

引用格式:梁严,王增林,史树彬,等.稠油驱替-流度控制与非均质性调整——缔合聚合物与HPAM对比[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):65-71.

LIANG Y, WANG Z L, SHI S B, et al. Heavy oil displacement-mobility control and heterogeneity adjustment: Associative polymer versus HPAM[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):65-71.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.010

稠油驱替-流度控制与非均质性调整 ——缔合聚合物与HPAM对比

梁严^{1,2},王增林³,史树彬⁴,郭拥军^{1,2,5},胡俊⁵,罗平亚¹,张新民^{1,5},曹苗⁵,张伟⁵,刘洋⁵

(1.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;2.西南石油大学化学化工学院,四川成都610500;3.中国石化胜利油田分公司,山东东营257000;4.中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院,山东东营257000;5.四川光亚聚合物化工有限公司,四川南充637900)

摘要:稠油油藏化学驱因原油黏度较高和储层非均质性严重,使得驱替液往往通过优势渗流通道而出现早期突破甚至无效循环,最终导致采收率较低,需要研究在低黏度下能够高效建立阻力能力而实现较好流度控制且能显著调整非均质性的驱油剂及体系。在相近黏度下,以部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)为对比,较为系统地研究了缔合聚合物(HAWSP)的阻力系数、均质流度控制能力和非均质性调整能力。相近黏度下,渗透率范围在 $(300\sim 2\,000)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,缔合聚合物的阻力系数约为 $300\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 下HPAM所建立的4倍,且缔合聚合物对110.7 mPa·s原油有明显稳定的驱替前缘和更高的提高采收率值;均质条件下,缔合聚合物与HPAM有类似的产聚表现和存聚率,而在非均质下,前者的存聚率(63.4%)显著高于后者(5.2%);4倍渗透率级差下,缔合聚合物在高低渗层中的分流表现出明显的交替移动且能够使后续水驱在较长时间内保持较高的低渗层分流率;5倍渗透率级差下,缔合聚合物能驱替簇状模型中高低渗区域的大部分残余油,且在外围大流道中可观察到“拉丝”和“油路桥接”现象。结果表明:缔合聚合物有显著的流度控制和非均质调整能力,这也从海上油田缔合聚合物驱现场的应用得到证实,因此,缔合聚合物在稠油油藏的开发中具有较大应用潜力。

关键词:稠油;缔合聚合物;HPAM;流度控制;非均质性调整

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Heavy oil displacement-mobility control and heterogeneity adjustment: Associative polymer versus HPAM

LIANG Yan^{1,2}, WANG Zenglin³, SHI Shubin⁴, GUO Yongjun^{1,2,5}, HU Jun⁵, LUO Pingya¹, ZHANG Xinmin^{1,5}, CAO Miao⁵, ZHANG Wei⁵, LIU Yang⁵

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3.Sinopec Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257000, China; 4.Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257000, China; 5.Sichuan Guangya Polymer Chemical Co., Ltd., Nanchong, Sichuan 637900, China)

Abstract: Due to high oil viscosity and severe heterogeneity, heavy oil reservoirs generally lead to the poorer oil recovery due to the early breakthrough and ineffective circulation of displacing fluids through the prevailing flowing channels. It is necessary to develop the oil-displacing agents or systems which can efficiently generate resistance at low viscosity to achieve better mobility control and significant heterogeneity control. Compared with HPAM, the abilities of the resistance factor generation, mobility

收稿日期:2020-11-02。

第一作者简介:梁严(1988—),男,在读博士研究生,工程师,主要从事化学驱提高采收率技术研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:gyfzly@126.com

通信作者简介:郭拥军(1973—),男,博士,研究员,主要从事油田功能化学剂研究及化学驱提高采收率技术研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:gyfzgyj@126.com

