

龙马溪组页岩储层改造用滑溜水压裂液性能研究进展

谢晓惠, 王月荻, 杨丕辉, 臧梓涵, 袁其科, 余俊霖, 谭辉凡

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年6月23日; 录用日期: 2025年8月25日; 发布日期: 2025年9月8日

摘要

龙马溪组页岩储层具有低孔渗、高温、高盐及天然裂缝发育等复杂地质特征, 滑溜水压裂液在其储层改造中至关重要。本文综述了适用于该储层的滑溜水压裂液性能研究进展, 涵盖减阻剂体系、作用机理、耐温抗盐优化、现场应用及未来技术创新方向。当前滑溜水压裂液面临高温降解、高盐配伍性差及携砂返排平衡等难题, 未来需通过分子结构设计、绿色体系开发、智能化调控及高效携砂技术突破, 构建高性能压裂液体系, 为深层页岩气高效开发提供支撑。

关键词

龙马溪组, 页岩储层, 滑溜水压裂液, 耐温抗盐, 携砂性能

Progress on the Performance of Slickwater Fracturing Fluids for Shale Stimulation in Longmaxi Formation

Xiaohui Xie, Yuedi Wang, Pihui Yang, Zihan Zang, Qike Yuan, Junlin Yu, Huifan Tan

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Jun. 23rd, 2025; accepted: Aug. 25th, 2025; published: Sep. 8th, 2025

Abstract

The Longmaxi Formation shale reservoir in southeastern Chongqing exhibits complex geological characteristics, including low porosity and permeability, high temperature, high salinity, and well-developed natural fractures. Slickwater fracturing fluids play a crucial role in its reservoir stimulation.

文章引用: 谢晓惠, 王月荻, 杨丕辉, 臧梓涵, 袁其科, 余俊霖, 谭辉凡. 龙马溪组页岩储层改造用滑溜水压裂液性能研究进展[J]. 石油天然气学报, 2025, 47(3): 359-364. DOI: 10.12677/jogt.2025.473040

This paper reviews recent advances in the performance research of slickwater fracturing fluids applicable to this reservoir, covering drag reducer systems, mechanisms of action, optimization for temperature and salt resistance, field applications, and future directions for technological innovation. Current challenges for slickwater fracturing fluids include high-temperature degradation, poor salt compatibility, and balancing proppant carrying and flowback. Future efforts should focus on breakthroughs in molecular structure design, development of environmentally friendly systems, intelligent regulation, and efficient proppant-carrying technologies. These advancements will facilitate the construction of high-performance fracturing fluid systems, providing critical support for the efficient development of deep shale gas resources.

Keywords

Longmaxi Formation, Shale Reservoir, Slickwater Fracturing Fluid, Temperature and Salt Resistance, Sand-Carrying Property

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

龙马溪组页岩储层作为我国重要的页岩气潜在产区, 具有低孔渗(孔隙度 3%~8%, 渗透率 0.001~0.1 mD)、高温(120°C~140°C)、高矿化度(地层水矿化度可达 20×10^4 mg/L 以上)及天然裂缝发育等特征。为实现该储层经济有效开发, 滑溜水压裂技术凭借其低摩阻、高排量、易返排等优势成为主流改造手段。滑溜水压裂液通过注入大量液体, 在储层中形成复杂裂缝网络, 提升页岩气导流能力。然而, 复杂地质条件对滑溜水压裂液的耐温抗盐、携砂及返排性能提出了严苛挑战, 亟需系统研究以优化压裂液体系, 提升储层改造效果。

