

# 基于温敏型提切剂的抗高温防漏堵漏油基钻井液体系

肖泮峰<sup>1,2</sup>, 蒋官澄<sup>1,2\*</sup>, 何涛<sup>3</sup>, 彭碧强<sup>3</sup>, 胡静<sup>3</sup>, 吕艳华<sup>1,2</sup>, 杜明亮<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

3 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻井液技术服务公司, 成都 610051

\*通信作者, m15600263100\_1@163.com

收稿日期: 2024-09-25; 修回日期: 2024-12-04

国家自然科学基金重大项目“深海深井钻井液漏失机理与防治方法研究”(U23B2082)资助

**摘要** 针对牙哈储气库钻井中油基钻井液体系在高—低温循环条件下流变性恶化且堵漏承压能力不足难题, 研发了一种温敏型抗高温提切剂RHT, 并优选堵漏材料和配套处理剂, 构建了一套抗高温防漏堵漏油基钻井液体系。通过红外光谱、核磁共振氢谱、热重曲线和DSC分析等表征手段, 深入分析了RHT的分子结构、热稳定性及温敏特性, 系统评价了其在乳液和油基钻井液中的流变性调控作用。实验结果表明: RHT显著改善乳液的剪切稀释性和触变性, 且在高低温循环条件下具有良好的流变性调控能力, 80 °C条件下, 体系动切力提升87%, 塑性黏度无增加; 220 °C时, 动切力提升220%, 动塑比为0.49 Pa/(mPa·s)。经220 °C老化后的钻井液体系保持了较强的携岩性能, 并能够有效封堵20~40目砂床和1~3 mm缝板, 最大承压能力8 MPa。该体系在牙哈-X井的现场应用中, 显著改善了钻井液的携岩与堵漏性能, 减少了漏失与卡钻等复杂问题, 为牙哈储气库的高效开发提供了有力的技术支撑。

**关键词** 油基钻井液; 温敏; 提切剂; 抗高温; 防漏堵漏

中图分类号: TE254

## High-temperature resistant oil-based drilling fluid system for leakage prevention and plugging based on temperature-sensitive rheology modifier

XIAO Fengfeng<sup>1,2</sup>, JIANG Guancheng<sup>1,2</sup>, HE Tao<sup>3</sup>, PENG Biqiang<sup>3</sup>, HU Jing<sup>3</sup>, LV Yanhua<sup>1,2</sup>, DU Mingliang<sup>1,2</sup>

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2 State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoirs and Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

3 Drilling Fluid Technology Service Company, China Petroleum Group Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu 610051, China

引用格式: 肖泮峰, 蒋官澄, 何涛, 彭碧强, 胡静, 吕艳华, 杜明亮. 基于温敏型提切剂的抗高温防漏堵漏油基钻井液体系. 石油科学通报, 2025, 10(02): 404-414

XIAO Fengfeng, JIANG Guancheng, HE Tao, PENG Biqiang, HU Jing, LV Yanhua, DU Mingliang. High-temperature resistant oil-based drilling fluid system for leakage prevention and plugging based on temperature-sensitive rheology modifier. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 404-414. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.008

Received: 2024-09-25; Revised: 2024-12-04

**Abstract** To address the challenges of the oil-based drilling fluid system's deteriorating rheological properties and insufficient plugging pressure resistance under high-low temperature cycling conditions in the Yaha gas storage reservoir drilling, a temperature-sensitive high-temperature thickener, RHT, was developed. Optimized plugging materials and supporting agents were selected to construct a high-temperature resistant oil-based drilling fluid system. Characterization methods, including infrared spectroscopy, nuclear magnetic resonance hydrogen spectra, thermogravimetric analysis, and differential scanning calorimetry (DSC), were used to analyze RHT's molecular structure, thermal stability, and temperature-sensitive characteristics in depth. The systematic evaluation of its rheological control in emulsions and oil-based drilling fluids was conducted. Experimental results showed that RHT significantly improved the shear-thinning and thixotropic properties of the emulsion, demonstrating excellent rheological control capabilities under high-low temperature cycling conditions. At 80 °C, the dynamic yield stress increased by 87% without any increase in plastic viscosity; at 220 °C, the dynamic yield stress increased by 220%, with a dynamic plastic ratio of 0.49 Pa/(mPa·s). The drilling fluid system maintained strong rock-carrying capacity after aging at 220 °C and effectively sealed 20~40 mesh sand beds and 1~3 mm cracks, achieving a maximum pressure resistance of 8 MPa. In the field application of the Yaha gas storage reservoir well X, this system significantly enhanced the rock-carrying and plugging performance of the drilling fluid, reducing complexities such as fluid loss and stuck pipe incidents, thereby providing strong technical support for the efficient development of the Yaha gas storage reservoir.

**Keywords** oil-based drilling fluid; temperature-sensitive; rheology modifier; high-temperature resistant; leakage prevention and plugging

**DOI:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.008

## 0 引言

牙哈储气库位于塔里木盆地库车坳陷的牙哈凝析气田,计划钻探17口新井,平均设计井深为6191 m,目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组<sup>[1]</sup>。储集层主要为粉砂岩、细砂岩及泥砂互层,地层胶结性较差且裂缝发育,钻井过程中坍塌掉块、漏失风险较高<sup>[2]</sup>。面对井底高温和复杂地质的挑战,牙哈储气库三开和四开钻井过程中多采用油基钻井液<sup>[3-4]</sup>,然而,当前使用的油基钻井液未能完全满足钻井作业对流动性及防漏堵漏能力的要求,特别是在高低温循环条件下,无法兼顾高温携岩性和低温泵注性,导致井眼不清洁、卡钻及地层漏失等井下事故频发<sup>[5]</sup>,严重制约了牙哈储气库的高效勘探开发。

在实际钻井过程中,人们通过添加有机土或增黏提切剂来提高油基钻井液的结构强度(动切力、低剪切速率黏度等),从而改善体系的固相携带能力,防止固相材料的沉降<sup>[6-8]</sup>,但现有的有机土或增黏提切剂普遍难以在200 °C以上的高温环境下发挥作用。如有机土多在200 °C以上的高温条件下由于改性剂热分解而失去提切作用,在低温条件下过度稠化显著增加体系塑性黏度,影响泵送作业<sup>[9-10]</sup>。恒流变油基钻井液体系多用于深水钻井,抗温上限180 °C左右,难以满足深层超深层钻井需求<sup>[11-12]</sup>。目前,提切剂研究多侧重于提高高温条件下油基钻井液提切性能,未兼顾低温条件下不增稠、易泵注等性能,更不具备高一低温响应特性<sup>[13-18]</sup>。

针对上述难题,本文研发了一种温敏型抗高温提切剂RHT,抗温达220 °C,高一低温循环条件下可大幅提高体系动切力,同时不显著增加塑性黏度,结合优选的现场堵漏材料,构建了一套抗高温防漏堵漏的油基钻井液体系,成功在牙哈-X井现场应用,满足现阶段牙哈储气库深井钻井作用需求。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