基金项目:国家科技重大专项“海上油田泡沫凝胶调驱技术研究”(2016ZX05025003-011)。

control under homogenous condition and heterogeneity control under heterogenous condition of associative polymer (HAWSP) have been studied at a similar viscosity. The results show that, when at the similar viscosity, the resistance factor generated by HAWSP in the permeability range of $(300 \sim 2\,000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ is nearly four times of that generated by HPAM with the permeability of $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and HAWSP has a significantly stable displacement front and obtains a higher EOR for oil with the viscosity of $110.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$. When under the homogeneous conditions, HAWSP has similar behavior with HPAM in the aspects of polymer production and retention ratio. On the contrary, when under the heterogenous conditions, the former has a significantly higher retention ratio (63.4 %) than the latter (5.2 %). When at a permeability contrast of 4 times, the fractional flow of HAWSP in the high and low permeability layers exhibits an obvious alternating movement, and HAWSP can enable subsequent water to maintain a high fractional flow in low permeability layer for a long time. When at a permeability contrast of 5 times, HAWSP can displace the most of the cluster-like residual oil trapped in the model, and the phenomenon of "drawing" and "oil bridging" can be also observed in the outer large flow channels. The results indicate that associative polymer has significant abilities to control mobility and adjust heterogeneity, which can also be demonstrated by associative polymer flooding field application in offshore oilfield. In a word, associative polymer has greater application potential in the development of heavy oil reservoirs.

Key words: heavy oil, associative polymer, HPAM, mobility control, heterogeneity adjustment

全球石油资源储量巨大,约为 $(9 \sim 13) \times 10^{13} \text{ bbl}$,相当于 $(1.4 \sim 2.1) \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中,常规原油只占约30%,稠油等非常规资源占比较大,据统计储量约为 $1\,000 \times 10^8 \text{ t}^{[1-2]}$,具有相当大的开发潜力。近些年来,国内外已有许多稠油化学驱的室内研究和矿场试验^[3-14]证实了稠油化学驱的可行性,大幅扩大了传统化学驱的油藏适用范围,为稠油化学驱的推广与应用开辟了新道路。然而,由于稠油油藏的复杂性以及高原油黏度和强非均质性的普遍特征,稠油化学驱仍面临一些关于流度控制和非均质性调整的必须解决而未得到很好解决的关键问题与挑战^[15-18]。

在加拿大Pelican Lake油田较为成功的稠油聚合物驱案例中^[19],原油地下黏度为 $1\,200 \sim 10\,000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,若要达到合理流度比,聚合物黏度应达到 $32 \sim 200 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,但实际注入聚合物黏度为 $13 \sim 25 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,油聚黏度比介于 $92 \sim 769$,这表明以提高驱替液黏度实现流度控制的原理不能完全适用于稠油化学驱。更难的挑战是在高含水饱和度情况下,依靠增加黏度来控制流度是不可能的。另一方面,稠油油藏的强非均质性会导致以常规驱油聚合物(HPAM等)形成的驱替液主要通过优势渗流通道而出现早期突破甚至无效循环的严重问题,而现有许多调剖剂的非均质性调整能力也十分有限。目前,本课题组和其他学者前期的研究表明^[7-13],缔合聚合物或分子结构类似于缔合聚合物的一些新型聚合物及其驱油体系有可能是解决上述问题的重要体系,且本课题组研发的缔合聚合物产品在海上和陆上油田成功的现场试验和规模化应用也初步证实了这一点^[20-21]。

通过较为系统的室内实验工作,对比研究了具

有缔合能力的疏水缔合水溶性聚合物(缔合聚合物)和无缔合能力的线性高分子量部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)的流度控制和油藏非均质性调整能力方面的差异,并结合现场矿场试验总结与分析,证实了缔合聚合物在低黏度下较强的流度控制和油藏非均质性调整能力,进一步论证了缔合聚合物驱替稠油的可行性,为稠油油田化学驱的发展提供了重要理论参考与技术支持。

1 实验部分

1.1 实验条件

1) 实验材料:缔合聚合物(分子量为 $1\,300 \times 10^4 \text{ Da}$,水解度为23.6%,固含量为89.6%);自制部分水解聚丙烯酰胺(分子量为 $2\,500 \times 10^4 \text{ Da}$,水解度为24.8%,固含量为90.3%);自制模拟盐水(总矿化度 $10\,000 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$, $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} = 500 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$);用0#柴油稀释稠油并用200目不锈钢筛网过滤, 7.34 s^{-1} 和 $30 \text{ }^\circ\text{C}$ 下黏度为 $110.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 的模拟原油; $45 \text{ mm} \times 45 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$ 石英砂胶结均质人造方岩心,水测渗透率约在 $(300 \sim 2\,100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $45 \text{ mm} \times 45 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$ 石英砂胶结三层非均质人造方岩心,低、中、高层水测渗透率分别为 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $2\,500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $4\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,各层厚度均为15 mm。

2) 实验仪器与设备:精密电子天平,烧杯,立式搅拌器,恒温箱,DV-II黏度计(美国Brookfield公司),UV-2601紫外分光光度计,全自动岩心驱替装置,岩心夹持器, $68 \text{ mm} \times 72 \text{ mm} \times 2.5 \text{ mm}$ (长×宽×高)平板夹砂微观模型示意图详见文献[22],内外流道宽

