

智能水基钻井液关键处理剂 研究进展及展望

王倩男¹, 张毅^{1,*}, 冉恒谦¹, 汪伟¹, 厉瞳瞳¹, 郅世宇¹

(1. 中国地质科学院, 深地探测与矿产勘查全国重点实验室, 北京, 100094)

摘要: 相较于传统水基钻井液, 智能水基钻井液具备“自识别、自调节、自适应”等智能化特征, 有望从本质上破解当前钻井液领域面临的技术瓶颈, 是未来更具发展潜力的方向。本文在文献调研的基础上, 围绕分子设计、响应机理与性能评价三个方面, 系统综述了智能水基钻井液关键处理剂(包括流型调节剂、降滤失剂、页岩抑制剂、增粘剂和堵漏材料)的研究进展, 进而针对各类智能处理剂存在的关键技术问题, 进一步展望了其未来发展趋势, 以期智能钻井液体系构建提供理论参考。

关键词: 智能化; 智能水基钻井液; 智能处理剂; 展望

中图分类号: P634; TE254

收稿日期: 2025-11-20

Research Progress and Prospect of Key Treatment Agents for Intelligent Water-based Drilling Fluids

WANG Qiannan¹, ZHANG Yi¹, RAN Hengqian¹, WANG Wei¹, LI
Tongtong¹, ZHI Shiyu¹

(1. Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100094, China)

Abstract: Compared with traditional water-based drilling fluids, intelligent water-based drilling fluids possess intelligent features such as "self-recognition, self-regulation, and self-adaptation", and are expected to fundamentally break through the technical bottlenecks currently faced in the drilling fluid field. They represent a more promising direction for future development. Based on a literature review, this paper systematically summarizes research progress on key additives for intelligent water-based drilling fluids—including flow-type modifiers, loss reducers, shale inhibitors, viscosity enhancers, and leak-sealing materials—across three dimensions: molecular design, response mechanisms, and performance evaluation. Furthermore, addressing critical technical challenges associated with various intelligent additives, it outlines future development directions to provide theoretical guidance for constructing intelligent drilling fluid systems.

Keywords: Intelligence; Intelligent water-based drilling fluids; Intelligent additives; Outlook

基金项目: 地球深部探测与矿产资源勘查国家科技重大专项(项目编号:2024ZD1000800, 2024ZD1000806)。

第一作者简介: 王倩男(1995-), 女, 博士后, 主要从事钻井液、油气田化学研究, E-mail: 2282332181@qq.com, ORCID:0000-0001-9652-4826。*张毅(1986-), 男, 高级工程师, 硕士生导师, 主要从事科学钻探技术与装备研究工作, shidazhangyang@163.com。

引言

钻井液是钻井工程中起冷却润滑钻具、携带岩屑、稳定井壁、保护储层的重要工作流体(孙金声等, 2023; 刘海涛, 2024; 潘岩松, 2025)。随着钻探深度由浅层转向深层及超深层, 地层环境变得更加恶劣, 开钻前地层温压、岩性结构、流体性质及工程风险存在大量不可控因素(许天福等, 2024; 宁波等, 2025)。在该情形下所选用的钻井液及其配方、性能调控也存在难以完全匹配的问题, 造成井壁不稳定、卡钻、井眼清洗不到位、漏失、污染等问题多发(蒋官澄等, 2022; 孙金声等, 2025)。而目前还无法准确预报井下工况, 需要建立以“自识别、自调节、自适应”的智能钻井液体系为核心的钻井液技术, 其“智能”本质在于处理剂分子能对温度、盐度等井下环境信号产生刺激响应, 通过可逆的物理化学变化实现性能自主调控。根据井下环境条件的变化自主调整钻井液性能, 从而可以主动应对并减轻险情, 将对事先精准判断的依赖降至最低程度(孙金声和蒋官澄, 2023)。

水基钻井液作为一种以水为连续相, 由膨润土及各类化学处理剂(如降滤失剂、封堵剂、抑制剂等)构成的胶体分散体系, 因其环境友好性与经济性, 在钻井工程中广泛应用(沈浩坤等, 2022)。但其传统处理剂在高温、高盐、高压等极端条件下易发生降解或性能失效, 影响钻井效率与安全。为此, 学者们通过在聚合物链中引入响应型功能基团, 相继研发了多种智能水基钻井液处理剂(潘一等, 2020; 杜旭东和张慧, 2023; 易鹏昌和苏乐, 2024; Cheng et al., 2025; Wang et al., 2026), 包括流型调节剂、增粘剂、抑制剂、降滤失剂和封堵剂等, 能够依据井下环境自主调整分子链构象、缔合行为与界面特性, 实现对钻井液性能的精准动态调控, 为上述问题提供了新的解决方法。值得注意的是, 当前智能处理剂的研究多聚焦于功能性与响应机理, 多数能否满足无毒易生物降解的环保要求尚不清晰。

因此, 本文系统梳理了智能水基钻井液关键处理剂的研究进展, 重点阐述它们的分子设计及合成、性能评价与响应机理, 并展望了其未来的发展方向, 为高性能智能钻井液材料研发提供参考。

1 智能水基钻井液关键处理剂研究进展

智能水基钻井液关键处理剂主要有智能抑制剂、智能降滤失剂、智能堵漏材料、智能恒流变调节剂及智能增粘剂等。尽管功能各异, 其分子设计思路遵循相似的“刺激响应-结构转变-性能调控”路径, 即在聚合物链中引入温敏、盐敏、pH 响应等功能基团, 使其感知井下环境变化, 驱动分子构象与界面行为的可逆转变, 实现对各自功能的自主调控。

1.1 智能页岩抑制剂

抑制剂是水基钻井液中重要处理剂之一，其通过抑制粘土矿物的水化膨胀和水化分散，有效维持井壁稳定性(唐飞云等, 2025; 勇志华等, 2025)。然而，淀粉、纤维素等传统材料在高温、高盐等复杂环境下易降解失效。为此，具有环境响应能力及与结构协同特性的智能抑制剂成为研究重点。其通过分子设计，能感知井下环境变化并主动调节行为，在抑制水化的同时，还可集成降滤失等多功能，提升对复杂地层的适应性。

(1) 温敏页岩抑制剂

这类抑制剂的核心在于其分子链中含有温敏单元，能够以特定的低临界溶解温度（LCST）为开关，在温度触发下发生亲疏水转变，引发热增稠、热膨胀等宏观行为，实现对页岩水化的智能抑制。

Tchameni 等(Tchameni et al., 2024)设计了一种具有 Janus 结构的抑制剂 TRJN，其以改性的稻壳源生物纳米 SiO₂ 为刚性核，外层接枝聚(丙烯酰胺-二乙基丙烯酰胺)(P(AM-co-DEAAM))共聚物温敏共聚物（LCST 为 55.5℃）作为响应单元，TRJN 的作用机制如图 1 所示。其智能性体现在：当温度超过低临界溶解温度后，外层聚合物由亲水转为疏水并发生热致溶胀，同时内层氨基牢牢锚定于页岩，二者协同使其在 90℃下将膨润土膨胀率控制在 30.47%，130℃老化 16h 后岩屑的回收率高达 95.23%，具有优异的抑制性能。TRJN 作用机制如图 1 所示。

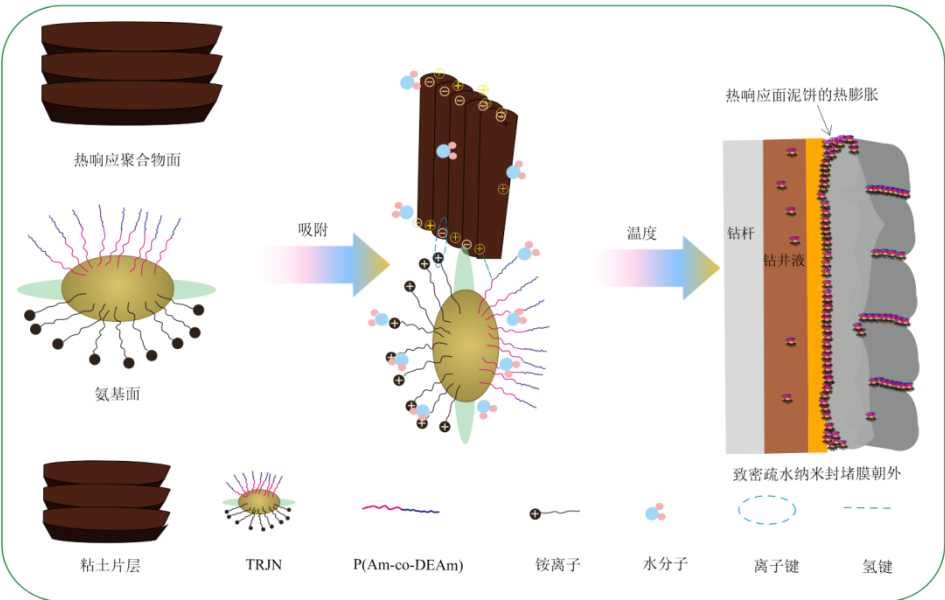


图 1 双面结构复合材料的作用机制(据 Tchameni et al., 2024)

Fig. 1 Mechanism of action of double-sided structural composites(after Tchameni et al., 2024)

Lai 等(Lai et al., 2023)研发的温敏聚合物 SNAS 以刚性纳米 SiO₂ 核为载体，N-异丙基丙

烯酰胺 NIPAM（LCST 范围为 32-35℃）作为温敏单元，并辅以 AM 与 SSS 调节单体，将其 LCST 调控至 88℃。其智能表现为显著的热增稠效应：温度超过 LCST 后，分子链疏水缔合，体系粘度上升，同时颗粒在页岩孔隙处堆积形成物理封堵。为进一步增强封堵强度，研究中又引入成膜剂 NTA 复配使用，其中 SNAS 温敏增稠及纳米封堵，NTA 在页岩表面形成封堵膜，二者协同使其在 120℃下发挥优异的抑制性能：线性膨胀率仅为 10.99%、岩屑回收率达 96.87%。SNAS 作用机制如图 2 所示。

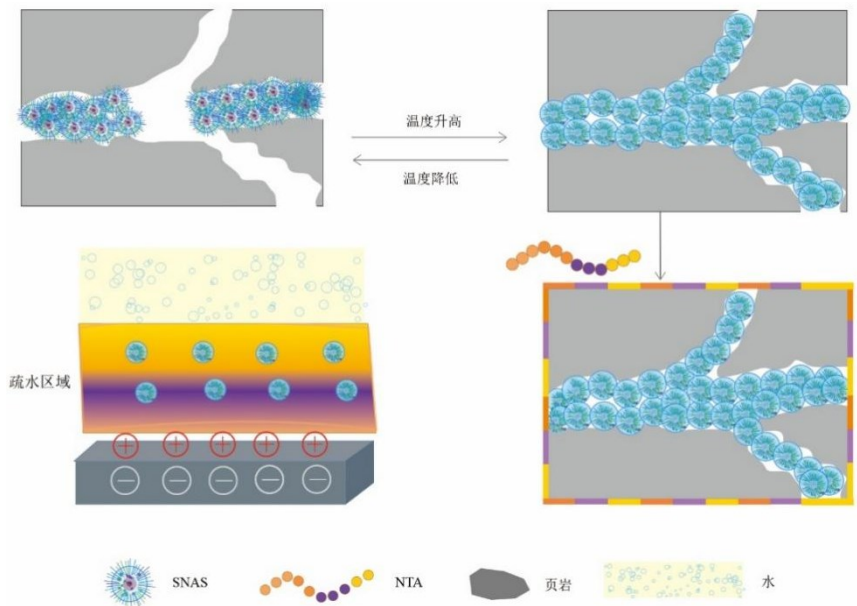


图 2 温敏抑制剂 SNAS 作用机制(据 Lai et al., 2023)

