

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2014.04.013

## 可循环强抑制性稳定泡沫钻井液研究

舒小波, 孟英峰, 万里平, 李皋, 刘厚彬, 张宇睿

(油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500)

**摘要:** 针对泡沫钻井过程中一次性泡沫使用量大、耗材多以及井壁易失稳的问题, 从泡沫循环以及泥页岩抑制机理出发, 通过评价不同处理剂的性能, 研制了可循环强抑制性稳定泡沫钻井液。采用常规泡沫性能评价方法、泡沫循环性能测试以及泥页岩抑制性能测试对其综合性能进行了评价。结果表明: NaCl 质量分数、岩屑含量以及煤油加量分别达 15% 时, 该泡沫钻井液在 130 ℃下滚动 16 h 后, 发泡体积维持在 400 mL 以上, 说明其具有较好的抗温、抗污染能力; 调节 pH 值进行 8 次循环以后其发泡体积仍维持在 500 mL 以上; 泥页岩在该泡沫钻井液中的一次、二次滚动回收率达 96% 以上, 泥页岩经其处理后的硬度与经白油处理后的硬度相近。研究结果表明, 应用可循环强抑制性稳定泡沫钻井液进行钻井, 可以避免地面泡沫大量堆积, 降低钻井成本, 同时能有效抑制黏土水化膨胀, 且抑制性能持久, 有利于维持泥页岩地层的稳定。

**关键词:** 泡沫钻井液 发泡剂 抑制剂 井眼稳定 钻井液性能

中图分类号: TE254 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2014)04-0069-06

### Recyclable and Highly Inhibitve Stable Foam Drilling Fluid

Shu Xiaobo, Meng Yingfeng, Wan Liping, Li Gao, Liu Houbin, Zhang Yurui

(State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation(Southwest Petroleum University), Chengdu, Sichuan, 610500, China)

**Abstract:** Recyclable and highly inhibitive stable foam drilling fluid was researched to reduce the large amount of disposable foam and related materials and solve wellbore stability issue in foam drilling. Based on the foam circulation and shale inhibition mechanisms, the recyclable and highly inhibitive stable foam drilling fluid was developed through the performance evaluation of different chemical agents. The comprehensive performance of the foam drilling fluid was evaluated through conventional foam performance evaluation, foam circulation performance test and shale inhibition performance test. The results showed that the foam drilling fluid kept above 400 mL foam volume with the hot rolling temperature of 130 ℃, the NaCl mass fraction of 15%, cuttings content of 15% and kerosene content of 15%, indicating good temperature tolerance and contamination resistance. Through the pH adjustment, the foam drilling fluid could keep a 500 mL foam volume after the eight foam circulation. The recovery rates of the shale in the foam drilling fluid stay above 96% both in the first and second rolling recovery tests and the shale kept a great hardness that was similar to the hardness of white oil treated shale. Thus, the foam drilling fluid not only could avoid the large accumulation of foam on the ground and save drilling costs, but also could effectively prohibit clay hydration and swelling for an extended period, and consequently enhance the wellbore stability in foam drilling.

**Key words:** foam drilling fluid; foamer; inhibitor; hole stabilization; drilling fluid property

气体钻井作为钻井提速的有效手段, 因地层出水而受到限制<sup>[1]</sup>。泡沫钻井作为其有效的补充, 在携岩、携水、提高机械钻速上具有独特的优势。然而, 泡沫钻井过程中返出泡沫的处理问题, 以及泥页岩地层的井壁失稳问题, 同样是泡沫钻井亟待解决的问题<sup>[2-3]</sup>。泡沫的循环利用是解决井场泡沫大量堆积、实现环保节约的有效途径, 但是目前的研究主

收稿日期: 2013-10-15; 改回日期: 2014-03-28。

作者简介: 舒小波(1985—), 男, 四川泸州人, 2008 年毕业于西南石油大学应用化学专业, 2011 年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位, 在读博士研究生, 主要从事气体钻井、泡沫钻井、井壁稳定、油田化学方面的研究。

联系方式: (028)83034786, shuxb921@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金重点项目“气体钻井技术基础研究”(编号: 51134004) 和四川省科技创新苗子工程“可循环强抑制稳定泡沫钻井液研究”(编号: 20132079) 资助。

