

# 徐闻X3井抗高温钻井液体系室内研究

陈军<sup>1</sup> 李胜<sup>2</sup> 洪进富<sup>1</sup> 王学军<sup>1</sup> 刘贵传<sup>2</sup> 梁鼎<sup>1</sup>

(1. 江苏石油勘探局安徽公司, 安徽 天长 293121; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

**摘要:**徐闻X3井是中国石化的一口重点探井,设计井深5 658 m,设计最大井斜角为34.67°,预计井下温度高达184 °C。该地区涠洲组地层的泥岩井段易缩径和垮塌,流沙港组的硬脆性黑色泥岩易垮塌。针对井深、井下温度高、地层不稳定、大尺寸长裸眼井段井眼净化困难等多项钻井液技术难点开展了抗高温钻井液室内研究,利用正交试验方法和滚动老化试验对多种抗高温处理剂进行优选,对优选出的钻井液处理剂进行配伍试验,优化出了抗高温钻井液配方。在180 °C温度下,对该抗高温钻井液的高温稳定性能及二开转三开的钻井液的配伍性能进行了评价,结果表明,该钻井液高温性能稳定,二开转三开钻井液性能稳定,且工艺简单,能够满足徐闻X3井钻井施工的要求。

**关键词:**井壁稳定;润滑;防卡;井眼净化;高温钻井液;徐闻X3井

**中图分类号:**TE254<sup>+</sup>.6   **文献标识码:**A   **文章编号:**1001-0890(2011)01-0066-07

## Laboratory Study on High Temperature Drilling Fluid System Used in Well Xuwen X3

Chen Jun<sup>1</sup> Li Sheng<sup>2</sup> Hong Jinfu<sup>1</sup> Wang Xuejun<sup>2</sup> Liu Guichuan<sup>2</sup> Liang Ding<sup>1</sup>

(1. Anhui Branch, Jiangsu Petroleum Exploration Bureau, Sinopec, Tianchang, Anhui, 293121, China;  
2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

**Abstract:** Well Xuwen X3 is a key exploration well with a design depth of 5685m, the bottomhole temperature of 184 °C, and the maximum deviation angle up to 34.67°. Offset wells indicated that mudstone section in Weizhou formation caused wellbore shrinkage and collapse, and brittle black mudstone in Liushagang formation was prone to collapse. In order to solve these problems such as deep well, high bottomhole temperature, unstable formation, and long open hole cleaning, the laboratory study on high temperature drilling fluid system was conducted. The orthogonal analysis method was used to study high temperature treatment agent. The rolling aging test method was used to optimize the additives. Compatibility testing was conducted on the optimized drilling fluid and the drilling fluid system was obtained. After rolling aging test under 180 °C, the drilling fluid high temperature stability and the drilling fluid compatibility from second spudding to third spudding was studied. The results show that this fluid is stable under high temperature. The drilling fluid performance is stable from second spudding to third spudding. The drilling fluid can meet the requirement of drilling operation in Well Xuwen X3.

**Key words:** hole stability; lubrication; sticking prevention; borehole cleaning; high temperature drilling fluid; Well Xuwen X3

徐闻X3井是中国石化的一口重点探井,设计为三开长稳斜三靶点定向井,根据邻井徐闻X1井和徐闻X2井的资料,预测该井井下最高温度为184 °C,且涠洲组地层下部井段易缩径垮塌,流沙港组地层存在大套易垮塌的硬脆性黑色泥岩。根据该井的特

点,在室内开展了抗高温的水基钻井液研究,优选出

收稿日期:2010-10-03;改回日期:2010-11-24

作者简介:陈军(1982—),男,湖北松滋人,2006年毕业于长江大学应用化学专业,从事钻井液技术研究及现场钻井液技术管理工作。

联系方式:(0514)86745270,cjsky0910@163.com

了抗高温聚磺钻井液体系。

## 1 抗高温钻井液技术难点与对策

该地区裂缝发育的硬脆性泥页岩水敏性强,坍塌压力系数较大,井壁易剥落掉块和坍塌,涠洲组地层胶结较差的中砾岩砂岩层段易发生井壁掉块<sup>[1]</sup>。大尺寸长裸眼斜井段的井眼净化不彻底,常出现井下故障,对钻井液技术提出了很高的要求。

