

跨越实验室与万米井筒：抗高温钻井液全域评价体系构建与展望

汪春林¹, 肖永刚¹, 刘生滔¹, 廖忠辉², 勇志华², 陈刚², 顾雪凡²

¹陕西合信油服科技股份有限公司, 榆林市地层物理封堵工程技术研究中心, 陕西 榆林

²西安石油大学, 陕西省油气田环境污染控制技术与储层保护重点实验室, 陕西 西安

收稿日期: 2026年8月24日; 录用日期: 2026年9月11日; 发布日期: 2026年9月24日

摘要

抗高温钻井液是深层超深层油气与地热资源开发的核心技术支撑, 其性能直接决定钻井安全与井筒完整性。然而, 现有综述多局限于水基或油基单一体系, 尚未建立适用于三类流体的统一多相耦合失效理论, 也缺少实验室与井筒尺度可对比的标准化评价框架; 2025至2026年涌现的万米深井现场工程、温敏智能材料及全生命周期环境评价等前沿成果亦未被系统整合。本文以2015至2026年公开发表文献为基础, 构建了材料-配方-井筒三级证据评价体系, 厘清了高温下连续相、聚合物、固相与乳化膜的多相耦合失效演化链。在此基础上, 系统对比了水基、油基与合成基三类钻井液在超高温、高盐高密度、万米超深井、长水平段及酸性气体复合污染等极端工况下的适配规律, 并引入井筒水力学、沉降动力学、生命周期环境负荷与数字化监测四维指标开展量化评估。研究结果表明, 基于两性疏水微交联与温敏纳米复合的水基体系可稳定适配200℃至230℃长期循环工况; 温致可逆凝胶型油基流体能够有效抑制高温热稀释引发的固相沉降; 合成基体系的环保优势并非固有属性, 其综合减排效果显著依赖于基液回收效率与钻屑处置路径。文末从基础界面机理、标准化高温高压动态评价、新型耐温材料开发、现场智能运维及绿色循环产业化五个维度, 提出了短期与中长期分层技术路线, 以期为深层及超深层油气和地热资源开发中的钻井液配方设计与工况选型提供理论支撑与工程参照。

关键词

抗高温钻井液, 水基钻井液, 油基钻井液, 合成基钻井液, 沉降稳定性

Crossing Laboratories and Ten Thousand Meter Wellbore: Construction and Prospect of a Comprehensive Evaluation System for High Temperature Resistant Drilling Fluids

文章引用: 汪春林, 肖永刚, 刘生滔, 廖忠辉, 勇志华, 陈刚, 顾雪凡. 跨越实验室与万米井筒: 抗高温钻井液全域评价体系构建与展望[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(4): 541-555. DOI: 10.12677/jogt.2026.484058

Chunlin Wang¹, Yonggang Xiao¹, Shengtao Liu¹, Zhonghui Liao², Zhihua Yong², Gang Chen², Xuefan Gu²

¹Yulin City Geological Physical Sealing Engineering Technology Research Center, Shaanxi Hexin Oil Service Technology Co., Ltd., Yulin Shaanxi

²Key Laboratory of Environmental Pollution Control Technology and Reservoir Protection for Oil and Gas Fields in Shaanxi Province, Xi'an Petroleum University, Xi'an Shaanxi

Received: August 24, 2026; accepted: September 11, 2026; published: September 24, 2026

Abstract

High temperature resistant drilling fluid is the core technical support for the development of deep and ultra deep oil and gas and geothermal resources, and its performance directly determines drilling safety and wellbore integrity. However, existing reviews are mostly limited to water-based or oil-based single systems, and a unified multiphase coupling failure theory applicable to the three types of fluids has not yet been established. There is also a lack of standardized evaluation frameworks that can be compared between laboratory and wellbore scales; The cutting-edge achievements such as on-site engineering of 10000 meter deep wells, temperature sensitive intelligent materials, and full life cycle environmental assessment that emerged from 2025 to 2026 have not been systematically integrated. Based on publicly published literature from 2015 to 2026, this article constructs a three-level evidence evaluation system of materials formulation wellbore, clarifying the multiphase coupling failure evolution chain of continuous phase, polymer, solid phase, and emulsion film under high temperature. On this basis, the system compared the adaptation laws of three types of drilling fluids: water-based, oil-based, and synthetic based, under extreme conditions such as ultra-high temperature, high salt and high density, ten thousand meter ultra deep well, long horizontal section, and acid gas composite pollution. Four dimensional indicators including wellbore hydraulics, settlement dynamics, life cycle environmental load, and digital monitoring were introduced for quantitative evaluation. The research results indicate that the water-based system based on amphiphilic hydrophobic micro crosslinking and thermosensitive nanocomposites can stably adapt to long-term cycling conditions at 200°C to 230°C; Thermotropic reversible gel type oil-based fluid can effectively inhibit solid deposition caused by high-temperature thermal dilution; The environmental advantages of synthetic base systems are not inherent properties, and their comprehensive emission reduction effect significantly depends on the efficiency of base liquid recovery and the disposal path of drilling cuttings. At the end of the article, a short-term and medium to long-term layering technology route is proposed from five dimensions: basic interface mechanism, standardized high temperature and high pressure dynamic evaluation, development of new temperature resistant materials, on-site intelligent operation and maintenance, and green circulation industrialization, in order to provide theoretical support and engineering reference for drilling fluid formula design and operating condition selection in deep and ultra deep oil and gas and geothermal resource development.

Keywords

High Temperature Resistant Drilling Fluid, Water-Based Drilling Fluid, Oil-Based Drilling Fluid, Synthetic Based Drilling Fluid, Sedimentation Stability

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

钻井液承担压力控制、岩屑携带、井壁稳定、滤失控制、钻头冷却润滑和储层保护等功能,是保证钻井作业连续进行的重要工作流体[1]。深层和超深层油气井、地热井以及长水平段页岩井常同时面临高温高压、高矿化度地层水、固相侵入、CO₂/H₂S 污染和窄密度窗口等问题[2]。在这些条件下,钻井液性能的轻微波动也可能放大为井壁失稳、井漏或井下复杂情况[3]。各项性能之间并非相互独立。提高低剪切黏度有利于悬浮岩屑,却可能抬高 ECD; 增加封堵颗粒有助于减缓压力传递,也会增加固相负荷; 强化盐水活度控制可抑制页岩水化,但部分聚合物的水化和分散能力会随之下降[4]。因此,配方设计需要在携屑、流变、滤失、井壁稳定和水力学约束之间取得平衡[5]。抗高温钻井液是由连续相、黏土与加重材料、封堵颗粒、功能聚合物以及表面活性剂组成的多相体系。连续相决定基本热物性和溶剂化环境,固相颗粒形成胶体结构并参与滤饼构筑,聚合物调节水化、分散和流变行为,乳化剂与润湿剂则控制油水和固液界面。井筒温压、循环剪切和地层污染会不断改变这些组分之间的作用关系,这也是室内热滚结果与现场长期循环表现有时不一致的主要原因。本文主要考察 2015~2026 年公开发表的研究,优先选取能说明配方组成、热老化条件、体系密度、盐型、测试压力或现场工况的期刊论文和工程案例。鉴于不同研究的试验边界并不一致,本文不按所谓“极限耐温”简单排序,而是在明确温度、密度、盐型和老化时间的前提下,比较流变与沉降、滤失与封堵、污染耐受、储层保护、环境影响和工程验证程度。