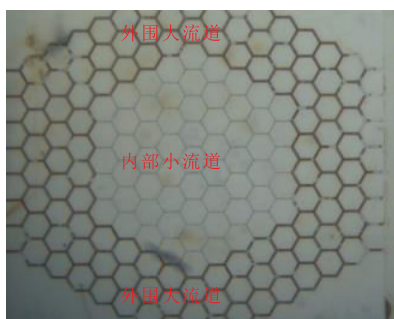


图1 簇状微观模型

Fig. 1 Cluster-like micro-model

度分别为 $12\ \mu\text{m}$ 和 $60\ \mu\text{m}$ 的可视簇状微观模型(图1)。

1.2 实验方法

1.2.1 溶液配制

1) 聚合物母液的配制:于 500 mL 烧杯中加入定量的模拟盐水,在 $40\ ^\circ\text{C}$ 下,用数显立式搅拌器在 $400\pm 20\ \text{rad}/\text{min}$ 转速下搅拌形成漩涡(漩涡离烧杯底约四分之一高度),在 30 s 内将一定量的聚合物干粉均匀撒入漩涡中,搅拌溶解 2 h 以上,配制质量浓度为 $5\ 000\ \text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ 的聚合物母液,静置后待用。

2) 聚合物目标液的配制:根据目标溶液体积,准确称取计算量的上述质量浓度为 $5\ 000\ \text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ 的聚合物母液,并加入模拟盐水至目标体积,后用立式搅拌器在 $250\ \text{rad}/\text{min}$ 转速下继续搅拌 30 min 后得到一定质量浓度的目标溶液待用。

1.2.2 黏度测试

在 $30\ ^\circ\text{C}$ 条件下,采用 Brookfield DV-II 黏度计零号转子在 $6\ \text{rad}/\text{min}$ 转速(对应剪切速率约为 $7.34\ \text{s}^{-1}$) 下进行测试,测试前先保温 5 min,开始测试后读取 3 min、5 min、8 min 时的黏度值,并计算平均值作为最终黏度值。

1.2.3 阻力系数测试

在 $30\ ^\circ\text{C}$ 条件下,先将带有 2 个测压点的填砂管($\phi 25\times 300\ \text{mm}$)称重,然后用石英砂填充并用模拟盐水饱和后,计算孔隙体积。同时,根据达西公式计算水相渗透率,再将一定质量浓度的聚合物溶液以 $0.35\ \text{mL}/\text{min}$ 的速度注入填砂管,并记录注入压力。待注入压力趋于平稳后停止实验,最后根据式(1)计算阻力系数:

$$RF = \frac{\Delta P_{\text{pa}}}{\Delta P_{\text{wb}}} \quad (1)$$

式中: RF 为阻力系数, ΔP_{pa} 为注聚后的压力差, MPa; ΔP_{wb} 为注聚前的压力差, MPa。

1.2.4 均质微观驱替测试

在 $30\ ^\circ\text{C}$ 条件下,用石英砂将有效尺寸为 $68\ \text{mm}\times 72\ \text{mm}\times 2.5\ \text{mm}$ (长 \times 宽 \times 高)的平板夹砂可视微观均质模型填砂后,根据达西公式计算水相渗透率,并用模拟原油饱和,以 $0.12\ \text{mL}/\text{min}$ 的注入速度将 $0.5PV$ 的模拟盐水注入模型驱替黏度为 $110.7\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 的原油,接着再注入 $0.3PV$ 的聚合物溶液,最后注入 $0.7PV$ 模拟盐水进行驱替后停止实验,记录驱替图像。

1.2.5 存聚率测试

在 $30\ ^\circ\text{C}$ 条件下,将均质和三层非均质方岩心装入岩心夹持器后饱和盐水,然后以相同的注入速度将 $0.6PV$ 聚合物溶液注入岩心,同时开始每 $0.05PV$ 收集一个流出液样品,并按顺序编号为 1、2、3... n ,采用淀粉-碘化镉法实时监测每个样品中的含聚质量浓度 C_1 、 C_2 、 C_3 ... C_n ^[23];此后继续以相同速度注入模拟盐水,前 $1.4\ PV$ 内保持每 $0.05PV$ 收集一个流出液样品, $1.4PV\sim 3.4PV$ 时每 $0.1PV$ 收集一个流出液样品,最后每 $0.2PV$ 收集一个流出液样品且监测含聚质量浓度,并编号为 C_{m+1} 、 C_{m+2} 、 C_{m+3} ... C_n ,至无聚合物产出后停止实验,根据式(2)计算存聚率:

$$\varphi = \left[1 - \frac{0.05 \times V_{\text{pv}} \times (C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n)}{C_0 \times V_{\text{pv}} \times 0.6} \right] \times 100\% \quad (2)$$

