

新型硅酸盐无渗透钻井液的研究与应用

金军斌^{1,2} 徐 江² 张玉宁³

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 德州石油钻井研究所, 山东 德州 253005; 3. 中国石油吐哈石油勘探开发指挥部 开发处, 新疆 哈密 839009)

摘 要:将硅酸盐和无渗透钻井液有机结合在一起, 研制了新型硅酸盐无渗透钻井液体系。试验证明, 该钻井液具有良好的防塌抑制性, 较强的抗盐、抗劣土污染能力, 在高温高压条件下形成的无渗透泥饼的承压能力达 15.0 MPa。该钻井液体系在准噶尔盆地中部 3 区块永 9 井 4 318.00~5 895.00 m 井段进行了应用, 较好地解决了 $\phi 215.9$ mm 井眼吐谷鲁群复杂井段严重阻卡问题, 平均井径扩大率为 13.86%, 与未应用该钻井液的永 1 井、永 2 井和永 6 井的井径扩大率相比, 分别降低了 30.77%、17.91% 和 5.31%, 取得了良好的防塌抑制、非渗透和保护油气层效果, 创造了硅酸盐钻井液应用井深、井段之长和区块井身质量等多项纪录。

关键词:硅酸盐; 无渗透钻井液; 钻井液性能; 准噶尔盆地; 永 9 井

中图分类号: TE254⁺.3 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890(2009)02-0048-05

室内与现场试验证明, 硅酸盐钻井液具有良好的防塌抑制性, 是仅次于油基钻井液的防塌钻井液^[1-3], 而无渗透钻井液能够在近井壁形成良好的无渗透泥饼从而有效提高地层的完整性和保护油气层^[4-8]。为解决新疆准噶尔盆地中部 3 区块吐谷鲁群破碎地层严重阻卡和渗漏的问题, 通过大量的室内试验, 把硅酸盐钻井液和无渗透钻井液有机结合在一起, 开发出了具有强抑制性和无渗透性的新型硅酸盐无渗透钻井液体系。

1 硅酸盐无渗透钻井液配方

新型硅酸盐无渗透防塌钻井液的基础配方为 3.0%~5.0% 膨润土 + 0.3%~0.8% Na_2CO_3 + 0.2%~0.3% 聚合物 + 3.0%~5.0% 降滤失剂 + 2.0%~3.0% 封堵防塌剂 + 1.0%~3.0% 防塌剂 + 1.0%~2.0% 润滑剂 + 1.0%~3.0% 高效复合硅酸盐无渗透剂。该钻井液以高效复合硅酸盐无渗透剂 CSNP-1 为主要防塌抑制无渗透剂, 聚合铝防塌剂 AOP-1、成膜防塌剂 SD-906 为抑制防塌配伍剂, 抗盐性较好的两性离子酚醛树脂 SPG-2 为高温降滤失剂。

2 硅酸盐无渗透钻井液性能评价

在室内对硅酸盐无渗透防塌钻井液进行了综合性能评价试验, 试验所用的配方为 3.5% 膨润土 +

0.5% Na_2CO_3 + 1.0% NaOH + 3.0% SD-906 + 3.0% AOP-1 + 3.0% CSNP-1 + 1.0% 护胶剂 + 3.0% SPNH + 3.0% SPG-2 + 3.0% SF + 2.0% SMT + 0.2% ABS + 0.1% 除氧剂。

2.1 防塌抑制性评价

2.1.1 滚动回收率试验

采用准中三区块永 1 井、永 2 井和永 6 井 4 500~5 000 m 的泥页岩岩样, 用聚磷钻井液、两性金属离子钻井液、KCl 聚合物钻井液、甲酸盐钻井液、硅酸盐无渗透钻井液和油基钻井液进行滚动回收率试验, 结果回收率分别为 44%、60%、80%、88%、96% 和 99%。由此可以看出, 硅酸盐无渗透钻井液是仅次于油基钻井液的强抑制性钻井液, 回收率可达到 96%。

收稿日期: 2008-08-04; **改回日期:** 2009-02-15

基金项目: 中国石化化工股份有限公司重点科研项目“西部地区防止储层损害无渗透钻井液技术研究”(编号: P05031) 部分研究内容

作者简介: 金军斌(1971—), 男, 山东茌平人, 1996 年毕业于中国地质大学(武汉) 探矿工程系, 中国石油大学(华东) 油气井工程专业在读硕士研究生, 钻井液研究室副主任, 高级工程师, 主要从事钻井液技术研究。

