

doi: 10.12029/gc20190518

许洁,朱永宜,乌效鸣,王稳石,张恒春,闫家,曹龙龙,许林,张林生,郑文龙. 2019. 松科二井取心钻进高温钻井液技术[J]. 中国地质, 46(5): 1184-1193.

Xu Jie, Zhu Yongyi, Wu Xiaoming, Wang Wenshi, Zhang Hengchun, Yan Jia, Cao Longlong, Xu Lin, Zhang Linsheng, Zheng Wenlong. 2019. High-temperature core drilling fluid technology of Well Songke-2[J]. Geology in China, 46(5):1184-1193(in Chinese with English abstract).

## 松科二井取心钻进高温钻井液技术

许洁<sup>1</sup>,朱永宜<sup>1</sup>,乌效鸣<sup>2</sup>,王稳石<sup>1</sup>,张恒春<sup>1</sup>,闫家<sup>1</sup>,曹龙龙<sup>1</sup>,  
许林<sup>3</sup>,张林生<sup>4</sup>,郑文龙<sup>2</sup>

(1. 中国地质科学院勘探技术研究所,河北廊坊 065000;2. 中国地质大学(武汉),湖北武汉 430074;3. 浙江海洋大学,浙江舟山 316000;4. 重庆睿智石油天然气技术服务有限公司,重庆 404100)

**摘要:**松科二井完钻井深为7108.88 m;完钻时停止钻井液循环后38 h,实测井底温度241℃。针对地层和温度情况,研究出了3种高温水基钻井液:抗温180℃的氯化钾聚磺钻井液;抗温230℃的高温聚合物钻井液;抗温250℃超高温的甲酸盐聚合物钻井液。其中,250℃钻井液以新型高温稳定剂为核心处理剂,凹凸棒土与钠膨润土黏土相,形成了新型甲酸盐聚合物体系。数据表明这几种钻井液具有良好的高温稳定性和较低的高温高压滤失量。工程现场的钻井液实验室结合取心作业特点,实时测试评价现场井浆的常规性能,同时监测井浆的抗温能力和高温流变性,根据实验数据和现场工况针对性的对井浆进行维护、调整,确保高温井段取心作业期间钻井液具有良好的性能。且在长时间裸眼、多次起下钻的工况下井壁稳定,测井、固井作业均得以顺利进行。各体系钻井液在转换时实现了安全平稳的过渡,极大的节约了成本。

**关键词:**高温钻井液;松辽盆地;松科二井;取心;超高温;高温稳定性;深地勘查工程

**中图分类号:**P634.5 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2019)05-1184-10

## High-temperature core drilling fluid technology of Well Songke-2

XU Jie<sup>1</sup>, ZHU Yongyi<sup>1</sup>, WU Xiaoming<sup>2</sup>, WANG Wenshi<sup>1</sup>, ZHANG Hengchun<sup>1</sup>, YAN Jia<sup>1</sup>,  
CAO Longlong<sup>1</sup>, XU Lin<sup>3</sup>, ZHANG Linsheng<sup>4</sup>, ZHENG Wenlong<sup>2</sup>

(1. Institute of Exploration Techniques, CAGS, Langfang 065000, China; 2. China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, Hubei, China; 3. Zhejiang Ocean University, Zhoushan 316000, Zhejiang, China; 4. Ruizhi Petroleum Service Company of Chongqing, Chongqing 404100, China)

**Abstract:** The completion depth of Well Songke 2 is 7108.88 m. At the time 38h after the well completion, the bottom hole temperature was 241℃. Three kinds of drilling fluids were investigated in laboratory according to the formation and temperature conditions, and they respectively are the potassium chloride-polysulfonate system which is resistant to temperature of 180℃, the polymer drilling fluid which is resistant to 230℃ and formate-polymer drilling fluid which is resistant to 250℃. The experimental data show that these drilling fluids have good high temperature stability and low HTHP filtration loss. Through

收稿日期:2019-03-17;改回日期:2019-09-05

基金项目:中国地质调查局地质调查项目(12120113017600)资助。

作者简介:许洁,女,1983年生,博士,长期从事钻井液技术研究与应用工作;E-mail: xujie561@126.com。

detecting the quality of drilling fluid real time, the predicted problems could happen through over-temperature detection, which make indoor experiments to guide in-site maintenance in the project construction, ensure the stability performance at high temperature interval, and guarantee the coring operation smoothly. In addition, the drilling fluid of each system achieves a safe and smooth transition during the conversion, without any waste slurry, which greatly saves the cost. The logging and casing running before cementing could be successfully completed at one time, which further proves that the drilling fluid used has good high temperature stability.

**Key words:** High-temperature drilling fluid; Songliao Basin; Well Songke-2; core drilling; ultra-high temperature; high temperature stability; deep exploration engineering

**About the first author:** XU Jie, female, born in 1983, doctor, engages in study and application of drilling fluid; E-mail: xujie561@126.com.

