文章编号：1000-4092（2021）03-388-07

无黏土相钻开液用抗温增黏降滤失剂的研制与性能评价*

潘丽娟[1,2]，吴 宇[3]，翟科军[1,2]，龙 武[1,2]，由福昌[3]

（1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院，新疆 乌鲁木齐 830011；2. 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室，新疆 乌鲁木齐 830011；3. 长江大学非常规油气湖北省协同创新中心，湖北 武汉 430100）

摘要：针对常规改性淀粉降滤失剂高温易降解导致钻开液抗温性差的问题，采用接枝共聚法，以天然淀粉为原料、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸（AMPS）与丙烯酰胺（AM）为接枝单体制备了一种抗温增黏降滤失剂STAR-AM，通过红外光谱表征了产物结构。将STAR-AM与流型调节剂、封堵剂、屏蔽暂堵剂、润滑消泡剂、HCOONa等复配制得无黏土相抗高温钻开液体系。分别评价了STAR-AM在基浆和钻开液体系中的抗温、增黏和降滤失性能，考察了钻开液的储层保护效果。结果表明，在淀粉（玉米淀粉、木薯淀粉质量比为60∶40）、单体（AMPS、AM物质的量比为1∶2）质量比为65∶35的条件下制备的STAR-AM具有较好的抗温增黏降滤失作用。STAR-AM加量为10～25 g/L时，基浆150 ℃老化后的黏切显著提高，API滤失量大幅降低；加入甲酸盐后，基浆抗温能力从150 ℃提高至170 ℃。STAR-AM加量为25 g/L时，无黏土相抗高温钻开液170 ℃老化后的API滤失量仅1.3 mL，HTHP滤失量仅10.2 mL，明显优于常规改性淀粉类降滤失剂；且具有优异的储层保护效果，岩心渗透率恢复值超过95%，可在超深水平井裸眼钻完井中推广应用。图1表10参18

关键词：无黏土相钻开液；改性淀粉；抗高温；增黏；降滤失；储层保护

中图分类号：TE254+.3 **文献标识码**：A **DOI**：10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.03.002

随着国内油气田勘探开发力度逐步增加，越来越多的深井及超深水平井开发被提上日程，由此面临的钻完井液处理剂的抗温问题日益加剧[1-2]。其中，储层钻开液由于保护储层的特殊性，多设计为无土低固相甚至无固相体系，处理剂多为可降解或易降解的天然淀粉类材料[3-5]。而以抗温单体共聚合成的具有优异抗温特性的多元聚合物难以降解，不利于储层保护[6-8]。因此，研究人员以天然淀粉为基础进行改性研究。陈思琪等[9]以淀粉为基体、*N*-羟基琥珀亚酰胺为交联剂，采用乳液聚合方法合成了淀粉微球。迟姚玲等[10]采用接枝共聚方法在淀粉链状结构上引入丙烯酰胺和丙磺酸单体得到改性淀粉，抗温可达150 ℃。乔营等[11]以淀粉（St）为原料，引入丙烯酰胺（AM）、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸（AMPS）单体，合成了St/AM/AMPS接枝共聚物，但在160 ℃下的黏切下降明显，失水也偏大。陈馥等[12]以玉米淀粉为基体，引入二烯丙基二甲基氯化铵（DMDAAC）、AM、AMPS单体进行接枝共聚得到改性淀粉降滤失剂。单洁等[13]以淀粉和带有磺酸基与季铵阳离子的烯烃单体为原料合成了耐温可达180 ℃的改性淀粉YS，虽然具有较好的降滤失作用，但高温老化后黏切明显下降。以上研究均在有

* **收稿日期**：2020-07-01；**修回日期**：2020-08-21。

基金项目：国家科技重大专项"海相碳酸盐岩超深油气井关键工程技术"（项目编号2017ZX05005-005），中国石化科研项目"顺北一区采输关键技术研究与应用"（项目编号P18022-001）、"顺北一区5号断裂带提质提速钻完井技术研究"（项目编号P20002）。

作者简介：潘丽娟（1983—），女，副研究员，西南石油大学应用化学专业硕士（2011），研究方向为钻完井液设计，通讯地址：830011 新疆乌鲁木齐新市区长春南路466号西北油田分公司科研生产园区石油工程技术研究院B402室，电话：0991-3161099，E-mail：panlij.xbsj@sinopec.com。