### 1.1 抗高温稳定性

在高温条件下,钻井液会出现高温增稠、高温减稠、高温固化等多种情况。高温对钻井液的影响主要发生在起下钻过程中,高温增稠会使钻井液失去流动性,导致开泵困难,更严重的高温增稠会导致钻井液的高温滤失量突然增大,失去造壁性;高温减稠会导致钻井液的悬浮性能和携岩性能降低,不利于井眼净化。实践证明,以上这些现象不仅发生在不同的钻井液体系中,而且同一钻井液体系不同条件下,都有可能出现。

### 1.2 强抑制性和防塌性能

邻井徐闻 X1 井<sup>[1]</sup>和徐闻 X2 井的资料显示,该区块的涠洲下部和流沙港组地层均存在泥岩,涠洲组地层泥岩易缩径垮塌,流沙港组地层的硬脆性黑色泥岩易剥落掉块,极易导致井下故障,根据这个特点,钻井液体系必须有很强的泥页岩抑制性能和微裂缝封堵防塌性能<sup>[3]</sup>。

### 1.3 润滑性能

徐闻 X3 井为定向井,设计最大井斜角达 34.67°,且大尺寸裸眼井段长达 2 700 m,高温条件下钻井液具有良好的润滑性能是保证顺利钻进的重要前提,也是保证电测和下入套管顺利的关键。

### 1.4 井眼净化能力

高温条件下,钻井液的流变性与常温条件下相比有很大的不同<sup>[2]</sup>。随着井深的增加,不同温度下的钻井液流变性往往差别很大,研究高温条件下的钻井液流变性对现场施工具有很强的指导意义。而且钻井液必须根据现场施工随时调整流变性能,以满足不同条件下的携岩要求,保证不同施工条件下钻井液的井眼净化能力。

## 2 抗高温钻井液处理剂优选

在室内通过大量的抗 200 ℃ 高温处理剂优选试验,优选出了抗高温的磺酸盐聚合物抑制降滤失剂 DSP-2,磺化腐殖酸及树脂类降滤失剂和抑制剂 SMC、SPNH 和 OSAM-K,抗高温沥青类封堵防塌剂 HX-1 和 HQ-10,抗高温稳定剂有表面活性剂 SP-80 和抗氧化剂 Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>。

### 2.1 聚合物处理剂加量优化试验

试验以 4.0% 膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5% NaOH + 6.0% SPNH 为基浆进行了聚合物 DSP-2 的评价及加量优选试验,在 200 ℃ 温度下热滚 16 h 后测定其前后流变性能和滤失量,结果见表 1。

表 1 聚合物处理剂加量试验  
Table 1 Polymer additive dosage test

DSP-2 的加量, %	条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API 滤失/mL
0.5	常温	40.0	20.0	16.0	10.0	2.0	1.0	7.00
	200 ℃ /16 h	65.0	46.0	38.0	31.0	21.0	16.0	7.20
0.8	常温	51.0	33.0	28.0	19.0	6.0	3.0	7.80
	200 ℃ /16 h	56.0	39.0	31.0	22.0	10.0	5.0	7.20
1.0	常温	58.0	36.0	28.0	17.0	5.0	2.0	8.00
	200 ℃ /16 h	73.0	50.0	41.0	28.0	11.0	5.0	6.00

从表 1 可以看出,基浆在加入聚合物处理剂 DSP-2 后,在 200 ℃ 高温滚动后流变性能未发生较大的变化,且滤失量在常温下随 DSP-2 加量的增大而增大,说明在常温条件下,随着 DSP-2 加量增

大,基浆抑制能力增强。在高温滚动后基浆滤失量随 DSP-2 加量增大而明显地降低,表明聚合物处理剂 DSP-2 具有很强的抗高温性能,综合考虑,其加量优先为 1.0%。

