

聚磺水基钻井液沉降稳定性影响因素及调控方法研究

于建立¹, 于庆河¹, 杨 硕¹, 刘斌博², 白瑞雨², 黄维安²

¹中国石油集团海洋工程有限公司, 天津

²中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛

收稿日期: 2025年11月21日; 录用日期: 2026年1月7日; 发布日期: 2026年3月12日

摘 要

钻井液的沉降稳定性对井下安全至关重要, 针对聚磺水基钻井液施工要求, 本文通过流变性、滤失性、润滑性和沉降稳定性测试, 评价了聚磺水基钻井液的沉降稳定性, 探究了温度、增粘剂、降滤失剂、加重材料对聚磺水基钻井液沉降稳定性的影响规律。结果表明, 现场聚磺水基钻井液老化后的沉降因子均大于0.52, 且随老化温度升高沉降因子变大; 加入增粘剂、降滤失剂后实验浆的沉降因子均减小, 沉降稳定性变好; 选用铁矿粉作为加重材料时, 聚磺水基钻井液的沉降稳定性较好; 包被絮凝剂通过吸附在颗粒表面, 形成桥接, 可阻止颗粒聚结防止沉降。基于增粘剂、降滤失剂、加重材料和包被絮凝剂的种类与加量优选, 优化了聚磺水基钻井液的沉降稳定性及调控方法。

关键词

聚磺水基钻井液, 沉降稳定性, 流变性, 高温, 调控方法

Study on the Influencing Factors and Regulation Methods of the Settlement Stability of the Polysulfonated Water-Based Drilling Fluid

Jianli Yu¹, Qinghe Yu¹, Shuo Yang¹, Binbo Liu², Ruiyu Bai², Wei'an Huang²

¹Offshore Engineering Company Limited, CNPC, Tianjin

²School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao Shandong

Received: November 21, 2025; accepted: January 7, 2026; published: March 12, 2026

文章引用: 于建立, 于庆河, 杨硕, 刘斌博, 白瑞雨, 黄维安. 聚磺水基钻井液沉降稳定性影响因素及调控方法研究[J]. 矿山工程, 2026, 14(2): 236-243. DOI: 10.12677/me.2026.142026

Abstract

The settlement stability of drilling fluid is critical for downhole safety. To meet the operational requirements of polysulfonated water-based drilling fluids, this study evaluated their settlement stability through comprehensive testing of rheological properties, fluid loss, lubricity, and settlement stability. The investigation focused on the influence patterns of temperature, viscosifiers, fluid loss reducers, and weighting materials on the settlement stability of polysulfonated water-based drilling fluids. The results indicated that the settlement factor of field polysulfonated water-based drilling fluids exceeded 0.52 after aging and increased with rising aging temperature. The addition of viscosifiers and fluid loss reducers reduced the settlement factor of the experimental fluid, improving settlement stability. The use of iron ore powder as a weighting material resulted in better settlement stability of the polysulfonated water-based drilling fluid. Furthermore, encapsulating and flocculating agents enhanced stability by adsorbing onto particle surfaces and forming bridges, thereby preventing particle aggregation and settlement. Based on the optimization of the types and dosages of viscosifiers, fluid loss reducers, weighting materials, and encapsulating and flocculating agents, the settlement stability and control methods for polysulfonated water-based drilling fluids were effectively optimized.

Keywords

Polysulfonated Water-Based Drilling Fluid, Settlement Stability, Rheology, High Temperature, Method of Regulation and Control

Copyright © 2026 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

随着全球油气勘探开发不断迈向深部地层，其所面临的极端高温环境对钻井液技术，尤其是水基钻井液的高温长期稳定性提出了近乎苛刻的要求[1] [2]。以塔里木油田满深区块为代表的施工井井深普遍超过 7000 米，在高温高压环境下钻井液容易发生沉降问题，造成井下复杂情况，影响钻井进度[3] [4]。聚磺水基钻井液凭借其一定的耐温特性成为了深井钻探的主力体系[5]-[7]，其通过引入磺化类处理剂提升了抗温能力，但其在高温环境下的性能下降，仍然是制约着深层油气的开采[8] [9]。

