

◀ 钻井与完井 ▶

KCC-TH 强抑制性防塌钻井液的研制及应用

徐加放¹ 邱正松¹ 王卫国² 李树皎¹ 黄承建² 乔国文²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061; 2. 吐哈石油钻井公司, 新疆鄯善 838200)

摘 要: 为解决吐哈油田西部盐膏层钻井过程中出现的严重井壁失稳难题, 在大量井壁稳定机理研究基础上, 研制出了 KCC-TH 强抑制性防塌钻井液, 室内试验表明, 该钻井液具有良好的流变性、滤失性和防塌性能。借助电位-粒度仪及泥页岩水化-力学耦合模拟装置 (SHM) 等先进试验手段, 通过电位和粒度测定、压力传递及抑制石膏溶解性等试验, 发现钾/钙/醇的协同作用可进一步降低粘土颗粒的 ξ 电位、提高粒径尺寸、降低石膏溶解度、阻缓压力传递, 从而明显增强防塌效果。在吐哈油田 7 口井的现场试验结果表明, KCC-TH 钻井液性能稳定, 防塌效果明显, 井径扩大率小, 测井一次成功率 100%, 且维护处理简单, 经济效益显著。

关键词: 盐膏层; 井眼稳定; 钻井液性能试验; 防塌; 吐哈油田

中图分类号: TE254⁺.3 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890 (2006) 01-0036-03

吐哈油田西部葡北、神泉和雁木西等区块在勘探开发过程中, 存在着严重的井壁失稳问题, 失稳地层包括上部第三系盐膏泥混层和下部侏罗系灰褐色泥岩地层。据统计, 1997—2002 年, 吐哈油田神泉地区共施工 58 口井, 其中 24 口井出现了不同程度的井下复杂情况与事故, 其中包括 8 起卡钻事故, 3 口井中途侧钻, 1 口井报废, 6 井次固井“灌香肠”(憋泵留塞, 留塞最长 2770 m, 最短 190 m) 事故, 造成将近 3000 万元的经济损失。为此, 在对该油田易坍塌地层失稳机理综合分析的基础上, 通过室内试验, 研制出了 KCC-TH 强抑制性防塌钻井液, 并在吐哈油田西部区块成功应用。

1 钻井液配方的优选

笔者对吐哈油田易塌地层进行了 X-射线衍射矿

物分析, 扫描电镜结构分析及膨胀、分散、比表面积、比亲水量等理化性能分析试验, 结果表明, 易塌地层属于典型的盐膏泥混层, 其中粘土矿物含量较高, 主要以伊/蒙混层为主; 粘土矿物的总体排列取向性差, 排列不规则, 胶结性差, 层理裂缝发育; 比表面积、比亲水量较大, 极易水化、分散; 盐、膏易溶解使钻井液性能恶化。为此, 通过单剂优选、配伍性研究及性能综合评价等室内试验, 优选了氯化钾/氧化钙/强抑制性聚合醇协同防塌钻井液 (KCC-TH 钻井液), 其配方为: 4.0% 钠膨润土+0.3%FA-367+0.8%JT888-2+3.0% CXA-2 +3.0% CXB-2 +3.0% CXC-1+8.0% KCl+0.5% CaO。其中 CXA-2、CXB-2 和 CXC-2 分别为微凝胶高温高压降滤失剂、调流型降粘降滤失剂和强抑制性聚合醇。其主要性能见表 1。

表 1 KCC-TH 防塌钻井液性能参数

试验条件	表观粘度 /mPa·s	塑性粘度 /mPa·s	动切力/Pa	静切力/Pa	API 滤 失量/mL	HTHP 滤 失量/mL	回收率,%	针入度	
								体积膨胀率,%	SSI
常温	44	32	12	3.5/8.0	5.2				
老化	36	30	6	2.0/5.5	6.0	15.6	83.76	7.4	89.8

注: pH 值均为 9.5, 泥饼厚度均为 0.5 mm; 试验用岩样为吐哈油田神 257 井盐膏层岩屑, 蒸馏水回收率为 30.06%。

由表 1 可知, 该钻井液老化前后具有良好的流变性、滤失造壁性和抑制防塌性。

验, 测定其渗透率; 分别配制 3% CXA-2 和 3% CXC-

2 稳定井壁机理研究

2.1 压力传递试验

采用泥页岩水化-力学耦合模拟装置^[1-3] (SHM), 选取代表性岩样, 进行压力传递模拟试验。首先用地层水饱和平衡岩样, 恢复岩样原始地层含水状态; 进行地层水/岩样/地层水作用条件下的 PT 试