要集中于微泡沫钻井液<sup>[4-6]</sup>,较少研究稳定泡沫钻井液。此外,微泡沫钻井液处理地层出水的能力要远低于稳定泡沫钻井液。目前,稳定泡沫钻井液抑制剂的选择主要集中于一些高分子聚合物或无机盐类,但这些抑制剂的抑制性能弱,且抑制性能不持久<sup>[2,7-11]</sup>。为此,笔者从发泡剂与泥页岩抑制剂出发,开展了可循环强抑制性稳定泡沫钻井液研究。

## 1 泡沫钻井液循环与抑制机理

### 1.1 FPH 泡沫的循环机理

液态泡沫是气体分散于液体中,在添加发泡剂的条件下实现气液界面的稳定。发泡剂按其性能可分为非离子发泡剂、阴离子发泡剂、阳离子发泡剂以及两性发泡剂,不同类型的发泡剂复配可实现酸碱泡沫的循环利用。

FPH 发泡剂由两性发泡剂与阴离子发泡剂组成,其中两性发泡剂通过接受或给予质子实现阳离子与非离子之间的转变,而阴离子发泡剂则不受酸碱影响。因此,在碱性条件下,FPH 发泡剂由非离子发泡剂与阴离子发泡剂复配而成,展现出良好的发泡性能;在酸性条件下,FPH 发泡剂则是由阳离子发泡剂与阴离子发泡剂复配而成,两者相互作用,消除发泡能力。图 1 为酸碱条件下 FPH 发泡剂形成的泡沫液膜特征。从图 1 可以看出,在碱性条件下,非离子插入 2 个阴离子之间,减弱了阴离子间的电排斥性,更有利于增强界面膜的强度,从而促进泡沫的稳定。当酸液侵入液膜以后,首先与  $H^+$  相接触的两性发泡剂转变为阳离子,由于阴阳离子之间强烈的电性互相作用产生固态沉淀,导致液膜破裂,实现消泡。因此,通过酸碱调节可实现泡沫的循环利用。

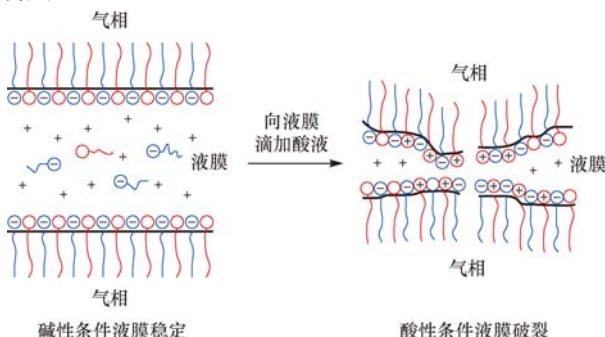


图 1 酸碱条件下循环泡沫的液膜特征

Fig. 1 Liquid film characteristics of foam in alkaline and acid conditions

### 1.2 泡沫流体的抑制作用机理

水基泡沫流体自身的结构特点能在一定程度上减缓泥页岩的水化速度,但并不能完全阻止泥页岩水化的进程。因此,随着钻井时间的增长,泥页岩地层水化加剧,进而引发井壁失稳。目前,解决泡沫钻井中井壁失稳的办法主要是添加化学处理剂,降低泥页岩的水化作用,实现泥页岩井壁的稳定。

胺类抑制剂的主要特点是,由于烷基的供电效应,使胺分子中氮原子上的电子云密度升高,更有利于与  $H^+$  结合;同时,烷基使生成的铵离子( $NH_4^+$ )中的正电荷分散,从而更稳定<sup>[9,12]</sup>。由于黏土矿物表面带负电荷,利用电荷间的相互作用以及分子间的氢键作用,使胺类抑制剂更易吸附在黏土上,且不易于解吸附,从而使黏土保持长久稳定。利用胺类抑制剂的这一特点,将高分子与低分子胺类抑制剂复配,发挥其协同增效作用,实现良好的抑制性能。图 2 为两者协同增效作用机理。从图 2 可以看出:低分子胺类抑制剂能进入黏土晶层,阻止水分子进入黏土使其水化;高分子抑制剂由于分子结构较大,不易进入黏土晶层,因此主要吸附在黏土表面形成保护膜,阻止水分子进入。

