

文章编号:1000-4092(2024)01-010-09

用于薄层油气藏的聚丙烯酰胺全悬浮压裂液*

游兴鹏¹,王历历²,高杨³,王世彬¹,李健山²,赵金洲¹

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学),四川 成都 610500;2. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院,陕西 西安 710018;3. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目经理部,四川 成都 610051)

摘要:基于薄层油气资源开发中控制缝高和低排量的需求,以丙烯酰胺(AM)、丙烯酸(AA)、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)、2-丙烯酰胺基乙基溴化铵(DAMAB)、烷基酚聚氧乙烯醚(NP-10)等为原料,通过水溶液自由基束聚合法合成聚丙烯酰胺嵌段共聚物(PMASD)。采用荧光分光光度计、流变仪和扫描电子显微镜研究了PMASD的临界缔合浓度、黏弹性和微观结构;同时,研究了PMASD压裂液的静态、动态携砂性能,并与聚丙烯酰胺滑溜水进行对比;最后,将PMASD压裂液进行了现场应用。结果表明,PMASD压裂液存在胶束结构,临界缔合浓度为0.127%。PMASD压裂液体系表现出较好的黏弹性,线性黏弹区范围为0.01~1.00 Pa,疏水缔合后强度大,抗剪切能力强。在低排量(20 L/min)的注入过程中,PMASD压裂液形成的网络结构呈无规则分布,具有很高的结构强度,可以有效携带支撑剂。PMASD压裂液的静态和动态携砂性能均较好。在砂液体积比为12%的实验条件下,PMASD质量分数 $\geq 0.25\%$ (黏度为147 mPa·s)时,在常温及80℃下均表现出较好的悬浮及携砂能力。相较于聚丙烯酰胺滑溜水,PMASD压裂液的携砂效果同比提高160%。在江苏油田X5-X井现场应用中,以2 m³/min的排量泵入PMASD压裂液,日产液由1.4 t增至6.5 t,日产油由0.6 t增至4.2 t,增产效果明显。全悬浮压裂液PMASD体系能满足薄层油气资源在低施工排量下有效携砂的压裂改造需求。

关键词:聚丙烯酰胺;疏水缔合;携砂性;全悬浮压裂液;薄层油气藏

文献标识码:A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.01.002

中图分类号:TE357.1²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

近年来,由于老油田挖潜稳产及新区增储上产的需要,薄层油气藏的重要性日益增长^[1]。松辽盆地^[1-2]、鄂尔多斯盆地^[3]、渤海湾盆地^[4-5]等油气重要产地均有多个含薄层油气藏资源的区块纳入开发。但是,薄层油气藏普遍面临裂缝高度控制的问题,极易出现缝高失控压串现象^[3,6]。为避免这种情况的发生,现场一般使用2~6 m³/min的低排量进行压裂施工^[7-10]。为了满足低排量压裂施工的要求,

现场常选用交联剂提高瓜尔胶压裂液的黏度,利用交联后高黏度的压裂液实现携砂。但瓜尔胶压裂液在应用中存在摩阻大、易压窜薄层和低温破胶难等一系列问题^[11-13]。

聚丙烯酰胺基聚合物可以较好地解决瓜尔胶压裂液在薄层应用中的不便^[14-15]。现场大量使用各种类型的聚丙烯酰胺,通过调节所引入疏水基团的类型和聚合物的链型结构、微观结构等,制备多种类型的聚丙烯酰胺嵌段共聚物来提高压裂液性能^[16]。Sareh等^[17]将具有长疏水基团的*N*-十六烷基丙烯酰

* 收稿日期:2022-12-26;修回日期:2023-03-22;录用日期:2023-03-28。

基金项目:国家自然科学基金联合基金项目“深层超深层页岩气水平井压裂缝网高效建造理论与方法研究”(项目编号U21B2701)。

作者简介:游兴鹏(1998—),男,西南石油大学石油与天然气工程专业在读硕士研究生(2021—),研究方向为油气田增产改造理论与技术,E-mail:swpuyouxingpeng@163.com。王世彬(1976—),男,教授,本文通讯联系人,清华大学化学专业博士(2007),从事油气田开发增产改造,通讯地址:610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学石油与天然气工程学院,E-mail:wangshb07@163.com。

胺与丙烯酰胺和甲基丙烯酸反应,制得基于聚丙烯酰胺(HMPAM)的疏水改性三元共聚物。Zhang等^[18]通过共聚丙烯酰胺(AM)、丙烯酸(AA)和1-异丙烯基氨基甲酰基苯磺酸(AMBS),得到了一种耐温性能优异的三元共聚物(MAS-4)。林梅钦等^[19]、赵华强等^[20]采用羟丙基淀粉(HPS)、改性纳米SiO₂等接枝的方法改善聚丙烯酰胺的性能。王伟等^[21]以AM为主要原料,引入单体甲基丙烯酸十八烷基酯(SMA)、4-乙烯基联苯(VB)和2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS),采用水溶液自由基胶束聚合法合成了抗盐丙烯酰胺非线型共聚物。本文通过长疏水链单体提供用于增强溶解性的季铵盐基团以及用于疏水缔合的十二烷基,采用水溶液自由基胶束聚合法制备了聚丙烯酰胺嵌段共聚物(PMASD),研究了全悬浮压裂液PMASD体系的微观结构、临界缔合浓度(c_{cac})、黏弹性和携砂性等,并进行了现场应用。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

