/L、1 800 mg/L的聚合物溶液,采用Brookfield DV III黏度计,0#转子,剪切速率为6 rpm,检测温度为65℃进行测试,结果聚合物溶液的黏度剪切保留率均大于94%,反映出不同浓度聚合物溶液都具有较强的耐剪切能力。

采用动态光散射方法(DLS)评价分子量从 $1\ 500\times 10^4$ 到 $2\ 500\times 10^4$ 的聚合物,分子水力学直径基本上在 $0.2\sim 4\ \mu\text{m}$ 范围内,仅有少量的分子尺寸超过 $10\ \mu\text{m}$ ,与其匹配聚合物分子量为 $(1\ 700\sim 2\ 300)\times 10^4$ 。

对聚合物在不同渗透率岩心里的注入性进行研究,配制聚合物浓度为1 200 mg/L溶液,在渗透率 $0.225 \mu\text{m}^2$ 和 $0.116 \mu\text{m}^2$ 的胶结岩心中可顺利注入,阻力系数分别为95.16和182,残余阻力系数为23.65和30.69,且有较高的封堵效率,注入性良好。

综上评价,筛选的聚合物(HNI-1)有较好的增黏性、抗剪切性、注入性及热稳定性,与该低中渗油藏是相适应的。

## 2 非均相驱油体系与油藏的适应性

非均相驱油体系与低中渗油藏配伍的关键是黏弹性颗粒驱油剂PPG本身的变形能力、溶胀粒径与油藏配伍。PPG是通过多点引发将丙烯酰胺单体、交联剂、支撑剂等引发聚合在一起,在水溶液中形成星型或三维网络结构的黏弹性颗粒,具有吸水溶胀、遇油收缩、可变形、良好的黏弹性、运移能力和耐高温抗盐性特性<sup>[9]</sup>。重点评价了与低中渗、中温、低 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 相配伍的黏弹颗粒驱油剂的悬浮性、溶胀性、抗剪切性、热稳定性,及形成的非均相体系注入性、驱油效率等技术指标<sup>[10]</sup>。

### 2.1 黏弹颗粒驱油剂粒径分布评价

王集油田王17块属偏低中渗油藏,经3种类型不同粒径(50~900  $\mu\text{m}$ )黏弹颗粒驱油剂初筛选评价,借鉴胜利油田研究的黏弹性颗粒与地层孔喉匹配关系图版<sup>[1]</sup>,考虑到室内实验PPG-II型(150~300  $\mu\text{m}$ )注入渗透率为 $0.5 \mu\text{m}^2$ 的胶结岩心时出现端面堵塞,最终选择了颗粒相对较细的PPG-I型(HNPPG-1,粉状粒径50~150  $\mu\text{m}$ )进行评价。

采用多级筛网和Bettersize-3 000 plus激光颗粒分布测量仪,对黏弹颗粒驱油剂HNPPG-1粉状和溶胀粒径进行测试,粒径呈正态型分布,歪度偏粗(图1),分布范围较窄,粒径尺寸集中,粉状与溶胀形态不

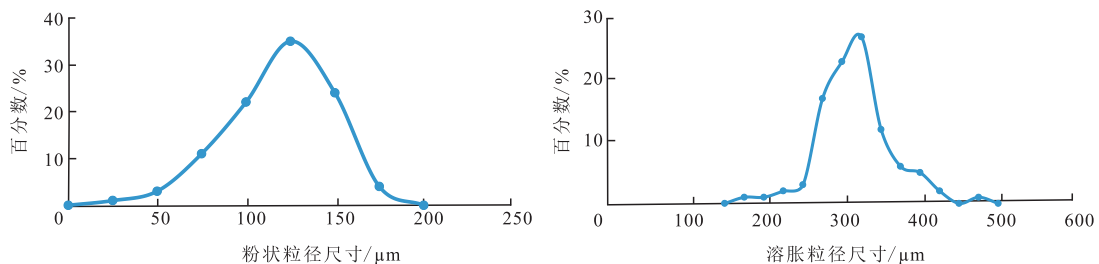


图1 黏弹颗粒驱油剂粒径分布

Fig. 1 Grain size distribution of preformed particle gel

一,反映溶胀倍数不均衡。粉状粒径以125  $\mu\text{m}$ 的粒径为主,约占32%;溶胀粒径以325  $\mu\text{m}$ 的粒径为主,约占27%,溶胀增大2.6倍。

