基于微交联乳化剂的高温油基钻井液体系的构建及评价

Qingning Ye

Shelfoil Petroleum Equipment & Services Co., Ltd., Dezhou, Shandong

【摘要】油基钻井液因其耐高温、抗盐类钙侵及优异的润滑性能，在页岩气钻井中具有显著优势。本文选取油酸和四乙烯五胺作为关键原料，通过酰胺化反应再进行微交联聚合，研制出耐温高达 180℃的主乳化剂，并对辅助乳化剂、有机黏土、降滤失剂、润湿剂等关键添加剂进行评价和优选，优选出适合页岩气井开发条件、乳化性能稳定的油基钻井液体系：2.5%主乳化剂+2.5%辅助乳化剂+1%润湿剂+2~4%有机黏土+5%降滤失剂+3% CaO +重晶石。最终获得密度为 1.5~1.9 g/cm³、油水比为 80∶20、耐温高达 180℃的钻井液体系，经 180℃陈化 16 h 后，破乳电压在 1000V 以上，流变性良好，高温高压滤失量小于 10 mL，180℃静置 5 d 后沉降稳定性优良。

【关键词】油基钻井液；微交联聚合物；高温高密度；乳化剂

【收稿日期】2025 年 3 月 15 日 【出刊日期】2025 年 4 月 14 日 【DOI】10.12208/j.merd.20250005

Construction and evaluation of high temperature oil-based drilling fluid system based on micro-crosslinked emulsifier

Qingning Ye

Shelfoil Petroleum Equipment & Services Co., Ltd., Dezhou, Shandong

【**Abstract**】Oil-based drilling fluids have significant advantages in shale gas drilling due to their high-temperature resistance, resistance to calcium invasion from salts, and excellent lubrication properties. This paper selects oleic acid and tetraethylenepentamine as two key raw materials, and develops a primary emulsifier capable of withstanding temperatures up to 180℃ through a process of amide reaction followed by micro-crosslinking polymerization. Additionally, it evaluates and selects key additives such as secondary emulsifiers, organic clays, fluid loss reducers, and wetting agents. A stable oil-based drilling fluid system with emulsification performance suitable for shale gas well development conditions is optimized: 2.5% primary emulsifier + 2.5% secondary emulsifier + 1% wetting agent + 2~4% organic clay + 5% fluid loss reducer + 3% CaO + barite. Ultimately, a drilling fluid system with a density of 1.5~1.9 g/cm³, an oil-water ratio of 80:20 and a temperature resistance of up to 180℃ is obtained. After aging at 180℃ for 16 hours, the demulsification voltage is above 1000V, the rheological properties are good, the high-temperature high-pressure fluid loss is less than 10 mL, and the sedimentation stability is excellent after standing for 5 days at 180℃.

【**Keywords**】Oil-based drilling fluid; Micro-crosslinked polymer; High temperature and high density; Emulsifier

1 简介

页岩气的高效开采，在保障能源供应的同时，对钻井技术提出了新的挑战。在恶劣条件下的高温深井环境中钻井，需要润滑性优异、化学性能稳定、耐高温高压、强腐蚀环境影响的钻井液体系。油基钻井液凭借其优异的耐高温、抗盐钙污染性能，在这一领域展现出不可替代的优势，尤其是在页岩气等非常规油气资源开发中发挥着关键作用。

针对高温深井的挑战，国内在高温乳化剂研究方面取得了重要进展。张欢等以天然松香酸、多不

注：本文于 2025 年发表在 Engineering Advances 期刊 5 卷 1 期，为其授权翻译版本。

饱和多胺和马来酸酐为主要原料，合成了耐高温抗污染乳化剂 NY-4。通过酰胺化和 Diels-Alder 反应两步工艺，用该乳化剂配制的油基钻井液表现出耐高温抗污染性能，在 185 ℃井底温度下仍能保持良好的稳定性[1]。秦勇等以妥尔油脂肪酸和马来酸酐为原料，合成了油基钻井液用高温主乳化剂 HT-MUL。用该乳化剂配制的钻井液表现出优异的耐高温性能和乳化稳定性，180 ℃时高温高压滤失量小于 5 mL[2]。王兴元等以羟基脂肪油、多胺和马来酸为原料，合成了一种长链烷基聚酰胺非离子乳化剂 SD-HTPE。该乳化剂具有线性烷基分子结构，用于配制油基钻井液，在井底温度 214℃下性能良好[3]。这些研究表明，我国在高温油基钻井液乳化剂研发方面取得了重大进展。然而，该体系仍然复杂、成本高，性能与国外高温乳化剂相比仍有较大差距。

