

文章编号: 0253-2697(2014)05-008-06 DOI:10.7623/syxb201405010

聚驱后缔合聚合物三元复合驱提高采收率技术

杨 菲^{1,2} 郭拥军¹ 张新民¹ 罗平亚¹

(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. 大庆油田有限责任公司技术发展部 黑龙江大庆 163453)

摘要:三元复合驱是大庆油田聚驱后进一步提高采收率的重要途径,其驱油体系须保证超低油-水界面张力,且能大幅提高波及能力。通过研究烷基苯磺酸盐(ABS)-缔合聚合物(HAPAM)-NaOH三元复合驱体系的性能,并与超高分子量部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)三元复合体系进行对比。研究表明,HAPAM三元复合体系在NaOH浓度为0.5%~1.2%、ABS浓度为0.025%~0.300%时具有良好的界面活性,油-水界面张力可达 10^{-3} mN/m数量级。0.16% HAPAM-0.3% ABS-1.2% NaOH三元复合体系黏度达108.8 mPa·s,采用HPAM达到相同黏度其浓度为0.265%,因此HAPAM可降低聚合物用量40%。驱油实验结果表明,在相同黏度下,HAPAM三元复合体系在不同孔隙介质中均能提高聚驱后采收率13%以上,比HPAM三元复合体系多提高采收率6%以上。HAPAM三元复合体系具有更高的阻力系数与残余阻力系数、更好的黏弹性以及乳化稳定性,可以为大庆油田聚驱后提高采收率提供新的技术手段。

关键词:缔合聚合物;三元复合驱;聚合物驱后;提高采收率;界面张力;黏度

中图分类号: TE357.4

文献标识码: A

Enhanced oil recovery technology of alkaline/surfactant/hydrophobically associating polyacrylamide flooding after polymer flooding

Yang Fei^{1,2} Guo Yongjun¹ Zhang Xinmin¹ Luo Pingya¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China; 2. Department of Science and Technology Development, Daqing Oilfield Company Limited, Heilongjiang Daqing 163453, China)

Abstract: Alkaline/surfactant/hydrophobically associating polyacrylamide (ASP) flooding is an important approach for further improving oil recovery after polymer flooding in Daqing oilfield. For cost-effective improvement of oil recovery efficiency, ASP flooding systems must be able to maintain ultra-low oil-water interfacial tension and substantially increase the sweep efficiency. This study evaluates the performance of an alkylbenzene sulfonate (ABS)-hydrophobically associating polyacrylamide (HAPAM)-sodium hydroxide (NaOH) flooding system by comparison with an ultra-high molecular weight, partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM)-ABS-NaOH flooding system. The results show that when the ranges of NaOH and ABS concentrations are respectively 0.5%-2% and 0.025%-0.300%, the HAPAM-APS flooding system has high interfacial activity with oil-water interfacial tension decreased to 10^{-3} mN/m. The HAPAM-APS solution containing 0.16% HAPAM, 0.3% ABS, and 1.2% NaOH has the viscosity of 108.8 mPa·s, while the HPAM-APS solution of the same viscosity contains 0.265% HPAM. That is, compared with HPAM, HAPAM reduces the consumption of polymer in APS flooding systems by approximately 40%. The oil displacement experiment shows that the HAPAM-ABS-NaOH solution improves oil recovery after polymer flooding by more than 13% in different porous media at the same viscosity. That is, 6% more than that by the HPAM-ABS-NaOH solution. Additionally, the HAPAM-ABS-NaOH flooding system has greater resistance factor and residual resistance factor, higher viscoelasticity, and better emulsion stability than the HPAM-ABS-NaOH flooding system. This study indicates that HAPAM-APS flooding provides a new technical approach for enhanced oil recovery in Daqing oilfield after polymer flooding.

