

文章编号:1001-5620(2005)05-0038-03

硅酸盐钻井液技术在牛斜114井中的应用

成效华 马慧 何兴华 刘学明 朱成军 刘学英 吕振华

(胜利石油管理局钻井工程技术公司泥浆公司,山东东营)

摘要 胜利油田牛庄注陷东部主力含油层是沙三段,油藏类型为沉积岩油藏。该地区馆陶组以上地层成岩性差,易造浆;下部地层易坍塌,易漏;底部含有膏泥岩层,需注意防卡、防膏岩水侵。研究了硅酸盐钻井液配方和性能,并对其抑制性、抗固相污染及盐膏污染能力进行了评价。实验证明,硅酸盐钻井液具有良好的抑制泥页岩水化膨胀能力,并具有一定的抗盐膏抗固相污染能力。硅酸盐钻井液体系在牛斜114井进行了现场应用,密度达到了 1.50 g/cm^3 ,该钻井液在高pH值环境下能够防止地层的垮塌,起到了保护井壁的作用,悬浮携岩能力强,保护油气层效果好。

关键词 硅酸盐钻井液 钻井液性能 牛斜114井 抑制性防塌 防止地层损害

中图分类号:TE254.3

文献标识码:A

1 储层特点

胜利油田牛庄注陷东部主力油层在沙三段,油藏类型为沉积岩油藏。目前区内大多数完钻井在沙三段见到良好的油气显示,其中王69、辛154、王70等地区已探明石油地质储量 $400\times 10^4\text{ t}$,建成产能 $7\times 10^4\text{ t}$ 。牛庄东部沙三段储层十分发育,含油砂体众多,砂体具有分布随机性强、体积小的特点。馆陶组以上地层成岩性差,泥岩较软,易造浆;东营组为棕红色泥岩与灰白色砂砾岩呈不等厚互层,下部地层中含有少量灰绿色泥岩;沙河街组碳质泥岩、砂砾岩、砂岩及硬脆性泥页岩,极易坍塌掉块。同时不整合面、断层面附近、疏松砂岩层、砾岩层易漏;沙三段中部以下地层注意防喷,沙四段底部含有灰色泥岩夹薄层泥质膏盐层及粉砂岩、泥质粉砂岩。

2 室内研究

2.1 硅酸盐钻井液体系的配方

通过室内硅酸盐与常用钻井液处理剂配伍性的研究,优选出硅酸盐钻井液体系配方如下。

(3%~4%)膨润土+(0.3%~0.5%)PAM或K-PAM+(3%~4%)SD-101或SMP-1护胶剂+(1%~3%)SJ-1或SPLA降滤失剂+(2%~3%)防塌剂+(1%~2%)聚合醇润滑剂+(2%~5%)硅

酸盐(模数为2.8~3.2)+(0.5%~1%)烧碱

钻井液密度为 $1.55\sim 1.86\text{ g/cm}^3$,塑性粘度为 $45\sim 93\text{ mPa}\cdot\text{s}$;动切力为 $6\sim 12\text{ Pa}$,切力为 $(4\sim 6)/(10\sim 16)\text{ Pa/Pa}$,API滤失量为 $2.2\sim 5\text{ mL}$,高温高压滤失量为 $12\sim 15\text{ mL}$,pH值为 $11\sim 12$ 。

2.2 抑制性评价实验

2.2.1 室内配方评价

用粒径为 $0.90\sim 2.00\text{ mm}$ 的庄101井岩样进行滚动回收率实验,对比评价硅酸盐钻井液、聚磺钻井液和饱和盐水钻井液的抑制性,结果见表1。由表1可以看出,体系转化为硅酸盐钻井液后,岩心的回收率都高于90%,表明清水及不同的钻井液体系加入硅酸盐会进一步提高其抑制能力。

2.2.2 现场井浆评价

用渤深6-3井井浆进行了加入硅酸盐前后回收率($130\text{ }^\circ\text{C}$ 、 16 h)对比。原渤深6-3井井浆的性能:滤失量为 3.4 mL ,塑性粘度为 $49\text{ mPa}\cdot\text{s}$,动切力为 8.5 Pa ,回收率为86.7%;井浆用3%硅酸盐处理后,滤失量为 4.4 mL ,塑性粘度为 $41\text{ mPa}\cdot\text{s}$,动切力为 17 Pa ,回收率为98.6%。从实验结果看出,现场井浆加入3%的硅酸盐后,其回收率比未加的高10%,可见加入硅酸盐后钻井液具有良好的抑制性。

第一作者简介:成效华,高级工程师,1964年生,现在胜利石油管理局钻井工程技术公司泥浆公司研究所工作。地址:山东省东营市勘探路10号;邮政编码257064;电话(0546)8721047;E-mail: slofmcxh@sohu.com。

