文章编号：1000-4092（2023）04-636-07

耐高温酸液稠化剂的合成与性能评价*

兰　健[1]，戴姗姗[1,2]，戴元梅[3]，陈　楠[4]，鲁红升[1,2]

（1. 西南石油大学化学化工学院，四川 成都 610500；2. 油田化学教育部工程研究中心，四川 成都 610500；3. 中国石油西南油气田分公司川东北作业分公司，四川 成都 610000；4. 中国石油西南油气田分公司天然气研究院，四川 成都 610200）

摘要：为了构造可长期适用于深穿透酸压工艺的稠化酸体系，以丙烯酰胺（AM）、丙烯酸（AA）、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸（AMPS）为原料，以及是否引入疏水单体AT100，分别制备了阴离子稠化剂PAP-1和疏水缔合稠化剂PAP-2，考察了各反应条件对稠化剂性能的影响，并使用黏度计和高温流变仪对最佳反应条件下制备的稠化剂进行了性能研究。确定了稠化剂PAP-1的最佳合成条件为：AM、AA和AMPS物质的量之比为90∶9∶1，引发剂占单体总质量的0.03%，单体质量分数为25%，反应温度为55 ℃；稠化剂PAP-2最佳合成条件除疏水单体占其余单体物质的量0.2%，其余与稠化剂PAP-1的一致。研究结果表明：常温下，0.8%稠化剂PAP-1和PAP-2在20%盐酸中的酸溶时间分别为20、50 min，酸液黏度分别39和54 mPa·s，且与其余添加剂配伍性好。质量分数为0.8%的稠化剂PAP-1和PAP-2与添加剂复配后，在160 ℃、170 s^{-1}下酸液黏度分别为10、31 mPa·s，黏度保留率分别为25.6%和57.4%。相比于稠化剂PAP-1，稠化剂PAP-2具有更优异的增黏耐温性能。因此，稠化剂PAP-2完全满足酸化压裂现场要求，在深井及超深井中有着良好的应用前景。

关键词：稠化剂；耐温；酸液；疏水缔合聚合物；增黏
文献标识码：A　　DOI：10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.04.011
中图分类号：TE357　　开放科学（资源服务）标识码（OSID）：

酸化压裂改造技术一直是碳酸盐岩储层增产的主要措施，其原理是利用酸液对岩石壁面的刻蚀作用对裂缝表面进行溶蚀，进而提高裂缝的导流能力和地层的渗透性，从而提高油气藏产量[1]。然而，常规酸液与碳酸盐岩石表面反应速度过快，无法充分刻蚀出较长的裂缝，难以达到深度酸化的目的[2-3]。为了降低氢离子扩散到岩石表面的速度，研究者开发出了胶凝酸、乳化酸、交联酸、泡沫酸、自生酸等多种酸液体系，以达到延缓酸液与岩石表面反应速度的目的[4]。以上酸液体系中，胶凝酸由于成本低廉、操作简单，在实际中应用最广[5]。

随着国内外油田开发技术的深入，深井、超深井日益增多，对胶凝酸体系提出了更高要求。稠化剂作为胶凝酸体系的最重要组分，是能否提高酸液黏度的关键试剂，保持稠化剂在高温下有效黏度成为当前国内课题研究重点[6-9]。孙玉海等以3种不同的阳离子单体与丙烯酰胺共聚得到了3种不同的稠化剂，其酸液常温黏度最高可达63 mPa·s，90 ℃下黏度保留率为50%[10]。穆代峰等制备了一种疏水缔合聚合物型酸液稠化剂，由该稠化剂得到体系为胶凝酸和交联酸一体化体系，酸液体系不交联时最高可适用于140 ℃地层，酸液体系交联后可适用

* **收稿日期**：2022-11-12；**修回日期**：2023-03-19。
基金项目：中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目“低成本压裂返排液重复利用与无害化处理技术研究”（项目编号2020CX020000）。

作者简介：兰健（1998—），男，西南石油大学化学工程与技术专业在读硕士研究生（2020—），研究方向为压裂酸化油田化学工作液的研究，E-mail：1518048991@qq.com。戴姗姗（1982—），女，教授，本文通讯联系人，四川大学材料学专业博士（2009），从事油气田用高分子材料合成、改性及功能化研究，通讯地址：610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学，E-mail：ssdai.swpu@qq.com。