Key words: hydrophobically associating polyacrylamide; alkaline-surfactant-polymer flooding; after polymer flooding; enhanced oil recovery; interfacial tension; viscosity

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05011-004)资助。

第一作者:杨 菲,女,1967年5月生,1989年获天津大学学士学位,2004年获哈尔滨工业大学硕士学位,现为大庆油田有限责任公司技术发展部副主任、高级工程师,主要从事提高采收率技术研究以及勘探开发科研工作。Email: yangfei@petrochina.com.cn

通信作者:罗平亚,男,1940年6月生,1962年获四川石油学院学士学位,现为工程院院院士、西南石油大学教授、博士生导师,主要从事油田化学工程与技术研究与教学工作。Email: luopy@swpu.edu.cn

自1996年开始,大庆油田主力油层进入聚合物驱阶段,随着开发时间的延长,前期注聚开采的主力油层工业化区块陆续进入后续水驱阶段,聚合物驱(聚驱)后仍有约50%的原油残留在地下^[1],因此开发聚合物驱后继续提高采收率技术迫在眉睫。

聚驱后地层非均质性加剧,高渗透条带水洗程度较高,形成了低效或无效水循环,调整难度大^[2],必须增加驱替液黏度以控制流度比,扩大波及体积^[3]。室内和矿场研究表明,三元复合驱(ASP)可在水驱基础上提高采收率20%以上^[4-7],但由于体系中使用的聚合物为聚丙烯酰胺,外加的碱与表面活性剂由于盐效应导致驱替液黏度大幅下降,因此只有增加聚丙烯酰胺用量,才能实现理想的流度控制,但这将大幅增加驱替成本,严重影响了该技术的大规模应用,因此研究和开发抗碱聚合物具有重要意义。笔者采用西南石油大学研制的耐碱、耐温和抗剪切缔合聚合物作为增稠剂,研制了三元复合驱油剂,并对其性能进行了研究。

1 实验

1.1 试剂与仪器

实验中使用的试剂有:烷基苯磺酸盐(ABS)、超高分子量部分水解聚丙烯酰胺(HPAM,分子量为 25.5×10^6)、大庆油田脱气原油(密度为 0.85 g/cm^3)、大庆油田现场配聚水(总矿化度为 3882 mg/L , $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ 为 81.4 mg/L),以上均为大庆油田勘探开发研究院提供;疏水缔合聚合物(HAPAM,分子量为 21.2×10^6),由四川光亚聚合物化工有限公司提供;NaOH(分析纯)。

实验使用的仪器有:TX500C型界面张力仪(美国CNG公司),Brookfield RVDV-II型黏度计(美国Brookfield公司),Physica MCR301型高级流变仪(奥地利Anton Paar公司),双缸恒流恒压泵、恒温箱(海安石油仪器公司)。

1.2 检测方法

1.2.1 表观黏度

在 45°C 条件下,采用Brookfield RVDV-II型黏度计,零号转子,以 6 r/min (7.34 s^{-1})转速进行表观黏度测定。

1.2.2 界面张力

在 45°C 条件下,采用TX500C型界面张力仪,以 5000 r/min 转速进行界面张力测定。

1.2.3 老化稳定性

将 50 mL 溶液充氮除氧后密封于安瓿瓶中,置于 45°C 烘箱内进行老化稳定性实验。

1.2.4 吸附性能

将三元复合体系与油砂按固/液比为 $1:9$ 混合,于 45°C 下震荡 24 h ,高速离心后取上部清液,检测黏度与界面张力。

1.2.5 乳化性能

将三元复合体系与原油按 $1:1$ 混合,充分震荡后密封,于 45°C 下观察其稳定性。

1.2.6 第一法向应力差

采用MCR301型流变仪,CP75-1-SN6126锥板系统,在 45°C 下,以 $0.01 \sim 500 \text{ s}^{-1}$ 进行变剪切速率扫描。