## 2.2 腐殖酸类及树脂类抗高温降失水剂加量优选和抗高温评价试验

优选出来的 SMC 和 SPNH 两种抗高温降滤失

剂在不同的比例条件下,其降滤失效果有很大的差别,且两者组合比单一使用降滤失效果要好很多。因此对两者进行了不同比例加量条件下的评价试验(见表 2)。

表 2 硫化类降滤失剂优化试验

Table 2 Optimization experiment of sulphonated fluid loss additive

SPNH 加量, %	SMC 加量, %	条件	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3	API 滤失/mL
2.0	2.0	常温	12.0	7.0	5.0	3.0	1.0	0.5	5.20
		200 ℃/16 h	4.5	2.5	2.0	1.0	0.5	0	8.20
2.0	2.5	常温	18.0	11.0	8.0	4.0	1.0	0.5	5.40
		200 ℃/16 h	5.5	3.0	2.0	1.0	0.5	0	7.60
2.0	3.0	常温	16.0	14.0	9.0	6.0	3.0	0.5	6.20
		200 ℃/16 h	5.0	3.0	2.0	1.0	1.0	0.5	6.80
2.0	3.5	常温	34.0	11.0	12.0	8.0	4.0	1.0	6.00
		200 ℃/16 h	5.0	3.0	2.0	1.0	1.0	0.5	6.40
2.5	2.0	常温	8.0	4.0	3.0	2.0	1.0	0	5.00
		200 ℃/16 h	4.0	2.0	2.0	1.0	0.5	0	7.40
2.5	2.5	常温	9.0	5.0	3.0	2.0	0.5	0	5.40
		200 ℃/16 h	4.0	2.0	2.0	1.0	0.5	0	7.20
2.5	3.0	常温	10.0	6.0	4.0	4.0	2.0	0.5	6.00
		200 ℃/16 h	4.5	2.0	2.0	1.0	0.5	0	6.60
2.5	3.5	常温	12.0	7.0	5.0	3.0	1.0	0	5.40
		200 ℃/16 h	5.0	3.0	2.0	1.0	0.5	0	5.80
3.0	2.0	常温	8.0	5.0	3.0	2.0	1.0	0	5.60
		200 ℃/16 h	5.5	3.0	2.0	1.0	0.5	0	6.20
3.0	2.5	常温	10.0	5.0	4.0	2.0	1.0	0	5.20
		200 ℃/16 h	5.0	3.0	2.0	1.0	0.5	0	6.40
3.0	3.0	常温	11.0	6.0	4.0	2.0	1.0	0	5.20
		200 ℃/16 h	5.0	3.0	2.0	1.0	0.5	0	6.60
3.0	3.5	常温	15.0	8.0	6.0	3.0	1.0	0.5	5.20
		200 ℃/16 h	5.0	3.0	2.0	1.5	0.5	0	6.80

注: 所用基浆配方为 4.0% 膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5% NaOH + 1.0% DSP-2。

从表 2 可以看出,两种处理剂对钻井液有一定的降黏作用,且 API 滤失都很小。加量比例不同,钻井液的滤失有所不同。在加量为 2.5%SPNH+3.5%SMC 时钻井液的滤失最小。因此,选择的钻井液基本配方为:4.0% 膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5% NaOH + 1.0% DSP-2+2.5%SPNH+3.5%SMC。

## 2.3 钻井液稀释剂的加量优选与评价

徐闻 X3 井选择了抗高温的硅氟稀释剂 SF-1 和单宁类稀释剂 PST,并进行了加量优选和两种稀释剂在高温条件下的稀释能力评价试验,试验选择基浆的配方为 8.0% 膨润土 + 0.4% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5%NaOH+1.0%DSP-2+2.5%SPNH+3.5%SMC,结果见表 3。增大基浆中膨润土的加量是为

了增加其黏度,从而更加显著地评价稀释剂的稀释能力。

从表 3 可以得出:两种钻井液降黏剂均能降低钻井液的表观黏度,随着 SF-1 加量的增大,钻井液表观黏度逐渐降低,而随着 PST 加量的增大,钻井液表观黏度先增后降。SF-1 对钻井液的塑性黏度和动切力都有较大的降低,PST 能降低钻井液的塑性黏度,但动切力随其加量的增大而逐渐增大。