2. 滑溜水压裂液核心体系构建

2.1. 聚合物类减阻剂

2.1.1. 天然高分子聚合物

黄原胶、瓜胶等天然高分子因良好的生物降解性和环境友好性在滑溜水压裂液中得到应用。黄原胶分子通过疏水改性可增强分子链刚性, 形成稳定的弹性网络结构, 显著提升减阻效果。Wyatt [1]等通过长时间均质实验发现, 特定浓度的黄原胶较其他聚合物表现出更强的抗剪切降解能力, 且稀释原液较新配稀释液的减阻效果更优, 证实了分子链断裂后残留网络结构维持流体动力学特性的假设。关于分子构效关系, Lim [2]等对比天然与疏水改性黄原胶时揭示: 天然黄原胶因更高分子刚性产生更优减阻率, 而改性后虽增加疏水性却降低了结构刚性, 导致其减阻效率下降且对高剪切更敏感。为增强性能, Tian [3]等采用环氧丙烷对黄原胶进行羟丙基化改性, 在碱性条件下合成的羟丙基黄原胶显著提升溶液表观黏度与黏弹性, 微观分析表明其网络结构增强, 最终实现流动阻力降低与流量提升。

在协同增效层面, 在协同增效层面, Shi 等[4]最新研究表明: 刚性聚合物(迪顿胶, DG)与柔性聚合物(聚环氧乙烷, PEO)复配可显著提升抗剪切性。当总浓度固定为 100 ppm 时, 20 ppm PEO + 80 ppm DG 的二元溶液减阻率(DR)与纯 PEO 溶液相当, 但抗剪切降解能力显著增强; 且当柔性聚合物比例不超过刚性聚合物(PEO:DG \leq 1:1)时, 协同参数(I)呈正值, 表明存在正向协同效应。这与 Novelli 等[5]的结论(链刚性

触发协同效应)一致, 但进一步揭示协同参数随时间呈先降后升的动态规律($Re = 75,562$ 时, I 值从 24.42 降至 8.81 后回升)。

2.1.2. 合成高分子聚合物

聚丙烯酰胺(PAM)及其衍生物是目前应用最广泛的合成减阻剂。阴离子 PAM 通过引入磺酸基团(如 AMPS)或疏水基团(如 C12-C18 烷基), 可制备出耐盐型疏水缔合 PAM (HAPAM)。马国艳[6]等合成的长链疏水单体改性 PAM, 在矿化度 10×10^4 mg/L 的条件下, 减阻率可达 61.8%, 且在高流速(32 m/s)下展现出出色的抗剪切性能。乳液型 PAM, 如油包水(W/O)反相乳液和水包水(W/W)分散聚合物, 因具有快速溶解特性(<5 min), 在现场应用中备受青睐。例如, BJServices 公司研发的 Thinfrac 系列 W/W 分散聚合物, 在马塞勒斯页岩应用中减阻率达到 70%~80%, 并且可直接利用返排液进行配制。

2.2. 表面活性剂类减阻剂

表面活性剂通过在溶液中形成胶束网络结构实现减阻功能, 阳离子型(如 CTAC)和 Gemini 型表面活性剂表现突出。Wei [7]等研究的两性表面活性剂 N,N,N'-三甲胺-N'-油酸酰亚胺体系, 在甘醇溶液中减阻率高达 83%, 且添加 $NaNO_2$ 可进一步提升其在低温低浓度下的减阻性能。阳离子表面活性剂与水杨酸钠复配体系, 最大减阻率可达 82.3%, 但其胶束结构在高剪切速率下稳定性较差, 常需与聚合物(如 CTAC/PAM)复配使用, 以增强体系稳定性。

2.3. 复配型减阻剂体系

采用“聚合物 + 表面活性剂”, “天然高分子 + 合成高分子”等复配策略, 可实现滑溜水压裂液性能的协同优化。例如, 十六烷基三甲基氯化铵与 PAM 复配时, 表面活性剂分子在聚合物链周围形成胶束, 能够有效抑制湍流漩涡, 混合溶液的减阻性能分为“强化区、稳定区、破坏区”, 其中强化区减阻率较单一体系提升 15%~20%。生物柴油基减阻剂通过复配 3.0%稠化剂 F-120 和 3.0%分散剂 S-85, 构建了“低黏减阻 - 高黏携砂”的变黏体系, 其高黏状态下支撑剂沉降速率低至 0.0053 m/min, 相较于常规滑溜水降低 80%以上。