1.2.7 注入传导性

将干燥过的 $4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 30 \text{ cm}$ 人造均质岩心装入带有测压点的方岩心夹持器,在入口 0 cm 、 10 cm 及 20 cm 处接测压点。在 45°C 条件下,采用现场水将岩心饱和后测定水相渗透率,以 0.5 mL/min 的速度将ASP驱替液泵入岩心孔隙介质中,记录各测压点压力,计算相邻两测压点压力差 Δp 。

采用 $\phi 2.5 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$ 的天然岩心,于 45°C 下以 0.5 mL/min 速度将驱替液泵入,待压力平稳并注入 3 PV 以上后,转后续水驱,再至压力平稳并注入 3 PV 以上时,计算对应的阻力系数与残余阻力系数。

1.2.8 驱油效率

于 45°C 下将岩心抽真空、饱和水,测量孔隙体积与有效水相渗透率,饱和油并测量含油饱和度;水驱至含水 98% 以上,注 0.1% HPAM溶液 0.57 PV ,后续水驱至含水 98% 以上,得到聚驱采收率;注三元复合体系 0.3 PV ,再注 0.1% HPAM溶液 0.2 PV 作为保护段塞,直至后续水驱至含水 98% 以上破乳,计算得到三元复合驱采收率。

2 结果与讨论

2.1 增黏性

为了提高聚驱后采收率,驱替液黏度不能低于聚合物驱,故笔者首先考察了各聚合物不同浓度下的水溶液及三元复合体系黏度。

从图1可以看出,聚合物的水溶液及三元复合体系黏度均随聚合物浓度的增加而升高。对于三元复合体系,当HAPAM浓度为 0.16% 时,黏度为 $108.8 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,而采用HPAM达到相同黏度则需要浓度为 0.265% 。因此,使用HAPAM可大幅度降低聚合物用量。同时,HAPAM的三元复合体系黏度大于其水溶液黏度,而HPAM则相反。这是由于三元复合体系的矿化度远高于水溶液,会屏蔽HPAM分子链上离子基团间的静电排斥,使分子链卷曲,大幅降低黏度。而HAPAM分子链间的疏水缔合作用在高矿化

度下会大幅增强,同时表面活性剂还可在不同分子链间“架桥”形成物理交联^[5,6],这些都有利于增大流体力学体积,提高黏度。

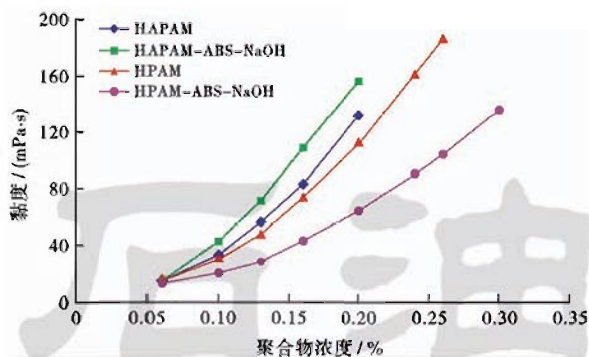


图1 体系黏度和聚合物浓度关系(1.2%NaOH,0.3%ABS)
Fig. 1 Relationship between viscosity and concentration of ASP (1.2%NaOH,0.3%ABS)

