

# 耐高温(230℃)饱和盐水钻井液技术研究

陶士先<sup>1</sup>, 张丽君<sup>2</sup>, 单文军<sup>1</sup>

(1. 北京探矿工程研究所, 北京 100083; 2. 地质矿产部无锡钻探工具厂, 江苏 无锡 214174)

**摘要:**我国未来深部大陆科学钻探计划深度为 13000 m, 温度梯度按 3.0℃/100 m 计算, 井底温度将达到 390℃ 以上, 钻井液将面临超高温高压环境, 钻井液技术将面临严峻考验。为此, 开展了超高温钻井液的预研究, 利用抗盐粘土、抗高温降滤失剂、抗高温解絮凝剂、抗高温保护剂等, 研制了可用于 230℃ 高温环境的饱和盐水钻井液配方。室内评价试验表明, 用该配方配制的耐高温钻井液经 230℃、16 h 高温滚动老化后, 具有良好的流动性能, 高温高压失水量(210℃、3.45 MPa) < 35 mL/30 min。

**关键词:**超高温; 降滤失剂; 解絮凝剂; 高温保护剂; 耐高温钻井液

**中图分类号:** P634.6      **文献标识码:** A      **文章编号:** 1672-7428(2014)01-0021-06

**Research on Ultra High Temperature (230℃) Saturated Drilling Fluid Technology/TAO Shi-xian<sup>1</sup>, ZHANG Li-jun<sup>2</sup>, SHAN Wen-jun<sup>1</sup>** (1. Beijing Institute of Exploration Engineering, Beijing 100083, China; 2. Wuxi Drilling Tools Factory, Wuxi Jinagsu 214174, China)

**Abstract:** The planned depth of future continental scientific drilling program is 13000m, based on the geothermal gradient of 3℃/100m, the bottom hole temperature will reach more than 390℃, so the drilling fluids technology will face a severe challenge to be applied in an extremely high temperature and high pressure environment. In this case, the pilot study was carried out on the ultra high temperature drilling fluid, with salt resistant clay, high temperature filtration reducer, high temperature deflocculant and high temperature protective agent, the saturated salt water drilling fluid composition was developed, this drilling fluid could work in the environments of more than 230℃. The indoor evaluation test demonstrated that this drilling fluid can still keep good flowing property and the water loss is less than 35mL/30min after 230℃ rolling aging test for 16 hours.

**Key words:** ultra high temperature; filtrate reducer; deflocculant; high temperature protective agent; high temperature drilling fluids

我国未来深部大陆科学钻探计划深度为 13000 m, 温度梯度按 3.0℃/100 m 计算, 井底温度将达到 390℃ 以上, 钻井液将面临超高温高压环境, 钻井液技术将面临严峻考验。如此恶劣环境, 对淡水钻井液影响很大, 对饱和盐水钻井液的影响更大, 主要表现在超高温高压环境下滤失量的急剧升高和钻井液悬浮能力变差。通常情况下, 要保持饱和盐水钻井液高温高压条件下具有较低的滤失量, 泥浆处理剂的加量很大, 较大的处理剂加量使得饱和盐水钻井液在常温下粘度急剧升高, 维护困难, 但经过高温老化后, 粘度又会急剧下降。因此饱和盐水钻井液在超高温、高压环境下的流变性和滤失量控制十分困难。

作为超深井科学钻探预研究项目, 本文开展了超高温饱和盐水钻井液研究。利用抗盐粘土、抗高

温抗盐降滤失剂、抗高温抗盐解絮凝剂及高温保护剂等产品, 配制出可适用于 230℃ 高温环境的饱和盐水钻井液。

## 1 高温及电解质对钻井液性能的影响

在某一温度下稳定的钻井液, 当温度升高时其原有的平衡将被破坏, 性能将发生显著变化, 电解质的存在, 使得问题更加复杂。了解高温及电解质对泥浆材料及其性能的影响, 通过泥浆材料及泥浆处理剂的合理选配, 可以在现有高温材料条件下配制出耐温及耐电解质污染性能更好的钻井液。