### 2.2 黏弹颗粒驱油剂悬浮性评价

PPG由于与配制水密度差,在水中自身黏度较低,不能很好悬浮,导致PPG颗粒沉降,需依靠聚合物溶液的黏性进行悬浮注入。聚合物溶液中添加HNPPG-1后,溶液的黏度有所提高,改善了PPG颗粒的悬浮性。实验模拟矿场注入条件,配制聚合物母液浓度为3 000~5 000 mg/L,井口注入浓度范围800~2 000 mg/L,聚合物与PPG浓度比为2:1~5:1时的悬浮性。当固定聚合物与PPG浓度比为2:1时,不同浓度聚合物与PPG复配后的非均相体系溶液静止放置24 h均不沉降,不分层,悬浮性好(表1);当固定PPG浓度为750 mg/L,改变聚合物浓度也均不沉降、分层,表明PPG在聚合物溶液中的沉降临界浓度低于800 mg/L,即在矿场注入非均相体系不会在储罐、井筒产生PPG颗粒与聚合物分层、沉降。

表1 不同浓度PPG沉降实验数据

Table 1 Settlement experimental data of PPG with different concentrations

聚合物/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	HNPPG-1/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	沉降临界 时间/h	聚合物/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	HNPPG-1/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	沉降临界 时间/h
800	400	>24	800	750	>24
1 000	500	>24	1 000	750	>24
1 200	600	>24	1 200	750	>24
1 500	750	>24	1 500	750	>24
3 000	1 500	>24	3 000	750	>24
5 000	2 500	>24	5 000	750	>24

### 2.3 温度对黏弹颗粒驱油剂溶胀性影响

1) 室内采用矿场净化陈化污水,温度为38  $^{\circ}\text{C}$ ,矿化度为4 500 mg/L对黏弹颗粒驱油剂(HNPPG-1)

溶胀性进行评价,PPG颗粒在初期2 h内快速溶胀,6 h完全溶胀,达到峰值并趋于稳定,粒度中值由100  $\mu\text{m}$ 增至400  $\mu\text{m}$ ,增大了3倍左右(图2)。

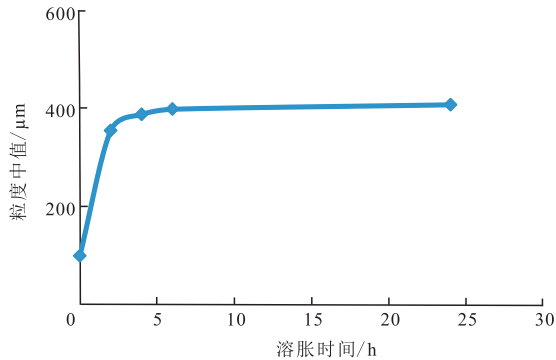


图2 溶胀时间与粒度中值关系

Fig. 2 Relation between swelling time and median particle size

2) 对不同温度下黏弹颗粒驱油剂的吸水倍数进行实验,表明吸水溶胀能力随温度的升高而增加。温度在20~50  $^{\circ}\text{C}$ 时,溶胀能力缓慢增大;在50~80  $^{\circ}\text{C}$ 时,溶胀能力增大较快;在80  $^{\circ}\text{C}$ 之后趋于稳定(图3)。这是因为温度的升高增大了丙烯酰胺基团的水解程度,导致颗粒的吸水量增大,特别是50  $^{\circ}\text{C}$ 后,酰胺基团水解更加活跃,使聚丙烯酰胺水解速度增加,并达到水解极限,溶胀倍数趋于稳定。