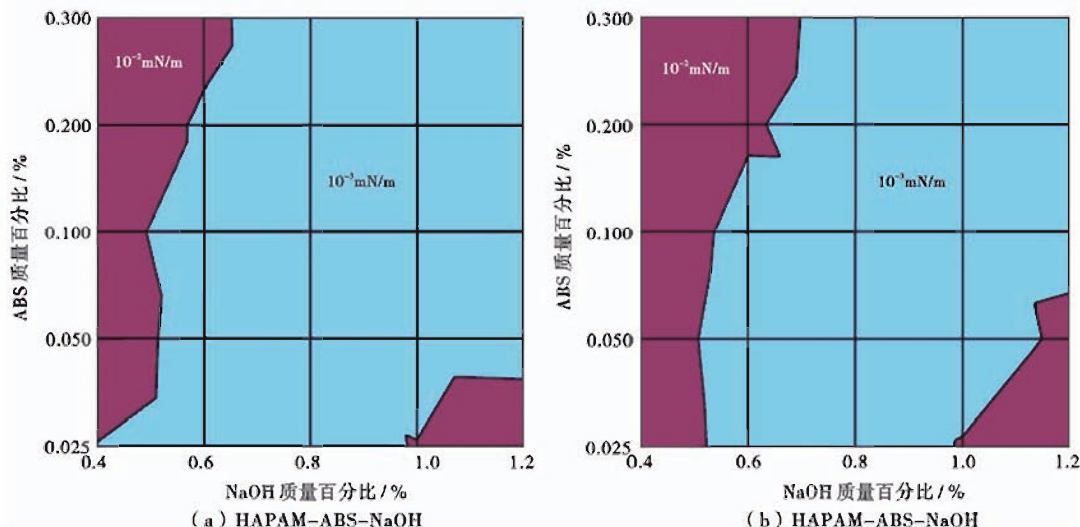


图2 三元复合体系的界面张力
Fig. 2 Interfacial tension active chart of ASP

度降低,但由于 HAPAM 中疏水单体含量较低,故表面活性剂的结合量很低^[10],对油-水界面张力影响不大。

2.3 稳定性

三元复合体系注入地层后,在油藏条件下聚合物会发生化学降解,表面活性剂可能与二价离子形成沉淀,降低驱油效果,故必须具有较好的稳定性。

由图3可知,HAPAM 三元复合体系具有较好的黏度及界面张力稳定性,150 d 老化后黏度保留率在80%以上,同时界面张力变化较小。这是由于 HAPAM 分子链间相互作用较强,可保护主链酰胺基,增强稳定性^[11]。体系黏度随时间延长先增加后降低,这是由于聚合物的熟化使分子链充分伸展、缠绕,有利于

考虑到聚驱后非均质性加剧及吸附滞留情况,聚驱后三元复合体系黏度应较高,故将其固定为0.160% HAPAM-0.3% ABS-1.2% NaOH 与 0.265% HPAM-0.3% ABS-1.2% NaOH。

2.2 油-水界面张力

在注入过程中吸附作用会使碱、表面活性剂(ABS)的浓度降低,影响油-水界面张力,因此三元复合体系须在较宽的碱及表面活性剂浓度范围内,使油-水界面张力达到 10^{-3} mN/m 数量级,才能更好地提高洗油效率。

从图2可以看出,HAPAM 和 HPAM 均与表面活性剂具有较好的配伍性,在较宽的 NaOH(0.5%~1.2%)及 ABS(0.025%~0.300%)浓度范围内能使油-水界面张力达到 10^{-3} mN/m 数量级。虽然 HAPAM 会与表面活性剂相结合形成聚集体,使表面活性剂浓

分子间缔合而使体系黏度增加^[12],之后又因氧化、降解而使体系黏度略有降低。

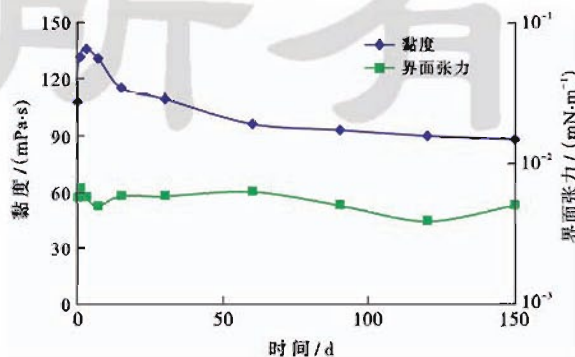


图3 三元复合体系黏度及界面张力随时间的变化
Fig. 3 HAPAM-ABS-NaOH flooding system viscosity and interfacial tension as a function of time