已有综述多围绕水基或油基钻井液分别展开,对三类连续相体系所采用的评价尺度和数据边界并不统一。另一方面,许多新型处理剂仍以常温测试或一次热滚后的终点数据为主要依据,动态循环、序贯污染和现场维护资料相对匮乏。井筒水力学、环境评价和在线监测虽受关注,但与配方研究之间的联系仍较松散。鉴于此,本文按材料、配方和井筒三个证据层级梳理文献,先讨论高温条件下的主要失效过程和评价方法,再比较水基、油基与合成基体系的组成特点及复杂工况适用性,最后分析环境管理、数字化监测和工程放大中的问题。本文的重点在于明确不同数据能够支撑到何种工程结论,避免脱离试验条件比较单一性能数值。

研究进展与评价重点

超高温水基钻井液的研究重点已由传统聚合物降滤失和常规流变控制,逐步转向耐盐纳米复合材料、动态 HPHT 测试和复杂地层适配[6]。合成聚合物研究则更关注分子结构、热稳定性以及一种材料承担多种功能的可能性[7]。地热钻井液研究更重视长时间热暴露和温压共同作用下的流变变化[8],相关水基钻井液试验也表明,单剂耐温并不能代表完整配方的高温稳定性[9]。总体来看,室内热滚后数据仍占多数,能够同时给出动态循环、复合污染和现场维护资料的研究较少。下文据此依次讨论失效机理、体系设计、复杂工况应用以及环境与监测问题,并区分室内证据和现场证据。

2. 高温高压多相失效机理与性能评价方法

抗高温钻井液包含连续相、内相、功能聚合物、黏土、加重材料、封堵颗粒和表面活性剂等组分。温度升高会改变基液黏度、聚合物水化和分子稳定性、颗粒分散状态以及乳化膜强度[10]。因此,常温 API 指标只能用于初步筛选,目标配方还应评价高温流变与沉降、HTHP 滤失、井壁稳定、乳液或盐水稳定、润滑防腐和井筒水力学响应。

2.1. 流变特性、岩屑输运与沉降稳定

环空高剪切区的黏度影响循环压耗和 ECD,低剪切屈服值、凝胶强度及黏弹性则关系岩屑床清除、

加重材料悬浮和停泵稳定。工程上常用 Bingham 或 Herschel-Bulkley 模型描述流变行为，并由六速旋转黏度计读数计算 AV、PV 和 YP。对于高密度加重体系，还需用静态或动态沉降试验补充判断悬浮稳定性，沉降因子可表示为：

$$SF = \rho_{\text{bottom}} / (\rho_{\text{top}} + \rho_{\text{bottom}}) \quad (1)$$

均匀悬浮时，SF 通常接近 0.50，但这一数值应结合循环温度、井斜、静置时间和取样位置分析。长水平段还需开展倾斜动态沉降、岩屑床再悬浮和停泵重启试验，单靠 YP 或凝胶强度不足以说明实际携屑能力。

2.2. 滤失控制、封堵性能与井壁完整性

滤失量受滤液黏度、颗粒级配、滤饼孔隙结构和可压缩性共同影响。高温会降低液相黏度并削弱部分聚合物在岩石表面的吸附，盐钙污染还可能使黏土絮凝、滤饼渗透率升高。因此，API 常温滤失适合配方初筛，面向高温井段的评价应增加 HTHP 动态过滤、陶瓷盘或岩心渗流、滤饼清除和渗透率恢复等试验，并结合页岩回收率、线性膨胀和压力传递结果判断井壁与储层影响。

2.3. 页岩抑制剂

乳化稳定、润湿性与污染耐受评价

油基和合成基钻井液依靠反相乳液、亲油固相以及有机土或聚合物形成的结构维持稳定。ES 可用于监测乳液状态，但不能替代界面流变、固相润湿性和水侵后恢复能力的评价。水基钻井液则更容易受到盐型、Ca²⁺/Mg²⁺、地层水、岩屑、水泥浆和酸性气体影响。污染试验宜按实际施工顺序逐步加入污染物，并报告处理前后的恢复程度，避免用稀释或增黏掩盖真实失效。

2.4. 多场耦合失效与证据分级

高温失效通常从分子和界面变化开始。聚合物或表面活性剂发生断链、水解、氧化或脱附后，颗粒水化层、乳化膜和固相润湿状态随之改变，进而引起胶体结构和滤饼性能下降，最终表现为 PV 或 YP 异常、沉降加剧、HTHP 滤失增加以及 ECD 波动。材料发生一定程度的热降解并不必然意味着整套配方失效，因为颗粒级配或滤饼结构可能提供补偿；反之，即使材料本身没有明显分解，竞争吸附和润湿反转也可能使体系迅速失稳。由此可见图 1，材料表征需要与完整配方和井筒响应联系起来解释。

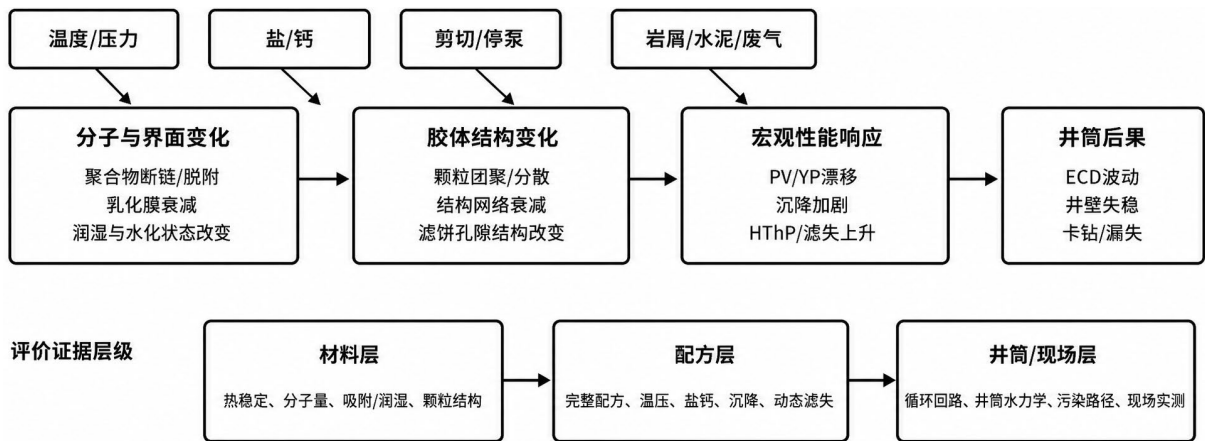


Figure 1. Multiphase failure evolution and evaluation hierarchy of drilling fluids under high-temperature conditions
图 1. 高温条件下钻井液多相失效演化与评价层级

不同文献的数据只有在连续相、盐型、固相体积分数、密度、温压 - 剪切历程和测试条件接近时，才适合直接比较。室内结果用于现场判断时，还应考虑钻屑持续进入、固控设备选择性除固、基液损耗、气体溶解、处理剂补加和多次停泵等因素。跨尺度比较可采用性能保持率、单位密度 PV、温压修正沉降因子、动态滤失系数和维护剂量等指标，同时说明数据误差和适用范围。现有 HPHT 钻井液综述认为，高温配方评价应同时考察热稳定性、流变、滤失和污染耐受，不能由单一常温指标作出结论[11]。地热钻井流变研究也指出，温度、压力和剪切历史会影响室内数据向井筒条件的外推[12]。智能钻井液研究开始将材料表征、配方试验和在线监测联系起来[13]。为便于比较不同类型研究，本文采用材料、配方和井筒/现场三个工作性证据层级：材料层关注热老化后的分子量、吸附行为和颗粒结构；配方层关注完整体系在温压、盐钙、岩屑、水泥、酸气和地层水作用下的性能变化；井筒/现场层包括高温高压循环、倾斜动态沉降、动态过滤、水力学模拟和现场实测，由表 1 可见。其中，现场或长时间动态循环数据的工程外推价值最高，试验条件披露完整的热滚评价可用于配方间有限比较，而常温或单一终点测试主要用于材料筛选。这里的分级用于本文综述比较，并非行业统一的技术等级。试验报告还应说明重复次数、误差范围和原料批次。油基或合成基钻井液不宜仅凭 ES 判断乳液稳定，应结合界面流变和固相润湿性；水基钻井液热滚后的黏度保持率也不能替代原位低剪切流变和长时间沉降试验。统一最低报告项目，有助于提高不同研究之间的可比性。

