文章编号:1000-4092(2020)04-691-06

新型延时增黏聚合物的制备及性能评价*

王 涛[1],王 龙[2],汪庐山[3],李健康[2],吴 娟[2],常 峰[3]

(1. 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;2. 中国石化胜利油田分公司胜利采油厂,山东 东营 257051;
3. 中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257000)

摘要:创新设计了具有缓释型阳离子基团、缓慢释放后超分子增黏的高黏聚丙烯酰胺分子结构,优化了最佳合成参数,评价了该延时增黏聚合物溶液的耐温耐盐性、延时增黏特性、电位及粒径,并考察了该延时增黏聚合物的驱油效果。研究表明:在温度90℃、矿化度32864 mg/L的情况下,质量浓度为1500 mg/L的延时增黏聚合物溶液的黏度可达15.4 mPa·s,展现了很好的耐温抗盐性能;随着老化时间的延长,常规聚合物溶液的黏度不断下降,而延时聚合物溶液的黏度不降反升,老化90 d的黏度为常规聚合物溶液的2～4倍,黏度保留率达107.7%,展现了良好的增黏特性和高黏度稳定性;延时增黏聚合物溶液的Zeta电位随放置时间的延长逐渐由负向正偏移,粒径增大,验证了延时增黏聚合物的延时增黏机理。室内物理模拟实验结果表明,在水驱(采收率41.2%)基础上注入0.3 PV的2000 mg/L的延时增黏聚合物溶液可提高采收率达27.7%,矿场实践亦取得良好增油降水效果。该成果为降低聚合物用量,进一步提高高温高盐水驱油藏采收率提供了新的技术支撑。图9表2参11

关键词:水溶性聚合物;合成,延时增黏;耐温抗盐;矿场试验

中图分类号:TE357.46:TE39 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.021

0 前言

以部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)为主剂的化学驱技术已成为我国三次采油提高采收率的主导技术。HPAM溶液在地层高温、高矿化度条件下,因水解、降解、沉淀等损耗,黏度会大幅下降,现场通过增大浓度和用量来提高黏度,严重影响了聚合物的使用效率[1]。近年来,为了降低聚合物用量,国内外研究重点集中在耐温抗盐新型聚合物的研发上。文献调研表明,提升聚合物耐温抗盐性能的主要途径是提高聚合物的相对分子质量和在分子链上引入特殊结构官能团的功能单体:一是引入水合能力强的磺酸等基团,增强聚合物溶解性的同时避免高钙镁离子造成聚合物沉淀分离;二是引入环状结构增加聚合物链的位阻、刚性及水力学体积,避免分子链蜷曲缠结;三是引入长链烷基等疏水基团,增加分子链位阻的同时产生分子间缔合效应,大幅增加黏度;四是引入两性离子,随着盐浓度增加在一定范围内表现出反聚电解质的喜盐特性[2-10]。目前已研发出疏水缔合、梳型、两性类多种新型聚合物,疏水缔合聚合物已经进入矿场试验,但由于初始黏度高,部分注入井出现注入困难的问题[11]。因此,研发易注入的高黏聚合物对提高聚合物利用效率,降低化学驱成本具有重要的意义。

文献报道的聚合物研发思路均采用大幅提高初始黏度的方法,本研究拟小幅提升初始黏度,进

* **收稿日期:**2020-10-15;**修回日期:**2020-11-06。

基金项目:国家重大专项"特高含水油田高效采油工程技术"(项目编号2016ZX05011-004),中国石化十条龙项目和重点项目"胜利整装油田特高含水期深度堵调技术"(项目编号217007)。

作者简介:王涛(1976–),女,研究员,中国科学院理化技术研究所有机化学专业理学博士(2004),主要从事油田化学领域提高采收率科研工作,E-mail:wangtao202.slyt@sinopec.com。汪庐山(1962–),男,教授级高工,博士,中国石化集团公司油田开发高级专家,本文通讯联系人,主要从事油气开发提高采收率领域科研及管理工作,通讯地址:257000 山东省东营市东营区济南路258号胜利油田分公司,E-mail:wanglushan.slyt@sinopec.com。

