

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.05.007

## 抗高温无黏土相钻井液体系研究与性能评价

吕开河<sup>1</sup>, 杨 鹏<sup>2</sup>, 李建成<sup>2</sup>, 隗 虎<sup>3</sup>, 王晓军<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油长城钻探工程有限公司工程技术研究院, 辽宁盘锦 124010; 3. 中国石油长城钻探工程有限公司钻井二公司, 辽宁盘锦 124010)

**摘 要:** 为了使钻井液摆脱对黏土的依赖, 较好地保护油气储层和提高钻井速度, 通过引入磺酸基团和阳离子单体, 合成了增黏降滤失剂 SSDP; 对增黏剂、降滤失剂、润滑剂和防塌抑制剂进行优选和复配, 研制出了抗高温无黏土相钻井液, 并对其进行了性能评价。结果表明: 所研制的钻井液具有较好的抗温性能, 耐温能力达 160 ℃; 具有较好的抗劣土污染能力, 抗劣土污染容量限达到 10% 以上; 润滑能力接近油基钻井液水平; 岩心渗透率恢复率大于 90%, 具有较好的储层保护效果。由性能评价结果可以看出, 该钻井液较好地解决了以往无黏土相钻井液在高温下聚合物降解造成的黏度下降问题, 保证了钻井施工的安全进行, 具有较好的经济效益。

**关键词:** 无黏土相钻井液 钻井液性能 抗盐特性 防止地层损害

**中图分类号:** TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)05-0030-05

## Research and Evaluation of Clay-Free Drilling Fluids with High Temperature Resistance

Lü Kaihe<sup>1</sup>, Yang Peng<sup>2</sup>, Li Jiancheng<sup>2</sup>, Wei Hu<sup>3</sup>, Wang Xiaojun<sup>2</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China; 2. GWDC Engineering Research Institute, Panjin, Liaoning, 124010, China; 3. GWDC No. 2 Drilling Company, Panjin, Liaoning, 124010, China)

**Abstract:** In order to eliminate dependence on clay by drilling fluid, overcome the degradation of conventional viscosifier and fluid loss agent at high temperature, protect reservoir and enhance penetration rate, a viscosifier or fluid loss agent called SSDP was synthesized by the sulfonic acid groups and cationic monomer, and on the basis of it, the anti-high temperature and water based clay-free drilling fluid was developed by selecting and compounding the viscosifiers, filtrate reducers, lubricants and anti-sloughing agent. The laboratory evaluation showed that the clay-free drilling fluid has better resistance to high temperature up to 160 ℃, has good resistance to unconsolidated rocks with the content of 10% or more; its lubrication performance is close to that of oil-based drilling fluid; permeability recovery of polluted cores has reached to 90%, and shown its good reservoir protection effect. It could be seen that this drilling fluid can solve the problem of viscosity decrease caused by polymer degradation at high temperature, maintain safety and provide improved economic benefits in drilling engineering.

**Key words:** clay-free drilling fluid; drilling fluid property; salt tolerant property; formation damage prevention

由于钻井液通常以膨润土作为调节钻井液性能的基本物质, 因此其中钻井液中存在大量的亚微米固相颗粒, 这不但会造成钻速降低, 而且固相颗粒侵入油气层还会对油气层造成损害<sup>[1-3]</sup>。无黏土相钻井液克服了常规钻井液对膨润土的依赖性, 通过添加处理剂使钻井液的性能达到钻井要求, 实现提高

收稿日期: 2012-02-01; 改回日期: 2012-08-06。

**作者简介:** 吕开河(1970—), 男, 1993年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业, 2007年获中国石油大学(华东)油气井专业博士学位, 教授, 主要从事油田化学方面的研究工作。

