

# 耐240℃超高温高密度钻井液探索性实验研究

熊正强, 邹志飞

(北京探矿工程研究所, 北京 100083)

**摘要:** 随着深部油气、高温干热岩勘探与深地探测战略实施, 钻井液长期处于高温高压恶劣环境, 超高温高压下水基钻井液性能稳定性是超高温井钻探的一项关键技术。分析了超高温科学钻探工程钻井液面临的技术难题, 提出了耐240℃超高温高密度水基钻井液配方的设计思路。采用单因素法, 优选了耐240℃超高温高密度水基钻井液用关键处理剂。利用不同高温处理剂的协同增效作用, 初步研发了一套抗温240℃、密度2.0 g/cm<sup>3</sup>的超高温高密度水基钻井液配方。研究表明, 经240℃老化16 h后, 最优配方的钻井液具有良好的流变性和降滤失性能, 其表观粘度变化率<30%, 180℃高温高压滤失量≤24 mL。

**关键词:** 耐240℃超高温高密度钻井液; 有机/无机复合盐; 高温流变稳定性; 深部科学钻探工程

**中图分类号:** P634.6; TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2024)04-0074-08

## Exploratory research on high-density drilling fluids with 240°C ultra-high temperature resistance

XIONG Zhengqiang, ZOU Zhifei

(Beijing Institute of Exploration Engineering, Beijing 100083, China)

**Abstract:** With the implementation of deep oil and gas exploration, high temperature hot dry rock exploration and deep earth exploration strategy, the drilling fluids have been in high temperature and high-pressure environment for a long time, and the stability of water-based drilling fluids under ultra-high temperature and high pressure is a key technology for ultra-high temperature well drilling. In this paper, the technical problems faced by drilling fluids in ultra-high temperature scientific drilling engineering are analyzed, and the design approach for high density water-based drilling fluids formula resistant to 240°C ultra-high temperature are proposed. The key additives for 240°C ultra-high temperature and high density water-based drilling fluids were selected by single factor method. Using the synergistic effect of different high temperature additives, a set of ultra-high temperature and high density water-based drilling fluid formula with temperature resistance of 240°C and density of 2.0g/cm<sup>3</sup> was preliminarily developed. The results show that after aging at 240°C for 16h, the optimal formulation of drilling fluids have good rheology and filtration reduction performance. Its apparent viscosity change rate is less than 30%, and the filtration loss at 180°C is less than 24mL.

**Key words:** high-density drilling fluids with 240°C ultra-high temperature resistance; organic/inorganic composite salt; high temperature rheological stability; deep scientific drilling project

### 0 引言

随着深部油气、高温干热岩资源勘探开发与深部科学钻探工程的实施, 井筒内的温度和压力越来越

越高, 钻井液将长期处于高温高压等恶劣环境中<sup>[1-3]</sup>。我国即将实施的“地球深部探测与矿产资源勘查”重大项目特深井科学钻探工程设计深度超万

收稿日期: 2024-05-10; 修回日期: 2024-06-26 DOI: 10.12143/j.ztgc.2024.04.010

基金项目: 中国地质调查局地质调查项目(编号: DD 20221722); 国家重大科学仪器设备开发专项“超高温高压钻井液流变仪的研发及产业化”(编号: 2012YQ050242)

第一作者: 熊正强, 男, 汉族, 1985年生, 高级工程师, 地质工程专业, 博士, 从事钻井液材料研究与应用工作, 北京市海淀区学院路29号探工楼, xiongzzq1012@126.com。

引用格式: 熊正强, 邹志飞. 耐240℃超高温高密度钻井液探索性实验研究[J]. 钻探工程, 2024, 51(4): 74-81.

XIONG Zhengqiang, ZOU Zhifei. Exploratory research on high-density drilling fluids with 240°C ultra-high temperature resistance[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(4): 74-81.

米,井底温度可能达到300℃,钻井液抗高温稳定性问题变得更加突出与棘手。超高温高压环境下水基钻井液中的各种组分会发生物理变化与化学反应,导致钻井液流变性等性能发生剧变,如增稠、减稠、交联固化、滤失量增大、切力不足、加重材料沉降等,会引发井壁失稳坍塌、卡钻等事故,严重时甚至使钻井作业无法正常进行<sup>[4-5]</sup>。作为“钻井血液”的超高温高密度钻井液是超高温钻探工程顺利实施的一项关键技术,也是国内外研究的热点和重点<sup>[6-7]</sup>。

