



抗高温防塌水基钻井液体系研发与现场应用

王晓军 平善海 付云博 李迎 张建辉 戴运才

Development and Application of High Temperature Resistance and Anti-Sloughing Water-Based Drilling Fluid System

WANG Xiaojun, PING Shanhai, FU Yunbo, LI Ying, ZHANG Jianhui, DAI Yuncai

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2025009>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

满深1井奥陶系桑塔木组高性能防塌水基钻井液技术

High Performance Anti-Sloughing Water Based Drilling Fluid Technology for Well Manshen 1 in the Ordovician Sangtamu Formation
石油钻探技术. 2020, 48(5): 49–54 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020070>

准噶尔盆地硬脆性页岩强化致密封堵水基钻井液技术

Enhanced Tight Plugging Water-Based Drilling Fluid Technology for Hard and Brittle Shales in Junggar Basin
石油钻探技术. 2022, 50(5): 50–56 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022022>

抗高温高密度生物质钻井液体系研究及应用

Research and Application of a High-Temperature Resistant and High-Density Biomass Drilling Fluid System
石油钻探技术. 2022, 50(6): 78–84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022109>

苏北陆相页岩油高性能水基钻井液技术

Technique of High-Performance Water-Based Drilling Fluid for Continental Shale Oil in Subei Basin
石油钻探技术. 2024, 52(4): 51–56 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024061>

伊拉克东巴油田Tanuma组泥页岩高效防塌钻井液技术

High-Efficiency Anti-Sloughing Drilling Fluid Technology for Tanuma Shale of East Baghdad Oilfield in Iraq
石油钻探技术. 2022, 50(4): 76–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022081>

废弃高性能水基钻井液循环利用电吸附处理方法

Electro-Sorption Treatment Method for Waste High Performance Water-Based Drilling Fluid
石油钻探技术. 2020, 48(4): 50–55 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020046>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2025009

引用格式: 王晓军, 平善海, 付云博, 等. 抗高温防塌水基钻井液体系研发与现场应用 [J]. 石油钻探技术, 2025, 53(2): 62–68.

WANG Xiaojun, PING Shanhai, FU Yunbo, et al. Development and application of high temperature resistance and anti-sloughing water-based drilling fluid system [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2025, 53(2): 62–68.

抗高温防塌水基钻井液体系研发与现场应用

王晓军¹, 平善海², 付云博³, 李 迎⁴, 张建辉³, 戴运才¹

(1. 中国石油集团长城钻探工程有限公司工程技术研究院, 辽宁盘锦 124010; 2. 中国石油集团长城钻探工程有限公司东部事业部, 辽宁盘锦 124010; 3. 中国石油辽河油田分公司冷家油田开发公司, 辽宁盘锦 124010; 4. 中国石油辽河油田分公司欢喜岭采油厂, 辽宁盘锦 124114)

摘 要: 为解决常规水基钻井液的防塌性能和抗温性能难以满足复杂深井勘探开发需要的问题, 研制了表面水化抑制剂和纳米封堵剂, 并通过其他处理剂优选和配比优化, 形成了密度达 2.00 kg/L 的抗高温防塌水基钻井液体系。室内性能评价表明, 该钻井液体系抗温达 220 °C, 静置 96 h 后上、下部密度差仅 0.02 kg/L, 抗岩屑污染 3.0% 以上, 抗氯化钙污染 0.6% 以上, 润滑性能和抑制性能稍差于油基钻井液, 致密砂岩封堵率达到了 85.6%。现场应用效果表明, 该钻井液体系在高温深井中仍然保持良好的井眼净化能力, 沉降稳定性好, 井壁稳定性突出, 润滑减阻性能优异。抗高温防塌水基钻井液体系为复杂地层深井超深井钻完井施工提供了技术保障。

关键词: 水基钻井液; 抗高温; 防塌; 纳米封堵剂; 表面水化抑制剂; 封堵率

中图分类号: TE254⁺.6

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2025)02-0062-07

Development and Application of High Temperature Resistance and Anti-Sloughing Water-Based Drilling Fluid System

WANG Xiaojun¹, PING Shanhai², FU Yunbo³, LI Ying⁴, ZHANG Jianhui³, DAI Yuncai¹

(1. Engineering Technology Research Institute, CNPC Great Wall Drilling Company, Panjin, Liaoning, 124010, China; 2. Eastern Business Department, CNPC Great Wall Drilling Company, Panjin, Liaoning, 124010, China; 3. Lengjia Oilfield Development Company, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning, 124010, China; 4. Huanxiling Oil Production Plant, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning, 124114, China)