## 2.4 钻井液防塌剂的加量优选与评价

试验对大量的防塌剂进行了优选,最后选定了 HX-1、HQ-10 和 OSAM-K,其中前两种为沥青封堵类防塌剂,OSAM-K 为抗高温的抑制性防塌剂。其在 200 ℃高温滚动后的性能对比见表 4。

表3 抗高温稀释剂加量优选  
Table 3 Optimization experiment of high temperature thinner for drilling fluid

稀释剂及加量	条件	ø600	ø300	ø200	ø100	ø6	ø3	API滤失/mL	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa
0.3%SF-1	常温	110.0	77.0	61.0	40.0	20.0	9.0	5.60	55.0	33	22.48
	200 °C/16 h	105.0	67.0	53.0	35.0	10.0	3.5	4.40	52.5	38	14.82
0.5%SF-1	常温	96.0	65.0	51.0	34.0	16.0	9.0	5.20	48.0	31	17.37
	200 °C/16 h	104.0	67.0	53.0	34.0	13.0	3.0	4.80	52.0	37	15.33
0.8%SF-1	常温	112.0	77.0	63.0	40.0	20.0	7.0	5.60	56.0	35	21.46
	200 °C/16 h	94.0	61.0	47.0	30.0	8.0	3.0	4.00	47.0	33	14.31
1.2%SF-1	常温	100.0	67.0	54.0	35.0	13.0	5.0	5.80	50.0	33	17.37
	200 °C/16 h	86.0	56.0	45.0	28.0	5.0	3.0	4.00	43.0	30	13.29
0.5%PST	常温	105.0	74.0	59.0	40.0	20.0	14.0	5.60	52.5	31	21.97
	200 °C/16 h	108.0	70.0	55.0	36.0	13.0	4.0	4.60	54.0	38	16.35
0.8%PST	常温	115.0	82.0	68.0	48.0	24.0	19.0	5.00	57.5	33	25.04
	200 °C/16 h	109.0	69.0	59.0	38.0	12.0	4.0	4.20	54.5	40	14.82
1.0%PST	常温	118.0	85.0	70.0	49.0	27.0	20.0	4.80	59.0	33	26.57
	200 °C/16 h	115.0	73.0	58.0	38.0	13.0	4.0	4.20	57.5	42	15.84
1.5%PST	常温	126.0	88.0	73.0	52.0	23.0	21.0	4.60	63.0	38	25.55
	200 °C/16 h	105.0	70.0	56.0	37.0	11.0	5.0	4.40	52.5	35	17.89

表4 抗高温防塌处理剂优选  
Table 4 Optimization experiment of high temperature-anti caving agents

防塌剂及加量	条件	ø600	ø300	ø200	ø100	ø6	ø3	API滤失/mL	pH值
3.0%HQ-10	常温	125.0	83.0	65.0	40.0	15.0	5.0	5.60	10.0
	200 °C/16 h	105.0	62.0	46.0	29.0	8.0	3.0	4.20	9.0
3.0%HX-1	常温	105.0	69.0	55.0	34.0	13.0	4.0	5.60	10.5
	200 °C/16 h	113.0	70.0	57.0	35.0	12.0	3.0	4.50	9.0
3.0%OSAM-K	常温	80.0	52.0	41.0	27.0	7.0	4.0	5.60	10.5
	200 °C/16 h	82.0	54.0	45.0	28.0	7.0	2.0	4.80	9.0

注:所用基浆的配方为 4.0%膨润土 + 0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5%NaOH + 1.0%DSP-2 + 2.5%SPNH + 3.5%SMC + 1.0%SF-1。

从表4可以看出,钻井液中加入防塌剂在200 °C高温下热滚后,其流变性能变化较小,性能较稳定,且各防塌剂在热滚16 h后其API滤失均有所减小,能满足体系的要求。