Table 1. Main failure modes, evaluation indices and control strategies of high-temperature resistant drilling fluids
表 1. 抗高温钻井液主要失效模式、评价指标与控制策略

体系/环节	典型失效	关键评价指标	建议措施
水基连续相与聚合物	热降解、盐钙脱水化、过度絮凝/稀释	原位 HTHP 流变、分子量保持率、盐钙恢复、动态滤失	耐温两性或微交联聚合物、低固相、抗氧化与位阻稳定
油/合成基乳液	乳化膜破坏、润湿反转、内相盐水侵入	ES、HTHP 滤失、油水比、固相润湿性、破乳趋势	高吸附能乳化剂、耐温润湿剂、内相活度匹配
加重与封堵固相	静态/动态沉降、粒径失配、固相累积	Sag factor、动态沉降、重启压力、PSD 与固相体积分数	多尺度级配、低端流变、轻质/高密度复合加重
井壁与储层界面	页岩水化、微裂缝侵入、差压卡钻、储层伤害	回收率、膨胀、封堵压力、渗透率恢复、滤饼黏附	化学抑制、颗粒封堵与黏附膜配合
井筒热 - 水力学	ECD 升高、停泵沉降、热循环疲劳	温压修正流变、ECD、岩屑床、循环温度和压耗	平坦流变、井筒降温、在线监测与按需补加

3. 抗高温钻井液体系分类与功能模块设计

水基、油基和合成基钻井液的连续相不同，但配方均包括基液、界面调节组分、结构剂、封堵与加重颗粒以及现场维护材料。基液决定热物性和基本环境属性，聚合物或有机土调节流变与滤失，乳化剂或抑制剂控制油水和固液界面，封堵及加重颗粒影响压力传递和密度，固控与处理剂补加则用于维持循环过程中的性能。

3.1. 抗高温水基体系：聚磺升级、功能聚合物与无黏土路线

聚磺钻井液以磺化褐煤、磺化酚醛树脂和耐温聚合物为主要处理剂，工业化基础较好，现场维护经验也较成熟。松科 2 井抗超高温钻井液研究表明，现场所用抗高温聚合物体系经室内评价可耐 240℃，热滚 72 h 后仍保持较好的流变和滤失性能[14]。针对高盐、高密度条件，黄贤斌等构建的聚合物饱和盐水

体系密度为 2.0 g/cm^3 ，在 200°C 条件下 HTHP 滤失量小于 15 mL ，高温静置 5 d 沉降因子小于 0.52 [15]。这类体系的优势在于现场经验较成熟，但处理剂种类和固相负荷仍需控制，超高温下尤其要避免通过持续增量处理掩盖流变窗口变窄的问题。

聚磺体系的改进不应只靠增加磺化材料，而应减少惰性固相和功能重复，按需要引入高效聚合物、纳米封堵材料或低毒抑制剂。现场还需加强固相控制和井筒降温。对于温度更高、循环时间更长的井段，聚合物降解产物对流变、腐蚀和废液处理的长期影响仍需评价[16]。

近年来的高温水基钻井液多采用低固相和多功能聚合物路线。AMPS/NVP 类两性离子聚合物、疏水缔合、微交联和温敏结构可同时调节流变、滤失和盐钙耐受，从而减少膨润土及多种处理剂的用量。Xu 等报道的高温高密度水基体系经 200°C 热滚后仍保持可用的流变和滤失性能，说明低固相高密度配方具有进一步工程验证的基础[17]。

聚合物与纳米 SiO_2 复配可在低固相基浆中形成结构节点，并改善滤饼致密性；但纳米颗粒用量过高或盐度超出分散范围时，可能出现团聚、PV 升高和滤失反弹[18]。因此，配方设计的重点不是简单增加新材料种类，而是减少功能重叠和竞争吸附，并控制适当的固相体积分数。

NaBr 、 CaBr_2 、 ZnBr_2 和甲酸盐等高密度卤水能够减少固相加重造成的沉降和储层侵入，但高离子强度会削弱普通聚合物的水化，二价离子还可能引起交联或盐析。早期高密度热稳定钻井液研究已提出，应把卤水密度、聚合物稳定性和储层保护放在同一配方中考虑[19]。

后续 HPHT 卤水研究通过专用聚合物与盐型匹配，改善了高密度钻井液的热稳定性和滤失控制[20]。

热稳定卤水钻井液的研究表明，高盐条件下需要同时处理聚合物脱水化、结晶和固相析出问题[21]。当密度或温度提高时，还应核对配方在目标 HPHT 条件下的流变、滤失和相容性范围[22]。

不同聚合物之间的配伍可以改善卤水体系的热稳定性和滤失性能，但效果受盐型、分子结构和加量影响[23]。二价盐水低流变体系用于硬质砂岩长水平段时，还要兼顾高密度、较低 PV 和足够的低剪切屈服，并控制结晶温度、设备腐蚀以及与地层水混合后的析盐风险[24]。

总体而言，甲酸盐和溴盐卤水都可用于高密度无固相或低固相钻井液，但结晶风险、腐蚀性、聚合物相容性和废液处置要求不同。工程选型应在目标温压下评价流变与热稳定性，同时考虑地层水混合、设备腐蚀和高盐废液回收，而不能只看密度和室温黏度。

3.2. 抗高温油基体系：反相乳液稳定与温敏结构网络

油基钻井液以油为连续相、盐水为内相，通常由主辅乳化剂、润湿剂、有机土和降滤失剂维持反相乳液。升温会降低基油黏度，并可能加快乳化剂脱附或反应、削弱有机土结构；盐水和水泥污染还会改变内相比比例和颗粒润湿性。因此，配方既要保证乳化膜在高温下稳定，也要使重晶石和封堵颗粒保持亲油状态。

咪唑啉酰胺、脂肪酸酰胺和多头基乳化剂可借助多个吸附基团和疏水链增强界面膜；经特殊润湿改性的 Laponite 和有机黏土则可同时改善低剪切流变、悬浮和滤失[25]。Claytone-ER 在 HPHT 条件下表现出流变、抗沉降和滤失改善，但现有证据仍以室内试验为主，其不同基油和现场条件下的适用性有待验证[26]。乳化剂或结构剂用量过高还会增加破乳和储层吸附风险，因此 ES 应与界面流变、润湿变化和水侵恢复试验结合使用。

高密度油基钻井液面临的核心矛盾是高温下重晶石沉降与低温可泵性之间的平衡。温度升高后油相黏度下降，密度差与井斜加剧沉降风险，单纯增加有机土虽能改善悬浮，却会抬高地面黏度和 ECD。实际配方需采用平坦流变处理剂、复合加重与合理粒径级配协同调控。温敏结构剂通过升温后增强分子或颗粒间连接补偿热稀释，其评价应聚焦响应温度、结构可逆性及对低温流变和 ECD 的影响。配制工艺(加

料顺序、剪切强度)直接影响液滴粒径与润湿状态,须与乳化膜强度、内相活度及结构剂响应温度统一确定。

3.3. 抗高温合成基体系：基液优选、界面调控与环境适配

合成基钻井液常以合成酯、聚 α 烯烃(PAO)、线性 α 烯烃或气制油(GTL)为连续相,在润滑、页岩抑制和井壁稳定方面具有与油基体系相近的特点。渤海垦利 9-1 区块 BIODRILL S 体系的 HTHP 砂盘滤失量为 3.2 mL,静置 7 d 沉降因子为 0.53,并完成现场应用[27]。另一项针对密度 2.04 g/cm³ MODRILL 合成基钻井液的研究表明,加重材料类型与级配会同时影响流变、电稳定性和 HTHP 滤失,说明合成基体系的高温稳定不能脱离固相组成讨论[28]。