国外研发的钻井液处理剂和超高温水基钻井液技术抗温能力强。如Baker Hughes公司研制的抗高温降滤失剂Pyro-Trol和Kem Seal,可用于260℃高温地层;Chevron Phillips公司研制的抗高温增粘降滤失剂Driscal D和高温增粘剂HE300,抗温达240℃。在抗高温处理剂研究基础上,Schlumberger公司研发了抗温232℃的ENVIROTHERM NT钻井液,M-I SWACO公司研发了抗温260℃的DURATHERM钻井液。

国内也研制了一些新型抗高温处理剂和耐240℃超高温水基钻井液体系,并实施了一批高温

井。例如,常晨等<sup>[8]</sup>以研制的抗高温增粘护胶剂MG-H控制钻井液的流变性能,并复配高温成膜封堵剂等处理剂,研发了一种抗温240℃超高温钻井液(最高密度2.30 g/cm<sup>3</sup>)。单文军等<sup>[9]</sup>以钠膨润土和抗高温粘土为造浆材料,通过抗高温处理剂优选与配伍性研究,研发了一套抗温240℃超高温钻井液配方(最高密度1.50 g/cm<sup>3</sup>)。胡小燕等<sup>[10]</sup>以高温聚合物降滤失剂HR-1等为主处理剂,研发了抗温270℃超高温钻井液(最高密度2.30 g/cm<sup>3</sup>)。李雄等<sup>[11]</sup>以研发的超高温封堵降滤失剂SMPFL-UP和超高温高密度分散剂SMS-H为核心处理剂,研发了一套抗温220℃、密度2.40 g/cm<sup>3</sup>的超高温钻井液配方,并在顺南蓬1井五开井段开展应用并取得成功。

然而,现有抗高温增粘剂等处理剂抗温能力基本不超过240℃,且研发的超高温水基钻井液体系未进行长时间的高温老化模拟,其抗温能力与现场应用长时间高温静止工况有差距。目前,国内外已施工的高温井基本不超过240℃。

国内外典型超高温水基钻井液应用情况见表1。

表1 国内外典型超高温水基钻井液应用情况<sup>[2,11-18]</sup>

Table 1 Application of typical ultra-high temperature water-based drilling fluids

国家	钻井液名称	应用钻井	井深/m	井底温度/℃	钻井液密度/(g·cm <sup>-3</sup> )
前苏联	高温低密度聚合物钻井液	科拉半岛SG-3	12262	215	—
德国	D-HT/HOE/Pyrodrill	KTB主孔	9101	约280	≤1.35
美国	分散褐煤—聚合物钻井液	密西西比海域	7178	213	≤2.09
	低胶质DURATHERM	路易斯安那州	6089	236	≤2.30
日本	G-500S高温水基钻井液	“三岛”基地	6300	225	—
中国	超高温有机盐水基钻井液	青海油田碱探1井	6343	235	≤1.79
	超高温高密度钻井液	顺南蓬1井	7661	207.4	≤1.80
	耐240℃高温水基钻井液	共和干热岩GR1井	3705	236	≤1.24
	超高温甲酸盐聚合物钻井液	松科2井	7018	241	≤1.50
	超高温水基钻井液	泌深1井	6005	236	≤1.30
	超高温高密度钻井液	胜科1井	7026	235	≤1.74

## 1 超高温高密度水基钻井液技术难点

超高温科学钻探工程钻井液面临的技术难点<sup>[19-22]</sup>主要有:

(1)高温高压条件下钻井液的稳定性难以保证。实施超高温科学钻探工程,井内钻井液将长期处于200℃以上超高温高压环境,这对钻井液的流变性

能及护壁性能造成极其严重的破坏,如钻井液粘度急剧升高或降低,滤失量显著增大、泥皮变厚等,直接影响到岩粉的悬浮与携带、加重材料悬浮稳定、井内安全和施工成本等<sup>[23]</sup>。

(2)高应力条件下井壁失稳问题。井筒越深,地应力越高,井壁岩石发生破坏的可能性也越大。

在高地应力作用下,极易发生井壁坍塌、掉块、扩径和缩径等复杂情况,继而导致复杂井内事故。由高地应力引起的复杂情况在前苏联科拉超深井和德国KTB主孔的施工中都有所体现,该项难题的解决也与钻井液密切相关<sup>[24]</sup>。

(3)井下动力钻具的使用及取心钻进工艺,对钻井液性能要求更加严格。为保证高温井段井下动力钻具正常工作,要求超高温高压条件下钻井液仍应具有良好的流变性能和润滑性能。超深科学钻探工程的取心钻进,施工周期长,井壁裸眼时间也随之延长,井壁失稳风险显著增大,对钻井液的

