

塔河油田高比重钻井液技术研究

蒲开臣

(中国石化 西北油田分公司 石油工程监督中心,新疆 轮台 841600)

摘要:从石油工程角度介绍了高比重钻井液在塔河油田外围超深井施工中的重要性及技术难点,结合目前塔河油田钻井液施工现状,提出了在高温高压的深井井筒环境中处理钻井液性能的思路。通过设置一系列针对性对比实验,采用热滚的方式模拟井下真实井筒环境研究钻井液的流变性特点,并根据实验结果优化钻井液维护参数,摸索出了处理高比重钻井液的方法。成功维护处理深井高比重钻井液的关键是适宜的膨润土含量、固相及滤失控制、体系抑制性及高温稳定性。

关键词:高比重钻井液;实验研究;超深井;塔河油田

中图分类号:TE254

文献标识码:A

Study of high-density drilling fluid used in the Tahe Oil Field

Pu Kaichen

(Engineering Supervision Center, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: The importance and difficulties of the application of high-density drilling fluid in ultra-deep wells in the outside district of the Tahe Oil Field were discussed from the aspect of petroleum engineering. Combined with current implement situations, we made several methods on dealing with drilling fluids which are in HTHP well-bore surroundings. Through series of control-experiments, we imitated the true surroundings down hole via a roller oven. We optimized the handling ways to fluids from gained parameters according to the experiments. The keys of successfully manipulating deep well high-density fluids are bentonite, solid phase, filtration control, system's rejection capability and stability.

Key words: high-density drilling fluids; experiment; ultra-deep well; Tahe Oil Field

1 研究高比重钻井液的目的

深井、超深井钻探已成为塔河油田乃至全国石油钻探的发展方向。近年来塔河油田主体区块开发日趋成熟,勘探重点逐渐由主体区块转向外围区块。外围区块超深井油气藏埋藏深、地层压力高、地层复杂,在外围区块多口探井的实钻过程中,均有高比重(1.80 g/cm^3 以上)钻井液的应用。因此,从长远看,搞清高比重钻井液的性能特点及维护方法,在塔河油田勘探开发中具有深远意义。目前外围区块井深超过 7 000 m 的探井已屡见不鲜。随着井深不断增加,地层压力也越来越高,钻井过程中为了保证井下安全,防止溢流、井喷事故,必须用高比重钻井液来平衡地层压力、控制高压气、水层、盐膏层等复杂地层,确保施工顺利。因此,掌握高比重钻井液的流动规律和性能尤为重要。

2 高比重钻井液技术难点

2.1 高比重钻井液维护处理困难

(1)高比重钻井液体系本身具有很高的固相

含量(这里考虑塔河油田目前实际采用的聚磺防塌钻井液体系,暂不考虑无固相钻井液体系),在高温环境下固体颗粒分散程度高,钻井液性能调控难度大^[1],且在高比重条件下固控设备使用受限,导致钻屑多而不易有效清除。

(2)出于悬浮加重材料的考虑,高比重钻井液在塔河油田实际应用过程中存在高黏度、高切力的情况,其流型往往很差,容易导致憋、卡、阻等问题。但如果粘切过低,又可能引起加重材料的沉降而导致钻井液丢失比重。可见,目前塔河油田推行的钻井液处理“低粘切”原则在高比重钻井液性能控制上已不完全适用,必须找到更好的针对性措施。

(3)高比重钻井液体系对处理剂和加重材料的要求高,调节流变性困难,且由于循环惯性大,对钻井设备也提出了更高的要求。

2.2 高比重钻井液极易失去原有性能

塔河油田应用成熟的聚磺钻井液体系虽已通过实际验证可有效满足主体区块下部井段施工要求^[2],但外围深井、超深井对钻井液提出了更高要

求。随着井深增加,井温不断升高,在高温井下环境中钻井液的各项性能都会发生改变,并引起一系列的问题,如高温增稠、滤失增大、造壁性能变差等^[1]。因此,如何提高钻井液体系抗高温能力、保证钻井液在高温高压下维持有效性能,是深井钻进的关键性问题,也是一个重要的技术难点。

3 高比重钻井液配方选择

3.1 加重材料及处理剂的选择

处理剂有土粉, NaOH, Na₂CO₃, SMP-2, SPNH, SMC, FT-342, KCL, RH-97D, KPAM, CMC-LV;加重剂选用重晶石(密度 4.2 g/cm³),均取自塔河油田钻井现场(西北油田分公司钻井液材料供应商提供)。