3. 减阻与携砂作用机理

3.1. 减阻机理

目前关于滑溜水压裂液的减阻机理主要有伪塑说、黏弹说、湍流抑制说和有效滑移说。伪塑说认为聚合物溶液在剪切作用下呈现剪切稀化特性, 从而降低流体流动阻力, 该理论适用于层流或低雷诺数流动场景。黏弹说强调聚合物溶液的弹性应力对湍流能量的吸收与耗散作用, 在高流速条件下, 弹性模量(G')对减阻率的贡献占主导地位, 如 Liu [8]等研究发现高流速时 G' 对减阻率的贡献占比超过 60%。湍流抑制说指出聚合物通过黏滞各向异性应力破坏湍流涡旋结构。

3.2. 携砂性能关键机制

滑溜水压裂液的携砂能力主要依赖于聚合物形成的微观网络结构和其流变参数。瓜胶等线性胶通过交联反应形成三维网状结构, 其弹性储能模量(G')是支撑剂悬浮的关键因素。何春明[9]等通过静态沉降实验证实, G' 与支撑剂悬浮时间呈正相关($R^2 = 0.92$)。对于黏弹性滑溜水, 低频区(<1 Hz)的 G' 与携砂性能密切相关, 张艺耀[10]等研究发现, 在频率为 0.1 Hz 时, G' 每增加 10Pa, 支撑剂沉降速率降低 0.01 m/min。此外, 压裂液的耐温抗剪切性能对携砂能力至关重要。新型清洁滑溜水体系(0.2% FJZ-2 + 0.5% FZN-1)在 80°C 、 170 s^{-1} 的剪切条件下作用 90 min 后, 黏度仍能维持在 20 mPa·s 以上, 支撑剂沉降时间相较于常规

滑溜水延长 5~8 倍。

4. 耐高温抗盐性能优化技术

4.1. 分子结构设计

通过引入刚性基团(如苯环、杂环)和强电解质基团,可有效提升滑溜水压裂液的耐高温抗盐性能。问晓勇[11]等以丙烯酰胺、刚性基团阳离子单体和 N-乙烯吡咯烷酮为原料制备了一种高效耐高温抗盐型降阻剂 GHR-1, 并以此为主要处理剂, 结合助排剂和黏土稳定剂, 复配出一种适合深层页岩气储层的耐高温抗盐型滑溜水压裂液体系, 该压裂液在 140℃ 下老化 24h 后, 减阻率仍能保持在 70%, 在矿化度 204.8 g/L 的盐水中, 减阻率为 72.4%, 相较于常规 PAM 提升 40% 以上。杨明等设计的生物柴油基减阻剂 F4, 通过精确调节水解度(20%)和分子量(1489×10^4), 在 180℃ 剪切 2 h 后, 黏度保留率达到 33%, 满足了深层高温储层的需求。姚奕明[12]等通过在降阻剂分子中引入刚性基团的方式来提高其耐高温性能, 使用两步法合成了一种耐高温降阻剂, 并以此为主要处理剂, 研制了一套适合深层页岩气的滑溜水压裂液, 压裂液体系可耐 143℃ 高温, 现场应用效果较好。