入地层深部后延时增黏，弥补稀释、降解因素，从而大幅增加聚合物溶液黏度保留率，提高使用效率。为此，本论文创新设计了具有缓释阳离子基团的延时增黏聚丙烯酰胺分子结构；当聚合物溶液在高温条件下，潜在的阳离子基团通过水解等反应裸露出阳离子，与高分子链上的阴离子通过静电超分子相互作用，形成多分子间的缔合体，提高聚合物的水动力学体积，大幅提高聚合物溶液的表观黏度。本文优化了延时增黏聚合物制备参数，通过红外光谱表征所合成聚合物的结构，评价了该聚合物溶液的性能，并考察了该聚合物延时增黏特性和驱油提高采收率效果。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

丙烯酰胺（AM），丙烯酸（AA），长安宝莫化工集团有限责任公司；2-丙烯酰胺基–2-甲基丙磺酸（AMPS），山东博润实业有限公司，优级品；过硫酸钾，亚硫酸氢钠，氢氧化钠，碳酸钠，分析纯，北京化工厂；偶氮二异丁脒盐酸盐（AIBA），上海永正化工有限公司；相对分子质量5000的叔胺封端的酰胺聚合物，实验室自制；BM聚合物，相对分子质量2500万、固含量90.2%，山东宝莫生物化工股份有限公司；二次蒸馏水，胜利Ⅲ型盐水：矿化度32868 mg/L，含Cl^- 20091 mg/L、Ca^{2+} 174 mg/L、Mg^{2+} 700 mg/L，Na^+ 11903 mg/L；胜利采油厂坨28区块采出水，过滤后使用，矿化度18095 mg/L，含Cl^- 10733mg/L、Ca^{2+} 317 mg/L、Mg^{2+} 114 mg/L、HCO_3^- 336 mg/L、CO_3^{2-} 47 mg/L、K^++Na^+ 6548 mg/L。填砂管岩心，长50 cm、直径2.5 cm，气测渗透率2.1 μm²。驱替实验所用原油为胜采原油，黏度42.3 mPa·s（85℃）。

Virian 3100型FT-IR傅里叶变换红外光谱仪，美国瓦里安技术有限公司；DV-III型旋转黏度计，美国Brookfield公司；90Plus Zeta型电位及粒度分析仪，美国布鲁克海文仪器公司。

1.2 延时增黏聚合物的制备

先向1000 mL的烧杯中按反应液总质量500 g依次加入一定量的AM、AA、AMPS等单体及叔胺封端的低分子量酰胺聚合物，加入适量的蒸馏水溶解；再向另一个200 mL烧杯中称入与AA、AMPS等摩尔的氢氧化钠，加入适量蒸馏水溶解，降温至15℃以下；然后在搅拌下将氢氧化钠溶液缓慢加入上述1000 mL的烧杯中调节pH在需求的范围内；接着将中和后的反应溶液转移到1000 mL的反应容器内，将容器置于冰水浴中冷却，同时通入高纯氮气除氧30 min，加入一定量的引发剂，继续通氮气直至溶液黏稠（约5 min），将反应器密闭保温绝热反应，并记录温度，当温度不再升高（约4～8 h）时继续保温2 h后结束。将产物取出、剪碎后放入烘箱内烘干，再将干燥后的产品放入粉碎机中粉碎，收集20～100目的产物。

1.3 延时增黏聚合物表征及性能评价

1.3.1 红外光谱（FTIR）表征

将合成的聚合物产物先用蒸馏水溶解后加入适量乙醇沉淀，过滤后固体在120℃干燥箱内干燥2 h。将所得样品与KBr粉末混合后放在研钵中研成更细的粉末后放在红外灯下继续照射干燥10 min，压片，用傅里叶变换红外光谱仪对样品进行红外光谱分析。

1.3.2 聚合物溶液耐温耐盐性能测定

采用胜利Ⅲ型盐水配制质量浓度为1500 mg/L的聚合物溶液，采用旋转黏度计在25～90℃下测定聚合物溶液的黏度，选择零号转子，转速6 r/min。

1.3.3 聚合物溶液延时增黏特性测定

用胜利Ⅲ型盐水分别配制质量浓度为1500 mg/L的延时增黏聚合物溶液和矿场BM聚合物溶液，然后置于50 mL的安瓿瓶中充氮除氧后用酒精喷灯进行火焰密封，再分别置于75、80、85、90℃的恒温烘箱中老化90 d。采用旋转黏度计测量不同温度下老化不同时间后的聚合物溶液的黏度（为保证准确性，测3组平行样，取平均值）。