3.2 坂土含量的确定

高比重钻井液中固相含量很高,为了保证钻井液的流型、造壁能力和悬浮能力,必须保证一定的坂土含量。如果坂土含量过低,则不能有效悬浮加重材料;但如果坂土含量过高,又会严重扰乱钻井液的流变性能。从机理上分析,在高温下,钻井液中的黏土颗粒更加分散,其水化分散效应较常温下更为显著,从而导致粘切不可控地升高。因此,随井深增加,适当降低膨润土含量,同时提高体系抑制性,考虑放宽一些不利于黏土水化分散的无机阳离子含量,以确保流变性稳定。

3.3 钻井液性能控制及配方选择

钻井液体系选用塔河油田目前下部井段采用的聚磺防塌钻井液体系。该体系理论抗温能力接近 200 ℃,在塔河油田应用成熟,可基本满足目前外围

区块深井施工的需要^[3]。其常用的处理药剂有 KPAM、PAC、CMC-LV/HV、SMP-1/2、SMC、SPNH、GMP-3、FT-1、SYP-1、GLA、RH-97D、原油等。

结合外围区块部分高压气井的实钻情况,实验设置高比重钻井液的密度在 1.9~2.1 g/cm³ 进行研究。其性能范围设置如下:漏斗黏度 55~70 s,塑性黏度 25~40 mPa·s,动切力 8~20 Pa,静切力 3~8/6~15 Pa,中压失水 4~8 mL,pH 值 9~11,氯离子 15 000 mg/L 左右,钙离子含量小于 600 mg/L,泥饼厚度小于等于 1 mm,摩阻系数小于 0.1,高温高压失水 8~15 mL,含砂小于 0.3%,固含 28%~35%,坂含 10~20 g/L。

实验发现将钻井液性能控制在上述范围内可基本满足钻井及对于流变性的要求。高密度钻井液性能控制原则是,尽可能降低固相含量(多选用液体处理剂),坂含适当,主要维持钻井液流变性良好,泥饼薄(1 mm 以内)且摩阻不能过大,钻井液体系抗温、抗盐能力较强。

实验钻井液配方:0.2%NaOH+(1%~2%)土粉+(2%~4%)SMP-2+(2%~5%)SPNH+(2%~4%)SMC+(2%~3%)FT-342+(0.2%~0.5%)RH-97D+(2%~5%)KCL+(0.3%~0.5%)KPAM+(0.2%~0.3%)CMC-LV。

4 实验结果和数据处理

多次对比实验的结果数据如表 1。通过对表 1 中数据的分析得出以下结论:

(1)大分子聚合物含量、坂土含量不变,改变磺化材料的用量。分别对比 7#与 8#、9#与 10#、11#与 12#、13#与 14#、15#与 16#样本实验数据可发现:当维

表 1 高比重钻井液实验结果统计
Table 1 Experiment results of high-density drilling fluids

样本编号	配方	比重/ (g·cm ⁻³)	实验条件	塑黏/ (mPa·s)	动切/ Pa	动塑比	静切/ Pa	中压失水/ mL	备注
1	水+2%土粉+2%SMP-2+2%SPNH+2%SMC+BaSO ₄	1.96	热滚前	13	6.5	0.50		全失水	泥饼虚厚,且大部分为重晶石。静置 24 h 重晶石沉降
2	水+0.2%NaOH+2%土粉+3%SMP-2+3%SPNH+3%SMC+0.4%KPAM+BaSO ₄	2.01	热滚前	110	-12.5	-0.11			
			加热至 70 ℃ 搅拌 30 min	57	-6	-0.11	1.5/8	4.2	
		2.1	静置 16 h 冷却	89	-7.5	-0.08	1.5/5.5	4.2	
			100 ℃	62	34	0.55	24/29	4	
2#-2	水+0.2%NaOH+2%土粉+3%SMP-2+3%SPNH+3%SMC+0.4%KPAM+BaSO ₄	1.95	150 ℃						固液分离,重晶石沉降
			热滚前	66	-6	-0.09	1/7	2.8	
			120 ℃	31	40.5	1.31	31/43	5.6	
			150 ℃						固液分离,重晶石沉降

