

深地钻探极限工况下流型调节剂的分子工程与界面调控新进展

汪春林¹, 杨 健¹, 唐天天¹, 廖忠辉², 勇志华², 都伟超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9月8日; 录用日期: 2026年9月29日; 发布日期: 2026年10月12日

摘 要

深层-超深层油气井、地热井及长水平段钻井作业使水基钻井液面临高温、高盐、高密度及复杂剪切历史的多重耦合挑战。围绕“低黏高切”这一核心目标, 本文从高温流变失稳机理、功能材料构筑、代表性原始研究证据及工程适配性四个层面, 系统梳理了天然/生物基聚合物、耐温合成聚合物、聚合物-纳米复合材料及混合金属氢氧化物等技术路线, 并明确区分专用流型调节剂的直接流变证据与降滤失、抑制等多功能添加剂的协同作用证据。综合分析表明, 实现高温流变稳定的关键并非单纯提升表观黏度, 而是在有效控制塑性黏度与循环压耗的前提下, 构建具有可逆恢复能力的低剪切网络结构; 当前调控手段主要包括强化水化/刚性链段设计、疏水或温敏缔合、有限微交联以及颗粒界面节点构筑。然而, 现有研究仍面临试验制度不统一、原位高温高压及长周期循环实验数据不足、全配方相容性与规模化验证薄弱等问题。后续应加强构效关系、动态评价方法与工程边界条件的协同研究, 以提升实验结论向井下实际工况转化的可靠性与适用性。

关键词

高温水基钻井液, 流型调节剂, 低黏高切, 疏水缔合, 纳米复合材料

Advances in Molecular Engineering and Interfacial Modulation of Flow Conditioners for Deep Drilling under Extreme Conditions

Chunlin Wang¹, Jian Yang¹, Tiantian Tang¹, Zhonghui Liao², Zhihua Yong², Weichao Du², Gang Chen², Xuefan Gu^{2*}

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

*通讯作者。

文章引用: 汪春林, 杨健, 唐天天, 廖忠辉, 勇志华, 都伟超, 陈刚, 顾雪凡. 深地钻探极限工况下流型调节剂的分子工程与界面调控新进展[J]. 材料科学, 2026, 16(10): 73-86. DOI: 10.12677/ms.2026.1610192

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: September 8, 2026; accepted: September 29, 2026; published: October 12, 2026

Abstract

Deep to ultra-deep oil/gas wells, geothermal boreholes, and extended-reach horizontal sections expose water-based drilling fluids to a formidable combination of elevated temperature, high salinity, high density, and complex shearing histories. Aiming at the “low-viscosity, high-gel-strength” paradigm, this review critically evaluates progress across four interrelated dimensions—thermal rheological failure mechanisms, functional material design, representative experimental evidence, and engineering applicability. Technical routes examined include natural/bio-based polymers, thermally stable synthetic polymers, polymer-nanocomposite systems, and mixed metal hydroxides, with deliberate discrimination between direct rheological contributions from dedicated flow conditioners and synergistic effects from multifunctional additives (e.g., fluid-loss reducers and shale inhibitors). The findings suggest that high-temperature rheological stability hinges not on boosting apparent viscosity per se, but on establishing a reversible low-shear network that keeps plastic viscosity and circulation pressure losses within acceptable bounds. Current strategies revolve around rigid-chain/hydration-enhanced segments, hydrophobic or thermosensitive association, mild micro-crosslinking, and particulate interfacial junctions. Nonetheless, unresolved issues persist—inconsistent testing protocols, scarcity of in-situ HTHP and long-term cyclic data, weak full-formulation compatibility checks, and insufficient field-scale validation. Advancing this field thus calls for integrated studies bridging structure-property relationships, dynamic evaluation techniques, and realistic downhole constraints, so that laboratory conclusions become more reliably translatable to subsurface operations.

Keywords

High-Temperature Water-Based Drilling Fluid, Flow Conditioner, Low-Viscosity and High-Gel-Strength, Hydrophobic Association, Nanocomposite

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

钻井液承担携岩、悬浮加重材料、控制井筒压力和稳定井壁等功能，其流变性质直接关系到井眼清洁、循环压耗和停泵后的沉降稳定。随着深层-超深层油气、地热资源及长水平段井的开发，井底温度、压力、盐污染和固相负荷持续升高，环空低剪切区和长时间静置进一步放大岩屑床与重晶石沉降风险。相关综述与超深井研究表明，高温高压环境正推动钻井液流变控制由地面常规指标调节转向井下温压条件下的稳定性与井眼清洁协同[1]。

高温水基钻井液流变设计具有明显的多目标约束。较低塑性黏度(PV)有利于降低泵压和当量循环密度，而足够的动切力(YP)、低剪切速率黏度和凝胶强度又是岩屑运移、加重材料悬浮与停泵稳定的重要保证。经典水基钻井液流变研究指出，流变参数需要围绕流动阻力与携岩能力综合调节，而不能简单追求高黏度[2]。因此，抗高温流型调节剂的工程目标应体现为在较小高剪切黏度代价下维持低剪切承载和

结构恢复，即“低黏高切”。

传统天然多糖和高分子量聚合物主要依靠水化、链缠结和颗粒桥连形成结构，但高温会加快水解、断链和氧化，高盐尤其是 $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$ 会压缩水化层并引起电荷屏蔽或离子桥联。近年来，相关材料逐步转向强水化磺酸基、两性离子、疏水/温敏缔合、有限微交联及有机-无机复合，以提高链稳定性并调控颗粒界面[3]。与此同时，智能钻井液和宽温区纳米体系研究表明，材料响应方向及流变参数均受实际温压条件显著影响[4]。

现有研究的主要不足在于：不同的基浆组成、盐型与浓度、密度、老化时间及测试温压差异较大，绝对数值难以直接比较；部分以热重分解温度、热滚后室温黏度或单一滤失指标替代井下流变功能；此外，降滤失、抑制或润滑材料的流变副效应有时被直接作为专用流型调节剂证据，容易造成材料功能边界模糊。因而，综述评价需要同时关注研究对象、试验制度、流变指标及证据属性。

本文以公开的论文为主要依据，优先纳入明确披露材料组成、处理剂加量、老化温时、盐型/盐度及流变或沉降指标的研究。全文按照“失稳机理-材料构筑-原始证据-工程适配”展开，并将专用流型调节剂的直接流变证据与多功能处理剂的协同证据分开讨论，以期从构效关系和工程边界两个层面梳理抗高温流型调节剂的发展脉络与关键问题。