采用过滤后的胜利采油厂现场水配制质量浓度为2500 mg/L的延时增黏聚合物和矿场BM聚合物溶液，按上述步骤测定聚合物溶液在85℃下老化90 d的延时增黏特性。

1.3.4 聚合物溶液的粒度及电位测试

用胜利Ⅲ型盐水配制质量浓度为1500 mg/L的延时增黏聚合物溶液，用90Plus Zeta电位及粒度分析仪测定在85℃放置0、10、20和30 d的聚合物溶液的粒径和电位。

1.3.5 聚合物驱油实验

在油藏温度85℃条件下，首先将填砂管岩心饱

和水、饱和油,室温老化2 d后升温至85℃后恒温12 h,一次水驱至含水98%;再注入0.3 PV的质量浓度2000 mg/L的聚合物溶液,继续水驱至综合含水98%,记录油水产量及驱替压力,计算采收率。整个驱替过程中的注入速率均为2 mL/min。

2　结果与讨论

2.1　延时增黏聚合物合成参数的优化

根据研究思路,延时增黏聚合物的目标分子结构设计如图1所示,由AM、AA、AMPS与潜在阳离子段叔胺封端的低聚物共聚合成,单体浓度、耐温抗盐单体浓度、引发剂浓度、单体配比、反应温度等参数对聚合物的相对分子质量及性能均有影响。

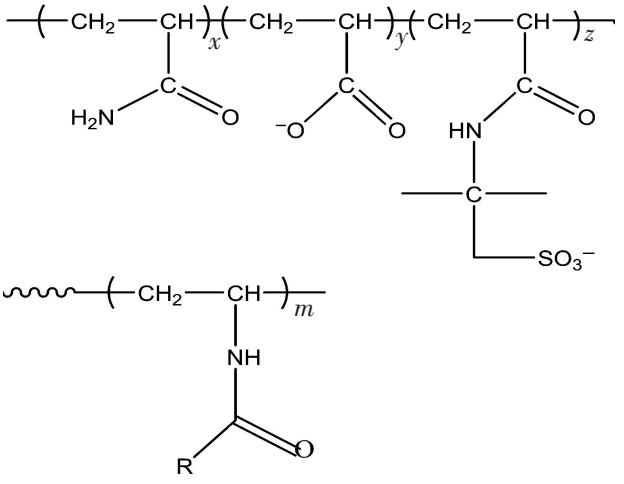

图1　延时增黏聚合物目标分子结构

2.1.1　单体浓度的影响

按照以往合成经验及认识,先固定反应条件:引发剂质量分数0.2%(亚硫酸氢钠与过硫酸铵质量比为1∶4),潜在阳离子叔胺封端的低聚物占总单体质量的2%,pH值为7,丙烯酸、AMPS分别占总单体质量的10%和20%,起始反应温度为8℃,考察单体浓度对合成聚合物特性黏数的影响,结果见图2。由图2可以看出,随着单体质量分数的增加,合成聚合物的特性黏数先增加后降低。特性黏数增加是由于单体浓度增加,反应更加充分,继续增大单体浓度,反应速率过快,增加了发生交联支化反应的可能性,导致合成聚合物的溶解性变差。当单体质量分数达到26%时,所合成聚合物的溶解时间急剧延长,由此,单体总质量分数以21%～24%为宜。

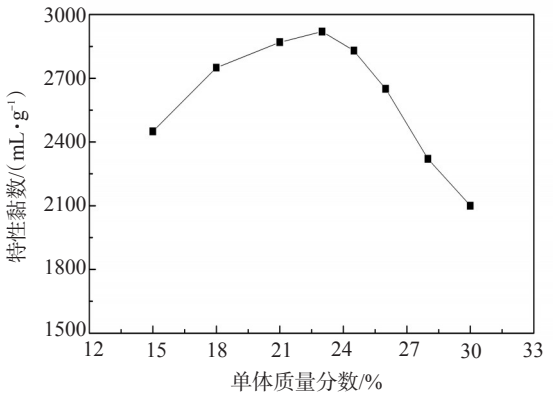

图2　单体质量分数对聚合物特性黏数的影响

2.1.2　耐温抗盐功能单体AMPS浓度的影响

总单体质量分数为23%,其他条件与2.2.1相同,功能单体AMPS浓度对合成聚合物特性黏数的影响见图3。由图3可以看出,随着功能单体浓度的增加,合成聚合物的特性黏数逐渐降低。这主要是由于加入功能单体AMPS后,聚合反应时的空间位阻增大,影响了聚合物分子链的增长,导致了合成聚合物的特性黏数的下降。AMPS质量分数分别为10%、20%和30%时所合成聚合物溶液(质量浓度1500 mg/L)在85℃下老化一定时间后的黏度保留