续表 1

样本 编号	配方	比重/ (g·cm ⁻³)	实验条件	塑黏/ (mPa·s)	动切/ Pa	动塑比	静切/ Pa	中压失水/ mL	备注
3	水+0.2% NaOH+2% 土粉+ 2% SMP - 2 + 2% SPNH+ 2% SMC + 0.4% KPAM+BaSO ₄	1.99	热滚前	85	-5	-0.06	1.5/12	6.8	重浆静置 16 h 测得密度为 1.98
			100 ℃	62	11.5	0.19	8/20	6.2	
			150 ℃						固液分离,重晶石沉降
3#-2	水+0.2% NaOH+2% 土粉+ 2% SMP - 2 + 2% SPNH+ 2% SMC + 0.4% KPAM+BaSO ₄	1.96	热滚前	89	-10	-0.11	1.5/8	4.4	
			120 ℃	40	5	0.13	1.5/9	7.2	
			150 ℃						固液分离,重晶石沉降
4	水+0.2% NaOH+2% 土粉+ 5% SMP - 2 + 5% SPNH+ 5% SMC + 0.4% KPAM+BaSO ₄	2.04	静置前				13/40	2.6	
			静置 16 h 后	123	2	0.02	12/38	2.4	
			150 ℃						固液分离,重晶石沉降
5	水+0.2%NaOH+2%土粉+ 5% SMP - 2+ 5% SPNH+ 5% SMC +0.2%KPAM+BaSO ₄	2.03	静置 16 h 后 150 ℃	84	6.5	0.08	9/36	2.8	固液分离,重晶石沉降
6	现场取样钾基聚磺钻井液	1.34	加重前	26	5	0.19	1.5/4.5	6.2	
			120 ℃	24	2.5	0.10	1/2	4.4	
		1.97	加重后	90	5	0.06	5/16	9.2	
			100 ℃	74	8.5	0.11	3.5/10	13	
			120 ℃	80	5	0.06	2/7	11.2	
7	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+ 2% SMP - 2+ 2% SPNH+ 2% SMC + 0.4% KPAM+BaSO ₄	1.91	热滚前	36	-3.5	-0.10	0.5/3.5	3.8	
			110 ℃	39	2.5	0.06	1.5/10	5.6	
			120 ℃	36	5.5	0.15	1.5/16	4	泥饼虚厚
			130 ℃	31	12.5	0.40	2.5/19	6.2	
8	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+ 3% SMP - 2+ 3% SPNH+ 3% SMC + 0.4% KPAM+BaSO ₄	1.93	热滚前	66	-6	-0.09	1/4.5	1.8	
			110 ℃	61	19.5	0.32	13/22	9.6	
			120 ℃	53	24	0.45	16/22	9.6	泥饼虚厚
			130 ℃	32	37.5	1.17	22/35	5.6	
9	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+ 3% SMP - 2+ 3% SPNH+ 0.4% KPAM + BaSO ₄	1.96	热滚前	63	-1.5	-0.02	1.5/7	8	
			110 ℃	49	3.5	0.07	2/12	11	
			120 ℃	48	6.5	0.14	3.5/13	14	泥饼虚厚
			130 ℃	46	13	0.28	6/14	14	
10	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+ 4% SMP - 2+ 4% SPNH+ 0.4% KPAM + BaSO ₄	1.95	热滚前	90	-4	-0.04	1.5/7.5	8	
			110 ℃	66	9	0.14	6.5/15	11.6	
			120 ℃	60	13	0.22	7/16	19.6	泥饼虚厚
			130 ℃	58	18.5	0.32	10/18	18	
11	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+ 2% SMP - 2+ 2% SPNH+ 2% SMC + 0.3% KPAM + 0.2% PAC - LV + BaSO ₄	1.91	热滚前	59	-2	-0.03	0.5/3.5	4.6	泥饼质量较好
			100 ℃	45	1	0.02	1/9	6.6	
			120 ℃	46	6	0.13	2.5/14	3.4	静置 10 min 后: PV=50,YP=8
			140 ℃	28	22	0.79	9/18	4	
12	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+ 3% SMP - 2+ 3% SPNH+ 3% SMC + 0.3% KPAM + 0.2% PAC - LV + BaSO ₄	1.94	热滚前	94	-4	-0.04	1/6.5	4	泥饼质量很好
			100 ℃	60	7	0.12	3.5/13	4	
			120 ℃	47	21.5	0.46	10/22	3	静置 10 min 后: PV=49,YP=22
			140 ℃	30	39.5	1.32	20/27	3.2	
13	水+0.2% NaOH+1% 土粉+ 2% SMP - 2+ 2% SPNH+ 2% SMC + 0.5% KPAM+BaSO ₄	1.9	热滚前	46	-5.5	-0.12	0.5/1	4.2	
			100 ℃	32	-1	-0.03	0.5/6	4	
			120 ℃	35	2.5	0.07	1.5/7	5.2	静置 72 h 后:Gel=1.5/7,PV=32,YP=3
			140 ℃	28	11	0.39	3/12	4.8	静置 48 h 后:Gel=2/9,PV=28,YP=8