王集17块配制聚合物母液净化污水温度36~40  $^{\circ}\text{C}$ ,在此温度范围,吸水倍数为155~178倍,溶胀速度增长缓慢,为此,在实际应用中,对黏弹颗粒驱油剂从地面分散润湿溶胀到注入井底时间需控制在6 h,以减小机械剪切,保持溶胀后PPG有较大的粒度。

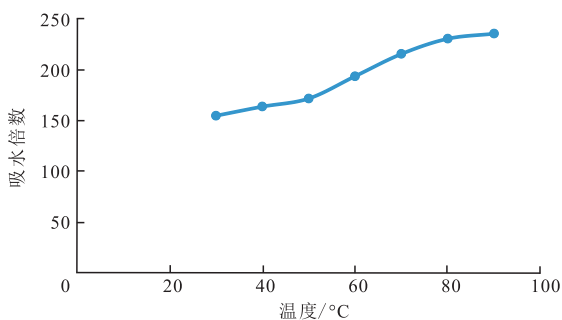


图3 温度与黏弹颗粒驱油剂吸水倍数关系

Fig. 3 Relation between temperature and water absorption multiple of preformed particle gel

#### 2.4 盐水离子含量对黏弹颗粒驱油剂溶胀性影响

蒸馏水中加入不同含量的 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 和 $\text{Ca}^{2+}$ 离子考察对PPG吸水溶胀性能的影响<sup>[11]</sup>。表明随着 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 和 $\text{Ca}^{2+}$ 离子含量的增加,PPG的吸水性能减小

(图4),其中 $\text{Mg}^{2+}$ 离子的影响最大, $\text{Ca}^{2+}$ 次之, $\text{Na}^+$ 最弱。当 $\text{Mg}^{2+}$ 和 $\text{Ca}^{2+}$ 离子浓度增加,吸水能力迅速下降,超过2 000 mg/L,溶胀倍数变缓逐渐趋于稳定, $\text{Na}^+$ 离子浓度超过4 000 mg/L,溶胀倍数变缓逐渐趋于稳定。

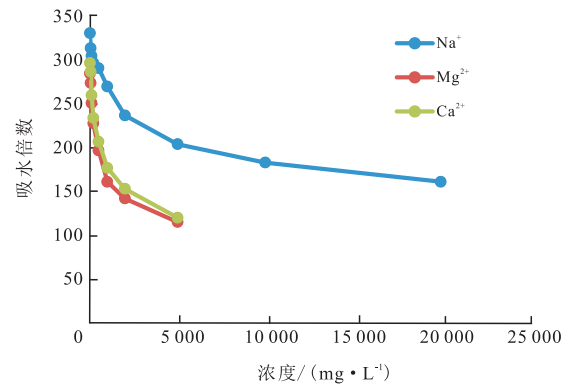


图4 盐水离子含量与黏弹颗粒驱油剂吸水倍数关系

Fig. 4 Relation between ion content of brine and water absorption multiple of preformed particle gel

主要原因是吸水溶胀后的聚合物分子链段上存在大量可离解基团,生成高分子负离子和阳离子,形成稳定的电场,当引入阳离子时,会对负电荷产生屏蔽作用,导致高聚物分子间的作用力减弱,体系的弹性自由能降低,所以吸水能力降低。

王集17块产出净化配聚水中 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 离子含量为20 mg/L,对粒度溶胀性能影响较小;而 $\text{Na}^+$ 离子含量为1 314 mg/L,是影响PPG吸水溶胀性能主要因素。

#### 2.5 pH值对黏弹颗粒驱油剂溶胀性影响

室内不同pH值下PPG吸水性能实验表明,随着pH值的增加,黏弹颗粒驱油剂的溶胀倍数增加(图5)。在偏碱性条件下,颗粒吸水溶胀效果较好。

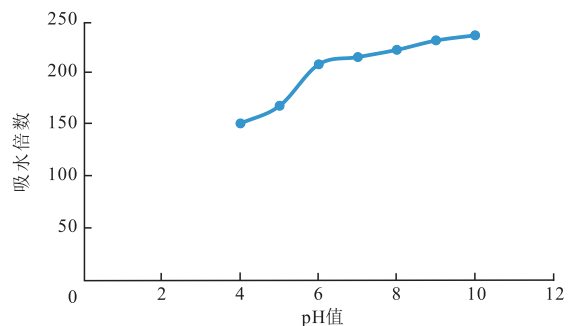


图5 pH值与黏弹颗粒驱油剂吸水倍数关系

Fig. 5 Relation between pH and water absorption multiple of preformed particle gel