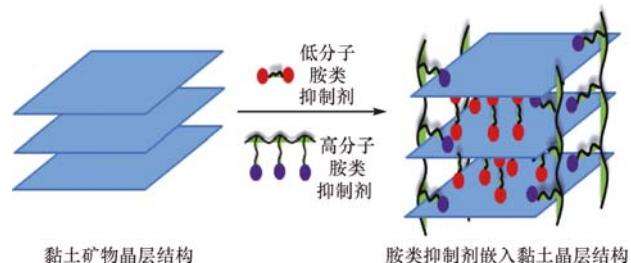


图 2 胺类抑制剂作用机理

Fig. 2 Inhibition mechanism of amine inhibitors

## 2 泡沫钻井液配方的研制

### 2.1 FPH 发泡剂性能评价

室内采用 Waring-Blender 法<sup>[13]</sup>,测试了 0.8% FPH 发泡剂溶液的发泡性能及其与 pH 值的关系,结果如图 3 所示。从图 3 可知,当 pH 值小于 5 时,FPH 发泡剂基本无发泡能力;当 pH 值大于 7 时,FPH 发泡剂表现出良好的发泡性能并趋于稳定。因此,可通过酸碱调节实现泡沫的循环利用。对于随后的泡沫循环试验,碱性 pH 值定为 9,酸性 pH 值定为 3。

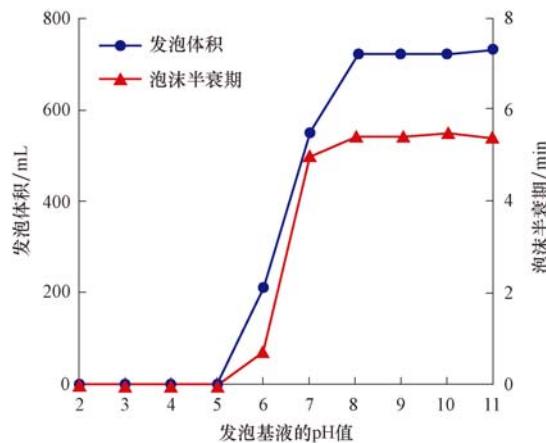


图 3 pH 值对 FPH 发泡剂性能的影响

Fig. 3 The effect of pH value on FPH foam performance

## 2.2 稳泡剂性能评价

FPH 发泡剂虽然具有较强的发泡能力,但泡沫的半衰期较短,不能满足钻井要求。为此,采用增黏型聚合物作为稳泡剂,一方面可以延长泡沫半衰期,另一方面可降低泥页岩的吸水速度。表 1 为 FPH 发泡剂溶液加入 XC 与 CMC 后发泡性能的变化。从表 1 可以看出:XC 与 CMC 的加入均降低了发泡体积,但两者对发泡体积的影响差别较小,均可以满足钻井的要求;在相同加量条件下,XC 对于提高泡沫的稳定性更明显,且 XC 的抗盐能力明显强于 CMC。为此,选用 XC 作为稳泡剂。

表 1 稳泡剂对 FPH 发泡剂性能的影响

Table 1 The effect of foam stabilizer on FPH foam performance

稳泡剂	稳泡剂加量, %	发泡体积/mL	泡沫半衰期/min
XC	0.1	600	14.12
	0.2	550	26.90
	0.3	510	52.15
	0.4	500	63.47
CMC	0.1	640	8.60
	0.2	530	13.23
	0.3	540	17.45
	0.4	520	20.06

注: FPH 的质量分数为 0.8%, 溶液的 pH 值为 9, 试验温度为室温。

## 2.3 抑制剂性能评价

针对泡沫钻井中的井壁失稳问题,选用季铵盐高聚物 PPVA 与胺类低聚物 DA-1 作为抑制剂,并采用滚动回收试验和硬度测试进行性能评价<sup>[14]</sup>,结果见表 2 和图 4。其中,将泥页岩岩样在不同处理液中的滚动回收率定为一次回收率;将经不同处理液热

滚后的干样(60 ℃下烘干)在清水中的滚动回收率定为二次清水回收率。采用硬度测试仪测定硬度,取采用特定处理液滚动回收后的泥页岩岩样(湿样)放入硬度测试仪容器中(岩样的加量与刻度线齐平),旋转扳手挤压测试岩样,观察岩样被挤压时仪器的旋转圈数与压力表读数。