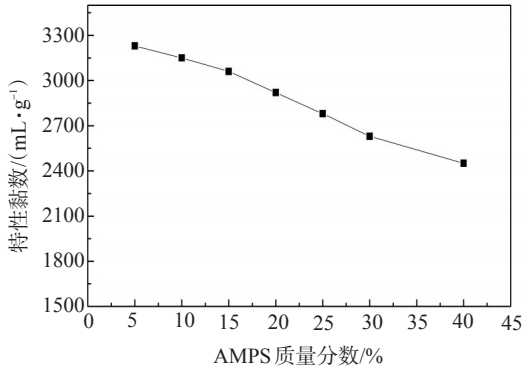

图3　功能单体加量对聚合物特性黏数的影响

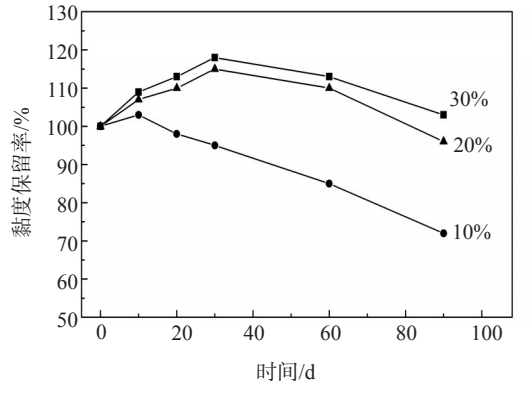

图4　AMPS质量分数对合成聚合物耐温性能的影响

率见图4。由图4可知，AMPS浓度越高，黏度保留率越高，综合考虑，AMPS单体质量分数以总单体质量的30%为宜。

2.1.3 引发剂浓度的影响

单体总质量分数为23%，AMPS占总单体质量的30%，其他条件与2.2.1相同，引发剂用量对合成聚合物特性黏数的影响见表1。随着引发剂用量的增大，合成聚合物的特性黏数先增大后减小，最佳引发剂用量为0.2%。当引发剂用量较低时，参加反应的自由基过少，单体转化率相对较低，致使反应速率较慢，反应不能完全进行。随着引发剂用量的逐步增大，单位时间内产生的自由基数目不断增多，聚合反应速率加速，提高了单体的转化率。但是，自由基数目增多后，活性中心相互碰撞的机率增大，使处于生长中的大分子链相互重合，大大增加了体系发生歧化、转移、终止作用的几率，致使大分子链不容易进一步增大，从而使合成聚合物的相对分子质量降低。

表1 不同引发剂用量下聚合物的特性黏数

引发剂用量/%	特性黏数/(mL·g^{-1})
0.10	2200
0.15	2540
0.20	2710
0.25	2690
0.28	2580

2.2 延时增黏聚合物结构分析

延时增黏聚合物的红外光谱图见图5。其中，在3328 cm^{-1}处为—$CONH_2$上N—H的伸缩振动峰；3187 cm^{-1}处为部分水解产物羧酸或空气吸潮中形成羧酸的—OH伸缩振动峰；1652 cm^{-1}处是—C=O伸缩振动峰；1455 cm^{-1}处为长链亚甲基的特征吸收峰；1404 cm^{-1}和1325 cm^{-1}处为C—N的特征吸收峰；1124 cm^{-1}处为C—O键的特征吸收峰；1183、1039 cm^{-1}处为磺酸基的特征吸收峰。以上红外光谱分析结果表明，产物分子中含有酰胺基、羰基、羧酸基、磺酸基等基团，即产物中含有目标分子所设计的功能基团，从侧面证明产物为目标产物。