**联系方式:** (0546)8392274, lvkaihe@vip.sina.com。

**基金项目:** 国家科技重大专项“煤层气井钻井关键技术研究”(编号: 2009ZX05060)和“储层保护机理及新技术研究”(编号: 2008ZX05002)资助。

钻进速度和保护油气层的目的<sup>[4-5]</sup>。国内外无黏土相钻井液的研究方向主要有甲酸盐无黏土相钻井液、聚合物盐水无黏土相钻井液和无黏土相正电性钻井液等。国外主要对有机盐无黏土相钻井液进行了研究,该钻井液因加入了有机盐,抗温性能较好,但价格较高,导致其应用受到限制。国内外对抗高温清水无黏土相钻井液的研究较少<sup>[6-7]</sup>。为了降低钻井液的成本,扩大无黏土相钻井液的应用范围,满足钻井液的抗温要求,抗高温无黏土相钻井液的研究就尤为必要。

在高温条件下,钻井液的稳定性和滤失量控制是需要解决的难题,通常的做法是尽可能增大增黏剂和降滤失剂的加量来维护钻井液的基本性能。而常规增黏剂、降滤失剂在无膨润土的高温条件下很容易降解,丧失增黏和降滤失性能,不利于钻井液性能的稳定。因此通过对聚合物分子结构进行分析设计,研制出抗温能力达 160 ℃ 的增黏降滤失剂 SSDP,同时优选降滤失剂、防塌剂、润滑剂,研制出抗 160 ℃ 高温的无黏土相钻井液。

## 1 增黏降滤失剂的合成

### 1.1 原料

丙烯酰胺,丙烯酸,磺酸基聚合物,阳离子单体(实验室自制),引发剂。

### 1.2 合成方法

将磺酸基聚合物、丙烯酸溶解在去离子水中,调节 pH 值,不断搅拌并加入丙烯酰胺,待其溶解后,加入阳离子单体,升温,调节体系的 pH 值,然后向体系中加入引发剂,在一定温度下,可得胶凝状产物。把产物剪切成颗粒状,在 105 ℃ 下烘干并粉碎,即得磺酸盐共聚物增黏降滤失剂 SSDP。

### 1.3 SSDP 的表征

图 1 为 SSDP 的 IR 谱图。由图 1 可看出:2 930 和 1 410  $\text{cm}^{-1}$  附近是链烷基吸收峰;3 440  $\text{cm}^{-1}$  附近是  $-\text{NH}_2$  吸收峰;1 670  $\text{cm}^{-1}$  附近有酰胺基的  $\text{C}=\text{O}$  特征吸收峰;2 930  $\text{cm}^{-1}$  为  $\text{C}-\text{H}$  键的特征吸收峰;1 040 和 1 180  $\text{cm}^{-1}$  是磺酸基  $-\text{SO}_3^-$  的特征吸收峰。由以上分析可看出,合成的产物是磺酸盐型共聚物。

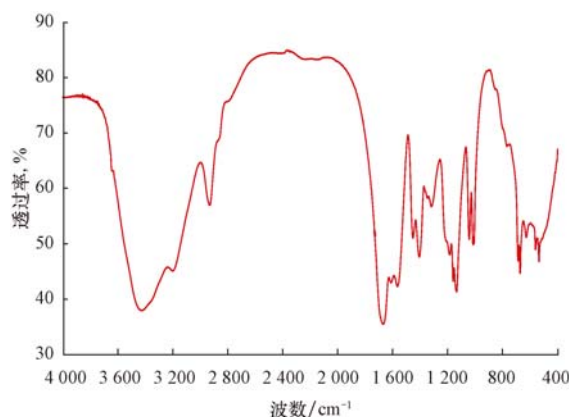


图 1 SSDP 的 IR 谱图

Fig. 1 Infrared spectra of SSDP

### 1.4 SSDP 性能评价

#### 1.4.1 SSDP 在清水中的性能

用清水配制 1.0%, 1.5%, 2.0% 和 3.0% 的 SSDP 溶液,用六速流变仪测定 4 种溶液的流变性,然后在 150 ℃ 条件下热滚 16 h 后,测其流变性,结果见表 1。