针对传统油基钻井液在高温深井条件下的局限性，本研究利用化学合成和交联聚合技术[4-6]，设计合成了一种耐温高达 180 ℃的新型主乳化剂。在此基础上，系统评价了二次乳化剂、亲有机粘土、降滤失剂和润湿剂。采用正交实验方法，开发出一种简单、经济、密度为 1.5～1.9 g/cm³、油水比为 80∶20 的油基钻井液体系，确保了油基钻井液在高温环境下的作业安全性和高效性。

2 高温油基钻井液体系的构建

2.1 微交联乳化剂的合成及性能评价

乳化剂的性能直接影响油基钻井液体系在开发过程中的稳定性[7]。针对页岩气钻井的苛刻条件，本研究以芥酸和四乙烯五胺为主要原料，通过特定摩尔比的酰胺化反应，实现脂肪酸与胺基的有效键合，进而通过脂肪酸酰胺的交联反应，形成耐高温的网络结构，增强了界面膜的致密性和强度，使其在高温下保持完整性。

主乳化剂合成工艺：采用配备搅拌器、温度计、冷凝器、恒压滴液漏斗的四口烧瓶，反应前通氮气 40 min。向烧瓶中加入芥酸，搅拌，加热至 60 ℃，然后按一定摩尔比加入四乙烯五胺，升温至 180 ℃保温 2 h，冷却至 55 ℃。加入不同比例（0.05%~0.3%）的过氧化物交联剂，升温至特定温度保温 2 h。冷却后加入溶剂油稀释，得到不同交联度的微交联主乳化剂（JLPE），与阴离子乳化剂（1#SE）复配，配制成不同交联度的油基钻井液基液。对比热轧前后的破乳电压和乳化稳定性，评价乳化性和高温稳定性（表 1，图 1）。

过氧化物交联剂是在实验室中制备的，而其他试剂则是商业来源的。

结果表明，微交联主乳化剂与阴离子助乳化剂复配使用，在 180℃下表现出良好的耐高温性能和乳液稳定性。随着交联剂浓度从 0.05%增加到 0.2%，老化后破乳电压和乳化率逐渐升高，但浓度超过 0.2%后，老化后破乳电压和乳化率均下降，这可能是由于随着交联度的增加，空间位阻效应阻碍了亲水基团和亲油基团的暴露。因此，确定最佳交联剂浓度为 0.2%，此时耐高温性能和乳化性能最佳。

该合成与评价过程保证了新型微交联乳化剂合成工艺的可靠性，并凸显了其在高温环境下的潜在应用。

表 1　交联剂比例对乳化性能的影响

交联剂（%）	ES（V）		乳化率（%）	
	前贴片广告	180℃，16 小时	前贴片广告	180℃，16 小时
0.05	698	576	98.2	96.9
0.1	691	623	98.9	97.6
0.15	688	671	99.6	98.4
0.2	707	702	99.9	98.7
0.25	701	699	99.8	98.3
0.3	690	683	99.5	98.1
0.4	654	650	98.7	97.4
0.6	561	557	98.0	96.7

注：基液组成：5#白油+2.5%JLPE+2.5%1#SE+20% $CaCl_2$水+3% 有机粘土+3% CaO ；油水比=80:20。

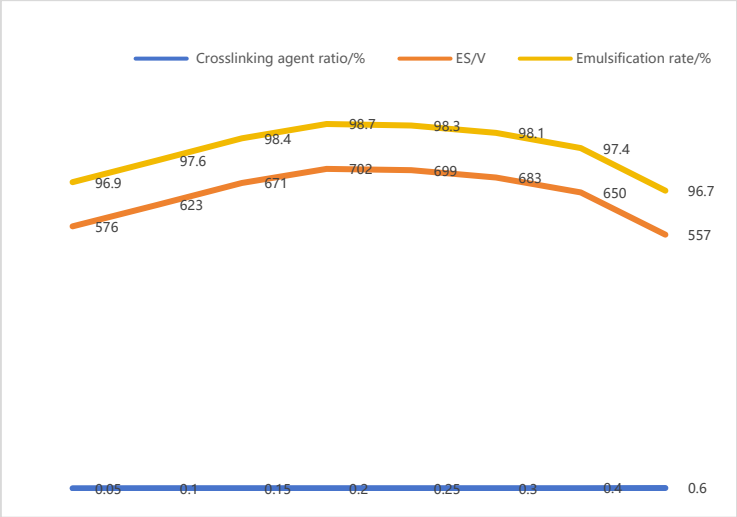

图 1　交联剂比例对后老化乳化性能的影响

2.2 辅助乳化剂及乳化剂配比的评价与优化

2.2.1 辅助乳化剂的选择

辅助乳化剂可增强主乳化剂的乳化效果，提高油包水乳液的稳定性，并提供较强的耐高温性能。基于上述微交联主乳化剂（JLPE），本研究考察了四种阴离子乳化剂，并在 2.5%的用量下评价了它们的乳化效果、耐高温性能及经济可行性。