收稿日期: 2005-04-27; 改回日期: 2005-10-27

基金项目: 中国石油天然气集团公司重点科技攻关项目 (编号: 200500174) 资助

作者简介: 徐加放 (1973—), 男, 山东阳信人, 1998 年毕业于石油大学 (华东) 开发系石油工程专业, 2001 年获石油大学 (华东) 硕士学位, 讲师, 在读博士。

联系电话: (0546) 8391679

1 溶液，继续进行压力传递 PT 试验，评价 CXA-2、CXC-1 阻缓压力传递及滤液传递的效果。

试验结果为：岩样在地层水中的渗透率为 $8.9 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$ ，经 3% CXA-2 处理后渗透率降为 $5.62 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$ ，而经 3% CXC-1 处理后的渗透率降为 $1.74 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$ 。可见，CXA-2、CXC-1 均有较好的阻缓压力传递和滤液传递的作用。

2.2 抑制石膏溶解

根据“同离子效应”^[4]，在淡水和盐水中分别加入模数为 2.8 的 Na₂SiO₃ 溶液，考察其对石膏溶解性的抑制效果，并采用容量法测定了石膏在不同无机盐溶液中的溶解度。试验方法：取试液 100 mL 置于 150 mL 三角瓶中，加入 5 g 石膏粉末，盖上盖子，将三角瓶置于恒温水浴中，于 30 ℃ 下恒温振荡 4 h，使石膏达到溶解平衡；用离心机分离，用移液管取清液 10 mL 于 100 mL 三角瓶中，加入 20 mL 蒸馏水，用 20% NaOH 溶液调节 pH 值为 12~13，加钙指示剂，用标准 EDTA 溶液滴定至蓝色为止；计算石膏溶解度。试验结果见表 2。

表 2 KCl/CaO 抑制石膏溶解试验结果

序号	试液	石膏溶解度 /g·(100 g 水) ⁻¹
1	0.5% 石膏	0.225
2	0.5% 石灰+0.5% 石膏	0.116
3	1.0% 石灰+0.5% 石膏	0.037
4	8% KCl+0.5% 石膏	0.412
5	8% KCl+0.5% 石灰+0.5% 石膏	0.122
6	8% KCl+1.0% 石灰+0.5% 石膏	0.216

注：测试温度为 20 ℃。

由试验结果可知，在石膏加量相同的条件下，CaO 能够明显降低石膏溶解度，且加量越大，抑制石膏溶解的能力越强；KCl 能促进石膏溶解，在 KCl 存在的条件下石膏的溶解度远大于其在淡水中的溶解度。因此，单纯的盐水钻井液钻进盐膏层会促进石膏溶解，加速井壁失稳；但当溶液中加入 CaO 后，石膏溶解度大大降低，远低于淡水中的溶解度，因此 KCl/CaO 复配能够显著抑制石膏溶解。

2.3 高聚物对粘土颗粒粒度与比表面积的影响

通过测定粘土颗粒粒度及比表面积可以在一定程度上反映聚合物的抑制性^[5]。在相同试验条件下，将膨润土和岩屑粉（神 257 井盐膏地层）加在预先配制的 0.3% 的聚合物溶液中，待其充分分散后，用 Zetasizer3000 电位-粒度仪和真空干燥器分别测定其粒径中值及比表面积，试验结果见表 3。

由表 3 可知，经 FA367 处理的土粉和盐膏层岩屑粉粒径中值较大，比表面积较小，表明其具有较强的抑制水化分散能力。

表 3 粒度与比表面积测定试验结果

试验液	6% 膨润土粉		6% 盐膏地层岩屑粉	
	A/ μm	B/ $\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$	A/ μm	B/ $\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$
清水	3.9	162.9	11.6	59.8
0.3% PAC141	15.0	29.3	18.8	45.2
0.3% FA367	26.3	17.3	29.3	28.6
0.3% PMHC	26.5	17.2	29.5	28.6