护壁性能要求更高<sup>[25]</sup>。

## 2 耐240℃超高温高密度水基钻井液设计思路

针对超高温高密度水基钻井液存在的技术难题,开展耐240℃超高温高密度钻井液配方设计研究。设计耐240℃超高温高密度水基钻井液主要由抗盐粘土、高温降滤失剂、高温增粘剂、高温降粘剂、高温提切剂、高温防塌剂、高温封堵剂、高温润滑剂、高温乳化剂和加重材料等组成,各处理剂作用具体见表2。

表2 不同钻井液处理剂的作用

Table 2 The role of different drilling fluid additives

序号	处理剂类别	主要成分	作用
1	抗盐粘土	海泡石	造浆材料,提高钻井液的粘度和悬浮能力
2	高温降滤失剂	褐煤树脂、磺酸盐共聚物	降低钻井液的滤失量
3	高温增粘剂	磺酸盐类共聚物	提高钻井液的粘度
4	高温降粘剂	磺化有机聚合物	调节钻井液的流变性能
5	高温提切剂	无机抗温材料	提高钻井液的切力和悬浮加重材料的能力
6	高温防塌剂	高软化点沥青	提高钻井液稳定井壁的能力
7	高温封堵剂	碳酸钙、矿物纤维等无机矿物	封堵微裂缝,提高井壁稳定性
8	高温润滑剂	白油等矿物油	提高钻井液的润滑性能
9	高温乳化剂	山梨醇油酸酯	对固相颗粒表面改性
10	有机/无机复合盐	氯化钠、甲酸盐	提高钻井液的密度
11	加重材料	重晶石	提高钻井液的密度

设计思路主要有:

(1)选用有机/无机复合盐和重晶石作为加重材料,降低钻井液中的固相含量,有利于超高温高压环境下钻井液的流变稳定性控制;

(2)选用抗温能力达240℃的高温增粘剂和高温降粘剂调控钻井液的流变性能;

(3)选用抗温能力强的高温降滤失剂、高温防塌剂和高温封堵剂,使耐240℃超高温高密度水基钻井液具有良好的降滤失性和护壁性能;

(4)选用抗温能力强的高温提切剂,提高耐240℃超高温高密度水基钻井液的切力和重晶石悬浮稳定性;

(5)采用高温润滑剂和高温乳化剂对钻井液中固相颗粒进行表面改性,改善钻井液的流变性能。

## 3 耐240℃超高温高密度水基钻井液关键处理剂优选

### 3.1 抗盐粘土

由于钠基膨润土在盐水中分散性差,容易分层,影响造浆材料的性能。因此,开展抗盐粘土优选。收集了5种抗盐粘土,按照配方“淡水+20% 甲酸钾+10% 抗盐粘土”配制抗盐粘土基浆,采用六速旋转粘度计及中压滤失仪等仪器测试220℃高温老化前后钻井液的表观粘度及滤失量等性能,结果见图1。由图1可知,含有抗盐粘土STC-4钻井液在高温老化前后的表观粘度高于其他钻井液,30 min时滤失量最低(144 mL),表明抗盐粘土STC-4具有良好的造浆性能和降滤失性能。因此,优选STC-4作为耐240℃超高温高密度水基钻井液的造浆材料。

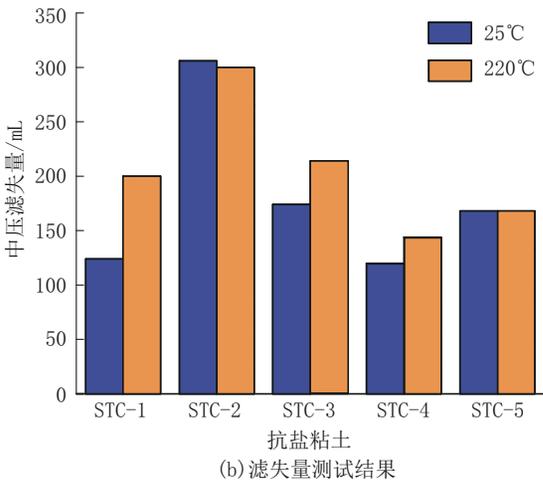
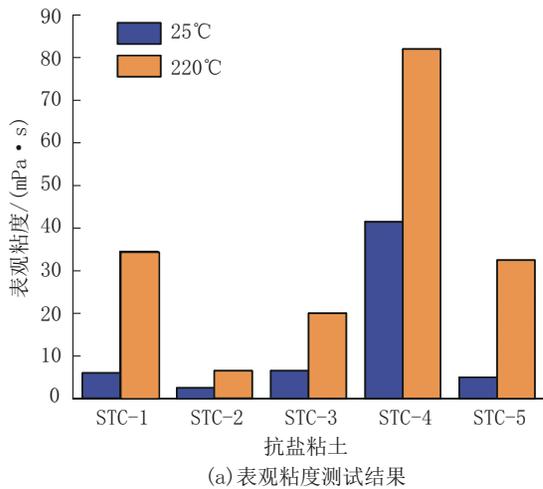