表 2 滚动回收试验结果

Table 2 Test results of hot rolling dispersion

序号	处理液配方	一次回收率, %	二次清水回收率, %
1#	0.80% FPH + 0.25% XC	18.50	
2#	0.80% FPH + 0.25% XC + 0.40% PPVA	93.35	90.46
3#	0.80% FPH + 0.25% XC + 0.40% PPVA + 1.00% DA-1	95.35	92.76
4#	0.80% FPH + 0.25% XC + 0.40% PPVA + 3.00% DA-1	96.91	96.03
5#	0.80% FPH + 0.25% XC + 0.40% PPVA + 5.00% DA-1	97.43	96.35

注:热滚时间 16 h,热滚温度 65 ℃。

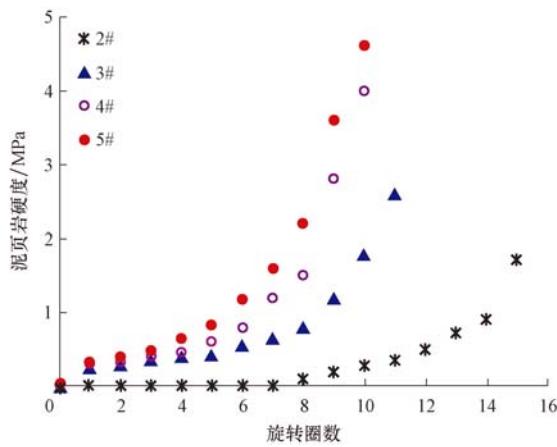


图 4 泥页岩经不同处理液处理后的硬度测试结果

Fig. 4 Bulk hardness test results of shale treated by different treatment fluids

从表 2 可以看出:PPVA 与 DA-1 能有效抑制泥页岩水化分散,具有较高的一次回收率和较高的二次清水回收率,表明 PPVA 与 DA-1 能使泥页岩保持长久稳定,不因处理液介质的改变而加剧泥页岩的水化程度。

从图 4 可以看出,PPVA 虽然具有较高的泥页岩滚动回收率,但并不能维持较高的泥页岩硬度。这主要是因为 PPVA 聚合物分子量大,不易进入黏土晶层结构中,但 DA-1 分子量小,易进入黏土晶层结构中,因此随着其加量的增加,泥页岩硬度增加。

### 3 泡沫钻井液综合性能评价

通过对发泡剂、稳泡剂以及泥页岩抑制剂进行性能评价,形成了可循环强抑制性稳定泡沫钻井液体系,其基本配方为 0.80% FPH + 0.25% XC + 0.40% PPVA + 5.00% DA-1, pH 值为 9。

#### 3.1 基本性能评价

优良的泡沫钻井液必须具备一定的抗温、抗污染能力,可以采用泡沫的发泡体积以及泡沫半衰期进行衡量评价。针对可循环强抑制性稳定泡沫钻井液的基本配方,采用 Waring-Blender 法评价了不同条件下的泡沫性能,结果见表 3。由表 3 可知,该泡沫钻井液具有优良的泡沫性能和较好的抗温、抗污染能力。在钻井过程中,可根据实际需要调节泡沫基液黏度,保证出口泡沫的连续性。

表 3 泡沫钻井液的基本性能

Table 3 Basic properties of foam drilling fluid

试验条件	发泡体积/mL	泡沫半衰期/min
泡沫钻井液	510	36.08
泡沫钻井液 +15% NaCl	490	25.85
泡沫钻井液 +15% 煤油	410	17.08
泡沫钻井液 +15% 岩屑	490	30.28
泡沫钻井液 130 ℃热滚 16 h	460	12.15

#### 3.2 循环性能评价

可循环强抑制性稳定泡沫钻井液实现泡沫循环的实质在于 FPH 发泡剂对酸碱的敏感性。利用自制泡沫循环系统的发泡系统生成泡沫以后,注入酸液可以实现泡沫消泡,将消泡后的泡沫基液调至碱性可以恢复发泡性能。图 5 为消泡前后返出流体的情况。从图 5 可以看出:未注入酸液时,返出泡沫细腻均匀,泡沫质量好;当注入酸液以后,返出流体基本为液体,消泡效果极佳。图 6 为每次泡沫循环时采用 Waring-Blender 法测定的泡沫性能。从图 6 可以看出,随着循环次数的增加,发泡体积略有增大,而泡沫半衰期呈递减趋势。因此,在实际钻井过程中,可根据现场需要适当添加稳泡剂,维持泡沫性能稳定。