### 1.1 高温对钻井液性能的影响

#### 1.1.1 温度对造浆材料性能的影响

水基钻井液的主要造浆材料是膨润土。如钠膨润土, 用来增粘、降低滤失量、提高润滑性能。高温

收稿日期: 2013-08-01

**基金项目:** 深部探测技术与实验研究专项“深部探测关键仪器装备研制与实验”之“深部大陆科学钻探装备研制”(SinoProbe-09-05)的“高温钻井液体系研究”专题

**作者简介:** 陶士先(1964-), 女(汉族), 辽宁人, 北京探矿工程研究所教授级高级工程师, 探矿工程专业, 从事钻井液技术研究与应用工作, 北京市海淀区学院路 29 号探工楼 606 室, taosx@bjiee.com.cn。

对造浆材料的影响主要是絮凝和分散。随着温度的升高,絮凝的严重性则随之增加;同时高温也增强了水分子渗入到粘土内部的能力和粘土表面阳离子扩散和置换的能力,在布朗运动和外加剪切力作用下,促使颗粒分散。以基准钠膨润土为例,随着老化温度的升高,其表观粘度、塑性粘度和动切力也随之升高,滤失量逐渐增大,试验结果见图1;但高温流变性试验表明(试验结果见图2),随着温度的升高其表观粘度、塑性粘度和动切力变化趋势是先升高然后急剧下降。

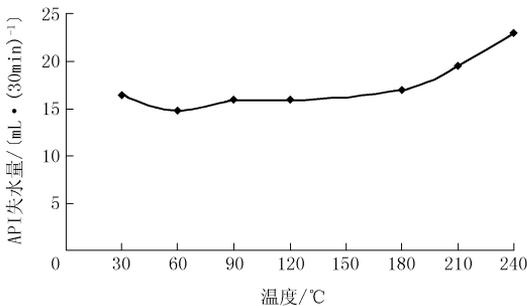


图1 4%钠基土所配钻井液经不同温度老化后的API失水量变化曲线

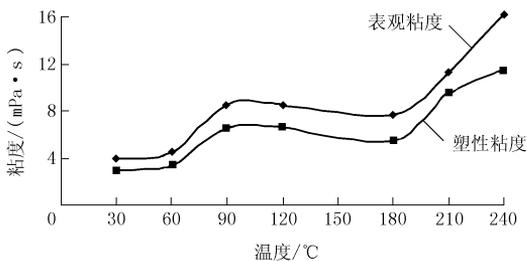


图2 4%钠基土所配钻井液经不同温度老化后的粘度变化曲线

实验结果表明,高温老化后膨润土的流变性变化较大,进一步试验表明,不同膨润土加量,其变化幅度有较大的区别,图3、图4给出了不同膨润土加量条件下钻井液流变性及其滤失量变化曲线。从图4可以看出,随着膨润土加量的提高,其滤失量显著降低;但当膨润土加量 $>5\%$ 时,随着温度的升高,其流变性