主要原因是黏弹颗粒驱油剂带有负电荷,在较低的pH条件下,水中的氢离子使负电荷失效,分子线团收缩,单位体积内的网络空间减小,从而导致颗粒的溶胀倍数减少;在较高pH条件下,分子链上的负电荷排斥作用,使其分子链更加舒展,吸水能力增强,溶胀倍数增大。

王集17块地层水pH值介于6.5~8.5,此pH值下吸水倍数在220~240倍,相对稳定,有利于PPG颗粒溶胀。

### 2.6 黏弹颗粒驱油剂热稳定性评价

聚合物与PPG配比2:1,模拟王集油田污水配制溶液浓度为5 000 mg/L,黏弹颗粒驱油剂HNPPG-1在接近油藏温度70℃下,老化30 d,粒径尺寸279 μm,粒径尺寸保留率70.82%,过100目钢网,重量由16.6 g降至13.1 g,重量保留率为78.9%,黏度由202.7 mPa·s增至291.6 mPa·s,保留率为143.57%(表2),反映出该PPG热老化后颗粒存在,但有所减少,非均相体系热稳定性较好。

表2 黏弹颗粒驱油剂长期热稳定性

Table 2 Long-term thermal stability of preformed particle gel

样品	浓度/ (mg·L <sup>-1</sup> )	粒径/ μm	颗粒 重量/g	黏度/ (mPa·s)	时间/ d	30 d保留率/%		
						粒径	颗粒 重量	黏度
HNPPG -1	5 000	94	16.6	202.7	0			
		394	16.7	236.4	6			
		368	14.8	254.2	10	70.82	78.91	143.57
		330	14.2	268.1	20			
		279	13.1	291.6	30			

### 2.7 非均相驱油体系抗剪切性能

配制非均相体系浓度3 000 mg/L,聚合物与PPG配比2:1,搅拌器转速模拟地面和炮眼剪切速率,剪切不同时间下过60目和100目钢网称重,了解PPG抗剪切性<sup>[12]</sup>。当模拟炮眼剪切速率搅拌速度为12 000 rpm,剪切10 min,黏度保留率达到84.3%,过60目网颗粒保留率达到92.2%,过100目网颗粒保留率达到71.3%,(表3);模拟地面剪切速率搅拌速度为300 rpm,黏度保留率达到97.6%,过100目网颗粒保留率达到94.3%;反映出黏弹颗粒抗剪切性较好,不易破碎。

### 2.8 黏弹颗粒驱油剂注入性评价

1) 在高倍光学显微镜放大100倍下,表征不同PPG浓度的注入性,PPG颗粒呈不规则形状,非均匀地分散在聚合物溶液中(图6),聚合物与PPG配比为2:1下不同浓度颗粒数,浓度越高,颗粒数越多,注入性越差,封堵率越高。

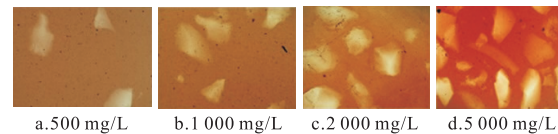


图6 不同浓度黏弹颗粒驱油剂在显微镜下颗粒数  
Fig. 6 Grain number of preformed particle gel with different concentrations under microscope

2) 实验考察聚合物与PPG在不同配比下的非均相体系注入性<sup>[13]</sup>。聚合物浓度在1 500 mg/L时,聚合物与PPG比由5:1调整至1:1时,黏度由70.4 mPa·s增至184.3 mPa·s,弹性模量由298 mPa增至1 090 mPa。