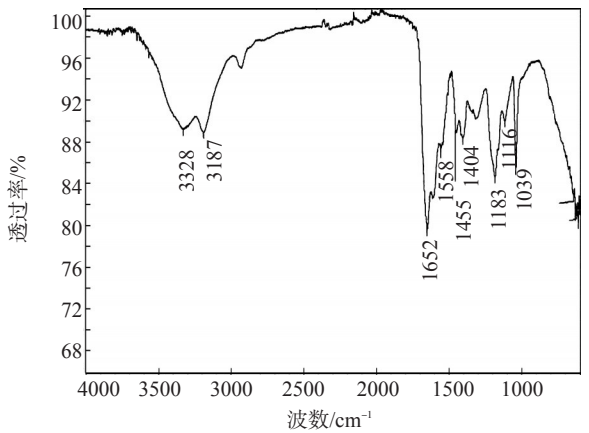

图5 延时增黏聚合物红外光谱图

2.3 延时增黏聚合物的溶液性能

2.3.1 耐温抗盐性能

采用胜利Ⅲ型盐水配制质量浓度为1500 mg/L的延时增黏聚合物溶液和矿场在用BM聚合物溶液，在25℃～90℃下测定聚合物溶液的黏度，结果见图6。由图6可见，在温度90℃、矿化度32600 mg/L的高温高盐情况下，矿场在用BM聚合物溶液的黏度仅为9.6 mPa·s，而延时增黏聚合物溶液的黏度可达15.4 mPa·s，展现了很好的耐温抗盐性能。

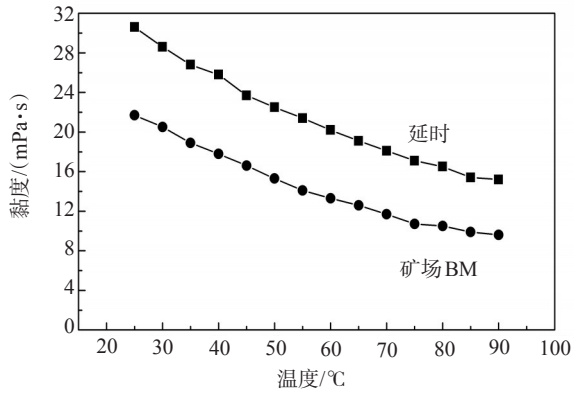

图6 延时增黏聚合物溶液和矿场BM聚合物溶液的黏度随温度的变化

2.3.2 延时增黏特性

延时增黏聚合物溶液和矿场BM聚合物溶液的黏度随老化时间的变化如图7所示。由图7可见，用胜利Ⅲ型盐水配制的质量浓度为1500 mg/L的延时增黏聚合物溶液，随着老化时间的延长表现出了明显的延时增黏特性。在75℃时，随着老化时间的延长，延时增黏聚合物溶液的黏度一直增加，老化90 d后黏度由17.5 mPa·s增至20.7 mPa·s，90 d黏度保留率达到118.3%；在80℃时，随着老化时间的延长，延时增黏聚合物溶液的黏度由16.8 mPa·s增至19.2 mPa·s，90 d黏度保留率达到114.2%；在85℃时，延时增黏聚合物溶液的黏度随老化时间的延长先增大后减小，老化60 d时，延时聚合物的黏度达到最高，之后黏度虽有一定降低但90 d的黏度

保留率仍然达到108.7%，高于初始黏度，表现了很好的热稳定性。

在90℃，矿场在用BM聚合物溶液的初始黏度仅为9.6 mPa·s，随着老化时间的延长，黏度不断下降，老化90 d的黏度仅为5.5 mPa·s，黏度保留率仅为57.3%；而延时增黏聚合物溶液的初始黏度为15.2 mPa·s，为BM溶液黏度的1.58倍，老化90 d的黏度为14.9 mPa·s，与初始黏度基本相当，为老化后BM溶液黏度的2.69倍。随着时间的延长，延时增黏聚合物的黏度优势更加突出。这是由于随着时间的延长，延时增黏聚合物分子链中的潜在阳离子基团—NH—COR水解后转变为—NH_3^+氨基阳离子，在接近中性的水溶液中，氨基以阳离子状态存在，与聚合物其它分子链上的羧基或磺酸基通过静电相互作用形成多分子的缔合体，提高了聚合物的水动力学体积，进而提高了聚合物溶液的表观黏度。