## 2.5 钻井液润滑性能的优化

加入润滑剂后,钻井液的摩阻系数均降低,随着矿物油和石墨加量的增大,钻井液的摩阻系数都逐渐降低,但两者组合后钻井液的摩阻系数可小于0.1(见表5)。

根据以上钻井液配方的优化,初步选择钻井液配方为:4.0%膨润土 + 0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5%NaOH + 1.0%DSP-2 + 2.5%SPNH + 3.5%SMC + 1.0%SF-1 + 3.0%HQ-10 + 3.0%OSAM-K + 2.0%矿物油 + 1.0%石墨 + BaSO<sub>4</sub>。

表5 抗高温钻井液润滑剂加量试验

Table 5 Optimization experiment of lubricants

序号	润滑剂及加量	摩阻系数
1	0	0.224 5
2	1.0%矿物油	0.122 3
3	1.5%矿物油	0.114 7
4	2.0%矿物油	0.107 3
5	2.5%矿物油	0.105 5
6	1.0%固体石墨	0.113 6
7	1.5%固体石墨	0.108 8
8	2.0%固体石墨	0.102 1
9	2.5%固体石墨	0.100 9
10	2.0%矿物油 + 1.0%固体石墨	0.100 7
11	2.0%矿物油 + 1.5%固体石墨	0.099 8
12	2.5%矿物油 + 1.0%固体石墨	0.102 4
13	2.5%矿物油 + 1.5%固体石墨	0.078 8

注:所用基浆的配方为 4.0%膨润土 + 0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5%NaOH + 1.0%SF-1。

## 2.6 膨润土含量对钻井液性能的影响

对优选的钻井液体系在不同膨润土含量下性能

的变化情况进行试验评价。分别评价了膨润土含量为 3.0%、4.0% 和 5.0% 时钻井液在 180 °C 条件下热滚前后性能的变化(见表 6)。

表 6 膨润土含量对钻井液性能影响试验

Table 6 The effect of bentonite content on drilling fluid performance

膨润土加量, %	条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API 滤失/mL	pH 值	HTHP 滤失/mL
3.0	常温	128.0	78.0	56.0	32.0	5.0	4.0	2.60	11.0	
	180 °C/16 h	88.0	53.0	38.0	22.0	3.0	2.0	2.00	9.5	12.4
4.0	常温	130.0	76.0	54.0	31.0	5.0	3.0	3.20	11.0	
	180 °C/16 h	106.0	64.0	49.0	30.0	5.0	4.0	2.10	9.5	12.0
5.0	常温	150.0	95.0	63.0	38.0	14.0	10.0	2.80	11.0	
	180 °C/16 h	114.0	73.0	55.0	34.0	6.0	5.0	2.20	9.5	12.0

注: 所用基浆配方为 0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>+0.5%NaOH+1.0%DSP-2+2.5%SPNH+3.5%SMC+1.0%SF-1+3.0%HQ-10+3.0%OSAM-K+2.0%矿物油+1.0%石墨+BaSO<sub>4</sub>。

从表 6 可以看出, 钻井液热滚前后其表观黏度都随膨润土含量的增加而增大, 但钻井液的流变性能良好, 钻井液高温高压滤失变化较小。膨润土的加量为 3.0% 时, 热滚后的钻井液黏度太低, 初终切力均较小; 膨润土加量为 5.0% 时, 钻井液热滚后的表观黏度比热滚前有所增加, 膨润土含量高, 会导致钻井液出现高温增稠, 所以钻井液膨润土含量控制在 3.0%~5.0%, 钻井液性能稳定, 最后选择膨润土含量在 4.0% 左右。

## 3 钻井液体系的性能评价

### 3.1 密度对钻井液性能的影响

在以上钻井液优选配方的基础上, 用重晶石加重, 在 180 °C 温度下滚动 16 h, 然后恢复到常温下测其性能, 对比其热滚前后的钻井液性能。试验结果见表 7。

表 7 不同密度下钻井液性能评价试验

Table 7 Evaluation experiment of drilling fluid performance in different densities