式中: φ 为存聚率, %; V_{pv} 为岩心的孔隙体积, mL; C_1 — C_n 为聚合物注入某一取样时间时的产出聚合物质量分数, $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$; C_0 为聚合物注入前的初始浓度, $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ 。

1.2.6 分流率测试

将 2 根渗透率不同的均质方岩心分别装入岩心夹持器,以 $0.35\ \text{mL}/\text{min}$ 的注入速度饱和盐水并测试孔隙体积和渗透率后并联连接,再以相同的速度注入模拟水至注入压力稳定,然后转注入 $0.5PV$ 一定质量浓度的聚合物溶液,最后继续注入模拟盐水至 $2.5PV$ 后结束实验。从注入模拟盐水开始至实验结束,记录高低渗管流出液量,计算高低渗管分流率并绘制变化曲线。

1.2.7 平面非均质簇状残余油微观驱替测试

在30℃条件下,在具有“大孔包围小孔”特征的玻璃刻蚀可视簇状微观模型(内外流道宽度分别为12 μm和60 μm)中,先以0.12 mL/min的注入速度饱和模拟原油(黏度为2 122 mPa·s),后以相当速度注入2.0PV模拟盐水驱替原油,形成水驱后的簇状残余油,接着持续注入聚合物溶液驱替残余油至无油流出(约3PV),记录微观驱替图像。

2 实验结果与讨论

2.1 聚合物的阻力系数

在 $(300 \sim 2\,000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的渗透率范围内,考察了均质方岩心中相近黏度的缔合聚合物(质量浓度为 $1\,200 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$,黏度为 $39.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)和HPAM(浓度为 $2\,000 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$,黏度为 $39.8 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)的流动阻力能力。从图2可看出,在相同渗透率($300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)下,缔合聚合物所建立的阻力系数(320)为HPAM的阻力系数(42)的近8倍。当渗透率由 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加到 $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后,缔合聚合物的阻力系数(162)也为HPAM在 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 下所建立的近4倍。这表明缔合聚合物在相近黏度、相近或更高渗透率下比HPAM的流动阻力明显更高,这将可能利于原油驱替时的流度控制。

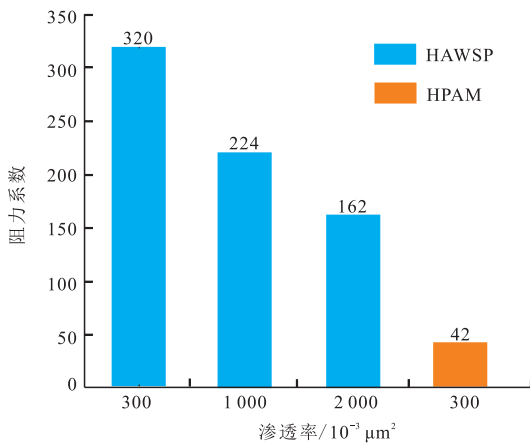


图2 相近黏度聚合物的阻力系数

Fig. 2 Resistance factors of the polymers with similar viscosity

2.2 聚合物的流度控制能力

在相近黏度下,缔合聚合物较HPAM的阻力系数高很多,在 $2\,100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右渗透率的均质平板夹

砂可视微观模型中对比两者驱替黏度为 $110.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 普通稠油的差异。从图3可以看出:在相近黏度下驱替黏度为 $110.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 的原油,0.3PV的HPAM表现出了与前水驱类似的严重“黏性指进”现象,且0.7PV的后续水驱也快速出现类似指进而对前水驱剩余油的波及较小;相反,0.3PV的缔合聚合物对前水驱剩余油实现了较好的波及,所波及的区域呈白色透明状(即波及区域几乎无残余油),表现出了明显稳定的驱替前缘,后续水驱也几乎未表现出“黏性指进”,且最终0.7PV的后续水驱几乎波及了聚驱后的其他剩余油区域。计算提高采收率(聚驱+后续水驱)情况,缔合聚合物的EOR值(67.43%)约为HPAM的EOR值(23.87%)的3倍(图4)。这证明缔合聚合物