160 ℃以上的地层，具有良好的抗温性能和缓蚀性能[11]。目前，国内产品应用在高温及超高温特别是160 ℃以上的地层的稠化剂，仍以交联稠化剂为主，但稠化剂在160 ℃以上的高温下仍具有增黏效果差、耐温耐酸性能不足的问题，迫切需对稠化剂进行深入研究。

为了进一步提升稠化剂的增黏耐温性能，本文以丙烯酰胺（AM）、丙烯酸（AA）、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸（AMPS）和疏水单体AT100为原料，制备了含疏水单体的稠化剂PAP-2和不含疏水单体的稠化剂PAP-1，优化了两种稠化剂的制备条件，研究了两种稠化剂在酸液中的酸溶时间、增黏效果和耐温耐剪切性能。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

丙烯酰胺（AM）、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸（AMPS）、丙烯酸（AA）、无水乙醇，分析纯，成都科龙化学试剂厂；疏水单体AT100，自制；引发剂偶氮二异丁脒盐酸盐（V50）、氢氧化钠，分析纯，上海麦克林生化科技有限公司；盐酸，质量分数为20%，工业级；曼尼希碱类缓蚀剂SH-3、缓蚀增效剂SZ-5（主要成分为锑类化合物）、铁离子稳定剂ST-6（主要成分为柠檬酸）、助排剂SZ-3（主要成分为聚山梨酯类），实验室自制。

WQF-520型傅里叶红外光谱仪，北京瑞利分析仪器有限公司；ZNN-D6B电动六速黏度计，青岛同春石油仪器有限公司；RS6000流变仪，德国哈克公司。

1.2　实验方法

1.2.1　酸液稠化剂的制备

向容器中加入一定量的去离子水，按照比例依次加入AM、AA和AMPS，搅拌均匀得到AP-1溶液。在AP-1溶液中加入疏水单体AT100得到AP-2溶液，其中疏水单体AT100由丙烯酰氯（AC）和曲拉通x-100（Tx-100）制得[12]。使用NaOH溶液调节pH值，然后持续通氮气20 min，并将溶液升温至指定温度；再快速加入引发剂V50，并搅拌均匀，迅速密封容器；在指定温度下保温反应一段时间后得到胶状产物，待冷却到室温后，经过提纯、剪碎、烘干、粉碎得到稠化剂PAP-1和PAP-2。稠化剂PAP-1和PAP-2的反应方程式如图1所示。