表 1 SSDP 在清水中的性能

Table 1 Rheological properties of SSDP in fresh water

SSDP 加量, %	测试条件	表观黏度/ ( $\text{mPa} \cdot \text{s}$ )	塑性黏度/ ( $\text{mPa} \cdot \text{s}$ )	动切力/ Pa	API 滤失量/ mL
1.0	热滚前	27.5	20	7.5	96
	热滚后	20.0	17	3.0	364
1.5	热滚前	43.5	30	13.5	74
	热滚后	36.0	28	8.0	298
2.0	热滚前	58.0	39	16.0	66
	热滚后	53.0	40	13.0	254
3.0	热滚前	120.0	76	44.0	36
	热滚后	74.0	56	18.0	180

从表 1 可以看出,1.0% SSDP 溶液表观黏度达 27.5  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ,且具有较高的切力,并且在 150 ℃ 下老化 16 h 后黏度下降幅度不大,降滤失效果明显,说明 SSDP 具有较好的高温增黏降滤失性能。

#### 1.4.2 抗温性能

图 2 为 2.0% SSDP 溶液在不同温度下的表观黏度和动切力曲线。由图 2 可以看出,2.0% SSDP 溶液随着温度的升高,黏度、动切力变化不大,当温度达到 180 ℃ 时仍然具有较高的黏度和动切力,说明 SSDP 具有较好的抗温性能。

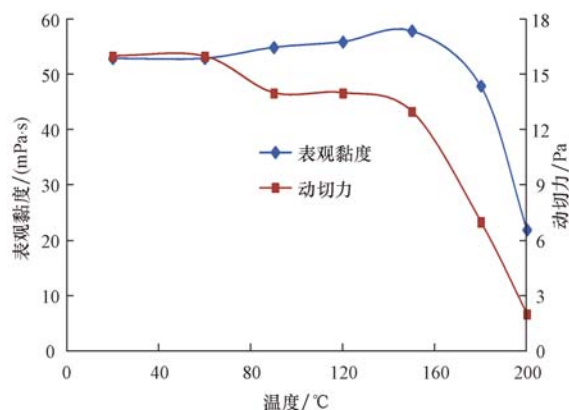


图2 2.0%SSDP溶液在不同温度下的表观黏度和动切力

Fig. 2 Temperature resistance of 2% SSDP solution

#### 1.4.3 SSDP在盐水中的性能

将2.0%, 3.0%, 4.0% SSDP溶液加入到4%盐水溶液和饱和盐水溶液中,分别测其流变性和滤失性,然后在150℃下热滚16h后,测其基本性能,结果见表2和表3。

表2 SSDP在4%盐水溶液中的性能

Table 2 Rheological properties of SSDP in 4% brine solution

SSDP加量, %	测试条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	API滤失量/mL
2.0	热滚前	33.5	26	7.5	68
	热滚后	16.5	15	1.5	302
3.0	热滚前	62.0	47	15.0	42
	热滚后	31.5	27	4.5	204
4.0	热滚前	106.0	75	31.0	22
	热滚后	59.5	44	15.5	130

表3 SSDP在饱和盐水溶液中的性能

Table 3 Rheological properties of SSDP in saturated brine solution

SSDP加量, %	测试条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	API滤失量/mL
2.0	热滚前	32	26	6	36
	热滚后	9	8	1	98
3.0	热滚前	55	42	13	26
	热滚后	29	25	4	80
4.0	热滚前	99	69	30	24
	热滚后	58	44	14	72

从表2和表3可以看出,在盐水溶液中,SSDP加量为2.0%时表观黏度增加至32 mPa·s,动切力较高,同时滤失量较低,但老化后黏度和动切力下降明显,因此需要与其他增黏剂复配以满足抗高温无