土相基浆中进行，能否适应无土相甚至无固相体系未有相关报道。没有膨润土打基础，普通天然增黏降滤失材料耐温性差，致使无土相或无固相钻开液高温老化后出现明显的降黏切、涨失水现象[14]，严重影响井眼清洁和损害储层孔隙通道，不利于钻井安全和油气产出[15-16]。笔者采用接枝共聚法在天然淀粉直链结构上引入AMPS和AM单体，通过调整淀粉及单体配比，制备了一种性能优良的抗温增黏降滤失剂，并基于此建立一套无黏土相抗高温钻开液体系，兼顾了抗温性和保护储层特性，为超深水平井裸眼钻完井提供技术支持。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

玉米淀粉、木薯淀粉，工业级，河北华油龙昌化工产品有限公司；2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸（AMPS）、丙烯酰胺（AM），分析纯，广东翁江化学试剂有限公司；膨润土，工业级，山东华潍膨润土有限公司；氢氧化钠、碳酸钠、过硫酸铵、亚硫酸钠、六水氯化镁、无水氯化钙、氯化钠、盐酸、95%乙醇，分析纯，天津市大茂化学试剂厂；羟丙基淀粉（HPS）、羧甲基淀粉（CMS），工业级，河北茂源化工有限公司；改性生物聚合物类流型调节剂（POLY-V）、多元聚合物封堵剂（POLY-CM）、聚醚类润滑消泡剂（X61）、碳酸钙类屏蔽暂堵剂QWY、无机盐加重剂（KCl）、有机盐加重剂（HCOONa）、露头碳酸盐岩心（ϕ2.5 cm×5.0 cm），中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

ZNN-D6B型电动六速旋转黏度计、GJS-B12K型变频高速搅拌器、SD6B型常温中压API滤失仪、DZKW-D-6型电热恒温水浴锅、GGS42-A型高温高压滤失仪、XGRL-4A型滚子加热炉、XYM-2型液体密度计，青岛创梦仪器有限公司；Nicolet™ iS™ 50 FT-IR 红外光谱仪，赛默飞世尔科技公司；DZF-6050C全自动真空干燥箱，无锡玛瑞特科技有限公司；LDY50-180型岩心流动试验仪、WR-3型高温高压动态污染仪，南通仪创实验仪器有限公司。

1.2　实验方法

（1）降滤失剂的制备

称取一定量的淀粉于反应容器中，加入一定量的蒸馏水调制成糊状，控制反应器温度在60～90 ℃下使其糊化1.0～2.0 h，取出后自然冷却至室温备用。另外将AMPS溶于一定量的水中，加入AM充分搅拌溶解均匀，利用NaOH调节pH值为5～7后，再与预糊化的淀粉混合均匀，缓慢升温至70 ℃。加入引发剂过硫酸铵前，使用除氧剂亚硫酸钠去除容器中的氧，待混合溶液黏度逐渐增加且变得透明时，充入氮气保护，再加入引发剂搅拌均匀，恒温密闭静置2.0～5.0 h，得到凝胶状产物。经乙醇清洗、过滤后剪成小块进行烘干磨粉，得到白色粉末状产品，代号为STAR-AM。

（2）评价方法

参照国家标准GB/T 16783.1—2014《石油天然气工业 钻井液现场测试 第1部分：水基钻井液》，测试钻开液性能，评价其流变性、常温中压API滤失量（*FL*（API））和150 ℃高温高压API滤失量（*FL*（HTHP））。参照石油天然气行业标准SY/T 6540—2002《钻井液完井液损害油层室内评价方法》，采用岩心流动实验仪、高温高压动态污染实验仪等装置模拟钻开液对储层的损害，评价钻开液的储层保护性能。

2　结果与讨论

2.1　原料配比对降滤失剂性能的影响

2.1.1　淀粉种类与配比的影响

固定淀粉、单体（AMPS、AM物质的量比为1∶1）的质量比为65∶35，调整淀粉的种类和不同淀粉的配比，将制得的产物按10 g/L的量加入基浆（配方为水+7 g/L NaOH+4 g/L Na_2CO_3+5 g/L POLY-V，后同）中，经150 ℃热滚老化后进行性能评价，结果如表1所示。增加淀粉中玉米淀粉的占比，基浆黏切（*AV*、*PV*、*YP*）逐渐增大并趋于平缓，同时滤失量也逐渐增加；增加淀粉中木薯淀粉的占比，基浆黏切和滤失量逐渐下降。两种淀粉的作用效果各有所长，复配使用可平衡增黏和降滤失性能。当玉米淀粉与木薯淀粉复配质量比为60∶40时，继续提高玉米淀粉比例，黏切提高不明显，滤失量反而大增；同样继续提高木薯淀粉比例时，滤失量降低不明显，黏切反而陡降。在该比例下，增黏降滤失效果均能得到体现，为最优配比。