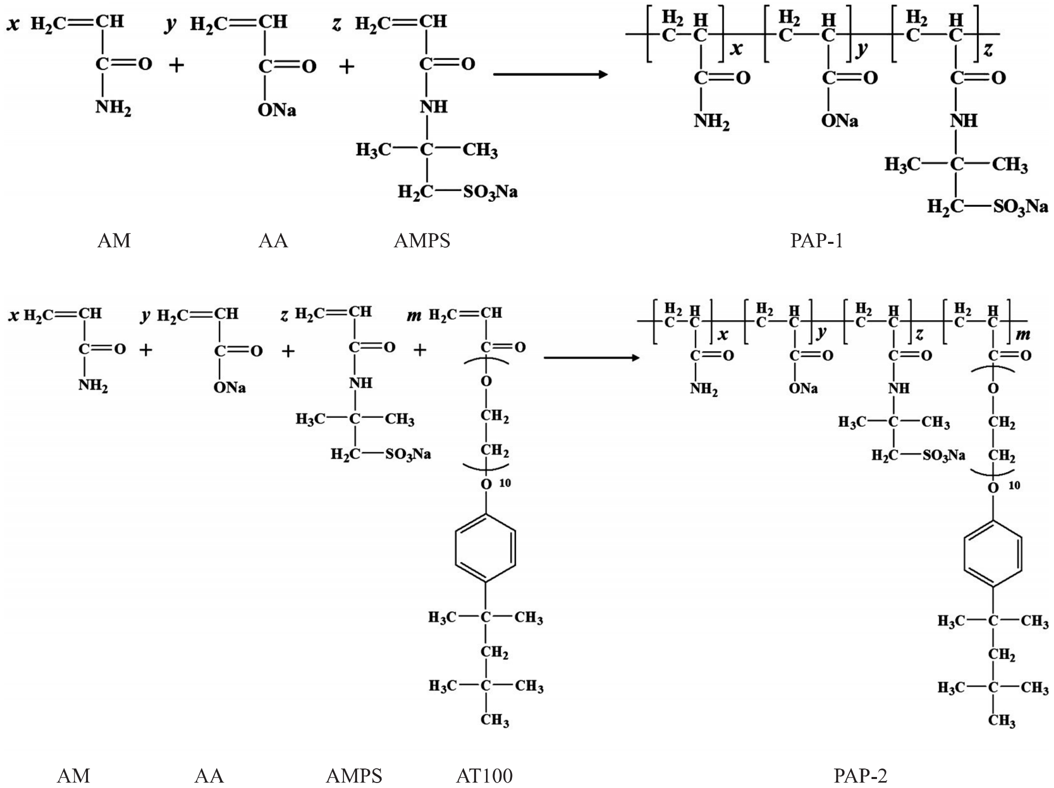

图1　稠化剂PAP-1和PAP-2的聚合反应方程式

1.2.2 酸液稠化剂结构表征

采用KBr压片法制样，使用傅里叶变换红外光谱仪对试样进行红外光谱扫描。

1.2.3 酸液稠化剂性能评价

参照石油天然气行业标准SY/T 6214—2016《稠化酸用稠化剂》，对合成的稠化剂进行性能评价。

（1）酸溶时间的测定

在质量分数为20%的盐酸中加入质量分数为0.8%的稠化剂，在室温（30 ℃）下搅拌溶解。以10 min为间隔，使用六速旋转黏度计在剪切速率为170 s^{-1}下测定稠化剂酸液的黏度。当连续两个时间点测试的黏度相同时，停止记录，并将黏度稳定的第一个时间点作为酸溶时间。

（2）增黏性能的测定

在一定质量分数的盐酸中加入一定量的稠化剂，配制成稠化剂酸液，在室温、剪切速率为170 s^{-1}的条件下测定酸液的黏度。

（3）配伍性能评价

在基液（20%盐酸+0.5%缓蚀增效剂+3.5%缓蚀剂+1.0%铁离子稳定剂+1.0%助排剂）中加入0.8%的稠化剂，搅拌均匀，静置0、1、2、5、10 d，在室温、剪切速率为170 s^{-1}的条件下测定静置不同时间后的酸液黏度，考察稠化剂与其余助剂的配伍性能。

（4）耐温耐剪切性能测定

向基液中加入0.8%稠化剂搅拌均匀制得稠化剂酸液，在160 ℃、170 s^{-1}下用RS6000流变仪测定稠化剂酸液的黏度，考察稠化剂的耐温耐剪切性能。

2 结果与讨论

2.1 酸液稠化剂制备条件优化

通过优化稠化剂PAP-1的单体AM、AA和AMPS物质的量比、引发剂加量、单体浓度和反应温度得到稠化剂PAP-1的最佳合成条件，在此基础上通过优化稠化剂PAP-2的疏水单体加量得到稠化剂PAP-2的最佳合成条件。

2.1.1 单体AM、AA、AMPS物质的量比的优化

单体的物质的量比直接决定稠化剂的分子结构，进而影响稠化剂的性能[13]。固定引发剂加量为单体质量为0.03%，单体总质量分数为20%，反应温度为55 ℃，考察单体AM、AA、AMPS物质的量比对质量分数为0.8%的合成稠化剂PAP-1在酸液中溶解时间和黏度的影响，结果如表1所示。

表1 单体物质的量之比对稠化剂PAP-1在酸液中溶解时间和黏度的影响

AM、AA、AMPS物质的量比	酸溶时间/min	酸液黏度/（mPa·s）
98∶1∶1	120	12
94∶1∶5	50	24
94∶5∶1	40	30
90∶9∶1	20	39
90∶1∶9	20	33
90∶5∶5	20	27
86∶5∶9	20	36
86∶9∶5	20	21
82∶9∶9	20	36

由表1可知，阴离子单体AA和AMPS加量较少时，合成稠化剂的酸溶时间较长；当AA和AMPS加量较大时，不利于稠化剂黏度的提升。基于酸溶时间和酸液黏度考虑，确定单体AM、AA和AMPS物质的量之比为90∶9∶1。

2.1.2 引发剂体加量的优化

引发剂V50能发生平滑、稳定、可控制的分解反应，引发单体聚合反应生成高相对分子质量的聚合物[14]。固定单体AM、AA AMPS物质的量比为90∶9∶1，单体总质量分数为20%，反应温度为55 ℃，考察引发剂加量对合成稠化剂PAP-1酸液黏度的影响，结果如图2所示。由图2可知，随着引发剂V50加量的增大，稠化剂PAP-1酸液的黏度先增加后降