黏土相钻井液的性能要求。

SSDP增黏降滤失的机理是:1)SSDP是有磺酸基的长链高聚物,具有增黏作用;2)SSDP可以通过桥联缩小毛细孔径降低滤失量;3)SSDP分子的长链可以楔入到孔隙中,形成堵塞,同时长链分子可卷曲成球状,堵塞微小孔隙,从而降低滤失量。

## 2 无黏土相钻井液配方优选

### 2.1 增黏提切剂

通过试验确定磺酸盐共聚物SSDP和聚丙烯酰胺(相对分子质量为1400万)复配作为增黏提切剂。为确定2种聚合物的加量,考察2种聚合物以不同加量复配在一起热滚前后的流变性,结果见表4。由表4可以看出,1.3%SSDP和0.3%PAM复配时,黏度和动切力较为合适,热滚前后,表观黏度和动切力变化不大,动塑比合适。因此,确定1.3%SSDP和0.3%PAM复配作为增黏提切剂。

表4 增黏剂加量对流变性的影响

Table 4 Influence of viscosifier dosage on rheological properties

配方	测试条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	API滤失量/mL
1	热滚前	42	28	14	102
	热滚后	26	22	4	140
2	热滚前	46	32	14	76
	热滚后	40	26	14	96
3	热滚前	48	31	17	60
	热滚后	46	31	15	72
4	热滚前	58	35	23	56
	热滚后	51	31	20	66

注:配方1为清水+1.0%SSDP+0.2%PAM;配方2为清水+1.0%SSDP+0.3%PAM;配方3为清水+1.3%SSDP+0.3%PAM;配方4为清水+1.4%SSDP+0.4%PAM。

### 2.2 降滤失剂和封堵剂

选用降滤失剂SPNH、封堵剂超细碳酸钙作为无黏土相钻井液的降滤失方案。基础配方为清水+1.3%SSDP+0.3%PAM,在基础配方基础上加入不同量超细碳酸钙和SPNH,测定热滚前后的性能(热滚条件为150℃×16h),结果见表5。由表5可以看出:随超细碳酸钙和SPNH加量的增大,钻井液滤失量逐渐降低;热滚前后流变性能良好;当超细碳酸钙和SPNH加量为3%时,滤失量较小,同时流变性较好。因此,无黏土相钻井液的降滤失方案为3%超细碳酸钙+3%SPNH。

表 5 降滤失剂加量对滤失量的影响

Table 5 Effect of filtrate reducer on fluid loss by its dosage

配 方	测试 条件	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	API 滤失量/ mL
1	热滚前	40	30	10	10.8
	热滚后	44	29	15	11.6
2	热滚前	48	37	11	16.8
	热滚后	40	31	9	18.4
3	热滚前	40	29	11	9.2
	热滚后	40	28	12	9.6
4	热滚前	44	31	13	6.8
	热滚后	44	29	15	8.0

注:配方 1 为基础配方+5%SPNH;配方 2 为基础配方+5%超细碳酸钙;配方 3 为基础配方+2%超细碳酸钙+2%SPNH;配方 4 为基础配方+3%超细碳酸钙+3%SPNH。

2.3 防塌剂

选用胺基聚醇 AP-1 作为无黏土相钻井液的防塌剂,试验证明 AP-1 具有较好的配伍性和防塌性能。

2.4 润滑剂

选用 HL-8 作为润滑剂,通过评价加入不同量 HL-8 钻井液的润滑性确定其加量,评价结果见表 6。钻井液基础配方为清水+1.3%SSDP+0.3%PAM。由表 6 可以看出,HL-8 能有效降低钻井液的摩擦阻力,具有较好的润滑性能。综合考虑 HL-8 的适宜加量为 1.0%。

表 6 润滑剂 HL-8 的润滑性能

Table 6 Lubricating property of lubricant HL-8

配 方	极压润滑系数	润滑系数 降低率, %
基础配方	0.177	
基础配方+0.5%HL-8	0.118	33.3
基础配方+1.0%HL-8	0.088	50.2
基础配方+2.0%HL-8	0.068	61.6