2. 高温流变调控机理与评价

水基钻井液是由连续相、黏土、加重材料、封堵颗粒和多类高分子构成的复杂分散体系。流型调节的核心是在高剪切流动性和低剪切悬浮性之间取得平衡。针对深水宽温区问题，热敏与热缔合聚合物研究已从降低温度依赖性、构建恒流变到温敏稀释三个方向验证了响应型流变调控的可行性[5] [6]。

2.1. 流变模型与关键参数

Bingham 模型、幂律模型和 Herschel-Bulkley 模型是钻井液研究中常用的本构关系。Bingham 模型便于现场快速计算，Herschel-Bulkley 模型则能更好描述具有屈服应力和剪切稀释特征的流体。其基本形式分别为：

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \quad (1)$$

$$\tau = \tau_y + K \dot{\gamma}^n \quad (2)$$

式中， τ 为剪切应力， τ_0 或 τ_y 为屈服应力， μ_p 为塑性黏度， K 为稠度系数， n 为流动行为指数， $\dot{\gamma}$ 为剪切速率。现场常用旋转黏度计读数计算 AV、PV 和 YP：

$$\text{AV} = 0.5\theta_{600}; \text{PV} = \theta_{600} - \theta_{300}; \text{YP} = 0.511(\theta_{300} - \text{PV}) \quad (3)$$

对于深井和长水平段，评价流变不能只看 AV 和 PV，还应结合低剪切读数、凝胶强度、触变恢复以及静/动态沉降。Bingham 模型便于现场快速计算，Herschel-Bulkley 模型更适合描述具有屈服应力和剪切稀化特征的体系。

2.2. 高温高盐流变失稳机制

高温首先影响聚合物的化学完整性和分子尺寸。丙烯酰胺类聚合物可能发生水解、断链和氧化，天然多糖也会随温度升高而降解。聚合物降解动力学研究显示，性能衰减具有明显的时间-温度依赖性；两性离子聚合物老化研究则表明，聚合物状态变化会进一步影响蒙脱土界面性质[7]。

高盐及 $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$ 会进一步改变聚合物链构象与黏土颗粒表面状态。Liu 等报道的两性离子型降滤失聚合物在盐/钙环境下表现出较好的水化与胶体稳定性，其研究对象虽非专用流型调节剂，但可为两性结

构的盐响应机制提供依据[8]。Gao 等则分别从反聚电解质效应与疏水缔合角度揭示了高温高盐条件下链构象、吸附及过滤控制的变化规律[9]。这些结果表明,两性离子与疏水缔合的有效性受离子强度和界面状态共同制约,不能将单一盐水体系的结果直接外推至所有流型调节体系。

流型调节剂还会与膨润土、重晶石、封堵颗粒和盐水发生界面作用。适度吸附和颗粒桥连有利于形成低剪切网络,但吸附过强或纳米颗粒在高盐中团聚,也可能抬高 PV 并降低结构可恢复性。因此,高温后“黏度升高”应结合升降温过程、粒径 ζ 电位和触变恢复判断其是否属于有效的可逆结构。

2.3. 流变性能评价

高温流型调节剂的性能评价应至少说明基浆与固相组成、处理剂加量、老化温度与时间、盐型与浓度、测试温度/压力及剪切历史。仅将热滚样品冷却至室温后测试,可能掩盖原位热稀释、热增稠和不可逆结构变化;关键候选材料宜增加连续升温-恒温-降温流变、结构恢复和沉降测试。

3. 材料体系与构筑机制

从材料构筑角度看,抗高温流型调节剂并不存在单一的“最优结构”。不同路线最终都指向同一工程目标:在高温、高盐和复杂固相条件下维持足够的低剪切结构,同时尽量控制连续相黏度。围绕这一目标,现有材料大体形成三类思路:利用天然/生物基高分子的水化与缠结能力进行耐温改性;通过耐温单体、两性离子、疏水缔合和有限微交联调控合成聚合物的链稳定性与可逆网络;以及借助纳米颗粒或 MMH 构建界面节点和异质电性网络。三类路线的差别主要在于网络由“分子链”还是“颗粒界面”主导,以及其对盐、固相和剪切历史的敏感程度。

3.1. 天然与生物基聚合物

黄原胶、瓜尔胶、淀粉、纤维素和木质素衍生物具有较好的水化能力,可通过链缠结、氢键和颗粒桥连提高低剪切结构。高温天然/生物基处理剂研究显示,单宁-木质素磺酸盐、复合植物酚改性淀粉和碘-淀粉共糊化均可在特定配方下改善高温后的流变或过滤表现[10]。这类材料的共同限制是天然骨架的热降解、原料组成差异及改性后性能的一致性。

天然材料的功能定位差异较大。淀粉-膨润土体系直接评价了流变与滤失性能,木质素植物酚衍生物则主要表现为聚合物钻井液的稀释/分散作用[11]。合成纳米纤维素聚合物用于深海水基钻井液并考察了 0℃~160℃ 范围内的体系稳定与抑制性能;花生壳纳米纤维素主要用于页岩水化抑制,车前子壳则主要作为高温降滤失剂并同步报告流变变化[12]。绿色 ZnO 纳米颗粒与可降解黄蓍胶复配体系在高温高压条件下同时评价了流变与过滤性能[13]。因此,生物基材料的研究证据应区分直接流变调节作用与抑制、过滤等配方协同作用。

3.2. 耐温合成聚合物

耐温合成聚合物的构筑重点是提高链段在高温高盐条件下的水化稳定性,并避免单纯依赖高分子量增黏。AMPS、NVP、DMAA、两性离子和疏水单体可分别提供强水化、链刚性、电荷调节与可逆缔合。温敏核壳聚合物微球的研究主要面向深水水基钻井液井壁稳定与润湿调控,说明温敏结构可与界面功能耦合,但其结果不宜直接作为专用流型调节剂的性能依据[14]。对流变调控而言,更具针对性的设计是以稳定主链维持高温完整性,并通过有限、可逆的物理节点实现剪切破坏后的结构恢复。

在高温高盐条件下,可逆疏水微区、离子作用和有限微交联可补偿连续相热稀释并增强结构恢复。其关键是网络在高剪切下能够部分解体,在低剪切或静置后重新形成;若缔合或交联过强,则可能造成溶解迟滞、低温黏度偏高或高温异常增稠。