4.2. 复配工艺创新

采用“减阻剂 + 黏土稳定剂 + 助排剂”的多元复配工艺, 可显著提升滑溜水压裂液的综合性能。例如, 耐高温抗盐体系(0.125% GHR-1 + 0.25% SW-1 + 0.2% C52)通过有机胺类黏土稳定剂 C52 抑制页岩水化膨胀(防膨率 93.6%), 同时利用助排剂 SW-1 将表面张力降低至 25.3 mN/m, 有效提升了返排效率。针对高盐返排液, 范宇恒[13]等采用 JHFR-2A 与 JHFR-2A 配制了一种新型抗盐型滑溜水减阻剂该减阻剂在清水和盐水中都具有良好的减阻效果, 减阻率分别为 74% 和 75%; 现场试验表明, 该减阻剂能有效降低压裂施工时的摩阻和大排量施工时的压力, 有利于减小对管道的损伤和降低施工安全风险。

5. 未来技术创新方向

5.1. 耐高温抗盐分子设计与复配技术

通过引入刚性环状结构(如 N-乙烯吡咯烷酮)和强电解质基团(如磺酸根), 构建具有“耐高温骨架 + 抗盐离子层”的双功能分子。许可[13]等研究的疏水缔合 PAM, 通过苯环刚性基团将玻璃化转变温度提升至 180℃, 同时利用 AMPS 磺酸基增强离子屏蔽效应, 在 20% NaCl 溶液中减阻率仍能保持 70% 以上。在复配工艺方面, 可借鉴“聚合物 - 表面活性剂 - 纳米颗粒”三元协同体系。

5.2. 绿色环保型压裂液体系开发

以生物基原料替代传统石油基组分, 降低压裂液对环境的影响。杨明等开发的生物柴油基减阻剂, 以可再生油脂作为连续相, 搭配可降解聚合物 F4, 体系生物降解率达到 65%, 相较于传统 W/O 乳液提升 30%。同时, 推广水包水分散聚合技术, 避免使用有机溶剂, 实现“零油相污染”。在返排液循环利用方面, 引入膜分离 - 紫外光催化联用技术, 可将矿化度 20×10^4 mg/L 的返排液处理至配液标准, 减少清水消耗 70% 以上。

5.3. 智能化动态调控技术

近年来, 具有环境响应特性的智能减阻剂成为压裂液技术发展的前沿方向, 其核心在于通过材料设计实现压裂过程中不同阶段性能的自适应调控。温度触发型调控采用高分子相变材料(如聚 N-异丙基丙烯酰胺, PNIPAM), 通过在常温下维持低黏度状态(黏度 < 10 mPa·s)保障高效减阻, 当地层温度超过 90℃

时触发相变反应，原位形成三维网状结构，使黏度跃升至 30~50 mPa·s，显著提升携砂能力。剪切速率响应型调控则依托“核-壳”结构设计，在低剪切速率下(<100 s⁻¹)释放线性链结构以维持低流动阻力，而在高剪切速率下(>170 s⁻¹)暴露功能性核层诱导物理交联网络形成。典型案例如双子表面活性剂体系，其在剪切速率由 50 s⁻¹ 增至 200 s⁻¹ 时，黏度从 5 mPa·s 动态提升至 45 mPa·s，有效适应泵注输送与裂缝扩展阶段的差异化流变需求。

5.4. 高效携砂与裂缝导流能力优化

通过调控滑溜水压裂液的微观结构，增强支撑剂的悬浮和铺置效率。研究表明，黏弹性滑溜水的低频弹性模量(G' , 0.1Hz)与裂缝导流能力呈正相关($R^2=0.89$)。可通过引入短链纤维(如 6~12 nm 纳米纤维素)与聚合物形成“纤维-胶束”互穿网络，将低频 G' 提升至 50 Pa 以上，使支撑剂沉降速率降低至 0.003 m/min 以下。此外，超临界 CO₂-滑溜水复合体系可同时实现“压裂-溶蚀-降滤失”功能。CO₂ 的酸性环境能够促进页岩矿物溶解，形成粗糙度达 100 μm 的裂缝表面，使导流能力相较于常规水基体系提升 40%。