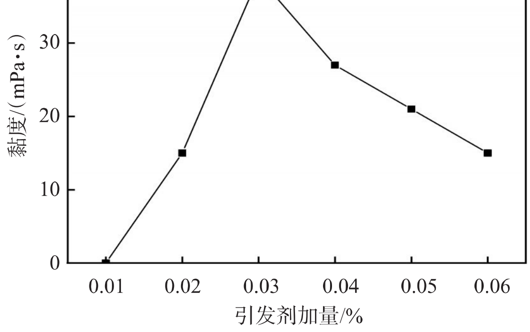

图2 引发剂加量对稠化剂PAP-1酸液黏度的影响

低。当引发剂加量较少时,体系中自由基的数量较少,引发速率很慢甚至不能引发。当引发剂加量过多时,体系中自由基的数量过多,稠化剂反应速率过快,易发生链转移,使稠化剂相对分子质量下降。因此,引发剂V50的最佳加量为总单体质量的0.03%。

2.1.3 单体浓度优化

固定单体AM、AA、AMPS物质的量比为90∶9∶1,引发剂加量为0.03%,反应温度为55 ℃,考察单体浓度(即单体总质量分数)对稠化剂PAP-1酸液黏度的影响如图3所示。由图3可知,随着单体浓度的增加,稠化剂PAP-1酸液的黏度先增加后保持平稳再下降。当单体浓度较低时,反应速度慢,成胶软,胶块黏;当单体浓度过高时,反应速度快,会产生大量聚合热,使反应体系温度升高而易发生链转移,导致合成稠化剂的相对分子质量降低。因此,合成稠化剂PAP-1的最佳单体总质量分数为25%。

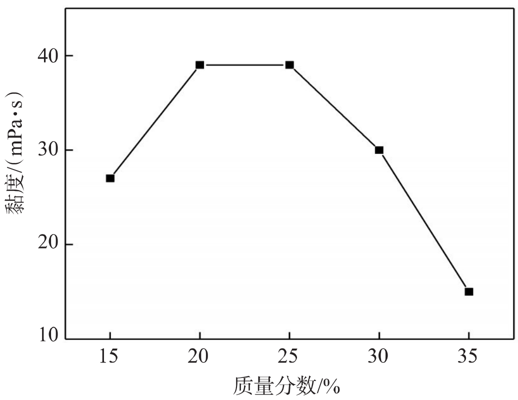

图3 单体浓度对稠化剂PAP-1酸液黏度的影响

2.1.4 反应温度优化

固定单体AM、AA、AMPS物质的量比为90∶9∶1,引发剂加量为0.03%,单体总质量分数为25%,考察反应温度对稠化剂PAP-1酸液黏度的影响,结果如图4所示。由图4可知,随着反应温度的升高,PAP-1酸液的黏度先增加后降低。当反应温度较低时,引发剂不能产生或仅能产生很少量的自由基,导致不能引发聚合反应或引发速率很慢;当温度过高时,短时间内会产生大量的自由基,反应过于剧烈,链终止反应速率增大,合成稠化剂的相对分子质量降低,酸液黏度下降。因此,合成稠化剂PAP-1的最佳反应温度为55 ℃。

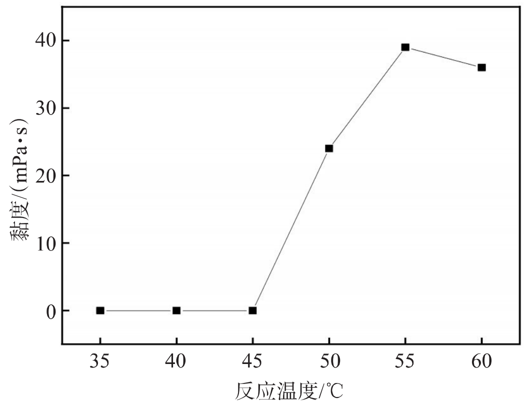

图4 反应温度对稠化剂PAP-1酸液黏度的影响

综上,确定稠化剂PAP-1的最佳合成条件为:单体AM、AA、AMPS物质的量比为90∶9∶1,引发剂加量为0.03%、单体总质量分数为25%、反应温度为55 ℃。