Fig. 2 Mechanism of action of the thermosensitive inhibitor SNAS(after Lai et al., 2023)

（2）多功能页岩抑制剂

此类抑制剂不依赖于显著的环境响应，而是通过巧妙的分子结构设计，将多种稳定机制（如抑制、封堵、疏水、吸附）集成于单一分子中，在高温下展现出稳定的性能。

Zhang 等(Zhang et al., 2022)通过乳液聚合法，以 Span 80 和 Tween 80 为乳化剂，与丙烯酰胺、甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵及二甲氧基甲基乙烯基硅烷共聚制得有机硅小分子聚合物 ADMOS。其智能性体现在抑制性和降滤失性协同机制中：阳离子基团通过强静电作用吸附于黏抑制水化膨胀，硅氧烷基团增强了聚合物在高温下的吸附稳定性和疏水能力。在 150℃条件下，ADMOS 能在页岩表面形成致密疏水膜，将岩屑回收率保持在 92.85%，并将基浆滤失量降低至 27 mL，实现了抑制与降滤失功能在高温下的一体化集成。

卡玛力丁等(那迪热木·卡玛力丁等, 2025)选用苯乙烯、丙烯酸丁酯、N-乙烯基甲酰胺和 2-丙烯酰胺基-2-甲基丙烷磺酸等单体为原料，采用乳液聚合法合成了兼具抑制与降滤失性能的聚合物。其智能性体现源于多元官能团的协同作用：亲水磺酸基团通过静电吸附稳定

黏土表面，疏水链段增强页岩表面疏水性，酰胺基团强化颗粒间的交联结构，协同抑制水化并控制滤失。经 150℃老化 16h 后，页岩滚动回收率高达 97%，钻井液 API 滤失量仅为 2.2 mL，人造岩心线性膨胀高度为 1.55 mm，表现出优异的综合性能。

目前，智能抑制剂主要为两大方向：① 温敏响应型。利用聚合物的 LCST 触发亲疏水转变，实现对页岩水化的自适应调控，适用于温度变化明确的中浅层。② 多功能集成型。通过分子设计将抑制、降滤失、疏水及吸附等多官能团整合于同一分子结构中，依靠协同作用在高温下保持性能稳定。然而这两类材料均面临耐温性不足的共性问题，其耐温普遍在 150℃ 左右，难以满足深层、超深层钻井高温要求（>200℃）。

1.2 智能降滤失剂

降滤失剂作用在于控制滤失量，通过在井壁形成薄而致密的泥饼阻止滤液侵入地层(赵杰等, 2025; 王志永等, 2025; 全红平等, 2025)。尤其钻遇盐膏层时，地层高矿化度流体侵入钻井液，易导致滤失量大大增加，进而引发井壁失稳甚至卡钻等井下事故(强天佩等, 2025)。传统降滤失剂抗盐耐温性有限，难以在高温高盐条件下维持良好的胶体稳定性与护壁能力。为此，研究重点逐渐转向具有环境响应性的降滤失剂，其能根据外界盐离子浓度或 pH 变化，通过分子链构象的可控转变及多重键合作用，实现对高温、高盐等复杂条件下滤失行为的自适应调控。

(1) 盐敏降滤失剂

这类降滤失剂通过分子链中的两性离子或“内盐键”结构感知盐离子浓度变化，驱动链构象由卷曲向伸展转变，发生盐增稠效应，增强体系结构稳定性，促进形成致密泥饼，实现优异的降滤失性能。

Sun 等(Sun et al., 2021)以表面乙烯基功能化的酶解木质素纳米颗粒为载体，与 2-甲基丙烯酸(N-3-磺丙基-N, N-二甲基铵)乙酯、丙烯酰胺及 N-乙烯基-ε-己内酰胺共聚制备了盐响应聚合物 EHL-ASN，其半数有效浓度 EC_{50} 为 51900 mg/L，无毒，符合直接排放标准。其分子中的两性离子结构赋予反聚电解质效应：当 NaCl 浓度超过 0.8 mol/L 后，分子内静电屏蔽作用使链构象由蜷缩转为伸展，体系黏度大幅提升。同时，伸展的链段通过磺酸基、季铵基及酰胺基与黏土颗粒形成稳定的离子-氢键网络，抑制颗粒聚结，形成致密泥饼。实验表明，该聚合物可使饱和盐浆表观黏度提升 500%，150℃老化后滤失量降至 13.8 mL，降滤失率达 93.5%，实现了高矿化度环境下的高效滤失控制。EHL-ASN 作用机制如图 3 所示。

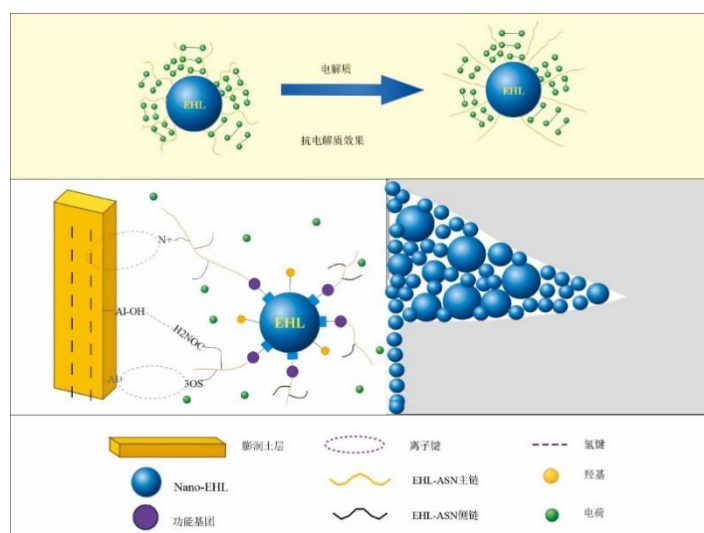


图 3 盐响应降滤失剂 EHL-ASN 作用机理(据 Sun et al., 2021)

Fig. 3 Mechanism of action of salt-responsive fluid loss reducer EHL-ASN(after Sun et al., 2021)

常晓峰(常晓峰, 2024)以 2-甲基丙烯酸(N-3-磺丙基-N, N-二甲基铵)乙酯、丙烯酰胺及 2-叔丁基-N-(3-(2-叔丁基-5-甲基苯氧基)丙基)丙烯酰胺为原料, 共聚制备了盐响应聚合物 PAMN。其盐响应源于两性离子结构中的磺酸根与季铵盐基团: 当 NaCl 浓度超过 1% 时, 盐离子进入后屏蔽分子内静电作用, 驱动构象由卷曲转向伸展, 回转半径从 3.8 Å 增至 12.5 Å。疏水单元在盐溶液中增强链间缔合, 稳定三维网络, 使饱和盐浆表观黏度提升 542.9%。同时, 磺酸基、季铵基及酰胺基通过氢键-离子键作用吸附黏土表面, 抑制絮凝, 促进形成致密泥饼。实验结果表明, 经 150°C 老化后, 体系滤失量从 194 mL 降至 4.8 mL, 降滤失率达 97.5%。

Li 等(Li et al., 2024)通过共聚 N, N-二甲基丙烯酰胺、二烯丙基二甲基氯化铵、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸与 1-十二烷基-3-乙烯基咪唑氯盐, 合成了聚合物 DADC。其盐响应来源于分子中内盐键与疏水长链协同作用机制: 当 NaCl 浓度超过 4% 后, 盐离子屏蔽作用破坏内盐键, 同时疏水咪唑盐长链的缔合增强, 使分子链伸展并形成三维交联网络, 表现出显著的盐增稠效应。同时, 分子中的季铵基、磺酸基与酰胺基通过静电-氢键作用吸附黏土表面, 促进颗粒分散, 使 DADC 饱和盐浆经 200°C 老化后的高温高压滤失量为 12 mL, 表观黏度提升至 17 mPa·s, 表现出优异的抗温耐盐性能。DADC 作用机制如图 4 所示。

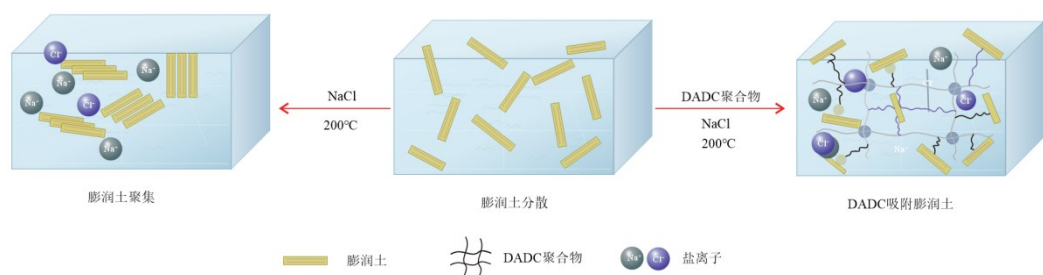


图 4 盐响应降滤失剂 DADC 作用机理(据 Li et al., 2024)

Fig. 4 Mechanism of action of salt-responsive fluid loss reducer DADC(after Li et al., 2024)

(2) pH 响应降滤失剂

此类材料依靠羧基等可离子化基团的质子化平衡，响应 pH 变化并发生可逆的体积膨胀或链伸展，从而调节滤失行为。

张笑(张笑, 2024)共聚聚丙烯酰胺、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸、丙烯酸及聚乙二醇单体制得了 pH 响应聚合物微球。其 pH 响应源于聚丙烯酰胺链段中羧基的可逆质子化：pH 小于 6 时羧基质子化，分子链蜷曲、微球收缩、黏度减小；pH 大于 6 羧基去质子化，静电排斥作用增强，链段伸展，微球吸水膨胀，黏度增大。该膨胀行为有效填充泥饼孔隙，经 150℃ 老化后滤失量降至 6.5 mL，表现出较好的降滤失性。同时，AMPS 单元通过强静电作用增强材料的耐温性。该材料响应窗口（pH>6）与常规碱性钻井液环境（pH 8-11）不完全重合，其更适合于应对酸性流体侵入等局部 pH 骤降的工况。

目前智能降滤失剂主要分为盐敏型与 pH 响应型两类：前者借助两性离子或内盐键结构，通过反聚电解质效应在盐刺激下实现链构象伸展与体系增稠；后者则依赖羧基等基团的质子化平衡，通过 pH 变化可逆调控聚合物构象或体积以调节滤失行为。然而，二者在实际应用中仍面临挑战：盐敏材料对 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等多价离子的抗干扰能力较弱；pH 响应材料主要针对 pH 大于 6 环境设计，其在常规碱性钻井液体系中无法激活，且高矿化度环境会显著抑制其响应性能；现有智能材料在 150-200℃ 内性能良好，但超过 200℃ 后易失效。