丙烯酰胺(AM),分析纯,上海源叶生物科技有限公司;丙烯酸(AA)、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)、12硫醇、苊,均为分析纯,上海阿拉丁生化科技股份有限公司;2-丙烯酰胺基乙基溴化铵(DAMAB),自制;烷基酚聚氧乙烯醚(NP-10),淄博海杰化工有限公司;偶氮引发剂(V50),常州市傲华化工有限公司;甲醛次硫酸氢钠(吊白块)、过硫酸铵、尿素、氢氧化钠、丙酮、煤油、无水乙醇,分析纯,阴离子聚丙烯酰胺,工业级,成都市科龙化工试剂厂;圣戈班陶粒,30~50目(0.6~0.3 mm),圣戈班(广汉)陶粒有限公司;超纯水。

岛津RF-6000型荧光分光光度计,岛津(上海)实验器材有限公司;Haake Mars III型流变仪,德国赛默飞世尔公司;Quanta 450型扫描电子显微镜,美国FEI公司;压裂液动态携砂大型物模可视化装置,由4块长度为1 m的透明玻板组成,并配有高速摄像机,能清晰地记录压裂液携砂形成的砂堆形态,评价不同压裂液的携砂性能,自制。

1.2 实验方法

1.2.1 PMASD的制备

(1)制备原理

DAMAB、AM、AMPS、AA是乙烯的一取代物

(原有机物分子的一个氢原子被其他原子或基团取代后得到的产物)。这些取代基的空间位阻较小,具有较高的聚合活性^[22]。因此,含有长疏水链的单体DAMAB能嵌入聚丙烯酰胺聚合物中,形成含有长疏水链单体的聚丙烯酰胺嵌段共聚物PMASD。其合成的化学反应方程式见图1。

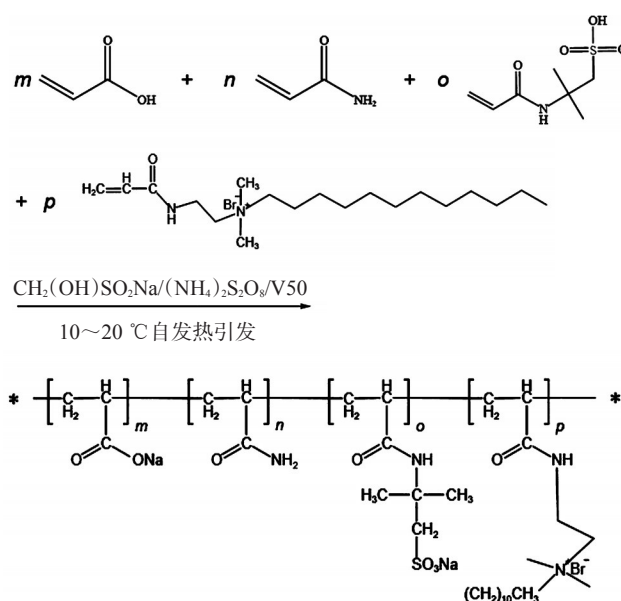


图1 PMASD的合成路线

Fig.1 Synthetic route of PMASD

(2)制备方法

以实现工业化生产为目的,实验中控制聚合体系中的固含量为30%,反应聚合前全程通氮气除氧,实验流程如下。①在水浴锅中加入适量冰块,将550 g超纯水和18 g尿素加入烧杯中,在水浴锅中搅拌至完全溶解。②按AM、AMPS、AA、DAMAB、NP-10、12硫醇质量比为88:45:15:6:29:0.0375,将对应物质加入烧杯中,磁力搅拌至完全溶解;缓慢加入5 mol/L NaOH溶液,调节pH值至中性,全程控制温度不超过20 °C。③将溶液倒入保温反应瓶内,通氮气1 h,加入第②步占单体总质量0.05%的偶氮引发剂(V50),继续通氮气0.5 h,控制温度不超过20 °C。同时,迅速加入过硫酸铵水溶液和吊白块水溶液,持续通氮气。当溶液明显增稠后移除氮气,盖上瓶盖并密封。④待自然冷却至20 °C后,取出样品。用剪刀将样品剪成碎块后,用破碎机打成小颗粒放入45 °C烘箱烘干。⑤将烘干的样品颗粒用破碎机打成粉末后,用丙酮提纯数次再在45 °C下烘干;再使

用丙酮和无水乙醇提纯数次;在60℃下烘干48h。

1.2.2 PMASD性能评价

(1) 临界缔合浓度的测定

芘溶液的荧光发射光谱有5个荧光峰,第1发射峰强度与溶液极性呈正相关;而第3发射峰对环境极性变化不敏感。因此,第1发射峰与第3发射峰的荧光强度之比(I_1/I_3)常用来表示芘所处的微环境的极性,探测胶束或聚集体的形成^[23-25]。使用超纯水配制质量分数为0.01%~0.30%的PMASD压裂液,加入一定量的芘,使得压裂液中芘的浓度为 1.9×10^{-6} mol/L。使用荧光分光光度计测定不同浓度的PMASD压裂液中探针芘的荧光发射光谱。设置激发波长为335 nm,狭缝为3 nm,发射波长为350~550 nm,测试温度为25℃。得到不同浓度PMASD压裂液中芘的荧光发射光谱后,使用日本岛津株式会社研发的LabSolutions RF软件读出 I_1/I_3 并绘图。 I_1/I_3 曲线转折处的浓度即为 c_{cac} 。

(2) 黏弹性测试

①应力扫描:应力扫描可用于确定样品的线性黏弹性范围。使用流变仪对不同浓度的PMASD压裂液进行小振幅振荡实验,测试其黏弹性能。应力扫描测量范围为0.01~10 Pa,频率为1 Hz。

②频率扫描:PMASD可能对不同频率下的荷载有不同的黏弹性特征表现。在确定PMASD压裂液的应力线性平台区间在0.01~1 Pa后,选择应力为0.1 Pa、测试范围为0.1~100 Hz开展频率扫描测试,进一步分析PMASD体系的黏弹性特征。