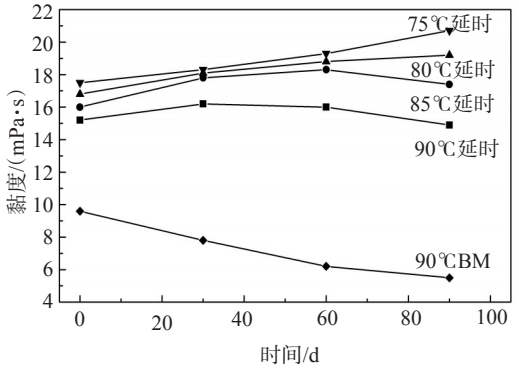

图7　延时增黏聚合物溶液和矿场BM聚合物溶液的黏度随老化时间的变化

在胜利油藏条件（85℃、现场污水矿化度18076 mg/L）下，质量浓度为2500 mg/L的延时增黏聚合物溶液和矿场BM聚合物溶液的黏度随老化时间的变化如图8所示。随着老化时间的延长，质量浓度为2500 mg/L的延时增黏聚合物溶液的黏度由92 mPa·s逐渐增至114.2 mPa·s，之后黏度缓慢下降，90 d后的黏度为99.1 mPa·s，黏度保留率高达107.7%；而常规矿场在用聚合物BM溶液的初始黏度为41.5 mPa·s，随着老化时间的延长，黏度一直下降，90 d的黏度仅为24.2 mPa·s，黏度保留率仅为58.1%。老化90 d时，延时增黏聚合物溶液黏度为矿场在用BM聚合物溶液黏度的4.1倍，与4000 mg/L的BM聚合物溶液老化后的黏度（93.9 mPa·s）相当。由此可见，适当增大使用浓度时，所制备的延时增黏聚合物具有更大的黏度优势，同时，在达到同等黏度的条件下，该延时增黏聚合物使用量（2500 mg/L）仅为常规矿场聚合物使用量（4000 mg/L）的62.5%，大幅降低了聚合物的用量。

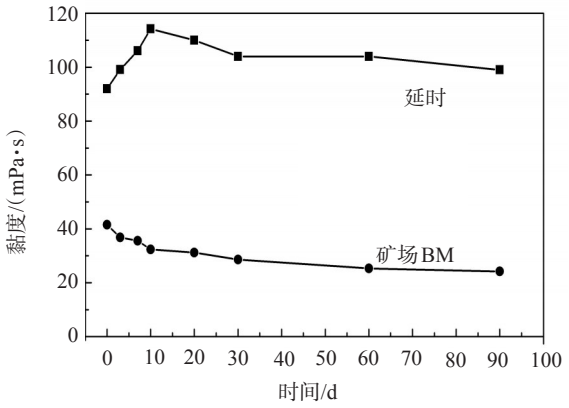

图8　延时和矿场BM聚合物溶液黏度随老化时间的变化

2.3.3　延时增黏聚合物溶液的Zeta电位和粒径

在85℃下老化不同时间后延时增黏聚合物溶液的Zeta电位及粒径见表2。由表2可见，延时增黏聚合物溶液的Zeta电位随放置时间的延长逐渐由负向正偏移，粒径增大，说明分子中有带正电氨基离子出现，即分子中潜在阳离子水解释放，形成阴阳离子一体的两性分子，分子间静电聚集，流体力学半径增大，高分子的水动力学体积增大，宏观表现为黏度增大，从侧面再次验证了延时增黏聚合物的延时增黏机理。

表2　不同老化时间下溶液的Zeta电位及粒径

老化时间/d	粒径/nm	Zeta电位/mV
0	6.9±1	−63.31
10	54.3±7	−31.89
20	198.6±56	−49.49
30	4149.9±521	−68.25

2.3.4　延时增黏聚合物的驱油性能

延时增黏聚合物驱油物模实验结果见图9。可以看出，水驱的原油采收率为41.2%，水驱1.75 PV时注入0.3 PV的2000 mg/L的延时增黏聚合物溶液，注入过程中压力迅速上升，含水迅速下降，形成一个降水漏斗，且降水有效期长，最后总采收率提高至68.9%，注入延时增黏聚合物室内物模提高采