1.3 智能堵漏材料

封堵地层孔裂隙是保障钻井安全、防止流体漏失的关键环节。传统堵漏材料在高温、高压或复杂裂缝条件下常出现封堵失效、适应性不足等问题。因此，研究者们研发出一系列具有环境响应能力的堵漏材料，通过感知温度、应力等井下条件变化，主动触发形状恢复、自愈合、体积膨胀等行为，实现对不同尺度漏失通道的高效封堵。

1.3.1 智能封堵剂

智能封堵剂主要针对地层中的纳微米级孔隙及微裂缝，通过纳米级尺寸效应、界面吸附及温敏相变等多效协同机制形成致密封堵层，有效控制滤失、稳定井壁。

Xu 等(Xu et al., 2024)以 KH-570 改性纳米二氧化硅为刚性核, 与温度单体 N-异丙基丙烯酰胺 NIPAM (LCST 范围为 32-35°C) 及 2-羟乙基甲基丙烯酸酯 HEMA 共聚, 合成了一种温度响应型纳米封堵剂 PKSHN。其温敏特性源于 NIPAM 链段, 调节 NIPAM 与 HEMA 比例, 可实现材料亲/疏水转变温度在 49-82°C 内调控。当温度超过该转变点时, 聚合物链由亲水伸展转为疏水收缩, 堆积密实, 并与刚性纳米核协同形成致密封堵层, 从而使其经 150°C 老化后仍保持 185 nm 的粒径, 降低基浆滤失量至 17.2 mL, 具有较好的封堵能力。

Zhou 等(Zhou et al., 2023)将丙烯酰胺和丙烯酸接枝于氨基化纳米 SiO₂ 表面, 制得兼具封堵与抑制性能的纳米复合材料 ZY-1。其智能性源于一剂多效协同机制: 纳米 SiO₂ 刚性核与酰胺基通过氢键和静电作用吸附页岩表面形成空间封堵网络; 同时羧酸盐基团通过静电斥力维持体系分散稳定, 并释放 K⁺ 嵌入黏土层间抑制水化膨胀。经 150°C 老化后, ZY-1 仍保持 248.7 nm 的平均粒径, 可有效封堵页岩微纳米孔喉, 岩心封堵率达 90% 以上, 并使页岩膨胀率降至 5.6%, 岩屑回收率达 91.6%, 展现出优异的综合性能。

孔勇(孔勇, 2021)基于温度诱导的形变-聚结机制, 通过聚烯烃骨架、聚氧乙烯醚柔性链、有机硅温敏单元及季铵盐分散剂的多组分协同, 合成了温敏变形堵漏剂 SMSHIELD-2。其温敏响应源于各组分的协同作用与分子内交联反应的共同驱动: 有机硅单元感知温度变化触发材料形变, 聚烯烃骨架提供支撑, 聚氧乙烯醚链段赋予形变及增强黏附, 分散剂维持体系稳定。同时, 分子结构内部通过温度激发的巯基交联反应逐级拓宽有效作用温区, 将形变温度范围拓宽至 50°C, 最终实现在 100-150°C 广谱范围内的形变-聚结-黏结过程, 从而将高温高压滤失量降低 43.7-45.5%。SMSHIELD-2 作用机制如图 5 所示。

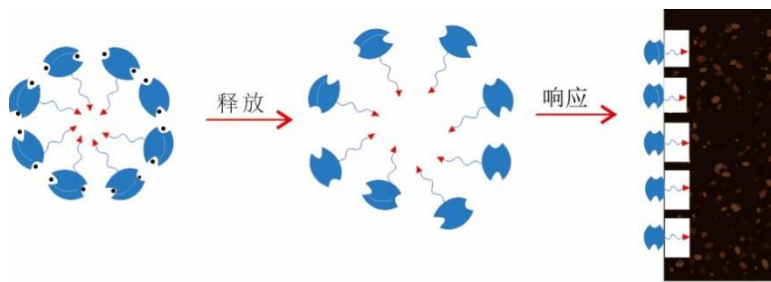


图 5 温敏变形材料对地层微裂缝定向封堵(据孔勇, 2021)

Fig. 5 Directional sealing of micro-fractures by temperature-sensitive deformation materials(after Kong Yong, 2021)

王伟吉等(王伟吉等, 2015)将 N-异丙基丙烯酰胺 NIPAM (LCST 范围为 32-35°C)、丙烯酸 AA、改性纳米 SiO₂ 共聚合成了一种温敏型复合封堵剂。通过调整 NIPAM 与 AA 比例, 将材料的 LCST 调控在 57-92°C 内。其温度响应机理主要依赖氢键与疏水作用的动态转变: 低于 LCST 时, 极性基团与水分子形成氢键, 分子链舒展亲水; 高于 LCST 后, 氢键被破

坏，疏水缔合主导链收缩相变，在岩石表面形成致密疏水层。结合纳米 SiO_2 的物理填充作用，该材料在温敏相变后 5 h 内可有效阻止岩心的压力传递，并将岩心润湿角从 38° 提升至 120° ，显著增强泥页岩井壁稳定性。

贾永红等(贾永红等, 2024)以 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸、聚乙烯吡咯烷酮、二甲基二烯丙基氯化铵及改性纳米 SiO_2 为原料，合成了一种温度自适应封堵剂 XZ-APA。其自适应机制基于温度调控的氢键-疏水平衡转变：常温下 (25°C)，分子链中极性基团与水形成氢键，材料保持亲水分散态；随温度升高 ($25\text{-}65^\circ\text{C}$)，氢键逐渐破坏，疏水缔合增强，材料发生适应聚集膨胀。同时，浓度增加进一步强化聚集效应，可实现纳米级到微米级的跨尺度自适应封堵。实验表明，3%XZ-APA 可使 40-80 目砂床漏失量降至 25-29 mL，承压能力提升至 6 MPa 以上，压力传递速率降低率达 72.2%，展现出优异的自适应封堵效果。

1.3.2 智能堵漏剂

与智能封堵剂不同的是，智能堵漏剂侧重于封堵毫米级以上的裂缝与漏失通道，通过形状记忆恢复、温控体积膨胀、刚性颗粒架桥等机制，在漏失通道内形成高强度、自适应的致密封堵层。

(1) 形状记忆类

这类堵漏剂的关键在于能记住初始形状，在特定温度触发下，通过形状恢复与体积膨胀共同作用，实现从小尺寸输送到大体积封堵的转变。

Cui 等(Cui et al., 2021)以环氧树脂 E-51、4, 4'-二氨基二苯基甲烷固化剂和空心玻璃微珠发泡剂为原料，通过高温交联固化反应为合成了温敏可膨胀形状记忆堵漏剂 SMP-LCM。其智能行为源于环氧树脂网络的形状记忆效应与微珠热膨胀的协同作用：低于玻璃化温度 (84.11°C) 时，材料呈玻璃态，颗粒保持压缩的小体积状态，便于输送；高于响应温度后，分子链段变为橡胶态，在形状恢复与微珠膨胀协同下体积显著增大 (膨胀率 $>109\%$)，实现从输送到主动封堵的智能转变。该堵漏剂在 95°C 下对高渗砂盘 (3-6 D) 和 40-60 目砂床均表现出优异封堵能力，承压分别达 6.89 MPa 和 5.52 MPa。

刘振东等(刘振东等, 2025)以环氧树脂单体、三乙烯四胺、聚醚胺及丙烯酸酯共聚物微球为原料，通过高温固化制得一种高激活温度的形状记忆发泡堵漏树脂 SMFM。其形状记忆效应归因于刚性的环氧交联网络与柔性聚醚胺链段构成的动态框架，并由聚合物微球提供热膨胀动力。低于激活温度 130°C 时，材料呈片状或椭圆微球形态，便于输送进入裂缝；达到激活温度后，材料发生双重响应，既通过形状记忆效应恢复为块状形态，同时膨胀微球受热膨胀为圆球形，二者协同实现形变-膨胀-架桥的智能封堵过程，可有效封堵 20-40 目

砂床裂缝，承压能力达 10.3 MPa。

Quan 等(Quan et al., 2025)用丙烯腈、丙烯酰胺、N, N'-亚甲基双丙烯酰胺单体合成了双向形状记忆聚合物 SMH。其双向形状记忆效应依赖于化学交联形成的三维网络与温敏性亲疏水链段的功能协同：交联结构作为固定骨架赋予形状记忆特性，亲水性丙烯酰胺与疏水性丙烯腈链段通过氢键和疏水作用的温度响应变化，驱动材料在 64.61-97.84°C 范围内发生可逆的吸水膨胀与排水收缩行为，从而实现对漏失层的自适应封堵。

Magzoub 等(Magzoub et al., 2021)将形状记忆聚合物 (SMP) 与雪松纤复配制备了复合堵漏体系。其中 SMP 以环氧树脂 EPON 826 和异佛尔酮二胺为原料，经高温固化 (150°C) 及热-机械编程压缩 (160°C, 45%应变) 后破碎筛分得到。其智能行为源于 SMP 的形状记忆效应：低于玻璃化温度 (150°C) 时颗粒保持小体积便于泵送；达到响应温度后体积膨胀，同时纤维填充颗粒间隙，形成致密封堵层。在 150°C 动态条件下，堵漏体系可在 1000 μm 裂缝中实现 500 psi 密封压力，漏失量减少 95% 以上。

(2) 凝胶类

智能凝胶堵漏剂主要包括自愈合凝胶与温敏凝胶两大类，前者借助动态可逆键的断裂与重组，受损后完成自我修复，形成强韧封堵层；后者通过温敏分子链或包裹结构，在特定地层温度下触发延迟有序交联或相变成胶。

郭春萍等(郭春萍等, 2024)将壳聚糖、丙烯酰胺、丙烯酸及甲基丙烯酸十八烷基酯共聚形成了一种具有多重动态键的自愈合凝胶堵漏剂。其自愈合能力主要依赖分子中阳离子氨基、羧酸根、酰胺基及长烷基链协同构建的可逆物理交联网络，通过静电、氢键与疏水缔合实现动态断裂与重建，使材料在漏失通道中通过界面接触完成自愈合并与地层紧密结合，形成强韧封堵层。实验表明，该凝胶 90°C 下自愈合后储能模量达 3500 Pa、结构恢复率 83%；120°C 下仍可愈合。2% 凝胶颗粒加量可有效封堵 0.18-0.25 mm 砂床，在 120-150°C、3.5 MPa 条件下 30 min 漏失量为 42-86 mL，满足 20 目以上孔隙性漏失地层的随钻堵漏需求。