2.4 吸附性能

复合驱过程中,化学剂存在一定程度的吸附损失,直接影响驱油效率,故有必要考察吸附后体系性能。

由图 4 可知,HAPAM 三元复合体系经 5 次吸附后黏度仍大于 70 mPa·s,黏度保留率 60%,且仍能使油-水界面张力达到 10^{-3} mN/m 数量级。第一次吸附后黏度大于未吸附时黏度,这是因为在第一次吸附过程中聚合物分子链充分伸展使得溶液黏度增大,其贡献大于因吸附造成的黏度损失。

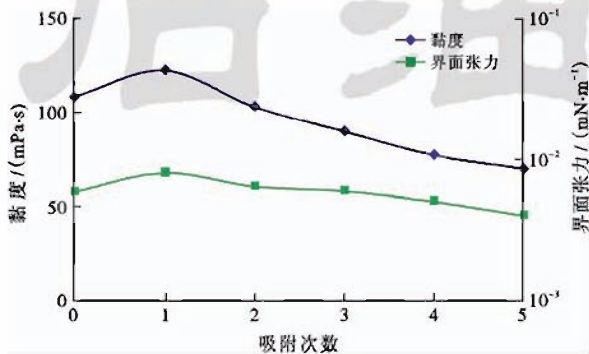


图 4 三元复合体系吸附后黏度及界面张力

Fig. 4 Solution viscosity and interfacial tension of ASP after adsorption

2.5 第一法向应力差

第一法向应力差可反映体系弹性,越大则体系弹性越好,对残余油膜的携带力越强,驱油效率越高^[13]。

由图 5 可知,在相同黏度下,HAPAM 三元复合体系第一法向应力差明显大于 HPAM 三元复合体系,具有更高的弹性。这是由于 HAPAM 溶液中存在聚合物、表面活性剂的超分子聚集体,结构黏度增加,弹性增强^[14,15]。

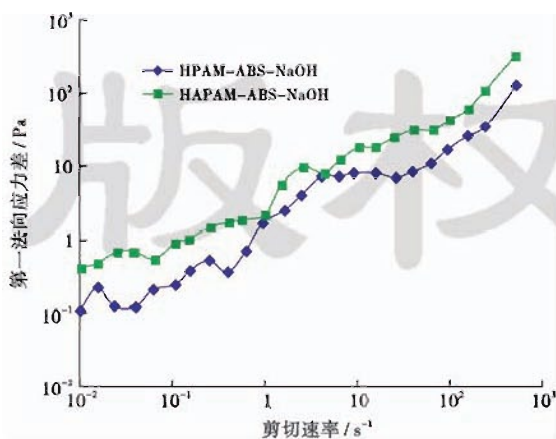


图 5 三元复合体系的第一法向应力差

Fig. 5 First normal stress difference of ASP system

2.6 乳化性能

乳化是三元复合驱提高采收率的重要机理之一^[16],

故有必要对乳状液稳定性进行考察。

由图 6 可知,HAPAM 三元体系与原油形成的乳状液比 HPAM 三元复合体系更加稳定。这是由于 HAPAM 分子链在溶液中形成弹性三维网状结构,体系黏度增加,可将乳液滴捕获在“网格”内而避免碰撞聚结^[17],同时 HAPAM 含有少量疏水基团,可在乳状液滴表面形成吸附膜^[18],这些都有利于提高乳状液稳定性。



注:从左到右 NaOH 浓度为 1.2%、1.0%、0.8%、0.6%、1.2%、1.0%、0.8%、0.6%;从左到右 ABS 浓度为 0.3%、0.2%、0.1%、0.05%、0.3%、0.2%、0.1%、0.05%;静置 7 天。

图 6 ASP 乳化体系

Fig. 6 ASP emulsions system stationary state

2.7 注入传导性

驱油体系必须具有良好的注入传导性能,才能运移至油藏深部,建立较高的阻力系数与残余阻力系数,从而提高采收率。

笔者进一步研究了其在主力油层(渗透率大于 0.2 D)的注入传导性。由图 7 可知,HAPAM 三元复合体系在注入中低渗岩心(4.5 cm × 4.5 cm × 30 cm)时,未出现压力一直上升情况,具有良好的注入性。两