**Fund support:** Supported by China Geological Survey Program (No. 12120113017600).

## 1 引言

松辽盆地科学钻探二号井(简称松科二井),是中国松辽盆地科学钻探计划的主体工程,该井位于黑龙江省安达市,是由自然资源部中国地质调查局组织实施、中国地质科学院勘探技术研究所承担,联合多家单位完成的一口科探井。

地质研究要求,该井自盆地的白垩系登娄库组2段开始(井深2865 m)连续取心,直到井身进入湖盆基底揭穿部分石炭、二叠纪地层,岩心直径不小于 $\phi 95\text{mm}$ 、岩心采取率不低于95%。从该井地层情况和当前的科学钻探技术现状分析,多开次、长井段的取心作业必将发生大量的提、下钻时间;且该井所在的区域地温梯度偏高( $> 3.5^\circ\text{C}/100\text{m}$ ),预计完钻井时井底温度可能超过 $250^\circ\text{C}$ 。钻井周期长且连续取心,对钻井液维护井壁稳定能力提出较大挑战;井底温度高,对钻井液的抗温性能和高温稳定性能提出更高的要求(Fitzgerald et al., 2000)。高温井段所使用的钻井液一般为油基、水基、合成基三种,为了满足环保要求、降低岩心污染和施工成本,笔者主要研究水基钻井液。国外的超深井钻探起步较早,早在1958年美国就已经采用水基钻井液完成了井深7000 m、温度 $245^\circ\text{C}$ 的井(王中华, 2011; 杨小华, 2012);前苏联1984年钻成世界第一口超深井,井深12260 m(胡继良等, 2012)。国内高温钻井液水平与国外存在较大差距,近年来我国钻遇的深井也普遍增多,但多为全面钻进(分段钻取少量岩心),如泌深1井完钻井深6005 m,井底温度 $236^\circ\text{C}$ 、钻井周期320.6 d,高温井段分阶段使用了抗温 $220^\circ\text{C}$ 和抗温 $245^\circ\text{C}$ 的水基钻井液体系(孙中伟等,

2009);胜科1井完钻井深7026 m,井底温度 $235^\circ\text{C}$ ,高温井段分别使用了聚磺封堵防塌钻井液(4155~4598 m)、高密度聚磺非渗透钻井液(4598~5800 m)、超高温钻井液体系(5800~7026 m)(李公让等, 2009);青海共和的干热岩GR1井完钻井深3705 m,井底温度 $236^\circ\text{C}$ ,使用耐高温聚合物防塌钻井液(郑宇轩等, 2018);长深5井5321 m、井底温度 $> 200^\circ\text{C}$ (赵秀全等, 2007);南海崖城21-1-3井4688 m、井底温度 $206^\circ\text{C}$ (段异生, 1999)等。

为了保障松科二井的顺利钻进,在分析地层特点、取心工艺特点及钻井液技术难点的基础上,研究了不同抗温能力的高温钻井液配方,并成功应用于现场施工。

松科二井最终完钻井深7018.88 m,是亚洲国家组织实施的最深科学钻探井,也是国际大陆科学钻探计划(ICDP)成立22年来实施的最深井;实测井底温度 $241^\circ\text{C}$ ,有效钻井周期为1147 d;该井攻克了超高温钻探和大口径取心等地球深部探测重大技术难题,获取了415万组24 TB的深部实验数据,对抢占国际深部钻探技术制高点、拓展中国深部能源开发的新空间和服务百年大庆建设有重要的意义(Zhu et al., 2018)。

## 2 钻井液技术难点

松科二井钻遇的地层复杂,给钻探带来较大的技术难题;井底温度高,钻井液的稳定性受到严峻挑战;随钻取心作业的特殊性也为钻井液带来不同于全面钻进的难点。具体表现为:

(1)井壁稳定问题:松科二井所钻遇的地层复杂,高温段钻遇营城组、沙河子组、火石岭组、基

岩。上部凝灰岩和部分层段的泥岩地层有一定的水敏性,胶结力不稳的杂色砾岩在钻具的扰动下易发生井壁稳定问题;沙河子组的多煤层稳定性差,易塌、易碎;火石岭组地层破碎,岩性裂缝发育,易发生掉块现象。高温也会对长段裸眼造成影响,钻井液上返过程中会加热上部的裸眼井段,而钻井液与地层的温差会导致近井地带孔隙压力和有效应力发生改变,造成上部井眼垮塌掉块(赵金洲等,2008;Stamatakis et al.,2012)。

(2)高温对钻井液性能的影响:温度对水基钻井液的影响非常大,高温会使黏土颗粒分散、聚结、钝化,因此黏土含量达到一定值的情况下会导致钻井液高温固化现象;超过150℃时大多数聚合物处理剂易分解或降解,或出现高温交联,引起增稠、胶凝、固化或减稠等现象,造成钻井液失去良好的流变性能,泥饼质量变差,滤失量增加;高温后钻井液pH值下降,而大多处理剂需要在一定pH值范围才能发生作用,因此pH的降低必然导致处理剂部分或者全部失效,使得钻井液性能恶化;此外高温会增加处理剂消耗量,需要补充处理剂才能确保抗温能力,但是大剂量和各处理剂之间发生的作用会增加钻井液性能调控的难度(王关清等,1998;Oakley et al.,2000;万绪新等,2002)。

(3)取心作业问题:松科二井下部井段为小井眼,环空间隙小,取心钻进循环排量小,因此循环降温的幅度远小于全面钻进;取心钻进起下钻频繁,且起下钻钻井液停待时间较长(约36h);上述两种情况使得井底高温环境下的钻井液经受的考验更为严苛。且因使用重晶石加重体系,经过高温作用后钻井液黏切变化范围大,若减稠严重其沉降稳定性变差(黄维安等,2010),重晶石粉易沉降,必然影响取心效率。