当前针对聚磺钻井液体系已取得诸多进展。谭晓峰等人[10]在聚磺钻井液体系的基础上引入钙离子，构建了钙基聚磺钻井液体系。该体系高温稳定性强、具有良好的抑制防塌性能及流变性，有效解决了水基钻井液井壁失稳问题。张永利等人[11]对比聚磺钻井液和 KCl 聚磺钻井液的抑制性和封堵性，结果表明，KCl 聚磺钻井液体系具有强的抑制性和封堵性。刘俊芳等人[12]在聚磺钻井液体系中加入了络合物钾盐，该体系具有很好的抑制防塌性、热稳定性，良好的配伍性、润滑性及油气层保护作用。然而，现有研究仍存在明显的局限性与认知缺口。目前有关聚磺钻井液体系的研究主要集中于流变性与滤失性等常规高温性能的控制，但有关高温下聚磺钻井液体系沉降稳定性的系统性研究相对不足[13]-[16]。

基于此，在本研究中选取了塔里木油田满深区块采用的聚磺钻井液体系为研究对象，针对该区块聚磺水基钻井液在高温老化后沉降因子普遍增大的问题，在分析温度对沉降稳定性影响机理的基础上，通过基础性能测试优选增粘剂、降滤失剂、加重材料、包被絮凝剂，调控聚磺水基钻井液的沉降稳定性，以增强聚磺钻井液体系在高温环境下的稳定性，降低对钻井工程的影响。

2. 实验方法

2.1. 实验材料

膨润土购自巴州磊溢泥浆材料有限公司, 烧碱购自中盐吉兰泰氯碱化工有限公司, 钻井液用降滤失剂磺酸盐共聚物 DSP-1 购自山东得顺源石油科技有限公司, 低粘聚阴离子纤维素 PAC-LV 购自恒达亲水胶体泰州有限公司, 磺甲基酚醛树脂 SMP 系列均购自荆州学成, 褐煤树脂 SPNH 购自昆明金思达科技有限责任公司, 沥青类防塌剂 FT-1A 购自河南省新乡市第七化工有限公司, 钻井液用广谱暂堵剂碳酸钙(2000 目)购自河南省新乡市第七化工有限公司, 钻井液用润滑剂 LH-LUBE 购自巴州佳鑫源石油技术服务有限公司, 氯化钾购自巴州正鼎石油技术服务有限公司, 提切剂 XC 及生物聚合物 HXC 购自安徽陆海石油助剂科技有限公司, 所有的加重材料均购自巴州磊溢泥浆材料有限公司。

2.2. 测试方法

2.2.1. 流变性测试

参考国家标准“GB 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”, 表观粘度、塑性粘度、动切力和静切力分别按照式(1)、(2)、(3)、(4)计算:

$$AV = \frac{1}{2} \Phi_{600} \quad (1)$$

$$PV = \Phi_{600} - \Phi_{300} \quad (2)$$

$$YP = \frac{1}{2} (\Phi_{300} - PV) \quad (3)$$

$$G_{10s} \text{ 或 } G_{10min} = \frac{1}{2} \Phi_3 \quad (4)$$

式中:

PV ——塑性粘度, mPa·s;

YP ——动切力, Pa;

AV ——剪切粘度, mPa·s;

G_{10s} 或 G_{10min} ——10 s 或 10 min 静切力, Pa;

Φ_{600} 、 Φ_{300} ——600 r/min、300 r/min 时的恒定读值;

Φ_3 ——静止 10 s 或 10 min 后 3 r/min 最大读值。

2.2.2. 滤失性及润滑性测试

常温常压 API 滤失量和高温高压滤失量测试分别采用 API 滤失仪和高温高压滤失仪, 润滑性采用 EP-B 型极压润滑仪测试, 均参考“GB 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”。

2.2.3. 沉降稳定性测试

静态沉降稳定性测试是将钻井液加入不锈钢罐(60 mm × 60 mm × 200 mm)中, 在特定温度下静态放置一段时间后用移液器分离钻井液液柱, 用 YM-2 型钻井液密度计测量钻井液液柱上部密度和钻井液液柱底部密度, 然后对数据进行处理分析, 最后进行评价。实验步骤: 将钻井液体系在实验温度条件下滚动 16 h, 置于相应温度的烘箱内静止 24 h 后, 测量钻井液液柱上部密度和钻井液液柱底部密度, 最后采用钻井液的沉降因子 SF 评价钻井液的静态沉降稳定性。SF 为 0.50 时, 钻井液体系未发生静态沉降, SF

大于 0.52 时，静态沉降稳定性差。

$$SF = \frac{\rho_{\text{bottom}}}{\rho_{\text{bottom}} + \rho_{\text{top}}} \quad (5)$$