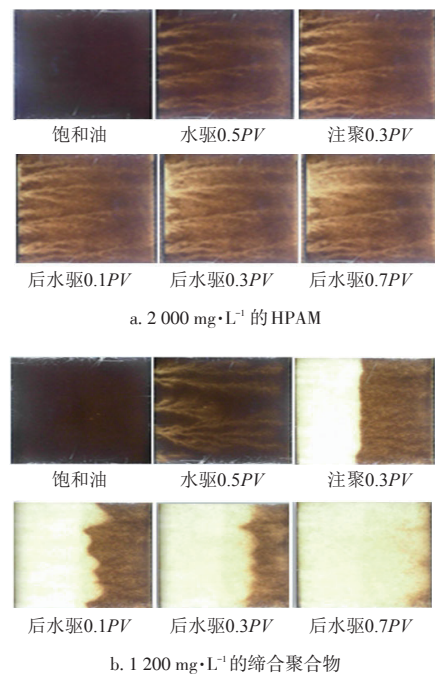


图3 相近黏度聚合物的原油微观驱替

Fig. 3 Oil micro-displacement images of the polymers with similar viscosity

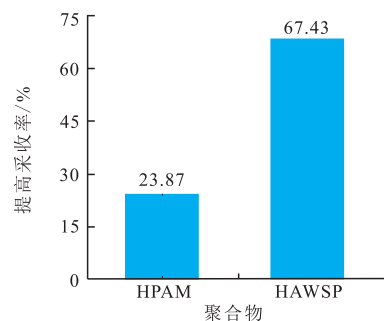


图4 相近黏度聚合物提高采收率

Fig. 4 EOR of the polymers with similar viscosity

在建立高流动阻力的同时,能够表现出明显优于HPAM的流度控制能力。

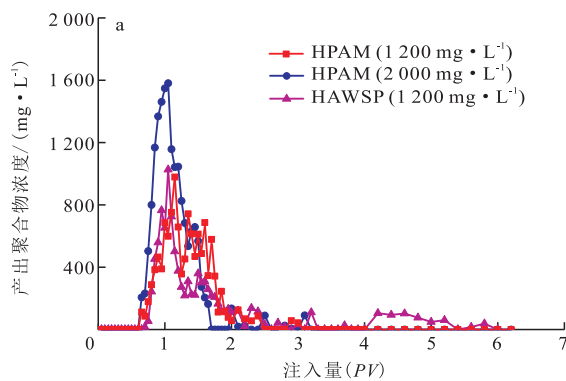
2.3 聚合物的非均质性调整能力

2.3.1 聚合物均质/非均质下的存聚率

在渗透率约为 $2\ 100\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的均质岩心中注入 $1\ 200\ \text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ 的缔合聚合物,测定其在均质条件下的存聚率,并与相同质量浓度(黏度 $16.2\ \text{mPa}\cdot\text{s}$)和黏度相近($2\ 000\ \text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)的HPAM对比;在渗透率分别为 $4\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, $2\ 500\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, $1\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ (高、中、低)的非均质岩心中测定了两者在相近黏度下的存聚率。从图5和表1可以看出:在均质条件下,从产出时机、产出质量浓度峰值和峰值对应注入体积看,缔合聚合物与相同浓度且黏度相近的HPAM表现出了相似的行为,相同质量浓度时,缔合聚合物的存聚率(14%)略高于HPAM(11.5%),但相近黏度时,缔合聚合物的存聚率要低于HPAM的(27.9%),说明均质条件下,相近黏度的超高分子量

表1 相近黏度聚合物在均质和非均质条件下的存聚率
Table 1 Polymer retention ratio of the polymers with similar viscosity under homogenous and heterogenous conditions

聚合物	条件	注入质量浓度/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	聚合物开始产出对应注入体积 (PV)	产出聚合物浓度峰值/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	峰值质量浓度对应注入体积 (PV)	聚合物存聚率/ %
缔合聚合物	均质	1 200	0.70	1 026	1.05	14.0
	非均质		0.95	694	1.10	63.4
HPAM	均质	1 200	0.65	978	1.15	11.5
	非均质	2 000	0.65	1 580	1.05	27.9
		2 000	0.70	1 535	0.95	5.2



