

文章编号: 0253-9985(2003)02-0167-04

耐温抗盐的 AMPS 三元共聚物在高温、高矿化度油藏的应用*

吴应川^{1,2}

(1. 西南石油学院, 四川南充 637100; 2. 中国石化中原油田分公司勘探开发科学研究院采收率研究所, 河南濮阳 457001)

摘要: 用引发聚合方法合成了 AMPS/AM/AMC₁₄S 三元共聚物。室内基本性能实验评价表明, 三元共聚物的耐温抗盐性较好。在温度 90℃、矿化度为 16×10^4 mg/L 盐水条件下, 浓度为 3 000 mg/L 的 AMPS 共聚物溶液从 30℃ 升到 90℃ 时, 产品粘度保留率为 39.5%; 同样条件溶液经过 90 天的老化试验, 粘度保留率为 63.1%; 随着钙离子浓度的增加, 三元共聚物粘度下降不明显, 而 HPAM 溶液粘度下降了 89%。使用中试产品在卫 18-4 井组开展了先导性矿场试验, 聚合物驱转为水驱后, 压力由 15.4 MPa 降为 13.5 MPa, 4 口井的含水低于注聚前的含水基质 2.5 个百分点, 日产油高于注聚前 2~4 t。

关键词: 耐温抗盐; AMPS 三元共聚物; 聚合物驱; 注聚

第一作者简介: 吴应川, 男, 38 岁, 博士生, 油藏工程

中图分类号: TE357.431

文献标识码: A

中原油田油藏温度高(70~140℃), 地层水矿化度高($5 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4$ mg/L), 聚合物驱油时对所用聚合物性能有特殊的要求, 要求聚合物耐温抗盐性好。大庆及胜利油田聚合物驱油时所用的聚合物为部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)。HPAM 在中原油田高温、高矿化度油藏条件下易产生沉淀, 致使水溶液粘度大幅度降低, 因此不适应中原油田高温、高矿化度油藏条件下的驱油需要。

在参考国内外耐温抗盐聚合物合成的基础上^[1~4], 我院与钻井院合作, 进行了耐温抗盐 AMPS 共聚物^[4]室内合成实验研究。经过近 3 年的科技攻关, 室内研制工作有了较大的突破。在此基础上进行了室内放大及中试生产, 并选择卫 18-4 井组作为先导试验区, 进行了聚合物驱矿场先导试验。

1 基本性能

AMPS 三元共聚物合成反应条件为: 单体总浓度 10%~15%、引发剂浓度 0.01%~0.02%, pH 值为 9, 在 35~40℃ 反应 8 h 以上, 由此可以得到转化率 97%、特性粘数 10~17 dl/g 的 AMPS 三元共聚物。

1.1 增粘性

从图 1 中可以看出, AMPS 共聚物在矿化度为 16×10^4 mg/L 盐水(Ca^{2+} , Mg^{2+} : 3 000 mg/L)中具有较好的增粘性能。在温度 90℃ 条件下, 浓度为 3 000 mg/L 的聚合物溶液粘度达到 16.0 mPa·s, 说明 AMPS 共聚物增粘性较好。当温度从 30℃ 升到 90℃ 时, 产品粘度由 40.5 mPa·s 降到 15.5 mPa·s, 粘度保留率为 38.3%, 说明粘度保留率较高。

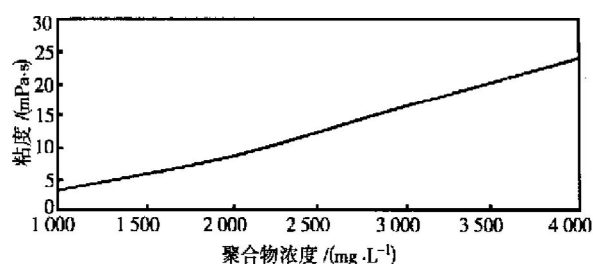


图 1 产品粘度-浓度关系

Fig. 1 Viscosity - concentration dependency of ternary copolymer product

1.2 耐温性

从图 2 中可以看出, 在温度 90℃、矿化度为 16×10^4 mg/L 盐水(Ca^{2+} , Mg^{2+} : 3 000 mg/L)条件下, 浓度为 3 000 mg/L 的 AMPS 共聚物溶液当温度从 30℃ 升到 90℃ 时, 产品粘度由 40.5 mPa·s 降到 16.0 mPa·s, 粘度保留率为 39.5%, 说明 AMPS 共聚物高温条件下的粘度保留率较高, 耐温性较好。