3.3. 纳米复合材料与 MMH 的构筑机制

聚合物-纳米复合材料更多依赖颗粒界面而非单纯分子链缠结。近期纳米钻井液与聚合物纳米复合材料综述指出, SiO_2 、层状硅酸盐、金属氧化物及碳基纳米材料可通过表面吸附、物理交联、空间位阻和孔隙填充改变钻井液流变与过滤行为[15]。针对水基钻井液, Huang 等系统研究了 Laponite 在高性能水基钻井液中的应用潜力, 指出其盘状纳米结构和带电表面是影响体系性能的重要基础[16]。

MMH 通过正电层状胶体与带负电黏土表面形成异质吸附和空间网络。Mg/Al 型 MMH 及多金属 MMH 研究表明, 金属组成、层状结构和表面电性直接影响分散与抑制行为[17]; 早期正电胶触变研究也证明了此类颗粒网络具有明显的结构建立与剪切破坏特征[18]。其主要工程约束是与阴离子处理剂的竞争吸附及加料顺序敏感性。

3.4. 构效关系与设计原则

综合上述研究, 高温流变稳定并非由单一官能团决定, 而是“链稳定-节点可逆-界面分散”三类作用的耦合结果。强水化基团和刚性链段用于减缓高温高盐下的链收缩与降解; 疏水/温敏缔合和有限微交联提供可在剪切后重构的物理节点; 纳米颗粒、层状硅酸盐及 MMH 则通过界面吸附和异质电性形成多尺度结构支撑。若其中任一作用过强, 均可能引起地面黏度偏高、溶解迟滞、盐诱导团聚或过度凝胶。

因此, 材料设计应由“提高黏度”转向“提高低剪切结构效率”, 即在可接受 PV 范围内比较 YP、低剪切黏度、凝胶/结构恢复和沉降稳定, 并结合温度、盐型、固相及剪切历史确定有效工作窗口。该构效关系为不同材料路线的性能比较提供了共同评价维度。

4. 典型材料性能与构效关系

不同材料的实验结果受基浆组成、盐度、密度、老化时间和测试制度显著影响。本节以可追溯的原始研究为依据, 区分专用流型调节剂的直接流变证据与降滤失、抑制等多功能添加剂的协同证据; 定量结果仅在原文工况内解释, 不以单一“最高耐温”或绝对数值进行跨配方排序。

4.1. 天然与生物基调节剂

天然/生物基材料的优势主要体现在低剪切增黏效率、资源可再生性及较好的配方兼容潜力, 但其高温降解和原料批次波动较为突出。前述研究中, 直接针对高温流变调节的证据相对有限, 更多工作同时考察流变、过滤、抑制或分散性能。因此, 这一路线的评价重点应由热稳定性本身转向高温老化后的低剪切结构保持、可恢复性和批次一致性。

纳米纤维素等高长径比生物质颗粒可在较低加量下形成支撑网络, 并与耐温聚合物或无机节点复合。该类“生物基骨架-耐温链段/界面节点”路线有利于提高低剪切结构效率, 但仍需解决原料纯化、分散稳定、热降解产物及批次一致性问题。

4.2. 磺酸、两性与疏水缔合聚合物

AMPS 等磺酸基单体具有较强水化能力, 是抗温抗盐聚合物的常见结构单元; 两性离子和疏水单体则可通过电荷作用与可逆缔合调节链构象。实际效果取决于基浆盐度、单体比例和网络强度, 而不能仅由单一官能团判断。

功能聚合物在膨润土表面的吸附、插层和桥连会共同影响低剪切屈服、结构恢复及滤饼完整性; 吸附过强时也可能诱发絮凝和 PV 升高, 图 1 示出了功能聚合物与膨润土的典型作用方式[19]。

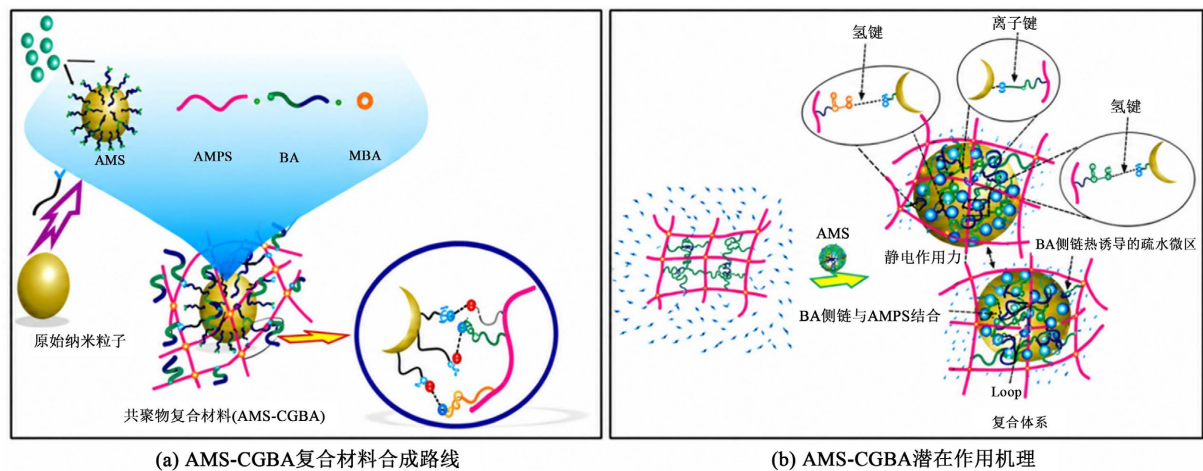


Figure 1. Mechanism of interaction between functional polymers and bentonite
图 1. 功能聚合物与膨润土作用机制

两性离子主要调节高盐环境下的链构象与颗粒电性，疏水/温敏链段则提供可逆物理节点。二者能否形成有效协同取决于盐型、单体比例、聚合物加量和全配方竞争吸附。对温敏体系还应关注升温与降温路径、响应温区和循环可逆性，避免只凭单次高温黏度判断有效性。

有限微交联与疏水缔合的组合可在高温下维持链尺寸并提供剪切可逆节点，是实现低黏高切的重要结构路线。其有效性应在相同 PV 约束下比较低剪切屈服、结构恢复和沉降，而不能以交联强度或高温黏度单独评价。