Abstract: The anti-sloughing and high temperature-resistant properties of conventional water-based drilling fluids fail to meet the needs of exploration and development of complicated deep wells. To address this issue, surface hydration inhibitors and nano-scale plugging agents were developed. Through the optimization of other treatment agents and ratio optimization, a high temperature-resistant and anti-sloughing water-based drilling fluid system with a density of 2.00 kg/L was formed. The laboratory performance evaluation shows that the temperature resistance of the drilling fluid system reached 220 °C; the density difference between the upper and lower parts is only 0.02 kg/L after standing for 96 h; the resistance to cutting contaminant is more than 3.0%, and the resistance to calcium chloride pollution is more than 0.6%. Lubrication and inhibition properties are only inferior to oil-based drilling fluid, and the plugging rate of tight sandstone is 85.6%. Field application results show that the drilling fluid system still maintains great borehole purification capacity in high-temperature deep wells, excellent settlement stability, outstanding wellbore stability, and favorable lubrication drag reduction performance. The high temperature-resistant and anti-sloughing water-based drilling fluid system provides technical support for the drilling and completion of deep and ultra-deep wells in complex formations.

Key words: water-based drilling fluid; high temperature resistance; anti-sloughing; nano-scale plugging agent; surface hydration inhibitor; plugging rate

收稿日期: 2023-09-09; 改回日期: 2025-01-20。

作者简介: 王晓军 (1984—), 男, 内蒙古赤峰人, 2008 年毕业于济南大学资源环境专业, 2011 年获中国石油大学 (华东) 油气井工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事钻井液、储层保护和防漏堵漏技术等方面的研究工作。E-mail: wangxiaojun666666@126.com。

基金项目: 国家科技重大专项“深井超深井优质钻井液与固井完井技术研究” (编号: 2016ZX05020-004)、中国石油天然气集团公司科学研究与技术开发项目“深井与水平井提速提效技术集成与示范” (编号: 2018E-2108) 联合资助。

随着我国油气勘探技术的快速发展和开发进程不断加快,勘探开发的重点已经从中浅层向深层、超深层发展,受埋深及沉积环境影响,深部地层岩性复杂多变,井壁失稳问题异常突出。油基钻井液凭借着良好的高温稳定性和强抑制性是复杂深井施工的首选,但在环境保护及钻井液综合成本控制压力下,其推广应用规模受到限制^[1-5];目前高密度水基钻井液的抗温性能、防塌性能难以满足深井超深井安全钻井需要^[6-8]。因此,研发了抗高温抑制剂和封堵剂,并通过其他抗高温处理剂的优选,构建了抗高温防塌水基钻井液体系,以期深部油气资源安全、经济、高效开发提供技术支持。

1 表面水化抑制剂的研制与评价

黏土矿物遇水后会发生渗透水化和表面水化,通过调整钻井液液相活度,能较好地控制泥页岩地层渗透水化引起的井壁失稳^[9-10];而表面水化的水化势极大,遇水极易发生,常规抑制剂受限于分子结构和相对分子质量,很难控制表面水化作用,研发一种能够较好地控制黏土表面水化的抑制剂是提高水基钻井液防塌性能的关键所在。

1.1 表面水化抑制剂的制备

根据蒙脱石晶层间距和插层吸附抑制机理研究分析得出,为最大程度地拉紧相邻晶层,表面水化抑制剂相对分子质量不能太大,而且分子结构需为二维平面结构;为了提高高温稳定性和耐盐性,分子结构上需要具有耐温基团^[11]。

在 N_2 保护下向圆底烧瓶中加入四氢呋喃、多乙烯多胺、1,3 丙磺酸内脂和吩噻嗪,多乙烯多胺与 1,3 丙磺酸内脂摩尔比为 1:(0.4~0.8),多乙烯多胺与吩噻嗪摩尔比为 1:(0.01~0.03),室温下搅拌反应 4~6 h,得到淡黄色黏稠液体,即为表面水化抑制剂。

1.2 表面水化抑制剂的评价

1.2.1 傅里叶红外光谱测试

采用 Thermo Scientific Nicolet iS20 型红外光谱仪,测定了表面水化抑制剂的红外光谱,结果如图 1 所示。

从图 1 可以看出,峰值 3435 cm^{-1} 处的吸收峰为 $-NH_2$ 的伸缩振动吸收峰, 2932 cm^{-1} 和 2877 cm^{-1} 处的吸收峰是 $-CH_3$ 的振动吸收峰, 1580 cm^{-1} 为 $-NH_2$ 的弯曲振动峰, 1462 cm^{-1} 为 $-CH_3$ 的不对称伸缩振动吸收峰, 1383 cm^{-1} 为 $-OH$ 的面内弯曲