杨丽丽等(杨丽丽等, 2023)通过光引发聚合 4-苯乙烯磺酸钠盐、甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵单体，制备了一种自修复水凝胶。其智能性源于两性离子聚合物网络中可逆非共价键（静电作用、氢键及阳离子- π 键）的动态重组能力，配合苯环结构提供的 π - π 相互作用，在 90°C 下 1 h 内完全自愈合。材料干粉吸水后可膨胀 1.3-1.5 倍，通过修复作用完成颗粒间胶结，形成适应外部空间形状的大块段塞。实验表明，该凝胶对 180 D 砂盘封堵率接近 90%，封堵层承压 5 MPa，在 40-60 目砂床中二次封堵效果显著。

李晓胜(李晓胜, 2024)以丙烯酰胺、甲基丙烯酸十六烷基酯、十二烷基硫酸钠、氯化铝

为主要材料，制备了双网络凝胶堵漏剂。其自愈合能力源于疏水缔合作用中胶束的重建及铝离子与羧基之间配位作用的重建，在 70℃下实现自愈合，强度恢复率 43%，断裂应力 0.58 MPa，断裂应变达 2080%，且 120℃下对 1 mm 裂缝承压能力达 5 MPa。

桑宇彤(桑宇彤, 2023)以聚四氢呋喃、异佛尔酮二异氰酸酯、双硫扩链剂为原料，研制了一种基于动态化学键的自愈合凝胶堵漏剂 CK-D。其自愈合特性源于双硫键的可逆断裂与重组，辅以氢键协同：60℃下愈合 12 h，拉伸强度愈合率达 96.20%，断裂伸长率愈合率 128.10%。材料最高耐温 140℃，在 20% NaCl 或 8% CaCl₂中老化后仍可愈合。封堵实验表明，CK-D 通过“架桥-填充-愈合”，对 1-6 mm 裂缝承压达 7.30 MPa，与传统堵漏材料复配后承压可提升至 10 MPa 以上。CK-D 自愈合机制如图 6 所示。

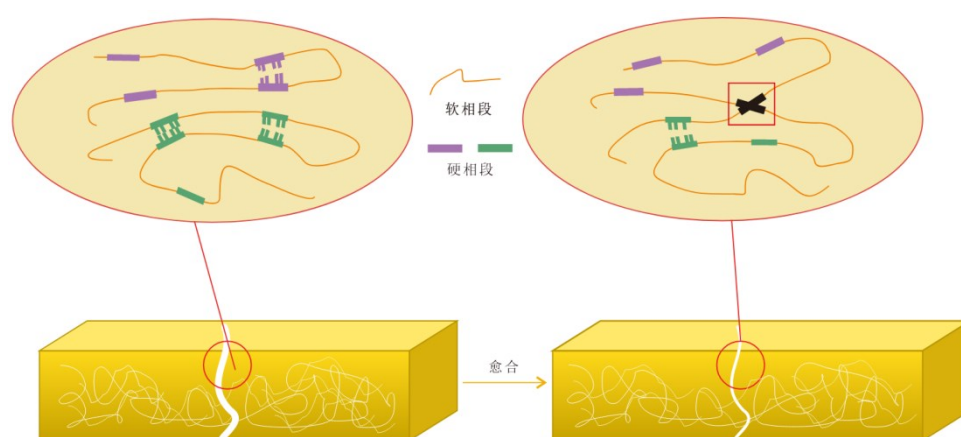


图 6 CK-D 自愈合机制(据桑宇彤, 2023)

Fig. 6 CK-D self-healing mechanism(after Sang Yutong, 2023)

刘朝峰(刘朝峰等, 2018)以部分水解聚丙烯酰胺、乙酸铬、聚乙烯醇树脂 1788 和对苯乙磺酸钠为原料，制得具有温控缓释交联特性的智能凝胶堵漏剂。其温敏控释功能得益于核壳结构与温度响应的协同作用：室温下，交联剂 Cr³⁺被部分水解聚丙烯酰胺吸附形成凝胶核体，外层由温敏性聚乙烯醇树脂 1788 包裹。进入 60-90℃地层后，壳层因温敏溶解并缓释交联剂，触发延迟有序交联，实现从被动反应到主动可控的转变。现场应用表明，该材料在鄂 80 井中 12 h 内漏速降至 0.3 m³/h，在宜 33 井中 9 h 完成延迟交联并实现完全封堵，有效解决了传统凝胶成胶不可控的难题。

(3) 其它类

除此之外，还有一些研究通过更精细的分子与结构设计，赋予材料动态化学、界面自适应或热膨胀等多重响应能力，进一步提升了堵漏作业的精准性与可靠性。

李佳等(李佳等, 2025)通过环氧树脂、丁二酸酐、乙酰丙酮锌水合物和聚乙二醇的高温固化，制备了类玻璃高分子堵漏剂。其自愈合源于酯键在 Zn²⁺催化下的可逆酯交换反应，

在 180°C 下 25 min 内实现 100% 完全愈合，应力松弛时间 2000-6000 s 内可调，玻璃化转变温度 60-80°C，热滚 16 h 质量损失率小于 1.6%。该材料在 1.5% NaOH、180°C 下 1 h 内完全降解。封堵实验表明材料 180°C 下封堵 5 mm×4 mm 裂缝承压达 10 MPa。

Xu 等(Xu et al., 2023)以纳米 SiO₂ 为刚性核，聚(丙烯酸胺-co-N-乙基吡咯烷酮)为柔性壳，合成了外柔内刚型堵漏剂 PANS。其智能性表现为“形变-锚固-承压”协同机制：柔性壳层可自适应填充不规则裂缝，并通过氢键吸附于岩石表面；刚性内核提供力学支撑，形成稳定的封堵层。该材料使钻井液经 180°C 老化后高温高压滤失量降低 66.9%，对 100-120 目砂床的封堵率较纯纳米 SiO₂ 体系提升 71.4%，展现出优异的封堵性能。

Bai 等(Bai et al., 2025)将温敏可膨胀微球、炭黑与液体硅橡胶交联固化为具有温敏性的膨胀橡胶复合材料。其温敏膨胀机制源于核壳结构微球的热致相变与压力驱动效应：材料响应温度为 105.1°C，低于此温度时颗粒保持小尺寸，利于随钻井液进入漏失通道；超过 105.1°C 后，微球内部包覆的低沸点液态烃蒸发产生内压，驱动软化后的外壳发生体积膨胀，在 100-120°C 内膨胀比超过 10，膨胀后抗压强度达 34.3 MPa。该材料可有效封堵平均孔径 400 μm 的砂盘，对 600 μm 宽裂缝承压达 8.26 MPa。

目前，智能堵漏材料依据作用尺度可分为两类：智能封堵剂面向微纳米孔隙，通过温敏相变、纳米填充等多重机制控制滤失；智能堵漏剂针对宏观裂缝，依托形状记忆、自愈合等机制实现高强度封堵。然而，其应用仍面临挑战：温敏材料响应温度与井温匹配性差，高温下易失效；现有设计多针对单一环境信号，难以适应井下多场耦合的复杂工况。材料的长效封堵性与可降解性难以兼顾。

1.4 智能恒流变调节剂

钻井液的流变性能直接影响其携岩效率、水力参数与井眼清洁效果(孙金声等, 2023; 何斌, 2024)。传统流型调节剂在宽温域，尤其是深水低温或高温高压环境下，难以保持流变性能的稳定。为此，众多学者将温敏单体与功能单体共聚，研发出一系列具有温度响应特性的聚合物，其根据温度变化自主调节分子构象与缔合状态，实现对钻井液流变行为的自适应调控，确保在复杂工况下的性能稳定。

Tchameni 等(Tchameni et al., 2021)通过交联聚合 N, N'-二乙基丙烯酰胺 DEAM (临界缔合温度为 43°C) 及 2-丙烯酰胺基-甲基丙磺酸 AMPS 和 N, N'-亚甲基双丙烯酰胺单体 MBA，研发了温敏聚合物 CGBA。其温度响应机理归于 DEAM 中二乙基酰胺基在 43°C 处的亲疏水转变：低于此温度时酰胺基亲水，分子链舒展，黏度随升高下降；超过 43°C 后，基团疏水性增强，疏水缔合形成链间微域，黏度显著上升，在 90-150°C 内达到峰值并趋于稳定。同

时 AMPS 磺酸基的静电稳定作用与 MBA 化学交联网络的结构支撑，使 CGBA 在 4-75℃内将钻井液流变参数波动幅度控制在 30%以内。CGBA 作用机制如图 7 所示。

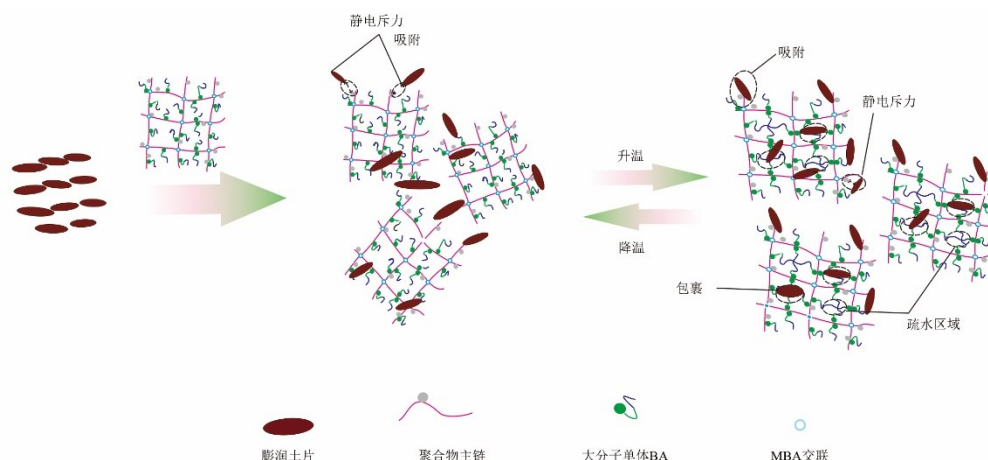


图 7 温敏型流型调节剂 CGBA 作用机理(据 Tchameni et al., 2021)

Fig. 7 Mechanism of action of temperature-sensitive flow pattern regulator CGBA(after Tchameni et al., 2021)

吕开河等(吕开河等, 2021)将 N-异丙基丙烯酰胺 (LCST 范围 32-35℃)、丙烯酰胺单体聚合制得低温温敏聚合物 PNAAM，其 LCST 为 39℃。其智能流变调控依赖酰胺基与异丙基的协同作用：低于 LCST 时，酰胺基通过氢键维持分子链伸展并吸附黏土，确保低温分散；高于 LCST 后，异丙基驱动疏水缔合形成动态网络，实现高温增黏，在 4-65℃内恒流变稳定性优于黄原胶。

Ding 等(Ding et al., 2022)以 N,N'-二乙基丙烯酰胺 (临界缔合温度为 43℃) 和 N-乙烯基己内酰胺 (LCST 范围为 30-32℃) 为原料，共聚合成了温敏型聚合物 PNVDE。其 LCST 随盐度、pH 及浓度增加而降低，纯水中约为 32-35℃。温度低于 LCST 时，酰胺基通过氢键使分子链伸展并吸附于黏土表面，维持体系分散性；高于 LCST 后，疏水作用驱动链段卷曲并促使体系结构重组。该机制使 PNVDE 在 4-60℃内稳定调控流变，且可耐受 20%NaCl 及 1%CaCl₂，展现出良好的耐温抗盐与流变稳定性。