③时间扫描:为确定PMASD压裂液发生缔合后结构的稳定性是否适合长时间的施工需求,在得到其线性黏弹区后,设定应力为0.1 Pa、频率为1 Hz,进行3 min的时间扫描,测量样品的弹性模量 G' 和黏性模量 G'' 。

(3) 微观结构测试

利用液氮速冻、真空抽干24 h,喷金镀膜,使用扫描电子显微镜观察PMASD的微观形貌。

(4) 携砂性能测试

①静态携砂性能:参考石油天然气行业标准SY/T 5185—2016《砾石充填防砂水基携砂液性能评价方法》,分别开展沉降实验和悬砂实验,测试圣戈班陶粒在不同浓度PMASD压裂液中的沉降情况,

计算对应的沉降速度;测试在12%砂液体积比条件下,混砂均匀程度和悬砂效果,记录陶粒全部沉降至容器底部所需的时间。

单颗粒沉降实验:将陶粒依次过0.500、0.425 mm试验筛,取0.425 mm试验筛上的陶粒(0.425~0.500 mm)用于测定砾石沉降速度。在250 mL量筒中加入250 mL PMASD压裂液,置于温度为 (30 ± 1) ℃的恒温水浴中。待恒温后,用镊子取一粒过筛后的陶粒(0.425~0.500 mm)放入液面下2 cm处,松开镊子,使其自然沉降^[26]。

12%砂比悬砂实验:将陶粒按12%的砂液体积比缓慢混入正在搅拌的PMASD压裂液中,充分搅拌直到支撑剂均匀分布在压裂液中,停止搅拌观察支撑剂整体的沉降效果。PMASD加量为0.1%~0.3%。

②动态携砂性能:配制0.3% PMASD压裂液,设置流变仪叶片转子旋转角速度(Ω)为3、5 rad/s,测试在两种转速条件下加入5%砂液体积比的陶粒与未加入陶粒压裂液的动态携砂性能。所有测试均在25℃条件下完成。

③大型实验装置平板携砂性能:配制300 L 0.1% PMASD压裂液和0.1%聚丙烯酰胺溶液,在12%砂液体积比的陶粒和20 L/min的排量条件下,依次通过压裂液动态携砂大型物模可视化装置,记录形成的砂堆形态^[27]。

2 结果与讨论

2.1 临界缔合浓度

芘探针荧光光谱法测试结果(图2)表明,PMASD压裂液质量分数为0~0.1%时,随着加量的增大, I_1/I_3 值有一定程度的降低,此时压裂液中有少量的分子内缔合。PMASD压裂液质量分数大于0.1%后, I_1/I_3 值迅速减小,表明压裂液中疏水缔合强度急剧增大。此时,聚合物以分子间缔合为主,压裂液中生成大分子聚集体。PMASD压裂液质量分数为0.127%时, I_1/I_3 值的降低速率最大;当PMASD压裂液质量分数大于0.127%后, I_1/I_3 值的降低速率逐渐减小,并在压裂液质量分数为0.25%附近达到稳定。因此,全悬浮压裂液体系PMASD的 c_{cac} 为0.127%^[28-30]。

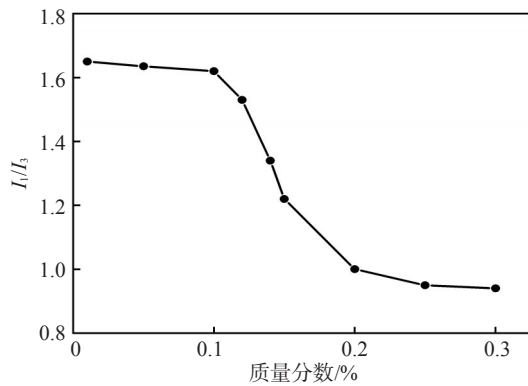


图 2 I_1/I_3 随 PMASD 加量的变化

Fig.2 Change of I_1/I_3 with the addition of PMASD

2.2 黏弹性

2.2.1 应力扫描

由图 3 可见,随着浓度的增加,PMASD 压裂液的 G' 和 G'' 均有所增加,线性黏弹区范围增大,表现出广泛的适用范围。浓度增加时,PMASD 压裂液中的疏水链疏水缔合增多,聚合物网络结构的力学

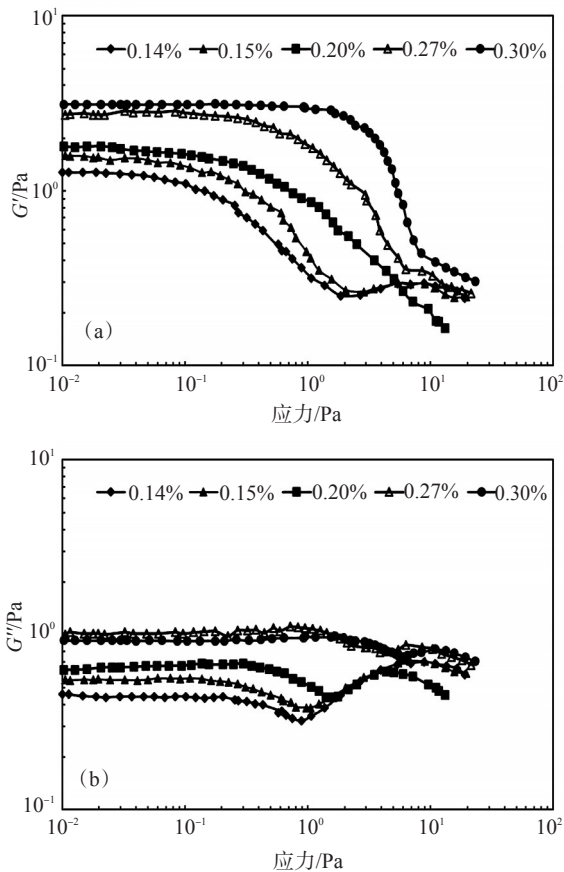


图 3 不同浓度 PMASD 压裂液在应力扫描模式下的模量
Fig.3 Modulus of PMASD fracturing fluid with different concentrations in stress scanning mode