联系电话: (0534) 2670173

2.1.2 高温高压膨胀试验

在 150 ℃、3 MPa 条件下测定准中 3 区块泥页岩制成的岩样在清水、聚磺钻井液、KCl 聚合物钻井液、5%KCl 溶液、5%KCl+5%硅酸盐溶液、硅酸盐无渗透钻井液和油基钻井液中 16 h 的相对膨胀量,结果分别为:200%、39.7%、37.4%、27.6%、21.3%、14.8%和 1.3%。由此可以看出,在防止泥页岩吸水膨胀方面,硅酸盐无渗透钻井液仅次于油基钻井液,与滚动回收率试验结果一致。

2.2 抗盐污染试验

在室内采用逐渐增加 CaSO₄ 加量的方法进行硅酸盐无渗透钻井液抗盐污染试验,结果见表 1。

由表 1 可以看出:在常温下随着 CaSO₄ 污染量的增加,钻井液表观黏度、塑性黏度和动切力逐渐增加,而钻井液的滤失量有缓慢增加的趋势;150 ℃滚动 24 h 后钻井液的表观黏度、塑性黏度和动切力都比滚动前有明显的降低,滤失量增加但钻井液流变性比滚动前好;随着 CaSO₄ 污染量的增加,钻井液有增稠的趋势,但钻井液的滚动回收率有较为明显的增加趋势。因此,室内优选的硅酸盐无渗透钻井液具有一定的抗盐污染能力。

2.3 抗黏土矿物污染试验

在室内采用逐渐增加劣土加量的方法进行硅酸盐无渗透防塌钻井液抗劣土矿物污染试验,结果见表 2。

表 1 抗无机盐污染试验结果

CaSO ₄ 加量,%	试验条件	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	pH 值	滤失量/mL	回收率,%
0	常温	51.5	39	12.5	13	3.4	83.1
	热滚	43.0	28	15.0	12	7.0	
1	常温	58.0	45	13.0	13	4.0	88.8
	热滚	47.0	37	10.0	12	7.5	
2	常温	61.5	43	18.5	13	3.8	88.5
	热滚	52.5	45	7.5	12	7.5	
3	常温	69.0	48	21.0	13	4.6	92.5
	热滚	60.0	52	8.0	12	7.5	
4	常温	80.0	60	20.0	13	4.4	91.4
	热滚	65.0	56	9.0	12	7.0	

注:热滚条件为 150 ℃、24 h,下同。

表 2 抗劣土污染试验结果

劣土加量,%	试验条件	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	pH 值	滤失量/mL	回收率,%
0	常温	35.0	25.0	10.0	13.0	4.0	80.8
	热滚	27.0	21.0	6.0	11.5	11.0	
1.5	常温	34.5	26.0	8.5	13.0	3.6	84.9
	热滚	27.0	21.0	6.0	11.5	10.2	
4.5	常温	45.0	35.0	10.0	13.0	3.4	88.8
	热滚	33.5	27.5	6.5	11.5	8.8	
7.5	常温	49.0	40.0	9.0	13.0	3.6	89.3
	热滚	33.5	26.5	7.5	11.5	10.6	

由表 2 可看出:在常温下随着劣土加量的增加,钻井液的表观黏度、塑性黏度增加较快,动切力增加缓慢,而滤失量有缓慢降低的趋势;150 ℃滚动 24 h 后钻井液的表观黏度、塑性黏度和动切力都比滚动前有明显的降低,滤失量有较大的增加,但钻井液流变性比滚动前要好;随着劣土加量的增加,钻井液的

滚动回收率有增加趋势。因此,室内优选的硅酸盐钻井液抗劣土污染的能力较强。

2.4 储层保护试验

采用高温高压动失水仪进行聚磺钻井液和硅酸盐无渗透钻井液对岩心的动损害试验,试验条件:温

度 100 ℃、压力 3.5 MPa、速梯 200 s⁻¹、时间 120 min,结果见表 3。

表 3 硅酸盐无渗透钻井液对岩心的动损害试验结果				
钻井液 类型	$K_0/$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_d'/K_0', \%$		
		0~2.5 cm ^①	2.5~5.5 cm ^①	5.5~7.5 cm ^②
聚磺	245	50.3	72.2	87.9
硅酸盐 无渗透	244	50.7	85.8	93.1

注:①为岩心不同深度; K_0 为气测渗透率; K_d' 为损害后渗透率; K_0' 为损害前渗透率。

从表 3 可看出,聚磺钻井液对岩心动损害深度大于硅酸盐无渗透钻井液,这主要是因为硅酸盐在岩心浅层形成了三维空间网状结构的凝胶^[1-3]。

2.5 封堵评价试验

利用德州石油钻井研究所研制的高温高压无渗透模拟评价装置,对硅酸盐无渗透钻井液配方进行了高温高压封堵评价试验,砂子粒径 20~40 目,试验温度 160 ℃,结果见图 1。