续表 1

样本 编号	配方	比重/ (g·cm ⁻³)	实验条件	塑黏/ (mPa·s)	动切/ Pa	动塑比	静切/ Pa	中压失水/ mL	备注
14	水+0.2% NaOH+1% 土 粉+3% SMP-2+3% SPNH+3% SMC+0.5% KPAM+BaSO ₄	1.93	热滚前	77	-4.5	-0.06	1/5	2.8	静置 72 h 后: Gel=7/12,PV=42, YP=15
			100℃	50	2	0.04	2/8	3.2	
			120℃	48	12	0.25	5/12	3.4	
			140℃	37	33.5	0.91	17/25	4.2	
15	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+2% SMP-2+2% SPNH+2% SMC+0.6% KPAM+BaSO ₄	1.95	热滚前	54	-2	-0.04	0.5/4	3.2	
			100℃	48	1	0.02	1/10	3.6	
			120℃	35	10	0.28	2.5/15	3.8	
			140℃	28	18	0.64	7/20	4	
16	水+0.2% NaOH+1.5% 土粉+3% SMP-2+3% SPNH+3% SMC+0.6% KPAM+BaSO ₄	1.95	热滚前	106	-7	-0.07	1.5/8	2.8	
			100℃	62	7	0.11	4/12	3.4	
			120℃	56	23	0.41	15/22	3.6	
			140℃	32	39	1.22	21/29	4.4	

持钻井液中聚合物和坂土含量不变,仅提高磺化材料浓度时,钻井液在 120℃左右热滚后其塑性黏度、动切力和静切力均升高,而钻井液滤失量没有显著变化。随着热滚温度继续上升,钻井液滤失量增加,流型变差,塑性黏度呈下降趋势,而动切力和静切力急剧上升,说明体系抗温性能已经在减弱;当热滚温度接近 150℃时实验样本几乎全部发生胶凝固化现象,此时钻井液流型极差、泥饼虚厚、切力很高,整个体系趋于失效,只有 13#样本在 140℃热滚后性能较为良好。同时也发现,若不进行热滚或者热滚温度低于 120℃时,钻井液动切力低、悬浮能力较差,比如 13#样本,配制好后未热滚,静置 24 h 后,发现绝大部分重晶石沉降,钻井液丢失比重。

(2)大分子聚合物含量、磺化材料含量不变,改变坂土含量。对比 3#、3#-2、7#、13#和 2#、2#-2、8#、14#实验数据可发现,当钻井液中大分子聚合物、磺化材料含量相同,仅提高坂土含量时,钻井液塑性黏度、切力都升高,并随热滚温度的上升,其升高速度加快。值得注意的是,当配浆坂土含量较低时,热滚前钻井液悬浮能力差、重晶石易沉降,但随着热滚温度的升高,钻井液流变性和悬浮能力有变好的趋势。当配浆坂土含量较高时,热滚前钻井液悬浮能力相对较好,但随着热滚温度的升高钻井液流变性很容易变差。

(3)坂土含量、磺化材料含量不变,改变大分子聚合物含量。对比 7#、11#、15#和 8#、12#、16#实验数据可以看出,当钻井液中坂土含量、磺化材料含量相同,仅改变钻井液中大分子聚合物浓度时,钻井液热滚前性能相差很大,但随着热滚温度的升

高,钻井液各项性能差距减小。可以判断,钻井液中大分子聚合物随温度上升而逐渐失去作用。

综合以上 3 点可以得出:实验高比重钻井液黏度和切力随温度的升高呈现“先降后升”的趋势。同时也发现,随着井深的增加,井底温度不断上升时,控制钻井液中坂土含量到 10%左右比较合适,同时要提高钻井液抑制性,及时补充因高温降解而失效的聚合物。

5 结论

(1)高比重钻井液其坂土含量控制不同于普通钻井液,过高或过低都会严重影响钻井液体系性能,从本实验可得出,保持 10%的坂土含量,钻井液在高温下的流变性和悬浮性较好。

(2)高固相含量非常不利于钻井液流变性能的调控,因此,建议使用高密度的加重材料和高纯度的处理剂,以最大限度地减少钻井液中的固相含量。使用复合盐类来代替重晶石提高钻井液比重,或者使用无固相钻井液体系,是一个可行的思路。

(3)高密度钻井液对于性能方面的要求是滤失量控制、造壁性好、流变性好、抑制性强、高温稳定性强。实际处理中应按照这几方面来优化钻井液体系性能。

参考文献:

[1] 焉捷年.钻井液工艺学[M].东营:石油大学出版社,2001.
[2] 魏新勇,刘庆来.塔河油田钻井液技术现状与对策[J].石油钻探技术,2001,29(2):41-42.
[3] 王柯,夏会平.塔河油田钻井液技术优化方案[J].石油天然气学报,2006,28(5):107-109.