6. 结论

龙马溪组页岩储层高效改造的核心依赖于滑溜水压裂液体系在耐温抗盐(>120℃, TDS > 50,000 mg/L)、强携砂(支撑剂沉降速率<0.005 m/min)及低伤害(岩心渗透率保留率>90%)等关键性能的协同突破。当前研究通过分子结构创新(如疏水缔合聚丙烯酰胺/HAPAM、纳米 SiO₂ 复合减阻剂)、工艺优化(变黏滑溜水、返排液高效循环技术)及深层应用验证(4500 m 以深井温>150℃)取得显著进展。然而，高温高盐环境下的长效稳定性不足(180℃时弹性模量 G' 衰减>60%)、环保型配方成本过高(生物基减阻剂成本达合成体系的 2~3 倍)以及智能化动态调控能力缺失(难以实时响应地层剪切-温度变化)仍是亟待突破的瓶颈。

未来发展方向需融合高分子物理的拓扑结构设计、纳米材料的仿生矿化增强及智能响应化学的 pH/温度双触发机制，构建“分子级精准调控-工艺链低碳集成-环境兼容性优化”三位一体的新一代技术体系，为深层页岩气经济高效开发提供核心支撑。

参考文献

- [1] Wyatt, N.B., Gunther, C.M. and Liberatore, M.W. (2011) Drag Reduction Effectiveness of Dilute and Entangled Xanthan in Turbulent Pipe Flow. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, **166**, 25-31. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2010.10.002>
- [2] Schmidtchen, A., Pasupuleti, M. and Malmsten, M. (2014) Effect of Hydrophobic Modifications in Antimicrobial Peptides.
- [3] Tian, M., Fang, B., Jin, L., Lu, Y., Qiu, X., Jin, H., *et al.* (2015) Rheological and Drag Reduction Properties of Hydroxypropyl Xanthan Gum Solutions. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, **23**, 1440-1446. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2015.04.003>
- [4] Shi, P., Hu, H., Wen, J. and Xie, L. (2024) Drag Reduction and Degradation of Binary Polymer Solutions. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, **330**, Article ID: 105279. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2024.105279>
- [5] Novelli, G.L., Ferrari, L.A., Vargas, G.G. and Loureiro, B.V. (2019) A Synergistic Analysis of Drag Reduction on Binary Polymer Mixtures Containing Guar Gum. *International Journal of Biological Macromolecules*, **137**, 1121-1129. <https://doi.org/10.1016/j.ijbiomac.2019.07.042>
- [6] 马国艳, 沈一丁, 王小荣, 等. 压裂用疏水缔合聚合物溶液性质及减阻性能[J]. 精细化工, 2016, 33(10): 1159-1164.
- [7] Wei, J.J., Kawaguchi, Y., Li, F.C., Yu, B., Zakin, J.L., Hart, D.J., *et al.* (2009) Drag-Reducing and Heat Transfer Characteristics of a Novel Zwitterionic Surfactant Solution. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, **52**, 3547-3554. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2009.03.008>
- [8] Liu, Z., Zhou, F., Qu, H., Yang, Z., Zou, Y. and Wang, D. (2017) Impact of the Microstructure of Polymer Drag Reducer on Slick-Water Fracturing. *Geofluids*, **2017**, Article ID: 9080325. <https://doi.org/10.1155/2017/9080325>
- [9] 何春明, 才博, 卢拥军, 等. 瓜胶压裂液携砂微观机理研究[J]. 油田化学, 2015, 32(1): 34-38.

- [10] 问晓勇, 赵倩云, 叶亮, 等. 深层页岩气储层耐温抗盐型滑溜水压裂液体系研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2023, 38(4): 104-111.
- [11] 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]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [12] 姚奕明, 魏娟明, 杜涛, 等. 深层页岩气压裂滑溜水技术研究与应用[J]. 精细石油化工, 2019, 36(4): 15-19.
- [13] 范宇恒, 丁飞, 余维初. 一种新型抗盐型滑溜水减阻剂性能研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2019, 16(9): 49-53+62.