

文章编号:1673-2677(2026)02-0066-12

DOI: 10.12388/j.issn.1673-2677.2026.02.008

引用:蒲迪,郭拥军,罗平亚,等.低摩阻高携砂超分子压裂液性能评价及应用[J].新疆石油天然气,2026,22(2):66-77.

Cite:PU Di, GUO Yongjun, LUO Pingya, et al. Performance evaluation and application of a low friction, high proppant carrying supra-molecular fracturing fluid[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(2): 66-77.

低摩阻高携砂超分子压裂液性能评价及应用

蒲迪^{1,2}, 郭拥军^{1,3}, 罗平亚¹, 金诚^{1,3}, 邬国栋^{4,5}, 尹剑宇^{4,5}, 吴虎^{4,5}, 赵春艳^{4,5}

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川成都 610500; 2. 新疆光亚油气新技术发展有限公司, 新疆克拉玛依 834000; 3. 西南石油大学新能源与材料学院, 四川成都 610500; 4. 中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院, 新疆克拉玛依 834000; 5. 中国石油天然气集团有限公司纳米化学重点实验室, 北京海淀 100083)

摘要:针对深层致密/页岩油藏中常规聚丙烯酰胺压裂液减阻与携砂性能难以兼顾的技术难题,制备了一种缔合减阻剂SMAP-2000,并与常规超高分子量聚丙烯酰胺减阻剂HPAM-3000进行对比,系统评价了两种减阻剂的增黏、减阻、动态携砂及流变性能,进而构建了一套低摩阻高携砂超分子压裂液体系。实验结果表明,SMAP-2000在自来水和模拟盐水中增黏效率优于HPAM-3000,达相同表观黏度时用量显著降低;在测试黏度范围内,SMAP-2000低黏滑溜水与HPAM-3000的减阻率相近,但中、高黏滑溜水及线性胶减阻率显著高于HPAM-3000;相同表观黏度下,SMAP-2000的低、中、高黏滑溜水的动态携砂能力较HPAM-3000提高10%~16%;SMAP-2000在低剪切区出现剪切增稠现象,呈现“剪切增稠-剪切稀化-第二平台”的多级结构;30 mPa·s线性胶弹性模量较HPAM-3000提高60%~80%,具有超分子溶液特征。现场试验表明,采用SMAP-2000的试验井井筒摩阻降至1.8 MPa/1 000 m,减阻率达85%,最高砂浓度提升至400 kg/m³,单井日产油提升40%。构建的压裂液体系兼顾了减阻与携砂性能,为深层致密/页岩油藏效益开发提供了技术支撑。

关键词:深层页岩油气;缔合减阻剂;低摩阻高携砂;超分子压裂液;黏弹性

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Performance Evaluation and Application of a Low Friction, High Proppant Carrying Supramolecular Fracturing Fluid

PU Di^{1,2}, GUO Yongjun^{1,3}, LUO Pingya¹, JIN Cheng^{1,3}, WU Guodong^{4,5}, YIN Jianyu^{4,5}, WU Hu^{4,5}, ZHAO Chunyan^{4,5}

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. Xinjiang Guangya Oil and Gas New Technology Development Co., Ltd., Karamay 834000, Xinjiang, China; 3. College of New Energy and Materials, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 4. Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China; 5. Key Laboratory of Nanochemistry, CNPC, Haidian 100083, Beijing, China))

Abstract: To address the technical challenge that conventional polyacrylamide fracturing fluids cannot simultaneously deliver desired performance of friction reduction and proppant carrying in deep tight/shale oil reservoir, an associative friction reducer SMAP-2000

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技专项“砾岩油藏规模增储上产与提高采收率关键技术研究”(2023ZZ24); 中国石油新疆油田分公司与西南石油大学合作项目“可逆超分子结构缔合聚合物压裂液体系评价技术”(XJYT-2023-JS-6755); 克拉玛依市重点研发项目“新疆油田玛北深层页岩油及八区低渗透油藏多功能集成化压裂液体系研发”(2025BA0036N)。

第一作者: 蒲迪(1989—), 2015年毕业于西南石油大学化学化工学院应用化学专业, 硕士, 高级工程师, 主要从事油田功能化学剂研究及储层改造增产技术研究工作。(E-mail)yizuvip@163.com

通讯作者: 郭拥军(1973—), 1999年毕业于西南石油大学化学化工学院应用化学专业, 博士, 研究员, 主要从事油田功能化学剂研究及储层改造增产技术研究工作。(E-mail)guoyongjun@swpu.edu.cn

was prepared and compared with conventional ultra-high molecular weight polyacrylamide friction reducer HPAM-3000. The thickening, friction reduction, dynamic proppant carrying and rheological properties of the two friction reducers were systematically evaluated, and a low friction high proppant carrying supramolecular fracturing fluid was developed. Results show that SMAP-2000 exhibits better thickening efficiency than HPAM-3000 in both fresh water and simulated brine, with significantly lower dosage required to achieve the same apparent viscosity. Within the tested viscosity range, the friction reduction rate of the low viscosity slickwater of SMAP-2000 is similar to that of HPAM-3000, but the friction reduction rates of SMAP-2000 are significantly higher for medium and high viscosity slickwater and linear gel. With the same apparent viscosity, the dynamic proppant carrying capacities of low, medium and high viscosity slickwater of SMAP-2000 is 10%–16% higher than those of HPAM-3000. SMAP-2000 exhibits shear thickening at low shear rates, with a multi-stage rheological structure of “shear thickening–shear thinning–second plateau”. The elastic modulus of 30 mPa·s linear gel of SMAP-2000 is 60%–80% higher than that of HPAM-3000, indicating the characteristics of supramolecular solutions. Field test shows that the wellbore friction of the test well using SMAP-2000 fracturing fluid is reduced to 1.8 MPa/1 000 m, with a friction reduction rate of 85%, the maximum proppant concentration increased to 400 kg/m³, and the daily oil production per well increased by 40%. The developed fracturing fluid system balances friction reduction and proppant carrying to provide technical support for cost effective development of deep tight/shale oil reservoirs.

Key words: deep shale oil and gas; associative friction reducer; low friction and high proppant carrying; supramolecular fracturing fluid; viscoelasticity

历经十余年的页岩油气压裂理论创新与工程实践,我国已形成中浅层海相页岩油气压裂理论与技术体系,支撑了页岩油气的规模效益开发^[1]。随着勘探开发目标向深层-超深层进军,深层致密/页岩油藏已成为当前我国油气增储上产的重要领域^[2]。以新疆油田玛北地区二叠系风城组页岩油为例,该油藏埋藏深度大、地应力高、裂缝发育,导致施工起裂压力高、加砂难度大,对压裂液的减阻性能和携砂性能均提出了极高要求^[3]。目前,该区块现场所使用的压裂液体系以变黏滑溜水为主,减阻剂基本采用高分子量聚丙烯酰胺(PAM),国外称之为高黏减阻剂(HVFR)^[4-7]。低黏滑溜水有利于形成复杂缝网,但携砂效率低,通常以大排量大量携砂;提高压裂液黏度虽可增强携砂能力,但减阻率会显著下降,造成施工摩阻增加、造缝能力受限^[8-10]。现有聚丙烯酰胺减阻剂的技术原理决定了使用聚丙烯酰胺需要面临提高减阻率与必要携带能力之间难以兼顾的问题,无法实现高效减阻与高效携砂的统一。

缔合聚丙烯酰胺(APAM)是在聚丙烯酰胺主链上引入少量疏水侧基的一类新型水溶性高分子^[11-12]。当溶液浓度大于临界缔合浓度时,疏水基团通过分子间缔合作用形成可逆的超分子网络结构,使其在相同分子量下具有更高效的增黏能力^[13-16]。罗平亚院士团队长期致力于缔合聚合物在压裂液中的应用研究,提出了利用分子间缔合作用构建高携砂、高有效结构黏度的清洁非交联压裂液的理论思路,并在室内研究与现场实践中验证了其可行性^[17-24]。近年来,通过分子结构设计、溶液性能与分子结构构效关系研究和合成技术优化,可以得到减阻和携砂兼顾的APAM分子结构,进而构建高减阻高携砂变黏滑溜水超分子压裂

液的新思路^[25-31]。

本文制备了一种缔合减阻剂SMAP-2000,并与超高分子量常规减阻剂HPAM-3000进行对比研究,系统评价了两种聚合物的增黏、溶液减阻、动态携砂及流变性能,构建了兼顾减阻与携砂性能的低摩阻高携砂超分子压裂液体系。并在新疆油田致密砂砾岩油藏X井开展了先导性试验,以期为深层致密/页岩油藏效益开发提供技术支撑。