表 1 抑制性评价实验结果

钻井液体系	ρ g/cm ³	FL mL	PV mPa·s	YP Pa	pH	回收率 %
清水	1.00				7.5	<10
聚磺	1.50	4.6	50	18	10.0	84.2
硅酸盐	1.50	4.2	43	16	11.5	90.2
饱和盐水	1.50	4.2	36	10	12.5	84.4
饱和盐水硅酸盐	1.50	3.6	30	7	12.0	94.4

注:滚动条件为 130 ℃、16 h。

2.3 中压滤失实验

取粒径为 0.90~2.00 mm 的砂子,洗净后烘干,在可视式滤失仪的压滤器内放入 350 cm³ 砂子,压实铺平;取渤深 6-3 井井浆加入 3% 硅酸盐,高速搅拌后轻轻倒在砂子上面,在 0.69 MPa 下 30 min 后钻井液渗入砂层的高度为 18 mm(7.5 min 为 15 mm),达到了资料介绍的成膜效果^[3]。

2.4 抗污染实验

2.4.1 固相污染实验

取 LG38 井岩屑研磨,并过孔径为 0.125 mm 的筛,与 50% 膨润土混合制得实验用固相,按不同量加入硅酸盐钻井液中进行固相污染,并在 130 ℃ 下恒温 16 h,结果见表 2。表 2 说明,硅酸盐钻井液体系具有较好的抗固相污染能力。在现场应用较高密度钻井液时,应采用多级固控,降低钻井液中的低密度固相含量,以获得好的流变性。

表 2 固相污染实验

固相 %	条件	ρ g/cm ³	FL mL	PV mPa·s	YP Pa	固相含量 %
0		1.43	8.0	27	8	17.6
4	130 ℃、16 h	1.44	6.0 10.0	33 28	5 5	21.6
6	130 ℃、16 h	1.44	5.5 10.0	36 30	5 12	23.6
8	130 ℃、16 h	1.45	4.0	38	7	25.6 固化

2.4.2 石膏污染评价实验

牛斜 114 井钻井液设计密度在 1.50 g/cm³ 左右,并且在沙四段可能钻遇盐膏层,为此,在室内进行了石膏污染实验,结果见表 3。基浆为普通淡水

聚磺钻井液体系加重至密度为 2.00 g/cm³。表 3 说明:随着石膏污染量的增大,表观粘度变化幅度较小,体系的粘度略降低,但当污染量超过 30 g/L 并达到 50 g/L 时,粘度明显降低,表明此时 Ca²⁺ 的污染量已经趋于饱和。受到钙侵以后,体系的 API 滤失量变化不大。证明高密度硅酸盐钻井液体系具有较好的抗盐抗膏污染能力,体系受到污染以后,对钻井液的流变性能和综合性能影响不大。

表 3 石膏污染评价实验

石膏 %	ρ g/cm ³	FL mL	PV mPa·s	YP Pa
0	2.00	5.0	60	18
1	2.00	3.8	66	10
2	2.00	1.8	64	9
3	2.00	1.8	63	5
5	2.00	2.6	33	7

3 现场应用及维护处理

3.1 概况

牛斜 114 井位于东营凹陷牛庄洼陷带东部牛斜 114 砂体较高部位,其钻探目的是开发沙三段油藏,完钻井深为 3466 m。一开采用 φ 445 mm 钻头钻至井深 153 m,下入 φ 339.7 mm 表层套管至井深 151.78 m;二开采用 φ 311.1 mm 钻头钻至井深 2525 m,下入 φ 244.5 mm 技术套管至井深 2513.39 m;三开采用 φ 215.9 mm 钻头钻至井深 3466 m,下入 φ 139.7 mm 尾管(井深 2316~3459.54 m)。在三开井深 2569 m 处造斜,加入 2%~3% 白油提高钻井液的润滑性,并针对造斜、增斜、稳斜等不同井段,分别用 SPLA、SD-101 降低滤失量,SF-1 及 168 高效稀释剂降低粘度,在井深 2710 m 调整处理后,加入 0.5%~1.5% 硅酸钠抑制防塌,逐步向硅酸盐钻井液体系转化,用烧碱调整 pH 值,并复配 ZX-2 和 OSAM-K 进行处理,用 K-PAM 胶液及两性离子聚合物胶液进行维护。在定向井段间断用离心机将原钻井液体系中的膨润土含量从 63% 下降到 38%,同时钻井液密度从三开的 1.28 g/cm³ 降为 1.19 g/cm³,再在下部井段逐渐加至 1.45 g/cm³,顺利钻至井深 3466 m 完钻。