4.3. 纳米复合材料与 MMH 的流变性能与构效关系

聚合物 - 纳米复合材料的核心是将颗粒由惰性填料转变为可调界面节点。纳米 SiO₂、Laponite 及其他无机颗粒通过接枝、包覆或复配改变颗粒间距、吸附层和网络强度，可在低固相条件下实现流变 - 过滤协同；但过量颗粒或高盐屏蔽可能诱发团聚并抬高 PV。

AMS-CGBA 是热缔合聚合物/纳米 SiO₂ 有机 - 无机杂化体系。原始研究以氨基接枝纳米 SiO₂ (AMS) 作为无机组分，通过原位聚合引入热缔合聚合物网络；纳米界面提高材料热稳定性，热缔合链段则提供温度响应和可逆网络，其构筑与潜在作用机制见图 2。

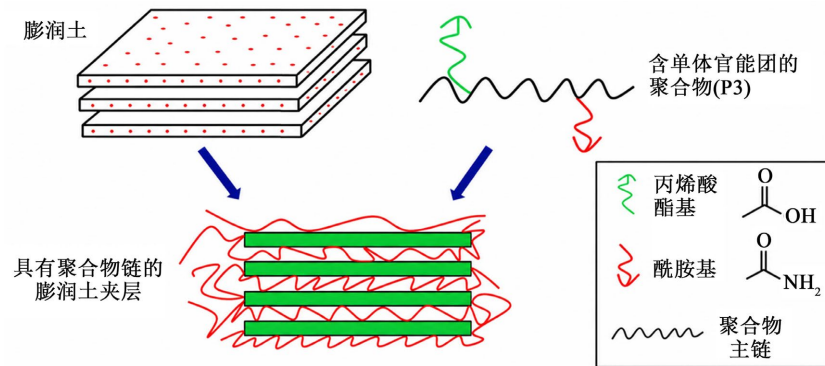


Figure 2. Construction and rheological regulation mechanism of AMS-CGBA composites
图 2. AMS-CGBA 复合材料构筑及流变调控机理

Laponite 等层状硅酸盐具有盘状颗粒和可调边-面电性,与聚合物复配后可形成界面网络和桥连结构;AMS-CGBA 等有机-无机杂化物则通过共价/吸附作用增强纳米节点稳定性。两类路线的共同关键是维持颗粒分散和节点可恢复性,而非简单增加固相含量。

不同表面电荷和粒径的颗粒复配可通过空间位阻和异质界面降低均聚风险,其基本原理见图 3。

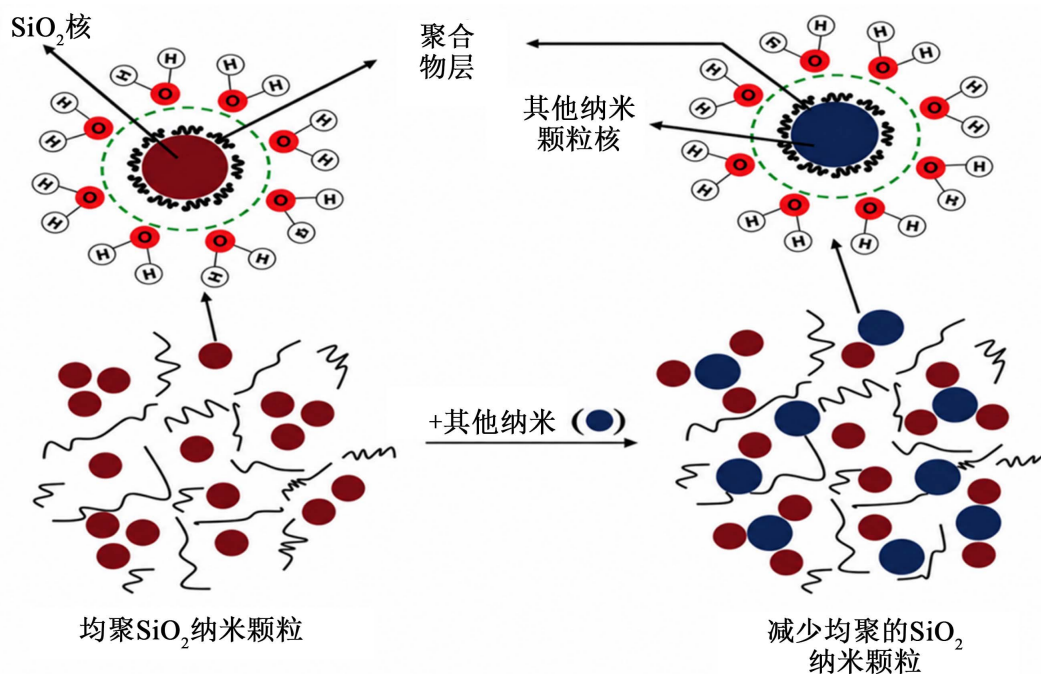


Figure 3. Mechanism of action of the heterogeneous nanoparticle composite network
图 3. 异质纳米颗粒复合网络作用机制

ZnO、CuO、Al₂O₃、ZnTiO₃ 和 Fe₃O₄ 等金属氧化物均可改变水基钻井液的流变和过滤性能,但作用受粒径、加量、表面性质和盐型共同影响。不同研究基浆和测试制度差异较大,相关定量结果应限定在原文工况内解释。

近年来的生物源 SiO₂ 热缔合杂化物、动态交联纳米弱凝胶和表面接枝复合物进一步强调“可恢复节点”设计,为低固相高温水基体系提供了新的结构调控路径。

MMH 和正电胶通过层状正电颗粒与黏土负电表面形成异质吸附和空间网络,在较低聚合物加量下即可提高动切力与凝胶强度,因此在低黏高切和固相悬浮方面具有特点。

MMH 性能受金属组成、摩尔比、粒径和表面电性影响。在全配方中,其正电表面还可能与阴离子降滤失剂、润滑剂和封堵组分竞争吸附,因而应把加料顺序和配方相容性作为工程评价的一部分。

为便于比较不同材料体系的结构特征、作用机制及高温流变调控效果,本文选取具有代表性的专用流型调节剂及相关复合材料,对其原始试验条件、主要性能指标和适用边界进行归纳,具体结果见表 1。