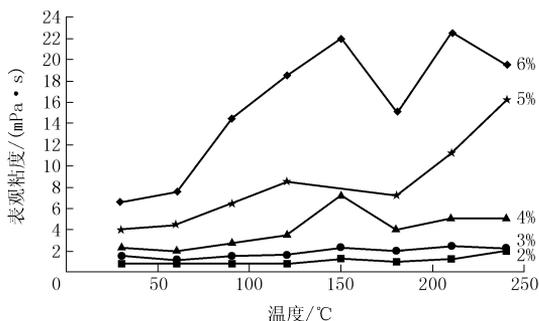


图3 不同膨润土加量所配钻井液的流变性变化曲线

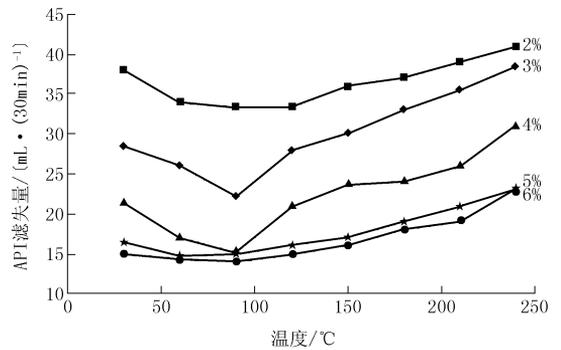


图4 不同膨润土加量所配钻井液的滤失量变化曲线

发生急剧变化,这种变化不利于泥浆流变性控制。因此,要取得较好的抗温效果,选择合适的膨润土加量是十分重要的。

### 1.1.2 温度对泥浆处理剂性能的影响

泥浆处理剂是影响钻井液抗温能力的主要因素。高温对泥浆处理剂性能的影响主要表现在2个方面,即高温高压条件下处理剂的降解和分解。高温下聚合物分子主链断裂将使处理剂相对分子质量降低,将导致处理剂功能部分或全部丧失,最终影响钻井液性能,如聚丙烯酸钾、80A51等有机高分子聚合物这种现象较为明显。高温高压条件下,泥浆处理剂发生分解,也是造成处理剂失效(或部分失效)的另一主要原因,因为功能基团分解将导致功能基团减少,降低处理剂的吸附和水化能力,从而使处理剂的护胶能力和抗盐污染能力降低。对处理剂的高温老化试验表明,目前多数泥浆处理剂在老化温度 $>200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以后,会释放出难以忍受的刺激气味,泥浆的pH值明显降低,泥浆性能发生显著变化。

### 1.1.3 高温交联与高温解吸作用

高温对钻井液的影响除体现在高温对造浆材料、泥浆处理剂本身的影响外,还体现在钻井液中泥浆处理剂之间的高温交联作用及处理剂与造浆材料之间的高温解吸作用。

#### 1.1.3.1 高温交联

对烯基单体聚合物而言,绝大多数情况下主要发生降解现象,但当钻井液中含有一些可诱导产生自由基的过渡金属离子时,可以产生交联,适当交联将有利于改善处理剂的降滤失能力,磺化酚醛树脂必须配合磺化褐煤才能发挥作用,便是利用高温交联这一特性。适当交联可以保持或提高处理剂的作用效果,但过度交联时,会形成不溶于水的交联产物,致使处理剂失去作用;如果交联形成的网状结构进一步交联成为体型结构时,钻井液成为凝胶,即出现了高温稠化现象,钻井液流变性变差。

### 1.1.3.2 高温解吸

解吸与吸附是一个动平衡过程。升温时平衡向解吸方向移动,因此升温时理剂在粘土颗粒上的吸附量大大降低,粘土颗粒失去处理剂的保护,使粘土的高温分散及絮凝作用无阻碍的进行,从而降低钻井液的热稳定性。

### 1.2 电解质对钻井液性能的影响

钻井液最常见的污染就是钙侵和盐侵。由于  $\text{Ca}^{2+}$  易与钠蒙脱石中的  $\text{Na}^+$  发生离子交换,使其转化为钙蒙脱石,而  $\text{Ca}^{2+}$  的水化能力要比  $\text{Na}^+$  弱得多,因此  $\text{Ca}^{2+}$  的引入使蒙脱石的絮凝程度增加,致使钻井液的粘度、切力及滤失量显著增大。

钻井液中的粘土矿物由于晶格取代其颗粒表面带有负电荷,吸附阳离子形成扩散双电层。随着进入钻井液的  $\text{Na}^+$  浓度不断增大,必然会增加粘土颗粒扩散双电层的阳离子数目,从而压缩双电层,使扩散层厚度减小,颗粒表面的  $\zeta$  电位下降。在这种情况下,粘土颗粒间的静电斥力减小,水化膜变薄,颗粒的分散度降低,颗粒之间端-面和端-端连接的趋势增强。由于絮凝结构的产生,导致钻井液的粘度、切力和滤失量逐渐上升。当  $\text{Na}^+$  浓度增大到一定程度之后,压缩双电层的现象更为严重,粘土颗粒的水化膜变得更薄,致使粘土颗粒发生面-面聚结,分散度明显降低,因而钻井液的粘度和切力在达到其最大值后又转化为下降,滤失量则继续上升。