2.1.5 稠化剂PAP-2疏水单体加量的优化

在合成条件优化后稠化剂PAP-1分子结构上引入疏水单体AT100,得到稠化剂PAP-2。固定单体AM、AA、AMPS物质的量比为90∶9∶1,引发剂加量为0.03%、单体总质量分数为25%、反应温度55 ℃,考察疏水单体AT100加量(相对于AM、AA和AMPS物质的量)对稠化剂PAP-2酸液黏度的影响,结果如图5所示。由图5可知,随着疏水单体AT100加量的增大,PAP-2酸液的黏度先增加后降低。当AT100加量较少时,稠化剂PAP-2黏度提升效果不明显;当疏水单体加量过多时,合成的稠化剂PAP-2难以溶解。因此,合成稠化剂PAP-2的疏水单体AT100最佳加量为单体AM、AA和AMPS物质的量的0.2%。

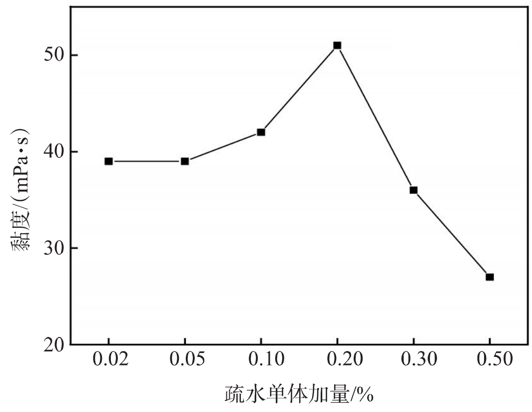

图5 疏水单体加量对稠化剂PAP-2酸液黏度的影响

2.2 酸液稠化剂的结构分析

图6为稠化剂PAP-1和PAP-2的红外光谱图。对稠化剂PAP-1而言，在3602 cm^{-1}处为酰胺基的N—H的伸缩振动吸收峰，2928 cm^{-1}和2858 cm^{-1}处为—CH_2—的对称伸缩振动吸收峰，1677 cm^{-1}处为羰基C=O的伸缩振动吸收峰，1204 cm^{-1}处为C—O的伸缩振动吸收峰，619 cm^{-1}为—SO_3^-的伸缩振动峰，证实单体AM、AA和AMPS发生聚合反应合成了稠化剂PAP-1。对比稠化剂PAP-1的红外谱图，稠化剂PAP-2谱图在821cm^{-1}处多了一个峰，这是AT100对二取代苯上C—H的面外弯曲振动峰，证实了稠化剂PAP-2中成功引入了疏水单体AT100。

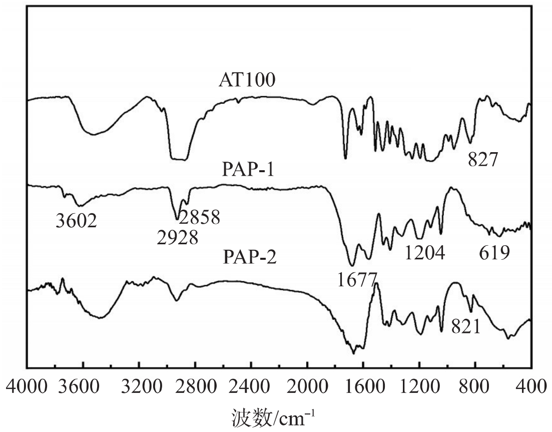

图6 稠化剂PAP-1和PAP-2的红外光谱图

2.3 酸液稠化剂的性能

2.3.1 酸液稠化剂的酸溶时间

室温下，稠化剂PAP-1和PAP-2在20%盐酸的溶解不同时间后的黏度如图7所示，剪切速率为170 s^{-1}。由图7可知，随着时间的延长，酸液黏度逐渐上升并趋于平稳。稠化剂PAP-1酸液的黏度在20 min后趋于稳定，为39 mPa·s，而稠化剂PAP-2酸液黏度在50 min后趋于稳定，为51 mPa·s，说明PAP-1、PAP-2的酸溶时间分别为20和50 min。