1 实验材料与仪器

实验过程中所用主要试剂包括:丙烯酰胺(AM)、丙烯酸(AA)、氢氧化钠(NaOH)、碳酸氢钠(NaHCO₃)、乙二胺四乙酸(EDTA)、尿素(NS)、过硫酸铵(APS)、硫酸亚铁(FeSO₄)、亚硫酸氢钠(NaHSO₃),均为分析纯,成都科隆化学试剂有限公司;疏水单体N-丙酰胺基-N-十六烷基乙酸钠(AS),西南石油大学自制^[32];常规减阻剂HPAM-3000、复合液添FHS-1(20%烷基糖苷类助排剂+20%嵌段聚醚类破乳剂+20%季铵盐类防膨剂+10%乙二醇+30%水),工业级,四川光亚聚合物化工有限公司;陶粒(20/40目、40/70目),江苏宜兴东方石油支撑剂有限公司;去离子水,自制;精制煤油、氯化钠(NaCl)、氯化钾(KCl)、氯化钙(CaCl₂)、六水氯化镁(MgCl₂·6H₂O)、硫酸钠(Na₂SO₄)、碳酸氢钠(NaHCO₃),分析纯,成都科隆化学试剂有限公司;配液用水为自来水和模拟盐水(总矿化度20 018 mg/L)。配制1 L模拟盐水配方:16.63 g NaCl+1.62 g KCl+1.60 g Na₂SO₄+0.36 g NaHCO₃+1.22 g CaCl₂+0.34 g MgCl₂·6H₂O。

实验过程中所用主要仪器包括:10 L玻璃烧杯,四川蜀玻(集团)有限责任公司;Nicolet iS20型傅里叶

红外光谱仪,美国赛默飞公司;冰盐浴、绝热保温箱、HAMZ-IV型流动管路摩阻测试装置,四川光亚聚合物化工有限公司;Physica MCR301型旋转流变仪,奥地利安东帕公司;ZNN-D6B型电动六速旋转黏度计,同春石油仪器有限公司;大型可视化平板动态携砂实验装置^[28]、微观可视化动态携砂实验装置,西南石油大学。

微观可视化动态携砂实验平台如图1所示。图1右边的裂缝形态示意图中,微观模拟裂缝缝宽、缝高均为5 mm,进出口的直线距离为1 000 mm;模拟裂缝编号为1~6,1号缝为直缝,2号和3号缝分别为夹角60°和120°的迂曲缝;4~6号缝为夹角120°的迂曲缝,并在沿程有障碍,障碍高度均为2 mm,底部宽度分别为1 mm、2 mm和4 mm。

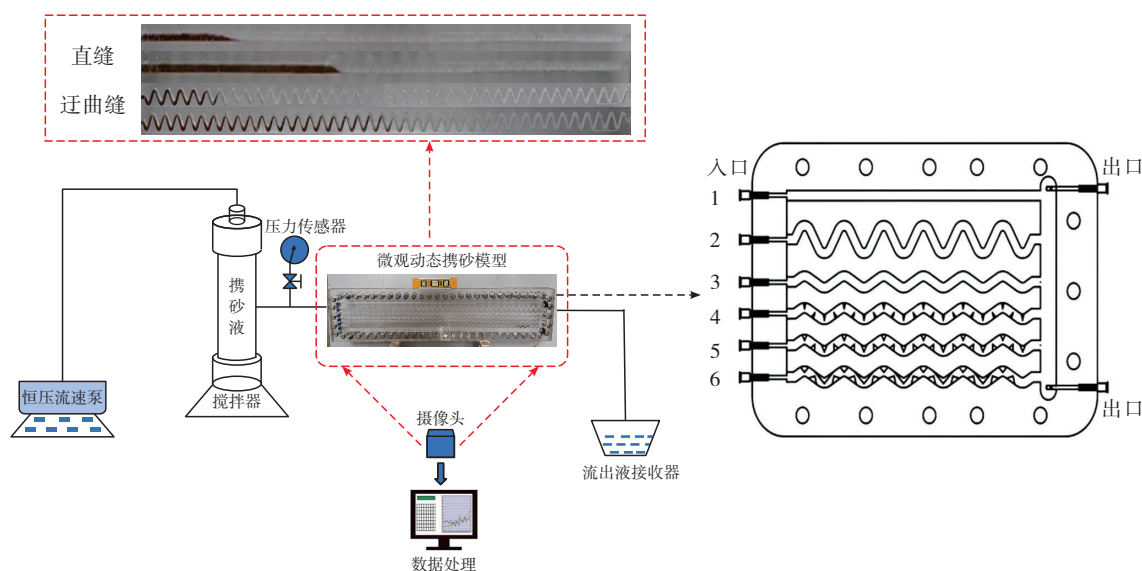


图1 微观可视化动态携砂实验平台

Fig. 1 Experimental setup of micro-scale visualization of dynamic proppant carrying

2 实验方法

2.1 缔合减阻剂的制备

称取4.4 kg 去离子水于10 L玻璃烧杯中,在搅拌条件下(500 r/min)依次加入1.1 kg AM、0.34 kg AA、185.7 g NaOH、52.8 g疏水单体AS、0.24 g EDTA和63.5 g NS,再加入17.5 g NaHCO₃调节溶液的pH值为8左右;将烧杯置于冰盐水中冷却至0℃左右,向烧杯中加入0.34 g过硫酸铵-硫酸亚铁-亚硫酸氢钠(APS-FeSO₄-NaHSO₃)复合引发剂,搅拌均匀后置于绝热保温箱中聚合反应5 h;待反应结束后取出反应产物胶体,对胶体进行剪碎、水解、干燥、粉碎,筛选粒径为212~250 μm的粉末状聚合物样品。参照文献[28]的物理悬浮制浆技术,得到两种悬浮态减阻剂,分别为缔合减阻剂SMAP-2000和常规减阻剂HPAM-3000,有效固含量均为50%,后续均以悬浮态减阻剂开展相关研究。

按照标准GB/T 12005.10—1992《聚丙烯酰胺分子量测定 粘度法》、GB/T 12005.6—1989《部分水解聚丙烯酰胺水解度测定方法》分别测试缔合减阻剂的分子量和水解度,其分子结构及参数如图2和表1所示。

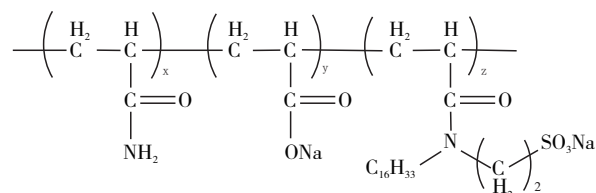


图2 缔合减阻剂SMAP-2000分子结构

Fig. 2 Molecular structure of the associative friction reducer SMAP-2000

表1 两种减阻剂分子结构参数

Tab. 1 Molecular structural parameters of the two friction reducers

类型	代号	分子量/ (10 ⁴ g·mol ⁻¹)	水解度/ %	疏水单体 含量/%
缔合减阻剂	SMAP-2000	2 050.4	25.9	0.3
常规减阻剂	HPAM-3000	3 082.3	27.4	

2.2 红外光谱表征

先将目标样品用无水乙醇纯化并烘干处理,采用KBr压片法制样;使用傅里叶红外光谱仪对聚合物进行红外光谱表征,测试波数范围为400~4000 cm⁻¹。

2.3 增黏性能测试

常温下,称取350 g的配液水于500 mL烧杯中,设

置搅拌速度为500 r/min,缓慢(30 s内)加入减阻剂,继续搅拌溶解3 min。采用六速旋转黏度计测试剪切速率 170 s^{-1} 下的表观黏度。此外,后续所述黏度无特殊说明均为该条件下黏度值。

2.4 减阻性能测试

使用HAMZ-IV型流动管路摩阻测试装置测试不同黏度(2 mPa·s、5 mPa·s、10 mPa·s、20 mPa·s、30 mPa·s、50 mPa·s)减阻剂溶液的减阻率,5 min内的减阻率平均值为溶液的减阻率。测试条件:25 °C,测试管道内径10 mm,排量42 L/min。

2.5 动态携砂性能测试

除了静态悬砂性能外,动态携砂性能更能反映压裂液在施工过程中对支撑剂的携带能力。高携带能力可降低压裂砂堵发生的风险,使支撑剂得到良好铺置,保障压裂施工成功和压后产量效果。本文采用实验室自制的微观可视化动态携砂实验装置以评价压裂液的动态携砂性能,首次提出动态携砂速度保留率概念,即支撑剂运移速度与液体运移速度的比值,可模拟地层中“液到砂到”现象;此外,采用了目前室内常用的大型可视化平板动态携砂评价装置,评价携砂液分支缝中支撑剂的铺置及分布情况。