a. 均质条件: 渗透率为 $2\ 100\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$

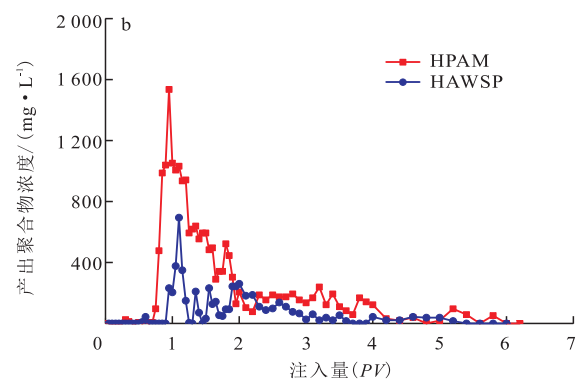
HPAM较缔合聚合物有更强的存留能力,且这是由于HPAM的质量浓度明显较缔合聚合物的高导致的。不同的是在非均质条件下,缔合聚合物开始产出且产出质量浓度峰值对应的注入体积均较HPAM的要大,存聚率(63.4%)也较HPAM(5.2%)的大得多。因此,可证实在非均质条件下,缔合聚合物有更好的存聚率,其可能通过长期存留在优势通道和封堵大流道等而非非常有利于非均质性调整。

2.3.2 聚合物分流率

在4倍渗透率级差($4\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, $1\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)并联岩心中,对比了注入相近黏度HPAM和缔合聚合物前后的高低渗层分流率。从图6可看出:前水驱阶段的高渗分流量为100%,低渗分流量为0;注入HPAM后,其逐渐进入低渗层,在低渗层中的分流率逐渐增加至近40%,但转注续水后,低渗层分流率又很快降低至接近于零,高渗层分流率接近于100%;注入缔合聚合物溶液后,随着注聚量的增加,聚合物先进入高渗层达到一定压力后转为进入低渗层,当注入压力累积到一定程度后又转为进入高渗,即聚合物在高、低渗层中交替前进,且后续水驱阶段在较长时间内保持较高的低渗层分流率。这表明缔合聚合物不仅进一步扩大了对高渗层的波及,也明显启动了低渗层,有利于有效控制非均质性严重的难题。

2.3.3 聚合物平面非均质簇状残余油驱替能力

在5倍渗透率级差($60/12\ \mu\text{m}$)的簇状微观模型中,对比了注入相近黏度HPAM和缔合聚合物驱替水驱簇状残余油($110.7\ \text{mPa}\cdot\text{s}$)的差异,从图7可看



b. 非均质条件: 渗透率为 $4\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, $2\ 500\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, $1\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$

图5 产出聚合物质量浓度随聚合物注入体积的变化曲线

Fig. 5 Variation curves of produced polymer concentration as a function of injected volumes

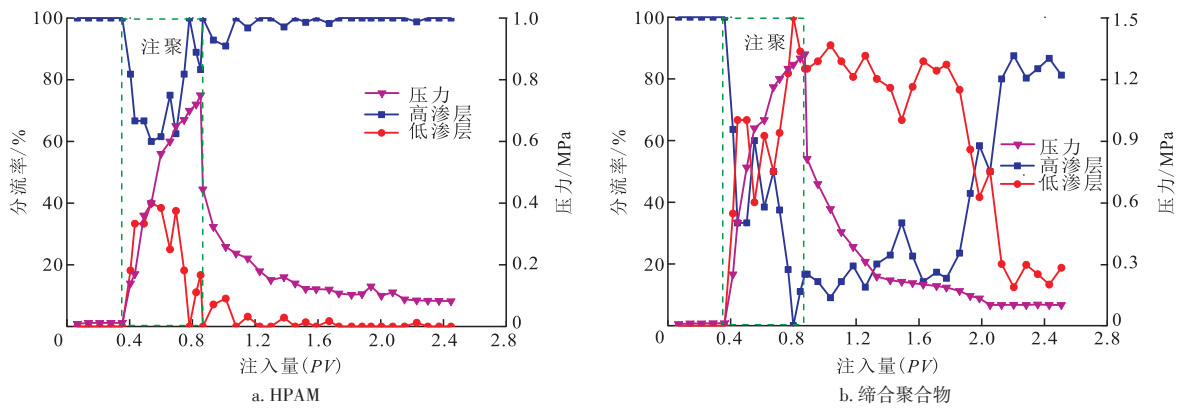


图6 4倍级差($4\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)下相近黏度聚合物分流率随聚合物注入体积的变化曲线

Fig. 6 Variation curves of fractional flow as a function of injected volumes at a permeability contrast of 4 ($4\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