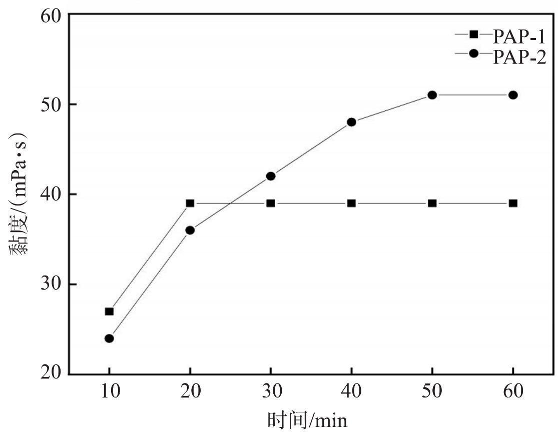

图7 稠化剂PAP-1和PAP-2的酸溶时间

2.3.2 酸液稠化剂的增黏性能

(1)稠化剂加量对酸液黏度的影响

在20%盐酸中加入一定量的稠化剂PAP-1或PAP-2，稠化剂加量对稠化剂酸液黏度的影响如图8所示。由图8可知，随着稠化剂加量逐渐增大，稠化剂酸液黏度逐渐增大。稠化剂PAP-2加量大于0.3%时，酸液黏度大幅提升，这是由于PAP-2在该浓度下，疏水链段由分子内缔合开始转变为分子间缔合，酸液内形成更多更加致密的空间网络结构，宏观表现为酸液黏度增大。稠化剂加量为0.8%时，稠化剂PAP-1和PAP-2酸液的黏度分别为39和51 mPa·s，均能满足现场施工要求[15]，但稠化剂PAP-2的增黏性能更佳。

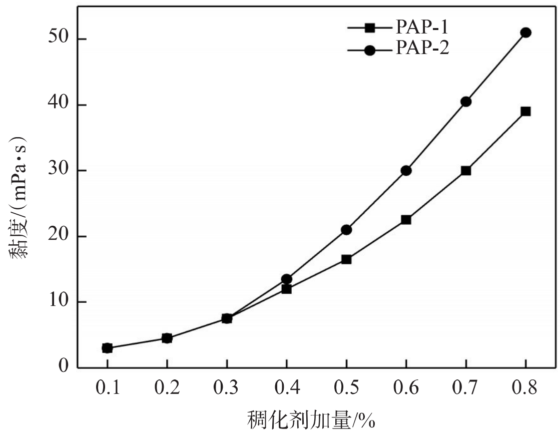

图8 稠化剂PAP-1和PAP-2加量对酸液黏度的影响

(2)盐酸浓度对酸液黏度的影响

分别在不同浓度的盐酸中加入0.8%的稠化剂PAP-1或PAP-2，盐酸浓度对稠化剂酸液黏度的影响如图9所示。由图9可知，随着盐酸浓度逐渐增大，酸液黏度逐渐下降，但在盐酸质量分数为15%～20%之间，稠化剂PAP-1和PAP-2酸液黏度下降趋势逐渐减缓，说明两者都具有良好的酸稳定性。

2.3.3 酸液稠化剂的配伍性能

在20%盐酸中加入0.5%缓蚀增效剂、3.5%缓蚀剂、1.0%铁离子稳定剂、1.0%助排剂形成的基液中加入0.8%的稠化剂，在室温、剪切速率为170 s^{-1}的

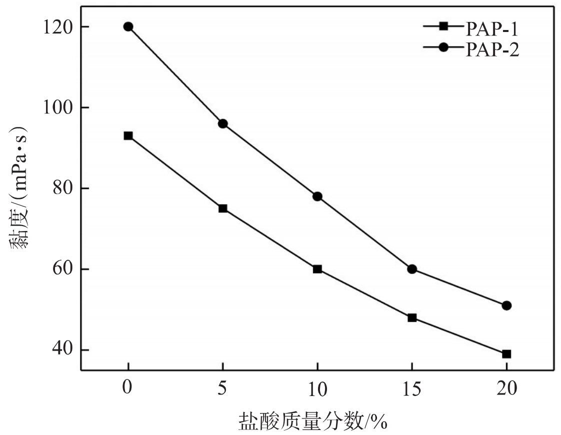

图9　盐酸浓度对酸液黏度的影响

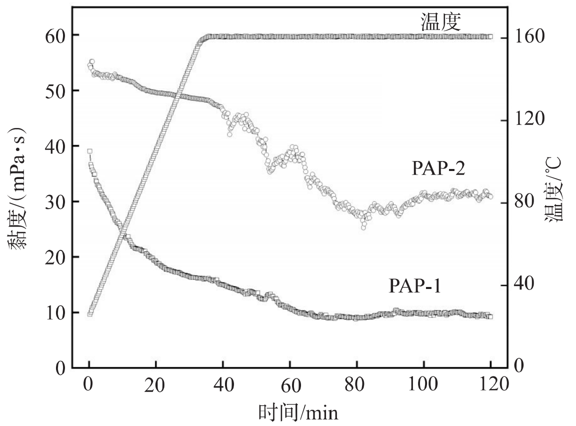

图11　稠化剂PAP-1、PAP-2酸液的黏度随测试时间的变化(160 ℃、170 s^{-1})