4.4. 全配方适配性

跨研究比较时,应把“耐温”理解为目标流变和悬浮功能在既定温盐与剪切条件下的保持,而不是材料的热分解温度。对低黏高切材料而言,更有意义的是同时观察 PV、低剪切屈服/凝胶、结构恢复和沉降,而不是只比较某一项最高值。表 2 中的数据均对应各自配方和试验条件。

Table 1. Research on flow pattern regulating materials
表 1. 流型调节材料的研究

材料/结构	主要机制	主要结果	主要作用	文献
DASL 微交联 - 疏水 缔合聚合物	有限微交联维持链尺 寸，疏水微区可逆缔合	2 wt%，200℃，35 wt% NaCl；AV 24.5 mPa·s， 滤失 9.2 mL	专用增黏剂；高 温高盐体系	[20]
P-DADL 两性疏水缔 合聚合物	两性离子水化与疏水微 区协同	2 wt%，180℃/16 h；AV 62 mPa·s，黏度保持率 70.86%， API 7.4 mL	流变 - 滤失直接 证据；高温高盐	[21]
AMS-CGBA 热缔合 聚合物/SiO ₂ 纳米 复合物	热缔合聚合物与纳米 SiO ₂ 界面节点	1.5 wt%，200℃；AV、PV、 YP 约为对照 16 倍， 80℃~180℃热增稠减弱	专用流变调节 剂；无黏土基液	[22]
VMS-ATA 两性温敏 纳米 SiO ₂ 复合物	热增稠、两性离子与 纳米限域	220℃，15 wt% NaCl； API < 10 mL，HTHP < 36 mL	增黏剂；超高温 高盐	[23]
NIPAM/SiO ₂ 温敏杂 化物	LCST 响应与颗粒桥连	响应温度约 35℃； 150℃老化后保持热增稠	温敏流变直接证 据	[24]
PEGMA/SiO ₂ 温敏多 功能杂化物	温敏链段与纳米表面 作用	70℃~80℃附近热增稠， 并改善润滑和滤失	多功能添加剂； 流变协同	[25]
Laponite-聚合物 复合物	盘状颗粒边 - 面作用与 聚合物桥连	180℃，15 wt% NaCl； API 7.1 mL，HTHP 29.2 mL	流变 - 滤失直接 证据	[26]
LAP/P-TPEG 纳米 Laponite/梳状聚合物	层状纳米节点与梳状聚 合物协同	240℃，15 wt% NaCl； 改善流变与悬浮	专用流变调节 剂；超高温高盐	[27]
SiO ₂ 纳米颗粒复配 体系	颗粒表面吸附、空间位 阻和滤饼填充	HTHP 条件下改善流变与过 滤，效果随加量变化	流变 - 过滤直接 证据	[28]
Al ₂ O ₃ 纳米颗粒	表面电荷与颗粒网络 调控	HPHT 条件下改善水基泥浆流 变和过滤	HPHT 流变 - 过滤 证据	[29]
Fe ₃ O ₄ 纳米颗粒	磁性纳米颗粒表面作用 与颗粒稳定	NaCl、CaCl ₂ 、MgCl ₂ 体系中 评价流变和过滤	盐污染适应性 证据	[30]
ZnTiO ₃ 纳米颗粒	纳米颗粒增强颗粒网络	1 wt%；黏度增幅最高约 761%	强增黏型流变 证据	[31]
纳米 SiO ₂ 盐水基体系	颗粒表面吸附与胶体 稳定	约 3%为优选加量；改善盐水 流变和过滤	盐水体系流变 - 过滤证据	[32]
TiO ₂ 接枝两性聚合物	表面电性、空间位阻与 两性水化	120℃~180℃，3.45 MPa； HTHP 滤失降低约 23%， 滤饼厚度降低约 62%	高温高盐多功能 证据	[33]
TAP-S 生物源 SiO ₂ 热 缔合杂化物	温敏缔合、微交联和生 物源纳米 SiO ₂ 强化	25℃~230℃内凝胶剖面较 稳定	专用增黏剂；低 固相体系	[34]
纳米材料 - 聚合物动 态交联弱凝胶	动态氢键与可逆网络	高温后仍评价流变及 过滤性能	凝胶型流变协同 证据	[35]

续表

阳离子表活接枝砂粒体系	廉价颗粒表面改性形成结构节点	HPHT 体系评价温度约至 232℃	HPHT 流变 - 过滤证据	[36]
深水纳米 SiO ₂ 流变调节	减少聚合物脱附并稳定膨润土网络	180℃/16 h; 1% SiO ₂ 使 4℃~90℃ AV 变化由 77.8%降至 40.6%	宽温区流变直接证据	[37]

Table 2. Comparison of rheological synergy in multifunctional materials
表 2. 多功能材料的流变协同对比

材料/结构	主要机制	主要结果	派生指标	主要作用	文献
DADC 微交联两性疏水共聚物	氢键/静电/疏水缔合与微交联协同	200℃、饱和盐; HTHP 12 mL, 保持剪切稀化	YP/PV 0.308 Pa/(mPa·s) (200℃老化后); 单位浓度增黏效率 200%/wt% (老化前); AV 保持率 34.0% (200℃)	降滤失为主; 流变协同	[38]
纳米改性聚合物凝胶	纳米节点与聚合物网络协同	2 wt%, 200℃、饱和盐; 保持流变和降滤失性能	YP/PV 0.333 Pa/(mPa·s) (200℃老化后); AV 保持率 51.3%	降滤失为主; 流变协同	[39]
ZnO/CuO 纳米颗粒	金属氧化物界面作用与孔隙填充	100℃、500 psi; 0.8 wt%时滤失分别降低 30.2%和 18.6%	/	过滤为主; 流变评价	[40]
GO/纳米纤维素复合物	二维片层阻隔与一维纤维分散/支撑	LTLF、HTHP 滤失分别降低 17%、23.75%; 接触角增加 61%	/	过滤/页岩稳定为主	[41]
ADA@SM 星网状纳米复合物	聚合物网络与高温降解后纳米填充	2.5 wt%, 220℃; API 8.4 mL, HTHP 29.8 mL	/	高温降滤失为主	[42]
AAND-S 两性聚合物接枝 SiO ₂	刚性离子基团、吸附位点与无机核协同	30% NaCl; API 2.5 mL, HTHP 14 mL	/	高温高盐降滤失为主	[43]
响应面优化纳米 SiO ₂ 接枝聚合物	DMC/MAA 与改性 SiO ₂ 协同聚合	优化合成参数并验证钻井液性能	YP/PV 0.146 (室温)到 0.554 (210℃老化后, 原文直接报告)	工艺优化; 流变协同	[44]