* 中国石化科研项目(P01048)部分成果
收稿日期: 2002-08-02

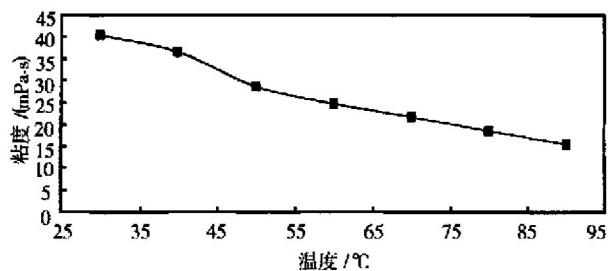


图2 产品粘度-温度关系

Fig. 2 Viscosity - temperature dependency of ternary copolymer product

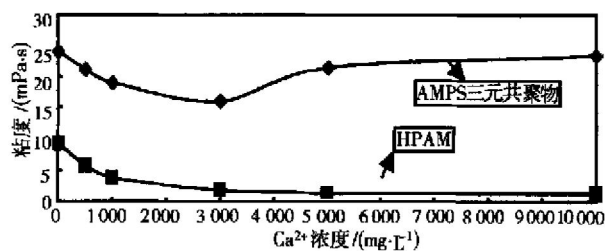


图4 AMPS三元共聚物 HPAM 盐敏性对比图

Fig. 4 Correlation of salt sensitivities of AMPS ternary copolymer and HPAM

1.3 热稳定性

从图3可以看出,在温度90℃条件下,浓度为3 000 mg/L的AMPS三元共聚物在矿化度为 16×10^4 mg/L盐水(Ca^{2+} , Mg^{2+} : 3 000 mg/L)中,经过90 d的老化试验,其粘度从16.0 mPa·s下降到10.1 mPa·s,粘度保持率为63.1%,而相同条件下HPAM(国产,分子量为 $1 700 \times 10^4$)25天时粘度保持率为17%。说明AMPS三元共聚物耐温抗盐性能及热稳定性好于HPAM。

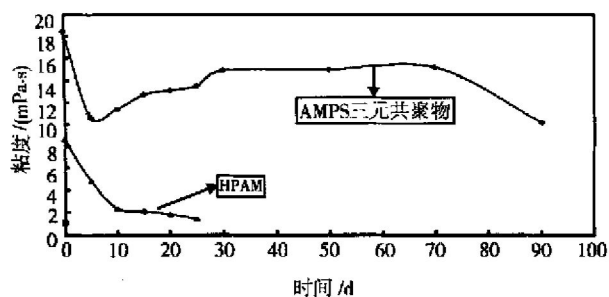


图3 AMPS三元共聚物与HPAM热稳定性对比图

Fig. 3 Correlation of thermal stabilities of AMPS ternary copolymer and HPAM

1.4 耐盐性及敏感性

从图4中可以看出,在矿化度 16×10^4 mg/L盐水中,随着钙离子浓度的增加,AMPS三元共聚物的粘度下降不明显,而HPAM(国产,分子量为 $1 700 \times 10^4$)对 Ca^{2+} 等二价离子十分敏感,粘度下降了89%,下降幅度较大。说明AMPS三元共聚物的耐盐性及耐二价阳离子性能好于HPAM。

总之,基本性能评价实验表明,AMPS共聚物具有较好的耐温抗盐性能,在高温、高矿化度盐水中具有较好的长期热稳定性。

2 矿场先导试验

卫18块位于卫城油田北部,为一断块油藏。区内有一东西向次级断层将卫18块分隔成南北两片,互不连通,北部有少量边水,构造高点在卫18-11井附近(图5)。

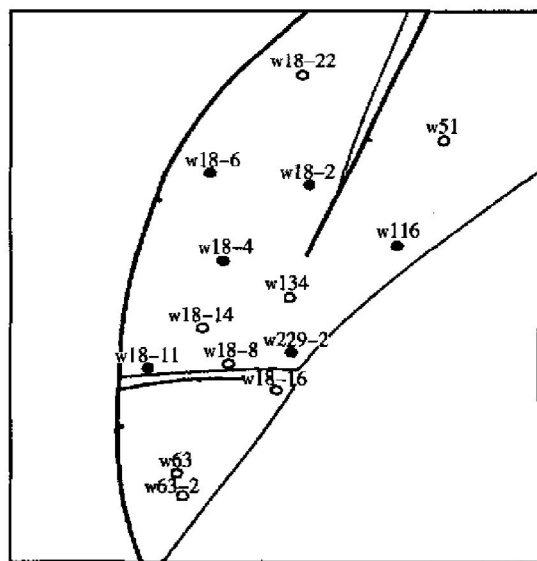


图5 卫18块构造井位图

Fig. 5 Well sites in Wei 18 block structures

卫18区块主力含油层系为沙河街组一段下部,从上至下划分为5个沉积时间单元即5个小层,其中1,2小层几乎全区发育,分布稳定,砂体发育最差的是3小层。该区1,2小层平面非均质较强,渗透率变异系数大于0.7,为强非均质,渗透率级差在11.3~299之间,非均质系数在2.2~2.4之间,1,2小层层间较均质。