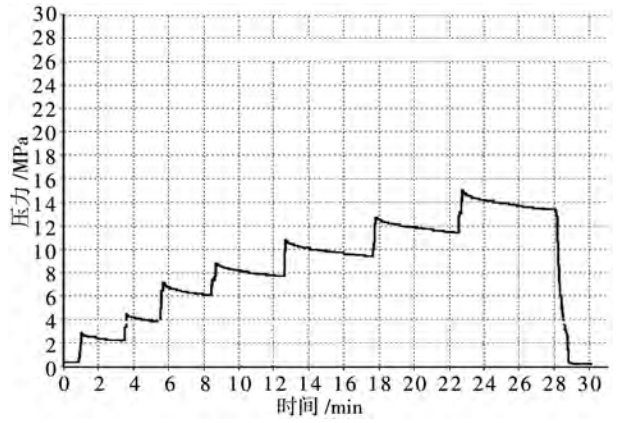


图 1 高温高压砂床泥饼封堵承压试验

从图 1 可以看出,形成的无渗透泥饼在高温高压下的抗压能力(正向承压能力)可达 15.0 MPa,显著提高了地层承压能力。

表 4 钻井液转换前后性能对比										
钻井液性能	密度/ $\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$	漏斗黏度/ $\text{mPa} \cdot \text{s}$	塑性黏度/ $\text{mPa} \cdot \text{s}$	动切力/Pa	流性指数	稠度系数/ $\text{Pa} \cdot \text{s}^n$	静切力/Pa	滤失量/mL	pH 值	滚动回收率, %
转化前	1.30	54	21	11.5	0.54	0.76	4/8	3.2	9.5	77
转化后	1.30	58	24	13.5	0.60	0.55	5/10	3.6	11.0	86

从表 4 可看出,井浆聚磺防塌钻井液转化为硅酸盐无渗透钻井液后黏度和切力有增加的趋势,滤失量微增,抑制性增强,其他性能变化较小,这说明钻井液转化后性能优良。

3 现场应用

3.1 永 9 井概况

永 9 井是新疆准噶尔盆地中部 3 区块车莫古隆起南翼的一口预探井,设计井深 6 100 m,主探侏罗系西山窑组,兼探白垩系含油气情况。该井三开井段钻进中试验应用了新型硅酸盐无渗透钻井液,整个三开井段施工时间 88 d,进尺 1 577 m。

3.2 硅酸盐无渗透钻井液的转化

3.2.1 对原钻井液的预处理

永 9 井扫水泥塞和固井附件的过程中,开动四级固控设备清除有害固相,对二开使用的聚磺防塌钻井液进行预处理,一次加足各种处理剂。钻井液循环均匀后,其性能:漏斗黏度 53 s,密度 1.30 kg/m³,塑性黏度 21 mPa·s,动切力 11.5 Pa,动塑比 0.55,静切力 4/8 Pa,API 滤失 3.2 mL,高温高压滤失 10.0 mL,含油量 1.0%,固相体积分数 16%,膨润土质量浓度 40 kg/m³,极压润滑系数 K_f 0.07,含砂量 0.1%,pH 值 9.5。

3.2.2 硅酸盐无渗透聚合物胶液的配制

配方:在清水 40 m³ 中依次加入 200 kg 纯碱、300 kg 烧碱、3 000 kg CSNP-1、500 kg PAMS-900、500 kg 低黏 CMC、2 500 kg SHC-2、100 kg 高黏 CMC。

所有处理剂加完后,开动搅拌机充分搅拌 5 h,准备循环入井。

3.2.3 室内小型转化试验

在室内进行了小型转化试验,转化前后的性能见表 4。

3.3 现场维护处理技术

1)CSNP-1加量和 SiO₂ 含量的合理控制。合理控制硅酸盐的含量是硅酸盐无渗透钻井液体系维护

与处理的技术核心,为了保证CSNP-1加量和 SiO_2 含量,永 9 井采取了以下技术措施:

a. 转化为硅酸盐钻井液时一次加入 2 500 kg CSNP-1,使硅酸盐含量达到 1%~3%的设计值,并配合流性调节剂、降滤失剂和防塌剂等处理剂调整钻井液的性能;

b. 在钻遇纯泥岩地层和中~粗砂岩地层时,定期补充CSNP-1,以避免硅酸盐消耗过快而导致钻井液硅酸盐含量过度降低;

c. 如果滤液测定显示硅酸盐质量浓度降低了 50~100 mg/L,应及时加入CSNP-1进行补充,避免出现硅酸盐消耗过度;

d. CSNP-1应与其它处理剂以复合胶液形式添加。

2)合理添加有机聚合铝AOP-1。AOP-1在硅酸盐环境中作用发挥较好,是一种适合于硅酸盐体系的抑制材料。但由于其在水中电离作用较强,因此加量过大时可能影响钻井液的稳定性,因此选择以AOP-1复合胶液形式加入,AOP-1复合胶液的配方为 30 kg/m^3 AOP-1+ 50 kg/m^3 SPG-2+ 10 kg/m^3 低黏 CMC。