二聚脂肪酸、马来酸酐、二乙烯三胺、无水氯化钙、氧化钙,均为分析纯;5#白油、主乳化剂、辅乳化剂、降滤失剂、有机土,WNPDL(膨胀型堵漏剂)、JXD(刚性颗粒)、超细碳酸钙,均为工业品。HH-W0-2L恒温油浴锅、DQJ18高速变频无极调速搅拌机、BSA2202S电子天平、ZNN-D6B六速旋转黏度计、NETZSCH STA499F5、DSC 214差示扫描量热仪、Magna-IR 560 spectrometer、HAAKE MARS流变仪、Fann 23D破乳电压测试仪、XGRL-4高温滚子加热炉、Fann IX77高温高压流变仪、XRS-GGS42高温高压失水仪。

### 1.2 实验方法

#### 1.2.1 温敏型提切剂RHT合成

温敏型提切剂RHT合成路线如图1所示,二聚脂肪酸提供非极性脂肪链,增加亲油性;马来酸酐五元环提高亲水性、增加空间位阻<sup>[19-21]</sup>。具体合成方法:

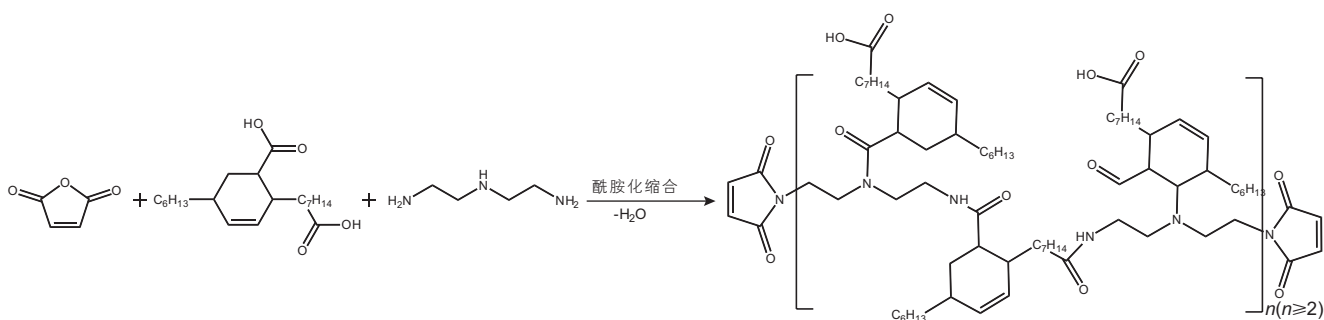


图1 温敏型提切剂RHT合成路线图

Fig. 1 Synthetic route diagram of temperature-sensitive rheology modifier RHT

将一定量的二聚酸单体加入到四口烧瓶中，安装好搅拌、除水装置和氮气接口，放置于油浴锅中，升温至150℃后，使用恒压滴液漏斗向其中缓慢滴加一定量的二乙烯三胺，反应过程中通氮气保护，滴加完成后，升温至170℃，将马来酸酐单体加入四口烧瓶中，除去反应过程中的水，搅拌反应至无水生成，将反应后的产物冷却至室温。

### 1.2.2 温敏型提切剂RHT结构与表征

#### (1) 红外测试

使用Magna-IR 560 spectrometer获得RHT的红外光谱数据，分析其官能团信息，采用液体样品测试模式，波数测试范围设置为4000~400 cm<sup>-1</sup>，分辨率为4 cm<sup>-1</sup>。

#### (2) 核磁氢谱分析

使用Bruker 600M获得RHT的核磁共振氢谱数据，用于确定RHT的分子结构，测试溶剂为氘代氯仿，共振频率为600 MHz，测试温度为室温。

#### (3) 热重分析

使用NETZSCH STA499F5热重分析仪，在氮气气氛中，从室温升至600℃(升温速率为15℃/min)探究RHT的热特性，通过热重及其微分曲线评估其热稳定性。

#### (4) DSC分析

采用差示扫描量热仪测定提切剂RHT的DSC曲线，得到RHT聚集态随温度的变化情况，进而可以分析RHT的热稳定性和温敏性。

### 1.2.3 温敏型提切剂RHT性能评价

将不同乳液经220℃老化16 h后，使用MARS60型HAAKE流变仪测试其表观黏度、剪切应力等随剪切速率的变化曲线，分析RHT对乳液黏度和触变性的影响。乳液配方：5#白油+4%主乳化剂+2%辅乳化剂+2%有机土+氯化钙溶液(质量分数25%)，油水比85:15。

将不同油基钻井液体系经220℃老化16 h后，使

用六速旋转黏度计测试老化前后体系流变性；使用高温高压流变仪测试老化后体系的高温高压流变性。体系配方为：5#白油+4%主乳化剂+2%辅乳化剂+1%润湿剂+2%有机土+3%氧化钙+氯化钙溶液(质量分数25%)+4%降滤失剂+2%海泡石+重晶石，油水比85:15，密度为2.0 g/cm<sup>3</sup>。

## 2 结果与讨论

### 2.1 温敏型提切剂RHT表征

#### 2.1.1 红外分析

温敏提切剂RHT红外光谱如图2所示，1645 cm<sup>-1</sup>处对应酰胺基中的C=O伸缩振动，1554 cm<sup>-1</sup>处对应酰胺基中的N-H伸缩振动，由这两处特征峰可以证明酰胺缩聚反应的发生，1383 cm<sup>-1</sup>处对应C-N伸缩振动，1300 cm<sup>-1</sup>处对应C=C伸缩振动，601 cm<sup>-1</sup>和717 cm<sup>-1</sup>处为长碳链弯曲振动，红外光谱测试结果表明RHT中的3种单体成功共聚，温敏提切剂RHT合成成功。

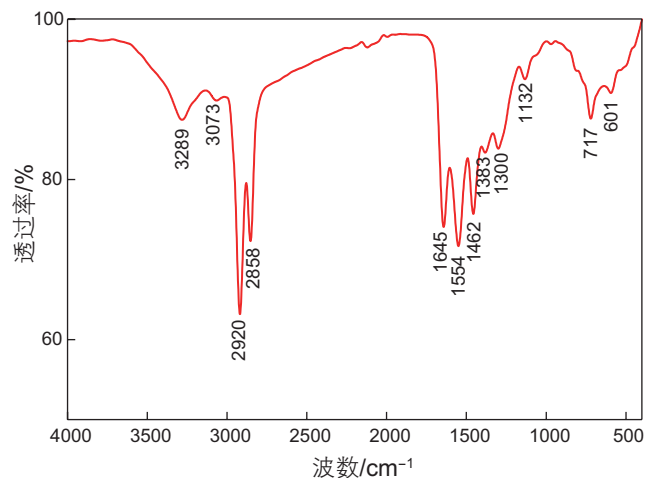


图2 温敏型提切剂红外光谱

Fig. 2 Infrared spectrum of temperature-sensitive rheology modifier

### 2.1.2 核磁共振氢谱

使用核磁共振氢谱进一步验证合成产物的分子结构,如图3所示。研究表明,0.87 ppm处的信号峰来自末端甲基-CH<sub>3</sub>,1.28 ppm处的质子信号峰源自长链亚甲基-(CH<sub>2</sub>)<sub>n</sub>-,2.18 ppm处的质子信号峰源自-C=C-H,2.53~2.78 ppm处为连接N原子的氢核磁出峰,3.41~3.73 ppm为羧基氢核磁出峰。