Wang 等(Wang et al., 2024)共聚 N-异丙基丙烯酰胺 (LCST 范围 32-35℃)、N,N-二甲基丙烯酰胺、N-乙烯基吡咯烷酮和丙烯酸丁酯 BA 单体，制备出温敏聚合物 PVNA，其 LCST 为 33℃。其智能调控基于各单元的共同作用：温度低于 LCST，酰胺基及吡咯烷酮环等亲水基团维持分散，BA 疏水链段削弱黏土水化；超过 LCST 时，异丙基疏水缔合主导，并与 BA 疏水链段协同形成动态三维网络，实现增黏。最终使 PVNA 在 4-75℃内钻井液的粘度-温度曲线斜率从 0.84 降至 0.17，180℃老化 16 h 后流变参数波动幅度控制在 30%以内，展现出优异的恒流变性能与抗温能力。

Xie 等(Xie et al., 2019)通过共聚 N-乙烯基己内酰胺 NVCL (LCST 范围为 30-32°C)、丙烯酰胺 AM 及 2-丙烯酰胺基-甲基丙磺酸 AMPS, 制备了温敏共聚物 PANA, 其 LCST 为 33°C。其温度响应性源于 NVCL 中的环状己内酰胺基团: 低于 LCST 时, 呈亲水性, 维持体系分散; 高于 LCST 后则发生疏水缔合, 形成三维网络结构, 产生热增稠效应。同时 AM 提供分子链柔性, AMPS 的磺酸基团提供静电稳定与耐盐性。三者协同使 PANA 在 4-75°C 范围内实现自适应流变调控, 经 150°C 老化后仍能保持钻井液流变参数波动幅度控制在 15% 以内。

付玥(付玥, 2023)用 NVCL、AMPS、二甲基二烯丙基氯化铵 DMDAAC、N-乙烯基吡咯烷酮 NVP 单体制备了 UCST 型温度响应聚合物 PADN。其恒流变机制源于 UCST 型聚合物的反向温敏效应: 低温下 NVCL 疏水链段发生蜷缩抑制过度黏化; 高温时分子链伸展, 结合 AMPS 的水合作用及 DMDAAC 的静电吸附作用, 与膨润土构建稳定网络结构, 削弱钻井液流变性对温度的依赖性。该反向温敏机制使 PADN 在 4-65°C 内实现流变参数恒流变调控, 经 120°C 老化 16 h 后流变参数变化幅度小于 12%。

Cheng 等(Cheng et al., 2022)将 N-异丙基丙烯酰胺 NIPAM (LCST 范围 32-35°C) 与改性纳米 SiO₂ 复合, 制备了一种温敏纳米杂化材料, 其临界缔和温度为 35°C。低于此温度酰胺基通过氢键维持分子链伸展并吸附膨润土表面, 抑制黏土絮凝; 高于 35°C 后, NIPAM 链段发生亲疏水转变, 疏水缔合形成三维交联网络, 与纳米 SiO₂ 刚性核协同实现热增稠。该材料在 4-65°C 内表现出“低温抑稠、高温增黏”调控作用, 经 150°C 老化后钻井液流变参数变化幅度小于 17%。

智能恒流变调节剂多为温敏型聚合物, 依赖酰胺基、异丙基、己内酰胺基等温敏单元在 LCST 处的亲疏水可逆转变实现调控: 低于 LCST 时亲水作用维持分散, 高于 LCST 后疏水缔合形成三维网络, 实现增黏与结构强化。此类材料在 4-75°C 内恒流变性能良好, 120-150°C 老化后流变参数波动控制在 30% 以内。然而, 其在超高温 (>180°C) 和高矿化度下的长期稳定性与响应机制仍需深入研究。

1.5 智能增粘剂

增粘剂主要用于提高钻井液黏度和结构强度, 同时也有助于稳定流变性能和辅助控制滤失(彭双磊等, 2012; 赵亚涛, 2018)。传统增粘剂在高温、高盐等极端环境下易发生降解或失效, 难以满足深层及超深层钻井需求。为此, 具有盐敏或温敏增粘剂逐渐受到关注, 其可通过感知环境中盐浓度或温度变化, 动态调节分子链构象与作用力, 维持钻井液体系的黏度稳定与结构完整性。

（1）盐敏增粘剂

这类增粘剂的调控机制主要依赖分子结构中磺酸基（阴离子）与季铵盐基（阳离子）构成的两性离子单元，在高盐条件下通过静电屏蔽与疏水缔合作用，促使分子链伸展与交联网络形成，最终实现增粘作用。

Wang 等(Wang et al., 2024)将 N, N-二甲基丙烯酰胺 DMAA、二烯丙基二甲基氯化铵 DMDAAC 与两性离子单体 SBMA（反聚电解质效应触发盐浓度 $\geq 5\%$ ）共聚合成聚合物 FPOD。其盐响应性主要来源于 SBMA 中的磺酸基与季铵盐基团：低盐环境里，两性离子呈电中性，分子链收缩；高盐条件下，离子屏蔽效应减弱了静电相互作用，分子链伸展并增强疏水缔合，形成交联网络结构。同时，DMAA 主链提供高聚合度，DMDAAC 中的季铵盐基团增强黏土吸附与水化稳定性。三者协同作用使 FPOD 高盐钻井液体系经 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 老化后，体系的黏度保持率仍达 87.8%。FPOD 作用机制如图 8 所示。

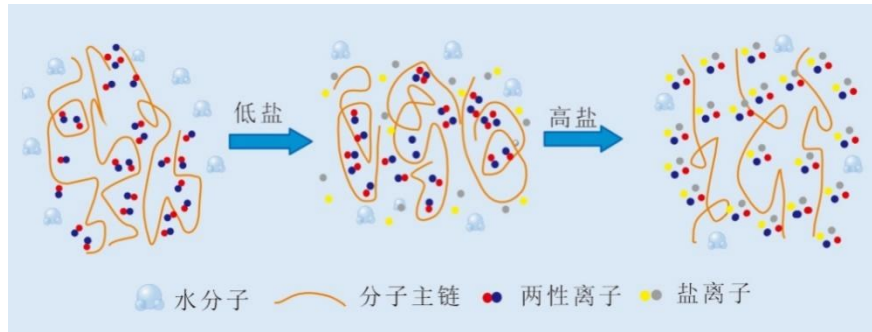


图 8 盐响应型增粘剂 FPOD 作用机理(据 Wang et al., 2024)

Fig. 8 Mechanism of action of salt-responsive tackifier FPOD(after Wang et al., 2024)

Sun 等(Sun et al., 2020)采用自由基聚合法将丙烯酰胺、[2-(甲基丙烯酰氧基)乙基]二甲基-(3-磺丙基)氢氧化铵 SBMA、N-乙烯基- ϵ -己内酰胺聚合形成了盐响应型两性离子聚合物 PAMN。其盐响应性归因于 SBMA 中的季铵盐阳离子与磺酸根阴离子构成的反聚电解质效应：当 NaCl 浓度超过 1%后，盐离子屏蔽分子内静电作用，驱动分子链由蜷缩转为伸展，流体力学尺寸增大。同时，NVCL 环状结构增强链刚性，AM 通过氢键-离子键吸附黏土表面，协同形成高缠结三维网络，实现增黏。该聚合物经 150°C 老化后，饱和盐浆黏度保持率达 83%。PAMN 的分子模拟盐响应机理如图 9 所示。

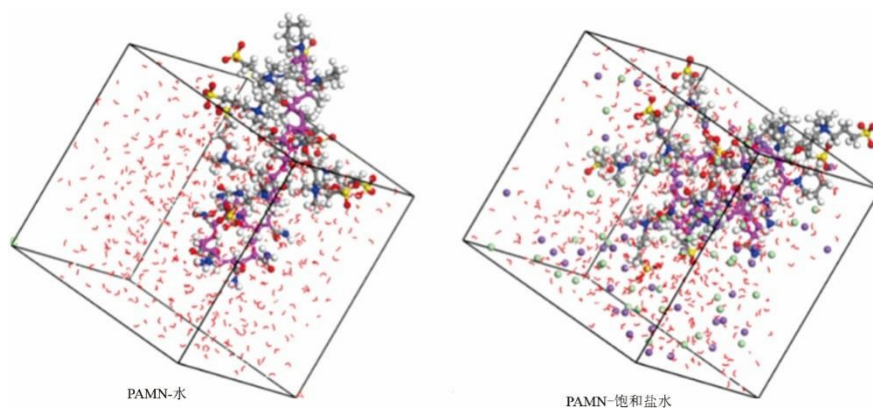


图 9 分子模拟盐响应机理(据 Sun et al., 2020)⁰

Fig. 9 Molecular simulation of salt response mechanism(after Sun et al., 2020)⁰

Wang 等(Wang et al., 2024)通过胶束聚合法共聚丙烯酰胺 AM、2-丙烯酰胺基-甲基丙磺酸 AMPS、二烯丙基二甲基氯化铵 DMDAAC 及甲基丙烯酸硬脂基酯 SMA，制得盐响应型聚合物 PAADS。其盐响应特性主要借助 AMPS 中磺酸基与 DMDAAC 中季铵盐基团形成的强亲水离子对：当 NaCl 浓度超过 0.1 mol/L 后，盐离子屏蔽-SO₃⁻与-R₄N⁺之间的静电吸引力，分子内缔合减弱，蜷缩链伸展，流体力学尺寸显著增大。同时，SMA 长链烷基疏水基团在盐诱导下发生疏水缔合，形成物理交联网络，从而使 PAADS 饱和盐水钻井液经 180°C 老化后，黏度保持率仍达 47.5%。PAADS 的盐响应机制如图 10 所示。

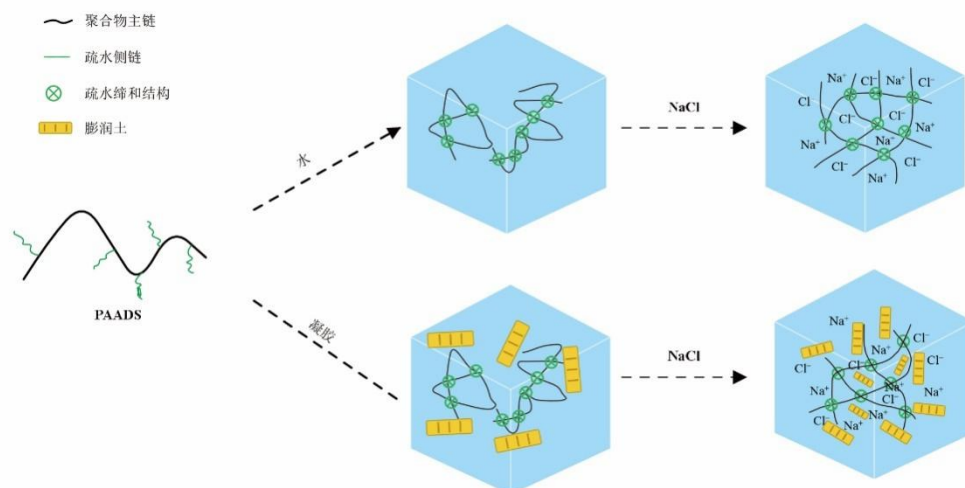


图 10 聚合物 PAADS 的盐响应增稠机理(据 Wang et al., 2024)