钻井液中含盐时,盐将使粘土颗粒聚结,减少处理剂在粘土颗粒上的吸附,同时使处理剂的水化能力减弱,护胶能力下降。

### 1.3 高温及电解质对钻井液性能的影响

高温及电解质对钻井液性能影响主要表现在以下几个方面。

(1) 钻井液流变性能波动幅度大,难以控制。常温情况下钻井液中加入盐后,泥浆粘度显著提高,但经过高温老化后,泥浆粘度又急剧下降,泥浆的悬浮能力显著降低。

(2) 钻井液高温高压条件下滤失量大幅度提高,泥饼厚度增加明显。

(3) 处理剂用量大幅度提高。

(4) 泥浆的润滑性能明显变差。

(5) 钻井液的 pH 值显著降低,钻具腐蚀加剧。

## 2 耐高温饱和盐水钻井液试验与评价方法

### 2.1 主要试验仪器

六速粘度计:用于常温条件下泥浆流变性测定。

API 滤失量测定仪:用于常温条件下泥浆滤失量测定。

高温滚子炉:用于高温条件下泥浆养护。

高温高压滤失仪:用于高温条件下泥浆滤失量测定。

Fan50 高温流变仪:用于不同温度下泥浆的流变性测定。

### 2.2 试验条件确定

#### 2.2.1 温度确定

##### 2.2.1.1 最高试验温度确定

试验温度主要依据钻井液在孔内的温度变化、可能遭遇的最高温度及实验仪器本身的测试能力来确定。钻井液所遭受的最高温度应是钻井液在井内长时间静置后所导致的,但一般不超过井底温度的 80%。按此计算,钻井液的最高测试温度  $\leq 210^\circ\text{C}$ 。从测试仪器看,高温老化仪器的极限温度为  $260^\circ\text{C}$ ,实际使用温度  $\geq 240^\circ\text{C}$ ;高温高压滤失仪的极限温度为  $260^\circ\text{C}$ ,但实际使用温度  $\geq 230^\circ\text{C}$ (试验过程中已遭遇多次由于加热套(或釜体)变形,导致养护釜无法从加热套中取出)。高温流变仪 Fan50 的极限测试温度为  $260^\circ\text{C}$ 。综合考虑,高温养护温度最高为  $230^\circ\text{C}$ ,高温高压滤失量最高试验温度为  $210^\circ\text{C}$ ,高温流变性最高试验温度为  $240^\circ\text{C}$ 。

##### 2.2.1.2 温度范围确定

钻井液在井内循环过程中温度变化规律为由低到高,然后又逐渐降低;长时间静止时钻井液的最高温度点是在孔底。因此高温流变试验所选择的试验温度为  $30 \sim 240^\circ\text{C}$ ,级差为  $30^\circ\text{C}$ 。

##### 2.2.2 老化时间确定

对钻井液进行高温老化试验,一般情况下高温老化时间为 16 h,但考虑设备维修、测井等特殊情况下,钻井液可能需要高温长时间静置,同时考虑老化仪器的安全性,最多老化时间为 72 h。

### 2.3 评价内容与试验程序

(1) 常温条件下钻井液流变性能及 API 滤失量的测定,考察钻井液常温条件下的性能,并作为高温后性能对比的依据。按 API 标准测定程序测定。

(2) 测定钻井液高温老化后钻井液的流变性能及 API 滤失量,考察钻井液经过特定时间高温老化后钻井液的性能。试验程序按 API 标准测试程序测定。

(3) 高温高压滤失量测定:为了更好与孔内条件相吻合,试验浆采用经过高温老化后的钻井液。试验程序按 API 标准试验程序执行。

(4) 钻井液高温流变性试验:采用 Fann50 高温

高压流变仪,试验浆采用高温老化后的钻井液,最高试验温度为 240 ℃,最低试验温度为 30 ℃,级差为 30 ℃。试验温度由低到高,然后停止加热由高到低,记录试验数据,并绘制粘度、塑性粘度等流变参数曲线。