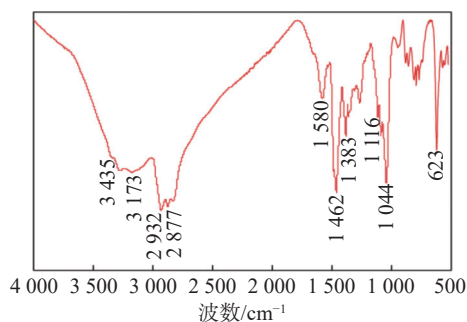


图 1 表面水化抑制剂的红外光谱

Fig.1 Infrared spectrum of surface hydration inhibitor

振动峰, 1116 cm^{-1} 为 $C-N$ 的伸缩振动吸收峰, 1044 cm^{-1} 为 $C-N$ 的不对称伸缩振动吸收峰, 623 cm^{-1} 处的吸收峰为 $-SO_3$ 的特征峰,推测表面水化抑制剂中含有伯胺基、叔胺基、醇基、磺酸基及长链疏水基。伯胺基团和叔胺基团作为吸附基团能够最大程度地拉紧相邻晶层,使用磺酸基作为水化基团,可提高产品的抗温性能。

1.2.2 热重测试

取少量表面水化抑制剂置于坩埚中,采用 NETZSCH STA 449F5 型热重测试仪测定表面水化抑制剂的热稳定性。测试条件为: N_2 环境,升温速度 $10\text{ }^\circ\text{C/min}$,温度范围 $30\sim600\text{ }^\circ\text{C}$ 。表面水化抑制剂的热失重曲线如图 2 所示。

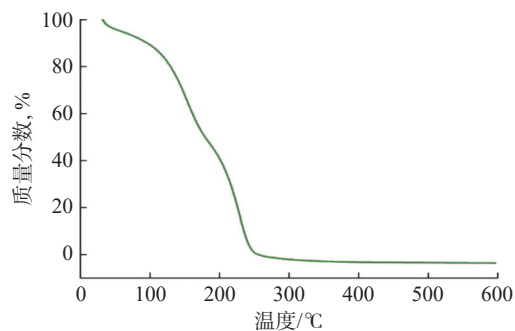


图 2 表面水化抑制剂的热失重曲线

Fig.2 Thermogravimetric curve of surface hydration inhibitor

从图 2 可以看出,室温至 $100\text{ }^\circ\text{C}$ 的热失重约为 7.57%,主要是少量的吸附水蒸发所致;温度 $100\sim190\text{ }^\circ\text{C}$ 时,热失重可归因于所测样品的部分链段分解;温度 $200\sim250\text{ }^\circ\text{C}$ 时,热失重曲线急剧下降,说明所测样品的结构发生了热分解。研究认为,表面水化抑制剂具有较好的热稳定性,温度 $190\text{ }^\circ\text{C}$ 以下不会发生热分解。

1.2.3 自吸抑制性能测试

将泥页岩样品放置于温度 $105\text{ }^\circ\text{C}$ 烘箱中干燥

12 h, 待其质量稳定后, 记录泥页岩样品的初始质量; 然后, 将泥页岩悬挂在天平上, 泥页岩下端浸入不同质量分数的表面水化抑制剂溶液中, 浸入液面深度 1 mm, 并将天平清零; 最后, 开启数据采集软件, 记录泥页岩质量随时间的变化情况。泥页岩自吸试验结果如图 3 所示。

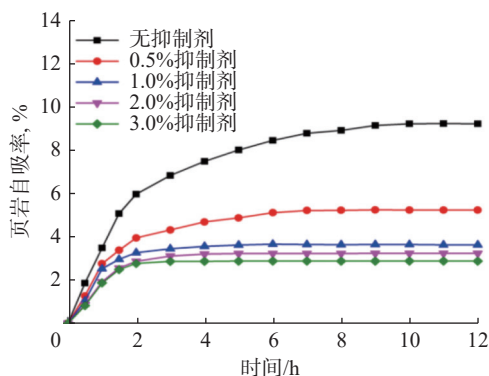


图 3 泥页岩自吸试验结果

Fig.3 Results of self-adsorption experiment of shale

从图 3 可以看出, 空白泥页岩的自吸水能力较强, 总吸水量高达 9.24%; 将泥页岩置于不同质量分数的表面水化抑制剂溶液中, 泥页岩的自吸水能力显著降低, 吸水速率逐渐趋于平缓。泥页岩在表面水化抑制剂质量分数为 1.0% 的溶液中的总吸水量仅为 3.63%。研究表明, 表面水化抑制剂能显著降低泥页岩的自吸能力, 可提高泥页岩地层的井壁稳定性。

2 纳米封堵剂的制备与评价

井壁失稳地层中碳质泥岩、脆性玄武岩、蚀变玄武岩、煤层微纳米孔缝发育, 如果钻井液封堵性能不足, 微裂缝会在钻井液压力差作用下迅速延展, 水相会沿着微裂缝侵入到地层内部。进入泥页岩内部的水相, 一方面导致黏土矿物水化膨胀, 产生水化应力, 降低泥页岩胶结强度; 另一方面使地层坍塌压力持续增加, 井眼内有效支撑应力逐渐减小, 岩石发生结构性破坏后出现分散剥落掉块。