综合以上分析和试验结果,可得无黏土相钻井液的基本配方为:清水+1.3%SSDP+0.3%PAM+3.0%SPNH+3.0%超细碳酸钙+1.0%HL-8+2.0%AP-1。

3 无黏土相钻井液性能评价

3.1 抗劣土污染性能

在无黏土相钻井液中,分别加入 5%,10%和 15%劣土,测其热滚前后的性能(热滚条件为 150℃×16 h),结果见表 7。由表 7 可以看出,随着劣土加量

的增大,无黏土相钻井液的黏度小幅度升高,API 滤失量降低,动切力略有增大,直至劣土加量达到 15%时,其黏度才出现较大幅度变化。可见,无黏土相钻井液具有较好的抗劣土污染能力,抗劣土污染的容量限达 10%。

表 7 无黏土相钻井液抗劣土污染性能评价

Table 7 Resistance evaluation of clay-free drilling fluids against unconsolidated rocks

劣土加 量, %	测试 条件	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/Pa	API 滤失量/ mL
0	热滚前	42.0	31	11.0	5.8
	热滚后	44.0	31	13.0	6.0
5	热滚前	43.0	32	11.0	5.4
	热滚后	46.0	31	15.0	5.2
10	热滚前	47.5	33	14.5	4.8
	热滚后	55.0	38	17.0	4.6
15	热滚前	56.0	39	17.0	4.6
	热滚后	75.0	52	22.0	4.2

3.2 抗温性能

无黏土相钻井液分别在 120,150,160 和 170℃下热滚 16 h,测其在热滚前后的性能,结果见表 8。由表 8 可以看出:随着热滚温度的升高,无黏土相钻井液的流变性较好,黏度和动切力随热滚温度升高变化较小;当温度超过 160℃之后,其黏度和动切力下降明显。由此可见,无黏土相钻井液抗温能力达 160℃。

表 8 无黏土相钻井液抗温性能评价

Table 8 Evaluation of temperature resistance for clay-free drilling fluids

温度/℃	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	API 滤失量/ mL
20	42	31	11	5.8
120	44	31	13	7.6
150	44	31	13	6.0
160	39	28	11	5.2
170	29	23	6	6.4

3.3 抗盐性能

在无黏土相钻井液中加入 10%,15%和 20%NaCl,测其在热滚前后的流变性和滤失性,结果见表 9。由表 9 可以看出:加入 NaCl 后,无黏土相钻井液的流变性基本没有变化,滤失量稍有增大;当 NaCl 的加量达到 20%时,钻井液的黏度和动切力急剧升高。说明无黏土相钻井液具有较好的抗盐性能。



表9 NaCl加量对无黏土相钻井液的影响

Table9 Effect of NaCl content on clay-free drilling fluids

NaCl加量, %	测试条件	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	API滤失量/mL
10	热滚前	39	30	9	7.2
	热滚后	41	29	11	8.0
15	热滚前	37	30	7	8.0
	热滚后	38	29	9	8.4
20	热滚前	28	24	4	20.4
	热滚后	22	19	3	24.4

### 3.4 润滑性能

采用 E-P 极压润滑仪测定无黏土相钻井液的润滑系数, 结果为 0.044, 接近于油基钻井液的润滑系数, 远低于普通水基钻井液 (0.1~0.2)。说明无黏土相钻井液具有较好的润滑性能。

### 3.5 抑制性能

称取 50 g 6~10 目东营组岩屑加入到清水和无黏土相钻井液中, 在 77 °C 下热滚 16 h 后, 过 40 目筛回收并计算回收率, 结果为: 在清水中的回收率为 36.92%; 在无黏土相钻井液中的回收率为 90.62%。图 3 为页岩膨胀试验结果。