密度	条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API 滤失/mL	pH 值	HTHP 滤失/mL
1.30	常温	112.0	69.0	50.0	30.0	6.0	4.0	2.40	11.0	
	180 °C/16 h	90.0	54.0	40.0	23.0	4.0	2.0	2.20	9.5	13.0
1.35	常温	126.0	82.0	59.0	35.0	7.0	4.0	3.20	11.0	
	180 °C/16 h	97.0	58.0	42.0	24.0	3.0	2.0	2.40	9.5	11.5
1.40	常温	130.0	76.0	54.0	31.0	5.0	3.0	3.20	11.0	
	180 °C/16 h	106.0	64.0	49.0	30.0	5.0	4.0	2.10	9.5	12.4

注: 钻井液配方为 4.0% 膨润土 + 0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>+0.5%NaOH+1.0%DSP-2+2.5%SPNH+3.5%SMC+3.0%HQ-10+3.0%OSAM-K+1.0%SF-1+2.0%矿物油+1.0%石墨+BaSO<sub>4</sub>(加入调整密度)。

由表 7 可知, 随着钻井液密度的增大, 钻井液的表观黏度在逐渐增大, 但其流变性能良好, 在 180 °C 条件下滚动 16 h 后, 高温高压滤失均较小。

### 3.2 钻井液高温稳定性的评价

加入表面活性剂和抗氧化剂可以提高钻井液的高温稳定性, 测钻井液体系加入高温稳定剂在 180 °C 下热滚 16 h 前后的性能, 以评价高温稳定剂的性能。

#### 3.2.1 高温稳定剂对钻井液性能的影响

0.5%NaOH+1.0%DSP-2+2.5%SPNH+3.5%SMC+3.0%HQ-10+3.0%OSAM-K+1.0%SF-1+2.0%矿物油+1.0%石墨+BaSO<sub>4</sub>(加重至 1.40 kg/L)。试验结果见表 8。

从表 8 可以看出, 加入高温稳定剂后, 钻井液热滚前后的流变性能均好, 但因为有表面活性剂的加入, 钻井液中存在微泡。钻井液在 180 °C/3.5 MPa 条件下, 高温高压滤失不大于 12 mL。但考虑到高温条件下钻井液的表观黏度都有不同程度的降低, 应考虑加入一定的增黏剂, 保证钻井液在高温条件下的携岩能力。由于以上两种抗高温稳定剂的作用

钻井液配方为: 4.0% 膨润土 + 0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>+

表8 高温稳定剂对钻井液热稳定性的影响试验

Table 8 The effect of different high temperature stabilizing agent on drilling fluid performance

高温稳定剂及加量	条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API滤失/mL	pH值	HTHP滤失/mL
0.3%SP-80	常温	112.0	65.0	47.0	28.0	7.0	6.0	2.40	11.0	
	180 °C/16 h	93.0	56.0	42.0	25.0	4.0	3.0	2.40	9.5	12.0
1%Na <sub>2</sub> SO <sub>3</sub>	常温	108.0	63.0	46.0	27.0	7.0	5.0	2.80	11.0	
	180 °C/16 h	89.0	55.0	41.0	25.0	4.0	4.0	2.40	9.5	11.0

不同,因此选择上面两种处理剂作为钻井液的抗高温稳定剂。

### 3.2.2 钻井液在高温条件下其性能随时间的变化

为保证钻井液满足深井条件下携岩的能力,在钻井液中加入0.5%的PAC-LV,于是钻井液配方为:4.0%膨润土+0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>+0.5%NaOH+0.5%PAC-LV+1.0%DSP-2+2.5%SPNH+

3.5%SMC+3.0%HQ-10+3.0%OSAM-K+1.0%SF-1+1.0%石墨+2.0%矿物油+BaSO<sub>4</sub>(加重至1.40 kg/L)。

该配方中未加入高温稳定剂,测该配方钻井液在180 °C条件下分别热滚16、42和72 h后的性能,结果见表9。在该配方钻井液中加入0.3%SP-80和1.0%Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>,测其在180 °C条件下分别热滚16、36和72 h后的性能,结果见表10。

表9 未加入抗高温稳定剂时钻井液热稳定性能评价

Table 9 Stable performance evaluation of drilling fluids no the high-temperature stabilizing agent added