表3 黏弹颗粒驱油剂抗剪切性

Table 3 Shear resistance of preformed particle gel

浓度/ (mg·L <sup>-1</sup> )	搅拌速度/ rpm	黏度/(mPa·s)		过网重量/g		剪切时间/ min	10 min保留率/%			
		初始	剪切	60目	100目		黏度	颗粒		
							过60目	过100目		
3 000	12 000	170.1	170.1	3.74	4.43	0				
		168.6	161.3	3.12	4.39	3	84.3	92.2	71.3	
		170.7	153.4	3.69	3.41	6				
		168.9	141.4	3.45	3.16	10				
	170.9	165.8	3.72	4.37	0					
	300	300	169.2	165.2	3.68	4.31	3	97.6	96.5	94.3
			170.2	165.6	3.64	4.26	6			
			170.1	166.1	3.59	4.12	10			

反映出相同聚合物浓度下,聚合物与PPG配比增加,黏度增加,弹性模量也增加,注入性下降(表4)。

表4 不同非均相体系配方黏度变化

Table 4 Viscosity of heterogeneous systems with different formulas

聚合物(P):PPG	聚合物/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	PPG/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	体系黏度/ ( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	弹性模量/ mPa
5:1	1 500	300	70.4	298
4:1	1 500	375	72.3	376
3:1	1 500	500	75.2	462
2:1	1 500	750	110.0	591
3:2	1 500	1 000	132.8	771
1:1	1 500	1 500	184.3	1 090

3) 不同非均相体系配方的注入性实验表明,非均相体系配方不同,注入性变化较大<sup>[14]</sup>。室内实验表明(表5),在胶结天然岩心,渗透率为 $0.395\ \mu\text{m}^2$ ,体系配方为 $1\ 200\ \text{mg/L(P)}+800\ \text{mg/L(HNPPG-1)}$ 可顺利注入;在渗透率为 $0.190\ \mu\text{m}^2$ 时,虽能注入,但压力高达 $17\ \text{MPa}$ ,注入性下降;在渗透率为 $0.198\ \mu\text{m}^2$ 时,降低聚合物及非均相体系浓度变为 $1\ 000\ \text{mg/L(P)}+200\ \text{mg/L(HNPPG-1)}$ ,注入压力由 $17\ \text{MPa}$ 降至 $7.5\ \text{MPa}$ ,注入性变好。因此,优化控制聚合物与PPG配比、注入浓度是确保非均相体系注入的关键。

表5 非均相体系不同配方封堵效率

Table 5 Plugging efficiency of heterogeneous systems with different formulas

注入体系配方	注入 压力/ MPa	渗透 率/ $\mu\text{m}^2$	孔隙 度/ %	注入端 阻力 系数	残余 阻力 系数	封堵 效率/ %
$1\ 200\ \text{mg/L(P)}+800\ \text{mg/L(HNPPG-1)}$	3.5	0.395	26.90	185.27	14.86	85.1
$1\ 200\ \text{mg/L(P)}+800\ \text{mg/L(HNPPG-1)}$	6.0	0.309	12.51	290.50	12.40	91.9
$1\ 200\ \text{mg/L(P)}+800\ \text{mg/L(HNPPG-1)}$	17.0	0.190	20.15	365.33	64.53	99.8
$1\ 000\ \text{mg/L(P)}+200\ \text{mg/L(HNPPG-1)}$	7.5	0.198	20.91	203.57	40.77	97.6

## 2.9 非均相体系驱油效率及分流率评价

实验采用人造均质长条胶结岩心( $2.5\ \text{cm}\times 2.5\ \text{cm}\times 30\ \text{cm}$ ),渗透率分别为 $200\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 左右和 $600\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 左右,驱替流速为 $50\ \text{mL/h}$ ,线性速度(V)为 $1\ \text{m/d}$ 。模拟油黏度为 $11\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ ,聚合物为HNI-1,PPG为HNPPG-1,非均相体系配方为聚合物 $1\ 200\ \text{mg/L}+ \text{PPG}\ 800\ \text{mg/L}$ ,选取渗透率级差分别为2.8和3.1的

两组双管并联岩心,岩心饱和模拟油老化后水驱<sup>[15]</sup>,水驱后分别注入2种段塞结构尺寸的非均相复合驱油体系进行评价在双管并联岩心中的驱油效率和分流率<sup>[16]</sup>(表6)。