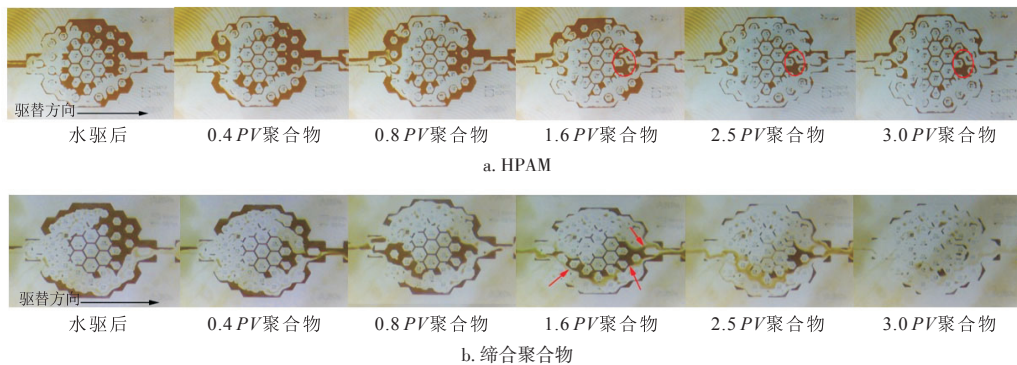


图7 5倍级差($60/12 \mu\text{m}$)下相近黏度聚合物的簇状残余油驱替微观图像

Fig. 7 Cluster-like residual oil micro-displacement images of the polymers at a permeability contrast of 5 ($60/12 \mu\text{m}$)

出:HPAM 仅能驱替部分高渗区域的水驱残余油,很难波及内部低渗区域,且在出口高渗区域有明显剩余油带;而缔合聚合物能驱替高低渗区域的大部分残余油,在外围大通道中可观察到“拉丝”和“油路桥接”现象,且可以看到缔合聚合物将残余油推出内部小流道,这进一步证实了缔合聚合物比HPAM具有更强的非均质性调整能力。

2.4 基于现场应用的缔合聚合物调整油藏非均质性的可行性分析

2003年9月至2020年3月,缔合聚合物已经用于渤海海上油田的普通稠油聚合物驱,该油田纵向和平面非均质性强。17年多的现场应用,缔合聚合物表现出了积极的动态响应特征和取得了显著的增油降水效果。在聚合物驱期间,缔合聚合物表现出了多层启动的特征且产出聚合物质量浓度较低($< 250 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$),生产井中表现出了三种不同的动态特征。如图8所示,以中心生产井J16为例,在注入缔

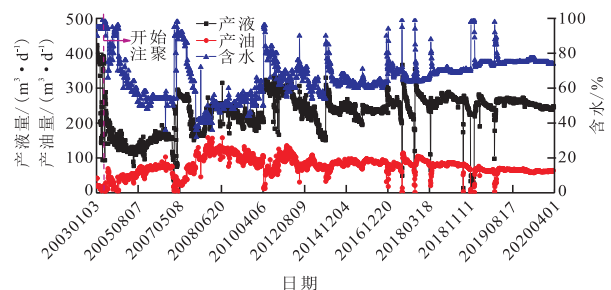


图8 渤海油田缔合聚合物驱中心生产井J16井动态生产曲线

Fig. 8 Dynamic response curves of central production well (Well-J16) of associative polymer flooding in Bohai Oilfield

合聚合物约12个月出现了明显的产油增加和含水率下降,注入15个月后含水率下降了36%。截至2020年3月,产油从最初的 $71 \text{ m}^3/\text{d}$ 增加到最大的 $126.9 \text{ m}^3/\text{d}$,含水率从最初的97%下降到最低40%并长期保持在一个较低的稳定值($60\% \sim 70\%$)达15a,且产出聚合物质量浓度非常低。这些结果进一步证实了缔合聚合物有较高的存聚率,在非均质油藏中能够表现出良好的非均质性调整能力。

3 结论

1) 相近黏度下,缔合聚合物在相同甚至更高的渗透率下能够有较HPAM高得多的阻力系数,其利于原油驱替时更好的流度控制而保持稳定的驱替前缘和实现更高的波及,最终获得更高的提高采收率值。

2) 从产出时机、产出质量浓度峰值、峰值对应注入体积和存聚率看,均质条件下缔合聚合物与HPAM有类似的产聚表现和存聚率,明显不同的是在非均质下,缔合聚合物的存聚率较HPAM高出近60%;同时,一定渗透率级差下,缔合聚合物呈现在高低渗层中明显的交替前进现象,并能够使后续水驱在较长时间内保持较高的低渗层分流率。这些特征均非常有利于油藏的非均质性调整。

