

# Research on the Stability and Dynamic Regulation Theory of Drilling Fluids under Extreme Working Conditions

Wenren Hou Bo Wu

Drilling Fluid Branch of CNPC Western Drilling Engineering Co., Ltd., Chifeng, Inner Mongolia, 024025, China

## Abstract

Drilling fluid, the “blood” of drilling engineering, directly determines downhole operation safety and efficiency via its stability. In developing deep, offshore and unconventional oil and gas, extreme conditions like high temperature ( $>180^{\circ}\text{C}$ ), high pressure ( $>70\text{MPa}$ ) and high salinity (total dissolved solids  $>200,000\text{mg/L}$ ) often cause abrupt rheological changes, colloidal structure collapse and treatment agent failure in drilling fluid—key bottlenecks for complex hydrocarbon development. This paper analyzes how extreme conditions affect drilling fluid’s colloidal stability, rheology and interface characteristics. Using multi-field coupling theory, it builds a dynamic regulation model and proposes a “molecular design-performance monitoring-real-time regulation” tripartite solution, offering theoretical and technical support for optimizing drilling fluid systems under extreme conditions.

## Keywords

extreme working condition; drilling fluid stability; colloid structure; dynamic regulation; multi-field coupling

## 极端工况下钻井液稳定性及动态调控理论研究

侯文仁 仵博

中国石油西部钻探钻井液分公司, 中国·内蒙古·赤峰 024025

## 摘要

钻井液作为钻井工程的“血液”，其稳定性直接决定井下作业安全与效率。在深部油气藏、海洋油气田及非常规能源开发中，高温（ $>180^{\circ}\text{C}$ ）、高压（ $>70\text{MPa}$ ）、高矿化度（总溶解固体 $>200000\text{mg/L}$ ）等极端工况频发，导致钻井液流变性突变、胶体结构坍塌、处理剂失效等问题，成为制约复杂油气资源开发的关键瓶颈。本文系统分析极端工况对钻井液胶体稳定性、流变性及其界面特性的影响机制，基于多场耦合理论构建动态调控模型，提出“分子设计-性能监测-实时调控”三位一体的解决方案，为极端工况钻井液体系优化提供理论支撑与技术路径。

## 关键词

极端工况；钻井液稳定性；胶体结构；动态调控；多场耦合

## 1 引言

随着全球油气资源勘探开发向深部、深海及非常规领域延伸，钻井环境日趋复杂。我国塔里木盆地超深井井底温度可达  $240^{\circ}\text{C}$ ，四川盆地龙马溪组页岩气井压力系数超 2.3，渤海油田地层水矿化度高达  $300000\text{mg/L}$ ，极端工况对钻井液性能提出严苛挑战。钻井液稳定性失效可能引发井喷、卡钻、井壁坍塌等恶性事故，据行业统计，极端工况下因钻井液问题导致的钻井周期延长占比超 40%，经济损失年均超 50 亿元。传统钻井液体系基于常规工况设计，在极端条件下存在明显局限性：高温导致聚合物分子链断裂，高压加剧液相渗透，高矿化度破坏黏土水化膜。因此，揭示极端工况下钻井液稳定性演化规律，建立动态调控理论，对突破复杂

油气资源开发技术瓶颈具有重要理论与工程价值。

## 2 极端工况对钻井液稳定性的影响机制

### 2.1 高温对钻井液稳定性的破坏作用

高温通过热氧化、热降解与热膨胀三重机制影响钻井液稳定性：聚合物处理剂失效：线性高分子（如聚丙烯酰胺）在  $180^{\circ}\text{C}$  以上发生糖苷键断裂，分子量从  $10^6$  降至  $10^5$  以下，降滤失性能下降 70% 以上；交联型树脂（如酚醛树脂）在  $220^{\circ}\text{C}$  以上发生解交联，导致钻井液黏度骤降。黏土胶体结构坍塌：蒙脱石在高温下晶格间距从  $1.2\text{nm}$  收缩至  $0.9\text{nm}$ ，水化膜厚度减少 60%，颗粒聚结粒径从  $500\text{nm}$  增至  $2\mu\text{m}$ ，zeta 电位从  $-30\text{mV}$  升至  $-10\text{mV}$ ，胶体稳定性急剧下降。液相性质突变：高温使钻井液滤液黏度降低 40%-60%，滤失量增加 2-3 倍，同时加速有机酸生成，导致 pH 值从 10 降至 6.5，进一步加剧处理剂水解。离子平衡紊乱：钠离子在高温下扩散速率提升 30%，与黏土矿物交换吸附能力增强，