Fig. 10 Salt-response thickening mechanism of polymer PAADS(after Wang et al., 2024)

(2) 温敏增粘剂

这类增粘剂主要借助分子结构中环状己内酰胺基团等温敏单元在 LCST 处发生的可逆亲疏水转变，并结合磺酸基、季铵盐等功能基团的静电稳定作用及化学/物理交联网络的共同增强，实现对钻井液体系在高温高盐条件下的增黏与结构稳定。

Tchameni 等(Tchameni et al., 2025)利用原位自由基聚合法将 2-丙烯酰胺基-甲基丙磺酸

AMPS、N-乙烯基-ε-己内酰胺 NVCL（LCST 范围为 30-32℃）、N, N'-亚甲基双丙烯酰胺 MBA 与纳米 SiO₂ 共聚形成了一种热缔合聚合物纳米杂化材料 TAP-S（LCST 为 62.5℃）。其温度响应性主要依赖 NVCL 中的环状己内酰胺基团：温度超过 LCST，基团发生疏水缔合，提供温敏交联点。同时，MBA 作为化学交联剂与纳米 SiO₂ 的刚性点作用形成三维物理交联网络，确保结构的高温稳定性。在 230℃、20%NaCl 条件下，含 TAP-S 钻井液体系黏度保持率仍大于 60%。

Djouonkep 等(Djouonkep et al., 2024)采用自由基聚合法将 2-丙烯酰胺基-甲基丙磺酸 AMPS、二甲基二烯丙基氯化铵 DMDAAC、N-乙烯基-ε-己内酰胺 NVCL（LCST 范围为 30-32℃）和乙烯基功能化纳米 SiO₂（VMS）共聚合成的复合材料 VMS-ATA。VMS 作为纳米填料插入聚合物链形成能量屏障，使 VMS-ATA 的 LCST 由未杂化 ATA 的 105℃ 延迟至 120℃。超过 LCST 后，NVCL 的疏水缔合、AMPS/DMDAAC 的静电稳定及 SiO₂ 的刚性交联协同构筑三维网络。VMS-ATA 在 100-200℃ 范围内呈现持续稳定的热增稠响应，钻井液在 220℃、20% NaCl 条件下老化后的黏度保持率仍大于 60%。

智能增粘剂通过在分子主链上引入温敏或盐敏基团，实现对高温、高盐环境的响应，黏度保持率普遍在 60%以上。目前主要分为盐敏与温敏两类：前者依赖磺酸基与季铵盐的静电-疏水作用，在饱和盐环境中性能稳定，但耐温多低于 180℃；后者借助环状己内酰胺等单元的可逆转变，在 180-230℃下稳定性好，但耐盐性通常不超过 20%NaCl。二者虽在各自适用范围内表现良好，但均难以兼顾高温与高盐的复合极端工况，制约了其在深层复杂地层中的应用。

为便于对比各类智能处理剂的适用场景与优缺点，表 1 从响应机制、核心优势、适用工况、主要局限、耐温上限及耐盐能力等方面进行了综合归纳。

表 1 智能水基钻井液关键处理剂综合对比

Table 1 Comprehensive comparison of key additives for intelligent water-based drilling fluids

智能处理剂	响应机制	核心优势	主要局限	适用工况	耐温上限	耐盐能力
抑制剂	温敏相变/ 多功能集成	热致疏水封堵， 部分兼降滤失性	耐温普遍不超过 150℃，不适用深 部地层	中浅层 页岩地层	150℃	/
降滤失剂	盐敏/ pH 响应	高盐下自动增稠 降滤失，降滤失 率可达 90%以上	多价离子抗 干扰弱	盐膏层 高矿化度地层	150- 200℃	饱和 NaCl
堵漏材料	形状记忆/ 自愈合/ 温敏膨胀	自适应孔裂缝形 状，自愈合恢复 完整性	长效封堵与可降 解难兼顾	微孔隙/微裂缝 地层（封堵 剂）；毫米级 以上裂缝/孔洞 地层（堵漏 剂）	180℃	部分耐 20%NaCl

恒流变调节剂	温敏亲疏水可逆转变	宽温域流变平稳，4-75℃波动<30%	高温(>180℃)及高矿化度下长期稳定性不好 盐敏型耐温<180℃，温敏型耐盐<20%NaCl	深水钻井	150-180℃	部分耐20%NaCl
增粘剂	盐敏/温敏	高温高盐下黏度保持率>60%		高温高盐复合工况	150-230℃	5%-20% NaCl

实际应用中，各类智能钻井液处理剂并非独立作用，而是通过功能互补、时序配合与界面协同共同维持钻井液体系的稳定。具体而言，智能页岩抑制剂优先吸附于黏土表面，抑制水化膨胀与分散，为降滤失剂形成致密泥饼提供良好界面条件；恒流变调节剂与增粘剂依靠分子构象转变与缔合行为的耦合调控，协同保障钻井液在复杂条件下流变性与黏度的平稳；智能堵漏材料可与抑制剂、降滤失剂在井壁区域形成防护体系，进一步提升封堵强度与井壁稳定性。现阶段相关研究多集中于单一处理剂的分子设计与室内性能评价，对处理剂间的协同机理研究仍以定性描述为主，缺乏复配规律、量化数据与现场应用案例支撑，多场耦合条件下的协同稳定性与长效调控机制仍需进一步深化。

2 智能水基钻井液处理剂展望

目前，智能材料的研究虽取得诸多进展，但对超高温（>200℃）下响应基团的热致退化机制、高盐高钙镁环境中分子构象转变的离子屏蔽效应、深水低温下聚合物亲疏水平衡偏移规律等关键科学问题认识尚不深入。与此同时，现有材料多针对温度、盐度或pH等单一环境信号进行设计，难以适应井下温度-压力-化学场多场耦合的复杂实际工况，且普遍缺乏智能材料的生物毒性、生物降解性等关键环保指标评价。今后研发应聚焦于高耐受性、多重响应协同、环境友好兼容的智能材料，通过分子设计使其对温度、盐度、剪切、pH等多种参数实现协同感应与自适应调控，从而满足复杂地层对钻井液性能的多功能、绿色长效要求。以下分述各类智能处理剂的具体发展方向。

2.1 智能页岩抑制剂

智能页岩抑制剂的研发应重点突破现有材料的耐温极限并发展一体化功能。（1）发展耐高温核壳复合材料，通过构建以无机纳米颗粒为刚性核、刚性温敏聚合物为壳的复合体系，并强化核壳界面共价交联来抑制高温下的链段热运动，使材料在180℃以上保持稳定的亲疏水响应与抑制性能。（2）设计多功能一体化分子，在单一聚合物链上集成高温稳定的阳离子吸附单元、疏水单元及辅助功能单元（如滤失控制、孔隙封堵等），通过静电、空间位阻及疏水作用的协同，实现一剂多效，使抑制剂在发挥核心抑制作用的同时，兼顾井壁封堵、泥饼改善等辅助功能，提升材料在高温地层下的综合适用性，满足深层与超深

层钻井对井壁稳定的需求。

2.2 智能降滤失剂

智能降滤失剂可围绕耐高温、抗复杂离子重点突破：（1）开发多价离子响应材料，通过在分子结构中引入冠醚、杯芳烃等离子特异性识别单元，将对 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 的被动干扰转化为主动响应信号（如分子内螯合交联或超分子组装），克服现有盐敏材料遇二价离子沉淀析出问题，以应对盐膏层等复杂离子环境。（2）构建耐高温分子骨架，在聚合物中引入刚性芳杂环或无机纳米杂化单元，并结合高温稳定的动态共价键或配位键设计，确保材料在 200°C 以上仍具备良好的降滤失性能与结构完整性。（3）发展面向酸性流体侵入的 pH 响应降滤失剂。现有 pH 响应材料多在弱酸性触发，在碱性钻井液中难以维持稳定的降滤失性能。未来可设计双模式响应降滤失剂，碱性条件下依托常规降滤失基团维持基础降滤失效果；遇酸性流体侵入后，分子内预置的酸敏基团（如叔胺等碱性单元）发生质子化，驱动分子链构象伸展或分子间组装，产生二次降滤失响应，补偿酸侵导致的滤失恶化。

2.3 智能堵漏材料

智能堵漏材料种类较多，需针对不同类型明确发展方向。（1）智能封堵剂可在无机/有机杂化结构中引入温-盐等多重响应性聚合物链段，使材料在进入漏层后能依据孔隙尺寸和温盐条件自适应调整构象，实现对微纳米孔隙的高效匹配封堵，将耐温上限提升至 180°C 以上。（2）智能凝胶堵漏剂可在网络中引入动态共价键（如双硫键、硼酸酯键）及强粘附性基团（如邻苯二酚结构），将自愈合温度窗口从目前 $60\text{-}140^{\circ}\text{C}$ 拓展至 180°C 以上，同时改善界面胶结强度。（3）智能形状记忆堵漏剂可复合热激发型潜伏固化剂或自由基引发剂，在形状恢复后触发二次深度交联，将裂缝承压能力提升至 10 MPa 以上，实现从填充到锚固的转变。（4）在性能提升的基础上，可降解性应作为上述各类堵漏材料的共性设计考量。可在分子骨架中引入在高温或特定 pH 下水解的化学键（如酯键、双硫键），使材料在完成封堵后实现可控降解，减少储层伤害与地层残留。

2.4 智能恒流变调节剂

智能恒流变调节剂研发需同时应对高温降解、高盐电荷屏蔽和宽温域流变平稳三重挑战。（1）在保留 NIPAM、NVCL 等温敏单元基础上，在主链中引入刚性芳杂环结构提升热稳定性，并提高磺酸基等强水化基团比例以维持高盐下的溶解分散能力，使材料适用于 180°C 以上高温及高矿化度环境。（2）系统研究温度、盐度与剪切作用对分子构象与缔合行为的耦合影响，阐明 UCST 型反向温敏等响应行为，为拓展恒流变温域在深水低温段的适用性提供理论支撑。

2.5 智能增粘剂

智能增粘剂可从分子设计层面解决高温增粘失效与高盐增粘困难的矛盾。(1) 将两性离子单元与温敏单元共聚于同一主链, 在温敏单元侧基中引入刚性芳杂环结构以抑制高温链段热运动, 使材料兼具高盐下的反聚电解质效应与高温下的疏水缔合补偿能力, 经分子刚性化与复合改性后可将耐温能力提升至 200°C 以上。(2) 引入功能化纳米 SiO₂ 等纳米颗粒作为物理交联节点, 借助两性离子的强水化层抑制高盐下纳米颗粒的聚沉, 延缓高温下的网络松弛, 进一步提升高温高盐耦合条件下的表观粘度保持率与剪切恢复性。