2.5.1 动态携砂速度保留率

采用图1所示的微观可视化动态携砂实验平台测定动态携砂速度保留率。按照设计实验条件配制目标液:加入支撑剂于搅拌罐混合均匀(5 mPa·s、15 mPa·s、30 mPa·s体系砂比分别为10% 40/70目陶粒、10% 20/40目陶粒、20% 20/40目陶粒);将携砂液按照设置流速注入模拟裂缝(泵速100 mL/min,缝内线速度0.083 m/s,缝内剪切速率 100 s^{-1} ,裂缝形态为1号裂缝-直缝和2号裂缝-迂曲缝),并采用录像方式采集数据;分别读取携砂液的运移速度和支撑剂的运移速度,按公式(1)和公式(2)所示方法计算动态携砂速度保留率。

$$v_i = L_i/t_i \quad (1)$$

$$\eta = v_{\text{砂}}/v_{\text{液}} \times 100\% \quad (2)$$

式中: v_i 为支撑剂或携砂液的运移速度,cm/s; L_i 为支撑剂或携砂液的运移距离,cm; t_i 为支撑剂或携砂液运移一定距离所需时间,s; η 为动态携砂速度保留率,%。

2.5.2 支撑剂铺置效果

采用大型可视化平板动态携砂实验装置^[28]研究压裂液在主缝、一级和二级分支缝中的动态携砂能力及支撑剂铺置情况。本文设置大型动态携砂实验的裂缝路径为:主缝(1#、2#、3#)+分支缝1(5#、6#)+分支缝2(8#、9#)。具体步骤为:常温下,采用自来水配制

180 L不同黏度(5 mPa·s、15 mPa·s)滑溜水压裂液,打开可视化平板主缝入口、出口1(主缝)、出口3(分支缝1)和出口5(分支缝2);配液罐中加入14.4 kg陶粒(40/70目)并搅拌均匀;设置入口流量为 $1.2\text{ m}^3/\text{min}$ (对应现场单簇 $4\text{ m}^3/\text{min}$),出口流量主缝与分支缝流速比为主缝:分支缝1:分支缝2=10:1:1,摄像头记录支撑剂在主缝、一级和二级分支缝中的沉降形态;采用数据处理系统,计算主缝、一级和二级分支缝中沉降支撑剂体积。

2.6 流变性能测试

2.6.1 剪切速率扫描测试

采用Physica MCR301型旋转流变仪(配置MPA·S 75-1型锥板测量系统,锥角 1° ,直径75 mm),测试不同黏度(5 mPa·s、15 mPa·s、30 mPa·s)减阻剂溶液不同剪切速率下的剪切黏度。实验测试温度为 $25 \pm 0.1\text{ }^\circ\text{C}$,在线性黏弹区(通过振幅扫描确定,固定角频率1 Hz,应力范围0.01~10 Pa)内进行动态振荡测试。

2.6.2 弹性模量测试

采用Physica MCR301型旋转流变仪(配置MPA·S 75-1型锥板测量系统,锥角 1° ,直径75 mm),在温度为25 °C、频率范围0.01~10 Hz下,测试不同黏度(5 mPa·s、15 mPa·s、30 mPa·s)减阻剂溶液的弹性模量。

2.7 压裂液综合性能评价

按照SY/T 7627—2021《水基压裂液技术要求》中规定的实验方法测试压裂液的相关性能。

3. 实验结果与分析

3.1 红外光谱表征

图3为缔合减阻剂SMAP-2000的红外光谱图。在 $3\,440\text{ cm}^{-1}$ 处的强宽吸收峰为 $-\text{NH}_2$ 中N—H的伸缩振动峰; $2\,929\text{ cm}^{-1}$ 处的中强吸收峰为 $-\text{CH}_2-$ 中C—H

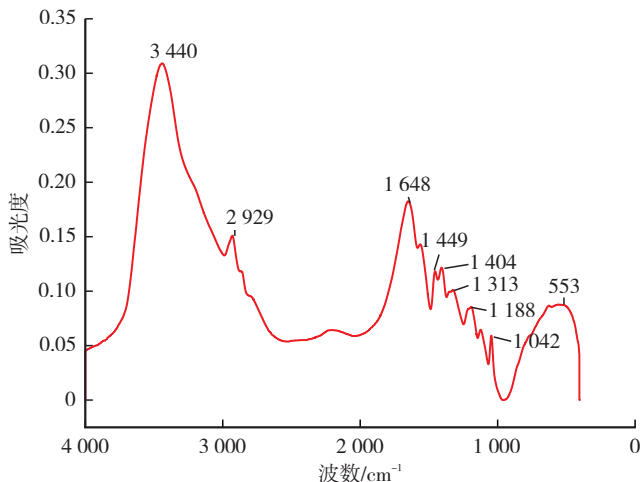


图3 缔合减阻剂SMAP-2000红外光谱
Fig. 3 Infrared spectrum of SMAP-2000

不对称伸缩振动峰; $1\,648\text{ cm}^{-1}$ 处的吸收峰为 —C—O— 的伸缩振动峰; $1\,449\text{ cm}^{-1}$ 处的吸收峰为 $\text{—CH}_2\text{—}$ 的弯曲振动峰; $1\,404\text{ cm}^{-1}$ 处的吸收峰为 —COONa 中羧酸盐的对称伸缩振动峰; 而 $1\,313\text{ cm}^{-1}$ 、 $1\,188\text{ cm}^{-1}$ 及 $1\,042\text{ cm}^{-1}$ 三处吸收峰为 $\text{—SO}_3\text{Na}$ 基团中 S—O 及 S—O— 的特征伸缩振动峰。上述所有关键官能团的特征吸收峰均与SMAP-2000分子结构中的 —NH_2 、 $\text{—CH}_2\text{—}$ 、 —C—O— 、 —ONa 及 $\text{—SO}_3\text{Na}$ 完全吻合,证明该缔合聚合物已成功制备,即为目标产物。

3.2 增黏性能

图4为缔合减阻剂与常规减阻剂在自来水及模拟

盐水中的增黏性能对比。在各自所对应的浓度区间内,缔合减阻剂在两种水质中均表现出优于常规减阻剂的增黏能力,达到相同黏度时的缔合减阻剂的用量显著低于常规减阻剂。分析认为,缔合减阻剂因分子链上引入疏水基团,在水溶液中通过疏水相互作用形成可逆的空间网络结构,使其在临界缔合浓度以上表现出高效增黏,从而以更低的用量实现更高的黏度。在盐水中,盐离子增强疏水缔合作用,部分补偿了分子链蜷缩带来的黏度损失,使得缔合减阻剂在相同黏度下仍能以更低的用量维持较高黏度,展现出比常规减阻剂更好的抗盐性能。

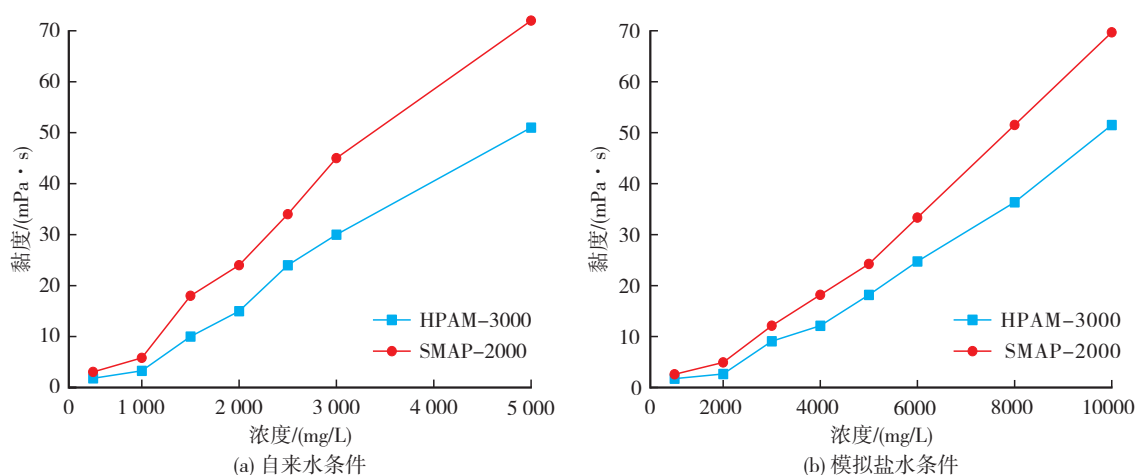


图4 不同分子结构减阻剂黏度与浓度关系曲线

Fig. 4 Viscosity vs. concentration curves of the friction reducers with different molecular structures