### 2.1.3 热重分析

图4为温敏提切剂RHT热重曲线,从图中可以看出,RHT的热分解过程分为3个阶段,第一阶段为20~200 °C,质量损失主要为聚合物中的结合水,第二阶段为200~400 °C,质量损失为聚合物中的易挥发物质,这种质量损失不影响RHT的性能,第三阶段为400~480 °C,TG曲线急剧下降,起始分解温度为

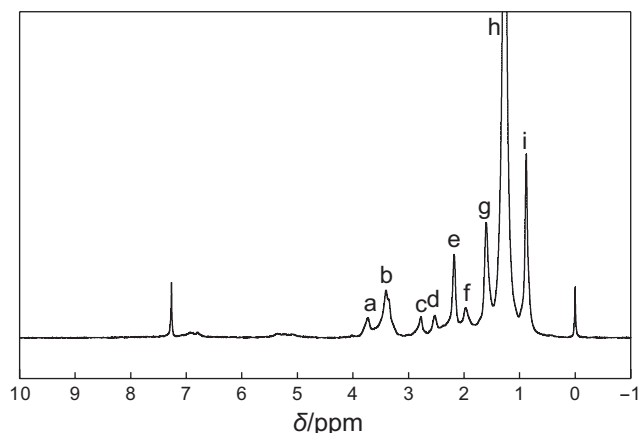


图3 温敏型提切剂核磁共振氢谱  
Fig. 3 Nuclear magnetic resonance hydrogen spectra of temperature-sensitive rheology modifier

422.8 °C,DTG曲线在453 °C处出现波谷,DTA曲线在481.3 °C处出现波峰,表明这个阶段聚合物发生热分解,剧烈放热,分子结构被破坏,RHT失去流变调节功能。综合TG、DTG和DTA曲线可知,在422 °C之前,提切剂RHT没有明显的热分解,具有良好的热稳定性,可以满足现场钻井液作业需求。

### 2.1.4 DSC热分析

图5为温敏提切剂RHT的DSC热谱图,从图中曲线可以看出,RHT在30~185 °C温度区间内具有平滑的热谱曲线,说明了提切剂RHT具有良好的热稳定性;在186 °C处有一个相变峰,表明此时为RHT的相转变温度,聚合物分子随温度变化伸展和蜷曲本质上是一种相变过程,伴随着吸热放热的变化,证明合成的提切剂RHT具有温度响应特性<sup>[22]</sup>。

## 2.2 温敏型提切剂RHT的性能评价

### 2.2.1 RHT对乳液剪切稀释性的影响

剪切稀释性是指钻井液在剪切速率增加时表观黏度降低的流变特性,在低剪切速率下钻井液黏度增加,从而有效悬浮钻屑、重晶石等固相,减少因固相沉降所导致的下管柱遇阻、卡钻、井漏等难题;而在高剪切速率下钻井液黏度降低,提高泵送效率并辅助破岩,提高钻进速度<sup>[23-24]</sup>。图6为基础乳液和添加RHT乳液黏度随剪切速率的变化曲线。与空白组乳液相比,添加1%RHT的乳液在低剪切速率下具有较高的表观黏度,因此在环形空间等低剪切速率条件下,乳液具有更强的悬浮能力,有效减缓固相颗粒沉降;在高剪切速率下,添加1%RHT的乳液黏度迅速下降后保持稳

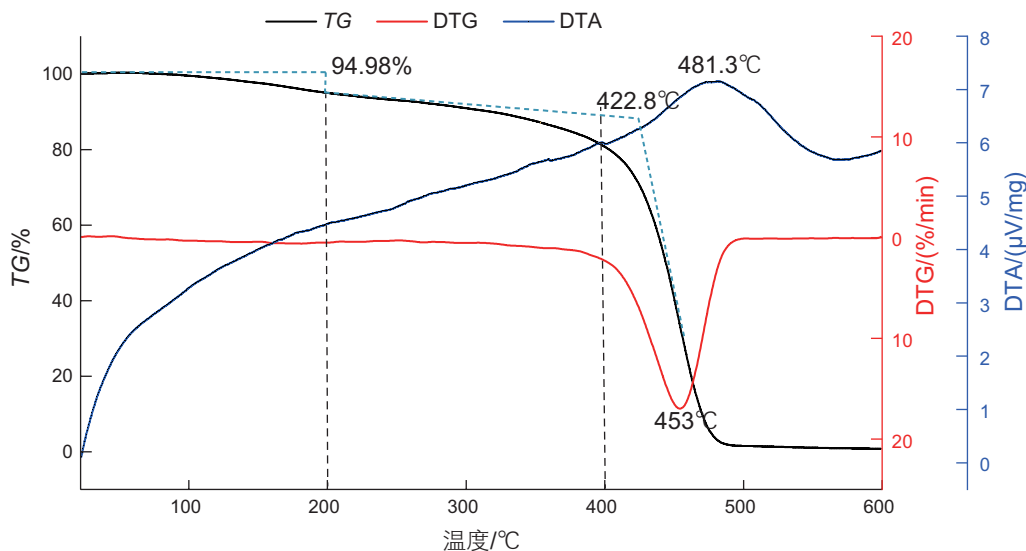


图4 温敏型提切剂热重曲线  
Fig. 4 Thermogravimetric curve of temperature-sensitive rheology modifier



定,既保证了钻井液循环效率又能及时清理井底岩屑,避免重复破岩。

### 2.2.2 RHT对乳液触变性的影响

钻井液的触变性是指钻井液在受到剪切作用时内部空间网架结构被破坏,而当剪切作用停止后,空间网架结构迅速恢复的特性,较好的触变性有利于携带与悬浮固相颗粒以及提高泵送效率<sup>[25]</sup>。油基钻井液的空间网架结构恢复速度是指钻井液在受到高剪切作用后,其内部网络结构恢复到原始结构强度的速率。空间网架结构的快速恢复有利于油基钻井液在静止或低剪切速率状态下维持较高的悬浮能力这对于保持井眼清洁、预防卡钻等问题具有重要意义<sup>[26]</sup>。