(5) 钻井液抑制性试验。采用高温老化后的钻井液,测定其在常温常压及高温高压下的抑制性能。试验用岩心采用天然钙膨润土压制,用蒸馏水做空白对比样。

### 3 耐高温饱和盐水钻井液配方研究

#### 3.1 耐高温饱和盐水钻井液设计依据

(1) 合理选择泥浆材料及泥浆处理剂。

钻井液的耐高温能力及抗电解质污染能力与泥浆材料及泥浆处理剂的耐高温程度及抗污染能力有关。在造浆材料方面,凹凸棒土及海泡石土具有较强的抗温和抗污染能力。泥浆材料选择重点考虑分子结构、功能基团及相对分子量。

(2) 合理利用泥浆处理剂之间的协同作用和高温交联作用。

高温对泥浆处理剂与泥浆处理剂之间的影响,就是处理剂之间的高温交联,处理剂之间适当的交联,可以保持或提高处理剂的作用效果。同时不同类型吸附基团的协同作用,保证在高温下有足够的吸附量,提高钻井液的抗温及抗盐效果。在处理剂组份未知的情况下,配方优化试验是考察处理剂配伍性的重要手段。

(3) 预防高温高压条件下泥浆处理剂的降解和分解。

采用抗氧化剂预防泥浆处理剂的高温降解和分解,提高泥浆处理剂的分解温度。因此高温钻井液配方试验中,高温稳定剂(或保护剂)是必不可少的。

(4) 控制钻井液的 pH 值。

#### 3.2 试验用材料选择

##### 3.2.1 造浆材料优选

粘土是钻井液的基础材料,又称造浆材料。其主要作用:增加粘度和切力,提高井眼净化能力;形成低密渗透率的致密泥饼,降低滤失量;对于胶结不良的地层,可以改善井眼的稳定性;防止井漏。

造浆材料好坏,直接影响钻井液的性能。不同厂家,由于其膨润土矿来源不同、加工方法不同,因此导致膨润土的抗温性能有很大差别。图 5~8 给出了由不同厂家不同造浆土配制的饱和盐水钻井液