式中：

SF——钻井液沉降因子，无量纲；

ρ_{bottom} ——钻井液液柱底部密度， g/cm^3 ；

ρ_{top} ——钻井液液柱上部密度(游离液体下层)， g/cm^3 。

3. 实验结果

3.1. 聚磺水基钻井液沉降稳定性评价及高温的影响分析

按照下述配方配制聚磺水基钻井液，记为 JHFT 实验浆：4%一级膨润土基浆 400 mL + 0.3%烧碱 + 0.5%钻井液用降滤失剂磺酸盐共聚物 DSP-1 + 0.5%低粘聚阴离子纤维素 PAC-LV + 3%磺甲基酚醛树脂 SMP-3 + 3%褐煤树脂 SPNH + 3%沥青类防塌剂 FT-1A + 3%钻井液用广谱暂堵剂碳酸钙(2000 目) + 2%钻井液用润滑剂 LH-LUBE + 5%氯化钾 + 高纯重晶石(加重至 $1.50 \text{ g}/\text{cm}^3$)。

分别将 JHFT 实验浆在恒温 160°C 、恒温 180°C 、恒温 200°C 、恒温 220°C 滚动时间 16 h，常温静置 24 h。测量老化前和不同老化温度后钻井液液柱上部密度和钻井液液柱底部密度，并对数据进行处理分析。

由表 1、图 1 实验结果可知，现场钻井液老化前后的沉降因子均大于 0.52，沉降稳定性较差。且随着老化温度的升高沉降因子变大，温度升高使钻井液的沉降稳定性变差。

高温会破坏钻井液中聚合物(如 PAC-LV、SMP-3 等)的分子链结构，降低其空间位阻作用，导致固相颗粒间的排斥力减弱，易于聚集沉降。同时高温加剧了布朗运动，促进了颗粒碰撞与聚结，尤其是在

Table 1. Settlement stability test data before and after aging

表 1. 老化前后沉降稳定性测试数据

条件	老化前	160°C 老化后	180°C 老化后	200°C 老化后	220°C 老化后
$\rho_t (\text{g}/\text{cm}^3)$	1.07	1.05	0.98	1.05	1.06
$\rho_b (\text{g}/\text{cm}^3)$	1.41	1.46	1.69	1.66	2.2
SF	0.57	0.58	0.61	0.63	0.67

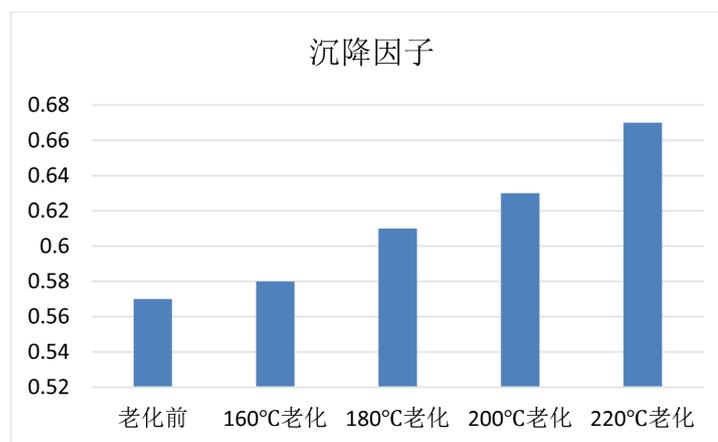


Figure 1. Change diagram of settlement factor before and after aging

图 1. 老化前后沉降因子变化图

高密度钻井液中，重晶石等加重材料更易发生动态或静态沉降。

3.2. 增粘剂对聚磺防塌水基钻井液沉降稳定性的影响

以 JHFT 配方为基浆，测试加入不同的粘剂后各实验浆 200℃/16h 热滚前后的流变性、滤失性、润滑性、沉降因子。

实验浆 1-1: JHFT 实验浆 + 0.3%提切剂 XC;

实验浆 1-2: JHFT 实验浆 + 0.3%生物聚合物 HXC;

实验浆 1-3: JHFT 实验浆 + 0.3%高粘聚阴离子纤维素 PAC-HV;

实验浆 1-4: JHFT 实验浆 + 0.3% FA368;

实验浆 1-5: JHFT 实验浆 + 0.3% 80A51。

由表 2 可知，加入增粘剂后各实验浆老化前后的切力变大，各实验浆老化前后的沉降因子均变小，表明加入增粘剂会使实验浆的沉降稳定性变好；各实验浆 200℃老化后的沉降因子均大于老化前，高温会使实验浆的沉降稳定性变差。