合成基液芳烃含量较低,可减少部分挥发性暴露,但其总体环境影响仍与基液生产、现场损耗、回收效率和钻屑处置方式有关[29]。因此,环境比较需要明确生命周期边界。

不同合成基液的高温适配不能脱离完整配方和评价边界判断。对合成酯,应重点核查碱度、水含量和温度共同作用下的基液稳定性;对 PAO 和 GTL,应重点核查黏温响应、添加剂相容性、基液回收和末端处置。因而,合成基液不宜只按“耐温上限”或“可降解”标签排序,而应在相同温压、配方组成和生命周期边界下比较,由此可见表 2。

Table 2. Key factors to be checked during the evaluation of different synthetic-base fluids
表 2. 不同合成基液评价时应重点核查的因素

合成基液类型	配方评价重点	高温条件下需核查的问题	环境与应用边界
合成酯	润滑性、乳化稳定和流变保持	碱度、水含量及温度共同作用下的水解趋势	基液回收、降解产物和钻屑处置
PAO	黏温响应、乳化剂匹配和低温流变	高温氧化稳定性及高密度体系的黏度控制	原料生产、现场损耗、回收率和成本
GTL	基液组成、添加剂相容性和流变稳定	高温长期循环后的基液与乳化膜稳定性	供应条件、回收效率和全生命周期影响

注：不同基液的耐温和环境表现需在相同配方组成、温压条件和生命周期边界下比较。

3.4. 功能模块与配方设计原则

三类体系均可从连续相(溶剂化与热物性)、界面膜(黏土与固相稳定)、结构剂(低剪切流变与沉降)、颗粒级配(过滤与压力传递)及现场维护(固控、补加、温度管理)五个维度分析,配方评价须关注各模块在目标温压和污染下的兼容性,而非单剂性能相加。选型应从最易失效环节切入：水敏页岩优先活度控制与封堵；窄窗口/高沉降风险重点控制低剪切屈服与 PV/ECD；裂缝地层关注封堵层可压缩性与再封堵能力。水基体系核心矛盾在于耐温抗盐、低 PV 与高密度悬浮的协调,油基在于低温可泵性与高温抗沉降的平衡,合成基还需额外核查基液化学稳定性与回收处置。因此,体系优劣应基于目标工况下“可用性能窗口”的宽度评价,而非单点耐温极限或单项最优值排序。

4. 复杂工况适配与工程验证

复杂工况研究的价值在于说明配方能否在给定温度、密度、盐型、污染介质和循环时间内保持可接受的性能,而不仅是给出一个耐温上限。本节分别讨论高温高盐高密度水基钻井液、万米级超深井应用、超高温油基与合成基体系,以及长水平段的井眼清洁、井壁稳定和现场维护。

4.1. 高温 - 高盐 - 高密度水基体系

温敏两性纳米 SiO_2 复合物在 220°C 、20% NaCl 条件下的黏度保持率超过 60%，说明热增稠与反聚电解质效应能够部分补偿高温稀释[30]。Laponite - 聚合物体系在 180°C 、15% NaCl 条件下保持了基本流变，并将 API 滤失控制在约 7.1 mL，表明盘状纳米黏土可作为结构节点参与胶体网络形成[31]。合成纳米纤维素聚合物则表现出页岩抑制、细尺度封堵和较低毒性的综合潜力[32]。

LRM 低黏高切调节剂在 200°C 、30% NaCl 和 2.4 g/cm^3 条件下提高了低剪切结构和抗沉降能力，同时限制了黏度增长[33]。功能聚合物无黏土体系通过调节聚合物分子量及分布，在约 200°C 高盐加重条件下保持了可用的流变、滤失和悬浮性能[34]。双骨架微交联 - 疏水缔合增黏剂在 200°C 、35% NaCl 条件下形成可逆结构节点，为长时间高盐流变稳定提供了支撑[35]。

微交联两性疏水共聚物主要通过吸附、缔合和网络约束改善高温高盐条件下的降滤失性能[36]。温敏流变调节剂利用升温响应抑制宽温域黏度失控，为深水和高温水基钻井液提供了另一种调节方案[37]。P-DADL 两性 - 疏水聚合物结合反聚电解质效应和可逆疏水网络，对高温高盐条件下的流变、滤失与悬浮均有改善[38]。这类无黏土体系对聚合物批次、盐水组成和混配剪切较敏感，现场应用需加强原料质量控制和性能跟踪。

4.2. 超深井与高温现场工程验证

万米级超深井能够同时检验耐温材料、完整配方和现场维护。2026 年报道的超高温水基钻井液在深地塔科 1 井应用至 10 910 m。该研究中，室内加重体系密度为 1.60 g/cm^3 ，经 220°C 老化 16 h 后 HTHP 滤失量为 9.6 mL，静置 7 d 的沉降因子小于 0.52；现场钻井液密度随井段在 $1.06\sim 1.49\text{ g/cm}^3$ 之间调整。该案例将降滤失、颗粒封堵、固相控制和动态维护结合起来，但上述数值只适用于文献所述配方与井段，不宜直接外推至其他体系[39]。

除万米井案例外，近期中文核心期刊报道提供了更接近现场边界的高温证据。顺北 16X 井第二次侧钻实钻井深 7533 m (垂深 7417 m)，实测井底温度 209°C ，钻井液最高密度 1.75 g/cm^3 ，采用抗超高温钻井液体系后顺利完钻[40]。渤海盖探 1 井采用抗温 200°C 、密度 1.9 g/cm^3 的海水基低固相体系， 200°C 热滚 16 h 后滤失量为 15 mL，并完成现场应用[41]。这些案例说明，“超高温”只是工况标签之一，工程比较还必须同时给出密度、盐型、老化历程和井段条件。

在材料层面，接枝 TiO_2 纳米复合物用于改善高温高盐条件下两性聚合物与无机颗粒的稳定作用[42]。生物源纳米 SiO_2 与热缔合共聚物复配可增强低固相体系的温度响应和结构形成，但其分散稳定、固控损失和环境归趋仍需评价[43]。ASV 两性聚合物利用较强的反聚电解质效应拓宽了高温高盐滤失控制范围[44]。

PDA 类疏水缔合两性降滤失剂也表现出耐温耐盐能力，但 Ca/Mg 耐受阈值和高密度配方相容性仍需进一步验证[45]。上述材料研究有助于解释体系性能变化，但仍属于材料或室内配方证据，不能替代跨井段的现场验证。

4.3. 超高温油基与合成基钻井液

智能凝胶型结构剂可在升温后增强低剪切结构，缓解油相热稀释并改善固相悬浮[46]。2026 年报道的柴油基钻井液在 220°C 、 2.60 g/cm^3 条件下老化后 HTHP 滤失量低于 4.8 mL，并在盐膏层和高压盐水等工况中进行了现场验证[47]。低油水比高密度体系虽然可减少基油用量，却会增大油水界面面积和乳化负荷，因此仍需重点考察水侵、润湿变化和沉降。塔里木库车山前高压盐水层的应用说明，油基钻井液在盐膏层和高压盐水侵入条件下具有较好的井壁稳定性和污染耐受能力[48]。抗高温主乳化剂研究表

明, 界面吸附强度和乳化膜热稳定性直接影响超高温油基体系的稳定[49]。大北 12X 井的应用进一步显示, 高温高密度油基钻井液需要乳化、润湿和流变处理剂相互配合[50]。相关综述指出, 评价油基钻井液时还应同时考虑基油损耗、含油钻屑处置和破乳回收成本, 而不能只比较井下性能[51]。