的抗温性能。由图 8 可以看出,江苏抗盐土和海泡石复合的抗盐及抗温性能相对较好。

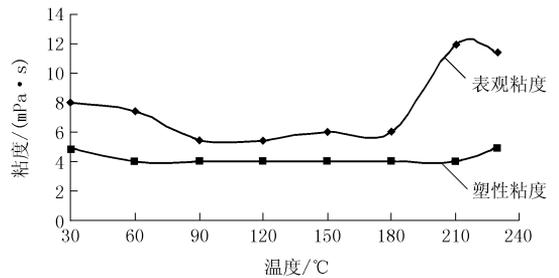


图 5 4% 江苏抗盐土所配钻井液的流变曲线图

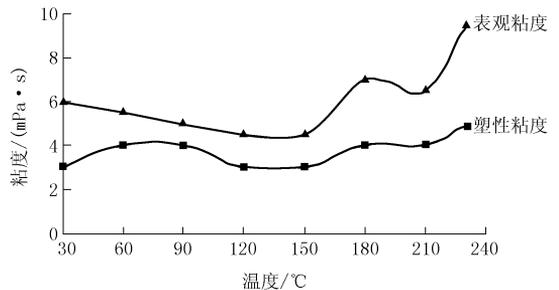


图 6 4% 山东钠膨润土所配钻井液的流变曲线图

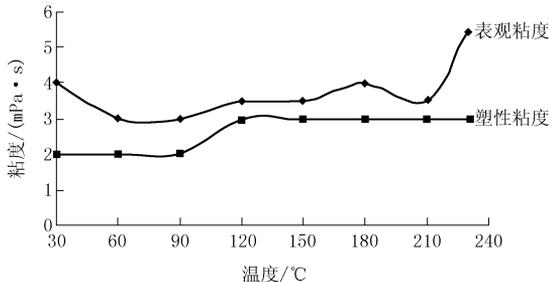


图 7 4% 海泡石土所配钻井液的流变曲线图

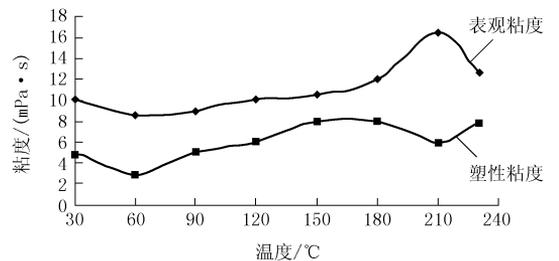


图 8 4% 江苏抗盐土 + 2% 海泡石所配钻井液的流变曲线图

从图 6、图 7 可以看出,选用的钠膨润土和海泡石土造浆能力较差;江苏抗盐土造浆性能比较好,4% 江苏抗盐土和 2% 海泡石在饱和盐水钻井液中抗温效果比较好,流变性能好,因此选用江苏抗盐土和海泡石做配方优化试验。

##### 3.2.2 抗盐泥浆处理剂优选

泥浆处理剂抗温能力的高低,很大程度上决定了钻井液抗温能力的水平,泥浆处理剂的抗温能力

越高,钻井液的抗温能力也将随之提高。很多处理剂由于生产厂家出于保密等原因,其组份不是很清楚,无法简单按产品分子结构等理论去筛选,因此项目组收集了大量国内外不同厂家(含同类产品)的产品进行对比和筛选。

试验配方:饱和盐水 + 4% 抗盐土 + 2% 海泡石 + 3% 的处理剂,调 pH 值至 8 ~ 10。

试验温度:高温老化温度及高温高压滤失量的测定温度均为 180 ℃。

通过试验筛选的泥浆处理剂性能见表 1。

表 1 高温处理剂耐温性能一览表

产品名称	老化温度	AV / (mPa·s)	PV / (mPa·s)	YP / Pa	FL / [mL·(30 min) <sup>-1</sup> ]	HTHP / [mL·(30 min) <sup>-1</sup> ]
SMP	常温	11.50	7.00	2.35	8.00	136
	180℃	9.00	8.50	0.26	26.00	
GCL-1	常温	6.00	6.00	0.00	7.00	48
	180℃	11.00	10.00	0.52	7.00	
SN 树脂	常温	7.00	7.00	0.00	7.00	65
	180℃	6.50	6.00	-0.26	6.00	
KJAN	常温	10.50	11.00	-0.26	7.40	58
	180℃	7.50	8.00	4.09	5.00	
SMC	常温	3.50	3.50	0.00	13.40	58
	180℃	3.00	3.00	0.00	13.00	
SPNH	常温	6.00	5.00	0.52	7.00	45
	180℃	7.50	7.00	0.26	6.00	
黑树脂	常温	3.25	3.50	-0.13	6.00	40
	180℃	5.50	5.00	0.26	8.00	
铵盐	常温	8.00	7.00	3.07	7.00	37
	180℃	6.75	6.50	0.13	7.60	
钠盐	常温	12.75	11.50	3.07	10.00	66
	180℃	8.50	7.00	0.78	10.00	
国外 DDP	常温	90.50	21.00	3.07	6.00	40
	180℃	50.00	36.00	7.31	5.00	
GCL-2	常温	7.50	7.00	0.26	7.00	48
	180℃	7.00	7.00	0.00	6.00	

注:AV—表观粘度,PV—塑性粘度,YP—动切力,FL—滤失量,HTHP—高温高压滤失量,以下表中相同。

(1) 磺甲基酚醛树脂(SMP):常用高温降滤失剂,其作用机理可相当于高温低分子类有机处理剂的机理,主要是通过改善泥饼质量和增加滤液粘度来实现。

(2) GCL-1:丙烯酸、丙烯酰胺接枝共聚物与磺化腐植酸衍生物复配而成,抗温 250 ℃,具有良好的降失水效果和调节泥浆流型。

(3) SN 树脂:由改性腐植酸与有机小分子接枝而得,具有良好的抗温和降滤失性能,能有效改善泥饼质量和调整钻井液的流变性,常用于深井钻井液中。

(4) KJAN:高温降滤失剂,具有不增粘、耐高温、

无毒性等优良性能。

(5) SMC:褐煤腐植酸的衍生物,又名磺化腐植酸,是褐煤经碱化、磺化再经铬盐交联而成,是一种能耐 200 ~ 220 ℃ 高温的淡水钻井液的降粘剂和滤失量控制剂。