从经济成本考虑,根据地温梯度分步确定钻井液抗温指标,再结合各开次的实测地温梯度制定下开次的抗温指标。具体路线如下:

(1)黏土是钻井液的基础。普通的钠膨润土高温易钝化,因此需要引入抗温抗盐土,综合评价、分析(费立和朱宗培,1995;鄢捷年,2001)。

(2)处理剂是钻井液的核心。针对现有的抗高温处理剂普遍为长分子链结构,断链后易发生复杂反应,不可控的特点,研发新型抗高温处理剂。进

而以此为核心处理剂研发高温钻井液配方。配方中处理剂组分应相对简单,以便掌控各处理剂性能,灵活应用,但同时要确保综合性能良好(王中华,2009)。

(3)考虑上下井段温度差异较大,考虑采用不同软化点的改性沥青配合使用,这样能够确保钻井液在整个井段的抑制封堵作用。进行高温流变评价时,理想状态应得到随着温度的升高,黏度降低;随着温度的降低,黏度升高的曲线。这样能确保钻井液能高效冲刷、清洁井底,提供动力,同时又能保障上部大井眼段的携岩能力。

(4)针对取心期间循环温降低、起下钻停待期间温度回升情况,将评价温度设定为实际井底温度(非循环温度)+5~10℃;为了改善重晶石悬浮问题,要确保高温流变曲线上的最低黏切满足携带钻屑和悬浮重晶石的需要。

(5)对已有的高温钻井液评价方法进行优化,总结归纳出适用于现场实际情况的一整套评价方案,综合分析钻井液性能,及时进行小型调整实验,作为现场钻井液调控的依据。

### 3 高温井段钻井液应用技术

松科二井高温段钻井液应具备良好的抗温能力,经过处理剂筛选及配方优化实验,确定了3套适用于不同高温井段的钻井液配方,即抗温180℃的氯化钾聚磺钻井液(许洁等,2017;黄聿铭等,2017);抗温230℃的超高温聚合物钻井液;抗250℃超高温的甲酸盐聚合物钻井液。现场施工中,不同抗温性能的钻井液体系转换时必须实现平稳过渡,确保安全、高效的取心钻进;且替换出来的浆液可被改造成新体系继续使用,杜绝大换浆产生大量废液。各阶段井浆性能见表1。

#### 3.1 抗温180℃的氯化钾聚磺钻井液(2806.2~5600 m)

该层段井底温度为85~184℃,主要钻遇登娄库组下部,穿营城组,至沙河子组。地层中含有易水敏、易塌的凝灰岩、泥岩、煤层等。因此钻井液必须具有一定的抗温能力,且具有强抑制性,低的滤失量、低固相、低黏、低切,同时还应具有一定的封堵防塌能力,才能保障该井段安全、快速取心作业。优选的氯化钾聚磺钻井液配方为:1.5%~2.5%钠土+

表1 高温井段井浆性能

Table 1 Drilling fluid performance of high temperature interval

井段/m	2806.2~5600	5600~6505	6505~7108.88
钻井液体系	氯化钾聚磺体系	高温聚合物体系	超高温甲酸盐聚合物体系
$\rho$ /(g/cm <sup>3</sup> )	1.15~1.22	1.22~1.45	1.45~1.50
FV/s	35~44	38~55	55~75
PV/mPa·s	12~24	23~28	30~40
YP/Pa	0.5~3.5	0.5~14	10~17
Gel/(Pa/Pa)	0.5~1.2/1.5~3.5	0.5~1.0/1.5~6	2~4/8~15
FL <sub>API</sub> /mL	2.6~0.5	1.6~0.4	1.0~0.4
K/API	0.3	0.2~0.3	0.2~0.3
pH值	9~10	9~10	9~10
FL <sub>HTHP</sub> /mL	17.6~6	20.4~13.2	16~6
k <sub>f</sub>	0.06	0.06	0.06
Vs/%	7~12.2	11~14	11~14
Cs/%	0.2~0.3	0.2~0.3	0.4~0.5
MBT/(g/L)	40~20	25.0~15.0	22.0~17.0
Cl/(mg/L)	25000	20000-	未能测得

3%SMP-2 +3%SMC +3%FT-342+3%SPNH +2%润滑剂+0.5%PAC +5%KCl+1%~2%甲酸盐+ 0.2%KOH +重晶石粉(其他处理剂:超细碳酸钙、span80、Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>、缓蚀剂等),配制的钻井液经180℃热滚16 h后的岩屑回收率为95%(清水的岩屑回收率为48.57%),其热稳定性能见表2。表中数据表明钻井液经过长时间的热滚后,粘度和切力均变大,但是增长幅度较小,说明该钻井液在180℃下高温稳定性良好。

在该阶段取心作业过程中,采用氯化钾、甲酸盐等作为抑制剂增强钻井液的抑制性能,进而增强井壁的稳定;亦能减缓体系中的泥岩颗粒进一步分散,对于钻井液性能稳定、减少处理频率等至关重要。5000 m开始因现场主要以胶液的形式对钻