图 1 不同抗盐粘土的表观粘度和滤失量测试结果

Fig.1 The results of apparent viscosity and filtration using different salt-resistant clays

### 3.2 高温降滤失剂

高温降滤失材料包括合成聚合物类、树脂类等。收集了 4 种高温降滤失剂样品,针对性开展了在甲酸盐钻井液中降滤失性能对比评价,具体优选实验方法为:按照配方“淡水+50% 甲酸钾+6% 抗盐粘土 STC-4+3% 不同高温降滤失剂”配制钻井液,采用六速旋转粘度计、中压滤失仪测试 240℃高温老化 16 h 老化前后钻井液的流变性能及滤失量,再采用高温高压滤失仪测试老化后钻井液的 180℃高温高压(HTHP)滤失量,结果见表 3。

从表 3 可看出,聚合物降滤失剂 MSP 的降滤失作用最为突出,褐煤树脂 SPNH 次之,且褐煤树脂 SPNH 兼有高温降粘作用。因此,优选 MSP 和 SPNH 作为耐 240℃超高温高密度水基钻井液的高温降滤失剂。

表 3 不同高温降滤失剂优选实验结果

Table 3 The results of different high temperature fluid loss agents optimization

材料名称	实验条件	表观粘度/ (mPa·s)	塑性粘度/ (mPa·s)	API 滤失量/ mL	HTHP 滤失量/ mL
磺化褐煤 SMC	老化前	3	2	200	—
	老化后	25	8	160	420
褐煤树脂 SPNH	老化前	3.5	2	140	—
	老化后	3.5	2	240	376
酚醛树脂 SMP-II	老化前	3	2	120	—
	老化后	9.5	5	280	452
聚合物降滤失剂 MSP	老化前	18.5	17	5	—
	老化后	14	13	8	78
未加降滤失剂空白样	老化前	3	2	220	—
	老化后	15	6	212	492

### 3.3 高温增粘剂

收集了 4 种高温增粘剂样品,具体优选实验方法为:按照配方“淡水+50% 甲酸钾+4% 抗盐粘土+2% 不同高温增粘剂”配制钻井液,采用六速旋转粘度计、中压滤失仪测试 240℃高温老化 16 h 老化前后钻井液的流变性能及滤失量,结果见表 4。

表 4 不同高温增粘剂优选实验结果

Table 4 The results of high-temperature viscosifier optimization

材料名称	实验条件	表观粘度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	动塑比/ [Pa/(mPa·s)]	API 滤失量/ mL
高温增粘剂 GSP	老化前	18.5	2.56	0.16	5.6
	老化后	13.5	2.56	0.23	8.8
高温增粘剂 GSP-1	老化前	15	2.04	0.16	6
	老化后	12.5	2.56	0.26	8
高温增粘剂 VIT	老化前	43.5	17.89	0.69	9
	老化后	29.5	5.62	0.23	23
高温增粘剂 GSO	老化前	21	6.13	0.41	9
	老化后	12	2.04	0.20	8.4
未加增粘剂空白样	老化前	10	5.11	1.02	148
	老化后	20.5	15.84	3.17	204

表 4 为从不同高温增粘剂优选实验结果。从中可以看出,虽然高温增粘剂 GSP 和 GSP-1 在高温钻井液中具有较好的热稳定性和降滤失性能,但是

动切力均偏低。对比含不同高温增粘剂基浆的表现粘度、动切力及滤失量数值,可知高温增粘剂 VIT 具有最优的抗高温增粘效果。因此,优选 VIT 作为耐 240 °C 超高温高密度水基钻井液的高温增粘剂。

### 3.4 高温降粘剂

收集了 3 种高温降粘剂,具体优选实验方法为:按照配方“淡水+1% 氢氧化钠+6% 抗盐粘土 STC-4+3% 高温降滤失剂 SPNH+3.5% 聚合物降滤失剂 MSP+2% SMC+2% 高温防塌剂 ASP+1.5% 高温增粘剂 VIT+13% 高温封堵剂 GFD+0.5% 高温提切剂 GMD+3% 高温润滑剂 HTE+0.5% 乳化剂 SEZ+80% 有机/无机复合盐+重晶石(钻井液密度 2.0 g/cm<sup>3</sup>)+8% 不同高温降粘剂”配制钻井液,采用六速旋转粘度计、中压滤失仪测试 240 °C 高温老化 16 h 老化前后钻井液的流变性能及滤失量,再采用高温高压滤失仪测试老化后钻井液的 180 °C 高温高压(HTHP)滤失量,结果见表 5。