收率高达27.7%,展现了良好的驱油效果。

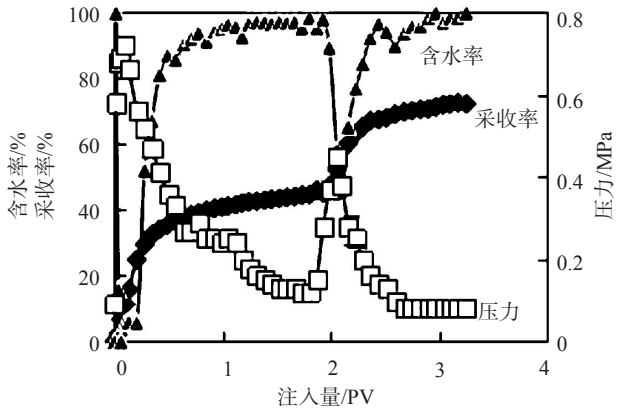

图9 延时增黏聚合物驱油物模实验

2.4 现场应用效果

胜采坨28区块的油藏温度88℃,矿化度15000～24000 mg/L,属于高温高盐区块,渗透率1.15 μm^2,目前采出程度35.8%,综合含水高达97.2%,平面非均质严重,现有化学驱技术无法高效动用。在ST3-6-90、ST3-6-09等6口井采用延时增黏聚合物深部调驱,封堵窜流主流线通道,扩大平面波及效率,调后区块日产油上升11.4 t,累增油5647.3 t,阶段采收率提高1.27%,投入产出比1∶6以上,取得良好的开发效益。

3 结论

调驱用延时增黏功能聚合物的最佳合成参数为:丙烯酰胺等单体总用量21%～24%,其中丙烯酸为总单体质量的10%,2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸为总单体质量的30%;潜在阳离子含量为总单体质量的2%;引发剂(亚硫酸氢钠与过硫酸铵质量比为1∶4)最佳用量为0.2%;最佳反应起始温度8℃;当起始反应温度升高时,相应的引发剂用量要降低。

延时增黏聚合物耐温达到90℃,耐盐达到32864 mg/L,且随着老化时间的延长,其溶液黏度不降反升,老化90 d的黏度为常规聚合物的2～4倍,黏度保留率达107.7%,展现了良好的增黏特性和高黏稳定性,室内物理模拟实验提高采收率达27.7%,矿场应用亦取得良好增油降水效果。

本论文创新设计了一种具有潜在阳离子基团、缓释后阴阳离子分子间静电作用增黏的延时聚合物分子结构,为降低聚合物使用浓度,研制新型高黏、高稳定性聚合物探索了新的路径。该技术室内研究成果和矿场实验的成功应用,可为高温高盐水驱油藏进一步提高采收率提供有力的技术支撑。

参考文献:

[1] 卢军,唐金星. 高温油藏条件下HPAM聚合物的水解规律研究[J]. 石油天然气学报,2007,6(3):271-274.

[2] 朱麟勇, 常志英, 李明宇, 等. 部分水解法制备高分子量水溶性(丙烯酰胺/丙烯酸/2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸)三元共聚物[J]. 高分子学报, 2000(3): 315-318.

[3] 于志省, 夏燕敏, 李应成. 耐温抗盐丙烯酰胺系聚合物驱油剂最新研究进展[J]. 精细化工,2012(5):417-424.

[4] 苑光宇, 侯吉瑞, 罗焕. 耐温抗盐调堵剂研究与应用进展[J]. 油田化学, 2012, 29(2): 251-256.

[5] 李振泉, 张玉玺, 张云龙. 聚合物驱油剂LH-2500的溶液性能及模拟驱油效果研究[J]. 油田化学, 2010, 27(2): 200-204.

[6] 姜桂元, 任鲲, 徐春明, 等. 疏水缔合聚合物的合成及溶液性能研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003(6): 80-82.

[7] 陈锡荣, 黄凤兴. 驱油用耐温抗盐水溶性聚合物的研究进展[J]. 石油化工, 2009(10): 1132-1137.

[8] 姜峰. 耐温抗盐疏水缔合聚合物的合成及驱油性能评价[D]. 成都:西南石油大学, 2015.

[9] 陈明贵, 陈登亚, 梁洁, 等. 水溶性两亲聚合物稠油乳化剂的制备及驱油效率[J]. 油田化学, 2019, 36(2): 306-313.