2.1 纳米封堵剂的制备

将 Al-Fe-Mg 类双金属层状氢氧化物水滑石纳米材料 20 g 与去离子水 100 mL 加入 250 mL 三口烧瓶中, 调节浆料 pH 值为 5.0~7.0, 加热至 60~80 °C, 保温 0.5 h, 然后加入 α -十六烷基三甲基甜菜碱 40~60 g, 搅拌速度 2 000~4 000 r/min 下反应 0.5 h, 抽滤, 烘干, 研磨后制得改性纳米封堵剂^[12]。

2.2 纳米封堵剂性能评价

2.2.1 粒径分布测试

取少量纳米封堵剂, 用去离子水稀释后滴入样品池中, 超声分散 30 min 后, 采用 Mastersizer 3000 型纳米粒度仪测试其粒度分布特征, 测试结果如图 4 所示。从图 4 可以看出, 纳米封堵剂的粒径分布范围 80~350 nm, 粒径中值为 170 nm。

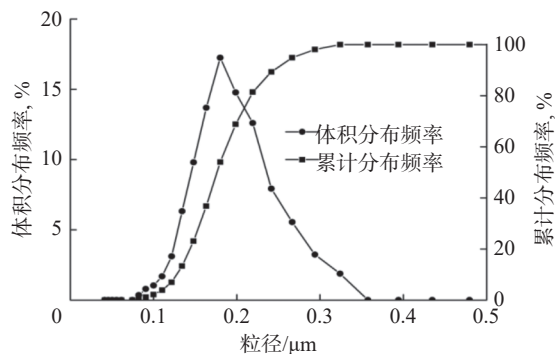


图 4 纳米封堵剂的粒径分布

Fig.4 Particle size distribution of nano-scale plugging agent

2.2.2 热重测试

将纳米封堵剂离心沉淀后, 置于真空干燥箱中烘干并研磨成粉。取少量纳米封堵剂置于坩埚中, 采用 NETZSCH STA 449F5 型热重测试仪测定纳米封堵剂的热稳定性。测试条件为 N₂ 环境, 升温速度为 10 °C/min, 温度范围为 30~600 °C。热失重曲线如图 5 所示。

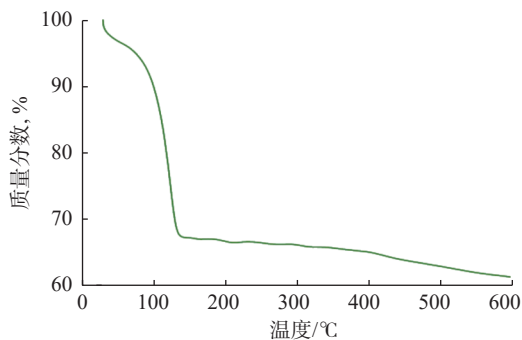


图 5 纳米封堵剂的热失重曲线

Fig.5 Thermogravimetric curve of nano-scale plugging agent

从图 5 可以看出, 温度 30~120 °C 时, 质量迅速降低, 这是产品中的溶剂蒸发所致; 纳米封堵剂分子链起始分解温度为 265 °C, 600 °C 后样品质量仍残留 61.36%, 说明研发的纳米封堵剂具有良好的高温稳定性。

2.2.3 砂盘渗透性封堵性能测试

选择孔径为 10 μm 砂盘作为渗滤介质, 进行砂

盘渗透性封堵试验,在钻井液基液中添加不同加量的纳米封堵剂,评价纳米封堵剂的砂盘封堵性能。钻井液基液配方为:4.0% 膨润土浆+1.0%PAC-LV+0.2%XC,测试条件为 7 MPa/30min。测试结果见表 1。

表 1 不同配方钻井液砂盘封堵测试结果
Table 1 PPA test results for different drilling fluids

钻井液	砂盘滤失量/mL	瞬时滤失量/mL	瞬时滤失量占比, %
钻井液基液	94.4	11.2	11.8
钻井液基液+1.0%纳米封堵剂	79.2	9.8	12.4
钻井液基液+3.0%纳米封堵剂	51.6	7.4	14.3

由表 1 可知,纳米封堵剂能显著降低钻井液基液的砂盘滤失量,纳米封堵剂加量达到 3.0% 时,瞬时滤失量占比提高了 2.5 百分点,砂盘滤失量降低了 45.3%。研究表明,在压差作用下纳米封堵剂能够快速填充和封堵砂盘表面的孔喉,形成致密的物理封堵层,若同时复配其他微米级封堵材料,可显著增强钻井液的封堵防塌性能^[13]。

表 2 抗高温防塌水基钻井液的基本性能

Table 2 Basic properties of anti-sloughing and high temperature-resistant water-based drilling fluid