2.1 基本参数

试验区含油面积0.54 km²,储量为60.8 × 10⁴ t。油层温度68℃,油藏原始地层压力17.77 MPa,

饱和压力 7.93 MPa, 压力系数 1.07, 目前压力 15.67 MPa。地面脱气原油密度 0.923 g/cm³, 地层原油粘度 41.0 mPa·s, 原始气油比 25 m³/t, 地层水水型 CaCl₂ 型, 地层水矿化度 68 600 mg/L, 目前地层水矿化度 7.05 × 10⁴ mg/L, Cl⁻ 含量 4.75 × 10⁴ mg/L, Ca²⁺, Mg²⁺ 含量 1 101.17 mg/L。

试验井组为 1 注 5 采, 注水井为卫 18- 4, 油井为卫 18- 2, 卫 116, 卫 229- 2, 卫 18- 11。

2.2 剩余油分布

在动态分析油层动用状况的基础上, 利用油藏数值模拟定量研究了剩余油分布, 结果表明:

- (1) 平面上剩余油主要分布在卫 18- 6、卫 18- 14 及卫 18- 11 井一线。
- (2) 纵向上沙河街组一段下部 3, 4, 5 小层储量小, 潜力不大。1, 2 小层原油物性好且比较均质, 水井均吸水, 储层动用好, 水淹严重, 剩余油分布

零星, 为本次试验的目的层。
(3) 剩余油目前主要分布在主流线两侧低渗透区域和断层附近及油水井间的未波及区。

(4) 卫 18 块井网完善, 构造简单, 油井多向受效, 驱油效率已较高, 再提高潜力不大; 沙河街组一段下部 1, 2 小层层内非均质严重, 波及体积系数较小, 仍可进一步挖潜层内剩余油。

2.3 设计和实施

根据室内驱油实验结果, 并参考其他油田聚合物驱油经验, 在考虑经济效益和风险因素后, 按 0.034 PV 孔隙体积设计驱油剂用量(表 1)。设计不可及孔隙体积系数 $K = 0.1$, 则聚合物驱油剂的用量为 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

在先导试验实施初期, 根据示踪剂和产出液的监测结果, 对实施方案作了两次调整, 试验实际施工情况见表 2。

表 1 卫 18- 4 井组注入参数设计
Table 1 Design of injection parameters in Wei 18-4 well group

注入参数	注入方式	注入量/m ³	注入天数/d	注入速度/(m ³ ·d ⁻¹)	注入压力/MPa	备 注
驱油剂	第一段	5 600	70	60~ 80	10~ 18	浓度 3 000 mg/L
	第二段	9 800	125	60~ 80	10~ 18	浓度 2 700 mg/L
	第三段	8 400	120	60~ 80	10~ 18	浓度 2 500 mg/L
	第四段	4 200	60	60~ 80	10~ 18	浓度 2 000 mg/L
改善剂	正注	300	3	100	≤15	交替注入

表 2 施工方案表
Table 2 Operation scheme

时 间	注入剂种类	注入量/m ³	注入压力/MPa	浓度/(mg·L ⁻¹)	备 注
2000- 05- 31~ 2000- 08- 07	AMPS 三元共聚物	3 280	11	3 000	
2000- 08- 09~ 2000- 08- 25	交联聚合物	1 095	11.3	2 000+ 1 000	
2000- 08- 26~ 2000- 09- 13	AMPS 三元共聚物	500	无记录	3 000	
2000- 09- 14~ 2000- 09- 27	复合调剖剂	1 890	17		
2000- 09- 28~ 2000- 10- 25	AMPS 三元共聚物	2 080	14.8	3 000	第一段塞
2000- 09- 26~ 2001- 03- 26	AMPS 三元共聚物	9 800	14.5	2 700	第二段塞
2001- 03- 27~ 2001- 06- 30	AMPS 三元共聚物	5 680	14.2	2 500	第三段塞
2001- 07- 01~ 2001- 10- 05	AMPS 三元共聚物	3 000	14.6	2 000	第四段塞