3.3 减阻性能

图5为常规减阻剂与缔合减阻剂在自来水及模拟盐水中的减阻率变化趋势。虚线标识的区域为按照SY/T 7627—2021《水基压裂液技术要求》划分的压裂液分类区间:低黏滑溜水黏度 $<5\text{ mPa}\cdot\text{s}$;中黏滑溜水黏度范围 $5\sim 10\text{ mPa}\cdot\text{s}$;高黏滑溜水黏度范围 $10\sim 20\text{ mPa}\cdot\text{s}$;线性胶黏度 $>20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。在低黏区($<5\text{ mPa}\cdot\text{s}$),两者在自来水中的减阻率相近(约70%~78%);但在盐水中的常规减阻剂因电荷屏蔽导致分子链蜷缩,减阻率降至70.15%,而缔合减阻剂受盐析效应增强疏水缔合作用,减阻率仍保持75.68%。进入中高黏区($5\sim 20\text{ mPa}\cdot\text{s}$),常规减阻剂因分子链间发生物理缠结,在湍流剪切下易发生不可逆机械降解,减阻率随黏度增加而加速下降^[33];缔合减阻剂则凭借可逆的疏水缔合结构,在高剪切区迅速解离、在低剪切区快速重缔合,从而避免链断裂,减阻率下降平缓且始终高于常规减阻剂。在线性胶区($>20\text{ mPa}\cdot\text{s}$),两者性能差距进一步扩大,盐水中 $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 下缔合减阻剂减阻率达60.39%,而常规减阻剂仅为50.60%。综上,缔合减阻剂凭借剪切可逆的超分子网络,在淡水

到盐水、低黏到高黏的宽泛条件下均表现出更优且更稳定的减阻性能,有利于复合压裂(滑溜水+线性胶)施工压力的平稳控制。

3.4 携砂性能

3.4.1 微观动态携砂性能

图6为常规减阻剂与缔合减阻剂在不同水质、不同形态裂缝中的动态携砂速度保留率测试结果。随着体系黏度从 $5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 增至 $30\text{ mPa}\cdot\text{s}$,两种减阻剂的携砂速度保留率均显著提升,且缔合减阻剂在所有工况下均优于常规减阻剂。在 $30\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 下,缔合减阻剂较常规减阻剂的携砂速度保留率提高10%~16%,其中盐水+直缝和盐水+迂曲缝工况下分别提升约16%和15%~16%。分析认为,缔合减阻剂因疏水基团形成可逆的动态物理交联网络,赋予体系更强的弹性模量,而弹性增强是提升携砂能力的关键因素^[34-35]。在抗盐方面,常规减阻剂的增黏依赖静电斥力使分子链舒展,盐离子会屏蔽斥力导致链蜷缩、黏度急剧下降;缔合减阻剂的增黏则主要依赖疏水基团间的可逆缔合,盐离子的加入反而增强疏水效应,促进缔合网络致密化,甚至在一定盐度下出现“盐增黏”现象^[36-38]。

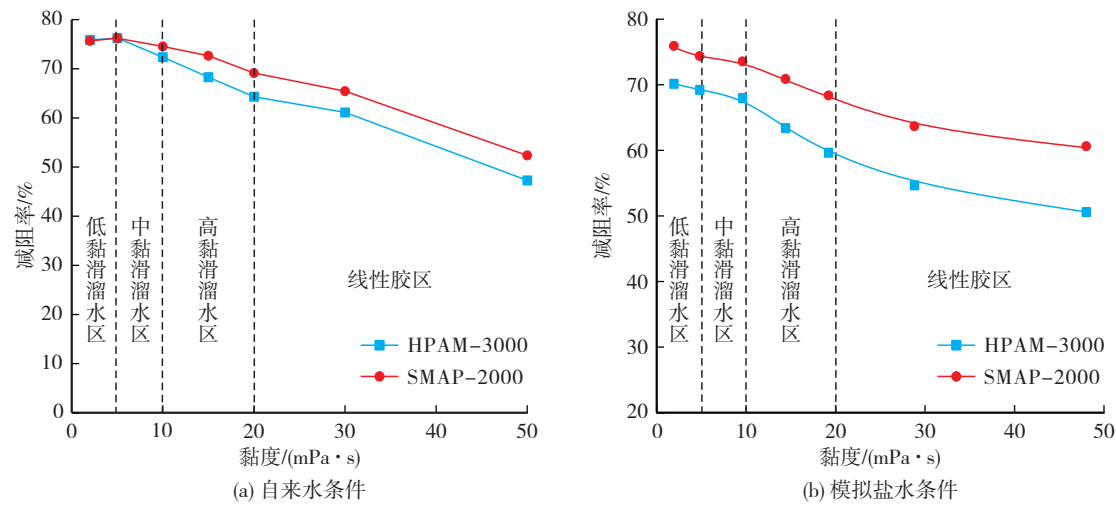


图5 不同分子结构减阻剂在相同黏度下减阻率对比

Fig. 5 Comparison of friction reduction rate of the friction reducers with different molecular structures at the same viscosity

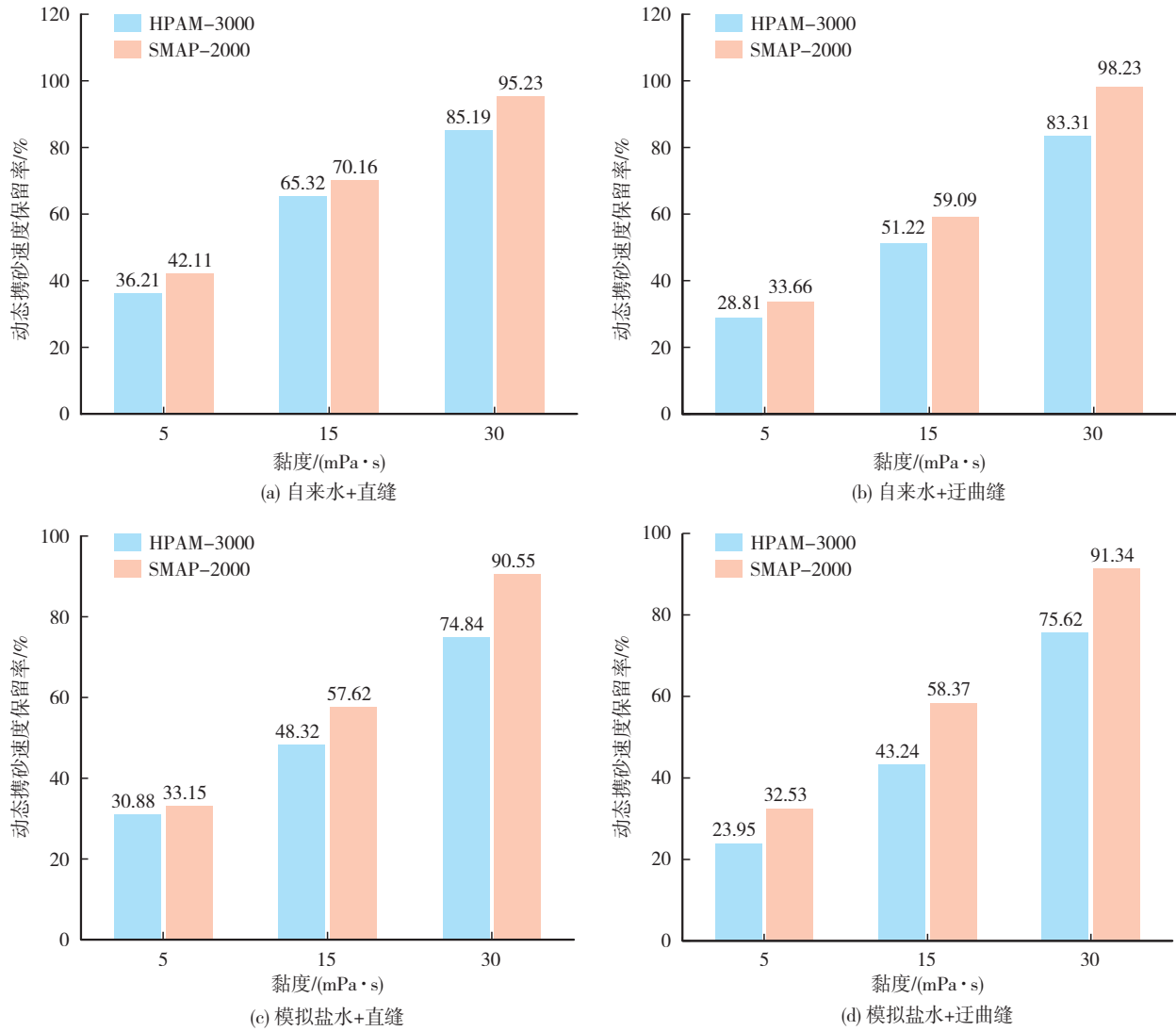


图6 不同分子结构减阻剂动态携砂能力对比

Fig. 6 Comparison of dynamic proppant carrying capacity of the friction reducers with different molecular structures