密度/ (kg·L ⁻¹)	测试条件	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/Pa	静切力/ Pa		流性指数	稠度系数/ (mPa·s ⁿ)	API滤失量/ mL	高温高压滤失量/ mL
				初切	终切				
1.20	老化前	18	6.0	1.5	3.0	0.68	223	2.4	
	老化后	17	6.0	1.5	3.0	0.67	233	2.2	6.2
1.40	老化前	25	8.0	2.0	5.0	0.69	289	2.4	
	老化后	24	7.5	2.0	4.0	0.69	266	2.6	6.4
1.60	老化前	28	9.5	2.5	6.0	0.67	358	2.2	
	老化后	26	9.0	2.0	5.5	0.67	345	2.4	6.8
1.80	老化前	35	11.5	2.5	7.0	0.68	424	2.0	
	老化后	45	12.0	2.0	6.5	0.72	385	2.2	7.2
2.00	老化前	32	13.0	3.5	9.0	0.63	569	1.6	
	老化后	40	9.0	1.5	4.5	0.76	264	1.8	9.0

由表 2 可知,抗高温防塌水基钻井液老化前后黏度和切力适中,触变性强,滤失量低,而且流变性不随密度变化发生较大波动。

3.2 抗温性能评价

测试 2.00 kg/L 的抗高温防塌水基钻井液在不同温度老化前后的流变性和高温高压滤失量,结果

3 抗高温防塌水基钻井液体系构建

在研制 2 种关键处理剂的基础上,进行了其他处理剂的优选和加量配比的优化,最终形成了密度达 2.00 kg/L、抗温达 220 ℃ 以上的防塌水基钻井液体系,其基本配方为:1.0%~2.0% 膨润土 OCMA+0.1%~0.2% 烧碱+0.2%~0.3% 纯碱+2.0%~3.0% 抗温抗盐降滤失剂 YLJ-1+0.5%~1.0% 低黏聚阴离子纤维素 PAC-LV+0.5%~1.0% 表面水化抑制剂 GW-INH+0.5%~1.0% 纳米封堵剂 GW-NFD+1.0%~2.0% 乳化石蜡 RHL-1+2.0%~3.0% 超细钙+0~5.0% 高效润滑剂 GW-ELUB+0.1%~0.3% 流型调节剂 XCD+3.0%~5.0% 甲酸钠+6.0%~8.0% 氯化钾+重晶石粉。

3.1 基本性能评价

基本配方处理剂选择中值加量,室内测试抗高温防塌水基钻井液老化前后的流变性能和滤失造壁性能,老化条件为 220 ℃ 下滚动 16 h,高温高压滤失量测定温度为 220 ℃,其他性能测试温度为 20 ℃,结果见表 2。

如图 6 所示。从图 6 可以看出,温度为 150~220 ℃ 时,密度为 2.00 kg/L 的防塌水基钻井液始终保持适中的黏切和较低的高温高压滤失量,说明该钻井液有良好的高温稳定性,能够满足深井钻井液抗温要求。这是因为研制和优选的处理剂均具有良好的抗温抗盐性能,加入的有机盐甲酸钠也能有效提高体

系的抗高温能力^[14]。

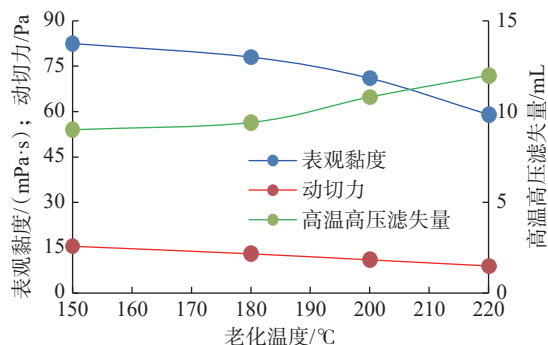


图6 防塌水基钻井液抗温性能评价结果

Fig.6 Evaluation results of temperature resistance of anti-sloughing water-based drilling fluid

3.3 沉降稳定性评价

采用高温条件下钻井液沉降稳定性来衡量现场停泵后钻井液静止状态下加重材料的沉降速度。将密度 2.00 kg/L 的抗高温防塌水基钻井液在温度 220 °C 下热滚 16 h, 取出冷却至室温, 高速搅拌 30 min 后倒入 1 000 mL 的量筒中, 静置 96 h 后上、下部密度差仅 0.02 kg/L, 说明高效润滑剂不影响钻井液的沉降稳定性。

3.4 抗岩屑污染性能评价

分别向密度为 2.00 kg/L 的抗高温防塌水基钻井液中添加不同加量的辽河东营组灰绿色泥岩岩屑, 测试其经过 220 °C 高温老化后的流变性和失水造壁性能, 结果如图 7 所示。

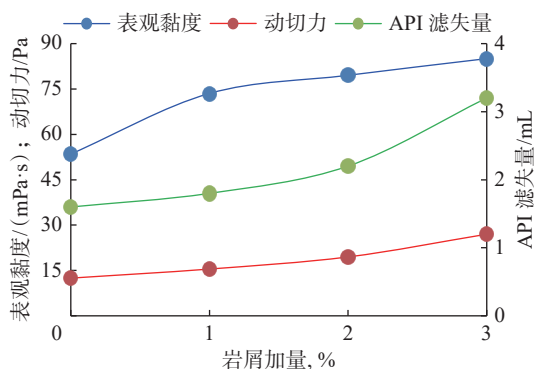


图7 抗高温防塌水基钻井液抗岩屑污染性能评价结果

Fig.7 Evaluation results of cutting contaminant tolerance of anti-sloughing and high temperature-resistant water-based drilling fluid