### 2.9.1 驱油效率

实验一:双管岩心水驱至综合含水 $100\%$ ,水驱采收率为 $36.96\%$ ,注入 $0.6PV$ 非均相复合体系,段塞结构为 $0.1PV(\text{PPG/P})+0.4PV(\text{P})+0.1PV(\text{P})$ ,转后续水驱至含水 $100\%$ <sup>[17]</sup>,最终采收率达到 $59.77\%$ ,提高采收率 $22.81\%$ 。其中,高渗岩心提高采收率 $21.71\%$ ,低渗岩心提高采收率 $24.10\%$ 。

实验二:双管岩心水驱至综合含水 $100\%$ ,水驱油采收率为 $32.04\%$ ,注入 $0.6PV$ 非均相复合驱油体系,多级段塞结构为 $0.1PV(\text{PPG/P})+0.2PV(\text{P})+0.05PV(\text{PPG/P})+0.2PV(\text{P})+0.05PV(\text{PPG/P})$ ,转后续水驱至含水 $100\%$ ,最终采收率高达 $61.96\%$ ,提高采收率 $29.92\%$ 。其中,高渗岩心提高采收率 $23.57\%$ ,低渗岩心提高采收率 $42.56\%$ 。

实验表明:非均相驱油体系有较好的提高采收率能力,提高采收率主要贡献在低渗岩心,从结构上看,分级数越多,提高采收率越高。

### 2.9.2 分流率

实验注入非均复合驱油相体系后,实验一低渗岩心分流率从 $3\%$ 增加至 $30\%$ ,高渗岩心则从 $97\%$ 降低至 $70\%$ ;实验二低渗岩心分流率从 $2\%$ 增加至 $35\%\sim 40\%$ ,高渗岩心则从 $98\%$ 降低至 $60\%\sim 65\%$ ,高、低渗岩心出口产液量均发生了改变,高渗产液量降低、低渗产液量得到一定程度的提高,这说明非均相复合驱油体系具有一定的改善剖面能力<sup>[18]</sup>。从段塞结构看,非均相复合驱油体系段塞交替次数越多剖面改善效果越好,但转后续水驱后,分流率又发生反转,反映出非均相体系因变形而使其耐冲刷性变弱<sup>[19]</sup>,因此,要注重后续水驱调整。

## 3 矿场应用

王集油田王17块低中渗断块油藏化学驱采用多级非均相段塞聚合物驱提高采收率技术,依据上述研究成果,设计注入井12口,总段塞 $0.5PV$ ,三级段塞注入,前缘段塞为非均相驱 $0.05\ PV(1\ 200\ \text{mg/L}$ 聚合

表6 非均相复合驱油效率及分流率  
Table 6 Oil displacement efficiency and divergence rate of heterogeneous flooding

非均相复合驱配方 0.6PV	空气渗透率/ $\mu\text{m}^2$	水驱油 采收率/%	水驱油 分流率/%	化学驱 分流率/%	后续水驱 分流率/%	最终 采收率/%	提高 采收率/%
0.1PV(PPG/P)+0.4PV(P)+0.1PV (PPG/P)	0.204	31.03	3	30	2	55.13	24.10
	0.569	42.08	97	70	98	63.79	21.71
0.1PV(PPG/P)+0.2PV(P)+0.05PV (PPG/P)+0.2PV(P)+0.05PV(PPG/P)	并联岩心	36.96	100	100	100	59.77	22.81
	0.213	17.31	2	35~40	15	59.87	42.56
0.1PV(PPG/P)+0.2PV(P)+0.05PV (PPG/P)+0.2PV(P)+0.05PV(PPG/P)	0.654	39.44	98	60~65	85	63.01	23.57
	并联岩心	32.04	100	100	100	61.96	29.92