因此,缔合减阻剂在盐水环境及复杂裂缝中仍能维持优异的携砂性能,展现出更好的储层适应性。

3.4.2 宏观动态携砂性能

在相同注入参数(携砂液总量、砂量、砂浓度)和

体系黏度(5 mPa·s、15 mPa·s)下对比缔合减阻剂和常规减阻剂的动态携砂铺置效果。图7为不同携砂液在各级裂缝中的支撑剂铺置情况,各级裂缝铺置支撑剂体积见表2。缔合减阻剂在缝内的总支撑剂体积较常规减阻剂更少(低黏时减少11.8%,高黏时减少约23.8%),说明有更多的支撑剂被带入远端,且在复杂裂缝网络中的分布更均匀。在低黏滑溜水(5 mPa·s)

条件下,缔合减阻剂体系将大量支撑剂输送至远端二级分支缝,实现了对常规减阻剂无法进入的裂缝区域的有效铺置(二级分支缝9#的支撑剂体积从0增至68 cm³);在高黏滑溜水(15 mPa·s)条件下,缔合减阻剂使在远端二级分支缝9#中的支撑剂体积增加了2倍。综上,说明缔合减阻剂体系具有更好的动态铺砂效果及远端输砂能力。

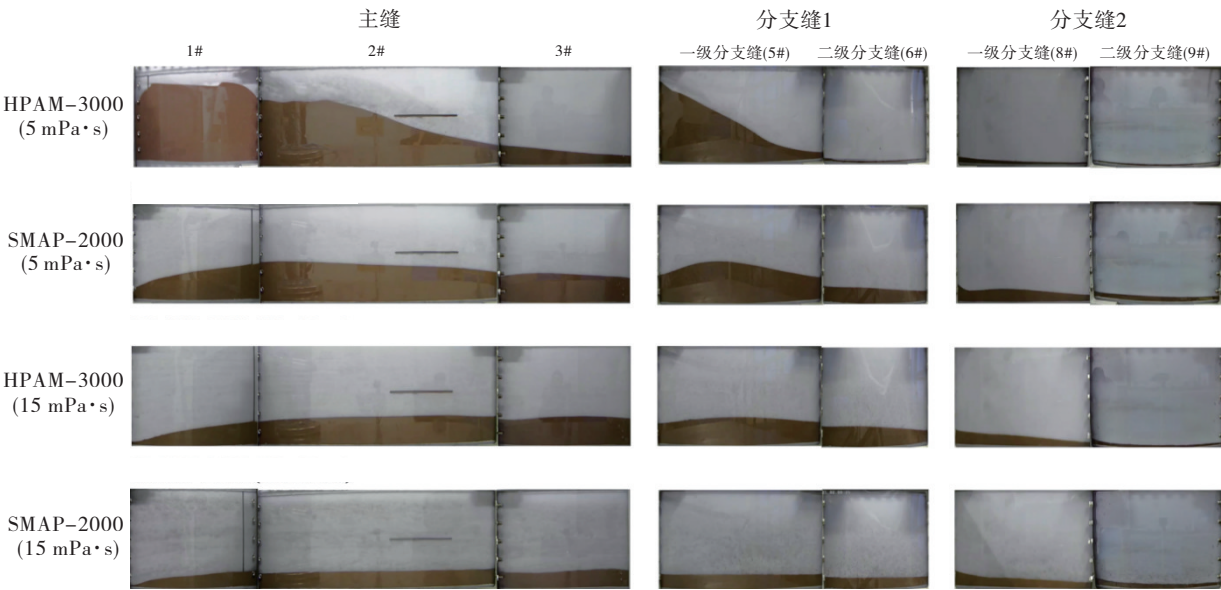


图7 不同压裂液体系动态铺砂效果对比
Fig. 7 Comparison of dynamic proppant placement performance of different fracturing fluids

表2 裂缝中的支撑剂体积 Tab. 2 Proppant volume in fractures (单位:cm ³)						
体系参数	主缝 (1#+2#+3#)	分支缝1		分支缝2		合计
		一级分支缝 (5#)	二级分支缝 (6#)	一级分支缝 (8#)	二级分支缝 (9#)	
5 mPa·s HPAM-3000	1 879.9	350.3	7.6	35.3	0.0	2 273.0
5 mPa·s SMAP-2000	1 323.0	307.4	156.2	149.5	68.0	2 004.2
15 mPa·s HPAM-3000	1 112.6	216.7	138.6	128.5	24.4	1 620.8
15 mPa·s SMAP-2000	748.4	157.9	131.0	123.5	73.9	1 234.8

3.5 流变性能

3.5.1 剪切速率

图8为常规减阻剂与缔合减阻剂在自来水及模拟盐水中的黏度随剪切速率变化曲线。两类溶液呈现出明显不同的流变特征。在自来水介质中,常规减阻剂溶液仅表现为单一的剪切稀化行为,无剪切增稠现象;而缔合减阻剂溶液在低剪切速率区(约0.001~0.01 s⁻¹)出现明显的剪切增稠特征,尤其是在15 mPa·s和30 mPa·s的中高黏度下更为明显。这是疏水基团在剪切诱导下发生分子间缔合,形成动态物理交联网络,流体力学体积增大所致^[39-40]。在模拟盐水介质中,常规减阻剂黏度大幅下降且仍无剪切增稠特征;

缔合减阻剂则表现出更为显著的剪切增稠效应,其流变曲线呈现“剪切增稠-剪切稀化-第二平台”的多级结构,彰显了其超分子溶液特征^[41-42]。上述多级结构的存在表明缔合减阻剂形成了动态可逆的超分子网络,具有类凝胶特性,这是常规聚合物所不具备的典型特征。

3.5.2 弹性模量

图9为常规减阻剂与缔合减阻剂在自来水及模拟盐水中的弹性模量测试结果。在相同表观黏度下,缔合减阻剂的弹性模量始终显著高于常规减阻剂,且在测试频率范围内(0.1~10 Hz)表现出更宽的线性黏弹区,说明其形成了更为致密的动态物理交联网络结

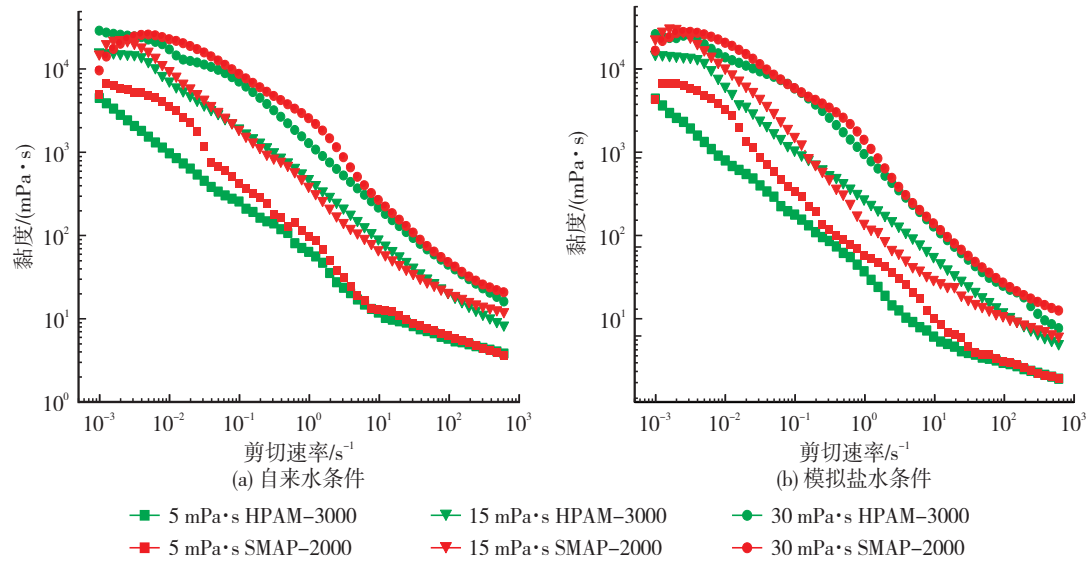


图8 不同分子结构减阻剂黏度-剪切速率曲线

Fig. 8 Viscosity vs. shear rate curves of the friction reducers with different molecular structures