2.4 效果

2.4.1 单井

卫 18- 4 对应井卫 116 井、卫 18- 11 井及卫 134 井在施工 5 个月后产出液含水率逐渐下降, 油量上升。其中卫 116 井平均含水下降 3.5%, 日增

油 2 t。卫 18- 2 和卫 18- 6 井日产油及产出液含水率变化不大, 主要原因可能是边水活跃, 井区剩余油饱和度低, 水驱潜力小。

2.4.2 井组

井组生产动态总体上呈现以下特征:

(1) 产液量在施工前期下降, 在后期趋于稳定。

(2) 注聚开始后井组含水小幅下降, 注聚结束后井组平均含水在 92%~95% 之间波动, 大约低于注聚前含水基值 1.8~2.5 个百分点。

(3) 在注聚 4 个月后, 产油量下滑的趋势得到遏止, 呈缓慢上升趋势, 注聚结束后预计累计增油约 0.4×10^4 t。

3 初步的认识

(1) 卫 18-4 井组自 2000 年 5 月 31 日实施聚合物驱以来, 到 2000 年 10 月下旬井组已经见到增油降水的效果, 目前含水约低于注聚前的含水基值 2.5 个百分点, 而且有继续下降的趋势。4 口井的日合计产油量在 10~13 t, 高于注聚前 2~4 t, 而且有继续上升的趋势。

(2) 聚合物驱开始后, 井组注入压力缓慢上升。试验初期注入压力为 11 MPa, 最高注入压力为 15.4 MPa, 聚合物驱结束转注水后压力保持在

13.5 MPa 左右, 表明 AMPS 三元共聚物在中原油田中、低渗透油藏注入性较好。

(3) 通过井组聚合物驱前后油藏阻力系数对比, 试验区油藏的渗流阻力有一定程度的增加, 表明尽管注入液粘度与油藏原油粘度相比还不够高, 但注入的聚合物溶液仍在一定程度上起到了改善油藏波及体积的作用。

(4) 注聚后井组保持较高的注入压力及阻力系数, 表明 AMPS 三元共聚物在中原油田油藏条件下具有较好的耐温抗盐性能, 可在油藏中较长时间发挥作用。

参 考 文 献

- 1 罗开富, 叶林, 黄荣华. 疏水缔合水溶性聚合物的溶液性质[J]. 油田化学, 1999, 16(3): 286
- 2 梁兵, 黄荣华. AM/DMAM/AMPS 的合成及结构分析[J]. 油田化学, 1997, 14(3): 248~251
- 3 张黎明. 油田用水溶性两性聚合物[J]. 油田化学, 1997, 14(2): 166~174
- 4 王中华. 耐温抗盐共聚物 AMPS/AM/AMC₁₄S 的合成[J]. 化工时刊, 1999, 16(4): 362~364

APPLICATION OF TEMPERATURE-RESISTANT AND SALT-RESISTANT TERNARY COPOLYMER(AMPS) IN HIGH-TEMPERATURE AND HIGH SALINITY RESERVOIRS

Wu Yingchuan^{1,2}

(1. Southwest Petroleum University, Nanchong, Sichuan; 2. Research Institute of Recovery Ratio, Petroleum Exploration and Development Research Institute of Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan)

Abstract: Ternary copolymer of AMPS/AM/AMC₁₄S has been synthesized by using the method of initiation polymerization. Experimental evaluation of indoor basic properties shows that the ternary copolymer has relatively good temperature-resistance and salt-resistance. Under the condition of 90 °C and brine water with salinity of 16×10^4 mg/L, the viscosity of AMPS copolymer with concentration of 3 000 mg/L has a retention rate of 39.5% when the temperature of AMPS's solution rises from 30 °C to 90 °C; and this solution, after a 90-day ageing test, the viscosity of AMPS copolymer has a retention rate of 61.3% under the same condition. However, the viscosity of ternary copolymer solution has not been obviously reduced with the increase of calcium ion concentration, while the viscosity of HPAM solution has been reduced by 89%. The ternary copolymer produced during trial production has been tested in the Wei 18-4 well group, when driving liquid of polymer has been transferred to water driving, developing pressure also changes from 15.4 MPa to 13.5 MPa, all the water cuts in 4 wells are 2.5 percent less than that before polymer being injected, and daily oil production has been increased, i. e. 2~4 t more than that before polymer being injected.

Key words: temperature-resistance and salt-resistance; AMPS ternary copolymer; driving liquid of polymer; polymer injection