性能增强,压裂液受到外力形变时有更强的结构,弹性性能更好,压裂液携砂更加有利。

2.2.2 频率扫描

在震荡频率 $0.1 \sim 10 \text{ rad/s}$ ($0.016 \sim 1.6 \text{ Hz}$) 范围内测定 G' 和 G'' ,如果在该范围内有 $G' > G''$,且 $G' > 0.1 \text{ Pa}$,认为在给定温度下流体具有黏弹性。由图 4 可见,PMASD 压裂液为黏弹性流体。随着 PMASD 质量分数的增加,PMASD 压裂液线性黏弹区间基本没有变化^[31-32];测量样品的 G' 和 G'' 逐渐增大,显示出良好的弹性性能^[33];聚合物分子由于疏水缔合作用形成超分子疏水聚集体结构,压裂液结构强度大^[34-37]。超过线性黏弹区间后,PMASD 压裂液的模量波动较大,此时压裂液不稳定,测试数据不可取。

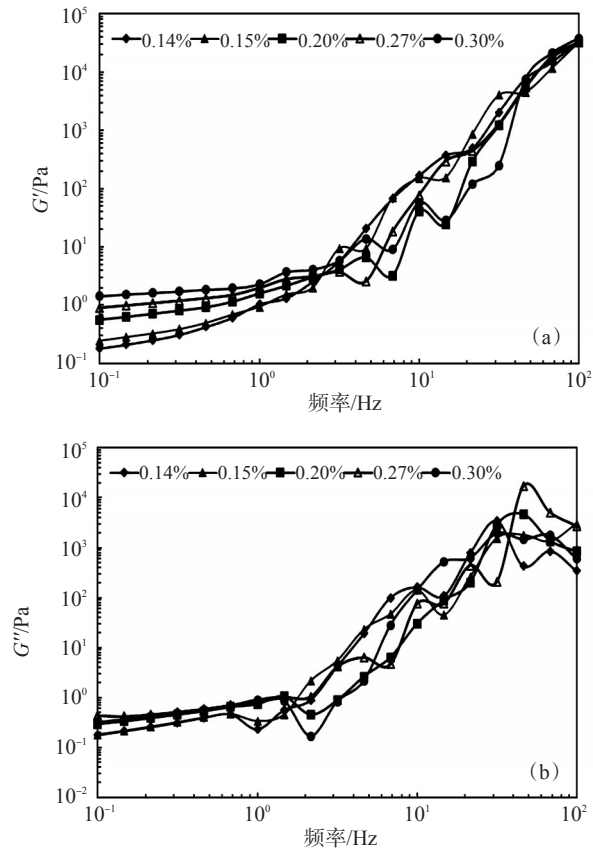


图 4 不同浓度 PMASD 压裂液在频率扫描模式下的模量
Fig.4 Modulus of PMASD fracturing fluid with different concentrations in frequency scanning mode

2.2.3 时间扫描

在固定的应力和频率下, $0.14\% \sim 0.30\%$ PMASD 压裂液的 G' 和 G'' 基本保持不变,说明 PMASD 超分子聚集体结构稳定,适合长时间施

工。取平滑段数据点的平均值,如表1所示。随着PMASD浓度的增加, G' 和 G'' 均有所增大,且 G' 大于 G'' ,表现出优异的弹性性能^[38]。

表1 不同浓度PMASD压裂液在时间扫描模式下的模量平均值

Table 1 Average modulus of PMASD fracturing fluid with different concentrations in time scanning mode

PMASD 质量分数/%	G'/Pa	G''/Pa	PMASD 质量分数/%	G'/Pa	G''/Pa
0.14	0.99	0.58	0.27	1.86	0.75
0.15	1.09	0.59	0.30	2.73	1.43
0.20	1.52	0.71			

2.3 微观结构

由图5可见,PMASD压裂液的质量分数为0.1%时,分子链间的缔合现象不明显,整体结构混乱松散;PMASD质量分数超过 c_{cac} 后,分子链间的缔合作用明显,出现三维空间网状结构;随着浓度的继续增加,压裂液微观结构中的膜状结构增多,空间网状结构堆砌更为紧密,其整体的结构强度提升显著。同时,由于疏水基团无规则分布在聚合物链上,形成的疏水微区也呈无规则分布,因此网络结构也是无规则的。