3.2 现场维护处理

牛斜 114 井在 2525~2569 m 井段钻进过程中

用1.5%的抗盐粘土(3.0 t)、1%的NJ-2降滤失剂(2.0 t)、1.5%的OSAMK(3.0 t)进行处理。在2569~2710 m井段钻进过程中,使用2%~3%白油润滑剂、0.5%ZX-2低荧光防塌剂、0.5 t SJ-1、1 t SF-1,并用0.75%的K-PAM、1%烧碱胶液维护处理。在钻进过程中间断使用离心机,钻井液密度逐渐由 1.28 g/cm^3 降到 1.21 g/cm^3 ,并按0.25%~0.5%硅酸盐加量分别在井深2710、3000、3161、3387和3426 m加入硅酸盐进行抑制防塌。

3.2.1 滤失量的控制

每次在钻井液中加入硅酸盐之前,上部井段用0.25% SJ-1或0.1% SPLA,下部井段使用0.5% SD-101进行控制滤失量。同时用0.5%~1% OS-AMK、1%~2% ZX-2辅助降低滤失量,保证全井API滤失量控制在3.2~6.0 mL之间。

3.2.2 流变性控制

加入硅酸盐后在造斜井段用硅氟配合硅稀释稳定剂,根据流变性能加入0.5% SF-1和1%稀释放粘剂,井深2800 m后用0.1%~0.2% 168高效降粘剂,稀释效果较好。(在井深2800 m处加入0.3 t 168高效降粘剂,粘度从88 s降为60 s,表观粘度由 $36\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降为 $26\text{ mPa}\cdot\text{s}$,动切力从6 Pa降为4.5 Pa,切力从13/22 Pa/Pa降为2/7 Pa/Pa)。

3.2.3 pH值调整

加入硅酸盐之前全井加入1% NaOH,在正常钻进过程中用0.5%~1% K-PAM或两性离子聚合物配合1%~2%的烧碱胶液进行日常维护。调整pH值在10.5~12范围内。

3.2.4 润滑性能

在造斜后加入1%~2%的白油润滑剂后摩擦系数控制在0.06~0.1之间。在井深3054 m时由于钻机出现故障,全井一次加入2%白油润滑剂保证摩擦系数控制在0.04~0.06范围内,在以后的钻进过程中,起下钻正常,摩阻在50~100 kN左右。

3.2.5 封井及其完井措施

钻至井深3054 m时钻机出现故障,按照井浆+1% SPLA+1% ZX-2+0.2%烧碱+0.3% SJ-1+1%白油的配方配制 30 m^3 封井液封井。该封井液密度为 1.20 g/cm^3 ,粘度为110 s,滤失量为4 mL。至井深3466 m完钻,加入1% OSAMK、1% ZX-2、1% SD-101。电测,下套管。按照井浆+0.1%烧碱+0.3% SJ-1+(3%~6%)固体润滑剂配制 30 m^3

封井液(粘度为150~180 s,失水为4 mL)封井。

4 应用效果

4.1 油气层保护效果好

完钻电测解释沙四段3282.3~3384.0 m井段有3层油层,厚度为8.9 m(有效厚度为7.4 m);1层油水同层,厚度为5.6 m;2层含油水层,厚度为9.4 m。试油射开沙四段(井深3319.0~3327.0 m)2层油层,共6.5 m。使用5 mm油嘴放喷,油压为3.1 MPa,日产油量为38.55 t(不含水)。原油相对密度为0.8614,粘度为 $9.78\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

4.2 抑制防塌效果明显

使用聚合物钻井液施工的2525~2710 m井段,在井径曲线上出现“大肚子”,井径大于431.8 mm。将聚合物钻井液转化为硅酸盐钻井液体系后,井径规则,井深2725 m以后,平均井径在254~279.4 mm之间,井径扩大率为15.6%,同时在钻进过程中,振动筛返出岩屑棱角分明,说明该体系有效地抑制了地层水化、分散、膨胀和坍塌。下部井段平均井径扩大率大的原因是油气侵严重,在井深3423 m后每次起下钻都有明显后效,最低密度从 1.41 g/cm^3 下降到 1.12 g/cm^3 ,因而每次起下钻油气都破坏井壁,应力造成井壁层层脱落。

4.3 悬浮携带能力强,提高了钻井速度

硅酸盐钻井液体系虽然动塑比低,但是携岩能力强,及时将井底岩屑带出地面,提高了钻井速度。

4.4 良好的润滑防卡能力

在斜井段,硅酸盐钻井液配合白油润滑剂,摩擦系数为0.04~0.06,正常起下钻摩阻在100 kN左右,钻具在裸眼段频繁起下钻,未发生复杂情况。

5 结论与建议

1. 硅酸盐钻井液技术在牛斜114井应用成功。该体系抑制防塌效果明显,有良好的润滑能力。

2. 硅酸盐钻井液中pH值、护胶剂、膨润土含量及硅酸盐模数是影响该钻井液性能的重要因素。

3. 硅酸盐体系保护油气层效果好,具有良好的井眼稳定性和防塌能力,提高了机械钻速,对环境有良好保护作用。

(收稿日期 2005-03-22; HGF=055L3; 编辑 李晓岚)