条件下静置不同时间后的酸液黏度如图10所示。由图10可知，将稠化剂PAP-1、PAP-2加入基液中并静置10 d后，酸液黏度无明显变化。此外观察发现，酸液没有发生明显的分层现象。由此说明稠化剂PAP-1、PAP-2与其余助剂的配伍性良好。

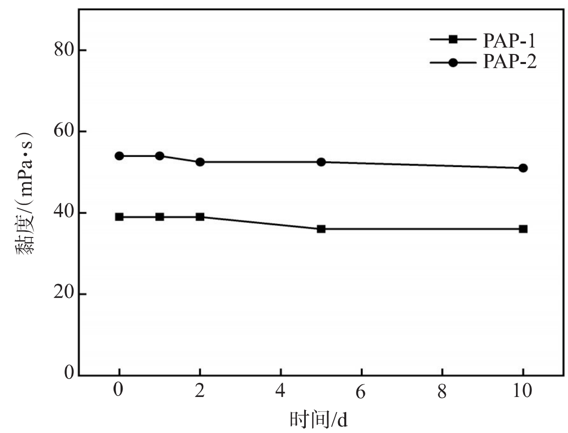

图10　向基液中加入稠化剂PAP-1或PAP-2后黏度随测试时间的变化

2.3.4　酸液稠化剂的耐温耐剪切性能

在160 ℃、170 s^{-1}下，向基液中加入0.8%稠化剂制得的稠化剂酸液的黏度随剪切时间的变化如图11所示。由图11可知，室温下，稠化剂PAP-1和PAP-2酸液的黏度分别为39和54 mPa·s；在温度为160 ℃、剪切速率为170 s^{-1}下，稠化剂PAP-1和PAP-2酸液在剪切120 min后的黏度分别在10和31 mPa·s左右，黏度保留率分别为25.6%和57.4%。稠化剂PAP-2酸液的黏度降低幅度远低于稠化剂PAP-1酸液的，这说明稠化剂PAP-2具有更好的耐温耐剪切性能。这主要是由于引入的疏水侧链赋予了稠化剂热增黏效果。随着温度的上升，稠化剂的疏水链段更容易发生分子间疏水缔合，链段间能形成更致密的网络结构，且疏水链段含有苯环，在一定程度上避免稠化剂分子链过度卷曲，利于稠化剂耐温性能的提升。

3　结论

以AM、AA、AMPS和疏水单体AT100为原料，V50为引发剂，采用水溶液聚合方法成功合成了阴离子型稠化剂PAP-1和疏水缔合稠化剂PAP-2。0.8%的稠化剂PAP-1和稠化剂PAP-2在质量分数为20%的盐酸中的酸溶时间分别为20、50 min，黏度分别为39、51 mPa·s。两种稠化剂在质量分数为0～20%的盐酸中均具有良好的增黏性能和酸稳定性，并且与其余助剂形成的稠化酸配伍性良好，酸液黏度无明显变化。

稠化剂PAP-1和稠化剂PAP-2与其余酸液助剂复配形成的稠化酸体系在160 ℃，170 s^{-1}时，黏度分别在10、31 mPa·s左右，黏度保留率分别为25.6%、57.4%。相比于稠化剂PAP-1，稠化剂PAP-2具有更优异的增黏耐温性能。稠化剂PAP-2完全满足压裂酸化现场需求，在深井及超深井压裂酸化作业中有着良好的应用前景。

参考文献：

[1]　于跃，崔佳，张汝生，等. 油气开采用胶凝酸稠化剂：制备、性能及应用[J]. 油田化学，2021，38(3)：553–559.

[2]　崔福员，桑军元，杨彬，等. 高温酸液胶凝剂的合成及性能评价[J]. 石油化工高等学校学报，2017，30(1)：31–35.