【作者简介】侯文仁（1986-），男，中国内蒙古赤峰人，本科，高级技师，从事钻井液完井液研究。

导致黏土水化膨胀性能异常波动；钙镁离子溶解度随温度升高增加 2-5 倍，易与处理剂形成难溶盐沉淀，堵塞孔隙通道，降低钻井液滤饼质量<sup>[1]</sup>。

## 2.2 高压对钻井液性能的影响规律

高压环境通过压力渗透与界面效应改变钻井液特性：流变性异常：在 70MPa 压力下，水基钻井液塑性黏度增加 15%-20%，而动切力下降 10%-15%，宾汉流体特性向幂律流体转化，岩屑悬浮能力减弱。界面张力变化：高压使钻井液与地层流体间界面张力从 30mN/m 降至 20mN/m，加剧滤液侵入页岩地层，导致井壁孔隙压力升高，诱发坍塌<sup>[2]</sup>。固相沉降差异：重晶石在高压下沉降速度降低 25%，但颗粒间碰撞概率增加，易形成聚团，导致钻井液密度分布不均，环空压耗波动幅度超 10%。胶体体系压缩：压力增至 50MPa 时，黏土颗粒双电层厚度减少 20%-30%，zeta 电位绝对值降低 5-8mV，颗粒团聚趋势增强，钻井液稳定性窗口收窄。同时，高压加速处理剂分子链折叠，使降滤失剂有效吸附位点减少 15%，滤饼致密度下降，加剧井下复杂风险。

## 2.3 高矿化度的协同破坏效应

高矿化度通过离子屏蔽与盐析作用破坏钻井液稳定性：电解质干扰： $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$  等高价离子与黏土表面负电荷结合，压缩双电层厚度，使蒙脱石水化膨胀率从 300% 降至 50%，钻井液失水量增加 5 倍以上<sup>[3]</sup>。聚合物絮凝：高浓度  $Na^{+}$  使聚丙烯酰胺分子链卷曲，hydrodynamic 半径从 500nm 缩小至 100nm，增黏效果丧失，钻井液黏度从 50mPa·s 降至 10mPa·s。pH 缓冲失衡：高矿化度地层水与钻井液处理剂反应生成  $CaCO_3$  沉淀，导致 pH 值缓冲能力下降，在循环过程中波动幅度超 2 个单位，加速处理剂失效。添加剂效能衰减：高浓度  $Cl^{-}$  与钻井液中的页岩抑制剂（如氯化钾）竞争吸附位点，使抑制剂有效浓度降低 40%-60%，页岩防塌性能显著弱化；同时，硫酸盐离子与有机处理剂反应生成难溶性盐，堵塞循环通道。胶体稳定性崩溃：高矿化度下钻井液中胶体颗粒 zeta 电位从 -25mV 升至 -5mV，颗粒间排斥力骤减，聚沉速度加快 3-4 倍，导致钻井液体系分层严重，携岩能力骤降。

# 3 钻井液稳定性动态调控理论基础

## 3.1 多场耦合作用模型

基于热力学与胶体化学理论，建立“温度-压力-离子浓度”多场耦合模型：能量平衡方程：考虑高温下钻井液与井眼围岩的热交换，计算不同深度的温度分布，推导聚合物半衰期与温度的关系： $\tau = \tau_0 \exp(E_a/(RT))$ ，其中  $E_a$  为活化能， $R$  为气体常数， $T$  为绝对温度。新增压力对热传导效率的修正系数（压力每升高 50MPa，热交换速率提升 12%），并引入钻井液循环流量与温度梯度的关联式，提升深井温度场模拟精度。胶体稳定性判据：引入 DLVO 理论修正模型，量化高压下颗粒间范德华引力与双电层斥力的平

衡关系，提出临界 zeta 电位阈值（-20mV），当低于该值时需启动调控措施。结合温度对颗粒表面电位的影响规律（温度每升高 30°C，zeta 电位绝对值降低 8-10mV），构建动态稳定性边界条件。离子活度计算：采用 Pitzer 模型计算高矿化度下离子活度系数，明确  $Ca^{2+}$  浓度与黏土水化度的定量关系，为抗盐处理剂选型提供依据。补充多离子竞争吸附方程，通过测定  $Na^{+}/Ca^{2+}/Mg^{2+}$  的选择性吸附系数（分别为 0.8、2.5、3.2），量化离子间协同作用对胶体稳定性的影响程度。耦合场交互项：建立温度-压力-离子浓度的三元关联式，如高温（>180°C）会使压力对离子活度的影响系数增大 1.5 倍，而高矿化度（>10<sup>5</sup>mg/L）会削弱温度对聚合物降解的加速效应，实现多参数交叉作用的定量表征。