结果表明，4 种辅助乳化剂的乳化性能和耐高温性能存在明显差异。2#乳化剂耐高温性能中等，但乳化效果较差；5#乳化剂乳化性能良好，但耐高温性能不足。3#和 4#乳化剂在乳化性能和耐高温性能方面均表现良好，其中 3#乳化剂因其成本与性能的最优平衡而被选定为辅助乳化剂。

2.2.2 乳化剂配比及用量的优化

试验了不同浓度的 JLPE 和 3#SE，评价了热轧前后钻井液的稳定性。

结果表明，乳化剂用量影响乳化效果及耐温性。当乳化剂主辅比为 1:1 时，体系最稳定，热轧前后破乳电压和乳化率变化最小。综合考虑性能与经济性，确定最佳乳化剂总用量为 5%，主辅比为 1:1。

表 2　不同辅助乳化剂对乳化性能的影响

辅助乳化剂	ES（V）		乳化率（%）	
	前贴片广告	180℃，16 小时	前贴片广告	180℃，16 小时
1#	707	702	99.9	98.7
2#	541	423	97.9	92.6
3#	878	860	100	98.7
4#	912	904	100	99.1
5#	807	402	99.9	90.3

注：基液组成：5#白油+2.5%JLPE+20% $CaCl_2$水+3% 有机粘土+3% CaO ；油水比=80:20。

表 3　乳化剂用量对乳化性能的影响

净利润率 (%)	3#SE（%）	ES（V）		乳化率（%）	
		前贴片广告	180℃，16 小时	100	97.1
2	2	799	772	100	98.7
2.5	2.5	878	860	100	99.3
3	3	936	887	97.1	94.1
1.66	3.34	612	574	96.5	92.3
3.34	1.66	547	402	100	97.1

注：基液组成：5#白油+20% $CaCl_2$水+3%有机质粘土+3% CaO ；油水比=80:20。

3 高温油基钻井液体系性能评价

3.1 不同密度油基钻井液的配制

变密度油基钻井液体系的构建和优化，必须考虑页岩气钻井作业中遇到的动态地质条件和温压条件，针对特定的作业环境，精确调整钻井液的密度范围，确保钻井安全和效率。

在乳化剂的配制中，考虑到主乳化剂在高温下具有优异的乳化性能，添加 2.5%的主乳化剂；同时，为了增强乳化效果，提高钻井液的热稳定性，添加 2.5%的辅乳化剂。有机黏土的选用注重其在高温下的触变性，添加量在 2%~4%之间可调，可有效控制钻井液的剪切强度和胶束粒径分布，保证良好的悬浮稳定性。此外，为了满足高温高压的滤失量标准（<6 mL），添加 5%的降滤失剂，最大程度地减少液相损失，保持钻井过程中的压力平衡。添加 3%的 CaO，不仅调节了钻井液的碱性环境，而且稳定了乳化体系，提高了温度适应性。

本研究调整了重晶石和亲有机粘土的比例，以满足 1.5 至 1.9 g/cm³的密度要求。四种不同密度体系的配方如下：

（1）克/立方厘米体系：

5#白油+2.5%JLPE+2.5%3#SE+2%润湿剂+20% $CaCl_2$水+4%有机质粘土+3% CaO +重晶石+3%超细碳酸钙+5%降滤失剂

（2）克/立方厘米体系：

5#白油+2.5%JLPE+2.5%3#SE+2%润湿剂+20% $CaCl_2$水+3%有机粘土+3% CaO +重晶石+3%超细碳酸钙+5%降滤失剂

（3）克/立方厘米体系：

5#白油+2.5%JLPE+2.5%3#SE+2%润湿剂+20% $CaCl_2$水+2%有机粘土+3% CaO +重晶石+3%超细碳酸钙+5%降滤失剂

3.2 不同密度油基钻井液性能评价

钻井液的密度对确保油井作业的安全和效率至关重要。本研究通过将重晶石与其他成分按不同比例组合，实现了 1.5 至 1.9 g/cm³的钻井液密度。通过严格的性能评估，考察了这些体系在高温条件下的稳定性和有效性，重点考察了它们在 180°C 下老化 16 小时后的性能。实验评估了油基钻井液体系的高温高压性能，包括在 180°C 下进行老化试验，以验证乳化液相的稳定性。通过破乳电压和流变性试验评估了极端条件下的乳化效率。此外，还评估了高温高压（HTHP）滤失量，并进行了沉降稳定性试验，模拟了 180°C 下静态条件下 5 天的试验，以确定体系的长期稳定性。研究结果证实，所构建的不同密度油基钻井液体系在极端高温条件下均保持了优异的热稳定性，其流变性、降滤失性和沉降稳定性均满足页岩气钻井的工程要求。该研究为该体系的实际应用及进一步优化提供了坚实的科学依据，展现了该体系在高温油田钻井中的应用潜力。