为评价RHT对乳液触变性的影响,使用哈克流变仪测试0~500 s<sup>-1</sup>剪切速率范围内测试乳液的剪切应力

变化,实验结果如下图所示。一般认为,触变环面积越大代表乳液触变性越好。如图7所示,添加RHT乳液的触变环面积较基础乳液明显增大,表明RHT可有效增强乳液的触变性。如图8所示,添加1%RHT的乳液在低剪切速率下乳液黏度相对较高,高剪切速率下乳液黏度迅速降低,再次恢复低剪切速率后乳液黏度迅速恢复,乳液触变性良好;添加1%RHT乳液在剪切速率由1000 s<sup>-1</sup>切换到0.1 s<sup>-1</sup>,凝胶强度迅速恢复,恢复速率远高于空白组乳液;经过220 °C热滚后,添加1%RHT乳液仍具有较好的凝胶恢复速率和凝胶强度。上述实验表明加入RHT后乳液触变性得到进一步改善,能够满足钻井工程对高温条件下钻井液流变性的要求。

### 2.2.3 RHT对油基钻井液体系流变性的影响

进一步探究RHT对油基钻井液流变性的影响。参

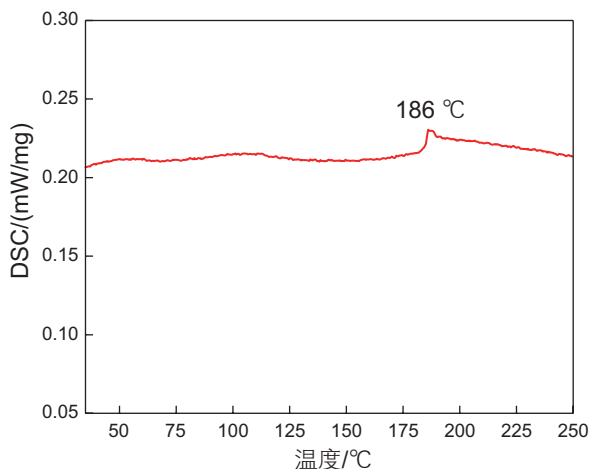


图5 温敏型提切剂DSC曲线

Fig. 5 DSC curve of temperature-sensitive rheology modifier

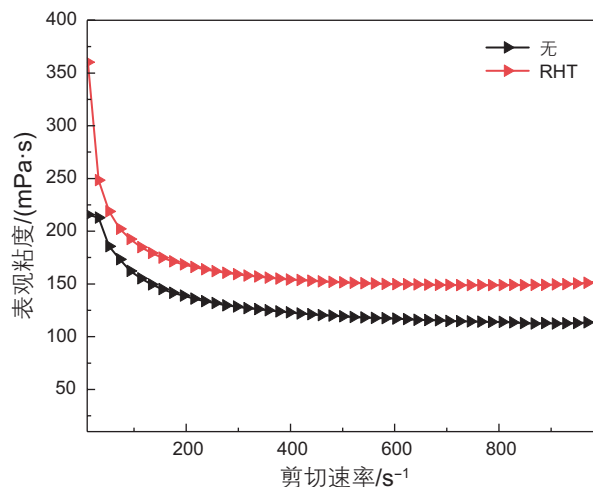


图6 不同乳液在不同剪切速率下的流变曲线

Fig. 6 Rheological curves of different emulsions at various shear rates

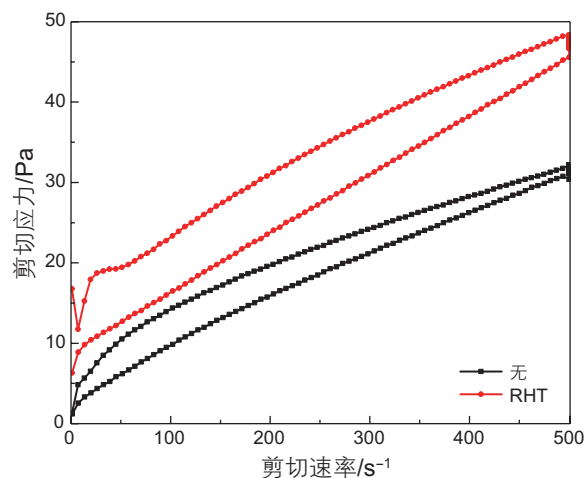


图7 不同乳液在不同剪切速率下的剪切应力变化曲线

Fig. 7 Shear stress variation curves of different emulsions at various shear rates

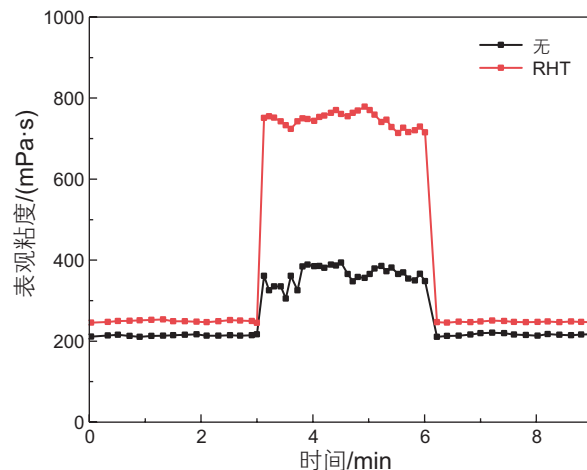


图8 不同乳液的三段式触变曲线

Fig. 8 Three-stage thixotropic curves of different emulsions

照室内按照设计配方配制完成的油基钻井液，参照 GB/T 29170—2012《石油天然气工业钻井液实验室测试》推荐方法进行老化。参照 GB/T16783.2—2012《石油天然气工业钻井液现场测试第 2 部分：油基钻井液》测试 220 °C 老化前后的钻井液在 80 °C 下流变性和电稳定性，测试 180 °C/3.5 MPa、30 min 高温高压滤失量。如表 1 所示，相较于无添加组，添加

1%RHT 钻井液老化后，动切力提升 87%，动塑比提升 92%，塑性黏度未增加，且略低于无添加组，RHT 显著改善了钻井液的流变性；且高温高压滤失量较小。

利用 FANN IX77 高温高压流变仪模拟井底的高温高压环境，在 20 MPa 压力下，以 20 °C 为梯度，测试以上体系在 80~220 °C 温度区间的高温高压流变参数，将高温高压关键流变数据绘制成图。如图 9 所示，高

表 1 RHT 对油基钻井液体系流变性的影响

Table 1 Effect of RHT on the rheological properties of oil-based drilling fluid system