表1 淀粉种类与配比对STAR-AM性能的影响

玉米淀粉、木薯淀粉质量比	*AV*/(mPa·s)	*PV*/(mPa·s)	*YP*/Pa	*FL*(API)/mL	*FL*(HTHP)/mL
100∶0	20.0	15.0	5.0	10.1	36.6
80∶20	19.0	15.0	4.0	8.0	29.2
60∶40	18.0	14.0	4.0	6.4	24.8
50∶50	15.0	13.0	2.0	6.1	24.0
40∶60	12.0	11.0	1.0	5.8	23.6
20∶80	9.0	8.5	0.5	5.4	22.8
0∶100	8.0	7.5	0.5	5.3	22.4

2.1.2 单体原料与配比的影响

在玉米淀粉与木薯淀粉复配比为60∶40的条件下，调节复配后的淀粉与单体原料之间的配比，将制得的产物按10 g/L的量加入基浆中，在150 ℃热滚老化后进行性能评价，结果如表2所示。当AMPS与AM配比固定时，随着淀粉占比的增加，单体相对浓度下降，自由基引发接枝的平均单体数目降低，相应接枝的支链分子量下降，导致产物抗温性变差，基浆黏切降低，滤失量大幅增加；当淀粉占比固定时，提高AM占比，基浆黏切逐渐增加，而滤失量呈先下降后上升的趋势。当单体（AMPS、AM物质的量比1∶2）占比35%、淀粉（玉米淀粉、木薯淀粉质量比60∶40）占比65%时，基浆黏切适中，*FL*（API）仅4.2 mL，*FL*（HTHP）仅16.0 mL，降滤失性能最佳，为最优配比。

表2 淀粉与单体配比对STAR-AM性能的影响

AMPS、AM物质的量比	单体总加量/%	淀粉加量/%	*AV*/(mPa·s)	*PV*/(mPa·s)	*YP*/Pa	*FL*(API)/mL	*FL*(HTHP)/mL
1∶1	35	65	18.0	14.0	4.0	6.4	24.8
1∶1	25	75	12.0	10.0	2.0	21.5	＞50.0
1∶1	15	85	8.0	7.0	1.0	30.8	＞100.0
1∶2	35	65	23.0	17.0	6.0	4.2	16.0
1∶2	25	75	17.0	13.0	4.0	15.6	31.6
1∶2	15	85	13.0	11.0	2.0	23.2	48.8
1∶3	35	65	26.0	19.0	7.0	5.1	19.4
1∶3	25	75	20.0	15.0	5.0	17.3	43.2
1∶3	15	85	14.0	11.0	3.0	26.8	＞50.0

2.2 降滤失剂结构表征

对合成产物STAR-AM的结构进行了表征。红外光谱图（见图1）中，3462.14 cm^{-1}处出现强而宽的—OH伸缩振动吸收带；2929.78 cm^{-1}处出现了淀粉葡萄糖单元中的C—H弯曲振动峰；1042.89 cm^{-1}为—SO_3^-中S—O伸缩振动峰；1185.19 cm^{-1}为AMPS链节中的C=O伸缩振动峰；1647.50 cm^{-1}为AM中C=O伸缩振动峰，结合3140.26 cm^{-1}处—NH基团的伸缩振动峰，证明有酰胺基的存在。分析表明，AMPS、AM参与了接枝共聚反应，所得产物为目标产物。