构。以1 Hz下的弹性模量为例,对比了常规减阻剂与缔合减阻剂溶液的弹性模量保持情况,如图10所示。在自来水条件下,当表观黏度为30 mPa·s时,缔合减阻剂的弹性模量较常规减阻剂提高约60%~80%;在模拟盐水条件下,尽管两类减阻剂的弹性模量均因盐离子屏蔽静电斥力而出现不同程度下降,但缔合减阻剂仍保持高于常规减阻剂的弹性响应,二者弹性模量差值进一步扩大。分析认为,缔合减阻剂分子链上引入的疏水基团通过疏水相互作用形成可逆的缔合网络,这种超分子结构在受到形变时能够有效耗散能量

并快速恢复,赋予体系更高的弹性响应^[43];而常规减阻剂仅依赖分子链缠结提供黏弹性能,其弹性组分较弱,且对盐离子更为敏感。研究表明,疏水缔合聚合物的弹性模量与分子间缔合强度呈正相关,即使在盐诱导分子链收缩的情况下,疏水基团间的协同缔合作用仍能维持较强的网络结构,从而保持较高的弹性响应能力。弹性较强的流体能够更有效地传递应力、抑制支撑剂沉降,实现“液到砂到”的同步运移,这也从流变学角度解释了前述缔合聚合物在减阻和动态携砂测试中表现出的显著优势。

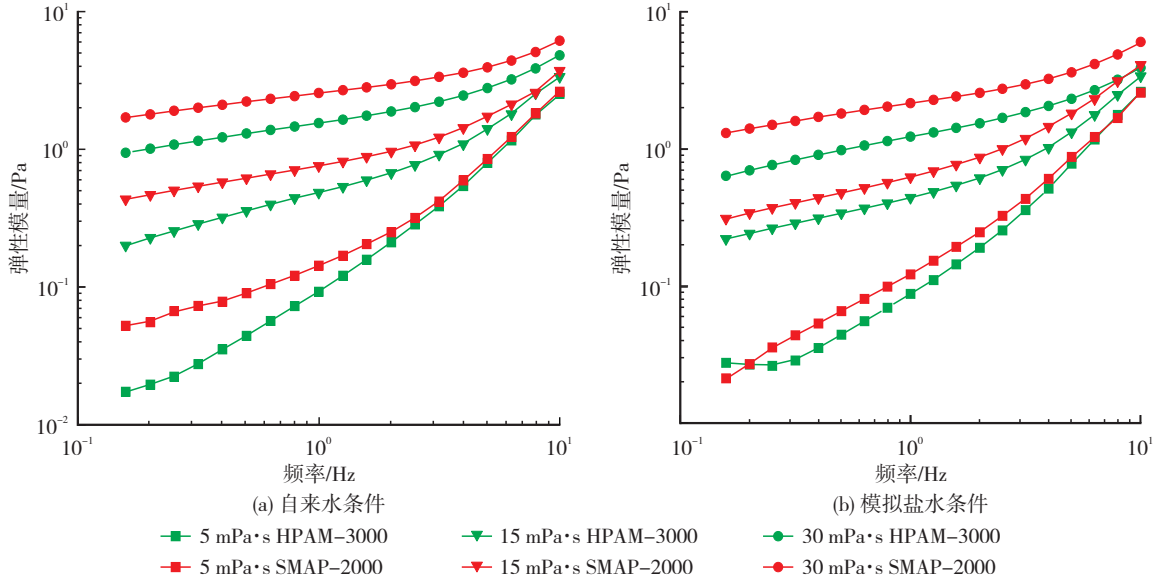


图9 不同分子结构减阻剂的弹性模量随频率的变化曲线

Fig. 9 Elastic moduli of the friction reducers with different molecular structures as a function of frequency

综上所述,基于缔合超分子减阻/携砂新原理,本文构建的低摩阻高携砂超分子压裂液经室内评价验证了原理的科学性和正确性,能够实现高减阻高携砂

功能,解决了当前压裂液减阻与携砂性能难兼顾的技术难题,可满足当前新疆油田致密/页岩油藏效益开发需求。

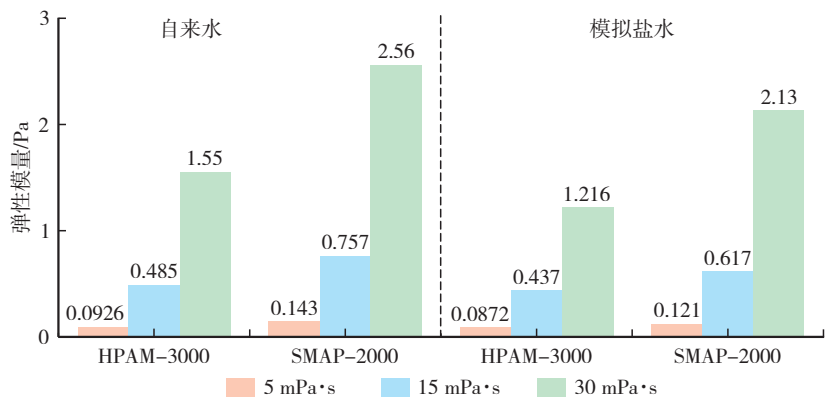


图10 频率为1 Hz条件下不同分子结构减阻剂的弹性模量对比

Fig. 10 Comparison of elastic moduli of the friction reducers with different molecular structures at 1 Hz

3.6 现场应用

3.6.1 低摩阻高携砂超分子压裂液综合性能

根据新疆油田致密/页岩油藏前期压裂开发认识及低摩阻高携砂超分子压裂液性能特征,按照黏度指标划分低摩阻高携砂超分子压裂液类型为:低黏稠化水(<10 mPa·s)、低黏压裂液(10~20 mPa·s)、中黏压裂液(20~30 mPa·s)、高黏压裂液(≥30 mPa·s)。使

用现场配液污水(矿化度4 790 mg/L,钙离子浓度1 350 mg/L,铁离子浓度6 mg/L)开展配方优化和综合性能评价,形成了低摩阻高携砂超分子压裂液体系,具体技术指标见表3。配制的低摩阻高携砂超分子压裂液满足行业标准SY/T 7627—2021《水基压裂液技术要求》中规定的各项性能指标要求和现场免配工艺要求(破胶温度90 ℃)。

表3 低摩阻高携砂超分子压裂液综合性能

Tab. 3 Comprehensive performance of the low friction, high proppant carrying supramolecular fracturing fluids

压裂液类型	压裂液配方	黏度/ (mPa·s)	表面张力/ (mN·m ⁻¹)	减阻率/ %	残渣含量/ (mg·L ⁻¹)
低黏稠化水	0.1%SMAP-2000+0.8%FHS-1 +0.005%APS	4.5	26.3	75.3	25.7
低黏压裂液	0.25%SMAP-2000+0.8%FHS-1 +0.01%APS	13.5	27.0	73.6	33.4
中黏压裂液	0.35%SMAP-2000+0.8%FHS-1 +0.01%APS	24.0	26.7	73.3	36.5
高黏压裂液	0.5%SMAP-2000+0.8%FHS-1 +0.02%APS	39.0	26.9	68.6	44.9

3.6.2 应用效果

为验证低摩阻高携砂超分子压裂液的现场应用效果,在新疆油田某致密油藏开展现场试验,进一步验证了该压裂液在显著降低施工摩阻、提升支撑剂携带能力以及提高压裂增产效果方面的优势。目标区块为含砾砂岩储层,砂体厚度大(平均33 m),储层非均质性强,缝内支撑剂易沉降,对压裂液携砂性能要求高。前期投产的25口井均采用固井桥塞+射孔联作分段压裂工艺,变黏压裂液连续加砂,压后平均日产油20~25 t,达产率80%。为进一步提高支撑剂铺置效果,挖掘储层增产潜力,在该区块同构造同层选取X井开展低摩阻高携砂超分子压裂液现场试验。X井改造段长956 m,油层厚度15 m,油层钻遇率98%,井控储量16×10⁴ t,孔隙度13%,含油饱和度54%。压裂施工采用二氧化碳前置压裂工艺配合低摩阻高携砂超分子压裂液,施工排量10~14 m³/min,总液量12 954 m³,加砂量775 m³,加砂强度0.8 m³/m,液砂比16。试验井