表 5 不同高温降粘剂优选实验结果

Table 5 The results of high-temperature viscosity reducer optimization

高温降粘剂	实验条件	$\theta_6$	$\theta_3$	静切力/ (Pa/Pa)	HTHP 滤 失量/mL
硅氟降粘剂 SF260	老化前	7	4	2/5	—
	老化后	13	8	3.5/7.5	48
磺化丹宁 SMT	老化前	24	17	7.5/23.5	—
	老化后	10	9	4.5/8	62
聚合物降粘 剂 PTH	老化前	11	7	5/21	—
	老化后	10	6	3.5/5.5	38
未加降粘剂 空白样	老化前	20	15	7/29	—
	老化后	52	46	20/32.5	110

从表 5 可看出,随着高温降粘剂的加入,钻井液低剪切速率下读数( $\theta_6$ 、 $\theta_3$ )和静切力降低,表明钻井液的流变性能得到有效改善。而且,高温降粘剂 PTH 的高温降粘效果和高温降滤失性能最优,其次为硅氟降粘剂 SF260。因此,优选 PTH 作为耐 240 °C 超高温高密度水基钻井液的高温降粘剂。

### 3.5 高温提切剂

超高温高密度水基钻井液易发生加重材料沉淀问题,需要加入高温提切剂来提高钻井液悬浮加重材料的能力。收集了 2 种高温提切剂,具体优选实验

方法为:按照配方“淡水+1% 氢氧化钠+3% 抗盐粘土 STC-4+5% 高温降滤失剂 SPNH+1% 聚合物降滤失剂 MSP+5% SMC+2% 高温防塌剂 ASP+2% 高温增粘剂 VIT+8% 高温封堵剂 GFD+2% 高温润滑剂 HTE+0.5% 乳化剂 SEZ+50% 甲酸钾+0.5% 不同高温提切剂+重晶石(钻井液密度 1.7g/cm<sup>3</sup>)”配制钻井液,采用六速旋转粘度计、中压滤失仪测试 240 °C 高温老化 16 h 老化前后钻井液的流变性能及滤失量,并观察高温老化后老化罐内钻井液是否出现重晶石沉淀,测试结果见表 6。

表 6 不同高温提切剂优选实验结果

Table 6 The results of high-temperature shearing potentiator optimization

提切剂	实验条件	表观粘度/ (mPa·s)	动塑比/ [Pa/ (mPa·s)]	静切力/ (Pa/Pa)	是否有 重晶石 沉淀
提切剂 GGD	老化前	109.5	0.28	2.5/7.5	否
	老化后	73.5	0.15	2.5/6	是
提切剂 GMD	老化前	106	0.30	4/9.5	否
	老化后	98.5	0.21	6/9.5	否
未加提切剂 空白样	老化前	104	0.27	3.5/10.5	否
	老化后	75.5	0.15	2.5/5.5	是

从表 6 可看出,240 °C 高温老化 16 h 后,不含提切剂以及含提切剂 GGD 的钻井液均出现重晶石沉淀问题。而含 GMD 的钻井液 240 °C 高温老化后,钻井液具有更高的动塑比和静切力,有利于悬浮重晶石。因此,优选 GMD 作为耐 240 °C 超高温高密度水基钻井液的高温提切剂。

## 4 耐 240 °C 超高温高密度水基钻井液配方研究

在前期优选的抗盐粘土 STC-4、高温增粘剂 VIT、高温降滤失剂 MSP 和 SPNH、高温降粘剂 PTH、高温提切剂 GMD 等关键处理剂的基础上,再复配高温防塌剂 ASP、高温封堵剂 GFD、高温润滑剂 THE、乳化剂 SEZ、有机/无机复合盐和重晶石配制超高温高密度水基钻井液。以考察钻井液经 240 °C 老化 16 h 后的流变性、降滤失性和悬浮重晶石的能力为测试重点,开展抗温 240 °C、密度 2.0 g/cm<sup>3</sup> 的超高温高密度水基钻井液配方研究。列举部分钻井液配方(见表 7),采用六速旋转粘度计、中压滤失仪及高温高压滤失仪测试 240 °C 高温老化

16 h前后钻井液的流变性能、降滤失性能和悬浮重晶石能力,结果见表8。

表7 设计的部分耐240℃超高温高密度水基钻井液配方(密度2.0 g/cm<sup>3</sup>)  
Table 7 Part formula design of the 240℃ ultra-high temperature resistance high density water-based drilling fluids (density of 2.0 g/cm<sup>3</sup>)