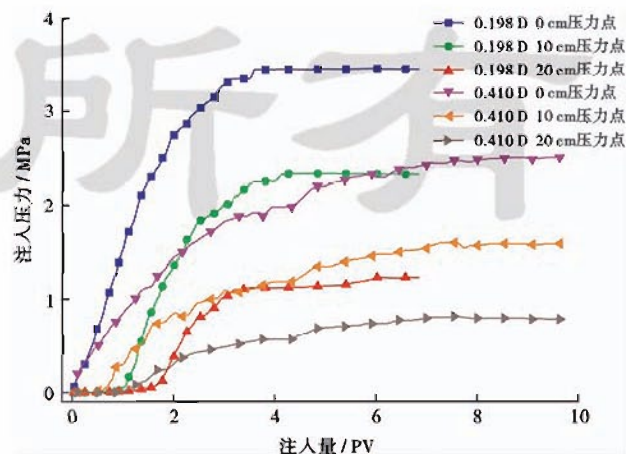


图 7 HAPAM 的 ASP 体系注入传导性

Fig. 7 Injection and transmission performances of HAPAM-ABS-NaOH

相邻测压点间压力差分别为 $\Delta p_{0-10} = 0.92 \text{ MPa}$ 、 $\Delta p_{10-20} = 0.80 \text{ MPa}$ 、 $\Delta p_{20-30} = 0.79 \text{ MPa}$ (中渗, 渗透率为 0.410 D) 和 $\Delta p_{0-10} = 1.12 \text{ MPa}$ 、 $\Delta p_{10-20} = 1.09 \text{ MPa}$ 、 $\Delta p_{20-30} = 1.24 \text{ MPa}$ (低渗, 渗透率为 0.198 D), 压力梯度也较为均匀, 表现出良好的传导性。这些有利于体系长时间、大剂量注达中低渗油藏深部, 提高原油采收率。

为考察体系对油藏的适应性, 采用 $\phi = 2.5 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$ 的天然岩心进行了流动性研究。由表 1 可知, HAPAM 三元复合体系在高、中、低渗岩心均能建立

表 1 三元复合体系在不同渗透率介质中的阻力系数与残余阻力系数

Table 1 RF and RRF of ASP in medium with different permeability

体系	岩心 孔隙度/%	岩心 渗透率/mD	阻力 系数	残余 阻力系数
HAPAM 三元 复合体系	27.28	196.2	235.2	57.2
	28.34	411.3	158.4	45.2
	28.76	787.1	92.5	31.7
HPAM 三元 复合体系	27.83	207.9	90.8	13.8
	28.34	387.9	76.0	11.3
	28.57	783.2	49.6	7.9

表 2 三元复合体系人造均质岩心驱油实验结果

Table 2 Flooding experimental results of ASP in artificial homogeneous cores

类型	渗透率/mD	孔隙度/%	含油饱和度/%	水驱采收率/%	聚驱采收率/%	三元复合驱采收率/%	总采收率/%
缔合	447	30.35	78.69	54.09	10.36	16.95	81.40
三元复合驱	426	29.04	78.25	56.14	10.14	16.22	82.50
HPAM	416	29.10	78.45	53.71	10.33	8.87	72.91
三元复合驱	413	30.30	78.92	53.89	10.65	8.99	73.53

表 3 三元复合体系天然岩心驱油实验结果

Table 3 Flooding experimental results of ASP in natural cores

类型	渗透率/mD	孔隙度/%	含油饱和度/%	水驱采收率/%	聚驱采收率/%	三元复合驱采收率/%	总采收率/%
缔合	461	28.02	60.08	50.88	5.26	13.16	69.30
三元复合驱	454	28.30	61.33	50.43	5.22	13.92	69.57
HPAM	516	28.02	61.24	50.82	4.92	6.56	61.30
三元复合驱	521	28.85	61.29	50.91	5.45	6.37	62.73