#### 3.3 抑制性能评价

泡沫钻井过程中,泥页岩水化影响着井壁的稳定性,因此要求泡沫钻井液具有良好的抑制性能,且



(a) 注入酸液前



(b) 注入酸液后

图 5 注酸前后的返出流体情况

Fig. 5 Returned fluids before and after acid injection

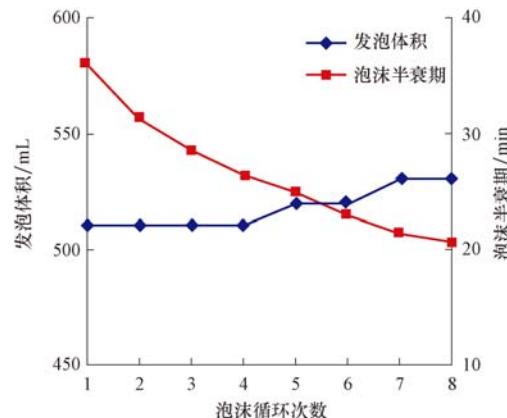


图 6 泡沫钻井液泡沫循环试验结果

Fig. 6 Foam circulation test results of foam drilling fluid

抑制性持久,保证泡沫钻井过程中的井壁稳定,避免因钻井液被地层水稀释或钻井液体系改变而加剧泥页岩水化。为此,采用膨润土抑制性能测试、岩屑滚动回收试验以及硬度测试评价可循环稳定泡沫钻井液的抑制性能<sup>[14]</sup>。

##### 3.3.1 膨润土抑制性分析

膨润土是以蒙脱石为主要成分的黏土矿物,具有极强的水化能力。采用 Innov-X Terra 便捷式 X

射线衍射仪对新疆中非夏子街膨润土进行膨润土抑制性分析, 测定其在清水水化前后的干湿样(A 样), 经泡沫钻井液热滚后的干湿样(B 样)和经泡沫钻井液热滚、随后再用清水热滚后的干湿样(C 样)的层间距, 结果见表 4。其中热滚条件为温度 65 ℃ 下滚动 16 h。

表 4 膨润土经不同方法处理后的 XRD 分析结果

Table 4 XRD analysis results of bentonite treated by different treatment methods

试样	类别	2θ/(°)	层间距/nm
A 样	干样	8.758	1.009
	湿样	5.845	1.511
B 样	干样	6.583	1.342
	湿样	6.505	1.358
C 样	干样	6.505	1.358
	湿样	6.389	1.382

膨润土水化后, 黏土层间距可从 1.0 nm 左右增至 2.2 nm 左右<sup>[15]</sup>, 由于膨润土在清水中热滚后的层间距超出了仪器测量范围, 为此, 测定了膨润土水化 0.5 h 后的层间距。从表 4 可以看出, 膨润土水化 0.5 h 以后其特征峰(2θ)降低了 2.913°, 黏土层间距增加了 0.502 nm。对比 A 样、B 样可知, 泡沫钻井液中的抑制剂能嵌入黏土晶层结构, 使 B 样中干样的层间距增加了 0.333 nm。对比 B 样中干样和湿样的层间距可知, 干样和湿样间的层间距相差不大, 说明该泡沫钻井液具有较强的抑制能力, 能抑制黏土的水化膨胀, 有利于泡沫钻井时的井壁稳定。对比 B 样和 C 样中的层间距可知, 经泡沫钻井液处理后的膨润土样品, 再次放入清水中处理以后, 无论是干样还是湿样, 其层间距与 B 样中干样的层间距相差不大。这说明该泡沫钻井液具有长久的抑制性能, 其对黏土的吸附具有不可逆性, 这一特性对于处理泡沫钻井地层出水以及泡沫钻井转换为常规钻井时的井壁稳定具有积极作用。

### 3.3.2 泥页岩滚动回收试验

选用清水、白油、5% 聚合醇 + 10% KCl 以及 0.5% KPAM 作为对比, 通过泥页岩岩样回收试验评价可循环稳定泡沫钻井液的抑制性, 结果见表 5。由于 5% 聚合醇 + 10% KCl 的一次回收率低于 60%, 所以未进行二次清水滚动回收评价。