井液进行性能维护,固控设备辅助控制固相含量;胶液配方核心为磺化处理剂和聚合物,再根据需要添加其他处理剂,同时可根据性能变化情况调节胶液配方组份和浓度。该阶段井内基本无掉块,顺利穿过了具有水敏性的泥岩和凝灰岩地层,沙河子组的多层易塌煤层(Zheng et al., 2017)。在井深3763.64 m,4542 m处进行了两次测井作业,设备均一次下放到底;测井数据采集齐全。在井深2921.24 m和2924.70 m两次发生钻具断裂事故,均一次性打捞成功,为连续取心作业创造了条件。

3.2 高温聚合物钻井液(5600~6505 m)

该层段井底温度为184~229℃,该段上部主要为安山岩、凝灰岩、碎岩屑等,地层破碎、岩性裂缝发育,易产生掉块。钻至5600 m时,因下部地层中水敏性岩层逐渐减少,为缓解氯化钾中的Cl<sup>-</sup>随着温度的升高催化氧腐蚀,减少具有强抑制作用的氯化钾加量;出心期间发现井浆严重增稠现象,见图1。室内对井浆的评价实验数据表明目前的氯化钾聚磺体系井浆的抗温性能已不能满足下部地层相对应的井底温度逐步升高的变化;为提高钻井液环境友好性,各区块陆续禁止使用磺化体系;且5911 m开始井眼会缩小为 $\phi$ 152mm,环空间隙更小,循环降温幅度低,对抗温性能提出更大挑战;综合上述原因提前将钻井液转换为高温聚合物体系,该体系配方为:1.5%~2%钠土+0.5%SMC+3%沥青类+2%~3%5#白油+0.5%~1.2%(多种高分子量聚合物降滤失剂)+0.3%~0.8%中分子量聚合物降滤失剂+0.3%~0.8% Locksea-H+0.1%~0.2%高分子量聚合物增黏剂+2%~3%KCl+2%~3%甲酸盐+0.1%KOH+重晶石粉(其他处理剂Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>、杀菌剂、span80等)。配制的钻井液抗温能力达到230℃,热稳定性数据见表3;配方中的抗高温聚合物稳定性好,能有效的降低

表2 氯化钾聚磺钻井液热稳定性能

Table 2 High temperature stability of potassium chloride - polysulfonate system

实验条件	热滚时间	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/(Pa/Pa)	FL <sub>API</sub> /mL	FL <sub>HTHP</sub> /mL
热滚前	(55℃测)	17	13	4	0.5/4.5		
	(20℃测)	25.5	22	3.5	0.5/3	3	8.5
热滚后	14h	22	17	5	0.5/6		
	28h	29.5	19	10.5	3/5.5	2	12
	62h	28.5	16	12.5	5/9.5		
	86h	33.5	22	11.5	3/7		9

注:热滚温度为180℃,热滚后均在20~25℃测试数据。高温滤失实验使用FANN 38771型高温滤失仪,双层金属滤网。测试条件为150℃×30min,压差为3.5MPa。



图1 出心时发现钻井液增稠严重现象

Fig. 1 Drilling fluid thickened severely during taking the core out

高温滤失量。柔性封堵剂与不同粒径刚性封堵剂结合,能形成致密滤饼,起到良好的封堵、防塌作用。

现场施工期间,进入5600 m后,首先用稀释法降低钻井液中固相和残留的失效的磺化处理剂含量,然后参考室内小型实验添加一定量抗温能力更强的高温聚合物增粘剂、聚合物降滤失剂,高软化点沥青等,使其体系能够达到抗高温的条件;同时逐步提高钻井液密度至适当大小,调整钻井液粘度和切力;采用连续软着陆的转换方式,最终实现适用井底温度的钻井液体系。在转换过程中尽量维持钻井液性能不发生大的波动,维持井壁稳定,为彻底转换打下基础(许洁等,2017)。由于井底温度高,聚合物处理剂消耗快,补充频率高,室内小型实验会及时评价井浆中这些处理剂之间的配伍性,对所维护井浆性能的胶液配方进行调整。该井段取

表3 超高温聚合物钻井液热稳定性评价数据

Table 3 High temperature stability of ultra-temperature polymer drilling fluid

实验条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Gel /(Pa/Pa)	FL <sub>HTHP</sub> /mL
滚前	41	27	14	-	-
16h滚后	34	17	17	5/7	17
32h滚后	33	16	17	-	15
48h滚后	28.5	14	14.5	4/6.5	-
72h滚后	22.5	12	10.5	2.5/3.5	-

注:热滚温度230℃,热滚前后均在20~25℃测试数据。高温滤失实验使用海通达厂家的高温滤失仪,双层滤网。测试条件为175℃×30min。

心作业期间钻井液性能波动较小,且未发生漏失、卡钻、垮塌等事故。

### 3.3 抗温250℃的超高温甲酸盐聚合物钻井液(6505~7108.88 m)

该层段井底温度为229~241℃。该段为基岩,主要包含变质砂岩、砾岩等。岩石硬度大,产生大的钻屑和掉块不易破碎,钻具与井眼间隙小易形成堵塞。因此需要进一步提高钻井液密度和封堵性能。钻进至6505 m时,发现重晶石粉黏附于岩心上,形成一层致密的膜(图2),对井浆进行高温流变测试(高压对水基钻井液的影响一般可以忽略(易灿等,2009)),结合高温流变曲线、亚甲基蓝含量数据分析主要是因为钻井液中黏土含量已达下限,以及使用的长链状高温处理剂井底高温下主链断裂导致,且该环空区域钻井液未参与循环,长期高温作用导致钻井液的悬浮能力减弱,出现重晶石沉淀现象。根据上述情况现场钻井液实验室进行小型调整实验,将抗温抗盐土与钠土进行配合使用(许