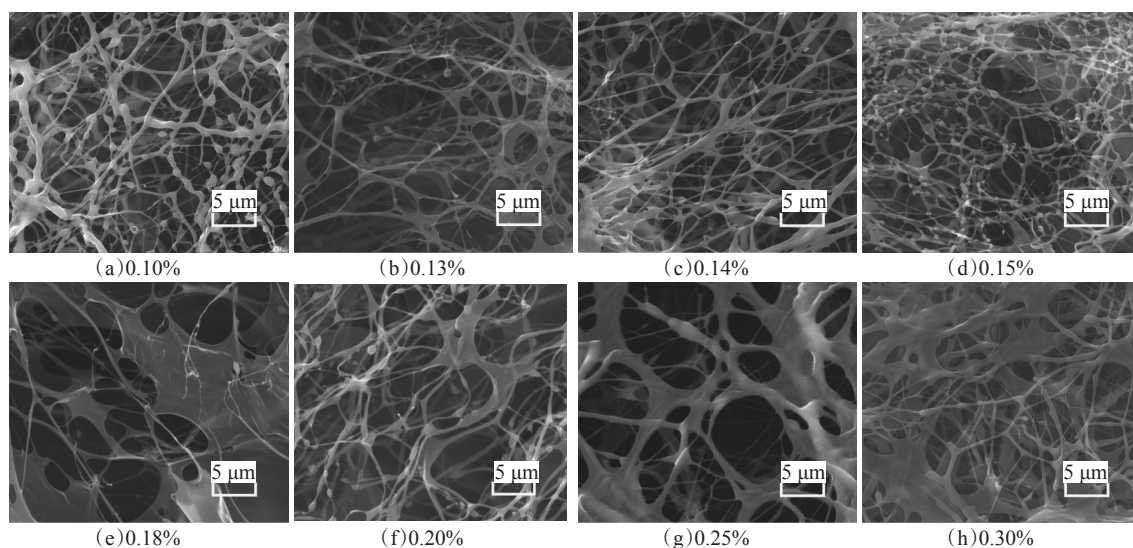


图5 PMASD压裂液的电镜扫描照片

Fig.5 Scanning electron microscope images of PMASD fracturing fluid

2.4 携砂性能

2.4.1 静态携砂性能

(1) 单颗粒沉降实验

由表2可见,PMASD压裂液的质量分数 $\geq 0.15\%$ (黏度 $57 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)时,支撑剂在常温环境下均不会沉降;压裂液质量分数 $\geq 0.14\%$ (黏度 $39 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)时,支撑剂在 80°C 环境下不会沉降^[39]。

表2 PMASD压裂液单颗粒沉降实验结果

Table 2 Experimental results of single particle sedimentation of PMASD fracturing fluid

PMASD 质量分数/%	陶粒沉降速度/ $(\text{cm}\cdot\text{s}^{-1})$	
	常温	80°C
0.13	0.0460	0.0890
0.14	0.0445	0
0.15	0	0
0.16	0	0

(2) 12%砂比

当PMASD质量分数 $\geq 0.25\%$ (黏度 $147 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)时,在常温及 80°C 下均表现出完美的悬浮及携砂能力,有利于实现支撑剂在裂缝内的全支撑,提高裂缝导流能力。

2.4.2 动态携砂性能

由图6可见,在相同旋转角速度下,含砂压裂液的剪切应力相比未加砂的压裂液有所增加,说明PMASD增加了支撑剂和压裂液网络结构的作用力以及支撑剂之间的作用力。同时,PMASD压裂液的剪切应力远低于普通瓜尔胶压裂液,在实际携砂施工中具有更小的摩阻,表明全悬浮压裂液体系PMASD的动态携砂性能优良^[40]。

2.4.3 大型实验装置平板携砂性能

平板携砂实验中最终砂堆形态见图7。在相同

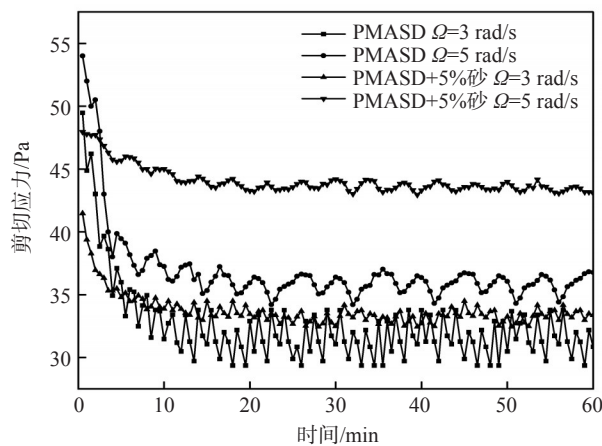


图6 0.30% PMASD压裂液的动力携砂性能

Fig.6 Dynamic sand-carrying performance of 0.30% PMASD fracturing fluid

的砂加量(12%)、排量(20 L/min)下,0.1%聚丙烯酰胺溶液最终砂堆的最高点距入口端0.30 m,而0.1% PMASD全悬浮压裂液最终砂堆的最高点距入口端0.78 m。全悬浮压裂液最终砂堆堆积效果优于聚丙烯酰胺溶液,携砂效果同比提高160%,更多支撑剂能被携带运移到裂缝深处支撑裂隙,从而保持更高的导流能力,使油气更为畅通,增加产量^[41]。

图7 聚丙烯酰胺溶液(a)和全悬浮压裂液(b)的最终砂堆形态
Fig.7 Final sand pile morphology of polyacrylamide solution (a) and fully suspended fracturing fluid (b)

2.5 现场应用

江苏油田X5-X井储层深度1188~1191 m,储层上部5 m含水,该井压裂过程中对缝高控制的要求高。将全悬浮压裂液PMASD体系应用于该井,用量为130 m³,以2 m³/min排量泵入,施工压力16~20 MPa,平均砂比18.9%,最高砂比32%。压裂前日产液1.4 t/d,日产油0.6 t/d,压裂后日产液6.5 t/d,日产油4.2 t/d,增产效果明显。

全悬浮压裂液PMASD体系不加添加剂,配液方便;施工过程不加交联剂,施工流程简单。现场

应用结果表明,其在低黏度下具有优良的携砂性能,可满足薄层开发的低排量压裂施工。

3 结论

PMASD压裂液含有胶束结构,临界缔合浓度为0.127%,具有典型的疏水缔合聚合物特征。PMASD压裂液表现出优异的黏弹性能,线性黏弹区间为0.01~1.00 Pa,疏水缔合后强度大,抗剪切能力强。达到临界缔合浓度后,PMASD压裂液体系形成超分子结构,出现三维空间网状结构,具有较高的结构强度。

PMASD压裂液的静态和动态携砂性能均较好。在12%砂比的实验条件下,PMASD质量分数 $\geq 0.25\%$ (黏度147 mPa·s)时,在常温及80℃下均表现出较好的悬浮及携砂能力。在平板携砂实验中,相较于聚丙烯酰胺滑溜水,PMASD压裂液的携砂效果同比提高160%,能满足薄层油气资源在低施工排量下有效携砂的压裂改造需求。