RHT/%	条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	6 转/3 转	G'/G''/(Pa/Pa)	动塑比/(Pa/mPa·s <sup>-1</sup> )	FL <sub>HHP</sub> /mL	ES/V
0	老化前	75	61	14	12/11	6/7	0.23	—	1580
	老化后	65.5	58	7.5	9/8	4/5	0.13	5.8	1328
1	老化前	77	60	17	18/17	10/13	0.28	—	1803
	老化后	71	57	14	10/9	13/19	0.25	3.4	1547

注：流变性测试温度为 80 °C

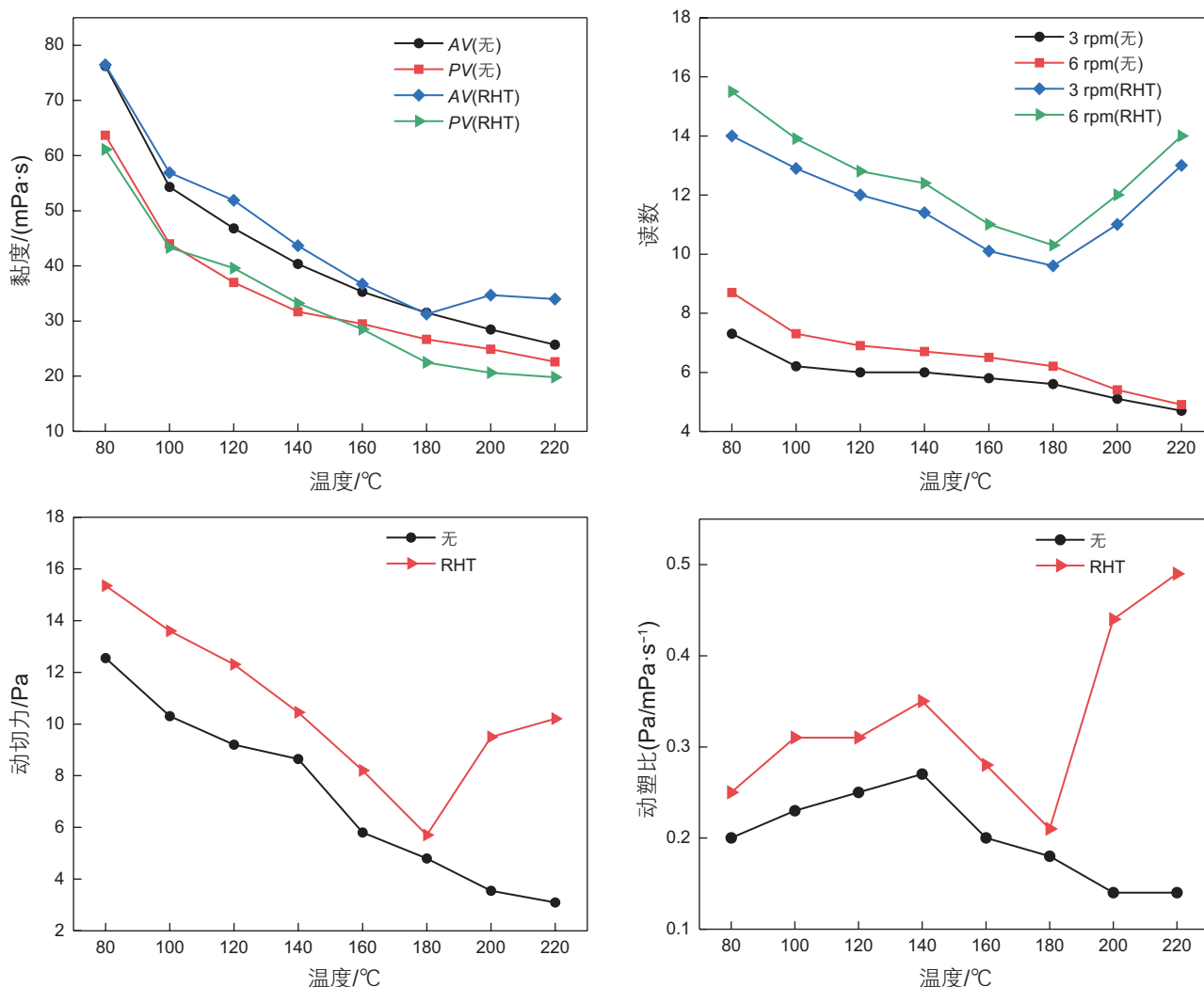


图 9 RHT 对油基钻井液体系高温高压流变性的影响

Fig. 9 Effect of RHT on the high-temperature, high-pressure rheological properties of oil-based drilling fluid system

温高压条件下, 180 °C前, 两组钻井液流变性变化趋势基本一致; 180 °C时, 添加RHT组的流变曲线出现明显转折点; 180 °C后, 空白组流变曲线持续下降, RHT组各项参数均开始上升; 温度升至220 °C时, RHT组动切力为10 Pa, 动塑比为0.49, 3、6转读数大于12, 关键流变参数显著高于空白组, 使油基钻井液在高温高压条件下保持了更低的塑性黏度和更高的动切力、低剪切速率黏度, 有利于提高钻井液的泵送和悬浮、携带岩屑的能力。

添加RHT组的流变曲线在180 °C具有转折点, 这是由于186 °C是温敏提切剂RHT的相转变温度, 聚合物表面亲、疏水基团与油水体系相互作用, 降低了RHT的相转变温度, 导致聚合物分子在180 °C左右发生相变。与一般水溶性温敏型聚合物瞬时响应、低温伸展、高温团聚不同<sup>[27]</sup>, RHT随温度升高表现为缓慢响应, 且聚合物分子在环境温度低于相变温度时蜷缩团聚, 环境温度高于相变温度后, 聚合物分子链逐渐伸展, 与周围油、水分子间的氢键作用增强, 未反应端链缠结耦合, 从而构建出更加致密的网架结构, 引起黏度、动切力及低剪切速率黏度等在高温段的逐步升高, 使油基钻井液在高温高压条件下保持了良好的流变性。

### 2.3 抗高温防漏堵漏油基钻井液体系构建及性能评价

#### 2.3.1 砂床堵漏实验

使用存在非均质孔隙的砂床模拟井下漏失地层, 通过最大承压能力和累计漏失量评价堵漏材料的封堵能力<sup>[28-29]</sup>。收集了现场常用的堵漏剂, 如WNPDL(膨



图10 吸油膨胀型油基堵漏剂WNPDL外观

Fig. 10 Presents the appearance of the oil-absorbing, expandable oil-based plugging agent WNPDL

胀型堵漏剂)、JXD(刚性颗粒)及超细碳酸钙, 其中油基钻井液用膨胀型堵漏剂(WNPDL)是一种亲油型高分子聚合物材料(外观见图10), 具有温度敏感延时吸油膨胀性, 低温下对钻井液流变性影响较小, 方便泵入等堵漏施工操作, 高温下吸油膨胀, 增强对裂缝的封堵能力, 同时堵漏材料具有良好的抗压强度和回弹性能, 能够保证在地层中变形充填裂缝, 适合高温条件下油基钻井液的堵漏作业<sup>[30-31]</sup>。对经220 °C温度老化16 h的抗高温防漏堵漏油基钻井液体系进行砂床堵漏实验(180 °C), 结果如图11所示。形成的评价配方如下:

- 1#: 1%WNPDL+2%JXD+2%超细碳酸钙;
- 2#: 2%WNPDL+2%JXD+2%超细碳酸钙;
- 3#: 3%WNPDL+4%JXD+2%超细碳酸钙;
- 4#: 4%WNPDL+4%JXD+2%超细碳酸钙。

由图11可以看出, 四组钻井液体系均能有效封堵20~40目砂床, 且最大承压能力达到16 MPa。但第一组堵漏浆累计滤失量相对较高, 可能是由于WNPDL含量较少, 未能完全封堵漏失通道, 后续三组随着WNPDL含量增加, 累计滤失量显著降低。堵漏实验结束后, 观察实验后的砂床形态(见图12), 可以看到, 四组砂床均形状规则、坚实致密。其中, 第三组和第四组砂床仅上部出现钻井液的侵入, 表明堵漏材料形成了致密封堵层, 有效阻止钻井液向地层的进一步漏失。

#### 2.3.2 缝板堵漏实验

缝板堵漏实验利用人造缝模具模拟井下漏失地层

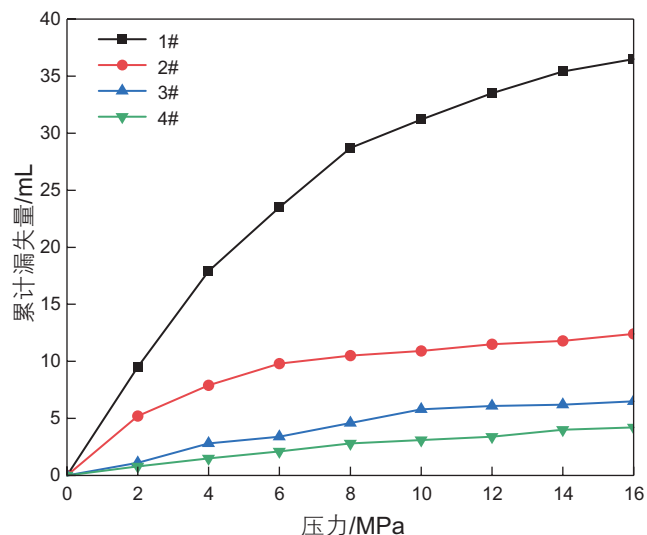


图11 不同防漏堵漏体系对20~40目砂床承压堵漏效果

Fig. 11 The pressure sealing effectiveness of different plugging systems on 20~40 mesh sand beds



裂缝, 以此评价钻井液对裂缝型漏失的堵漏效果。该实验能直观清晰地从模具中观察到堵漏液侵入裂缝的状况及堵漏材料自身的状态<sup>[32-33]</sup>。为评价堵漏体系对大尺寸裂缝的堵漏效果, 在 180 °C 下, 对 3#、4#防漏堵漏油基钻井液体系, 开展了缝板堵漏实验。各组实验的累计漏失量结果如表 2 所示。实验结果表明, 3#和 4#堵漏浆对 1 mm 缝板均具有良好的堵漏效果, 最高承压可达 8 MPa, 累计漏失量均小于 35 mL。从经济成本考虑, 对于 1 mm 左右的漏层建议优先采用 3#配方进行堵漏。对于 3 mm 缝板, 3#、4#堵漏浆仍具有较好的堵漏效果, 最高承压 8 MPa, 但累计漏失量较高。由于 4#堵漏浆含有更多的 WNPDL, 可通过刚性粒子和吸油膨胀型油基堵漏剂间的架桥堆积, 形成高承压封堵层, 说明 4#堵漏浆配方更适用于更高难度堵漏。

2.3.3 抗高温防漏堵漏油基钻井液性能评价

良好的流变性可以将堵漏材料及时的携带至漏失

处, 是堵漏作业的必要前提。配制 3#、4#防漏堵漏油基钻井液体系, 经不同温度老化 16 h 后, 测试两组堵漏体系的流变性。结果见表 3, 1#~4#体系随着膨胀型堵漏剂含量增加, 体系塑性黏度、动切力、静切力等小幅度上升, 四组体系动切力均大于 16 Pa, 3 转、6 转读数大于 15, 抗高温防漏堵漏钻井液经 220 °C 老化后保持了良好的携岩性能, 表现出优异的抗温性。

2.3.4 防漏堵漏钻井液选配对策

根据钻井液防漏堵漏性能评价结果, 结合现场堵漏材料, 针对目标区块不同程度的井漏, 针对性地建立了防漏堵漏钻井液选配对策(见表 4), 其中果壳、纤维、云母片为现场常备防漏堵漏材料, 可选择性添加以增强防漏堵漏能力, 或在漏失不严重时替换其他材料以降低成本<sup>[34]</sup>。



图 12 不同目数砂床堵漏实验后砂床状态

Fig. 12 Sand bed condition after lost circulation experiments with different mesh sizes

表 2 不同防漏堵漏体系在不同尺寸缝板下的承压及累计漏失量

Table 2 Presents the pressure resistance and cumulative fluid loss of various plugging systems under different sized crack plates

堵漏体系	缝板尺寸	在不同压力 (MPa) 下的累计漏失量/mL							
		1	2	3	4	5	6	7	8
3#	1 mm	9	11	13	15	16	16	16	16
4#	1 mm	8	10	11	13	14	14	14	14
3#	3 mm	115	136	152	162	187	192	199	208
4#	3 mm	82	96	107	123	129	136	142	146

表 3 不同温度老化后防漏堵漏油基钻井液体系的流变性

Table 3 Rheological properties of oil-based drilling fluid system after aging at different temperatures

体系	条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	6 转/3 转	G'/G''/(Pa/Pa)	动塑比/(Pa/mPa·s <sup>-1</sup> )	ES/V
1#	220 °C 老化 16 h	79	63	16	16/15	11/14	0.25	1614
2#	220 °C 老化 16 h	84	67	17	17/16	12/15	0.25	1654
3#	220 °C 老化 16 h	88	70	18	19/18	13/17	0.26	1787
4#	220 °C 老化 16 h	90.5	72	18.5	20/19	14/19	0.26	1801

注: 流变性测试温度为 80 °C



### 3 现场应用

牙储-X井位于塔里木盆地库车坳陷某区块,设计井深 6424 m,井底温度约 198 °C,三开、四开采用油基钻井液体系。在三开钻井施工过程中钻遇康村组,为减少阻卡和卡钻事故的发生,向现场钻井液体系中添加 1%RHT,钻井过程中钻井液动切力保持在