图2 出心时发现重晶石包裹在岩心表面

Fig. 2 Barite covering on core surface during taking the core out

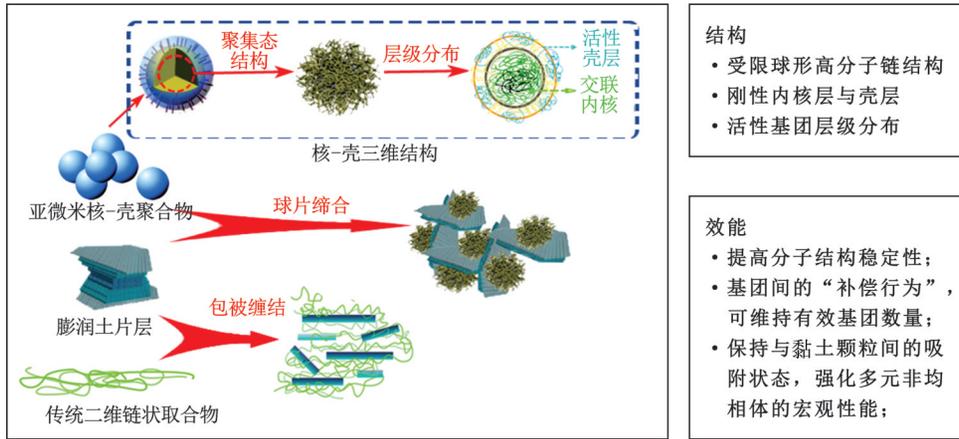


图3 新型高温稳定剂和线型聚合物作用原理  
Fig.3 Action principle of high temperature stabilizer and liner polymer

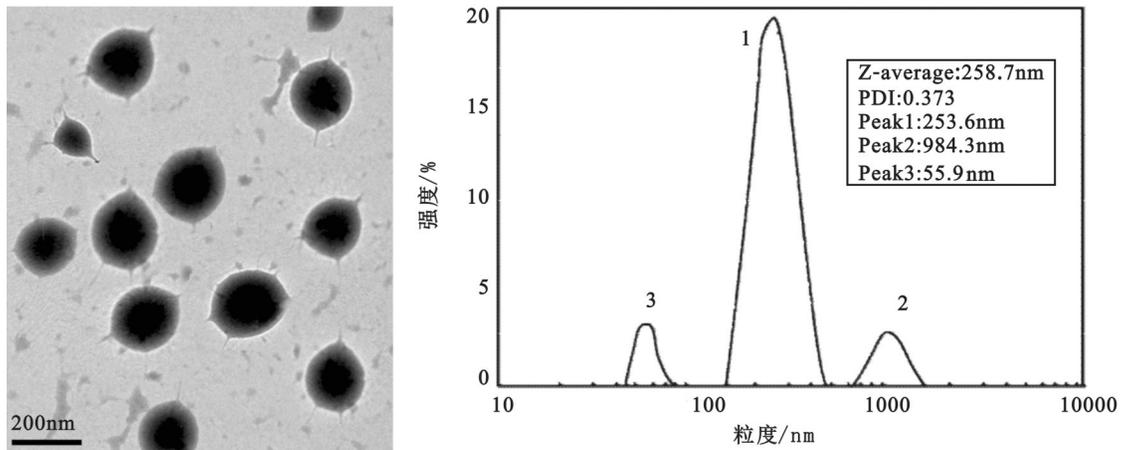


图4 高温稳定剂透射电镜分析结果  
Fig.4 TEM photos of high temperature stabilizer



图5 不同配方钻井液高温老化后的状态对比  
Fig.5 Fluids with different formulations after high temperature aging

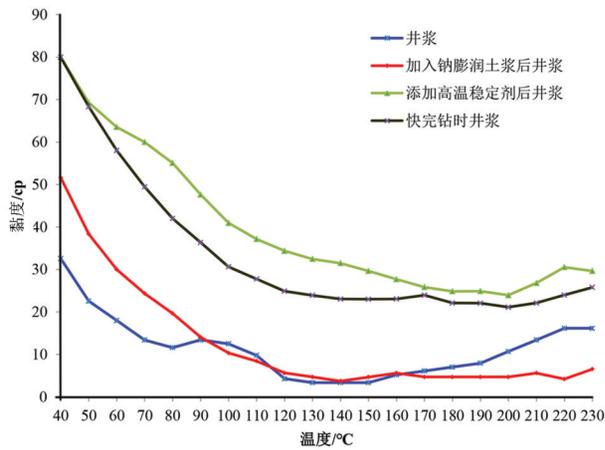


图6 转换前井浆、转换期间(先期加入钠膨润土,后期加入高温稳定剂)、转换后(快完钻时)井浆的高温流变曲线  
Fig.6 High temperature rheological curves of fluid before、during conversion(add sodium bentonite, then add high temperature stabilizer)、after conversion(near the end of drilling)