与邻近对比井地质参数(三口邻井平均)相当,除液体类型外其余压裂工艺参数保持一致。

X井完成全井13段现场压裂改造,液量符合率102%,砂量符合率100%,典型井段施工曲线如图11所示。在减阻效果方面,基于X井同一改造层段分别采用常规变黏压裂液与低摩阻高携砂超分子压裂液施工时的现场实测数据,得到两种压裂液的摩阻对比结果,如图12所示。常规变黏压裂液井筒摩阻为2.3~2.2 MPa/1 000 m,减阻率80%~81%;而低摩阻高携砂超分子压裂液井筒摩阻降至1.8 MPa/1 000 m,减阻率提升至85%,有效降低了施工泵压。在携砂性能方面,最高砂浓度由常规液体的300 kg/m³提升至400 kg/m³,液砂比由17降至16,说明该压裂液在相同排量下具有更强的支撑剂携带能力。从生产效果看,X井投产以来生产效果持续向好,压后日产油达69.8 t,超设计产能近2.4倍;以百米改造段长计,对比井平均日产油1.16 t,试验井达1.68 t,提升幅度约40%。现场试验验证

实,低摩阻高携砂超分子压裂液在显著降低施工摩阻的同时,可有效提高支撑剂铺置浓度与裂缝导流能力,压裂增产效果显著优于常规变黏压裂液,具备良好的推广应用前景。

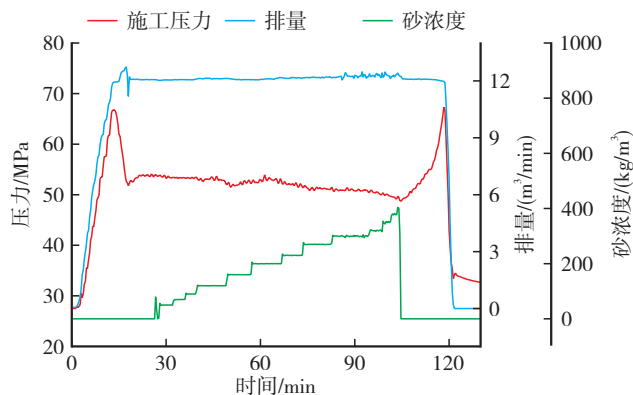


图11 X井典型井段施工曲线

Fig. 11 Treatment curves of a typical fracturing stage of Well X

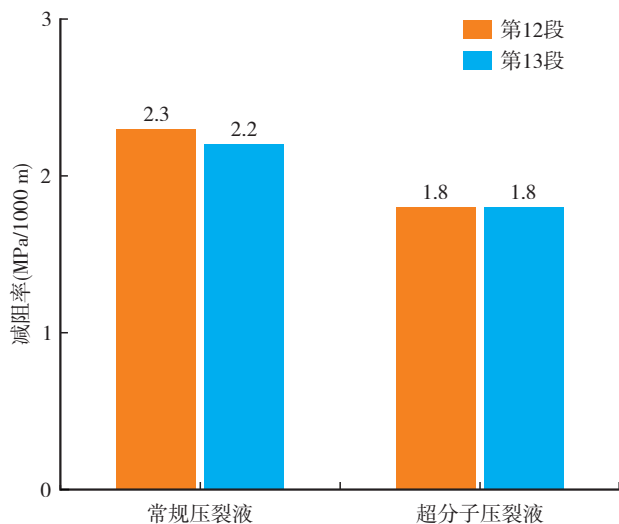


图12 两种压裂液减阻效果对比

Fig. 12 Comparison of friction reduction performance of the two fracturing fluids

截至目前,低摩阻高携砂超分子压裂液已在玛北深层页岩油区块7口水平井的压裂改造上得到推广应用,累计用量 $31.58 \times 10^4 \text{ m}^3$,施工成功率100%,为玛北深层页岩油规模开发提供了有力技术支撑。

4 结论

1)制备了缔合减阻剂SMAP-2000,系统评价了其增黏、减阻、携砂及流变性能。流变学研究结果证实了SMAP-2000具有多级结构超分子溶液特征,明确了减阻与携砂性能均与其弹性响应密切相关。

2)基于SMAP-2000构建了低摩阻高携砂超分子压裂液体系,现场试验表明该体系的减阻率、携砂能力及生产效果均显著优于常规压裂液。试验井现场

施工顺利,压后增产效果显著,验证了低摩阻高携砂超分子压裂液在深层致密/页岩油藏中的良好适应性与应用潜力。

3)低摩阻高携砂超分子压裂液体系已在玛北深层页岩油区块推广应用于多口水平井的压裂改造,施工成功率100%,展现出广阔的应用前景。后续可进一步开展高矿化度、超高温条件下的性能优化,扩大现场应用规模,并深化超分子结构与性能的构效关系研究,为深层-超深层油气资源高效开发提供更有力的技术支撑。

参考文献

- [1] 邹才能,赵群,丛连铸,等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业,2021,41(1):1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [2] 赵金洲,雍锐,胡东风,等. 中国深层-超深层页岩气压裂:问题、挑战与发展方向[J]. 石油学报,2024,45(1):295-311.
ZHAO Jinzhou, YONG Rui, HU Dongfeng, et al. Deep and ultra-deep shale gas fracturing in China: Problems, challenges and directions [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 295-311.
- [3] 王振宇,肖磊. 玛北油田二叠系风城组页岩油压裂及技术配套分析[C]//林加恩,2025国际油气勘探开发技术会议论文集,北京:施普林格·自然集团新加坡公司,2025:1-7.
WANG Zhenyu, XIAO Lei. Analysis of fracturing and technical support for Permian Fengcheng Formation shale oil in Ma-bei Oilfield [C]. LIN Jia'en, Proceedings of the 2025 International Field Exploration and Development Conference, Beijing: Springer Nature Singapore Pte Ltd., 2025: 1-7.
- [4] 陈昊,毕凯琳,张军,等. 非常规油气开采压裂用减阻剂研究进展[J]. 油田化学,2021,38(2):347-359.
CHEN Hao, BI Kailin, ZHANG Jun, et al. Progress of drag reducers used in slickwater hydrofracturing of unconventional hydrocarbons [J]. Oilfield Chemistry, 2021, 38(2): 347-359.
- [5] 蒋其辉,杨向同,于筱溪,等. 国内外滑溜水减阻剂研究进展[J]. 化学工业与工程,2022,39(2):76-83.
JIANG Qihui, YANG Xiangtong, YU Xiaoxi, et al. Research progresses of slick-water drag reducer at home and abroad [J]. Chemical Industry and Engineering, 2022, 39(2): 76-83.
- [6] 丁飞,戴彩丽,孙永鹏,等. 耐温型聚丙烯酰胺减阻剂研究与应用现状[J]. 石油化工,2022,51(12):1502-1507.
DING Fei, DAI Caili, SUN Yongpeng, et al. Research and application status of temperature resistance polyacrylamide drag reducers [J]. Petrochemical Technology, 2022, 51(12): 1502-1507.
- [7] MCLNTYRE M, KELLY C, KUDRASHOU V, et al. Review of