参考文献:

- [1] 刘建坤,蒋廷学,万有余,等.致密砂岩薄层压裂工艺技术研究及应用[J].岩性油气藏,2018,30(1):165-172.
LIU J K, JIANG T X, WAN Y Y, et al. Fracturing technology for thin layer in tight sandstone reservoir and its application [J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(1): 165-172.
- [2] 陈梦思,欧阳传湘,张浩,等.薄差层油藏控缝高技术研究及压裂参数优选[J].中国科技论文,2019,14(8):927-931.
CHEN M S, OUYANG C X, ZHANG H, et al. Research on fracture height control technology and optimization of fracturing parameters in poor thin layer reservoir [J]. China Sciencepaper, 2019, 14(8): 927-931.
- [3] 刘威.大牛地气田薄储层控缝高压裂工艺技术[J].断块油气田,2021,28(2):284-288.
LIU W. The thin layer fracture-height controlled fracturing technology in Daniudi gas field [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 284-288.
- [4] 柏军营,兑爱玲,邓小伟,等.薄互层油气藏控缝多层压裂技术研究及应用[J].中国石油和化工标准与质量,2020,40(12):187-188.
BAI J Y, DUI A L, DENG X W, et al. Research and application of multi-layer fracturing technology for controlling fracture height in thin interbedded oil and gas reservoirs [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2020, 40(12): 187-188.
- [5] 周祥,张士诚,马新仿,等.薄差层水力压裂控缝高技术研究[J].陕西科技大学学报(自然科学版),2015,33(4):94-99.

- ZHOU X, ZHANG S C, MA X F, et al. Research on fracture height containment in thin and poor pay zones [J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology (Natural Science Edition), 2015, 33(4): 94-99.
- [6] 江鹏川, 陈西国, 魏辉龙, 等. 多级加砂控缝高工艺技术在渤海油田压裂施工中的运用[J]. 石化技术, 2023, 30(2): 58-60.
- JIANG P C, CHEN X G, WEI H L, et al. Application of multi-stage sand adding and fracture height control technology in fracturing operation of Bohai Oilfield [J]. Petrochemical Industry Technology, 2023, 30(2): 58-60.
- [7] 梁莹. 川西中浅层井低密度支撑剂脉冲压裂技术[J]. 油气井测试, 2022, 31(2): 36-41.
- LIANG Y. Pulse fracturing technology with low-density proppant for mid-shallow wells in western Sichuan Basin [J]. Well Testing, 2022, 31(2): 36-41.
- [8] 付海峰, 才博, 庚勳, 等. 基于储层纵向非均质性的水力压裂裂缝三维扩展模拟[J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 56-68.
- FU H F, CAI B, GENG M, et al. Three dimensional simulation of hydraulic fracture propagation based on vertical reservoir heterogeneity [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 56-68.
- [9] 马庆利. 东营凹陷多薄层低渗透滩坝砂储层分层压裂工艺优化[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(2): 121-126.
- MA Q L. Optimization of separate layer fracturing technology in multi-thin-layer and low-permeability beach-bar sandstone reservoirs in Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 121-126.
- [10] 江铭, 李志强, 段贵府, 等. 水力裂缝导流能力对深层页岩气产能的影响规律[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(1): 35-41.
- JIANG M, LI Z Q, DUAN G F, et al. Effect of hydraulic fracture conductivity on deep shale gas production [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2023, 19(1): 35-41.
- [11] 包兴, 常建忠, 相兴华, 等. 超低浓度多元改性胍胶压裂液在煤层气井中的应用[J]. 煤矿安全, 2021, 52(3): 101-105.
- BAO X, CHANG J Z, XIANG X H, et al. Application of ultra-low concentration multi-component modified guar gum fracturing fluid in coalbed methane wells [J]. Safety in Coal Mines, 2021, 52(3): 101-105.
- [12] 董景锋, 汪志臣, 怡宝安, 等. 低浓度胍胶压裂液体系的研究与应用[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 43-47.
- DONG J F, WANG Z C, YI B A, et al. Development and application of guar gum fracturing fluid with low concentration [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(1): 43-47.
- [13] 刘平礼, 张璐, 邢希金, 等. 瓜胶压裂液对储层的伤害特性[J]. 油田化学, 2014, 31(3): 334-338.
- LIU P L, ZHANG L, XING X J, et al. Characteristics of formation damage by guar-gum fracturing fluids [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(3): 334-338.
- [14] 杜涛, 姚奕明, 蒋廷学, 等. 新型疏水缔合聚合物压裂液性能研究与现场应用[J]. 精细石油化工, 2015, 32(2): 20-24.
- DU T, YAO Y M, JIANG T X, et al. Properties and field application of a novel hydrophobic associating polymer fracturing fluid [J]. Speciality Petrochemicals, 2015, 32(2): 20-24.
- [15] 李杨, 郭建春, 王世彬, 等. 低伤害压裂液研究现状及发展趋势[J]. 现代化工, 2018, 38(9): 20-22.
- LI Y, GUO J C, WANG S B, et al. Research status and development trend of low-damage fracturing fluid [J]. Modern Chemical Industry, 2018, 38(9): 20-22.
- [16] 路遥, 康万利, 吴海荣, 等. 丙烯酰胺基聚合物压裂液研究进展[J]. 高分子材料科学与工程, 2018, 34(12): 156-162.
- LU Y, KANG W L, WU H R, et al. Comprehensive review of acrylamide-based polymer fracturing fluid [J]. Polymer Materials Science & Engineering, 2018, 34(12): 156-162.
- [17] DASTAN S, HASSNAJILI S, ABDOLLAHI E. Hydrophobically associating terpolymers of acrylamide, alkyl acrylamide, and methacrylic acid as EOR thickeners [J]. Journal of Polymer Research, 2016, 23(9): 1-18.
- [18] ZHANG Y, MAO J, XU T, et al. Preparation of a novel fracturing fluid with good heat and shear resistance [J]. RSC Advances, 2019, 9(3): 1199-1207.
- [19] 林梅软, 魏娴娴, 董朝霞, 等. 淀粉接枝聚丙烯酰胺凝胶的流变性能[J]. 石油学报(石油加工), 2020, 36(4): 801-811.
- LIN M Q, WEI X X, DONG Z X, et al. Rheological properties of starch graft polyacrylamide gel [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2020, 36(4): 801-811.
- [20] 赵华强, 王一彪, 彭勃. 纳米SiO₂接枝聚丙烯酰胺的黏度和流变性能[J]. 石油学报(石油加工), 2022, 38(6): 1467-1475.
- ZHAO H Q, WANG Y B, PENG B. Viscosity and rheological properties of nano-SiO₂ grafted polyacrylamide [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2022, 38(6): 1467-1475.
- [21] 王伟, 张杰, 赵凤祥, 等. 抗盐丙烯酸酯非线型共聚物的合成及溶液特性[J]. 石油学报(石油加工), 2021, 37(2): 416-421.
- WANG W, ZHANG J, ZHAO F X, et al. Synthesis and solution properties of salt resistant acrylamide non-linear copolymers [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2021, 37(2): 416-421.
- [22] 王永吉. 一种抗高温压裂液稠化剂的研制[D]. 成都: 西南石油大学, 2017: 11.
- WANG Y J. Development of a high temperature fracturing fluid thickener [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017: 11.
- [23] 周艳, 冯真雅, 奚志林, 等. 芘荧光探针光法测定聚氧化乙烯与SDS的作用[J]. 化学研究与应用, 2018, 30(2): 237-242.
- ZHOU Y, FENG Z Y, XI Z L, et al. Determination of PEO and