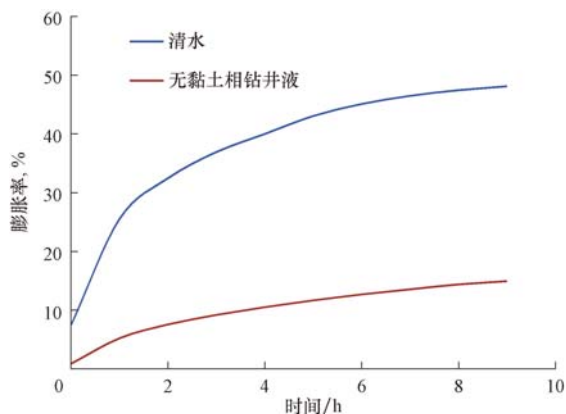


图3 页岩在无黏土相钻井液中的膨胀曲线

Fig.3 Shale expansion curve of clay-free drilling fluids

从图 3 可以看出, 与在清水中相比, 页岩在无黏土相钻井液中的膨胀率小很多。以上试验结果表明, 无黏土相钻井液能够有效抑制页岩的水化膨胀, 具有较好的抑制性能。

### 3.6 储层保护性能

采用 YBH-1 岩心流动试验仪, 测定不同渗透率人造岩心在用无黏土相钻井液污染前后的渗透率, 计算渗透率恢复率, 结果见表 10。由表 10 可看出, 无黏土相钻井液对岩心伤害较小, 渗透率恢复率大

于 90%。说明无黏土相钻井液具有较好的保护油气层效果。

表10 无黏土相钻井液渗透率恢复率试验

Table 10 Permeability recovery evaluation test of clay-free drilling fluids

岩心	污染前渗透率/mD	污染后渗透率/mD	渗透率恢复率, %
1	11.7	10.8	92.3
2	60.2	55.0	91.4
3	140.4	130.4	92.9
4	360.3	340.8	94.5

## 4 结论与建议

1) 所研制的抗高温无黏土相钻井液具有较好的抗温性能, 耐温达 160 °C, 能满足高温井的需求; 具有较好的抗劣土污染能力, 润滑性和防塌性较好。

2) 抗高温无黏土相钻井液较好地解决了以往无黏土相钻井液在高温下因聚合物降解造成的黏度下降、滤失量增加的问题, 具有较好的经济效益。

3) 建议开展海水、饱和盐水无黏土相钻井液技术研究。

## 参考文献

### References

- [1] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2000: 11-13, 185-188.  
Yan Jienian. Drilling fluid technology[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001: 11-13, 185-188
- [2] Martins A L, Waldmann A T A, Ribeiro D C, et al. The conceptual design of a non-invasive solids free drill-in fluid[R]. SPE 94287, 2005.
- [3] Ghofrani Reza, Mazeel, Alaboudi M A, Sengupta Pinaki. Damage caused by clay-based and clay-free inhibitive fluids in sandstone formations[R]. SPE 23815, 1992.
- [4] Martins A L, Waldmann A T A, Ribeiro D C, et al. Numerical simulation of the radial viscoelastic flow of a solids-free drill-in fluid[R]. SPE 107617, 2007.
- [5] Samuel M, Marcinew R, Al-Harbi M, et al. A new solids-free non-damaging high temperature lost-circulation pill: development and first field applications[R]. SPE 81494, 2003.
- [6] Cobianco S, Bartosek M, Lezzi A, et al. New solids-free drill-in fluid for low permeability reservoirs[R]. SPE 64979, 2001.
- [7] 张金波, 鄢捷年. 国外特殊工艺井钻井液技术新进展[J]. 油田化学, 2003, 20(3): 285-290.  
Zhang Jinbo, Yan Jienian. Recent advances in overseas drilling fluid systems and technologies for non-conventional wells[J]. Oilfield Chemistry, 2003, 20(3): 285-290.