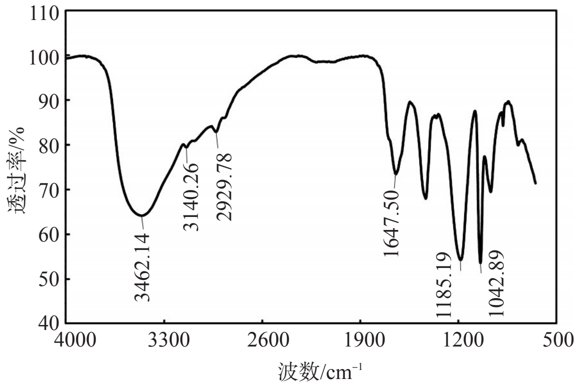

图1 降滤失剂STAR-AM的红外光谱图

2.3 降滤失剂对基浆性能的影响

2.3.1 降滤失性

在基浆中分别加入20 g/L降滤失剂STAR-AM和其他常规改性淀粉类降滤失剂HPS、CMS，测试其在150 ℃下热滚前后的流变性和*FL*（API），结果如表3所示。空白基浆老化前的流变性较好，黏切适中；但150 ℃老化后黏切大幅降低，动切力仅3.5 Pa，*FL*（API）约为20.0 mL。对比3种增黏降滤失剂，市售常规改性淀粉HPS和CMS抗温性较差，老化后黏切在空白基础上没有得到有效提高；*FL*（API）仍然很大，降低率仅7.9%和18.8%。这是由于高温一方面会减弱HPS和CMS的吸附能力，降低与其他处理剂之间的协同增效作用；另一方面会促使材料加快降解，降低亲水性，减弱吸水溶胀能力，导致泥饼渗透率增大，从而失去有效堵孔的作用。而STAR-AM通过接枝共聚法引入AMPS单体，一方面提高了空间位阻效应，增加了分子链的刚性，高温下不易降解；另一方面可形成溶剂化层，增加与其他处理剂的协同作用，降低泥饼的渗透率，提高降滤失的效果。相同加量下老化后黏度适中，动切力大于10 Pa，*FL*（API）仅2.8 mL，降低率高达86.1%，具有明显的抗温增黏降滤失作用。

表3　STAR-AM与常规改性淀粉降滤失剂对基浆性能的影响

降滤失剂	热滚前后	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Φ_3	FL(API)/mL	滤失量降低率/%
空白	热滚前	33.5	19.0	14.5	12.0		
	热滚后	12.5	9.0	3.5	3.0	20.2	
STAR-AM	热滚前	55.0	35.0	20.0	15.0		
	热滚后	33.0	22.5	10.5	7.0	2.8	86.1
HPS	热滚前	45.0	29.0	16.0	13.0		
	热滚后	16.0	12.0	4.0	3.5	18.6	7.9
CMS	热滚前	50.0	33.0	17.0	13.5		
	热滚后	17.0	13.0	4.0	3.5	16.4	18.8

注:Φ_3—转速为3 r/min时旋转黏度计的读数。

2.3.2　加量的影响

在基浆中分别加入不同加量的降滤失剂STAR-AM,测试其在150 ℃下热滚前后的流变性和FL(API),结果如表4所示。STAR-AM具有明显的抗温增黏降滤失效果。空白基浆老化后,表观黏度(AV)下降率达62.7%,Φ_3下降率更是高达75.0%,FL(API)约为20.0 mL。当加入10 g/L STAR-AM时,滤失量降低率达79.2%,具有明显的降滤失效果,且基浆老化后的AV下降率降至49.4%,但Φ_3变化不明显;提高加量至25 g/L,滤失量降低率提高至88.6%,进一步增强降滤失效果,且基浆老化后的AV下降率进一步降至37.9%,同时Φ_3明显提高,下降率从75.0%降至45.5%,抗温性显著增强;继续提高加量,增黏降滤失效果提升不明显。故STAR-AM适宜的加量范围为10～25 g/L,最佳加量为25 g/L。

表4　STAR-AM加量对基浆性能的影响

STAR-AM加量/(g·L^{-1})	热滚前后	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Φ_3	FL(API)/mL	滤失量降低率/%
0	热滚前	33.5	19.0	14.5	12.0		
	热滚后	12.5	9.0	3.5	3.0	20.2	
5	热滚前	40.0	25.0	15.0	13.0		
	热滚后	17.0	12.0	5.0	3.5	12.0	40.6
10	热滚前	45.5	29.5	16.0	13.0		
	热滚后	23.0	17.0	6.0	4.0	4.2	79.2
15	热滚前	50.0	32.0	18.0	14.0		
	热滚后	28.0	20.0	8.0	5.5	3.4	83.2
20	热滚前	55.0	35.0	20.0	15.0		
	热滚后	33.0	22.5	10.5	7.0	2.8	86.1
25	热滚前	58.0	36.0	22.0	16.5		
	热滚后	36.0	24.0	12.0	9.0	2.3	88.6
30	热滚前	60.0	36.5	23.5	17.0		
	热滚后	37.0	24.0	13.0	9.5	2.2	89.1