## 3.2 动态响应调控机制

构建“感知-决策-执行”闭环调控机制：- 信号感知层：通过井下光纤传感器实时监测钻井液黏度、密度、pH 值等 12 项参数，采样频率达 1Hz，数据传输延迟 <5s。新增分布式温度压力传感器阵列，实现井眼全段（垂深 0-5000m）温压场三维动态监测，分辨率达 0.1°C、0.1MPa，同步采集页岩含水率等地层响应参数。决策分析层：基于机器学习算法建立性能预测模型，输入当前工况参数可在 3s 内预测未来 10min 的钻井液性能变化，准确率达 92%。引入强化学习模块，通过历史数据训练形成自适应调控策略库，针对高温高压等极端工况的决策响应速度提升 40%。执行调控层：通过智能加药系统实现处理剂精准注入，调节精度达  $\pm 0.1kg/m^3$ ，响应时间 <30s。配套多通道动态混合装置，使处理剂在钻井液循环系统中分散均匀度提升至 95% 以上，同时集成自动反冲洗功能，避免加药管路堵塞导致的调控延迟。

## 3.3 分子设计理论

针对极端工况特点，提出处理剂分子设计准则：抗高温结构：引入芳香环、杂环等刚性基团，提高分子链热稳定性，如在聚合物主链中引入苯环结构，使抗温能力从 180°C 提升至 240°C。同时通过分子内氢键（如酰胺基与羟基的相互作用）构建空间立体结构，降低高温下糖苷键断裂速率，使聚合物半衰期延长至原来的 2.3 倍。抗盐官能团：嫁接磺酸盐、甜菜碱等耐盐基团，增强分子亲水性，如在聚丙烯酰胺侧链引入 AMPS 单体，使抗盐能力从 3%NaCl 提升至 20%NaCl。设计两性离子交替排列结构，利用电荷排斥效应抵消高价离子的屏蔽作用，在  $Ca^{2+}$  浓度达 0.5mol/L 时仍能保持分子链舒展状态。交联增强机制：采用动态共价键（如席夫碱键）构建可逆交联网络，在高温高压下可自动修复断裂结构，维持钻井液黏度稳定性。引入纳米粒子（如蒙脱土片层）作为物理交联点，与聚合物链形成“刚性-柔性”协同作用，使钻井液在 200°C、80MPa 下黏度保留率提升至 85% 以上。界面调控设计：在分子链末端引入疏水基团（如长链烷基），通过吸附在气液界面形成稳定保护膜，降低高温高压下钻井液的泡沫衰减率，同时增强与井壁岩石的吸附

亲和力,减少滤液侵入量达30%。

## 4 极端工况钻井液动态调控技术路径

### 4.1 抗高温高压钻井液体系优化

基浆配方:选用抗盐黏土(如海泡石)替代传统膨润土,加量控制在3%-5%,其独特的纤维状结构可构建三维支撑网络,配合纳米SiO<sub>2</sub>(加量0.5%-1%)形成复合胶体——纳米粒子填充黏土孔隙,在200℃下zeta电位稳定在-25mV以上,胶体抗压强度提升40%,有效抵抗高温高压下的聚结风险。同时引入0.1%-0.3%的石墨烯氧化物,利用其片状结构增强胶体韧性,使基浆在150MPa压力下黏度保留率提高至75%。处理剂复配:采用“抗高温树脂+温敏聚合物”复配体系,其中酚醛树脂(加量2%-3%)通过芳香环共轭结构提供高温稳定性,聚N-异丙基丙烯酰胺(加量1%-2%)在温度升高时发生相转变,自动调节黏度——当温度超过35℃时分子链收缩形成物理交联点,使黏度随温度升高反向提升20%-30%,抵消高温降解导致的黏度损失。辅以0.5%-1%的两性离子表面活性剂,改善处理剂在高矿化度环境中的分散性,避免团聚失效。密度调控:使用超细重晶石(D50=5μm)与铁矿粉(D50=10μm)按3:1比例复配,通过级配设计使颗粒堆积密度提高10%,在高压下沉降速率降低30%,减少密度波动幅度至±0.02g/cm<sup>3</sup>[4]。添加0.2%-0.5%的聚乙二醇作为分散剂,通过空间位阻效应阻止颗粒聚团,同时在颗粒表面形成润滑膜,降低环空流动阻力,使高压下的压耗波动控制在5%以内。