3 结论

(1) HAPAM 比 HPAM 具有更好的耐碱与增黏性, HAPAM 三元复合体系达到相同黏度的用量仅为 HPAM 的 60%, 从而降低了复合驱成本。

(2) HAPAM 与碱、表面活性剂具有良好的配伍性, 能在较宽的 NaOH (0.5% ~ 1.2%) 与 ABS (0.025% ~ 0.300%) 浓度范围内使油-水界面张力达到 10^{-3} mN/m 数量级。HAPAM 三元复合体系还具有良好的稳定性, 经 150 d 老化后黏度保留率在 80% 以上, 经 5 次吸附后黏度保留率约为 60%, 且界面张力始终处于 10^{-3} mN/m 数量级。

较高的阻力系数, 高于 HPAM 三元复合体系, 具有更好的改善流度比的能力, 这有利于扩大波及体积到低渗透带, 提高后续水驱注入压力及波及能力, 从而提高采收率^[19,20]。

HAPAM 三元复合体系建立的残余阻力系数也高于 HPAM 三元复合体系, 这是由于其吸附量较大, 吸附滞留在多孔介质表面的缔合聚合物分子与溶液中的聚集体之间还会产生链间的缔合作用, 从而使更多的 HAPAM 分子以超分子聚集体形式被滞留, 这有利于降低高渗层渗透率, 提高中低渗层采收率。

2.8 驱油能力

由表 2、表 3 可知, 三元复合体系能够在聚驱后进一步提高采收率。HAPAM 三元复合体系在天然岩心 ($\phi = 2.5 \times 10 \text{ cm}$) 中可提高采收率 13% 以上, 在人造岩心 ($4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 30 \text{ cm}$) 中可提高 16% 以上, 均为相同黏度与界面张力的 HPAM 三元复合体系的 2 倍。这可能是由于 HAPAM 三元复合体系比 HPAM 元体系具有更高的阻力系数与残余阻力系数, 从而扩大了波及体积, 同时高黏弹性与乳化性提高了洗油效率。

(3) HAPAM 三元复合体系比 HPAM 三元复合体系具有更高的黏弹性和乳化性能。

(4) HAPAM 三元复合体系在中、低渗岩心中压力传导均匀, 具有良好的注入、传导性, 在不同渗透率岩心中均能建立比 HPAM 三元复合体系更高的阻力系数与残余阻力系数, 具有更好的流度控制能力, 在聚驱后仍能提高采收率 13% 以上, 比 HPAM 三元复合体系高约 6%, 表现出了良好的驱油效果。

参考文献

- [1] Liu He, Wang Yupu, Guo Li, et al. An enhanced oil recovery technology continually after polymer flooding [R]. SPE 144250.