3)控制滤失量。

a. 现场使用的抗盐抗高温降滤失剂主要是DH-50、SHC-2和SPG-2。SPG-2黏度效应很低,可以加入干剂,但为了起效迅速,一般与SHC-2配伍后以胶液形式加入,配方为: 30 kg/m^3 SPG-2+ 20 kg/m^3 SHC-2。

b. 配伍磺化类助剂控制高温高压滤失量。

c. 降低泥饼的渗透性,提高钻井液的力学平衡能力。依靠高效复合硅酸盐无渗透剂CSNP-1和聚合铝防塌剂AOP-1的协同作用形成的膜结构来提高泥饼的护壁能力。

d. 合理使用CMC类处理剂,正常情况下的日常维护以低黏CMC为主,在黏度较低时可以使用高黏CMC,在配制胶液时加入高黏CMC并不影响钻井液流变性能。

4)流变性能的调节。

a. 以SPG-2和低黏CMC为主配制低黏效应的胶液,配方为 25 kg/m^3 SPG-2+ $15\sim 20 \text{ kg/m}^3$ 低黏CMC,每次按总循环体积的 8%~10%补充,一般连续补充 2 次即可使塑性黏度降低 15%~25%,但动切力基本维持不变,这样可以较明显地提高动塑比。

b. 以聚合物或纤维素类助剂调节体系综合流性。现场使用的配方为: 20 kg/m^3 HFT-1+ 10 kg/

m^3 SHC-2 + 3 kg/m^3 高黏 CMC + 10 kg/m^3 PAMS-900。这样可以兼顾流性调节与保持低滤失量和防塌的要求。

c. 通过控制胶液补充量调节流变性能。

5)pH值的维护。pH值是硅酸盐无渗透防塌钻井液的重要控制指标。硅酸盐特殊的化学性质,决定了硅酸盐钻井液的pH值对钻井液性能的特殊影响^[1-3]。永9井施工中,加密了pH值的测点,每次配胶液时都加入一定量的烧碱,严格控制整个三开井段的钻井液pH值在10.5~11.5范围内,确保了硅酸盐钻井液的强抑制性和流变性的协调统一。

3.4 应用效果评价

硅酸盐无渗透防塌钻井液在永9井三开井段的现场试验,较好地解决了准噶尔盆地中部3区块吐谷鲁群地层严重的阻卡问题,取得了良好的现场试验效果。主要表现在:

1)性能稳定、维护方便。硅酸盐无渗透钻井液在永9井整个三开试验过程中,无论常规性能还是流变性能都非常稳定,其漏斗黏度、塑性黏度和动切力都分别控制在 52~70 s、23~53 mPa·s、10~20 Pa,且现场维护工艺简单。

2)井眼质量优良,井径规则。图2为永9井与永2井三开井段井径曲线。从图2可看出,应用硅酸盐无渗透钻井液的永9井比未应用的永2井井眼质量好,井径规则。

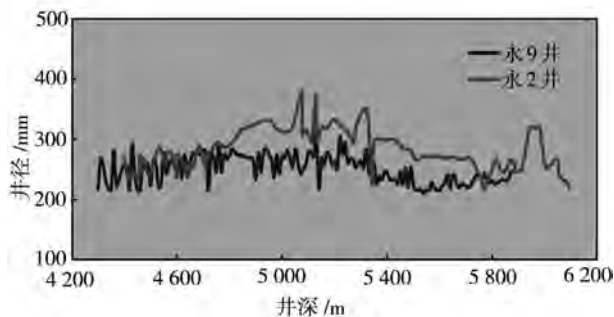


图 2 永 2 井与永 9 井三开井径对比曲线

3)试验井段未出现严重的阻卡现象。在应用硅酸盐无渗透钻井液进行 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 井眼的钻进过程中,全井段未出现任何井下复杂情况,下钻一次到底率 90%以上。