注：A 为粒径中值；B 为比表面积。

2.4 CXC-1 防塌作用机理研究

2.4.1 浊点效应

聚合醇钻井液具有独特的浊点效应，针对盐膏层特点，试验研究了 KCl、CaCl₂ 对强抑制性聚合醇 CXC-1 浊点的影响。试验结果表明，KCl、CaCl₂ 与 CXC-1 复配能够降低聚合醇的浊点，并且随着无机盐浓度的增加，浊点进一步降低。因为在聚合醇溶液中加入电解质后，电解质对水的亲和力大于聚合醇与水的亲和力，使水逐渐脱离聚合醇，导致浊点下降。

2.4.2 粒度分布

利用 Zetasizer3000 型电位-粒度仪测定了两种无机盐对 CXC-1 粒度分布的影响。试验结果表明，CXC-1 体积分数为 3% 时，其粒度分布为 50~100 nm。当盐浓度较低时，CaCl₂ 可以使 80% 以上的 CXC-1 胶体颗粒分布在 100~300 nm，KCl 则使其分布严重不均；当盐浓度较高时，KCl 可以使 70% 以上的 CXC-1 胶体颗粒分布在 150~250 nm，而 CaCl₂ 则使其分布不均。由此可知，当盐浓度较低时，CXC-1 与 CaCl₂ 复配使用可进一步提高其抑制页岩分散能力；当盐浓度较高时，CXC-1 与 KCl 复配可提高聚合醇的抑制性。

2.4.3 ξ 电位

试验测定了岩样在不同液体中滚动分散后上部清液的 ξ 电位，试验结果为：自来水、2% CXC-1、2% CXC-1+0.5% KCl、2% CXC-1+0.5% CaCl₂、2% CXC-1+2% KCl 和 2% CXC-1+2% CaCl₂ 的 ξ 电位分别为 -76.4、-35.5、-6.5、-5.1、-9.4 和 -6.6 mV。可见，CXC-1 能明显降低粘土颗粒 ξ 电位，无机盐的加入，可进一步降低其 ξ 电位，使粘土水化分散性降低，从而显著提高页岩回收率。

2.4.4 无机盐对聚合醇 CXC-1 抑制性的影响

试验评价了不同无机盐对聚合醇抑制性能的影响，试验结果见表 4。由表 4 可知，在 CXC-1 浓度为 3% 的条件下，KCl 或 CaCl₂ 均能有效提高聚合醇的抑制能力，页岩回收率以及相对膨胀率均有明显提高。

3 现场应用及效果分析

3.1 基本情况

KCC-TH 强抑制性防塌钻井液在吐哈油田 7 口

表 4 不同无机盐条件下的页岩滚动分散试验结果

试剂与加量	I	II	III	IV	V	VI
页岩回收率, %	20.98	53.18	50.10	51.14	61.20	58.14
相对膨胀率, %		46.8	40.0	42.1	56.0	57.2

注: I 为蒸馏水; II 为 3% CXC-1; III 为 2% KCl; IV 为 2% CaCl₂; V 为 3% CXC-1+2% KCl; VI 为 3% CXC-1+2% CaCl₂。

井进行了现场试验, 事故损失率从 9.13% 降到 0, 平均井径扩大率 9.52%, 复杂井段 1 700~2 500 m 平均井径扩大率 11.69%, 最大井径扩大率 23.32%, 测井一次成功率 100%, 杜绝了固井作业中憋泵、大段留塞等现象, 且平均每口井钻井周期缩短 5.09 d, 节约钻机日费 20.36 万元, 节约事故处理费用 27 万元, 多投入钻井液费用 13 万元, 每口井可获直接经济效益 34.36 万元, 7 口井获经济效益 240.52 万元。

3.2 典型井例

神 281 井是吐哈油田的一口滚动评价井, 设计井深 2 850 m, 完钻井深 2 850 m。该井地层特点: 1) N1t 地层含有强水敏性的棕黄色泥岩, 遇水后极易导致井壁失稳; 2) N1t、Esh 地层含长段膏质泥岩、白色石膏, 极易引起对钻井液的化学污染和井壁失稳; 3) Esh、K 层厚达 1 400 m, 含多套暗紫色泥岩和粉砂质泥岩, 暗紫色泥岩层理、裂隙发育, 为典型的破碎带, 极易垮塌, 两组岩层极易形成“糖葫芦”等不规则井眼; 4) J2q、J2s 组地层以灰色、深灰色泥岩及杂色泥岩为主, 微裂隙发育, 地层破碎, 成岩差, 水敏性强, 极易出现井壁失稳。该井自井深 630 m 至完钻使用了 KCC-TH 强抑制性防塌钻井液, 有效控制了大段盐膏层的缩径、坍塌, 未出现划眼和严重遇阻, 未发生任何井下事故, 测井一次成功率 100%。该井钻井液性能见表 5。