- friction reducers performance applied to the Marcellus shale region [C]//SPE Eastern Regional Meeting, Farmington, Pennsylvania, USA, 2021; SPE-201787-MS.
- [8] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 2008; SPE-115769-MS.
- [9] 龚迪光, 曲占庆, 郭天魁, 等. 径向井水力压裂摩阻影响因素与计算公式[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(3): 102-106. GONG Diguang, QU Zhanqing, GUO Tiankui, et al. Factors affecting friction loss of hydraulic fracturing in ultra-short radius radial wells and the calculating equation thereof[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(3): 102-106.
- [10] 唐芳. 减阻水减阻率性能影响因素分析[J]. 海洋石油, 2016, 36(3): 49-52. TANG Fang. Influence factors of drag reducing rate for slick water[J]. Offshore Oil, 2016, 36(3): 49-52.
- [11] VOLPERT E, SELB J, CANDAU F, et al. Influence of the hydrophobe structure on composition, microstructure, and rheology in associating polyacrylamides prepared by micellar copolymerization [J]. Macromolecules, 1996, 29(5): 1452-1463.
- [12] CANDAU F, SELB J. Hydrophobically-modified polyacrylamides prepared by micellar polymerization [J]. Advances in Colloid and Interface Science, 1999, 79(2-3): 149-172.
- [13] REGALADO E J, SELB J, CANDAU F. Viscoelastic behavior of semidilute solutions of multisticker polymer chains [J]. Macromolecules, 1999, 32: 8580-8588.
- [14] RUBINSTEIN M, DOBRYNIN A V. Solutions of associative polymers [J]. Trends in Polymer Science, 1997, 5(6): 181-186.
- [15] WANG Y, WINNIK M A. Onset of aggregation for water-soluble polymeric associative thickeners: A fluorescence study [J]. Langmuir, 1990, 6(9): 1437-1439.
- [16] TAYLOR K C, NASR-EL-DIN H A. Hydrophobically associating polymers for oil field applications [C]//PETSOC Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2007; PETSOC-2007-016.
- [17] 郭拥军, 罗平亚. 一种缔合型非交联压裂液及其制备方法 [P]. 中国: 201310182183, [2015年5月20日]. GUO Yongjun, LUO Pingya. A type of associative non-crosslinked fracturing fluid and its preparation method [P]. China: 201310182183, [2015-05-20].
- [18] 刘通义. 新型抗高温清洁压裂液研究 [D]. 四川南充: 西南石油学院, 2005. LIU Tongyi. Research on a new type of high-temperature resistant and clean fracturing fluid [D]. Nanchong, Sichuan: Southwest Petroleum University, 2005.
- [19] 罗平亚, 郭拥军, 刘通义. 一种新型压裂液 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 511-515. LUO Pingya, GUO Yongjun, LIU Tongyi. A new type of fracturing fluid [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(2): 511-515.
- [20] 刘通义, 郭拥军, 罗平亚, 等. 清洁压裂液摩阻特性研究 [J]. 钻采工艺, 2009, 32(5): 85-86. LIU Tongyi, GUO Yongjun, LUO Pingya, et al. Study on friction characteristic of clear fracturing fluid [J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(5): 85-86.
- [21] 陈尚斌, 朱炎铭, 刘通义, 等. 清洁压裂液对煤层气吸附性能的影响 [J]. 煤炭学报, 2009, 34(1): 89-94. CHEN Shangbin, ZHU Yanming, LIU Tongyi, et al. Impact of the clear fracturing fluid on the adsorption properties of CBM [J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(1): 89-94.
- [22] 李荆, 陈光杰, 谭坤, 等. 一种新型压裂液在低压气藏的应用 [J]. 钻采工艺, 2010, 33(3): 96-98. LI Jing, CHEN Guangjie, TAN Kun, et al. Application of a new type of fracturing fluid in low-pressure gas reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(3): 96-98.
- [23] 胡永全, 刘通义, 杨俊年, 等. 低渗透高温气藏清洁压裂液研究与应用——以吐哈盆地K22气井为例 [J]. 天然气工业, 2011, 31(7): 43-46. HU Yongquan, LIU Tongyi, YANG Junnian, et al. A case study of clean fracturing fluid applied in the well K22, Turpan-Hami Basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(7): 43-46.
- [24] 林波, 刘通义, 赵众从, 等. 抗高温无残渣压裂液的研究与应用 [J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(5): 70-73. LIN Bo, LIU Tongyi, ZHAO Zhongcong, et al. Research and application of high temperature clear fracturing fluid system [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(5): 70-73.
- [25] 鲍晋. 页岩气藏体积改造疏水缔合聚合物压裂液基础研究 [D]. 四川成都: 西南石油大学, 2015. BAO Jin. Fundamental research of hydrophobically associating water-soluble polymer fracturing liquid used in shale gas reservoir stimulated reservoir volume fracturing [D]. Chengdu, Sichuan: Southwest Petroleum University, 2015.
- [26] 刘宽, 罗平亚, 丁小慧, 等. 速溶型低损害疏水缔合聚合物压裂液的研究与应用 [J]. 油田化学, 2017, 34(3): 433-437. LIU Kuan, LUO Pingya, DING Xiaohui, et al. Research and application of fracturing fluid formulated by hydrophobic associating polymer with rapid dissolvability and low damage property [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(3): 433-437.
- [27] 刘宽, 罗平亚, 丁小慧, 等. 抗盐型滑溜水减阻剂的性能评价 [J]. 油田化学, 2017, 34(3): 444-448. LIU Kuan, LUO Pingya, DING Xiaohui, et al. Performance evaluation of slickwater friction reducers with salt tolerance [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(3): 444-448.

- [28] 卖尔耶姆古丽·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, 400.
MAIERYEMUGULI Anwair, PU Di, ZHAI Huaijian, 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, 400.
- [29] 郑苗, 蒲迪, 董景锋, 等. 准饱和盐水基免配缔合交联压裂液的研究及应用[J]. 油田化学, 2024, 41(1): 26-32.
ZHENG Miao, PU Di, DONG Jingfeng, et al. Association cross-linked fracturing fluid with ultra-high salt resistant suitable for on-line preparation [J]. Oilfield Chemistry, 2024, 41(1): 26-32.
- [30] 尹剑宇, 郭国栋, 陈小璐, 等. 基于疏水缔合聚合物的中高黏滑溜水压裂液的减阻携砂和流变性能[J]. 油田化学, 2025, 42(4): 594-606.
YIN Jianyu, GUO Guodong, CHEN Xiaolu, et al. Drag reduction, sand carrying and rheological properties of medium and high viscosity slick water fracturing fluid based on hydrophobically associating polymer [J]. Oilfield Chemistry, 2025, 42(4): 594-606.
- [31] 阿布里米提·依明, 蒲迪, 董景锋, 等. 适用于连续混配的耐120℃高温聚合物压裂液[J]. 油田化学, 2022, 39(2): 239-245.
ABULIMITI Yiming, PU Di, DONG Jingfeng, et al. Polymer fracturing fluid suitable for continuous preparation with high temperature resistance of 120℃ [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(2): 239-245.
- [32] 金诚, 郭拥军, 罗平亚. 一种低摩阻高携砂线性胶及其制备方法[P]. 中国: 202411437861, [2024-11-15].
JIN Cheng, GUO Yongjun, LUO Pingya. A low-friction high sand-carrying capacity linear gel and its preparation method [P]. China: 202411437861, [2024-11-15].
- [33] JIN C, YI N, NIE C, et al. Study on the relationship between structure and performance of HPAM-based high viscosity friction reducer [J]. Colloid and Polymer Science, 2025, 303: 457-468.
- [34] 刘彝, 刘京, 吴均, 等. 疏水缔合物在压裂液中的应用[J]. 新疆石油天然气, 2014, 10(3): 57-60.
LIU Yi, LIU Jing, WU Jun, et al. The application of hydrophobic associating water-soluble polymer in the fracturing fluid [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2014, 10(3): 57-60.
- [35] TIAN J, MAO J, ZHANG W, et al. Application of a zwitterionic hydrophobic associating polymer with high salt and heat tolerance in brine-based fracturing fluid [J]. Polymers, 2019, 11(12): 2005.
- [36] ATHAWALE M V, SARUPRIA S, GARDE S. Enthalpy-entropy contributions to salt and osmolyte effects on molecular-scale hydrophobic hydration and interactions [J]. Journal of Physical Chemistry B, 2008, 112(18): 5661-5670.
- [37] WANG Q, MAO J, ZHAO J, et al. Synthesis of a salt-responsive hydrophobically associating polymer for fracturing fluid based on self-assembling transition [J]. Journal of Molecular Liquids, 2022, 366: 120201.
- [38] KANG W, HOU X, CHEN C, et al. Study on rheological behavior and salt-thickening mechanism of a synthesized twin-tailed hydrophobically modified polyacrylamide [J]. Journal of Molecular Liquids, 2019, 294: 111619.
- [39] 于斌, 潘一, 杨双春, 等. 疏水缔合聚合物压裂增稠剂的研究进展[J]. 精细化工, 2025, 42(8): 1684-1695.
YU Bin, PAN Yi, YANG Shuangchun, et al. Research progress on hydrophobic associative polymer fracturing thickeners [J]. Fine Chemicals, 2025, 42(8): 1684-1695.
- [40] ZHENG H, SHI Y, TIAN Y, et al. Synthesis and performance evaluation of amphiphilic hyperbranched hydrophobically linked polymer thickeners [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2025, 715: 136667.
- [41] 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 Yong, WANG Lei, LIU Lifeng, et al. Rheological properties of hydrophobic associating polymer solutions in response to salt stimulation [J]. Fine Chemicals, 2022, 39(7): 1486-1494.
- [42] WANG Q, MAO J, ZHAO J, et al. Self-adaptive hydrophobically associating water-soluble polymer for fracturing with triple stimulus-responsiveness to salt, shear, and temperature [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2025, 708: 136016.
- [43] SHI S, SUN J, LV K, et al. Fracturing fluid polymer thickener with superior temperature, salt and shear resistance properties from the synergistic effect of double-tail hydrophobic monomer and nonionic polymerizable surfactant [J]. Molecules, 2023, 28(13): 5104.

(修改回稿日期: 2026-04-08 编辑: 何园)