3 结论

综上所述, 智能钻井液处理剂在温度、盐度等响应调控方面已取得初步进展, 但目前仍处于研发初期。面向深层、复杂地层钻探需求, 未来应强化化学、材料学与石油工程的交叉融合, 着力突破处理剂在极端环境下的长效稳定性、多重信号协同响应等关键技术瓶颈, 以推动智能钻井液体系从实验室走向工业化应用。同时应强化环境友好设计与生物质基、可降解、低毒绿色理念, 推动智能水基钻井液处理剂向高性能、极端耐受、绿色可持续发展方向。

References

- Liu, H.T., 2024. Analysis and Countermeasures for Drilling Technology of Horizontal Wells in Long Horizontal Sections. *West-china Exploration Engineering*, 36(7): 57-59 (in Chinese).
- Sun, J.S., Yang, J., Rong K.S., et al., 2023. Advances in Study on Rheology Modifier for Water-Based Drilling Fluids. *Xinjiang Oil & Gas*, 19(2): 1-16 (in Chinese with English abstract).
- Pan, Y.S., 2025. Research on Low Viscosity Lifting Cuttings Drilling Fluid System Based on Modified Cuar Gum. *Xi 'an Shiyu University, Xi 'an* (in Chinese with English abstract).
- Ning, B., Sha, Z.B., Li, J., et al., 2025. The development status and development trends of deep-sea drilling technology. *Earth Science*, 1-12 (in Chinese with English abstract).
- Xu, T.F., Wen, D.G., Yuan, Y.L., 2024. Technical Challenges and Strategy of Geothermal Energy Development from Hot Dry Rock. *Earth Science*, 49(6): 2131-2147 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, G.C., Dong, T.F., Cui K.X., et al., 2022. Research Status and Development Directions of Intelligent Drilling Fluid Technologies. *Petroleum Exploration & Development*, 49(3): 577-585 (in Chinese with English abstract).
- Sun, J.S., Xue, L., Liao B., et al., 2025. Current Research Status and Future Prospects of Intelligent Drilling Fluids: Intelligent Responsive Materials and Algorithms. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 54(5): 1-16 (in Chinese with English abstract).
- Sun, J.S., Jiang G.C., 2023. Development Status and Trend of Drilling and Completion Fluid: "Blood" of Drilling Projects. *Science and Technology Foresight*, 2(2): 62-74 (in Chinese with English abstract).

- Shen, H.K., Sun, J. S., Lv, K.H., et al., 2022. Research Progress and Application Prospects of Intelligent Organic Treatment Agent for Water-based Drilling Fluid. *Oilfield Chemistry*, 39(1): 155-162 (in Chinese with English abstract).
- Du, X.D., Zhang H., 2023. Development Status and Prospect of Intelligent Water-Based Drilling Fluid. *Chemical Engineer*, 37(7): 79-83 (in Chinese with English abstract).
- Yi, P.C., Su, L., 2024. Research Progress on Intelligent Drilling Fluid Temperature Response Control Treatment Agents. *Shandong Chemical Industry*, 53(7): 97-99+103 (in Chinese with English abstract).
- Pan, Y., Xu, M.L., Guo, Y.C., et al., 2020. Research Progress on Chemical System and Auxiliary System of Intelligent Drilling Fluids. *Fine Chemicals*, 37(11): 2246-2254 (in Chinese with English abstract).
- Cheng, L.P., Wang, X., Yang, G.B., et al., 2025. Thermosensitive Polymer/Nanosilica Hybrid as a Multifunctional Additive Inwater-Based Drilling Fluid: Rheologicalproperties and Lubrication Performance as well as Filtration Loss Reduction Capacity. *Geoenergy Science and Engineering*, 244: 213455. doi: 10.1016/j.geoen.2024.213455
- Wang, J., Sun, J.S., Huang, X.B., et al., 2026. A Salt Responsive, High Temperature Resistant Polymer that Spontaneously Forms a Network as a Viscosifier for Solid Free Saturated CaCl₂ Reservoir Drill-in Fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 731: 138958. doi: 10.1016/j.colsurfa.2025.138958
- Tang, F.Y., Zhong, C., Ai, J.W., et al., 2025. Preparation and Performance Evaluation of Modified Cyclodextrin Shale Inhibitor. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 54(3): 94-101 (in Chinese with English abstract).
- Yong, Z.H., Bai, B.B., Liu, Q.X., et al., 2025. Synthesis and Performance Evaluation of Cationic Amine Shale Inhibitors. *Chemical Research and Application*, 37(4): 792-798 (in Chinese with English abstract).
- Tchameni, A.P., Djouonkep, L.D.W., Nagre, R.D., et al., 2024. Thermo-responsive Polymer-based Janus Biogenic-nanosilica Composite, Part B: Experimental Study as a Multi-functional Synergistic Shale Stabilizer for Water-based Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, 395: 123921. doi: 10.1016/j.molliq.2023.123921
- Lai, N.J., Fan W., Zhang, X.C., et al., 2023. Temperature-sensitive Polymer Based Nano-SiO₂ Composite Multi-component Synergistic Improvement of Shale Stability in Water-based Drilling Fluids. *Geoenergy Science and Engineering*, 224: 211498. doi: 10.1016/j.geoen.2023.211498
- Zhang, F., Sun, J.S., Li, Q., et al., 2022. Mechanism of Organosilicate Polymer as High-temperature Resistant Inhibitor in Water-based Drilling Fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 641: 128489. doi: 10.1016/j.colsurfa.2022.128489
- Nadira-KAMALDEN., Du, Y., Wang, C., et al., 2025. Synthesis and performance of anti-high temperature blocking-inhibitors. *Applied Chemical Industry*, 54(11): 2844-2849 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, J., Zhang, Y.C., Liu, Z.Q., et al., 2025. Development and Performance Evaluation of a Starch-Based Composite Filter Loss Reducer for Use at 220°C. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 42(5): 617-622 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z.Y., Zhou, X.Y., Li, H.K., et al., 2025. Low Cost and High-performance Filtrate Reducer with Dual Cross-linking Structure. *Oilfield Chemistry*, 42(2): 198-205+214 (in Chinese with English abstract).

- English abstract).
- Quan, H.P., Xiao, S.W., Liang, Y., 2025. Synthesis and Performance Evaluation of DASAN Filtrate Loss Reducer for Temperature Resistant and Salt Tolerant Drilling Fluid. *Modern Chemical Industry*, 45(5): 151-157 (in Chinese with English abstract).
- Qiang, T.P., Wang, L.H., Du, Q.F., et al., 2025. Preparation and Field Application of Amine Copolymer AP220, A Fluid Loss Reducer for Drilling Fluid. *Petrochemical Industry Technology*, 32(6): 73-75 (in Chinese with English abstract).
- Sun, J.S., Chang, X.F., Lv, K.H., et al., 2021. Environmentally Friendly and Salt-responsive Polymer Brush Based on Lignin Nanoparticle as Fluid-loss Additive in Water-based Drilling Fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 621: 126482. doi: 10.1016/j.colsurfa.2021.126482
- Chang, X.F., 2024. A Novel Salt-Responsive Zwitterion Polymer Tackifying-Fluid Loss Additive. *Natural Gas Industry*, 44(5): 118-126 (in Chinese with English abstract).
- Li, J., Ji, Y.X., Ni, X.X., et al., 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. doi: 10.1016/j.petsci.2024.01.021
- Zhang, X., 2024. Preparation of Responsive Biphasic Acrylamide Microspheres. *Xi 'an Shiyou University, Xi 'an* (in Chinese with English abstract).
- Xu, H.W., Zhu, Y.Q., Liu, Y.H., et al., 2024. Temperature-sensitive Polymer Grafted with Nano-SiO₂ improves Sealing and Inhibition Performance of Shale Water-based Drilling Fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 698: 134531. doi: 10.1016/j.colsurfa.2024.134531
- Zhou, Y., Li, Z.Y., Qu, L., et al., 2023. Nanoparticles and Polymers Complexes as a Harmless Shale Plugging Inhibitor for Ocean Water-Based Drilling Fluids. *Ocean Engineering*, 286: 115563. Doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.115563
- Kong, Y., 2021. Synthesis and Application of a Temperature Sensitive Deformable Plugging Agent. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 38(6): 677-683 (in Chinese with English abstract).
- Wang, W.J., Qiu, Z.S., Zhong, H.Y., et al., 2015. Preparation and Properties of Thermosensitive Poly(NIPAm-co-AA)/nano-SiO₂ Composite Blocking Agent for Shale Gas Reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 36(3): 378-384 (in Chinese with English abstract).
- Jia, Y.H., Wu, J.L., Zhang, W., et al., 2024. Study of the Application of an Adaptive Nano-Plugging Agent in a Water-Based Drilling Fluid(WBDF) System. *Petroleum Science Bulletin*, 9(6): 1034-1043 (in Chinese with English abstract).
- Cui, K.X., Jiang, G.C., Xie, C.L., et al., 2021. A Novel Temperature-sensitive Expandable Lost Circulation Material Based on Shape Memory Epoxy Foams to Prevent Losses in Geothermal Drilling. *Geothermics*, 95: 102145. doi: 10.1016/j.geothermics.2021.102145
- Liu, Z.D., Li, H.B., Sun, T.F., et al., 2025. Plugging Performance of Shape Memory Foam Sealing Material with High Activation Temperature. *Oilfield Chemistry*, 42(3): 388-392 (in Chinese with English abstract).
- Quan, X.H., Cui, K.X., Huang, S.M., et al., 2025. Intelligent UCST-responsive Hydrogels with Reversible Swelling for Enhanced Wellbore Stability. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 725: 137709. doi: 10.1016/j.colsurfa.2025.137709
- Magzoub, M., Anyaezu, T., Salehi, S., et al., 2021. Evaluating Sealability of Blended Smart Polymer and Fiber Additive for Geothermal Drilling with the Effect of Fracture Opening Size. *Journal*