从图 7 可以看出, 随岩屑加量增大, 防塌水基钻井液的塑性黏度、动切力和滤失量均呈上升趋势; 加入质量分数为 3.0% 的岩屑后, 其黏切和滤失量仍能满足施工要求, 说明该钻井液具有较好的抗高黏钻屑污染性能。现场施工时定期补充包被剂,

其抗钻屑污染性能还会有所提高。这是因为该钻井液体系具有极强的抑制性, 混入钻井液中的岩屑水化程度小, 不会对钻井液性能产生波动性影响。

3.5 抗钙污染性能评价

分别向密度为 2.00 kg/L 的抗高温防塌水基钻井液中添加不同量的 CaCl_2 , 测试其经过 220 °C 高温老化前后的流变性和失水造壁性能, 结果如图 8 所示。

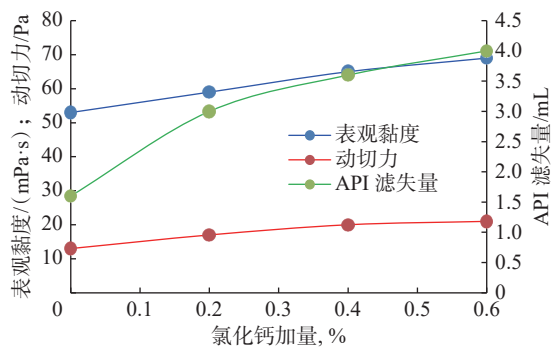


图8 抗高温防塌水基钻井液抗钙污染性能评价结果

Fig.8 Evaluation results of calcium contaminant tolerance of anti-sloughing and high temperature-resistant water-based drilling fluid

从图 8 可以看出, 随着钙离子浓度增加, 流变性基本无变化, 滤失量增加幅度极小, 说明该钻井液具有良好的抗钙污染性能。固井施工中, 少量水泥及混浆进罐后并不会导致钻井液性能发生波动。

3.6 润滑减摩阻性能评价

采用 TC-EP-2A 极压润滑仪和 NZ-3 滤饼黏滞系数测定仪, 室温下测试密度为 2.00 kg/L 的抗高温防塌水基钻井液、被污染的抗高温防塌水基钻井液 (高效润滑剂加量为 5.0%) 和油水比为 85:15 的油基钻井液在 220 °C 高温老化后的极压润滑系数和滤饼黏滞系数, 结果见表 3。

表3 抗高温防塌水基钻井液热滚后的润滑性能

Table 3 Lubrication Performance of anti-sloughing and high temperature-resistant water-based drilling fluid

钻井液	极压润滑系数	滤饼黏滞系数
抗高温防塌水基钻井液	0.077 4	0.105 1
防塌水基钻井液+3.0%岩屑	0.160 8	0.122 8
防塌水基钻井液+0.6% CaCl_2	0.169 0	0.140 5
85:15油基钻井液	0.070 4	0.145 9

由表 3 可知, 高效润滑剂的油膜强度和承载能力较好, 抗高温防塌水基钻井液具有较低的极压润滑系数和黏滞系数, 润滑性能与油基钻井液相当。

3.7 抑制水化膨胀性能评价

采用 OFITE 型泥页岩膨胀仪测试页岩在 3 种强抑制钻井液中的线性膨胀率, 结果如图 9 所示。

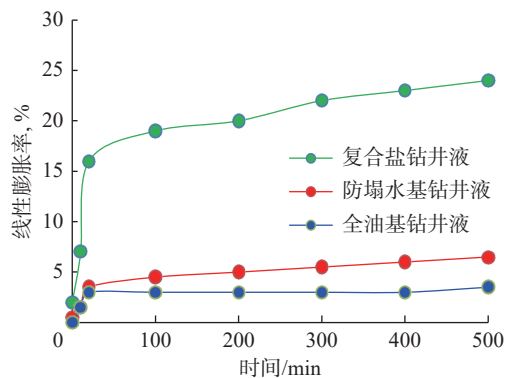


图 9 页岩在不同钻井液中的膨胀率曲线

Fig.9 Expansion rates of shale in different drilling fluids

从图 9 可以看出, 泥页岩在抗高温防塌水基钻井液中的膨胀率远低于常规复合盐水钻井液, 与其在油基钻井液中的膨胀率相差不大, 说明其抑制页岩水化膨胀的能力接近于油基钻井液。常规复合盐水钻井液其抑制机理主要是通过多种阳离子压缩扩散双电层作用, 防塌水基钻井液同时强化对渗透水化和表面水化的控制, 能够最大限度地降低黏土片层的晶格膨胀。