4.4. 长水平段井眼清洁与井壁稳定

无论采用水基、油基还是合成基钻井液, 流变参数都应与井筒水力学和颗粒输运相联系。高剪切黏度主要影响泵压和 ECD, 低剪切屈服及黏弹性关系岩屑床清除和加重材料沉降, 结构恢复则影响停泵悬浮和重启压力。长水平段应根据井斜、环空偏心、钻屑粒径、钻柱转速和排量确定流变范围, 并补充倾斜动态沉降和温压修正试验。大斜度井和水平段中, 钻屑受到重力沉降、环空偏心、钻柱旋转和局部流速分布的共同影响, 容易在井眼低边形成岩屑床。因此, 低剪切屈服、静置结构恢复、排量和钻柱转速需要联合调整, 单纯提高表观黏度往往会增加压耗。水平井环空岩屑输运与床层形成过程见图 2。

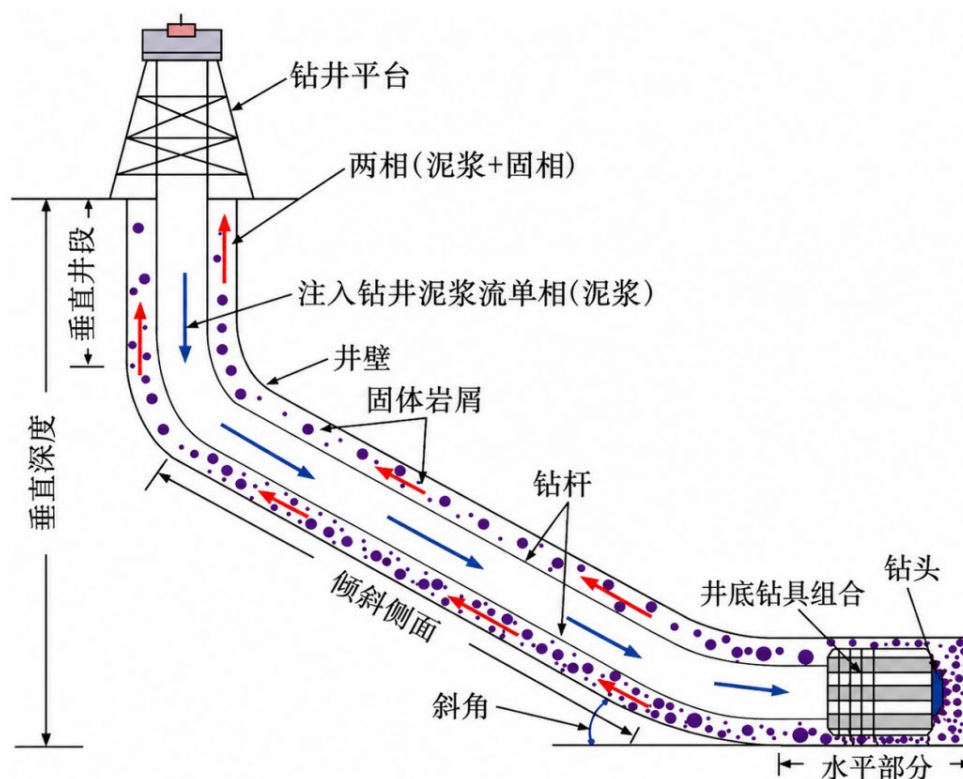


Figure 2. Schematic diagram of cuttings transport and cuttings-bed formation in horizontal-well annuli
图 2. 水平井环空岩屑输运与岩屑床形成示意图

页岩稳定通常需要化学抑制、孔缝封堵和表面成膜共同作用。钾基抑制钻井液的经典研究说明, K^+ 活度控制和聚合物包被是抑制敏感页岩水化的基础方法[52]。月桂酸铵盐等小分子抑制剂可通过离子交换和表面吸附减缓水化[53], 其效果还与分子尺寸和进入黏土层间的能力有关[54]。

植物基离子液体为页岩水化抑制提供了可再生原料路线[55]。改性花生壳纳米纤维素兼有表面吸附和细尺度封堵作用[56]。功能化纳米 SiO_2 则主要通过孔缝封堵和表面作用改善水基钻井液的页岩稳定性[57]。

仿生强固壁钻井液利用黏附膜与封堵层改善井壁稳定[58]。针对水合物储层的研究也表明, 强黏附保

护膜可用于特殊地层的井壁防护[59]。不同抑制、封堵和成膜材料的比例，应根据孔缝尺度、黏土矿物组成、地层水化学和压力传递特征确定。

封堵和吸附并非越强越好。储层钻开液应同时考察动态滤失、滤饼可逆性、酸溶或油溶性以及渗透率恢复，并使颗粒粒径与孔喉分布相匹配。纳米 SiO₂ 对流变和 HTHP 滤失的影响具有浓度依赖性，用量过高可能引起黏度增加或颗粒团聚[60]。

在盐水基钻井液中，纳米 SiO₂ 的分散和滤失控制还会受到盐度及离子组成影响[61]。此外，纳米颗粒是否被固控设备过度截留，也会影响其现场有效浓度。

深井长水平段还面临较高的扭矩摩阻和热负荷。井筒降温可减缓处理剂降解和工具受热，应与排量、换热、隔热钻杆和地面冷却方案配合。润滑剂则需在高温盐水中形成稳定边界膜，同时避免破坏乳液或滤饼。天然产物和植物基润滑剂具有低毒潜力，但其耐热氧化、泡沫倾向及与聚合物的长期相容性仍需通过配方试验确认。

高温高压下，CO₂/H₂S 的溶解、反应和减压解吸会改变钻井液 pH、离子组成、腐蚀环境和流变。H₂S 清除剂评价应同时报告穿透容量、利用率及其对流变和滤失的影响；ZnO、铜盐和 KMnO₄ 的对比试验表明，除硫效率与 PV、YP 变化相互关联[62]。在 CO₂ 污染试验中，向 20% NaCl 体系加入 1% pH 响应阴离子聚醚共聚物后，AV 由 8.5 降至 6 mPa·s、PV 由 7 降至 4 mPa·s，API 滤失量由 150 降至 110 mL [63]。由此可见表 3，这些结果说明，酸气处理剂既要去除或缓冲污染，也要考虑处理后的流变和滤失恢复，并在接近实际分压和升降压路径的条件下验证。

Table 3. Comprehensive comparison of high-temperature resistant water-based, oil-based and synthetic-based drilling fluid systems

表 3. 水基、油基与合成基抗高温体系的综合比较

维度	高性能水基	油基	合成基
温度与污染耐受	适用窗口由聚合物/纳米协同、盐型和密度共同决定	连续相热稳定性较强，超高温高密度证据较充分	接近油基，但受基液水解或氧化稳定性约束
井壁抑制	需配合化学抑制、颗粒封堵和表面成膜	低水活度和亲油润湿对强水敏页岩有利	与油基相近，基液极性与内相活度可调
流变与沉降	低固相有利于降低 PV，高密度沉降仍是难点	可通过平坦流变、有机土或温敏结构剂调控	黏温性可设计，但乳化剂与结构剂匹配复杂
储层保护	无固相/卤水及可逆滤饼路线具有优势	油润湿和乳化剂吸附可能影响返排评价	可通过可降解基液与可逆破乳改善
环境与处置	总体含油负荷较低，但高盐废液和纳米生态风险需评估	基油损耗、挥发和含油钻屑处置负荷较高	低芳烃不等同于低碳，取决于回收和生命周期
适宜场景	排放敏感、低固相或储层保护要求较高的井段	盐膏、高压盐水和强水敏地层	需要油基性能且对芳烃或排放有较高要求的井段