- sodium SDS by pyrene fluorescence probe spectrometry [J]. *Chemical Research and Application*, 2018, 30(2): 237-242.
- [24] 黄回阳, 吴小燕, 李琳琳, 等. 芘荧光探针法研究燕麦 β -葡聚糖溶液中的疏水微区[J]. *中国食品学报*, 2015, 15(7): 225-229.
- HUANG H Y, WU X Y, LI L L, et al. Study on the hydrophobic microdomain in solution of oat β -glucan using pyrene fluorescence probe [J]. *Journal of Chinese Institute of Food Science and Technology*, 2015, 15(7): 225-229.
- [25] 刘永, 王磊, 刘利锋, 等. 盐刺激响应疏水缔合聚合物溶液的流变性能[J]. *精细化工*, 2022, 39(7): 1486-1494.
- LIU Y, WANG L, LIU L F, et al. Rheological properties of hydrophobic associating polymer solutions in response to salt stimulation [J]. *Fine Chemicals*, 2022, 39(7): 1486-1494.
- [26] 魏志毅, 张金泽, 公证, 等. 双烷基脲稠化烃基压裂液的制备及其流变特性[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(4): 123-129.
- WEI Z Y, ZHANG J Z, GONG Z, et al. Preparation and rheological properties of bis-alkyl urea thickened alkane-based fracturing fluid [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(4): 123-129.
- [27] 任伟, 张宝岩, 王贤君, 等. 变黏滑溜水裂缝内携砂运移特征研究[J]. *石油化工高等学校学报*, 2022, 35(2): 22-28.
- REN W, ZHANG B Y, WANG X J, et al. Sand-carrying migration characteristics of variable-viscosity slick water in fracture [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2022, 35(2): 22-28.
- [28] 刘朋飞, 范雅璐, 梁兵. 两端疏水聚丙烯酰胺的合成及疏水缔合性能[J]. *油田化学*, 2017, 34(4): 668-674.
- LIU P F, FAN Y J, LIANG B. Synthesis of hydrophobically both end-capped polyacrylamide and associative property [J]. *Oilfield Chemistry*, 2017, 34(4): 668-674.
- [29] 王成文, 王桓, 薛毓斌, 等. 高密度水泥浆高温沉降稳定调控热增黏聚合物研制与性能[J]. *石油学报*, 2020, 41(11): 1416-1424.
- WANG C W, WANG H, XUE Y C, et al. Development and performance of thermo-viscosifying polymer for high temperature sedimentation control of high density cement slurry [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(11): 1416-1424.
- [30] 祝仰文, 郭拥军, 徐辉, 等. 耐温抗盐疏水缔合聚合物的制备与性能评价[J]. *油田化学*, 2021, 38(2): 317-323.
- ZHU Y W, GUO Y J, XU H, et al. Preparation and performance evaluation of hydrophobically associating polymer with temperature resistance and salt tolerance [J]. *Oilfield Chemistry*, 2021, 38(2): 317-323.
- [31] 于萌, 铁磊磊, 李翔, 等. 驱油用聚合物在渤海油田中高渗储层的适应性实验研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(6): 40-45.
- YU M, TIE L L, LI X, et al. Experiments on adaptability of polymer flooding for medium-high permeability reservoir in Bohai Oilfield [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(6): 40-45.
- [32] 贾寒, 田子豪, 黄维安. 两亲 SiO_2 纳米颗粒的制备及提升聚合物性能[J]. *实验室研究与探索*, 2022, 41(4): 17-20.
- JIA H, TIAN Z H, HUANG W A, et al. Preparation of amphiphilic SiO_2 nanoparticles and improvement of the polymer properties [J]. *Research and Exploration in Laboratory*, 2022, 41(4): 17-20.
- [33] 刘国宇, 纪德强, 吴红军. AM/AMPS/DMDB/MPEGA 抗温耐盐四元共聚表面活性聚合物的合成及性能评价[J]. *精细石油化工*, 2020, 37(4): 12-18.
- LIU G Y, JI D Q, WU H J, et al. Synthesis and performance evaluation test of AM/AMPS/DMDB/MPEGA quaternary surface-active polymer with temperature-resistant and salt-tolerant [J]. *Speciality Petrochemicals*, 2020, 37(4): 12-18.
- [34] 王维明. VES-18 清洁压裂液性能试验与应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2010, 38(3): 24-26.
- WANG W M. Behavior and application of VES-18 clean fracturing fluid [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2010, 38(3): 24-26.
- [35] 张扬, 赵永刚, 闫永强, 等. 页岩储层新型清洁滑溜水压裂液体系[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(4): 89-92.
- ZHANG Y, ZHAO Y G, YAN Y Q, et al. New clean slick water fracturing fluid system for shale reservoir [J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(4): 89-92.
- [36] 王桂芹, 陈涛, 张蕊, 等. 新型耐温抗盐疏水缔合聚合物的制备及性能[J]. *石油化工*, 2020, 49(7): 657-663.
- WANG G Q, CHEN T, ZHANG R, et al. Preparation and performance of a novel hydrophobic associating polymer with excellent temperature-resistance and salt-tolerance [J]. *Petrochemical Technology*, 2020, 49(7): 657-663.
- [37] 董越, 周明, 高振东, 等. 二氧化碳黏弹性泡沫驱体系的优化[J]. *油田化学*, 2022, 39(4): 658-662.
- DONG Y, ZHOU M, GAO Z D, et al. Optimization on carbon dioxide viscoelasticity foam system [J]. *Oilfield Chemistry*, 2022, 39(4): 658-662.
- [38] 熊利军, 王犁, 吴洋, 等. 耐高温清洁压裂液的制备及性能评价[J]. *精细化工*, 2022, 39(1): 204-211.
- XIONG L J, WANG L, WU Y, et al. Preparation and performance evaluation of high-temperature resistant clean fracturing fluid [J]. *Fine Chemicals*, 2022, 39(1): 204-211.
- [39] 孙圆, 周成裕, 曾令豪, 等. 页岩压裂用减阻-携砂双功能结构聚合物的动力学分析及制备[J]. *油田化学*, 2022, 39(3): 393-400.
- SUN Y, ZHOU C Y, ZENG L H, et al. Dynamic analysis and preparation of dual-functional polymer materials with drag reduction and sand-carrying for shale fracturing [J]. *Oilfield Chemistry*, 2022, 39(3): 393-400.