(6) 褐煤树脂 SPNH:为磺化酚醛树脂和磺化褐煤组成的耐温抗盐的钻井液降滤失剂。褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基,苯环间又以碳原子相连,能够抗高温。又因为苯羟基在邻对位上引进了磺酸钠基 -SO<sub>3</sub>Na,水化作用强、缔合水的键能高,因而又解决了它的水溶性,决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。

(7) 黑树脂:成分不详。

(8) 水解聚丙烯腈铵盐:较低分子量的降滤失剂,高温条件下具有较好的降滤失效果,粘度随温度变化相对稳定。

(9) 水解聚丙烯腈钠盐:较低分子量的降滤失剂,高温条件下具有较好的降滤失效果,粘度随温度变化相对稳定。

(10) 国外高温处理剂(DDP):组分不详。

(11) GCL-2:高温滤失剂。

### 3.2.3 高温保护剂 GBHJ(或称高温稳定剂)

向钻井液中加入保护剂是保持钻井液高温稳定的关键,其主要作用原理:一是抑制(或防止)高温下泥浆处理剂的降解和分解;二是护胶作用。图 9 为盐水泥浆加高温保护剂前后其性能的变化。

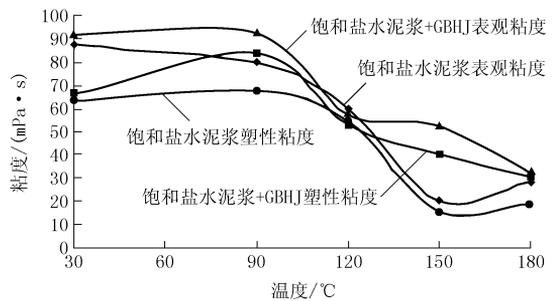


图 9 盐水泥浆加高温保护剂前后其性能的变化

从图 9 中可以看出,在饱和盐水中加入高温稳定剂 GBHJ 的作用效果明显,能经过高温热滚后粘度变化不大,钻井液体系的耐温能力至少提高 60 ℃ 以上。

### 3.3 配方优化

为了尽量体现不同材料之间的配伍性,配方优化研究主要采用正交试验,并通过正交实验数据的极差分析,确定处理剂对配方性能的影响。经过大量室内试验,得到的钻井液配方如下:

水 + 3% ~ 5% 抗盐土 + 1% ~ 3% 海泡石 + 2% ~

5% SMP + 2% ~ 5% GCL - 1 + 3% ~ 5% SPNH + 3% ~ 5% GCL - 2 + 0.5% DDP + 1% GBHJ (加盐至饱和)。

### 3.4 钻井液性能评价

性能评价主要针对钻井液高温老化前后性能变

化、高温高压滤失量、高温条件下钻井液的流变性能及钻井液的抑制性能展开评价。

#### 3.4.1 高温老化前后钻井液性能(见表2)

#### 3.4.2 高温流变性评价

表2 钻井液高温老化前后流变性能及滤失性能表

老化温度 / $^{\circ}\text{C}$	老化时间 /h	AV / $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	PV / $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP /Pa	API FL/[ $\text{mL}\cdot(30\text{min})^{-1}$ ]	动塑比/[ $\text{Pa}\cdot(\text{mPa}\cdot\text{s})^{-1}$ ]	泥皮厚度 /mm	HTHP/[ $\text{mL}\cdot(30\text{min})^{-1}$ ]	泥皮厚度 /mm
230	16	110	75	35	3.8	0.32	0.2	28	2.0
230	32	62.5	50	12.5	7.4	0.25	0.4	33	3.0