洁等, 2015);引入研发的高温稳定剂,该处理剂突破常规链状处理剂弊端,为经形貌化处理的介观球型聚合物添加剂,能够改善功能化聚合物处理剂与膨润土粒子间的作用;降低钻井液体系的温度敏感性,达到高温稳流特性(图3,图4),图3表明与传统链状聚合物添加剂相比,经形貌化处理的介观球型聚合物添加剂在钻井液多相流中具有三种特性:(1)添加剂分子结构为球型,使其刚性增大;耐温性和抗剪切性增强;(2)添加剂微球粒子间摩擦和搭接增强流体结构黏度;(3)占据层状膨润土颗粒的搭接空间,避免由端-端或端-面搭接的空间结构递增强。在高温下,具有多维规整性的球状体型聚

合物粒子其表面活性高、耐温性强,改善功能化聚合物处理剂与粘土粒子间的作用;此外,在钻井液流体中聚合物球型粒子展示了特殊的流体力学性质,因此,可有效降低钻井液体系的温度敏感性,达到高温稳流特性。图4可看出新型高温稳定剂呈球状,颗粒平均粒径为278nm,聚合物粒子边缘的透明度强于中心,说明中心密度大、交联度高、分子链更集中,有利于提高聚合物结构的耐温性。另外,在聚合物粒子表面分布着长约10nm的支链,可以增强聚合物粒子与粘土颗粒间的缔合作用,保持聚合物-黏土相结构之间的稳定性。同时引入甲酸盐,提高钻井液的黏度和切力、改善重晶石的悬浮稳定性(Messler et al., 2004),逐步转换为超高温甲酸盐-聚合物钻井液体系,配方为:1.5%~2%钠土+0.5%~1%凹凸棒土+0.1%~0.2%KOH+0.7%~1%高分子量聚合物增黏剂、降滤失剂+0.3%~0.5%中分子量聚合物降滤失剂+3%~5%沥青类+1%~3%超细碳酸钙+一定量甲酸盐+1.5%~2%高温稳定剂+3%~5%白油+重晶石粉。辅助处理剂:span80、Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>、杀菌剂、Soltex、Driscal D、HE-150。该体系室内实验抗温能力达到250℃,与常规磺化体系对比的老化后状态见图5。

转换期间各阶段的流变曲线见图6,钻井液抗温性能见表4。

由上述数据和曲线可得知,转换后的钻井液井底高温下仍具有一定的黏度,确保了重晶石在井底的悬浮性。虽然经过高温后钻井液黏度虽然有一定幅度的增长,但是流动性能仍较好;后期进一步评价各处理剂,找出导致井浆增稠的聚合物,现场

表4 抗250℃超高温甲酸盐聚合物钻井液井浆抗温性能

Table 4 Temperature-resistance of formate - polymer drilling fluid resistant to 250℃

实验条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/(Pa/Pa)	FL <sub>API</sub> /mL	FL <sub>HTHP</sub> /mL
热滚前	35.5	25	10.5	2.5/8	1.6	18
热滚后	50	25	25	14.5/20	-	-

注:热滚条件为250℃×24h,热滚前后均在室温测试数据。高温滤失测试条件为230℃×30min,压差为3.5MPa。

表5 松科2井井浆不同压力值下HTHP流变性对比

Table 5 The HTHP rheological of property of Well Songke-2 fluid under different pressures

测试条件	Φ <sub>600</sub> /Φ <sub>300</sub>	Φ <sub>200</sub> /Φ <sub>100</sub>	Φ <sub>6</sub> /Φ <sub>3</sub>	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/(Pa/Pa)
50℃&0.1MPa	70/46	39/28	14/12	35	22	13	6/17
250℃&7Mpa	29.6/27.9	26/23.9	16.4/12.9	14.8	1.7	13.1	16/18
250℃&30MPa	22.8/17.6	17/15.6	10.4/8.0	11.4	5.1	6.3	8/12
250℃&55Mpa	23.7/18.9	17.4/14.9	9.8/9.3	11.9	4.8	7.1	10/11

应用期间以此为依据优化胶液配方,抑制住了继续增稠的趋势,且井口返出的钻井液也具有良好的流动性。后期使用OFI的超高温高压流变仪对注水泥前的钻井液进行测试,测试结果见表5,表明该钻井液在250℃,不同压力情况下仍具有一定的黏度和切力,而该数据仍能确保重晶石的悬浮性。

转换为超高温甲酸盐聚合物体系后,钻井液沉降稳定性改善,出心期间未出现重晶石包裹在岩心表面的现象,直到顺利完钻。

## 4 讨论

### 4.1 抗温抗盐土的问题

土是高温钻井液的关键。目前国内外关于抗温抗盐土在钻井液中的系统研究极少,现场应用实例也多限于180℃以内。我国主要涉及海泡石和凹凸棒土,而国内的海泡石矿有效含量低、造浆率低,进口海泡石价格昂贵。随着高温深井的日益增多,有必要对凹凸棒土的抗温抗盐机理进行全面的分析。