15 Pa以上,3 转读数大于 15,表现出较好的携岩性能(三开段钻井液性能见表 5),钻进期间未出现掉块、井塌等井下复杂,下套管一次成功。钻进至井深 5135~5562 m处,发生失返性漏失,漏失速度 8~12 m<sup>3</sup>/h,根据防漏堵漏钻井液对策,在地面配制 40 m<sup>3</sup>抗高温防漏堵漏油基钻井液体系,对裸眼井段进行强化堵漏。堵漏施工后,以正常钻进排量循环无漏失,循环漏速降为 0,一次堵漏成功。

表 4 防漏堵漏钻井液选配对策

Table 4 Outlines the selection strategies for anti-loss plugging drilling fluids

漏速/(m <sup>3</sup> /h)	推荐堵漏配方
<6	现场钻井液+1%~2%WNPDL+2%~3%JXD+2%~3%超细碳酸钙+1%~2%果壳
6~16	现场钻井液+2%~3%WNPDL+2%~4%JXD+2%~3%超细碳酸钙+1%~2%果壳+2%~3%纤维+2%~3%云母片
16~30	现场钻井液+4%~8%WNPDL+4%~7%JXD+2%~3%超细碳酸钙+3%~5%果壳+3%~5%纤维+2%~4%云母片

表 5 RHT在牙储-X井油基钻井液中的应用效果

Table 5 The application and effectiveness of RHT in Yachu-X well oil-based drilling fluids

钻井液类型	密度/(g/cm <sup>3</sup> )	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	6 转/3 转	G'/G''/(Pa/Pa)	动塑比/ (Pa/mPa·s <sup>-1</sup> )	ES/V
现场钻井液	1.98	56	51	5	6/5	6/7	0.10	1380
现场钻井液+1%RHT	1.98	65	50	15	16/15	10/15	0.30	1703

### 4 结论

1) 以二聚脂肪酸、二乙烯三胺、马来酸酐为原料合成了温敏型抗高温提切剂RHT,为两亲性聚合物,可吸附于油水界面,改善乳液剪切稀释性和触变性;具有温敏性,可明显改善钻井液高温高压流变性,抗温 220 °C。

2) 基于温敏型提切剂RHT,使用现场堵漏材料,

构建了抗高温防漏堵漏油基钻井液体系,经 220 °C老化后保持了较强的携岩性能,并能够有效封堵 20~40 目砂床和 1~3 mm缝板,最大承压能力 8 MPa。

3) 抗高温防漏堵漏体系在牙储-X井进行了现场应用,显著改善了钻井液的携岩与堵漏性能,成功进行了堵漏作业,后续使用该体系继续钻进,减少了漏失与卡钻等复杂问题,为牙哈储气库的高效安全开发提供了有力的技术支撑。

### 参考文献

- [1] 王俊鹏. 库车坳陷超深层砂岩储层差异演化机理及主控因素—以克苏构造带白垩系巴什基奇克组为例[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2024. [WANG J P. Different evolution mechanism and main control factors of ultra-deep sandstone reservoirs in kuqa depression: a case study of the lower cretaceous bashijiqike formation in the kelasu structural Belt[D]. China University of Petroleum(Beijing), 2024.]
- [2] 邵羽琪. 塔里木盆地牙哈地区新近系康村—库车组沉积相研究[D]. 武汉: 长江大学, 2016. [SHAO Y Q. Research on sedimentary facies of the neogene Kangcun-Kuqa Formation in the Yaha area of the Tarim basin[D]. Wuhan: Yangtze University, 2016.]
- [3] CHEN Y, SONG Q, TAN Y. Synthesis aggregation behavior of alternating copolymer emulsifier in oil solution and its application in oil-based drilling fluids[J]. Journal of Molecular Liquids, 2022, 348: 118011.
- [4] PU L, XU P, XU M, et al. Enhanced stability of low oil-to-water ratio water-in-oil emulsions (oil-based drilling fluids): Synergistic effect of nano-SiO<sub>2</sub> and emulsifiers[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 219: 111053.
- [5] PASWAN B K, MAHTO V. Development of environment-friendly oil-in-water emulsion based drilling fluid for shale gas formation using sunflower oil[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 191: 107129.