[10] 伊卓, 赵方园, 刘希, 等. 三次采油耐温抗盐聚合物的合成与评价[J]. 中国科学:化学, 2014(11): 1762-1770.

[11] 宋爱莉, 孙林, 朱洪庆, 等. SZ36-1油田缔合聚合物驱堵塞物形成机理分析[J]. 石油钻采工艺, 2011(33): 83-87.

(下转第720页。to be continued on p.720)

Comparative Study between Ultra-low Interfacial Tension and Emulsification Oriented Compound Systems on Recovering Heavy Oil

LIU Yigang[1], DING Mingchen[2], HAN Yugui[1,2], WANG Yefei[2], YUAN Yujing[1], CHEN Wuhua[2]

(*1. Bohai Oilfield Research, Tianjin Branch of China National Offshore Oil Corporation, Tianjin 300452, P R of China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, P R of China*)

Abstract: In order to clarify the relative importance of ultra-low interfacial tension (IFT) and emulsification mechanisms for recovering heavy oil by compound flooding, the IFT, emulsification, foam and oil displacement performances of two compound systems guided by ultra-low IFT and good emulsification were studied. The results showed that, for the ultra-low IFT system, the oil-water IFT could be reduced to 2.6×10^{-4} mN/m, but it performed poorer in foaming and stabilizing emulsion and foam than the emulsified compound system, while the oil-water IFT of the later was only 0.25 mN/m. Although the properties of those two systems differed greatly, the increased oil recovery by ultra-low IFT system was similar to that of emulsion system during the simple compound flooding, which might be caused by the poor sweep volume during flooding. However, that increased by ultra-low IFT foam was 38.3%, which was much higher than that of 28.9% by emulsion foam flooding. This indicated that the mechanism of oil washing by ultra-low IFT was more critical than that of viscosity reduction by oil-in-water emulsification during foam flooding. Ultra-low IFT foam flooding (water alternative gas injection) could improve heavy oil recovery more than increasing the slug of compound system. The recovery could be increased to 38.3% by 0.3 PV the former strategy, while 30.7% by 0.5 PV the latter. Ultra-low IFT foam flooding was the better way to improve heavy oil recovery at the present, and the displacement of heavy oil by single compound system might be a waste of chemical agents.

Keywords: *heavy oil*; *enhanced oil recovery*; *compound flooding*; *interfacial tension*; *emulsification*; *foam*

(上接第696页。continued from p.696)

Preparation and Property Evaluation of a Delayed Viscosifier

WANG Tao[1], WANG Long[2], WANG Lushan[3], LI Jiankang[2], WU Juan[2], CHANG Feng[3]

(*1. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Shengli Oilfield Branch, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China; 2. Shengli Oil Production Plant, Shengli Oilfield Branch, Sinopec, Dongying 257051, P R of China; 3. Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China*)

Abstract: In this paper, a high-viscosity polyacrylamide molecular structure with slow-released cationic groups and delayed supramolecular thickening action was designed, the synthetic parameters were optimized, and the solution performance of temperature and salt resistance, delayed viscosification, potential and particle size, were evaluated, and the oil displacement effect of the new delayed polymer was also investigated. The results showed that the viscosity of the delayed polymer could reach up to 15.4 mPa·s at the temperature of 90℃ and at the salinity of 32864 mg/L, showing good temperature resistance and salt resistance. With the increase of aging time, the viscosity of BM solution decreased continuously, but the viscosity of the delayed polymer solution increased instead of decreasing. Moreover, the viscosity of the delayed polymer solution after aging for 90 d was 2—4 times that of conventional polymer BM solution, and the viscosity retention rate reached up to 107.7%, showing good viscosification performance and high viscosity stability. With the prolongation of aging time, Zeta potential of the delayed viscosifier solution gradually shifted from negative to positive, and the particle size increased, which verified the delayed viscosification mechanism. The oil recovery on the basis of water flooding (recovery factor 41.2%) could be enhanced by 27.7% by injecting 0.3 PV 2000 mg/L delayed viscosifier solution. The field test also achieved a good effect of increasing oil. This technique provides a new method for reducing polymer dosage, and also provides a strong technical support for enhancing oil recovery in high temperature high brine flooding reservoir of Shengli oilfield.

Keywords: *water-soluble polymer*; *synthesis*; *delayed viscosification*; *temperature resistance and salt resistance*; *field test*