注：表中为工程适用性归纳，不代表三类体系在所有井况下的固定优劣排序。

4.5. 体系选型、现场维护与工程成熟度

体系选型需明确井段条件与关键指标(密度/ECD 上限、滤失、沉降、ES 等)，并为温度误差、水侵和固相累积预留安全余量。长水平段应优先保障低剪切流变、润滑与固控；高温中等盐度且环保要求较高时，可对比低固相聚合物/纳米水基体系与常规体系，高盐二价卤水储层宜采用专用高密度盐水钻开液[64]；

超高温盐膏层及高压盐水侵入时油基体系稳定性更优。选型最终由温压、盐型、密度窗口及排放要求综合决定。

现场维护应追踪多参数连续变化(密度、流变、滤失、ES、油水比、固相、沉降因子等),结合泵压、ECD 等工程响应综合判断,处理异常前须明确主因,避免盲目补加。工程成熟度须基于完整证据链(材料机理可重复、污染验证、循环模拟、跨区块现场记录),单一终点数据仅表明潜力。参数异常可溯源至固相累积、絮凝、降解或润湿变化等机理,处理前应通过小型试验确认方案,并预设继续/修复/更换的判据。

5. 环境约束、关键瓶颈与发展趋势

抗高温体系进入工程应用后,评价重点会由“能否耐温”转向“能否在长期循环中稳定、可维护,并满足成本与排放约束”。因此,将环境影响、在线监测、动态评价和工程放大放在同一工程边界下讨论,以避免这些问题与配方研究相互割裂。

5.1. 三类钻井液体系的环境影响对比分析

水基、油基和合成基钻井液的环境表现需要在相同生命周期边界下比较,不能由连续相名称直接判断。水基体系通常挥发性较低,含油钻屑负荷较小,但高盐废液、残余单体、防腐剂和纳米颗粒仍可能造成环境风险。油基与合成基体系则应重点核算基液损耗、回收率和钻屑处置。天然或植物基添加剂可以降低部分原料毒性,但并不自动解决高温稳定和末端处理问题。

5.2. 在线监测与数据驱动调控

在线监测旨在关联钻井液参数(密度、流变、颗粒、油水比、ES)与工程响应(泵压、ECD、扭矩、返出固相),及时识别固相累积、沉降、乳化衰减及水侵。数据模型输入需涵盖原料、盐型、温压、剪切及固相负荷,输出须服务现场决策,而非单纯追求精度。

建模方法应满足物理约束(质量守恒、流变本构),并经独立配方与现场数据验证。物理约束符号回归已展示宽温压流变预测潜力,但其适用性仍受配方类型和训练样本限制,不能替代机理分析与现场校准[64]。

当前在线测量正向诊断与自动补加发展,但多井验证不足,传感器寿命、取样代表性和安全边界仍是瓶颈,缺乏现场校核时不宜宣称普遍适用。模型外推须确保训练样本覆盖目标工况,新污染路径应单独验证,持续现场校准是基本策略。实际应用中,应综合多参数与物料平衡,建立清晰的诊断与加料规则,以减少过量补加和废弃物。

5.3. 动态评价与多相失效机理

目前不同研究的基浆配方、密度、盐型、老化过程和测试温压差异较大,常温或一次热滚数据很难直接比较。后续应形成最低测试项目,至少包括原位 HTHP 流变、长时间热暴露、倾斜动态沉降、动态滤失、停泵重启和按施工顺序设计的复合污染试验,同时报告原料批次、重复性和失效判据。钻井液组分之间存在竞争吸附、润湿变化和离子交换,高温、高盐、高固相、酸气及水泥污染共同作用时,性能变化往往不是简单叠加。研究中应按实际污染顺序设计试验,并借助界面和微观表征找出最先失效的环节。与其在失效后大量补加处理剂,更值得关注的是聚合物、乳化膜和封堵结构能否在剪切或温度变化后恢复。

5.4. 工程放大与综合优化

实验室配方进入现场后,其性能受水质、混配剪切、固控效率、材料批次、停泵历史及补加顺序等

多因素影响。技术成熟度须经中试混配、循环回路及多井段验证,并系统记录材料消耗、循环时间、污染处理及故障情况。

近期应优先建立动态 HPHT 最低测试标准,统一各类钻井液在低剪切流变、黏弹性和沉降性能方面的报告方法;中长期应聚焦低固相高密度卤水体系、复合加重材料及可变形封堵技术,以降低塑性黏度、抑制沉降并减少储层损害。

材料层面需深化聚合物、纳米颗粒、乳化膜及岩石界面在高温下的形成、破坏与恢复机制。配方设计应与井筒温压、施工阶段及维护策略协同优化,而非孤立比较单剂性能[65][66]。环境评价须依托完整生命周期评估(LCA),明确功能单位与系统边界,涵盖材料、能耗、水耗、基液损耗、废弃物及非生产时间。数字化建设应在物理约束模型基础上,融合现场数据,对性能漂移与处理响应进行诊断和预测,数字孪生模型须经异常污染和独立井段数据验证。避免以“水基”“油基”或“生物基”等标签简单替代系统性环保结论。

5.5. 发展建议

近期工作的重点应是完善可重复的动态 HPHT 最低测试项目,并推动耐温水基钻井液、温致结构剂和在线流变监测装置开展中试与多井验证;中长期则应加强高温界面作用、可回收低环境负荷合成基液、井筒-钻井液耦合模型和标准化 LCA 研究。无论材料指标还是体系指标,只有经过材料、完整配方和现场三个层级的验证,才适用于工程定级和跨区块推广。

6. 结论

(1) 抗高温钻井液的高温失效是分子、界面、胶体结构和井筒条件共同作用的结果。聚合物降解或脱附、颗粒分散状态改变、乳化膜衰减及润湿变化会逐级传递至流变、沉降和滤失性能。因此,耐温能力应由完整配方在目标温压、盐型、密度及时间历程下的性能保持来界定,不能用单剂热稳定性或一次热滚后的单项指标替代。

(2) 水基钻井液正在由传统多处理剂复配向低固相、多功能聚合物和纳米/片状颗粒协同方向发展。其工程瓶颈不是单纯提高耐温,而是在高盐、高密度条件下同时维持较低 PV、足够的低剪切结构、可控滤失和长期沉降稳定。两性离子、疏水缔合和微交联等结构能够拓宽这一窗口,但盐型、二价离子、固相负荷和混配剪切仍决定其实际边界。

(3) 油基和合成基钻井液在盐膏、高压盐水和强水敏地层中具有较大的稳定余量,但高温热稀释、加重材料沉降、乳化负荷和低温可泵性之间仍存在矛盾。合成基体系的评价还应增加基液化学稳定、回收效率和末端处置。由此,三类体系不存在脱离工况的绝对优劣,选型应以井筒风险和可用性能窗口为依据。

(4) 当前影响研究结果工程外推的主要因素是评价边界不统一、动态 HPHT 数据不足以及现场证据链不完整。后续应统一最低报告项目,增加长时热暴露、倾斜动态沉降、动态滤失、停泵重启和序贯污染试验,并报告配方维护、材料消耗和异常处理信息。在此基础上,生命周期评价、在线监测和物理约束模型才有条件参与配方优化和现场决策。

参考文献

- [1] 孙金声,蒋官澄. 钻井工程“血液”: 钻完井液技术的发展现状与趋势[J]. 前瞻科技, 2023, 2(2): 62-74.
- [2] 孙金声,杨景斌,吕开河. 深层超深层钻井技术研究现状与展望[J]. 新疆石油天然气, 2025, 21(2): 1-14.
- [3] 刘岩生,张佳伟,黄洪春. 中国深层-超深层钻完井关键技术及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 312-324.
- [4] 刘锋报,孙金声,王建华. 国内外深井超深井钻井液技术现状及发展趋势[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(2): 34-

39.