### 4.2 处理剂的问题

处理剂是高温钻井液的核心。现有的钻井液处理剂和体系已不能完全满足高温深井钻井技术发展的需要。国内外围绕适用于高温的新型钻井液处理剂的研制开展了大量的室内研究,但是目前能够实现工业化生产的较少。研发抗高温处理剂期间,应该突破传统处理剂分子结构的设计,结构和作用原理要有创新性和实用性,这样才能从根本上改善钻井液热稳定性问题。此外,处理剂抗温能力处于瓶颈阶段的情况下,如何采用其它方法协同提高整个配方的抗温能力也有待研究。

### 4.3 评价方法的问题

目前国内关于高温钻井液的评价仪器较少,特别是180℃以上的评价仪器,目前主要使用的是美国Fann、OFI等几大公司的产品。主要涉及高温流变仪和高温滤失仪,昂贵的产品价格及售后服务费用、复杂的操作流程限制了研究人员的使用,所测试的数据也因非“标准流程”所得而只能作为借鉴(因国内相关的高温性能评价方法标准中目前仅涉及高温热滚实验、静态高温滤失实验)。因此,在改进高温检测仪器本身的抗温、抗压、测试方法之余,建立一个完善的高温钻井液性能评价标准程序很有必要。

## 5 结论

(1)现场应用表明,松科二井高温井段使用的氯化钾聚磺钻井液、高温聚合物钻井液、超高温甲酸盐聚合物钻井液3种体系具有良好的高温稳定性和剪切稀释性,高压滤失量低等特点,抗温能力达到241℃,且处理工艺简单、配制方便、便于调整和维护。

(2)在钻进过程中,采用高温流变仪等对钻井液性能进行超温监测与评价,做好各类相关小型实验,指导钻井液的处理和维护;尽量保证钻井液在高温井段取心钻进工况下的性能稳定,保障了松科二井的顺利完钻。

## References

- Duan Yisheng. 1999. Well Ya 21-1-3 drilling techniques[J]. *Natural Gas Industry*, 19(1): 79-82 (in Chinese with English abstract).
- Fei Li, Zhu Zongpei. 1995. Clay for deep, high temperature well mud[J]. *Exploration Engineering*, 5: 44-45 (in Chinese with English abstract).
- Fitzgerald B L, McCourt A J, Brangetto M. 2000. Drilling fluid plays key role in developing the extreme HTHP Elgin/Franklin field[C]// IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 1-12.
- Hu Jiliang, Tao Shixian, Shan Wenjun, Liu Sanyi. 2012. Overview of ultra-deep well high-temperature drilling fluid technology and discussion of its research direction[J]. *Geology and Exploration*, 48(1): 155-159 (in Chinese with English abstract).
- Huang Wei'an, Qiu Zhengsong, Zhong Hanyi, Liu Zhenhuan. 2010. Research on weighting materials of high density drilling fluid[J]. *Foreign Oilfield Engineering*, 26(8): 37-40 (in Chinese with English abstract).
- Huang Yuming, Zhang Jinchang, Zheng Wenlong. 2017. Experimental study on the ultra-high temperature polysulfonated drilling fluid system suitable for deep coring drilling[J]. *Geology and Exploration*, 53(4): 773-778 (in Chinese with English abstract).
- Li Gongrang, Xue Yuzhi, Liu Baofeng, Lan Qiang. 2009. High temperature high density drilling fluid technology for the fourth interval of Shengke-1[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 26(2): 12-15 (in Chinese with English abstract).
- Messler D, Kippie D, Broach M, Benson D. 2004. A potassium formate milling fluid breaks the 400° Fahrenheit barrier in a deep Tuscaloosa coiled tubing clean-out[C]//SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control-Lafayette. Louisiana: Society of Petroleum Engineers, 1-9.
- Oakley D J, Morton K, Eunson A, Gilmour A, Pritchard D. 2000. Innovative drilling fluid design and rigorous pre-well planning enable success in an extreme HTHP well[C]//IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology. Kuala Lumpur: Society of Petroleum