注:API FL—常温常压滤失量。

经过 230  $^{\circ}\text{C}$  高温滚动 16 h 后的钻井液,在 Fann50s 上做高温流变性试验,试验温度由低到高,而后再由高到低,试验结果见图 10。

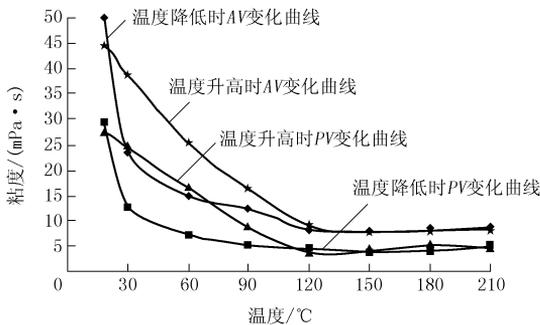


图 10 230  $^{\circ}\text{C}$  热滚后钻井液流变曲线图

由图 10 可以看出,钻井液配方随着温度的升高,粘度下降,随着温度的降低粘度可恢复到原来的 90% 以上。该钻井液配方具有良好的流变性且性能稳定,可以满足深井超深井钻井工艺要求。

#### 3.4.3 钻井液抑制性评价

试验岩心采用山东安邱土压制。试验结果见表 3。试验结果表明,该体系经过高温老化后,仍具有良好的抑制性能。

## 4 结论

(1) 高温保护剂(GHBJ)的使用,可显著提高

表3 钻井液体系高温老化后的抑制性能

项目	浸泡时间/h						相对膨胀降低率/%
	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	
蒸馏水	6.60	7.78	8.49	9.01	9.42	9.70	0
高温钻井液 230 $^{\circ}\text{C}$ 热滚 16 h 后	0.58	0.86	1.05	1.20	1.38	1.45	85.05

饱和盐水钻井液的耐温能力。

(2) 由抗盐土、DDP 等处理剂配制的饱和盐水钻井液经过 230  $^{\circ}\text{C}$  高温老化 16 h 后,仍具有良好的流变性能和降滤失性能。

## 参考文献:

- [1] 汤松然,陶士先. 高温地热钻井泥浆研究[J]. 西部探矿工程, 1995,7(1):1-5.
- [2] 王中华,王旭,杨小华. 超高温钻井液体系研究(IV)——盐水钻井液设计与评价[J]. 石油钻探技术,2009,37(6):1-5.
- [3] 曾义金,刘建立. 深井超深井钻井技术现状和发展趋势[J]. 石油钻探技术,2005,33(5):1-5.
- [4] 王松,曾科,袁建强,等. 抗盐抗高温水基钻井液体系研究与应用[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2006,28(3):105-108.
- [5] 王富华,王瑞和,王力,等. 深井水基钻井液流变性影响因素的实验研究[J]. 钻井液与完井液,2010,27(1):17-20.
- [6] 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.
- [7] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 山东东营:中国石油大学出版社,2003. 153-155.

## 李克强对国土资源工作作出重要批示

中国国土资源报网站消息(2014-01-11) 2014年1月9日,国务院总理李克强对国土资源工作作出重要批示,充分肯定国土资源系统的工作成绩,并寄语国土资源工作要找准定位、积极稳妥推进改革,为打造中国经济升级版、建设生态文明提供坚实支撑。

2014年1月10日,全国国土资源工作会议在京召开。党中央、国务院高度重视,李克强总理专门作出重要批示:“2013年,国土资源系统认真贯彻党中央、国务院决策部署,

大力推进职能转变和简政放权,各项工作取得明显成绩,在服务经济社会发展大局中发挥了重要作用,谨向全系统广大干部职工表示诚挚问候!”

批示指出,“国土资源是生产生活生态之本,事关‘四化’同步和整个现代化进程。希望你们在新的一年里尽职尽责保护国土资源,节约集约利用国土资源,尽心尽力维护群众权益,积极稳妥推进国土资源领域改革,为打造中国经济升级版、建设生态文明提供坚实支撑。”