3) 一定渗透率级差下,缔合聚合物不仅能驱替簇状模型中高渗区域的大部分残余油,而且可将簇状残余油推出内部小流道并形成油带而驱出,在外围大流道中还呈现“拉丝”和“油路桥接”现象。

4) 与HPAM相比,相近黏度下,缔合聚合物有显著的流度控制和非均质调整能力,海上油田缔合聚合物驱现场应用也证实其在稠油油藏化学驱的应用与推广中具有较大潜力。

参考文献

- [1] 王增林,张民,杨勇,等.稠油热化学驱过程中影响因素及其交互作用对采收率的影响[J].油气地质与采收率,2017,24(1):64-68.
WANG Z L, ZHANG M M, YANG Y, et al. Effect of influencing factors and their interaction on thermo-chemical recovery of heavy oil[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 64-68.
- [2] 李锦超,王磊,丁保东,等.稠油热/化学驱油技术现状及发展趋势[J].西安石油大学学报(自然科学版),2010,25(4):36-40.
LI J C, WANG L, DING B D, et al. Current status and development trend of heavy oil thermal/chemical flooding technology[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2010, 25(4): 36-40.
- [3] DELAMAIDE E, TABARY R, RENARD G, et al. Field scale polymer flooding of heavy oil: the Pelican Lake story[C]// paper WPC-21-0851 presented at the presented at the 21st World Petroleum Congress, 15-19 June, 2014, Moscow, Russia.
- [4] DELAMAIDE E, MOE SOE LET K, BHOENDIE K, et al. Results of a polymer flooding pilot in the Tambaredjo heavy oil field, Suriname[C]// paper SPE-180739-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 7-9 June, 2016, Calgary, Alberta, Canada.
- [5] SHARMA K K, SUDHAKAR M, KUMAR P, et al. Polymer injectivity test in Bhagyam Field: Planning, execution and data analysis[C]// paper SPE-179821-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 21-23 March, 2016, Muscat, Oman.
- [6] HRYC A, HOCHENFELLNER F, ORTIZ BEST R, et al. Evaluation of a polymer injection pilot in Argentina[C]// paper SPE-181210-MS presented at the SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference, 19-20 October, 2016, Lima, Peru.
- [7] MARTINO L A, FERNANDEZ RIGHI E, GANDI S, et al. Surveillance and initial results of an existing polymer flood: a case history from The Rayoso Formation[C]// paper SPE-185526-MS presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 17-19 May, 2017, Buenos Aires, Argentina.
- [8] WATSON A, TRAHAN G A, SORENSEN W. An Interim case study of an alkaline-surfactant-polymer flood in the Mooney Field, Alberta, Canada[C]// paper SPE-169154-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April, 2014, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [9] DELAMAIDE E, BAZIN B, ROUSSEAU D, et al. Chemical EOR for heavy oil: The Canadian experience[C]// paper SPE-169715-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 20-23 April, 2014, Muscat, Oman.
- [10] SABOORIAN-JOOYBARI H, DEJAM M, CHEN Z X. Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies[C]// paper SPE-174402-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 9-11 June, 2015, Calgary, Alberta, Canada.
- [11] SABOORIAN-JOOYBARI H, DEJAM M, CHEN Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications[C]// paper SPE-174402-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 9-11 June, 2015, Calgary, Alberta, Canada.
- [12] LEVITT D, JOUENNE S, BONDINO I, et al. Polymer flooding of heavy oil under adverse mobility conditions[C]// paper SPE-165267-MS presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 2-4 July, 2013, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [13] MOE SOE LET K P, MANICHAND R N, SERIGHT R S. Polymer flooding a ~500-cp oil[C]// paper SPE-154567-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, 2012, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [14] BAI J, WASSMUTH F R, JOST R, et al. Hydrophobically-modified cellulosic polymers for heavy oil displacement in saline conditions[C]//paper SPE-157917-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference Canada, 12-14 June, 2012, Calgary, Alberta, Canada.
- [15] 孙江河,范洪富,张付生,等.提高稠油采收率技术概述[J].油田化学,2019,36(2):366-371.
SUN J H, FAN H F, ZHANG F S, et al. Overview of improving heavy oil recovery technology[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(2): 366-371.

(下转第102页)