- [6] SHAH K J, MISHRA M K, SHUKLA A D, et al. Controlling wettability and hydrophobicity of organoclays modified with quaternary ammonium surfactants[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2013, 407: 493–499.
- [7] TIWARI R R, KHILAR K C, NATARAJAN U. Synthesis and characterization of novel organo-montmorillonites[J]. *Applied Clay Science*, 2008, 38(3): 203–208.
- [8] MOHAMMADI M, KOUHI M, SARRAFI A, et al. Studying rheological behavior of nanoclay as oil well drilling fluid[J]. *Research on Chemical Intermediates*, 2015, 41(5): 2823–2831.
- [9] 孙金声, 蒋官澄, 贺垠博, 等. 油基钻井液面临的技术难题与挑战[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(5): 76–89. [SUN J S, JIANG G C, HE Y B, et al. Technical difficulties and challenges faced by oil-based drilling fluid[J]. *Journal of China University of Petroleum(Natural Science Edition)*, 2023, 47(5): 76–89.]
- [10] 黄宁, 吕开河, 孙金声, 等. 油基钻井液提切剂研究现状与发展趋势[J]. *钻井液与完井液*, 2022, 39(4): 397–405. [HUANG N, LV K H, SUN J S, et al. Research status-quo and development trend of gel strength additives for oil based drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2022, 39(4): 397–405.]
- [11] 史赫, 蒋官澄, 王国帅, 等. 恒流变合成基钻井液关键机理研究[J]. *钻井液与完井液*, 2020, 37(1): 31–37. [SHI H, JIANG G C, WANG G S, et al. Study on key mechanisms of constant rheology synthetic base drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(1): 31–37.]
- [12] 蒋官澄, 史赫, 贺垠博. 生物柴油基恒流变钻井液体系[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 173–182. [JIANG G C, SHI H, HE Y B. The biodiesel-based flat-rheology drilling fluid system[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 173–182.]
- [13] 黄贤斌, 孙金声, 蒋官澄, 等. 改性脂肪酸提切剂的研制及其应用[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(3): 107–112. [HUANG X B, SUN J S, JIANG G C, et al. Synthesis of a modified fatty acid as rheology modifier and its application[J]. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 2019, 43(3): 107–112.]
- [14] 罗春芝, 章楚君, 王怡迪, 等. 聚醚脂肪酸类油基钻井液提切剂的研制与应用[J]. *钻井液与完井液*, 2023, 40(3): 303–312. [LUO C Z, ZHANG C J, WANG Y D, et al. Synthesis and application of polyether fatty acid rheology modifier for oil-based drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2023, 40(3): 303–312.]
- [15] 倪晓骁, 史赫, 程荣超, 等. 油基钻井液用改性锂皂石增黏提切剂[J]. *钻井液与完井液*, 2022, 39(2): 133–138. [NI X X, SHI H, CHENG R C, et al. A modified hectorite viscosifier and gelling agent for oil based drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2022, 39(2): 133–138.]
- [16] 史赫, 史海民, 倪晓骁, 等. 一种抗高温高密度无土相油基钻井液提切剂[J]. *钻井液与完井液*, 2022, 39(1): 8–14. [SHI H, SHI H M, NI X X, et al. Study on rheological modifier of high temperature high density clay-free oil-based drilling fluid[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2022, 39(1): 8–14.]
- [17] PATEL A, INDULKAR S, CHAVAN V, et al. Clay free invert emulsion drilling fluid system— an innovative rheology modifier which provides flat rheology for deep water drilling and viscosifier for clay free system[C]. [2024–07–24].
- [18] 蒋官澄, 黄胜铭, 侯博, 等. 增效型无土相仿生油基钻井液技术的研究与应用[J]. *钻采工艺*, 2024, 47(2): 93–103. [JIANG G C, HUANG S M, HOU B, et al. Research and application of enhanced solid-free phase bionic oil-based drilling fluid technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2024, 47(2): 93–103.]
- [19] SUSANA, BOSE R K, GRANDE A M, et al. Effect of the dianhydride/branched diamine ratio on the architecture and room temperature healing behavior of polyetherimides[J/OL]. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 2016, 8(49): 34068–34079.
- [20] 汪国慧, 侯栋梁, 章淑娟, 等. 马来酸酐改性聚乙烯醇缩丁醛的制备及其在光固化涂层中的应用[J/OL]. *现代纺织技术*, 2023, 31(6): 188–198. [WANG G H, HOU D L, ZHANG S, et al. Preparation of maleic anhydride-modified polyvinyl butyral and its application in light-curing coatings[J/OL]. *Advanced Textile Technology*, 2023, 31(6): 188–198.]
- [21] 孙霞, 薛韬, 余彩莉, 等. 聚醚胺改性聚苯乙烯马来酸酐超分散剂的制备及其在分散TiO<sub>2</sub>中的应用[J]. *涂料工业*, 2024, 54(5): 39–44. [SUN X, XUE T, TU C L, et al. Preparation of polyetheramine modified styrene-maleic anhydride hyperdispersant and its application in TiO<sub>2</sub> dispersion[J]. *Paint & Coating Industry*, 2024, 54(5): 39–44.]
- [22] 薛毓斌, 王成文, 陈泽华, 等. 两亲高温缓凝剂制备及自组装与温度智能响应特性[J]. *石油学报*, 2023, 44(9): 1532–1544. [XUE Y C, WANG C W, CHEN Z H, et al. Preparation of amphiphilic high-temperature retarder and its self-assembly and intelligent temperature response characteristic[J]. *Journal of Petroleum*, 2023, 44(9): 1532–1544.]
- [23] HE Y, DU M, HE J, et al. An amphiphilic multiblock polymer as a high-temperature gelling agent for oil-based drilling fluids and its mechanism of action[J]. *Gels*, 2023, 9(12): 966.
- [24] 孙金声, 杨景斌, 白英睿, 等. 深层超深层钻井液技术研究进展与展望[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 889–898. [SUN J S, YANG J B, BAI Y R, et al. Research progress and development of deep and ultra-deep drilling fluid technology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 889–898.]
- [25] HE Y, JIANG G, DENG Z, et al. Polyhydroxy gemini surfactant as a mechano-responsive rheology modifier for inverted emulsion drilling fluid[J]. *RSC Advances*, 2017, 8(1): 342–353.

- [26] 谢涛, 张磊, 杜明亮, 等. 悬浮稳定关键材料及超高温长效稳定油基钻完井液[J]. 钻井液与完井液, 2024: 1-10. [XIE T, ZHANG L, DU M L, et al. Key suspension materials and ultra-high temperature long-term stable oil-based drilling and completion fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2024: 1-10.]
- [27] 王中义, 孙金声, 黄贤斌, 等. LCST型温度敏感聚合物的研究及其在钻井液领域的应用进展[J/OL]. 精细化工, 2023: 1-23. [WANG ZY, SUN J S, HUANG X B, et al. Research on LCST-type temperature-sensitive polymers and their application progress in drilling fluids[J/OL]. *Fine Chemicals*, 2023: 1-23.]
- [28] 唐国旺, 于培志. 油基钻井液随钻堵漏技术与应用[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(4): 32-37. [TANG G W, YU P Z, et al. Mud loss control while drilling with oil base drilling fluid[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2017, 34(4): 32-37.]
- [29] 邢希金, 谢仁军, 邱正松, 等. 井壁强化技术的研究及其在乐东区块的应用[J]. 钻井液与完井液, 2023, 40(1): 67-72. [XING X J, XIE R J, QIU Z S, et al. A study on well strengthening technique and its application in Block Ledong[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2023, 40(1): 67-72.]
- [30] 戴立瑶. 高吸油树脂随钻堵漏剂研制与作用机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2024. [DAI L Y, Research on development and action mechanism of high oil absorbent resin follow-drilling plugging agent[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2024.]
- [31] 罗鸣, 吴江, 陈浩东, 等. 南海西部窄安全密度窗口超高温高压钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(1): 8-12. [LUO M, CHEN H D, et al. Ultra-high temperature high pressure drilling technology for narrow safety density window strata in the Western South China[J]. *Petroleum Drilling Technology*, 2019, 47(1): 8-12.]
- [32] 王勇, 蒋官澄, 杜庆福, 等. 超分子化学堵漏技术研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 48-53. [WANG Y, JIANG G C, DU Q F, et al. Study and application of supramolecule chemical LCM technology[J]. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2018, 35(3): 48-53.]
- [33] 贺垠博, 许杰, 崔国杰, 等. 海上某盆地胶结型防漏堵漏钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2024, 41(1): 68-75. [HE Y B, XU J, CUI G J, et al. Research on cementing and loss prevention drilling fluid technology during drilling in the sea basin[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2024, 41(1): 68-75.]
- [34] 袁锦彪, 杨亚少, 常旭轩, 等. 页岩气油基钻井液堵漏技术及其在长宁区块应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(4): 133-136. [YUAN J B, YANG Y S, CHANG X X, et al. Oil-based drilling fluid lost circulation technology for shale gas and its application in the Changning Block[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(4): 133-136.]

(编辑 杨雅露)

**第一作者:** 肖泮峰(1981年—), 博士研究生, 从事钻完井液防漏堵漏方面研究, xiaoff\_sc@cnpc.com.cn。

**通信作者:** 蒋官澄(1966年—), 博士, 教授, 从事钻井液完井液化学与工程、油气层损害与保护技术等研究工作, m15600263100\_1@163.com。