2.3.3　抗温性

在基础配方基浆和基浆+600 g/L HCOONa中分别加入25 g/L的STAR-AM,对比评价其在150、160、170 ℃下热滚前后的流变性和FL(API),结果如表5所示。当温度为150 ℃时,基浆老化后具有较高的黏切和较低的FL(API);提高温度至160 ℃时,与老化前相比,基浆老化后的AV下降率从37.9%增至48.3%,FL(API)由2.3 mL增至2.8 mL;继续提高温度至170 ℃时,AV下降率增至65.5%,Φ3降至1.0,FL(API)进一步增至9.7 mL,黏切下降和滤失量增幅较大,说明STAR-AM自身抗温在150～160 ℃之间。对比基浆配方,基浆+600 g/L HCOONa配方150 ℃老化后的AV下降率从37.9%降至11.1%,老化前后的流变性变化较小,FL(API)从2.3 mL降至1.7 mL;170 ℃老化后的AV下降率从65.5%降至22.2%,Φ_3从1.0增至7.5,FL(API)从9.7 mL降至2.4 mL,仍具有较高的黏切和较低的滤失量。STAR-AM与甲酸盐协同增效,使抗温能力提高至170 ℃以上。这是由于甲酸盐具有抗氧化作

表5　STAR-AM对基浆抗温性的影响

温度/℃	基浆中HCOONa的加量/(g·L^{-1})	热滚前后	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Φ_3	FL(API)/mL
150	0	热滚前	58.0	36.0	22.0	16.5	
	0	热滚后	36.0	24.0	12.0	9.0	2.3
	600	热滚前	45.0	30.0	15.0	11.0	
	600	热滚后	40.0	28.0	12.0	9.0	1.7
160	0	热滚前	58.0	36.0	22.0	16.5	
	0	热滚后	30.0	20.0	10.0	7.0	2.8
	600	热滚前	45.0	30.0	15.0	11.0	
	600	热滚后	39.0	28.0	11.0	9.0	1.8
170	0	热滚前	58.0	36.0	22.0	16.5	
	0	热滚后	20.0	18.0	2.0	1.0	9.7
	600	热滚前	45.0	30.0	15.0	11.0	
	600	热滚后	35.0	25.0	10.0	7.5	2.4

用，能显著提高聚合物抗热氧降解的能力[17]。基于此，保护储层的钻开液大多会采用甲酸盐加重，一方面能明显提高聚合物材料的抗温性能，另一方面能最大限度降低体系的固相含量，减少对储层的损害[18]。

2.4 无黏土相抗高温钻开液体系的建立与评价

2.4.1 无黏土相抗高温钻开液的建立

根据2.3中对STAR-AM的性能评价，设计密度为1.30 g/cm³的无黏土相抗高温钻开液基础配方：水+7 g/L NaOH+4 g/L Na_2CO_3+25 g/L STAR-AM+10 g/L X61+150 g/L KCl+600 g/L HCOONa，再优选流型调节剂POLY-V、封堵剂POLY-CM和屏蔽暂堵剂QWY的合理加量。

（1）流型调节剂POLY-V加量优选

按基础配方配制5杯钻开液，其中1杯作为空白样，另外4杯分别加入不同加量的POLY-V，评价其在170 ℃老化后的流变性、*FL*（API）和*FL*（HTHP），结果如表6所示。随着POLY-V加量增大，体系黏切逐渐增加，*FL*（API）和*FL*（HTHP）逐渐降低。其中，POLY-V加量为7 g/L时，体系黏切适中，*FL*（API）仅2.0 mL，*FL*（HTHP）为16.0 mL；继续提高加量至10 g/L时，体系黏切大幅增加，但*FL*（API）和*FL*（HTHP）降低不明显。故POLY-V适宜的加量为7 g/L。

表6 POLY-V加量对钻开液性能的影响

POLY-V加量/(g·L⁻¹)	*AV*/(mPa·s)	*PV*/(mPa·s)	*YP*/Pa	Φ_3	*FL*(API)/mL	*FL*(HTHP)/mL
3	25.0	19.0	6.0	5.0	2.7	18.8
5	33.0	24.0	9.0	7.0	2.3	17.2
7	39.0	26.0	13.0	8.5	2.0	16.0
10	48.0	30.0	18.0	10.0	1.8	15.0