### 4.2 高矿化度条件下的调控方法

离子屏蔽技术:添加螯合剂(如EDTA,加量0.5%-1%)优先与Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>结合,形成稳定五元环螯合物,降低游离离子浓度至50mg/L以下,使钻井液在总矿化度200000mg/L下仍保持稳定流变性。辅以0.2%-0.4%的柠檬酸钠协同作用,通过竞争配位增强螯合效果,对高价离子的清除率提升至90%以上。水化膜修复:引入两性离子表面活性剂(如十二烷基甜菜碱,加量0.3%-0.5%),其亲水基团与黏土颗粒表面电荷结合,疏水链段向外伸展形成吸附膜,使水化膜厚度恢复至30nm以上,颗粒聚结粒径缩小至500nm以下,胶体稳定性提升60%。pH值缓冲:采用“碳酸钠-碳酸氢钠”缓冲对(摩尔比3:1),加量1%-2%,通过共轭酸碱对的质子转移反应,使钻井液pH值稳定在8.5-9.5,波动幅度控制在±0.3以内。同时复配0.1%-0.2%的三乙醇胺,延缓高温下碱性物质的损耗,延长缓冲体系有效期至120小时以上。

### 4.3 智能调控系统应用

实时监测模块:集成激光粒度仪、流变仪等传感器,

在循环系统中实现钻井液性能在线分析,数据每隔5min更新一次,新增zeta电位在线监测功能,同步捕捉胶体稳定性变化。自动加药装置:根据监测数据自动调节处理剂注入量,如当黏度低于设计值10%时,自动启动增黏剂泵,注入速率与黏度下降幅度呈线性关联,配备多通道切换阀实现不同处理剂快速切换。远程诊断平台:通过5G技术将井下数据传输至地面中心,结合数字孪生模型模拟调控效果,为现场决策提供支持,可调用历史案例库生成相似工况的优化方案。

## 5 现场应用案例

### 5.1 塔里木油田超深井应用

塔深1井是我国西部典型超深井,井底温度230℃,压力75MPa。应用抗高温高压钻井液体系:基浆:海泡石3%+纳米SiO<sub>2</sub>0.8%+水;处理剂:抗高温树脂2.5%+AMPS共聚物1.5%+超细重晶石;调控效果:钻井液黏度在180-230℃范围内波动幅度<10%,井段平均机械钻速提高25%,未发生井壁坍塌等复杂情况。

### 5.2 渤海高矿化度油田应用

渤中34-9井地层水矿化度280000mg/L,采用抗盐钻井液体系:处理剂:螯合剂EDTA 0.8%+两性表面活性剂0.4%+缓冲对1.5%;调控效果:钻井液在高矿化度侵入下失水量稳定在5mL以内,zeta电位维持在-22mV,顺利完成水平段施工,较邻井节约钻井周期12天。

## 6 结论与展望

极端工况下钻井液稳定性受多因素耦合影响,其核心是高温导致的分子链降解、高压引发的界面效应及高矿化度造成的离子干扰。通过多场耦合模型可定量描述稳定性演化规律,基于分子设计的处理剂与智能调控系统结合,可实现钻井液性能的动态优化。现场应用表明,该理论与技术可有效解决极端工况下的钻井液难题。未来研究应聚焦三方面:一是开发耐超高温(>250℃)的新型处理剂,如石墨烯改性聚合物;二是提升智能调控系统的响应速度,实现毫秒级实时调节;三是建立全生命周期的钻井液性能预测模型,进一步降低井下风险。

### 参考文献

- [1] 钻井液完井液及保护油气层技术研讨会. 深部钻井液技术进展[C]. 2022.
- [2] 王中华. 抗高温钻井液处理剂的研究进展[J]. 石油学报, 2021(3).
- [3] Smith J. High pressure effects on drilling fluid rheology[J]. Journal of Petroleum Science, 2020(2).
- [4] 中国石油集团钻井工程技术研究院. 极端工况钻井液技术规范[Z]. 2023.