- [5] 王中华. 国内钻井液技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 114-123.
- [6] 张雁, 屈沅治. 超高温水基钻井液技术研究现状及发展方向[J]. 油田化学, 2022, 39(3): 540-547.
- [7] Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D.A., Rukavishnikov, V.S. and Minaev, K.M. (2024) Synthetic Polymers: A Review of Applications in Drilling Fluids. *Petroleum Science*, **21**, 475-518. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.08.015>
- [8] Collins, I.R., Cano Floriano, D., Paevskiy, I., Wee, J., Boek, E.S. and Mohammadi, M.K. (2024) Transition from Oil & Gas Drilling Fluids to Geothermal Drilling Fluids. *Geoenery Science and Engineering*, **233**, Article 212543. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212543>
- [9] Błaż, S., Zima, G., Jasiński, B. and Kremieniewski, M. (2024) Increasing the Thermal Resistance of Water-Based Mud for Drilling Geothermal Wells. *Energies*, **17**, Article 4537. <https://doi.org/10.3390/en17184537>
- [10] Balaga, D.K., Mondal, J., Tatke, V., Bandal, R. and Kulkarni, S.D. (2023) Degradation Kinetics of Synthetic Acrylamide Polymers as a Viscosity and Filtration Control Additives in the Low-Density Water—Based Drilling Fluid Systems. *Geoenery Science and Engineering*, **222**, Article 211453. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211453>
- [11] 尹宇森, 孙友宏, 徐绍涛, 等. 超万米特深井高温高压环境钻进关键难点[J]. 钻探工程, 2026, 53(4): 14-23.
- [12] Mohamed, A., Salehi, S. and Ahmed, R. (2021) Significance and Complications of Drilling Fluid Rheology in Geothermal Drilling: A Review. *Geothermics*, **93**, Article 102066. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102066>
- [13] 蒋官澄, 董腾飞, 崔凯潇, 等. 智能钻井液技术研究现状与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 577-585.
- [14] 许洁, 乌效鸣, 王稳石, 等. 松科 2 井抗超高温钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(2): 29-34, 39.
- [15] 黄贤斌, 孙金声, 吕开河, 等. 抗超高温高密度聚合物饱和盐水钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(5): 1056-1064.
- [16] 章超, 孙金声, 黄贤斌, 等. 深井超深井钻井液降温技术研究进展及展望[J]. 工程科学学报, 2025, 47(6): 1161-1174.
- [17] Xu, J., You, F. and Zhou, S. (2022) Study of a High-Temperature and High-Density Water-Based Drilling Fluid System Based on Non-Sulfonated Plant Polymers. *Polymers*, **14**, Article 4433. <https://doi.org/10.3390/polym14204433>
- [18] Xie, B., Chen, J., Chen, J., Ma, C., Zhao, L. and Tchameni, A.P. (2023) Novel Thermo-Associating Polymer/Silica Nanocomposite as a Temperature-Resistant Rheology Modifier for Bentonite-Free Water-Based Drilling Fluids. *Geoenery Science and Engineering*, **222**, Article 211426. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211426>
- [19] 王泽华, 张绍俊, 王诚, 等. 抗高温聚磺钻井液防塌剂制备及其性能评价研究[J]. 钻采工艺, 2026, 49(4): 182-188.
- [20] 胡文军, 罗平亚, 白杨, 等. 新型高温高密度盐水钻井液研究[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(3): 1-10.
- [21] Zha, W., Galindo, K., Zhou, H. and Deville, J.P. (2015) Thermally Stable Brine-Based Drill-In Fluids. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*, Budapest, 3-5 June 2015. <https://doi.org/10.2118/174175-ms>
- [22] Zhou, H., Deville, J.P. and Davis, C.L. (2015) Novel High Density Brine-Based Drill-In Fluids Significantly Increased Temperature Limit for HP/HT Applications. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, London, 17-19 March 2015. <https://doi.org/10.2118/173075-ms>
- [23] Zhou, H., Galindo, K.A. and Zha, W. (2017) Synergistic Effect of Thermally Stable Polymers for HPHT Brine-Based Drill-In Fluids. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*, Manama, 6-9 March 2017. <https://doi.org/10.2118/183872-ms>
- [24] Kerkhoff, E., Ismail, A., Butcher, J., Huestis, M. and Rekieh, A. (2022) A Unique High Temperature, Low Rheology Divalent Brine-Based Reservoir Drilling Fluid Improved Horizontal Drilling Performance in Hard Sandstone Formation. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, 31 October-3 November 2022. <https://doi.org/10.2118/211541-ms>
- [25] Ni, X., Shi, H., Zhang, J., Liu, R., Wang, J. and Cheng, R. (2023) Modified Laponite Synthesized with Special Wettability as a Multifunctional Additive in Oil-Based Drilling Fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **220**, Article 111211. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111211>
- [26] 刘雪婧, 刘刚, 王苏南, 等. 油基钻井液高温乳化剂的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(4): 571-576.
- [27] 彭三兵, 李斌, 韩东东, 等. BIODRILL S 合成基钻井液在垦利区块首次应用[J]. 钻井液与完井液, 2024, 41(1): 60-67.
- [28] 任亮亮, 陈晨, 李超, 等. 加重材料对抗高温高密度合成基钻井液性能的影响[J]. 钻井液与完井液, 2023, 40(5): 551-555.
- [29] Ghazi, M., Quaranta, G., Duplay, J., Hadjamor, R., Khodja, M., Amar, H.A., *et al.* (2011) Life-Cycle Impact Assessment