- 2011.
- [2] Daripa P, Pasa G. An optimal viscosity profile in enhanced oil recovery by polymer flooding[J]. *International Journal of Engineering Science*, 2004, 42(19/20):2029-2039.
- [3] 廖广志, 王克亮, 闫文华. 流度比对化学驱油效果影响实验研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 2001, 20(2):14-16.
Liao Guangzhi, Wang Keliang, Yan Wenhua. Experimental study on the effect of mobility ratio on the displacement efficiency of chemical flooding[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2001, 20(2):14-16.
- [4] Pratap M, Gauma M S. Field implementation of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding; a maiden effort in India[R]. SPE 88455, 2004.
- [5] Vargo J, Turner J, Bob V, et al. Alkaline-surfactant-polymer flooding of the Cambridge minnelusa field[R]. SPE 68285, 1999.
- [6] Jain A K, Dhawan A K, Misra T R. ASP flood pilot in Jhalora (K-IV), India; a case study[R]. SPE 153667, 2012.
- [7] 韩培慧, 苏伟明, 林海川, 等. 聚驱后不同化学驱提高采收率对比评价[J]. *西安石油大学学报:自然科学版*, 2011, 26(5):44-48.
Han Peihui, Su Weiming, Lin Haichuan, et al. Evaluation and comparison of different EOR techniques after polymer flooding[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2011, 26(5):44-48.
- [8] Relógio P, Martinho J M G, Faria J P S. Effect of surfactant on the intra- and intermolecular association of hydrophobically modified poly(N, N-dimethylacrylamide)[J]. *Macromolecules*, 2005, 38(26):10799-10811.
- [9] Biggs S, Selb J, Candau F. Effect of surfactant on the solution properties of hydrophobically modified polyacrylamide[J]. *Langmuir*, 1992, 8(3):838-847.
- [10] Picotell L, Nilsson S, Sjostrom J, et al. How much surfactant binds to an associating polymer? The HMHEC/SDS case revisited[C]// Glass J E. *Associative polymers in aqueous media*, North Dakota State University; American Chemical Society, 2000.
- [11] 钟传蓉, 黄荣华, 张熙, 等. AM-STD-NaAMPS三元疏水缔合共聚物的表征及耐热性能[J]. *高分子材料科学与工程*, 2003, 19(6):126-130.
Zhong Chuanrong, Huang Ronghua, Zhang Xi, et al. Studies of heat properties and characterization of hydrophobically associating water-soluble terpolymer of AM/STD/NaAMPS[J]. *Polymer Materials Science and Engineering*, 2003, 19(6):126-130.
- [12] 朱玥娟, 张健. 水溶性疏水缔合聚合物溶液热稳定性研究[J]. *西南石油大学学报:自然科学版*, 2010, 32(5):131-136.
Zhu Yuejun, Zhang Jian. Study on the thermal stability of water-soluble hydrophobically associating polymer [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2010, 32(5):131-136.
- [13] 夏惠芬, 王德民, 刘中春, 等. 黏弹性聚合物溶液提高微观驱油效率的机理研究[J]. *石油学报*, 2001, 22(4):60-65.
Xia Hui fen, Wang Demin, Liu Zhongchun, et al. Study on the mechanism of polymer solution with visco-elastic behavior increasing microscopic oil displacement efficiency[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001, 22(4):60-65.
- [14] Xia Hui fen, Wang Demin, Wu Junzheng, et al. Elasticity of HPAM solutions increases displacement efficiency under mixed wettability conditions[R]. SPE 88456, 2004.
- [15] Yin Hongjun, Fu Chunquan. An unsteady seepage flow model of visco-elastic polymer solution[J]. *Journal of Hydrodynamics; Series B*, 2004, 16(2):209-215.
- [16] Wang Demin, Cheng Jiecheng, Wu Junzheng, et al. Summary of ASP pilots in Daqing Oil Field[R]. SPE 57288, 1999.
- [17] Loebhead R Y, Rutson C J. An investigation of the mechanism by which hydrophobically modified hydrophilic polymers act as primary emulsifiers for oil-in-water emulsions 1. Poly (acrylic acids) and hydroxyethyl celluloses[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 1994, 88(1):27-32.
- [18] Tadros T F, Vandamme A, Booten K, et al. Stabilisation of emulsions using hydrophobically modified inulin (polyfructose)[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2004, 250(1/3):133-140.
- [19] Seright R. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils[R]. SPE 129859, 2010.
- [20] 曹宝格, 罗平亚. 缔合聚合物溶液在多孔介质中的流变性实验[J]. *石油学报*, 2011, 32(4):652-657.
Cao Baoge, Luo Pingya. An experimental study on rheological properties of the associating polymer solution in porous medium [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(4):652-657.

(收稿日期 2014-04-30 改回日期 2014-06-14 编辑 王培玺)