3.8 封堵性能评价

苏里格盒 8 段 (3 885~3 890 m) 致密砂岩岩心长度 4.703 cm, 直径 2.529 cm, 岩心在 50 ℃ 下烘干 48 h, 质量 62.835 g, 岩心空气渗透率为 0.036 8 mD; 配制矿化度为 50 000 mg/L 的模拟地层水, 抽真空饱和模拟地层水。

进行岩心驱替试验, 恒压 30 MPa 正向驱替模拟地层水, 待出口端流量稳定, 计算岩心水驱渗透率为 0.001 88 mD; 反向驱替 10~15 倍孔隙体积抗高温防塌水基钻井液对岩心孔缝进行封堵, 再正向驱替模拟地层水, 计算岩心经钻井液驱替后的岩心渗透率, 岩心水驱渗透率降低至 0.000 27 mD, 抗高温防塌水基钻井液对致密砂岩的封堵率达 85.6%。研究表明, 自主研发的纳米封堵剂复配其他封堵材料能够对地层孔缝进行有效封堵, 达到稳固井壁和降低井漏的目的^[15]。

3.9 岩屑滚动回收率评价

分别采用长庆深探区乌拉力克组上部碳质泥岩和辽河西部凹陷沙三段中亚段碳质泥岩, 测试了泥岩岩屑在不同液体中的滚动回收率, 结果见表 4。

从表 4 可以看出, 泥岩岩样在抗高温防塌水基

表 4 岩屑在不同体系中滚动回收率对比

Table 4 Comparison of rolling recovery rates of cuttings in different systems

岩屑	220 ℃/16 h 下岩屑滚动回收率, %			
	清水	防塌钻井液	复合盐水钻井液	全油基钻井液
长庆深探区 碳质泥岩	77.3	93.9	84.2	99.6
辽河深探区 碳质泥岩	71.5	92.1	81.7	97.3

钻井液和油基钻井液中的分散性均很弱, 说明抗高温防塌水基钻井液能有效抑制岩屑水化分散变软, 增强井壁稳定, 也有利于提高固相清除效率。

4 现场应用

抗高温防塌水基钻井液在 8 口垂深 5 000 m 以上深探井进行了应用, 其中 QT-12 井、MT-1 井和 JT-1 井井底温度均超过 205 ℃, 钻遇地层均存在大段碳质泥岩, 施工过程中抗高温防塌水基钻井液流变性稳定易调整, 携岩能力强, 井壁稳定性好, 减摩降阻效果突出, 未发生任何与钻井液性能相关的井下复杂与故障。下面以地质条件复杂的 QT-12 井为例, 介绍其应用效果。

QT-12 井是鄂尔多斯盆地天环坳陷西翼的一口预探井, 完钻井深 6 436 m, 完钻垂深 5 968 m, 井底温度达到 206 ℃。该井乌拉力克组上部为典型的硬脆性碳质泥岩地层, 层理、微裂缝发育, 裂缝宽度为 120~760 nm, 为钻井液及滤液侵入提供了天然通道; 岩石表面比亲水量较大, 水化膜短程斥力将促使微裂缝开裂、延伸和相互贯通, 最终容易沿层理、微裂缝等力学弱面发生剪切破坏。

该井四开采用抗高温防塌水基钻井液体系, 钻进至 5 280 m 后逐步补充表面水化抑制剂, 降低岩石表面张力和比亲水量, 减弱水化膜短程斥力和自吸作用; 并加入一定量的纳米封堵剂, 提高体系对微纳米孔缝的封堵能力, 减少压力传递。现场使用效果可以看出, 密度 1.95 kg/L 的抗高温防塌钻井液体系流变性稳定, 井眼净化能力强, 沉降稳定性好, 起下钻及完井电测均一次到底; 防塌效果突出, 井径规则, 未出现缩径和大肚子井段, 四开 $\phi 152.4$ mm 井段的井径平均扩大率仅为 8.57%; 由于地层倾角原因, 四开复合钻进时井眼轨迹控制难度大, 定向工作量繁重, 抗高温防塌钻井液优异的润滑减阻性能保证了定向过程中无明显托压现象, 钻压传递顺

畅, 起出钻头无泥包迹象, 磨损程度低, 缓解了深层定向托压严重导致钻时慢、压差卡钻风险高及泥岩段钻头泥包等问题。与邻井 QT-10 井相比, QT-12 井机械钻速由 4.06 m/h 提高至 5.53 m/h, 钻井周期由 160.12 d 缩短至 70.46 d, 复杂情况大幅减少。