[3]　邱小庆. 大牛地气田碳酸盐岩储层复合酸压工作液体系优化

研究[J]. 新疆石油天然气，2019，15(3)：69-73.
[4] 王萌，车明光，周长林，等. 一种新型耐高温碳酸盐岩酸压胶凝酸及其应用[J]. 钻井液与完井液，2020，37(5)：670-676.
[5] 王程程. 酸化压裂液用疏水缔合稠化剂合成及性能评价研究[D]. 北京：中国石油大学(北京)，2020：10-11.
[6] 张俊江，杜林麟，应海玲，等. 耐温抗盐酸液稠化剂TP-17的合成及现场试验[J]. 石油钻探技术，2017，45(6)：93-98.
[7] 陈馥，肖承川，黄磊光，等. 一种碳酸盐岩抗高温交联酸体系[J]. 石油与天然气化工，2013，42(1)：64-67.
[8] SUI Y，CAO G S，GUO T Y，et al. Synthesis and mechanism study of temperature-and salt-resistant amphoteric polyacrylamide with MAPTAC and DTAB as monomers [J]. Processes，2022，10(8)：1666.
[9] MA X P，YANG M. Synthesis and performance evaluation of temperature-controlled viscous acid [J]. Russ J Appl Chem，2019，92(10)：1447-1457.
[10] 孙玉海，杨景辉，李永鹏，等. 一种阳离子聚合物酸液稠化剂的制备及其性能研究[J]. 钻采工艺，2018，41(2)：102-104.
[11] 穆代峰，贾文峰，姚奕明，等. 胶凝酸与交联酸一体化耐高温缓速酸研究[J]. 钻井液与完井液，2019，36(5)：634-638.
[12] JING X Y，LIU Y Q，LI W，et al. Using water-miscible nonionic hydrophobic monomer associating HPAM as drag reducing agent [J]. J Appl Polym Sci，2019，136(48)：48362.
[13] 戴秀兰. 一种新型的抗高温稠化酸研究[D]. 成都：西南石油大学，2014：29-30.
[14] WANG X J，WANG N X，YUAN S S，et al. Acrylate polymer prepared by dispersion polymerization and its crude oil emulsion demulsification performance [J]. J Appl Polym Sci，2022，139(32)：52777.
[15] 李克向. 保护油气层钻井完井技术[M]. 北京：石油工业出版社，1993.

Synthesis and Performance Evaluation of High-temperature Resistance Acid Thickener

LAN Jian[1]，DAI Shanshan[1,2]，DAI Yuanmei[3]，CHEN Nan[4]，LU Hongsheng[1,2]

(*1. College of Chemistry and Chemical Engineering，Southwest Petroleum University，Chengdu，Sichuan 610500，P R of China；2. Engineering Research Center of Oilfield Chemistry，Ministry of Education，Chengdu，Sichuan 610500，P R of China；3. Northeast Sichuan Operation Branch Company，Southwest Oil & Gas Field Company，PetroChina，Chengdu，Sichuan 610000，P R of China；4. Natural Gas Research Institute，Southwest Oil & Gas Field Company，PetroChina，Chengdu，Sichuan 610200，P R of China*)

Abstract: In order to construct the thickener acid system that can be applied in deep penetration acid fracturing process for a long time，anionic thickener PAP-1 and hydrophobically associating thickener PAP-2 was prepared using acrylamide (AM)，acrylic acid (AA)，2-acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid (AMPS) as main raw materials and AT100 as hydrophobic monomer. The effect of reaction conditions on the properties of thickeners was investigated，and the performances of thickeners obtained under optimal conditions was researched by measurement of the viscometer and rheometer. The optimal reaction conditions of thickener PAP-1 were obtained as follows，the molar ratio of AM，AA and AMPS was 90∶9∶1，the initiator dosage was 0.03% of monomer mass，monomer mass concentration was 25%，the temperature of the reaction system was 55 ℃. Except for the hydrophobic monomer AT100 dosage of 0.2 mol%，the reaction conditions of thickener PAP-2 were the same as that of the thickener PAP-1. The results indicated that the acid dissolving time of thickeners PAP-1 and PAP-2 with mass fraction of 0.8% in hydrochloric acid with mass fraction of 20% at room temperature was 20 min and 50 min，respectively，and the viscosity was 39 mPa·s and 54 mPa·s，respectively. Meanwhile，they had good compatibility with another additive. The viscosity of PAP-1 and PAP-2 acid fluid was 10 mPa·s and 31 mPa·s at the temperature of 160 ℃ and at the shear rate of 170 s^{-1} after mixing the 0.8% thickeners and other additives，and the viscosity retention rates were 25.6% and 57.4%，respectively. Compared with the thickener PAP-1，the thickener PAP-2 had superior properties of thickening and temperature resistance. Thus，the thickener PAP-2 completely met the requirements of the acidification fracturing site and possessed a promising application in deep and ultra-deep wells.

Keywords: *thickener；polymerization；temperature resistance；hydrophobic association；thickening*