4 结 论

1) 根据吐哈油田西部盐膏层井壁失稳机理, 优

选了钾/钙/醇强抑制性防塌钻井液配方: 4.0% 钠膨润土+0.3% FA-367+0.8% JT888-2+3.0% CXA-2+3.0% CXB-2+3.0% CXC-1+8.0% KCl+0.5% CaO。

表 5 神 281 井二开钻井液性能

井深 /m	密度/ kg·L ⁻¹	视粘 度/s	塑性粘 度/mPa·s	动切力 /Pa	静切力 /Pa	滤失量 /mL	MBT /g·L ⁻¹
700	1.12	52	13	6.0	2.0/16.0	6.2	43
1 350	1.19	51	16	6.5	2.0/18.5	6.4	61
1 540	1.23	57	18	7.5	2.5/21.0	5.7	57
1 850	1.30	63	27	11.5	3.0/24.0	3.9	68
2 190	1.30	66	22	8.0	2.5/18.0	5.2	61
2 473	1.30	63	26	11.0	2.0/22.0	5.2	64

注: pH 值为 9.0; 泥饼厚度为 0.5 mm; MBT 为膨润土质量浓度。

2) 试验表明, KCC-TH 强抑制防塌钻井液具有良好的流变性和滤失造壁性, 能有效阻缓压力传递和滤液传递; KCl 与 CaO 复配能够明显抑制石膏溶解; KCl/CaCl₂/CXC-1 协同作用能显著提高钻井液的抑制防塌能力。

3) KCC-TH 强抑制性防塌钻井液在吐哈油田 7 口井的现场试验表明, 该钻井液能有效控制大段盐膏层的缩径、坍塌, 减少了井下事故与复杂情况, 缩短了钻井周期, 经济效益显著。

参 考 文 献

- [1] 徐加放, 邱正松, 秦涛, 等. 泥页岩压力传递特性的试验研究[J]. 石油钻探技术. 2004, 32 (1): 23-25.
- [2] 徐加放, 邱正松, 王瑞和, 等. 泥页岩水化应力经验公式的推导与计算[J]. 石油钻探技术. 2003, 31 (2): 33-35.
- [3] Oort V E. Physic-chemical stabilization of shales [R]. SPE 3726, 1997.
- [4] 鄯捷年. 钻井液工艺学 [M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2001.
- [5] B. Д. 戈罗德诺夫. 预防钻井过程中复杂情况的物理-化学方法 [M]. 李蓉华, 周大晨译. 北京: 石油工业出版社, 1992.

[审稿 宋明全]

Study and Application of a Strong Inhibitive Drilling Fluid KCC-TH

Xu Jiafang¹ Qiu Zhengsong¹ Wang Weiguo² Li Shujiao¹ Huang Chengjian² Qiao Guowen²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Tuha Petroleum Drilling Company, Shanshan, Xinjiang, 838200, China)

Abstract: To solve the serious engineering problems of borehole instability occurred when drilling formation with salt beds in western Tuha Oilfield, a strong inhibitive anti-sloughing drilling fluid KCC-TH is developed based on lots of mechanism studies on borehole instability. Experimental results show that this fluid behaves excellent properties in rheology, filtrate loss control, and anti-sloughing. Determination of electric potential, measurement of grain dimension and inhibition tests through gypsum dissolution by means of Zeta Electric Potential Testing Instrument and the Shale Coupling Hydration-Mechanics Simulation Instrument (SHM) show that cooperative actions of potassium/calcium/polyalcohol can further reduce Zeta electric potential of clay grains, increase grain sizes, reduce gypsum dissolution degree and hinder pressure transmission, thus remarkably enhance anti-sloughing effects. The field applications in 7 wells in Tuha Oilfield indicate that the excellent anti-sloughing performance of KCC-TH drilling fluid can produce smaller hole enlargement rate, which ensure 100% success logging rate in one run; The fluid can be easier maintained and remarkable benefits can be achieved.

Key words: evaporite bed; hole stabilization; drilling fluid property test; hole sloughing prevention; Tuha Oilfield