配方编号	具体配方
1	淡水+1%氢氧化钠+5%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+11%GFD+0.4%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
2	淡水+1%氢氧化钠+5%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+9%GFD+0.4%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
3	淡水+1%氢氧化钠+5%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+6%GFD+0.4%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+5%PTH+重晶石
4	淡水+1%氢氧化钠+3%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+6%GFD+0.4%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
5	淡水+1%氢氧化钠+5%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+6%GFD+0.4%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
6	淡水+1%氢氧化钠+4%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+6%GFD+0.3%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
7	淡水+1%氢氧化钠+4%STC-4+5%SPNH+3%MSP+2%ASP+6%GFD+0.3%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
8	淡水+1%氢氧化钠+4%STC-4+5%SPNH+3.5%MSP+2%ASP+5%GFD+0.3%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
9	淡水+1%氢氧化钠+4%STC-4+5%SPNH+2.5%MSP+2%ASP+6%GFD+0.3%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+8%PTH+重晶石
10	淡水+1%氢氧化钠+4%STC-4+5%SPNH+2.5%MSP+2%ASP+6%GFD+0.3%GMD+1.5%VIT+3%HTE+0.5%SEZ+80%有机/无机复合盐+5%PTH+重晶石

从表8可以看出,当抗盐粘土加量为5%、高温封堵剂加量>6%或者高温降滤失剂MSP>3%时,配制的密度2.0 g/cm<sup>3</sup>超高温高密度水基钻井液粘度偏大。当抗盐粘土加量为3%时,经240℃老化16 h后钻井液出现重晶石沉淀,说明含3%抗盐粘土配方的钻井液悬浮重晶石能力较差。上述9组配方(除4号配方)经240℃老化16 h后,钻井液均具有良好的流变性能、较低的静切力、滤失量和动塑比。

最终,初步优选出一套耐240℃超高温高密度水基钻井液配方(密度2.0 g/cm<sup>3</sup>):淡水+1%氢氧化钠+4%抗盐粘土STC-4+5%高温降滤失剂SPNH+2.5%高温降滤失剂MSP+2%高温防塌剂ASP+6%高温封堵剂GFD+0.3~0.4%高温提切剂GMD+1.5%高温增粘剂VIT+3%高温润滑剂HTE+0.5%乳化剂SEZ+80%有机/无机复合盐+5~8%高温降粘剂PTH+重晶石。

## 5 结论

(1)针对超高温高密度水基钻井液技术难点,优选出抗盐粘土STC-4、高温增粘剂VIT、高温降滤失剂MSP和SPNH、高温降粘剂PTH、高温提切剂GMD等耐240℃超高温高密度水基钻井液用关键处理剂。

(2)通过大量的水基钻井液配方优化研究,初步研发了一套抗温240℃、密度2.0 g/cm<sup>3</sup>的超高温高密度水基钻井液配方,具体配方为:淡水+1%氢氧化钠+4%抗盐粘土STC-4+5%高温降滤失剂SPNH+2.5%高温降滤失剂MSP+2%高温防塌剂ASP+6%高温封堵剂GFD+0.3~0.4%高温提切剂GMD+1.5%高温增粘剂VIT+3%高温润滑剂HTE+0.5%乳化剂SEZ+80%有机/无机复合盐+5~8%高温降粘剂PTH+重晶石。

(3)耐240℃超高温高密度水基钻井液具有良好的流变性、降滤失性和悬浮重晶石能力。经

表8 不同的耐240℃超高温高密度水基钻井液配方测试结果

Table 8 Results of different formulations of 240℃ ultra-high temperature high density water-based drilling fluids

配方编号	实验条件	表观粘度/ (mPa·s)	动塑比/[Pa/ (mPa·s)]	静切力/(Pa/ Pa)	API滤失量 /mL	180℃CHTHP 滤失量/mL	备注
1	老化前	>150	—	8.5/19.5	3.8	—	—
	老化后	135.5	0.12	3/4.5	2	19	—
2	老化前	>150	—	7.5/22	3.6	—	—
	老化后	>150	—	6/7.5	2	16	—
3	老化前	>150	—	4/19.5	3.4	—	—
	老化后	>150	—	4/4.5	1.6	25	—
4	老化前	>150	—	7/17.5	3.6	—	高温老化后出现 重晶石沉淀
	老化后	145	0.12	3/4.5	1.2	16	—
5	老化前	>150	—	12.5/27.5	3.4	—	—
	老化后	>150	—	4/5.5	2	13	—
6	老化前	>150	—	11/24	3.4	—	—
	老化后	>150	—	4/5.5	2	17	—
7	老化前	142	0.17	9/22.5	3.4	—	—
	老化后	>150	—	4.5/6	1.6	17	—
8	老化前	>150	—	10/23	3.6	—	—
	老化后	>150	—	5/6.5	1.6	14	—
9	老化前	117.5	0.19	8/24	3.8	—	—
	老化后	131.5	0.17	4/5	2	24	—
10	老化前	136.5	0.11	5.5/20	4	—	—
	老化后	127	0.17	3.5/4.5	2.8	20	—