- of Oil Drilling Mud System in Algerian Arid Area. *Resources, Conservation and Recycling*, **55**, 1222-1231. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2011.05.016>
- [30] Wandji Djouonkep, L.D., Xie, B., Tao, H., Chen, J., Zhuo, L., Songwe Selabi, N.B., *et al.* (2024) Thermo-Thickening/Amphoteric Polymer Nanocomposite Incorporating Vinyl-Functionalized Nano-Silica as a Viscosifier for High-Salt and Ultra-High Temperature Water-Based Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, **404**, Article 124866. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.124866>
- [31] Yang, J., Sun, J., Wang, R., Liu, F., Wang, J., Qu, Y., *et al.* (2022) Laponite-Polymer Composite as a Rheology Modifier and Filtration Loss Reducer for Water-Based Drilling Fluids at High Temperature. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **655**, Article 130261. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130261>
- [32] Guo, Y., Yang, X., Wang, R., Zhao, M., Wang, J., Xie, J., *et al.* (2024) Environmentally Friendly and Temperature Resistant Water-Based Drilling Fluids with Highly Inhibitory Synthetic Nanocellulose Polymers for Deep Sea Drilling. *Geoenergy Science and Engineering*, **241**, Article 213196. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213196>
- [33] Sun, Y., Sun, J., Lv, K., Liu, J., Nie, L., Zhang, T., *et al.* (2026) Enhancing the Performance of High-Temperature, High-Salinity, High-Density Water-Based Drilling Fluid Using a Rheological Modifier with Low Viscosity and High Yield Point Characteristic. *Petroleum Science*, **23**, 4145-4164. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2026.03.027>
- [34] Gautam, S., Kumar, S., Kumar, A., Rajak, V.K. and Guria, C. (2025) Development of Functional Polymer-Based Clay-Free HPHT Drilling Fluid: Effect of Molecular Weight and Its Distribution on Drilling Fluid Performance. *Geoenergy Science and Engineering*, **246**, Article 213616. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213616>
- [35] Dong, X., Sun, J., Huang, X., Lv, K., Geng, Y., Liu, F., *et al.* (2024) Development of Temperature- and Salt-Resistant Viscosifier with Dual Skeleton Structure of Microcrosslinking and Hydrophobic Association Structures and Its Application in Water-Based Drilling Fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **684**, Article 133017. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.133017>
- [36] Li, J., Ji, Y., Ni, X., Lv, K., Huang, X. and Sun, J. (2024) A Micro-Crosslinked Amphoteric Hydrophobic Association Copolymer as High Temperature- and Salt-Resistance Fluid Loss Reducer for Water-Based Drilling Fluids. *Petroleum Science*, **21**, 1980-1991. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2024.01.021>
- [37] Wang, Z., Sun, J., Huang, X., Lv, K. and Geng, Y. (2024) A Temperature-Sensitive Polymer with Thinner Effect as a Rheology Modifier in Deepwater Water-Based Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, **393**, Article 123536. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.123536>
- [38] Wang, Q.B., Luo, W.J., Pan, L.F., Sun, J., Sun, H., Wang, R., *et al.* (2026) Zwitterionic-Hydrophobic Associating Polymer for Enhanced Rheology and Fluid-Loss Control in High-Temperature, High-Salinity Water-Based Drilling Fluids. *Petroleum Science*, **23**, 4065-4081. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2026.03.042>
- [39] 刘锋报, 尹达, 罗绪武, 等. 万米特深井抗超高温水基钻井液技术[J]. 石油勘探与开发, 2026, 53(1): 190-200.
- [40] 于得水, 汪露, 刘仕银, 等. 顺北 16X 井二次侧钻超高温钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2024, 41(1): 53-59.
- [41] 吴文兵, 钟杰, 刘涛, 等. 环保型抗超高温海水基低固相钻井液[J]. 钻井液与完井液, 2025, 42(4): 472-477.
- [42] Talebi Sarokolai, F. and Shiri, Y. (2025) Zwitterionic Nanocomposites Grafted onto Titanium Dioxide Enhanced Water-Based Drilling Fluid for High-Temperature and High-Salinity Deep Resource Development. *Scientific Reports*, **15**, Article No. 44107. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-27853-6>
- [43] Tchameni, A.P., Nagre, R.D., Yin, S., Wang, L., Wang, X., Zhou, S., *et al.* (2025) A Thermo-Associating Copolymer Integrated with Biogenic Nanosilica as a Novel Viscosifier in Low Solid Drilling Fluids. *Petroleum Science*, **22**, 2884-2904. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.04.020>
- [44] Gao, S., Lin, D., Li, A., Deng, L., Dong, A. and Zhang, J. (2025) A Zwitterionic Polymer Filtrate Reducer with Enhanced Anti-Polyelectrolyte Effect for High-Temperature and High-Salinity Conditions. *Chemical Engineering Journal*, **508**, Article 161087. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.161087>
- [45] Zhang, T., Sun, J., Liu, J., Lv, K., Sun, Y., Xu, Z., *et al.* (2025) High-Temperature and High-Salinity Resistance Hydrophobic Association Zwitterionic Filtrate Loss Reducer for Water-Based Drilling Fluids. *Petroleum Science*, **22**, 2851-2867. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.05.016>
- [46] 唐自恒. 石油深井水基钻井液性能控制因素及应用实践研究[J]. 石化技术, 2025, 32(11): 303-305.
- [47] Wang, Q., Dong, D., Zhang, J., Liu, T., Zhang, X., Zhong, H., *et al.* (2026) Ultra-High-Temperature Oil-Based Drilling and Completion Fluids: Design and Application under Harsh Conditions. *Processes*, **14**, Article 655. <https://doi.org/10.3390/pr14040655>
- [48] 王建华, 闫丽丽, 谢盛, 等. 塔里木油田库车山前高压盐水层油基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 29-33.
- [49] 唐双辉. 钻井液抗高温降黏剂研究进展[J]. 石化技术, 2026, 33(7): 35-37.

- [50] 赵文, 孙强, 张恒. 抗高温高密度油基钻井液在塔里木油田大北 12X 井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(6): 709-714.
- [51] 丁璠, 石楠, 王显光, 等. 新型油基钻井液用有机土的制备与性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2026, 43(4): 452-459.
- [52] O'Brien, D.E. and Chenevert, M.E. (1973) Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-Based Drilling Fluids. *Journal of Petroleum Technology*, **25**, 1089-1100. <https://doi.org/10.2118/4232-pa>
- [53] Zhang, J., Hu, W., Zhang, L., Li, T., Cai, D. and Chen, G. (2019) Investigation of Ammonium-Lauric Salt as Shale Swelling Inhibitor and a Mechanism Study. *Adsorption Science & Technology*, **37**, 49-60. <https://doi.org/10.1177/0263617418809832>
- [54] Wang, Q., He, H., Zhao, Y., Rui, J., Jiang, R., Slaný, M., *et al.* (2024) Preparation and Performance Evaluation of Small-Molecule Ammonium as a Shale Hydration Inhibitor. *Minerals*, **14**, Article 1117. <https://doi.org/10.3390/min1411117>
- [55] Song, B., Du, W., Gao, S., Qu, Y., Wang, R., Zhang, Z., *et al.* (2024) Synthesis and Performance of Plant-Based Ionic Liquids in Water-Based Drilling Fluids. *Journal of Dispersion Science and Technology*, **45**, 2551-2558. <https://doi.org/10.1080/01932691.2023.2271090>
- [56] Du, W., Wang, X., Shan, W., Wang, W., Zhang, J. and Chen, G. (2023) Synthesis, Performance and Inhibition Mechanism of Modified Peanut Shell Nanocellulose as Shale Hydration Inhibitor. *Polymer Bulletin*, **80**, 263-277. <https://doi.org/10.1007/s00289-022-04097-2>
- [57] Boul, P.J., Reddy, B.R., Zhang, J. and Thaelmlitz, C. (2017) Functionalized Nanosilicas as Shale Inhibitors in Water-Based Drilling Fluids. *SPE Drilling & Completion*, **32**, 121-130. <https://doi.org/10.2118/185950-pa>
- [58] 宣扬, 蒋官澄, 李颖颖, 等. 基于仿生技术的强固壁型钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 497-501.
- [59] Wang, X., Jiang, G., Wang, G., Yang, L., He, Y., Dong, T., *et al.* (2023) Application of a Biomimetic Wellbore Stabilizer with Strong Adhesion Performance for Hydrate Reservoir Exploitation. *Fuel*, **337**, Article 127184. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127184>
- [60] Prakash, V., Sharma, N. and Bhattacharya, M. (2021) Effect of Silica Nano Particles on the Rheological and HTHP Filtration Properties of Environment Friendly Additive in Water-Based Drilling Fluid. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **11**, 4253-4267. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01305-z>
- [61] Xia, P. and Pan, Y. (2023) Effects of Nanosilica on the Properties of Brine-Base Drilling Fluid. *Scientific Reports*, **13**, Article No. 20462. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-47932-w>
- [62] Onaizi, S.A., Gawish, M.A., Murtaza, M., Gomaa, I., Tariq, Z. and Mahmoud, M. (2020) H₂S Scavenging Capacity and Rheological Properties of Water-Based Drilling Muds. *ACS Omega*, **5**, 30729-30739.
- [63] 何婷, 季永新. 聚醚改性有机硅表面活性剂的合成与性能[J]. 化学与黏合, 2013, 35(4): 10-13+58.
- [64] 陈旺, 李军, 杨宏伟, 等. 融合物理约束与符号回归的宽温度-压力域钻井液剪切应力预测方法[J]. 石油科学通报, 2026, 11(3): 879-893.
- [65] 贺会锋, 石仲元, 赵栋梁, 等. 油气田井眼清洁钻井液技术研究进展[J]. 石油化工应用, 2025, 44(4): 1-9+15.
- [66] 王建华, 孙金声. 国内外井筒工作液研究进展及攻关方向[J]. 钻井液与完井液, 2026, 43(2): 145-151, 160.