- of Petroleum Science and Engineering*, 206: 108998. doi: 10.1016/j.petrol.2021.108998
- Guo, C.P., Jiang, G.C., Guan, J.T., et al., 2024. Self-Healing Gel Based on Synergistic Multiple Non-Covalent Bonds as Plugging Agent during Drilling. *Oilfield Chemistry*, 41(4): 571-578 (in Chinese with English abstract).
- Yang, L.L., Wu, Y.P., Jiang, G.C., et al., 2023. Lost Circulation Material and Technology Research of Self-healing Hydrogel. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 40(1): 47-53 (in Chinese with English abstract).
- Li, X.S., 2024. A Method for Preparing a Dual-Network Gel Plugging Agent. *Shandong Chemical Industry*, 53(22): 54-56 (in Chinese with English abstract).
- Sang, Y.T., 2023. Preparation and Property Evaluation of Self-healing Hydrogels Lost Circulation Material for Drilling Fluid. *Chongqing University of Science and Technology*, Chongqing (in Chinese with English abstract).
- Liu, C.F., Han, C.F., Zhu, M.M., 2018. Research on Controllable Intelligent Cross-linked Gel Leak Sealing Technology. *Chemical Engineering Management*, 27: 179 (in Chinese).
- Li, J., Guo, J.X., Xiong, Y., et al., 2025. Development and Characterization of a New High-Temperature Resistant, Self-Healing and Degradable Plugging Agent for Deep Shale Gas Wells. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 54(5): 26-32+49 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Z., Sun, J.S., Li, L., et al., 2023. Development and Performance Evaluation of a High Temperature Resistant, Internal Rigid, and External Flexible Plugging Agent for Water-Based Drilling Fluids, *Petroleum* 9: 33-40. doi: 10.1016/j.petlm.2022.07.004
- Bai, Y., Zhai, Y.F., Feng, J., et al., 2025. Mechanical Properties of Rubber Composite Based on Temperature-sensitive Expandable Microspheres and its Application in Drilling Plugging. *Materials Chemistry and Physics*, 343: 131049. doi: org/10.1016/j.matchemphys.2025.131049
- He, B., 2024. Application of a New Rheologic Modifiers in the New Excellent Fast Drilling Operation. *Shandong Chemical Industry*, 53(10): 188-191 (in Chinese with English abstract).
- Sun, J.S., Yang, J., Rong, K.S., et al., 2023. Advances in Study on Rheology Modifier for Water-Based Drilling Fluids. *Xinjiang Oil & Gas*, 19(2): 1-16 (in Chinese with English abstract).
- Tchameni, A.P., Xie, B.Q., Ma, J., et al., 2021. Thermo-associating Copolymer Based on Cross-Linked 2-acrylamido-methylpropane Sulfonic Acid, Part C: Experimental Study into the Performance of Deepwater Aqueous Drilling Fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 612: 125965. doi: 10.1016/j.colsurfa.2020.125965
- Lv, K.H., Wang, Z.Y., Huang, X.B., et al., 2021. A Temperature Sensitive Polymer Flow Pattern Modifier for Water Base Drilling Fluids for Deep Water Drilling. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 38(1): 14-20 (in Chinese with English abstract).
- Ding, T.J., Wang, R.H., Xu, J.F., et al., 2022. Synthesis and Application of a Temperature Sensitive Poly (N-vinylcaprolactam-co-N, N-diethyl acrylamide) for Low-temperature Rheology Control of Water-based Drilling Fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 644: 128855. doi:10.1016/j.colsurfa.2022.128855
- Wang, Z.Y., Sun, J.S., Huang, X.B., et al., 2024. A Temperature-Sensitive Polymer with Thinner Effect as A Rheology Modifier in Deepwater Water-based Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, 393: 123536. doi: 10.1016/j.molliq.2023.123536
- Xie, B.Q., Zhang, X.B., Li, Y.G., et al., 2019. Application a novel thermo-sensitive copolymer as a potential rheological modifier for deepwater water-based drilling fluids. *Colloids and Surfaces*

- A, 581: 12384. doi: 10.1016/j.colsurfa.2019.123848
- Fu, Y., 2023. Research on Thermo-responsive Polymer as Flat-Rheolog Modifier for Water Based Drilling Fluids. *China University of Petroleum (Beijing)*, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Cheng, L.P., Yang, G.B., Zhang, S.M., 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: 111096. doi:10.1016/j.petrol.2022.111096
- Peng, S.L., Feng, X.G., Tian, J., et al., 2012. Progress in Study and Application of Drilling Fluid Viscosifier at Home. *Guangzhou Chemical Industry*, 40(12): 10-11+16 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, Y.T., 2018. Research Status and Development Discussion of Domestic Drilling Fluid Viscosity Enhancers. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 38(15): 88-89 (in Chinese).
- Wang, J., Sun J.S., Huang, X.B., et al., 2024. A Salt-responsive Amphoteric Viscosifier for High-density Solid-free Completion Fluids with High Temperature Resistance. *Strong Solubility, and High Viscosity Enhancement*, 243: 213303. doi: 10.1016/j.geoen.2024.213303
- Sun, J.S., Chang, X.F., Lv, K.H., et al., 2020. Salt-responsive Zwitterionic Copolymer as Tackifier in Brine Drilling Fluids. *Journal of Molecular Liquids*, 319: 114345. doi: 10.1016/j.molliq.2020.114345
- Wang, R., Deng, Y.L., Yang, J., et al., 2024. Preparation of a Salt-responsive Zwitterionic Hydrophobically Associating Polymer and its Application in a Saturated Sodium Chloride Drilling Fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 692: 133956. doi: org/10.1016/j.colsurfa.2024.133956
- Tchameni, A.P., Nagre, R.D., Yin, S.M., et al., 2025. A Thermo-associating Copolymer Integrated with Biogenic Nanosilica as a Novel Viscosifier in Low Solid Drilling Fluids. *Petroleum Science*, 22(7): 2884-2904. doi: 10.1016/j.petsci.2025.04.020
- Djouonkep, L.D.W., Xie, B.Q., Tao, H.Z., 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*, 404:124866. doi: 10.1016/j.molliq.2024.124866

附中文参考文献

- 刘海涛, 2024. 长水平段水平井钻井技术分析对策. *西部探矿工程*, 36(7): 57-59.
- 孙金声, 杨杰, 戎克生, 等, 2023. 水基钻井液用流型调节剂研究进展. *新疆石油天然气*, 19(2): 1-16.
- 潘岩松, 2025. 基于改性胍胶的低粘提切钻井液体系的研究 (硕士学位论文). 西安: 西安石油大学.
- 宁波, 沙志彬, 李晶, 等, 2025. 深海钻探技术现状及发展动态. *地球科学*, 1-12.
- 许天福, 文冬光, 袁益龙, 2024. 干热岩地热能开发技术挑战与发展战略. *地球科学*, 49(6): 2131-2147.
- 蒋官澄, 董腾飞, 崔凯潇, 等, 2022. 智能钻井液技术研究现状与发展方向. *石油勘探与开发*, 49(3): 577-585.
- 孙金声, 薛乐, 廖波, 等, 2025. 智能钻井液研究现状与展望: 智能响应材料与算法. *石油与天*

然气化工, 54(5): 1-16.

孙金声, 蒋官澄, 2023. 钻井工程“血液”——钻完井液技术的发展现状与趋势. 前瞻科技, 2(2): 62-74.

沈浩坤, 孙金声, 吕开河, 等, 2022. 水基钻井液有机处理剂智能化研究进展与应用展望. 油田化学, 39(1): 155-162.

杜旭东, 张慧, 2023. 智能水基钻井液发展现状及前景展望. 化学工程师, 37(7): 79-83.

易鹏昌, 苏乐, 2024. 智能钻井液温度响应控制处理剂研究进展. 山东化工, 53(7): 97-99+103.

潘一, 徐明磊, 郭永成, 等, 2020. 智能钻井液的化学体系及辅助系统研究进展. 精细化工, 37(11): 2246-2254.

唐飞云, 钟诚, 艾加伟, 等, 2025. 改性环糊精页岩抑制剂的制备与性能评价. 石油与天然气化工, 54(3): 94-101.

勇志华, 白兵兵, 刘全兴, 等, 2025. 阳离子型胺类页岩抑制剂的合成与性能评价. 化学研究与应用, 37(4): 792-798.

那迪热木·卡玛力丁, 杜野, 王晨, 等, 2025. 抗高温封堵-抑制剂的合成及性能研究. 应用化工, 54(11): 2844-2849.

赵杰, 张羽臣, 刘占奇, 等, 2025. 抗 220℃淀粉基复合降滤失剂的研制与性能评价. 钻井液与完井液, 42(5): 617-622.

王志永, 周新宇, 李怀科, 等, 2025. 具有双重交联结构的低成本高性能降滤失剂. 油田化学, 42(2): 198-205+214.

全红平, 肖盛文, 梁燕, 2025. 抗温耐盐钻井液降滤失剂 DASAN 的合成及性能研究. 现代化工, 45(5): 151-157.

强天佩, 王磊辉, 杜庆福, 等, 2025. 钻井液用降滤失剂胺基共聚物 AP220 研制与应用. 石化技术, 32(6): 73-75.

常晓峰, 2024. 一种具有“盐响应”特性的两性离子聚合物增黏降滤失剂. 天然气工业, 44(5): 118-126.

张笑, 2024. 响应性双水相丙烯酰胺微球的制备(硕士学位论文). 西安: 西安石油大学.

孔勇, 2021. 温敏变形封堵剂合成研究与应用. 钻井液与完井液, 38(6): 677-683.

王伟吉, 邱正松, 钟汉毅, 等, 2015. 页岩储层温敏型 P(NIPAM-co-AA)/nano-SiO₂ 复合封堵剂的制备及特性. 石油学报, 36(3): 378-384.

贾永红, 吴家乐, 张蔚, 等, 2024. 一种自适应纳米封堵剂的研制在水基钻井液体系中的应用研究. 石油科学通报, 9(6): 1034-1043.

刘振东, 李海斌, 孙腾飞, 等, 2025. 高激活温度形状记忆发泡材料堵漏性能. 油田化学, 42(3): 388-392.

郭春萍, 蒋官澄, 管金田, 等, 2024. 基于非共价键相互作用的可自愈凝胶随钻堵漏剂. 油田化学, 41(4): 571-578.

杨丽丽, 武昀朋, 蒋官澄, 等, 2023. 自修复凝胶堵漏技术研究. 钻井液与完井液, 40(1): 47-53.

李晓胜, 2024. 一种双网络凝胶堵漏剂的制备. 山东化工, 53(22): 54-56.

桑宇彤, 2023. 钻井液用自愈凝胶堵漏剂的研制及特性评价(硕士学位论文). 重庆: 重庆科技学院.

刘朝峰, 韩成福, 朱明明, 2018. 可控智能交联凝胶堵漏技术研究. 化工管理, 27: 179.

李佳, 郭建新, 熊颖, 等, 2025. 深层页岩气井用新型抗高温自愈合可降解堵漏剂的研制与表征. 石油与天然气化工, 54(5): 26-32+49.

何斌, 2024. 一种新型流型调节剂在新优快钻井作业中的应用. 山东化工, 53(10): 188-191.

孙金声, 杨杰, 戎克生, 等, 2023. 水基钻井液用流型调节剂研究进展. 新疆石油天然气, 19(2):

1-16.

吕开河, 王中义, 黄贤斌, 等, 2021. 适用于深水水基钻井液的温敏聚物流型调节剂. 钻井液与完井液, 38(1): 14-20.

付玥. 2023. 水基钻井液温度响应聚合物恒流变流型调节剂研究(硕士学位论文). 北京: 中国石油大学(北京).

彭双磊, 冯雪钢, 田剑, 等, 2012. 国内钻井液增粘剂的研究与应用进展. 广州化工, 40(12): 10-11+16.

赵亚涛, 2018. 国内钻井液增粘剂研究现状及发展探讨. 中国石油和化工标准与质量, 38(15): 88-89.

作者贡献度说明:

作者 1: 王倩男提出论文整体思路和具体方法, 并撰写完整版手稿;

作者 2: 张毅提出论文的关键性建议, 并对文章进行修改;

作者 3: 冉恒谦对手稿的整体方法进行说明和建议;

作者 4: 汪伟对手稿的逻辑框架和语言格式进行修改。

作者 5: 厉瞳瞳对手稿的逻辑框架进行修改。

作者 6: 郅世宇对手稿格式进行修改。