条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API滤失/mL	pH值	HTHP滤失/mL
常温	210.0	134.0	101.0	63.0	12.0	10.0	2.20	11.0	
180 °C/16 h	102.0	69.0	52.0	31.0	6.0	5.0	2.20	10.0	11.0
180 °C/42 h	87.0	51.0	39.0	25.0	5.0	4.0	2.40	9.5	13.6
180 °C/72 h	75.0	46.0	35.0	23.0	7.0	6.0	2.60	8.5	12.0

表10 加入高温稳定剂后对钻井液热稳定性能的评价

Table 10 Stable performance evaluation after adding the anti-high temperature stabilizing agents

条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API滤失/mL	pH值	HTHP滤失/mL
常温	185.0	114.0	84.0	49.0	8.0	7.0	2.20	11.0	
180 °C/16 h	102.0	69.0	52.0	31.0	6.0	5.0	2.20	10.0	11.0
180 °C/36 h	98.0	60.0	45.0	28.0	5.0	3.0	2.40	9.0	10.0
180 °C/72 h	96.0	61.0	46.0	28.0	6.0	4.0	2.40	8.5	10.0

分析表9中数据可知,钻井液在高温滚动后,其表观黏度在不断降低,加入PAC-LV后,钻井液的高温高压滤失有较大的降低,且随滚动时间的延长,高温高压滤失变化不大。从钻井液滚动42 h和72 h后的性能可以看出,钻井液流变性能变化不大,且高温高压滤失也没有太大的变化。

由表10可知,加入高温稳定剂后,钻井液的表观黏度随热滚时间的延长而降低,抗高温稳定剂的加入主要是增强了聚合物的抗氧化性能,延缓了处理剂在高温条件下的氧化分解,从而提高了钻井液的稳定性。

优化出三开抗180 °C高温钻井液体系为:4.0%膨润土+0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>+0.5%NaOH+0.5%PAC-

LV+1.0%DSP-2+2.5%SPNH+3.5%SMC+3.0%HQ-10+3.0%OSAM-K+1.0%SF-1+1.0%石墨+2.0%矿物油+0.3%SP-80+1.0%Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>+BaSO<sub>4</sub>(加重至1.40 kg/L)。

### 3.3 三开钻井液与二开钻井液的配伍性评价

为保证将二开钻井液顺利转化为三开钻井液,取二开钻井液进行了三开钻井液转型评价试验。

二开钻井液配方为:4.0%膨润土+0.2%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>+0.3%NaOH+0.3%PMHA-2+0.2%DS-301+0.6%NH<sub>4</sub>HPAN+3.0%FM-2+2.0%LYD+3.0%QS-2+1.0%矿物油+BaSO<sub>4</sub>(加重到1.30 kg/L)。

取井深3 724和3 924 m处钻井液后加入三开

钻井液处理剂,在180℃下热滚16 h后测其性能,

结果见表11。

表11 二开钻井液转三开钻井液抗高温评价试验

Table 11 Compatibility experiment of drilling fluid from second spudding to third spudding

配方	条件	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	API滤失/mL	pH值	HTHP滤失/mL
1#	常温	72.0	49.0	39.0	29.0	14.0	13.0	3.00	8.50	14.0 <sup>①</sup>
2#	常温	143	92.0	80.0	58.0	35.0	33.0	2.40	8.50	
	180℃/16 h	94.0	64.0	52.0	35.0	9.0	9.0	2.00	8.50	10.0 <sup>②</sup>
3#	常温	179.0	123.0	100.0	73.0	39.0	38.0	2.00	8.50	
	180℃/16 h	102.0	69.0	57.0	40.0	14.0	13.0	1.80	8.50	10.0 <sup>②</sup>
4#	常温	71.0	50.0	41.0	31.0	19.0	18.0	3.00	8.50	12.0 <sup>②</sup>
5#	常温	239.0	161.0	129.0	89.0	34.0	32.0	1.60	8.50	
	180℃/16 h	107.0	68.0	53.0	34.0	8.0	8.0	2.20	8.50	9.2 <sup>②</sup>
6#	常温	246.0	166.0	132.0	92.0	32.0	31.0	1.60	8.50	
	180℃/16 h	90.0	57.0	45.0	29.0	6.0	6.0	2.00	8.50	11.0 <sup>②</sup>