工程应用还要求材料在全配方中保持相容性。Sun 等 2026 年针对低黏高切流变调节剂 LRM 开展了高温、高盐、高密度水基钻井液研究; 原文包含 200℃、30% NaCl 和 2.4 g/cm³高密度条件, 并考察屈服特征、沉降稳定及不同水基体系的适配性[45]。因此, 该研究可作为在限制体系过度增黏的同时增强结构承载能力的直接工程证据, 但其结论仍应限定在论文采用的配方与试验制度内。

实验室单剂性能不能直接外推至现场。Xu 等研究的是基于非磺化植物聚合物的高温高密度水基钻井液完整体系,而非某一种流型调节剂的单剂筛选。该研究说明,高温高密度条件下的处理剂性能需要在目标密度和全配方组合中评价。候选材料宜依次在目标盐水、膨润土基浆、加重体系和完整配方中开展验证,并进一步考虑岩屑、地层水、水泥及盐钙污染。

5. 工程应用与评价关键问题

实验室获得良好高温流变性能并不等同于具备现场适用性。工程转化还受到原料一致性、配方相容性、污染类型及真实温压-剪切历史的共同影响。对于抗高温流型调节剂,评价重点应由“单次最优值”转向“在目标工况内稳定重复地实现较低 PV、足够低剪切结构和可恢复性”。

5.1. 制备稳定性与规模化

不同材料路线面临的放大问题并不相同。天然和生物基材料受原料来源、有效组分和分子量分布影响;合成聚合物需要控制聚合转化、分子量和交联程度;纳米复合材料还要关注颗粒尺寸、表面改性和储运再团聚。环境友好性也应结合毒性、生物降解性、废弃物处置等指标进行评价,而不宜由“天然”或“低加量”直接推断。

对于现场使用而言,产品还应具有可接受的配制时间和加料容错。耐温性能若依赖复杂合成步骤、长时间溶解或非常窄的加量窗口,其工程优势可能被施工复杂度抵消。因而,规模化评价应把“可重复制造-可快速配制-性能可恢复”放在同一条证据链中。

5.2. 配方相容性与污染适应性

钻井液是由黏土、加重材料、降滤失剂、封堵剂、润滑剂及盐水共同组成的多组分体系。小分子季铵盐和植物基离子液体主要通过抑制黏土水化改善井壁稳定,其材料则主要用于改善水基钻井液润滑性[46]。这些添加剂的主功能不同于流型调节剂,但其引起的离子环境、颗粒表面状态和吸附竞争变化仍可能影响全配方流变,因此相容性评价不能局限于流型调节剂单剂。

因此,候选材料宜按“目标盐水-基础浆-加重体系-完整配方-污染后恢复”的顺序逐级评价,并保持一致的温度、老化时间和测试方法,以判断性能变化究竟来自流型调节剂本身还是多组分协同/拮抗。尤其在 $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$ 污染、高密度重晶石体系以及水泥或地层水侵入条件下,单剂在清水或低固相基浆中的优势可能明显变化。

5.3. 动态评价与报告规范

目前不少研究仍采用“高温热滚-冷却-室温测试”的流程,这种方法适合材料筛选,但不能完整反映井下连续升温、压力变化、长时间剪切以及停泵-重启过程。对于温敏、疏水缔合及纳米体系,测试温度和压力本身都会改变链构象、颗粒分散及界面吸附。因此,关键候选材料应增加原位高温高压流变、升降温循环、长时剪切、静/动态沉降及重启后的结构恢复评价。

为提高不同研究之间的可比性,建议至少统一报告基浆/固相组成、处理剂加量、盐型与盐度、体系密度、老化温度与时间、测试温度/压力、剪切历史,以及 PV、YP、低剪切读数、凝胶/结构恢复和沉降指标;涉及纳米或复合体系时,还应说明粒径、分散方式和加料顺序。对于关键结论,应给出重复试验及误差范围。

宽温压流变评价还应建立在可追溯的实验数据上。Chen 等在 $20^{\circ}\text{C}\sim 200^{\circ}\text{C}$ 、 $0.1\sim 200\text{ MPa}$ 范围内完成 195 组温压工况实验并获得 1170 个剪切应力数据点,物理约束符号回归模型在搜索集和独立验证集上的 R^2 分别为 0.9933 和 0.9948 [47]。该研究表明,数据模型可用于归纳宽温压条件下的实验规律和辅助外推,

但不能替代原位实验及独立外部验证。

5.4. 井况适配与工程选型

不同技术路线并不存在脱离工况的绝对优劣。天然/生物基材料适合利用其低剪切增黏优势，但需要重点确认耐温上限和批次稳定；耐温合成聚合物更适合高温高盐环境，但应控制低温黏度、溶解时间和过度缔合；纳米复合材料适合利用界面节点强化低固相体系，但要避免团聚和固控损失；MMH 能够有效提高屈服和凝胶强度，则需要特别关注与阴离子处理剂的相容性。

因此，工程选型不宜以“最高耐温”或某一项 AV/滤失数据作为唯一依据，而应至少同时明确目标温度、盐型与盐度、体系密度、低剪切悬浮需求、可接受 PV 范围以及配制和污染恢复条件。只有在这些边界条件下保持稳定性能，实验室材料才具备进一步现场验证的意义。

6. 工程约束：经济性、环境影响与供应链操作性

流型调节剂的工程转化不仅取决于高温流变性能，还受经济性、环境合规性与供应链操作性的共同制约，三者相互关联，需纳入统一评价框架。

6.1. 经济性

经济性评价不宜仅比较采购单价，而应综合考察单位增黏效率成本、全配方成本增量及综合效益。天然/生物基材料通常原料成本低、可再生，但耐温性和批次一致性受限；耐温合成聚合物单价较高，但加量低、高温性能稳定，可通过降低 PV 和循环压耗部分抵消成本；纳米复合材料和 MMH 制备与分散成本较高，其经济性取决于规模化后的降本空间。深井用流型调节剂加量多为 1~3 wt%，低加量高效材料更具经济潜力。具体成本应结合供应商询价与现场试验核算。