物+800 mg/L PPG),主段塞为多级非均相与聚合物驱交替注入,0.4PV(0.12PV 聚合物+0.02PV PPG+0.12PV 聚合物+0.02PV PPG+0.12PV 聚合物),后置段塞为非均相驱0.05PV(1 200 mg/L 聚合物+800 mg/L PPG),预测提高采收率8.25个百分点,增加可采储量 $6.34 \times 10^4$ t。

王17块于2019年12月开始注入前缘非均相体系段塞,注入井差异化浓度注入,截至2020年6月底已注入0.05PV,注入井口黏度平均为35 mPa·s,地层压力平稳缓慢上升,由8.75 MPa上升至12.57 MPa,增加了3.82 MPa,对应采油井仅2口见聚,且产聚浓度低,反映出驱剂与油藏配伍性较好。目前已有7口对应采油井见效,见效率27%,这些井以中心采油井和有新方向能量补充井为主,具有见效时间早,以先见效后见聚为主的见效特征。运用此技术,目前试验区产量由35.5 t/d增加至51.4 t/d,采油速度由1.07%提高至2.23%,已阶段累增油1 300 t,增油降水效果显著。

## 4 结论

1) 经多种聚合物筛选评价,聚合物(HNI-1)有较好的增黏性、注入性、耐温性、抗盐性及与油藏孔隙尺寸的配伍性,黏度经多因素综合剪切降解,保留率达到70%左右,聚合物与王17块适应性较好。

2) 筛选评价的黏弹颗粒驱油剂(HNPPG-1)粒径呈正态性分布,需依靠聚合物进行悬浮,粒径在6 h完全溶胀,尺寸增加3倍,抗剪切性较好,颗粒不易破碎,热老化颗粒粒径尺寸保留率70.82%,矿场注入水性对黏弹颗粒驱剂溶胀性影响较小;复配形成的非均相体系在不同低中渗油藏注入封堵率达到85.1%~99.8%,双管岩心多级非均相复合驱室内可提高采收率29.92%,非均相驱油体系与王17块低中

渗油藏有良好的适应性。

3) 王集油田王17块低中渗断块油藏化学驱采用多级非均相段塞聚合物驱提高采收率技术,矿场前缘段塞注入非均相体系0.05PV,地层压力缓慢上升3.82 MPa,具有见效时间早、以先见效后见聚为主、见聚井少、产出液含聚浓度低的见效特征,反映出驱剂与油藏适应性较好。

### 参考文献

- 孙焕泉,曹绪龙,李振泉,等.非均相复合驱油技术[M].北京:科学出版社,2016.  
SUN H Q, CAO X L, LI Z Q, et al. The heterogeneous phase combination flooding used in enhanced oil recovery[M]. Beijing: Science Press, 2016.
- AYATOLLAHI S, ZERAFAT M M. Nanotechnology-assisted EOR techniques: New solutions to old challenges[C]// paper SPE-157094-MS presented at the SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, 12-14 June, 2012, Noordwijk, The Netherlands.
- 钟玉龙,方越,李洪生,等.双河油田聚合物驱后储层参数变化规律[J].断块油气田,2020,27(3):339-343.  
ZHONG Y L, FANG Y, LI H S, et al. Variation of reservoir parameters after polymer flooding in Shuanghe Oilfield[J]. Fault Block Oil and Gas Field, 2020, 27(3): 339-343.
- 姜颜波.聚合物驱后油藏井网重组与化学驱复合增效技术——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J].石油地质与工程,2014,28(1):91-93.  
JIANG Y B. Study on effectiveness of integrating well pattern rearrangement after polymer flooding with chemical flooding in oil reservoirs——by taking Ng3 layer of Zhongyi area in Gudao oilfield as an example[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2014, 28(1): 91-93.
- 孙焕泉.胜利油田三次采油技术的实践与认识[J].石油勘探与开发,2006,33(3):262-266.  
SUN H Q. Practice and understanding on tertiary recovery in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Exploration & Development, 2006, 33(3): 262-266.
- 孙焕泉,王涛,肖建洪,等.新型聚合物微球深部调剖技术[J].油气地质与采收率,2006,13(4):77-79.  
SUN H Q, WANG T, XIAO J H, et al. Novel technique of in-

(下转第32页)