注:①为150℃下的滤失;②为180℃下的滤失。配方1#:二开钻井液(3 742 m);配方2#:二开钻井液(3 742 m)+20.0%水+0.5%DSP-2+1.0%SMP-1+4.0%SMC+2.0%OSAMK+1.0%PST;配方3#:二开钻井液(3 742 m)+20.0%水+0.5%DSP-2+3.0%SPNH+4.0%SMC+2.0%OSAMK+0.5%SF-1;配方4#:二开钻井液(3 924 m);配方5#:二开钻井液(3 924 m)+20.0%水+0.5%PACL+1.0%DSP-2+4.0%SMC+2.0%FST-1+1.0%SF-1(6.1 g)+1.0%Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>+BaSO<sub>4</sub>(106 g 加重到 1.35 kg/L);配方6#:二开钻井液+20.0%水+0.5%PACL+0.5%DSP-2+4.0%SMC+2.0%FST-1+1.0%SF-1(6.5 g)+1.0%Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>+BaSO<sub>4</sub>(106 g 加重到 1.35 kg/L)。

分析表11中数据可知:二开钻井液转三开抗180℃高温钻井液后性能稳定,钻井液各性能指标均满足三开对钻井液性能的要求。

根据以上对三开抗180℃钻井液配方的优选与评价,钻井液的流变性、高温高压滤失量均满足井下施工要求,加入高温稳定剂能够延长钻井液的高温稳定的时间,但随着高温时间的增加,钻井液表观黏度都会降低,但对钻井液的高温高压滤失没有很大影响。主要是因为在高温条件下,高分子聚合物处理剂PAC-LV和DSP-2会发生分解。在钻井施工过程中,应根据钻井液流变性是否满足井眼净化的要求,来补充高温稳定剂和聚合物处理剂。从二开转三开钻井液评价试验可知,三开抗高温钻井液的配伍性能较好,满足二开转三开钻井液的要求。

## 4 结论与认识

1) 经室内对高温处理剂的优选和配方试验,研究出了抗高温的聚磺钻井液。对该钻井液进行了室内高温稳定性能和高温高压滤失等性能的评价,其性能稳定,高温高压滤失能够满足180℃条件下小于15 mL的要求。

2) 该钻井液均采用国内的常用处理剂组成,配方简单,流变性、润滑性能良好,在高温条件下未发生稠化和胶凝现象,热稳定性能好。

3) 从该钻井液体系的研究和二开转三开抗高温钻井液室内评价看,二开聚合物钻井液能够很好地转化成三开聚磺钻井液,且转化方便,转化后性能稳定。

4) 随温度的升高,钻井液表观黏度降低,但钻井液的高温高压滤失变化很小,主要是因为在高温条件下分子量大的聚合物处理剂产生降解以及黏土胶粒的表面钝化。高温稳定剂和表面活性剂能提高钻井液的整体抗温能力和维持钻井液的热稳定性,减少处理剂的用量。

## 参 考 文 献

- [1] 吴叶成,储书平,许春田.徐闻X1井钻井液研究与应用[J].钻井液与完井液,2006,23(4):54-57.  
Wu Yecheng, Chu Shuping, Xu Chuntian. Drilling fluid for Xuwen 1 Well[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23 (4):54-57.
- [2] 赵怀珍,薛玉志,李公让,等.抗高温水基钻井液超高温高压流变性研究[J].石油钻探技术,2009,37(1):5-9.  
Zhao Huaizhen, Xue Yuzhi, Li Gongrang, et al. Rheological properties of high-temperature water based drilling fluids at high temperature and high pressure[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009,37(1):5-9.
- [3] 裴建忠,刘天科,孙启忠,等.胜利1井钻井事故的预防与处理[J].石油钻探技术,2007,35(6):18-21.  
Pei Jianzhong, Liu Tianke, Sun Qizhong, et al. Prevention and measurements of drilling accidents in Well Shengke-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007,35(6):18-21.