5 结论与建议

1) 在选择钻井液合理密度的基础上, 强化钻井液抑制性能和封堵性能, 减少井壁失稳导致的井下复杂。

2) 需要研发抗高温增黏剂和抗钙型环保润滑剂, 扩大抗高温防塌水基钻井液体系的应用规模。

3) 建议针对不同区块复杂地层分析岩石微观结构与力学性能, 为三压力剖面建立、处理剂优选及加量确定提供理论依据。

参考文献

References

- [1] 李建成, 关键, 王晓军, 等. 苏 53 区块全油基钻井液的研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 62–67.
LI Jiancheng, GUAN Jian, WANG Xiaojun, et al. Research and application of oil-based drilling fluid technology in Block SU 53[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 62–67.
- [2] 高书阳. 苏北陆相页岩油高性能水基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(4): 51–56.
GAO Shuyang. Technique of high-performance water-based drilling fluid for continental shale oil in Subei Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(4): 51–56.
- [3] 柳贡慧, 查春青, 陈添, 等. 深层超深层油气安全高效开发若干关键问题与新型解决方案[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 24–30.
LIU Gonghui, ZHA Chunqing, CHEN Tian, et al. Several key issues in safe and efficient development of deep and ultra-deep oil and gas and corresponding new solutions[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 24–30.
- [4] 李战奎, 吴立伟, 郭明宇, 等. 渤中凹陷深层高压井地质工程一体化技术研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 194–201.
LI Zhankui, WU Liwei, GUO Mingyu, et al. Research and application of integrated geological engineering technology for deep high-pressure wells in the Bozhong Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 194–201.
- [5] 祝效华, 李瑞, 刘伟吉, 等. 深层页岩气水平井高效破岩提速技术发展现状[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(4): 1–18.
ZHU Xiaohua, LI Rui, LIU Weiji, et al. Development status of high-efficiency rock-breaking and speed-increasing technologies for deep shale gas horizontal wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2023, 45(4): 1–18.
- [6] 李科, 赵怀珍, 李秀灵, 等. 抗高温高性能水基钻井液及其在顺北 801X 井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(3): 279–284.
LI Ke, ZHAO Huaizhen, LI Xiuling, et al. The development and application of high-temperature and high-performance water base drilling fluid on the Well Shunbei 801X[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2022, 39(3): 279–284.
- [7] 白杨, 翟玉芬, 邱小江, 等. 基于蒙脱石修饰的深层页岩封堵剂制备及性能研究[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 146–152.
BAI Yang, ZHAI Yufen, QIU Xiaojian, et al. Preparation and performance study of plugging agents for deep shale based on montmorillonite modification[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 146–152.
- [8] 王中华. 国内钻井液技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 114–123.
WANG Zhonghua. Current situation and development suggestions for drilling fluid technologies in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 114–123.
- [9] 韩正波, 刘厚彬, 张靖涛, 等. 深层脆性页岩力学性能及井壁稳定性研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(5): 167–174.
HAN Zhengbo, LIU Houbin, ZHANG Jingtao, et al. Research on the mechanical properties and borehole stability of deep brittle shale[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(5): 167–174.
- [10] 邢希金, 王涛, 刘伟, 等. 超深大位移井井壁稳定及储层保护技术与应用[J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 154–163.
XING Xijin, WANG Tao, LIU Wei, et al. Research and application of drilling risk prevention and control measures in ultra-deep extended-reach wells[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 154–163.
- [11] 王晓军, 蒋官澄, 关键, 等. 一种抗高温插层吸附抑制剂: CN201810566560.1[P]. 2018-11-06.
WANG Xiaojun, JIANG Guancheng, GUAN Jian, et al. An anti-high temperature intercalation adsorption inhibitor: CN201810566560.1[P]. 2018-11-06.
- [12] 李凡, 李大奇, 金军斌, 等. 顺北油气田辉绿岩地层井壁稳定钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(2): 61–67.
LI Fan, LI Daqi, JIN Junbin, et al. Drilling fluid technology for wellbore stability of the diabase formation in Shunbei Oil & Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(2): 61–67.
- [13] 徐哲, 孙金声, 刘敬平, 等. 柔性微球封堵剂的封堵性能及机理研究[J]. 断块油气田, 2024, 31(6): 1105–1113.
XU Zhe, SUN Jinsheng, LIU Jingping, et al. Research on plugging performance and mechanism of flexible microsphere plugging agent[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(6): 1105–1113.
- [14] 代锋, 易刚, 张婧, 等. 页岩地层纳微米封堵剂封堵性评价方法[J]. 钻井液与完井液, 2023, 40(6): 733–741.
DAI Feng, YI Gang, ZHANG Jing, et al. Study on methods of evaluating plugging capacity of nanometer and micrometer sized plugging agents for shale formations[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2023, 40(6): 733–741.
- [15] 罗鸣, 高德利, 黄洪林, 等. 钻井液对页岩力学特性及井壁稳定性的影响[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(6): 693–700.
LUO Ming, GAO Deli, HUANG Honglin, et al. Effects of drilling fluids on shale mechanical properties and wellbore stability[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(6): 693–700.

[编辑 滕春鸣]