备注:表观粘度>150 mPa·s是指六速旋转粘度计测试时钻井液的600转读数超过300量程。

240℃老化16 h后,钻井液的表现粘度变化率<30%,API滤失量<3 mL,180℃CHTHP滤失量≤24 mL。但是,还需要进一步深入研究,评价该最佳配方的钻井液在240℃老化不同时间后的性能变化。

### 参考文献(References):

- [1] 刘畅,冉恒谦,许洁.干热岩耐高温钻井液的研究进展与发展趋势[J].钻探工程,2021,48(2):8-15.  
LIU Chang, RAN Hengqian, XU Jie. Research progress and development trend of high-temperature drilling fluid in hor dry rock [J]. Drilling Engineering, 2021,48(2):8-15.
- [2] 许洁,朱永宜,乌效鸣,等.松科二井取心钻进高温钻井液技术[J].中国地质,2019,46(5):1184-1193.  
XU Jie, ZHU Yongyi, WU Xiaoming, et al. High temperature core drilling fluid technology of Well Songke-2[J]. Geology in China, 2019,46(5):1184-1193.
- [3] 甘超,曹卫华,王鲁朝,等.深部地质钻探钻进过程流式大数据分析 with 动态预处理——以辽宁丹东3000 m科学钻探工程为例[J].钻探工程,2022,49(4):1-7.  
GAN Chao, CAO Weihua, WANG Luzhao, et al. Streaming big data analysis and dynamic pre-processing in deep geological

drilling process: A case study on the 3000m scientific drilling project in Dandong, Liaoning province [J]. Drilling Engineering, 2022,49(4):1-7.

- [4] 何跃文,杨雄文,高雁,等.北美地热井高温硬岩钻井技术[J].钻探工程,2022,49(1):79-87.  
David HE, YANG Xiongwen, GAO Yan, et al. North America geothermal high temperature hard rock drilling technology [J]. Drilling Engineering, 2022,49(1):79-87.
- [5] ZHENG Wenlong, WU Xiaoming, HUANG Yuming. Research and application of high-temperature drilling fluid designed for the continental scientific drilling project of Songliao Basin, China [J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects, 2022,44(1):2075-2087.
- [6] 孙金声,蒋官澄.钻井工程“血液”——钻完井液技术的发展现状与趋势[J].前瞻科技,2023,2(2):62-74.  
SUN Jinsheng, JIANG Guancheng. Drilling engineering “blood”: The development status and trend of drilling and completion fluids technology [J]. Science and Technology Foresight, 2023,2(2):62-74.
- [7] 孙金声,杨杰,戎克生,等.水基钻井液用流型调节剂研究进展[J].新疆石油天然气,2023,19(2):1-16.  
SUN Jinsheng, YANG Jie, RONG Kesheng, et al. Advances in study on rheology modifier for water-based drilling fluids [J].