- [40] 张艺耀. 瓜胶压裂液结构及黏弹性与携砂性能的关系研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2014: 66-71.
ZHANG Y Y. Study on the relationship between structure viscoelasticity and sand-carrying performance of cucurbit gum fracturing fluid [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014: 66-71.
- [41] 麦尔耶姆古丽·安外尔, 蒲迪, 翟怀建, 等. 悬浮液基高效减阻携砂压裂液的研发与应用[J]. 油田化学, 2022, 39(3): 387-392.
MAIERYEMUGULI A, PU D, ZHAI H J, et al. Development and application of fracturing fluid based suspension thickener with high efficient drag reduction and proppant transport [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 387-392.

Polyacrylamide Full Suspension Fracturing Fluid System Using in Thin-layer Oil and Gas Reservoir

YOU Xingpeng¹, WANG Lili², GAO Yang³, WANG Shibin¹, LI Jianshan², ZHAO Jinzhou¹

(1. National Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 2. Oil & Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 3. Shale Gas Exploration and Development Department, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company, Ltd, Chengdu, Sichuan 610051, P R of China)

Abstract: Based on the demand of controlling fracture height and low displacement in the development of thin-layer oil and gas resources, polyacrylamide block copolymer (PMASD) was synthesized by aqueous solution free radical micelle polymerization, using acrylamide (AM), acrylic acid (AA), 2-acrylamide-2-methylpropanesulfonic acid (AMPS), 2-acrylamidoethylammonium bromide (DAMAB) and alkylphenol polyoxyethylene ether (NP-10) as raw materials. The critical association concentration, viscoelasticity and microstructure of PMASD were studied by fluorescence spectrophotometer, rheometer and scanning electron microscope. At the same time, the static and dynamic sand carrying properties of PMASD fracturing fluid were studied, and then the results were compared with that of polyacrylamide slick water. Finally, the PMASD fracturing fluid was applied in the field. The results showed that the PMASD fracturing fluid had a micelle structure. The critical association concentration was 0.127%. The PMASD fracturing fluid system showed good viscoelasticity. The linear viscoelastic range was 0.01—1.00 Pa. After hydrophobic association, the strength was large, meanwhile, the shear resistance was strong. In the injection process of low displacement (20 L/min), the network structure formed by PMASD fracturing fluid was irregularly distributed and had high structural strength, which could effectively carry proppant. The static and dynamic sand carrying performance of PMASD fracturing fluid was good. Under the experimental condition of 12% sand liquid volume ratio, when the mass fraction of PMASD was equal or greater than 0.25% (147 mPa·s), it showed good suspension and sand carrying capacity at room temperature and 80 °C. Compared with polyacrylamide slick water, the sand carrying effect of PMASD fracturing fluid increased by 160%. In the field application of X5-X well in Jiangsu oilfield, PMASD fracturing fluid was pumped at a displacement of 2 m³/min. The daily liquid production increased from 1.4 t to 6.5 t, meanwhile, the daily oil production increased from 0.6 t to 4.2 t. The effect of increasing production was obvious. The full suspension fracturing fluid PMASD system could meet the needs of effective sand-carrying fracturing of thin-layer oil and gas resources under low construction displacement.

Keywords: polyacrylamide; hydrophobic association; sand carrying ability; full suspension fracturing fluid; thin-layer oil and gas reservoir