（2）封堵剂POLY-CM加量优选

按基础配方+7 g/L POLY-V配制5杯钻开液，其中1杯作为空白样，另外4杯分别加入不同加量的POLY-CM，评价其在170 ℃老化后的流变性、*FL*（API）和*FL*（HTHP），结果如表7所示。随着POLY-CM加量增大，体系黏切呈缓慢上涨趋势，*FL*（API）和*FL*（HTHP）逐渐降低。其中，POLY-CM加量为30 g/L时，体系黏切适中，*FL*（API）降至1.7 mL，*FL*（HTHP）降至12.4 mL；继续提高加量至40 g/L时，*FL*（API）和*FL*（HTHP）降低不明显。故POLY-CM适宜的加量为30 g/L。

表7 POLY-CM加量对钻开液性能的影响

POLY-CM加量/(g·L⁻¹)	*AV*/(mPa·s)	*PV*/(mPa·s)	*YP*/Pa	Φ_3	*FL*(API)/mL	*FL*(HTHP)/mL
0	39.0	26.0	13.0	8.5	2.0	16.0
10	39.0	26.0	13.0	8.5	2.0	15.2
20	40.5	27.0	13.5	8.5	1.9	13.8
30	42.0	28.0	14.0	8.5	1.7	12.4
40	45.0	29.5	15.5	9.0	1.7	12.0

（3）屏蔽暂堵剂QWY加量优选

按基础配方+7 g/L POLY-V+30 g/L POLY-CM配制5杯钻开液，其中1杯作为空白样，另外4杯分别加入不同加量的QWY，评价其在170 ℃老化后的流变性、*FL*（API）和*FL*（HTHP），结果如表8所示。随着QWY加量增大，体系固相含量上升，黏切呈现上涨趋势，*FL*（API）和*FL*（HTHP）逐渐降低。其中，QWY的加量为50 g/L时，体系黏切适中，*FL*（API）降至1.3 mL，*FL*（HTHP）降至10.2 mL；继续提高加量至100 g/L时，体系黏切有较大幅度上涨，但*FL*（API）和*FL*（HTHP）降低不明显。这是由于低加量QWY参与泥饼构成的过程中，泥饼从胶质物堆积到刚性粒子的填充形成了平衡，致密性得到改善，滤失量有所下降；继续提高QWY加量，泥饼质量无法得到进一步改善，滤失量变化较小。故QWY适宜的加量为50 g/L。

表8 QWY加量对钻开液性能的影响

QWY加量/(g·L⁻¹)	*AV*/(mPa·s)	*PV*/(mPa·s)	*YP*/Pa	Φ_3	*FL*(API)/mL	*FL*(HTHP)/mL
0	42.0	28.0	14.0	8.5	1.7	12.4
30	43.5	28.5	15.0	8.5	1.5	11.6
50	45.0	29.0	16.0	9.0	1.3	10.2
70	48.0	30.5	17.5	9.0	1.2	10.0
100	50.5	32.0	18.5	9.5	1.2	10.4

基于上述处理剂材料的加量优选，确定密度为1.30 g/cm³的无黏土相抗高温钻开液体系配方为：水+7 g/L NaOH+4 g/L Na_2CO_3+7 g/L POLY-V+25 g/L STAR-AM+30 g/L POLY-CM+10 g/L X61+50 g/L QWY+150 g/L KCl+600 g/L HCOONa。

2.4.2　无黏土相抗高温钻开液性能评价

（1）抗温性能

将2.4.1中无黏土相抗高温钻开液配方去掉STAR-AM后配制9杯钻开液，分成3组，第1组3杯每杯加入25 g/L HPS，第2组3杯每杯加入25 g/L CMS，第3组3杯每杯加入25 g/L STAR-AM，充分搅拌均匀，每组分别在150、160、170 ℃下老化16 h后测试流变性、*FL*（API）和*FL*（HTHP）（HTHP测试温度等同于老化温度），结果如表9所示。实验对比评价了市售常用HPS、CMS与合成的抗温降滤失剂STAR-AM对无黏土相钻开液抗温性能的影响。在150～170 ℃老化条件下，加有STAR-AM的无黏土相钻开液黏切最高，*FL*（API）和*FL*（HTHP）最小，抗温效果最好。当温度为150 ℃时，HPS与CMS在无黏土相钻开液中的各项性能与STAR-AM比较接近；提高温度至160 ℃时，HPS与CMS黏切下降明显，滤失量陡增，而STAR-AM仍然保持优异的抗温降滤失性能；继续提高温度至170 ℃时，HPS与CMS基本失去作用，滤失量大幅上涨，而STAR-AM的黏切和滤失量变化幅度较小，抗温降滤失效果显著。这说明合成的抗温降滤失剂STAR-AM的抗温性能最佳，且与甲酸盐的协同效果最好。