- Xinjiang Oil & Gas, 2023, 19(2):1-16.
- [8] 常晨,许明标,由福昌.超高温水基钻井液的室内研究[J].钻井液与完井液,2012,29(3):36-37,93-94.  
CHANG Chen, XU Mingbiao, YOU Fuchang. Laboratory study of ultra-high temperature water-based drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(3):36-37, 93-94.
- [9] 单文军,陶士先,付帆,等.抗240℃高温水基钻井液体系的室内研究[J].钻井液与完井液,2014,31(5):10-13.  
SHAN Wenjun, TAO Shixian, FU Fan, et al. Laboratory research on 240℃ high temperature water base drilling fluids [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2014, 31(5):10-13.
- [10] 胡小燕,王旭,张丽君,等.超高温270℃水基钻井液体系研究[J].精细石油化工进展,2016,17(6):8-12.  
HU Xiaoyan, WANG Xu, ZHANG Lijun, et al. Research on ultra-high temperature water based drilling fluid [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2016, 17(6):8-12.
- [11] 李雄,董晓强,金军斌,等.超高温高密度钻井液体系的研究与应用[J].钻井液与完井液,2020,37(6):694-700.  
LI Xiong, DONG Xiaoqiang, JIN Junbin, et al. Study and application of an ultra-high temperature high density drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020, 37(6):694-700.
- [12] 胡继良,陶士先,单文军,等.超深井高温钻井液技术概况及研究方向的探讨[J].地质与勘探,2012,48(1):155-159.  
HU Jiliang, TAO Shixian, SHAN Wenjun, et al. Overview of ultra-deep well high-temperature drilling fluid technology and discussion of its research direction [J]. Geology and Exploration, 2012, 48(1):155-159.
- [13] 毛惠.超高温超高密度水基钻井液技术研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2017.  
MAO Hui. Research on technology of ultra-high temperature and ultra-high density water-based drilling fluid [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [14] 张斌.超深井、超高温钻井液技术研究[D].北京:中国地质大学(北京),2010.  
ZHANG Bin. Research on ultra-deep well and ultra-high temperature drilling fluid technology [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2010.
- [15] 郝少军,安小絮,韦西海,等.碱探1井超高温水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2021,38(3):292-297.  
HAO Shaojun, AN Xiaoxu, WEI Xihai, et al. Ultra-high temperature drilling fluid technology for drilling well Jiantan-1 [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2021, 38(3):292-297.
- [16] 秦耀军,李晓东,赵长亮,等.耐240℃高温钻井液在青海共和盆地高温干热岩钻探施工中的应用[J].地质与勘探,2019,55(5):1302-1313.  
QIN Yaojun, LI Xiaodong, ZHAO Changliang, et al. Application of high temperature (240℃) resistant fluid to a HDR drilling project in the Gonghe Basin, Qinghai Province [J]. Geology and Exploration, 2019, 55(5):1302-1313.
- [17] 孙中伟,何振奎,刘霞,等.泌深1井超高温水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2009,(3):P9-11,15,87.  
SUN Zhongwei, HE Zhenkui, LIU Xia, et al. The ultra high temperature water base drilling fluid technology for well Bishen-1 [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, (3): P9-11, 15, 87.
- [18] 李公让,薛玉志,刘宝峰,等.胜科1井四开超高温高密度钻井液技术[J].钻井液与完井液,2009,26(2):12-15.  
LI Gongrang, XUE Yuzhi, LIU Baofeng, et al. High temperature high density drilling fluid technology for the forth interval of well Shengke-1 [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(2):12-15.
- [19] 王勇军,聂德久.雄安新区D19地热勘探井钻探技术及成果[J].钻探工程,2023,50(S1):299-304.  
WANG Yongjun, NIE Dejiu. Drilling technology and achievements of D19 geothermal exploration well in Xiong'an New Area [J]. Drilling Engineering, 2023, 50(S1):299-304.
- [20] ZHANG J R, XU M D, GEORGIOS C, et al. Clay minerals in drilling fluids: Functions and challenges [J]. Clay Minerals, 2020, 55(1):1-11.
- [21] 卜海,徐同台,孙金声,等.高温对钻井液中黏土的作用及作用机理[J].钻井液与完井液,2010,27(2):23-25.  
BU Hai, XU Tongtai, SUN Jinsheng, et al. The effect of high temperature on clays in drilling fluids [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2010, 27(2):23-25.
- [22] 薛倩冰,梁楠,韩丽丽,等.大陆科学钻探工程技术发展动态及趋势分析[J].钻探工程,2021,48(12):1-6.  
XUE Qianbing, LIANG Nan, HAN Lili, et al. Development trend of continental scientific drilling technology [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(12):1-6.
- [23] 孙金声,黄贤斌,吕开河,等.提高水基钻井液高温稳定性的方法、技术现状与研究进展[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(5):73-81.  
SUN Jinsheng, HUANG Xianbin, LÜ Kaihe, et al. Methods, technical progress and research advance of improving high temperature stability of water based drilling fluids [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(4):73-81.
- [24] 郑文龙,乌效鸣,许洁,等.中国深部岩心钻探钻井液技术应用现状及研究方向探讨[J].地质与勘探,2019,55(3):0826-0832.  
ZHENG Wenlong, WU Xiaoming, XU Jie, et al. Application situation and focused research of drilling fluid technology in deep core drilling projects of China [J]. Geology and Exploration, 2019, 55(3):0826-0832.
- [25] 薛倩冰,刘凡柏,张金昌,等.特深孔地质岩心钻探技术装备集成及示范[J].钻探工程,2023,50(2):8-16.  
XUE Qianbing, LIU Fanbai, ZHANG Jinchang, et al. Integration and demonstration of geological core drilling technology and equipment for ultra-deep hole [J]. Drilling Engineering, 2023, 50(2):8-16.

(编辑 王文)