4)携岩能力强,录井岩屑层次分明。硅酸盐无渗透钻井液现场试验期间,钻井液携岩能力强,录井岩屑层次分明。尤其是在井深 5 467.27 和 5 744.15 m 发生两次防磨接头折断事故时,长达

3 890.00和4 158.00 m的钻具在井内分别静止 10 和 6 h 的情况下,用公锥捞获落鱼,均一次提起,这证实硅酸盐无渗透钻井液携岩洗井效果良好,没有发生钻屑沉积井底引起的埋钻事故。

5) 润滑效果好,起下钻摩阻小。应用硅酸盐无渗透钻井液施工期间,泥饼润滑效果好,有效防止了粘附卡钻现象。提拉阻力一般在 100~150 kN,钻井液良好的润滑防卡性能降低了 2 次处理钻具落井事故的风险。

6) 无渗透和油气层保护效果明显。经统计永 9 井和永 2 井在 4 300.00~5 885.00 m 井段的井下渗漏量,永 9 井的渗漏量是永 2 井的 55.6%。永 9 井钻进期间发现 5 层气测异常层,全烃值最高达到 22.8%。这充分说明硅酸盐无渗透防塌钻井液具有良好的无渗透和储层保性能。

4 结 论

1) 硅酸盐无渗透防塌钻井液具有仅次于油基钻井液的抑制性、较强的抗盐、抗劣土污染能力和较好的保护油气层性能;在高温高压条件下形成的无渗透泥饼的正向承压能力可达 15.0 MPa,能显著提高地层的承压能力。

2) 永 9 井三开井段平均井径扩大率为 13.86%,比未应用硅酸盐无渗透钻井液的永 1 井、永 2 井和永 6 井分别降低了 30.77%、17.91% 和 5.31%,这说明硅酸盐无渗透防塌钻井液较好地解决了吐谷鲁群复杂井段的严重阻卡和坍塌问题。

3) 硅酸盐无渗透防塌钻井液性能稳定,维护方便,防塌、润滑防卡和无渗透效果明显。

参 考 文 献

- [1] 王才学,金军斌,刘建华.硅酸盐钻井液室内试验研究[J].石油钻探技术,2006,34(4):58-62.
- [2] 丁彤伟,鄢捷年.硅酸盐钻井液的抑制性及其影响因素的研究[J].石油钻探技术,2005,33(6):32-35.
- [3] 魏新勇,肖超,韩立胜.硅酸盐钻井液综合机理研究[J].石油钻探技术,2002,30(2):51-53.
- [4] 左兴凯.非渗透钻井完井液体体系的研究与应用[J].石油钻探技术,2008,36(4):41-44.
- [5] 孙金声,唐继平,张斌,等.几种低渗透钻井液性能的测试方法[J].石油钻探技术,2005,33(6):25-27.
- [6] 张克勤,刘庆来,杨子超,等.无侵害钻井液技术研究现状及展望[J].石油钻探技术,2006,34(1):1-5.
- [7] 李家芬,苏长明,于培志,等.CY-1无渗透钻井液处理剂的室内研究[J].石油钻探技术,2006,34(1):32-35.
- [8] 孙金声,唐继平,张斌,等.国外超低渗透钻井液技术综述[J].钻井液与完井液,2005,22(1):57-59.

Study and Application of a New Silicate Non-Permeable Drilling Fluid

Jin Junbin^{1,2} Xu Jiang² Zhang Yuning³

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Dezhou Petroleum Drilling Research Institute, Petroleum Exploration & Production Research Institute, Sinopec, Dezhou, Shandong, 253005, China; 3. Development Office, Tuha Petroleum Exploration & Development Headquarter, CNPC, Hami, Xinjiang, 839009, China)

Abstract: A novel silicate non-permeable drilling fluid is developed by integrating silicate with non-permeable drilling fluid. Evaluating tests show that this novel silicate non-filtration has good properties in anti-sloughing and prohibition, anti-salt and anti-pollution, and the pressure-bearing capacity of filter cake is over 15.0 MPa at HTHP. This drilling fluid was applied in 4318.00—5895.00 m interval on Well Yong-9 in third block, middle Zhunggar Basin. Pipe sticking commonly occurred to 215.9 mm sloughing well-bore in complicated Tuguluqun hole section was solved. The average hole enlargement is 13.86%, which is reduced by 30.77%, 17.91% and 5.31% compared to wells Yong-1, Yong-2 and Yong-6 without using this fluid. The drilling fluid performs good anti-sloughing and reservoir protection capability and sets several records in application depth, length of hole section, wellbore quality, etc.

Key words: silicate; no permeable of drilling fluid; drilling fluid property; Junggar Basin; Well Yong-9