增粘剂通过增加钻井液的粘度和动切力，增强了对固相颗粒的悬浮能力，减缓沉降速度，从而改善钻井液的沉降稳定性。FA368 在高温下的增粘效果最好，因此对应钻井液沉降稳定性效果也最好。

Table 2. Comparison of various properties of experimental pulp after adding different tackifiers

表 2. 加入不同增粘剂后实验浆各项性能对比

体系	条件	PV (mPa·s)	YP (Pa)	AV (mPa·s)	FL _{API} (mL)	FL _{HTHP} (mL)	润滑系数	沉降因子
实验浆 1-1	老化前	58	32	90	2	10.4	23.78	0.50
	老化后	30	17.5	47.5	5.4	61.2	11.64	0.55
实验浆 1-2	老化前	37	5.5	42.5	1.2	9.2	14.91	0.50
	老化后	25	6.5	31.5	1.4	91.2	13.2	0.59
实验浆 1-3	老化前	76	32.5	109.5	1.4	12.4	21.95	0.50
	老化后	45	8.5	53.5	1.2	62	14.18	0.57
实验浆 1-4	老化前	56	7	63	1	12.8	13.17	0.50
	老化后	51	0.5	51.5	1.6	54	12.48	0.53
实验浆 1-5	老化前	43	4.5	47.5	1.6	15.6	17.53	0.50
	老化后	36	0.5	32.5	1.8	86	12.65	0.56

3.3. 降滤失剂对聚磺防塌水基钻井液沉降稳定性的影响

以 JHFT 配方为基浆，测试加入不同降滤失剂后各实验浆 200℃/16h 热滚前后的流变性、滤失性、润滑性、沉降因子。

实验浆 2-1: JHFT 实验浆 + 3%钻井液用磺化酚醛树脂 SMP-2 (取自山东 1);

实验浆 2-2: JHFT 实验浆 + 3%钻井液用磺化酚醛树脂 SMP-3 (取自新疆 1);

实验浆 2-3: JHFT 实验浆 + 3%钻井液用磺化酚醛树脂 SMP-3 (取自山东 2);

实验浆 2-4: JHFT 实验浆 + 3%钻井液用磺化酚醛树脂 SMP-3 (取自湖北);

实验浆 2-5: JHFT 实验浆 + 3%钻井液用降滤失剂改性褐煤树脂 TSH-2 (取自新疆 2);

实验浆 2-6: JHFT 实验浆 + 3%褐煤树脂 SPNH (取自云南)。

由表 3 可知, 加入降滤失剂后各实验浆老化前后的常温常压滤失和高温高压滤失均降低, 实验浆的沉降因子减小, 各实验浆 200℃老化后的沉降因子均大于老化前。

降滤失剂通过吸附在黏土颗粒表面, 增强其水化膜厚度和电负性, 提高钻井液的稳定性, 间接增强悬浮能力。其中钻井液用降滤失剂改性褐煤树脂 TSH-2 具有一定的增粘效果, 可进一步抑制沉降。

Table 3. Comparison of various properties of experimental pulp after adding different filtrate reducers
表 3. 加入不同降滤失剂后实验浆各项性能对比

体系	条件	PV (mPa·s)	YP (Pa)	AV (mPa·s)	FL _{API} (mL)	FL _{HHP} (mL)	润滑系数	沉降因子
实验浆 2-1	老化前	38	3.5	41.5	0.9	14	0.2125	0.50
	老化后	29	1	30	0.9	20.5	0.2005	0.56
实验浆 2-2	老化前	40	1	41	0.9	17.2	0.1998	0.50
	老化后	24	3.5	27.5	1.1	18.55	0.1855	0.57
实验浆 2-3	老化前	33	12	45	1	17.6	0.2018	0.50
	老化后	31	1.5	32.5	1.4	19.63	0.1963	0.55
实验浆 2-4	老化前	36	5.5	41.5	1	16.8	0.1860	0.50
	老化后	34	6	40	1.2	17.35	0.1735	0.60
实验浆 2-5	老化前	42	7	49	1	13.6	0.1735	0.50
	老化后	38	8.5	46.5	1.1	16.01	0.1601	0.51
实验浆 2-6	老化前	38	4	42	0.9	12	0.1944	0.50
	老化后	36	4	40	1	19.21	0.1921	0.58