6.2. 环境影响

天然/生物基材料通常毒性低、降解性好，具有环保优势；合成聚合物降解性相对较差，需关注残留单体及高温降解产物的环境归趋；纳米材料的生态毒性和长期环境风险尚不明确，应审慎评价。法规层面，可关联 OSPAR HOCNF 对生物降解、生物累积和水生毒性的数据要求，以及 PLONOR 低风险清单和有机相钻井液排放限制；国内可参照 SY/T 7467 等钻井液环保性能评价标准。建议按“生物毒性 - 降解性 - 区域法规阈值”分层评价。

6.3. 供应链与操作性

天然材料受原料来源和季节波动影响；合成聚合物需控制分子量、转化率和交联度；纳米材料易团聚，现场分散常需超声或高剪切，且加料顺序敏感；MMH 与阴离子处理剂存在竞争吸附。操作性评价应涵盖规模化生产可行性、批次一致性、溶解/分散时间、加量容错窗口、储运稳定性及固控损失。若配制复杂或加量窗口过窄，其工程优势可能被施工成本抵消。

6.4. 协同权衡

经济性、环境合规性与操作性相互制约，不存在脱离工况的单一最优路线。建议建立多维评价矩阵：以目标工况下的流变性能为技术底线，以全配方经济性为成本约束，以目标区域环保法规为合规门槛，以规模化生产和现场操作容错为工程保障，综合确定材料选型。

7. 结论与展望

抗高温水基钻井液流型调节剂已由依赖高分子量的整体增黏，转向分子链稳定、可逆缔合节点与颗

粒界面网络的协同调控。其核心目标不是获得更高黏度，而是在高温、高盐及复杂固相条件下，以可接受的 PV 和循环压耗维持低剪切屈服、凝胶强度、结构恢复和沉降稳定。天然/生物基、耐温合成聚合物、纳米复合材料及 MMH 各具优势，但均存在明确的适用边界。

当前研究的主要短板集中在证据可比性和工程外推性：不同文献的基浆、盐型、密度、老化制度及测试温压差异较大；部分工作仍以热分解温度、热滚后室温数据或单一过滤指标代表井下流变稳定；原位高温高压、长时热 - 剪切循环、停泵 - 重启及多污染耦合条件下的数据仍不足。因而，后续研究应将完整试验制度、重复性和失效边界作为材料评价的重要组成部分。

未来发展可重点围绕 3 个方向展开：一是建立“结构单元 - 可逆节点 - 颗粒界面 - 低剪切功能”的构效关系，在相同 PV 约束下比较不同材料的结构效率；二是强化全配方和动态 HPHT 评价，覆盖盐钙、岩屑、水泥及地层水污染，并将结构恢复和沉降稳定纳入核心指标；三是推进原料批次控制、快速配制、规模化制造与现场循环验证，使材料设计从实验室最优逐步转向目标井况下的可制造、可维护和可重复应用。

参考文献

- [1] 张雁, 屈沅治, 张志磊, 等. 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.
- [2] Mahto, V. and Sharma, V.P. (2004) Rheological Study of a Water Based Oil Well Drilling Fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **45**, 123-128. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.03.008>
- [3] 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>
- [4] 袁玥辉, 屈沅治, 高世峰, 等. 抗温抗盐水基钻井液降滤失剂研究进展[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(2): 62-68.
- [5] Minakov, A.V., Pryazhnikov, M.I., Mikhienkova, E.I. and Voronenkova, Y.O. (2023) Systematic Experimental Study of the Temperature Dependence of Viscosity and Rheological Behavior of Water-Based Drilling Fluids with Nano-Additives. *Petroleum*, **9**, 534-544. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.03.001>
- [6] 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 ID: 123536. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.123536>
- [7] 屈沅治, 林凌, 黄宏军, 等. 两性离子聚合物老化对蒙脱土性质的影响[J]. 石油化工, 2022, 51(8): 931-938.
- [8] Liu, L., Sun, J., Wang, R., Qu, Y., Liu, F., Yang, J., et al. (2022) Synthesis of a New High Temperature and Salt Resistant Zwitterionic Filtrate Reducer and Its Application in Water-Based Drilling Fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **651**, Article ID: 129730. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129730>
- [9] 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 ID: 161087. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.161087>
- [10] Liu, H., Zhao, K., Wang, Q., Ni, H., Zhang, F., Xue, L., et al. (2025) Study on the Improvement of Temperature Resistance of Starch Drilling Fluid Treatment Agent by Composite Plant Phenols. *Processes*, **13**, Article No. 622. <https://doi.org/10.3390/pr13030622>
- [11] Ahmed, H.E., Betiha, M.A., El-Dardir, M., et al. (2021) High-Performance Rheology Modifiers and Fluid Loss of Starch-Bentonite System Based Mud Fluids: Experimental and Optimization Study. *Egyptian Journal of Chemistry*, **64**, 1653-1664.
- [12] Du, W., Wang, X., Shan, W., Wang, W., Zhang, J. and Chen, G. (2022) 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>
- [13] Khashay, M., Zirak, M., Sheng, J.J., Ganat, T. and Esmaeilnezhad, E. (2025) Elevated Temperature and Pressure Performance of Water Based Drilling Mud with Green Synthesized Zinc Oxide Nanoparticles and Biodegradable Polymer. *Scientific Reports*, **15**, Article No. 11930. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-96900-z>
- [14] Wang, Z., Sun, J., Lv, K., Lu, H., Geng, Y. and Huang, X. (2025) Thermosensitive Core-Shell Polymer Microspheres for Enhanced Wellbore Stability in Deep-Water Water-Based Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, **418**, Article ID: 126690. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.126690>