表9　STAR-AM及同类型产品对钻开液抗温性能的影响

老化温度/℃	25 g/L降滤失剂	*AV*/(mPa·s)	*PV*/(mPa·s)	*YP*/Pa	Φ_3	*FL*(API)/mL	*FL*(HTHP)/mL
150	HPS	45.0	31.0	14.0	9.0	1.3	10.8
	CMS	46.0	31.0	15.0	9.0	1.2	10.0
	STAR-AM	48.0	30.5	17.5	10.0	1.0	8.0
160	HPS	38.0	31.0	7.0	4.0	3.0	21.6
	CMS	40.0	32.0	8.0	4.0	2.0	17.4
	STAR-AM	47.0	30.0	17.0	10.0	1.1	8.8
170	HPS	24.0	21.0	3.0	1.0	6.5	106.4
	CMS	30.0	26.0	4.0	2.0	4.2	58.8
	STAR-AM	45.0	29.0	16.0	9.0	1.3	10.2

（2）储层保护性能

按1.3中储层保护性能评价方法准备4块气体渗透率接近的露头碳酸盐岩心，采用高温高压动态污染的方式用无黏土相抗高温钻开液污染岩心，然后评价渗透率恢复情况。由表10可知，经无黏土相抗高温钻开液污染岩心的渗透率恢复值（K_{g2}/K_{g1}）均大于95%，具有优异的储层保护效果。

表10　钻开液对岩心渗透率的影响

K_a/(10^{-3} μm^2)	K_{g1}/(10^{-3} μm^2)	K_{g2}/(10^{-3} μm^2)	渗透率恢复值/%
8.82	2.35	2.24	95.3
9.94	3.51	3.39	96.6
8.27	4.38	4.20	95.9
10.19	4.49	4.37	97.3

注：K_a—岩心原始气体渗透率；K_{g1}—经盐水饱和的岩心污染前的气体渗透率；K_{g2}—污染后岩心气体渗透率。

3　结论

采用接枝共聚法，以天然淀粉为原料、AMPS与AM为接枝单体，优选淀粉（玉米淀粉、木薯淀粉质量比为60∶40）、单体（AMPS、AM物质的量比为1∶2）质量比为65∶35时，制备了抗温增黏降滤失剂STAR-AM。STAR-AM兼顾增黏和降滤失的效果，且与甲酸盐协同抗温效果优异。将STAR-AM与流型调节剂、封堵剂、屏蔽暂堵剂、润滑消泡剂、HCOONa等复配制得无黏土相抗高温钻开液体系。该钻开液抗温高达170 ℃，API滤失量仅1.3 mL，HTHP滤失量仅10.2 mL，且具有优异的储层保护效果，岩心渗透率恢复值超过95%，可用于深井高温储层安全高效开发开采。

参考文献：

[1]　黄维安，邱正松，徐加放，等. 超高温抗盐聚合物降滤失剂的研制及应用[J]. 中国石油大学学报（自然科学版），2011，35（1）：155-158.

[2]　王中华，王旭. 超高温钻井液体系研究（Ⅲ）：抗盐高温高压降滤失剂研制[J]. 石油钻探技术，2009，37（5）：5-9.

[3]　张伟国，许明标，由福昌. 直接返排钻井完井液储层保护机理分析[J]. 钻井液与完井液，2017，34（1）：87-91.

[4]　马美娜，许明标. 一种PRD钻井液性能评价[J]. 天然气勘探与开发，2006，29（2）：53-55.

[5]　文飞，董殿彬，田玉龙，等. 抗高温无固相弱凝胶钻井完井液技术[J]. 钻井液与完井液，2016，33（4）：36-40.

[6]　王中华. AMPS/AM/AN三元共聚物降滤失剂的合成与性能[J]. 油田化学，1995，12（4）：367-369.

[7]　常晓峰，孙金声，吕开河，等. 一种新型抗高温降滤失剂的研究和应用[J]. 钻井液与完井液，2019，36（4）：420-426.

[8]　甄剑武，褚奇，宋碧涛，等. 抗高温降滤失剂的制备与性能研究[J]. 钻井液与完井液，2018，35（6）：15-21.