表 4 不同密度系统的评估

密度（克/立方厘米）	实验条件	平均气压 (毫帕·秒)	PV（毫帕·秒）	YP（宾夕法尼亚州）	ES（V）	沉降稳定性	高温高压失水量（毫升）
1.5	前贴片广告	59	四十七	12	978	/	/
	后贴片广告	56	43	十三	960	无油、无沉淀	2
1.7	前贴片广告	68	53	15	1257	/	/
	后贴片广告	77	60	17	1173	无油、无沉淀	4
1.9	前贴片广告	78	62	16	1321	/	/
	后贴片广告	83	64	19	1438	无油、无沉淀	4

注：基液组成：5#白油+2.5%JLPE+2.5%3#SE+2%润湿剂+20% $CaCl_2$水+2% 有机质粘土+3% CaO +重晶石+3%超细碳酸钙+5%降失水剂，油水比 80:20。180℃下放置 5 天后进行沉降稳定性评价，冷却后观察 10 分钟。

4 结论和建议

本研究通过精心的实验设计和全面的数据分析，成功开发出一种新型高温油基钻井液体系，该体系具有热稳定性好、流变性能好、滤失量低等特点。

实验数据表明，以芥酸和四乙烯五胺为原料，经酰胺化、微交联聚合制备的主乳化剂，在高达 180℃的极端条件下仍能保持油水乳化液的稳定性。在辅助添加剂的协同作用下，配制的油基钻井液破乳电压超过 1000 V，高温高压滤失量低于 6 mL，在

180℃条件下放置 5 d 仍能稳定沉降。该研究成果标志着高温钻井液领域取得突破性进展。

未来工作：长期稳定性研究：建议进一步研究油基钻井液体系在实际钻井作业中的长期稳定性，以确保其实用性和可靠性。乳化剂合成优化：需要更深入地了解微交联乳化剂的合成机理，以优化生产工艺并提高乳化剂性能。高级相互作用研究：在分子水平上研究流体体系内的相互作用，可以为提高热稳定性、抗盐性和润滑性提供关键见解。理论与实践相结合：应结合分子动力学模拟和实验测量，以改进流变性能和滤失控制机理。

本研究强调实验室研究与现场应用相结合的重要性，旨在提供精准的、基于数据的配方调整，促进理论研究的实际应用。研究成果将有助于页岩气开发技术的进步和行业的可持续发展。本研究为未来油基钻井液的创新提供了重要的科学参考和启示。

参考文献

[1] Zhang H, Luo CZ, Zhang SL, et al. Development of temperature-resistant and pollution-resistant oil-based drilling fluid emulsifier and its application in Yang 101 block. Drill Prod Technol. 2022;45(6):146-51.

[2] Qin Y, Jiang GC, Deng ZQ, et al. Synthesis and evaluation of main emulsifier for high-temperature resistant oil-based drilling fluid. Drill Fluid Complet Fluid. 2016;33(01):6-10.

[3] Wang XY, Lu DY, Wu ZL. Research and application of high-density oil-based drilling fluid resistant to 220℃. Drill Fluid Complet Fluid. 2020;37(05):550-4+560.

[4] Gao KJ, Zhou JS, Li SH, et al. Controllable micro-crosslinking reaction of high-density polyethylene. Petrochem. 2023;52(02):176-81.

[5] Deng ZQ. Study on plugging technology of oil-based gel microspheres and water-based high-temperature cross-linked gel and prediction of leakage zone crack width. 2020.

[6] Wang CY. Study on Shear Response Gel System and Fracture Plugging Mechanism. 2021.

[7] Shen Z, Zhang H, Yu X, et al. Experimental Optimization of High-Temperature-Resistant and Low Oil—Water Ratio High-Density Oil-Based Drilling Fluid. Processes. 2023.

[8] Zhong HY, Gao X, Qiu ZS, et al. Mechanism of filtration loss reduction of environmentally friendly β-cyclodextrin polymer microspheres at high temperature. Acta Petrolei Sin. 2021.

[9] Gao X, Zhong HY, Qiu ZS, et al. Preparation of β-cyclodextrin polymer microspheres as filtrate reducer for drilling fluid. Drill Fluid Complet Fluid. 2021.

[10] Yang J, Jiang GC, Wang GS, et al. Development and evaluation of self-crosslinking filtrate reducer for oil-based drilling fluid. Drill Fluid Complet Fluid. 2022.

[11] Li XL, Duan M, Deng ZQ, et al. Preparation and properties of compound filtrate reducer containing caged nanoparticles. Oilfield Chem. 2023.

版权声明：©2025 作者与开放获取期刊研究中心(OAJRC)所有。本文章按照知识共享署名许可条款发表。
https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
OPEN ACCESS