- Engineers, 1-9.
- Stamatakis E, Young S, Stefano G D. 2012. Meeting the ultra HTHP challenge[C]//SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai: Society of Petroleum Engineers India, 1-9.
- Sun Zhongwei, He Zhengkui, Liu Xia, Qiu Zhengsong, Qiu Jianjun, Jing Guoan, Chen Xin'an. 2009. The ultra- high temperature water based drilling fluid technology for Well Bishen- 1[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 26(3): 9-11 (in Chinese with English abstract).
- Wang Guanqing, Chen Yuandun, Zhou Yuhui. 1998. Difficulty-Analysis and solution discussion for deep and ultra- deep exploration well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 20(1): 1-5 (in Chinese with English abstract).
- Wan Xuxin, Liu Shaoyuan, Wang Shuqiang. Temperature tolerant and salt resistant drilling fluid for deep hole drilling[J]. 2002. Drilling Fluid & Completion Fluid, 19(6): 59-61 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhonghua. 2009. Studies on ultra- temperature drilling fluid system (1): Design ultra- high temperature drilling fluid additives[J]. Petroleum Drilling Techniques, 37(3): 1- 7 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhonghua. 2011. Status and development trend of ultra- high temperature density drilling fluid at home and abroad[J]. Petroleum Drilling Techniques, 39(2): 1-5 (in Chinese with English abstract).
- Xu Jie, Wu Xiaoming, Zhu Yongyi, Chikhotkin V F, Xu Mingbiao, Wu Chuan, Zheng Wenlong. 2015. Laboratory study on ultra- high temperature water base mud[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 32(1): 10-13 (in Chinese with English abstract).
- Xu Jie, Wu Xiaoming, Wang Wenshi, Yan Jia, Zhang Hengchun, Cao Longlong. 2017. Ultra- high temperature drilling fluid technology of well Songke- 2[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 35(2): 29-34 (in Chinese with English abstract).
- Yan Jienian. 2001. Drilling Fluid Technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 118-119 (in Chinese with English abstract).
- Yang Xiaohua. 2012. Study and application of ultra- high temperature drilling fluid in China[J]. Sino- Global Energy, 17(3): 42- 46 (in Chinese with English abstract).
- Yi Can, Yan Zhenlai, Zhao Huaizhen. 2009. Rheological properties of water- based drilling fluids in ultra- deep wells at high temperature and high pressure[J]. Petroleum Drilling Techniques, 37(1): 10- 13 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Jinzhou. 2008. Drilling Practice of Complex Ultra- deep Well in East China: A Major Breakthrough in Shengke 1 Well Drilling[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 113- 114 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Xiuquan, Li Weiping, Wang Zhongyi. 2007. High- temperature drilling fluids in Changshen- 5 well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 35(6): 69-72(in Chinese with English abstract).
- Zheng Wenlong, Wu Xiaoming, Huang Yuming, Xie Jie, Wang Wenshi. 2017. Research and application of high- temperature drilling fluid for scientific core drilling project[C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers, 1-10.
- Zheng Yuxuan, Shan Wenjun, Zhao Changliang, Jiang Rui, Li Yanning. 2018. The drilling technology for the GR1 well in hot- dry rock of Gonghe, Qinghai Province[J]. Geology and Exploration, 54(5): 1038-1045 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Yongyi, Wang Wenshi, Wu Xiaoming, Zhang Hengchun, Xu Jie, Yan Jia, Cao Longlong, Ran Hengqian, Zhang Jinchang. 2018. Main technical innovations of Songke well No.2 drilling project[J]. Geology in China, 1(2): 187-201.

## 附中文参考文献

- 段异生. 1999. 崖城21-1-3井钻井技术[J]. 天然气工业, 19(1): 79-82.
- 费立, 朱宗培. 1995. 用于深井、高温井钻井液的粘土材料[J]. 探矿工程, 5: 44-45.
- 胡继良, 陶士先, 单文军, 刘三意. 2012. 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, 48(1): 155-159.
- 黄维安, 邱正松, 钟汉毅, 刘震寰. 2010. 高密度钻井液加重剂的研究[J]. 国外油田工程, 26(8): 37-40.
- 黄聿铭, 张金昌, 郑文龙. 2017. 适于深部取心钻探井超高温聚磺钻井液体系研究[J]. 地质与勘探, 53(4): 773-778.
- 李公让, 薛王志, 刘宝峰, 蓝强. 2009. 胜利1井四开超高温高密度钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 26(2): 12-15.
- 孙中伟, 何正奎, 刘霞, 邱正松, 邱建君, 景国安, 陈新安. 2009. 泌深1井超高温水基钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 26(3):9-11.
- 王关清, 陈元顿, 周煜辉. 1998. 深探井和超深探井钻井的难点分析和对策探讨[J]. 石油钻采工艺, 20(1): 1-5.
- 万绪新, 刘绍元, 王树强. 2002. 耐温耐盐深井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 19(6): 59-61.
- 王中华. 2009. 超高温钻井液体系研究(I)——抗高温钻井液处理剂设计思路[J]. 石油钻探技术, 37(3):1-7.
- 王中华. 2011. 国内外超高温高密度钻井液技术现状与发展趋势[J]. 石油钻探技术, 39(2):1-5.
- 许洁, 乌效鸣, 朱永宜, 契霍特金 V F, 许明标, 吴川, 郑文龙. 2015. 抗240℃超高温水基钻井液室内研究[J]. 钻井液与完井液, 32(1): 10-13.
- 许洁, 乌效鸣, 王稳石, 闫家, 张恒春, 曹龙. 2017. 松科二井超高温钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 35(2): 29-34.
- 杨小华. 2012. 国内超高温钻井液研究与应用进展[J]. 中外能源, 17(3): 42-46.
- 鄢捷年. 2001. 钻井液工艺学[M]. 北京: 石油工业出版社, 118-119.
- 易灿, 闫振来, 赵怀珍. 2009. 超深井水基钻井液高温高压流变性试验研究[J]. 石油钻探技术, 37(1): 10-13.
- 赵金洲等. 2008. 中国东部复杂超深井钻井实践——胜利1井钻井的重大突破[M]. 北京: 中国石化出版社, 113-114.
- 赵秀全, 李伟平, 王忠义. 2007. 长深5井抗高温钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 35(6): 69-72.
- 郑宇轩, 单文军, 赵长亮, 蒋睿, 李艳宁. 2018. 青海共和干热岩GR1井钻井工艺技术[J]. 地质与勘探, 54(5): 1038-1045.
- 朱永宜, 王稳石, 乌效鸣, 张恒春, 许洁, 闫家, 曹龙, 冉恒谦, 张金昌. 2018. 松科二井钻探工程的主要技术创新[J]. 中国地质, 1(2): 187-201.