［9］ 陈思琪，邱正松，钟汉毅，等. 钻井液用淀粉微球降滤失剂的制备及性能评价［J］. 钻井液与完井液，2019，36（4）：414-419.
［10］ 迟姚玲，郑力会，冀德坤，等. 抗温环保型降滤失剂改性玉米淀粉的合成与评价［J］. 中国石油大学学报（自然科学版），2011，35（1）：151-154.
［11］ 乔营，李烁，魏朋正，等. 耐温耐盐淀粉类降滤失剂的改性研究与性能评价［J］. 钻井液与完井液，2014，31（4）：19-22.
［12］ 陈馥，罗先波，熊俊杰. 一种改性淀粉钻井液降滤失剂的合成与性能评价［J］. 应用化工，2011，40（5）：850-852.
［13］ 单洁，张喜文，杨超，等. 耐温抗盐改性淀粉钻井液降滤失剂的合成及性能研究［J］. 油田化学，2015，32（4）：481-484.
［14］ 田惠，王野，赵雷，等. 无土相高密度饱和盐水钻井液用降滤失剂的研究［J］. 钻井液与完井液，2018，35（6）：22-26.
［15］ 卢淑芹，姜薇，陈金霞，等. 南堡潜山油气层钻井完井液技术［J］. 钻井液与完井液，2015，32（6）：18-21.
［16］ 田荣剑，罗健生，王楠，等. 钻井完井液储层损害室内评价关键技术［J］. 钻井液与完井液，2010，27（6）：16-19.
［17］ OSWALD R J，KNOX D，MONEM M R. Taking non damaging fluids to new extremes：Formate-based drilling fluids for high-temperature reservoirs in Pakistan ［C］//SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette，Louisiana，USA，2006：1-9.
［18］ DOWNS J D，BLASZCZYNSKI M，TURNER J，et al. Drilling and completing difficult HP/HT wells with the aid of cesium formate brines—A performance review ［C］//IADC/SPE Drilling Conference. Miami，Florida，USA，2006：1-10.

Development and Performance Evaluation of Filtration Reducer with Temperature Resistance and Viscosity Increase for Clay-free Drilling Fluid

PAN Lijuan[1,2]，WU Yu[3]，ZHAI Kejun[1,2]，LONG Wu[1,2]，YOU Fuchang[3]
（*1. Research Institute of Petroleum Engineering，Northwest Oilfield Branch Company，Sinopec，Urumqi，Xinjiang 830011，P R of China；2. Key Laboratory for Enhanced Oil Recovery in Fractured and Vuggy Reservoirs，Sinopec，Urumqi，Xinjiang 830011，P R of China；3. Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas，Yangtze University，Wuhan，Hubei 430100，P R of China*）

Abstract: Aiming at the problem of poor temperature resistance of drilling fluid due to the high temperature degradation of conventional modified starch filtration reducers，a filtration reducer STAR-AM with temperature resistance and viscosity increase was prepared by using natural starch as raw material，2-acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid（AMPS）and acrylamide（AM）as grafting monomer through graft copolymerization method. The structure of the product was characterized by infrared spectroscopy. STAR-AM was compounded with flow modifier，plugging agent，shielding temporary plugging agent，lubricating defoamer and HCOONa to form a clay-free drilling fluid system with high temperature resistance. The temperature resistance，viscosity increase and fluid loss reduction performances of STAR-AM in base mud or drilling fluid system were evaluated respectively，and the reservoir protection effect of the drilling fluid was investigated. The results showed that STAR-AM prepared under the condition of starch（corn starch and tapioca starch in mass ratio 60∶40）and monomers（AMPS and AM in molar ratio 1∶2）in mass ratio 65∶35 had good performance of temperature resistance，viscosity increase and filtration reduction. When the dosage of STAR-AM was 10—25 g/L，the viscosity and shearing force of base mud significantly increased after aging at 150 ℃，and the API filtration greatly reduced. After adding formate，the temperature resistance of base mud increased from 150 ℃ to 170 ℃. When the dosage of STAR-AM was 25 g/L，the API filtration of the clay-free drilling fluid after aging at 170 ℃ was only 1.3 mL，and the HTHP filtration was only 10.2 mL，which was significantly better than that of conventional modified starch filtration reducers. It had excellent protection effect on reservoir，and the permeability recovery of core exceeded 95%，which could be popularized and applied in the open-hole drilling and completion of ultra-deep horizontal well.

Keywords: *clay-free drilling fluid*；*modified starch*；*high temperature resistance*；*viscosity increase*；*filtration reduction*；*reservoir protection*