3.4. 加重材料对聚磺防塌水基钻井液沉降稳定性的影响

以下述 JHFT 配方为基浆, 测试各实验浆 200℃/16h 热滚前后的流变性(含切力)、滤失性、沉降因子。

实验浆 3-1: JHFT 实验浆 + 高纯重晶石(加重至 1.50 g/cm³);

实验浆 3-2: JHFT 实验浆 + 石灰石粉(加重至 1.50 g/cm³);

实验浆 3-3: JHFT 实验浆 + 四氧化三锰(加重至 1.50 g/cm³);

实验浆 3-4: JHFT 实验浆 + 铁矿粉(加重至 1.50 g/cm³);

实验浆 3-5: JHFT 实验浆 + 钛铁矿粉(加重至 1.50 g/cm³)。

由表 4 可知, 选用不同加重材料配制的实验浆沉降因子不同, 说明加重材料的种类对聚磺水基钻井液的沉降稳定性有影响。其中实验浆 3-4 在 200℃老化后的沉降因子相对较小, 说明选用钛铁矿粉作为加重材料时, 聚磺水基钻井液的沉降稳定性较好。

不同加重材料的密度和粒径分布不同, 对聚磺水基钻井液的沉降稳定性影响较大。铁矿粉因其密度适中、颗粒形态规则, 沉降稳定性最佳。

3.5. 聚磺水基钻井液沉降稳定性调控方法研究

根据上述实验结果可知, JHFT 配方钻井液老化后沉降稳定性较差, 因此对其沉降稳定性进行调控。以 JHFT 配方为基浆, 测试以下加入不同包被絮凝剂后的实验浆 200℃/16h 老化前后的沉降因子。

实验浆 4-1: JHFT 实验浆 + 0.3%包被絮凝剂 HDN-1;

实验浆 4-2: JHFT 实验浆 + 0.3%包被絮凝剂 IND30;

实验浆 4-3: JHFT 实验浆 + 0.3%包被絮凝剂 K-PAM;

实验浆 4-4: JHFT 实验浆 + 0.3%包被絮凝剂聚合氯化硫酸铁;

实验浆 4-5: JHFT 实验浆 + 0.3%包被絮凝剂 PF-PLUS。

由表 5 可知, 实验浆 4-1 老化前沉降稳定性良好, 老化后沉降因子为 0.53, 沉降稳定性最好, 因此选用 HDN-1 作为包被絮凝剂对其沉降稳定性进行调控。

包被絮凝剂通过吸附在多个颗粒表面, 形成“包被层”, 阻止颗粒间的接触与聚结, 防止沉降。

Table 4. Comparison of various properties of experimental slurry with different weighting materials

表 4. 采用不同加重材料实验浆各项性能对比

体系	条件	PV (mPa·s)	YP (Pa)	AV (mPa·s)	FL _{API} (mL)	FL _{H₂HP} (mL)	润滑系数	沉降因子
实验浆 3-1	老化前	10.4	18.75	29.15	2	14.4	0.1719	0.50
	老化后	3.5	1	1.5	9.4	66	0.1841	0.58
实验浆 3-2	老化前	26	8	34	2.8	27.2	0.1764	0.50
	老化后	16	29.5	45.5	7.2	178.8	0.1625	0.59
实验浆 3-3	老化前	21	8.5	29.5	3.1	61.2	0.17	0.50
	老化后	22	7.5	29.5	20.4	154.4	0.1615	0.58
实验浆 3-4	老化前	27	1.5	28.5	2.2	14.4	0.1619	0.50
	老化后	19	13	32	3.0	60	0.1531	0.55
实验浆 3-5	老化前	32	0.5	32.5	3	14.8	0.1780	0.50
	老化后	16	17	33	4.2	74	0.16	0.57

Table 5. Comparison of settlement stability of experimental pulp after adding different encapsulating and flocculating agents

表 5. 加入不同包被絮凝剂后实验浆沉降稳定性对比

试剂	条件	沉降因子
实验浆 4-1	老化前	0.50
	老化后	0.53
实验浆 4-2	老化前	0.50
	老化后	0.69
实验浆 4-3	老化前	0.50
	老化后	0.58
实验浆 4-4	老化前	0.50
	老化后	0.59
实验浆 4-5	老化前	0.50
	老化后	0.62

4. 结论

本文针对目前塔里木油田满深区块钻井液在高温环境下沉降稳定性差的问题, 通过基础性能测试分析了温度对沉降稳定性的影响机理, 优选增粘剂、降滤失剂、加重材料、包被絮凝剂用以调控聚磺水基钻井液的沉降稳定性。主要结论和建议如下:

1) 随着温度升高, 聚磺水基钻井液沉降因子变大, 沉降稳定性变差。

2) 高温会使聚磺水基钻井液中的聚合物分子链易发生卷曲、降解, 削弱其在粘土颗粒表面的吸附与空间位阻作用; 同时高温会加剧颗粒热运动并压缩双电层, 削弱静电排斥, 导致颗粒更易聚结变大; 此外, 体系粘度切力下降, 悬浮能力降低, 共同致使沉降因子增大, 稳定性变差。

3) 处理剂优选结果表明, 对应沉降性能最好的增粘剂为 FA368、降滤失剂为改性褐煤树脂 TSH-2、包被絮凝剂为 HDN-1、加重材料为铁矿粉。

4) 这些处理剂的优异性能源于其特有的分子结构与环境适应性, FA368 含刚性芳环与强吸附基团, 高温下分子链稳定, 能有效构建空间网络; TSH-2 通过引入磺酸基等强水化基团, 增强了高温下的吸附与护胶能力; HDN-1 具有适度的阳离子密度与分子链长度, 能在粘土颗粒表面形成致密包被层; 铁矿粉表面光滑、电荷弱, 减少了颗粒间的桥接与聚沉趋势。

基金项目

国家自然科学基金项目“引入可靠性理论研究层理性页岩力-化-渗-热耦合井壁稳定化学调控方法与机理”(项目编号 52374026); 山东省自然科学基金项目“基于页岩气非饱和特征的井壁坍塌模型构建与求解”(项目编号 ZR2024ME125)。

参考文献

- [1] 王春生, 王哲, 张权, 等. 塔里木油田超深层钻井技术进展及难题探讨[J]. 钻采工艺, 2024, 47(2): 59-69.
- [2] 杨学文. 塔里木盆地超深油气勘探实践与创新[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- [3] 郭秋麟, 武娜, 闫伟, 等. 深层天然气资源评价方法[J]. 石油学报, 2019, 40(4): 383-394.
- [4] 赵迎冬, 赵银军. 油气资源评价方法的分类、内涵与外延[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(2): 64-74.
- [5] 李林源, 王建华, 闫丽丽, 等. 抗高温高密度油基钻井液体系静态沉降稳定性建模及优化[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(13): 5088-5093.
- [6] 李建成. 加重材料对抗高温高密度水基钻井液性能影响研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- [7] 单锴, 邱正松, 钟汉毅, 等. 高温高矿化度高密度水基钻井液用润滑剂[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(4): 450-455.
- [8] 谷兆海. 油基钻井液沉降稳定性的影响因素研究[J]. 内蒙古石油化工, 2025, 51(2): 110-114, 119.
- [9] Mitchel, T., Hassan, B., Reza, R., Geeno, M., Sultan, M., Mohsen, G., *et al.* (2012) xzsEffect of Drilling Fluid (Water-Based vs Oil-Based) on Phase Trap Damage in Tight Sand Gas Reservoirs. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*, Copenhagen, 4-7 June 2012, SPE-154652-MS. <https://doi.org/10.2118/154652-MS>
- [10] 谭晓峰, 任艳增, 张毅. 钙基聚磺钻井液在南页 1 井的应用[J]. 精细与专用化学品, 2018, 26(11): 31-33.
- [11] 张永利, 吴高祥, 王延东, 等. KCl 聚磺钻井液体系在延长气田水平井的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2016, 39(4): 64-67, 16-17.
- [12] 刘俊方, 于军泉, 安玉秀. 络合物钾盐聚磺钻井液在白 72 井的应用[J]. 西部探矿工程, 2008(12): 124-126.
- [13] 罗蕴鑫, 李东明, 侯彬彬, 等. 聚磺钻井液封堵剂对钻井液性能的影响评价[J]. 清洗世界, 2021, 37(10): 39-40.
- [14] 王浩, 魏艳, 赵莹, 等. 聚磺钻井液体系的研究及应用[J]. 辽宁化工, 2017, 46(10): 994-996.
- [15] 王权阳, 李尧. 抗高温 KCl 聚磺钻井液体系在伊朗 FX 井中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(1): 50-53.
- [16] 张志财. 强抑制有机胺聚磺钻井液体系的研究及应用[J]. 断块油气田, 2016, 23(1): 109-112.