- [15] Wakeel, S., Aslam, A. and Zhang, J. (2025) Advances in Polymer Nanocomposites for Drilling Fluids: A Review. *Materials*, **18**, Article No. 4809. <https://doi.org/10.3390/ma18204809>
- [16] Huang, X., Sun, J., Huang, Y., Yan, B., Dong, X., Liu, F., *et al.* (2021) Laponite: A Promising Nanomaterial to Formulate High-Performance Water-Based Drilling Fluids. *Petroleum Science*, **18**, 579-590. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00516-z>
- [17] Zhang, B., Wang, Q., Wei, Y., Wei, W., Du, W., Zhang, J., *et al.* (2022) Preparation and Swelling Inhibition of Mixed Metal Hydroxide to Bentonite Clay. *Minerals*, **12**, Article No. 459. <https://doi.org/10.3390/min12040459>
- [18] 孙德军. 铝/镁混合金属氢氧化物正电胶体粒子体系的触变性[J]. 化学学报, 2001, 59(2): 163-167.
- [19] 孙金声, 杨杰, 戎克生, 等. 水基钻井液用流型调节剂研究进展[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(2): 1-16.
- [20] 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 ID: 133017. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.133017>
- [21] Wang, Q.B., Luo, W.J., Pan, L.F., *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>
- [22] 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 ID: 211426. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211426>
- [23] 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 ID: 124866. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.124866>
- [24] Cheng, L., Yang, G., Zhang, S., Zhang, Y., Gao, C., Song, N., *et al.* (2022) Preparation and Action Mechanism of Temperature Sensitive N-Isopropylacrylamide/Nanosilica Hybrid as Rheological Modifier for Water-Based Drilling Fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **219**, Article ID: 111096. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111096>
- [25] Cheng, L., Wang, X., Yang, G., Zhang, S., Zhang, Y., Sun, L., *et al.* (2025) Thermosensitive Polymer/Nanosilica Hybrid as a Multifunctional Additive in Water-Based Drilling Fluid: Rheological properties and Lubrication Performance as Well as Filtration Loss Reduction Capacity. *Geoenery Science and Engineering*, **244**, Article ID: 213455. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213455>
- [26] 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 ID: 130261. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130261>
- [27] Yang, J., Wang, R., Sun, J., Wang, J., Liu, L., Qu, Y., *et al.* (2023) Nanolaponite/Comb Polymer Composite as a Rheological Modifier for Water-Based Drilling Fluids. *ACS Applied Nano Materials*, **6**, 13453-13465. <https://doi.org/10.1021/acsanm.3c02079>
- [28] 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>
- [29] Smith, S.R., Rafati, R., Sharifi Haddad, A., Cooper, A. and Hamidi, H. (2018) Application of Aluminium Oxide Nanoparticles to Enhance Rheological and Filtration Properties of Water Based Muds at HPHT Conditions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **537**, 361-371. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.10.050>
- [30] Rezaei, A., Nooripoor, V. and Shahbazi, K. (2020) Applicability of Fe₃O₄ Nanoparticles for Improving Rheological and Filtration Properties of Bentonite-Water Drilling Fluids in the Presence of Sodium, Calcium, and Magnesium Chlorides. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **10**, 2453-2464. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00920-6>
- [31] Edalatfar, M., Yazdani, F. and Salehi, M.B. (2021) Synthesis and Identification of ZnTiO₃ Nanoparticles as a Rheology Modifier Additive in Water-Based Drilling Mud. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **201**, Article ID: 108415. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108415>
- [32] 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>
- [33] 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>

- [34] 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>
- [35] Gao, F., Xu, P., Zhang, H., Wang, H., Zhao, X., Li, X., *et al.* (2025) Preparation of a Nanomaterial-Polymer Dynamic Cross-Linked Gel Composite and Its Application in Drilling Fluids. *Gels*, **11**, Article No. 614. <https://doi.org/10.3390/gels11080614>
- [36] Martin, C., Nourian, A., Babaie, M. and Nasr, G.G. (2024) Innovative Drilling Fluid Containing Sand Grafted with a Cationic Surfactant Capable of Drilling High Pressure and High Temperature Geothermal and Petroleum Wells. *Geoen-ergy Science and Engineering*, **237**, Article ID: 212767. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212767>
- [37] Zhao, X., Zhang, X., Zhang, H., Geng, T., Yi, W. and Li, H. (2026) Experimental Study on Nano-Silica for Improving Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluids in Deepwater Deep Wells. *Arabian Journal of Chemistry*, **19**, Article ID: 11352025. https://doi.org/10.25259/ajc_1135_2025
- [38] Li, J., Ji, Y.X., Ni, X.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. *Petro-leum Science*, **21**, 1980-1991. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2024.01.021>
- [39] Li, J., Sun, J., Lv, K., Ji, Y., Ji, J. and Liu, J. (2022) Nano-Modified Polymer Gels as Temperature- and Salt-Resistant Fluid-Loss Additive for Water-Based Drilling Fluids. *Gels*, **8**, Article No. 547. <https://doi.org/10.3390/gels8090547>
- [40] Dejtardon, P., Hamidi, H., Chuks, M.H., Wilkinson, D. and Rafati, R. (2019) Impact of ZnO and CuO Nanoparticles on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **570**, 354-367. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.03.050>
- [41] Ospanov, Y.K. and Kudaikulova, G.A. (2025) Synergistic Effects of Graphene Oxide and Nanocellulose on Water-Based Drilling Fluids: Improved Filtration and Shale Stabilization. *Polymers*, **17**, Article No. 949. <https://doi.org/10.3390/polym17070949>
- [42] Luo, Y., Lin, L., Luo, P., Guo, Y., Xie, S., Wang, M., *et al.* (2023) Polymer Nanocomposite ADA@SM as a High-Temperature Filtrate Reducer for Water-Based Drilling Fluids and Its Filtration Loss Mechanism. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **672**, Article ID: 131701. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.131701>
- [43] Pang, S., Xuan, Y., Zhu, L. and An, Y. (2025) Zwitterionic Polymer Grafted Nano-SiO₂ as Fluid Loss Agent for High Temperature Water-Based Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, **417**, Article ID: 126542. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.126542>
- [44] Jia, X., Liu, N. and Zhao, X. (2025) Optimizing Nanosilica-Enhanced Polymer Synthesis for Drilling Fluids via Response Surface Methodology: Enhanced Fluid Performance Analysis. *Journal of Composites Science*, **9**, Article No. 263. <https://doi.org/10.3390/jcs9060263>
- [45] Sun, Y.W., Sun, J.S., Lv, K.H., *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 Character-istic. *Petroleum Science*, **23**, 4145-4164. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2026.03.027>
- [46] Tian, W., Wang, Q., Liu, X., Du, W., Zhang, J. and Gang, C. (2022) Investigation of *Dioscorea oppositifolia* L. as Green Lubricant in Water-Based Drilling Fluids. *Green Materials*, **10**, 169-175. <https://doi.org/10.1680/jgrma.21.00017>
- [47] Chen, W., Li, J., Yang, H.W., *et al.* (2026) A Symbolic Regression Method Integrated with Physical Constraints for Predicting Drilling Fluid Shear Stress in a Wide Temperature-Pressure Range. *Petroleum Science Bulletin*, **11**, 879-893.