从表 5 可以看出: 1) 白油、0.5% KPAM、可循环强抑制性稳定泡沫钻井液的一次回收率都在 95% 以上, 显示出较强的泥页岩稳定性能; 2) 从二次清水

表 5 泥页岩在不同处理液中的滚动回收试验结果

Table 5 Hot rolling dispersion test results of shale in different treatment fluids

试验条件	一次回收率, %	二次清水回收率, %
清水	15.72	
白油	98.25	14.68
5% 聚合醇 + 10% KCl	53.70	
0.5% KPAM	95.40	15.12
泡沫钻井液	97.43	96.35

滚动回收率可以看出, 可循环强抑制性稳定泡沫钻井液表现出持久的抑制性能, 其在清水中的二次回收率仍高于 90%, 而经白油、0.5% KPAM 热滚后的试验岩样, 其二次清水滚动回收率与岩样在清水中直接热滚后的回收率基本相同, 表明白油与 KPAM 聚合物无持久抑制性能。

### 3.3.3 硬度测试

滚动回收试验中泥页岩回收率较高, 但回收的泥页岩并不一定具有较高的硬度, 因此, 进行了硬度测试, 结果见图 7。从图 7 可以看出, 可循环强抑制性稳定泡沫钻井液在稳定泥页岩作用上与白油较为接近, 远强于 0.5% KPAM。因此, 该泡沫钻井液能有效保持泥页岩硬度, 维持泥页岩地层的稳定。

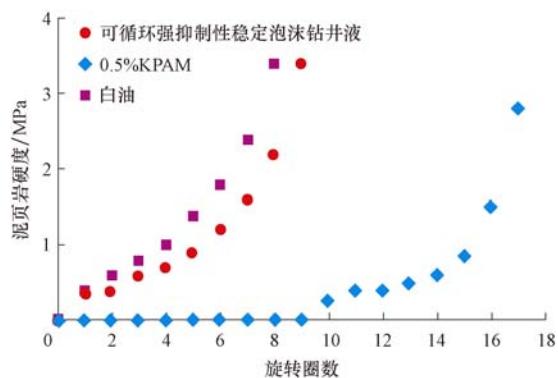


图 7 泥页岩经不同处理液处理后的硬度测试结果

Fig. 7 Bulk hardness test results of shale treated by different treatment fluids

采用膨润土抑制性能测试、泥页岩滚动回收试验以及硬度测试相结合的方法评价可循环强抑制性稳定泡沫钻井液的抑制性能, 可弥补以往单一采用滚动回收试验评价抑制性能的缺陷。测试结果表明, 该泡沫钻井液能有效抑制黏土矿物水化膨胀, 泥页岩经其处理后的硬度与经白油基处理后的硬度相近, 因而有利于泡沫钻井过程中的井壁稳定。同时, 酸碱调节不会破坏抑制剂的分子结构, 但是外加酸

液和碱液会改变泡沫钻井液中发泡剂的发泡性能,因此在现场施工中可根据酸液和碱液加量对钻井液进行维护。

## 4 结 论

- 通过对发泡剂、稳泡剂以及泥页岩抑制剂的性能进行评价,研制了可循环强抑制性稳定泡沫钻井液。在碱性条件下,该泡沫钻井液表现出优良的泡沫性能,具有较好的抗温、抗污染能力。
- 利用复配发泡剂 FPH 对酸碱的敏感性,通过调节 pH 值可实现泡沫钻井液发泡—消泡—再发泡的多次循环利用,能避免钻井过程中地面泡沫的大量堆积,有助于降低钻井成本。

3) 低分子胺类抑制剂易进入黏土晶层,阻止水分子进入黏土使其水化,高分子胺类抑制剂则吸附于黏土表面形成保护膜,将高分子与低分子胺类抑制剂复配,发挥协同增效作用,可实现良好的抑制效果。同时,胺类抑制剂具有持久抑制能力,因此有利于泡沫钻井过程中的井壁稳定。

## 参 考 文 献

### References

- 魏武,邓虎,李皋,等.气体钻井井壁稳定处理剂评价方法探讨[J].天然气工业,2010,30(9):51-54.  
Wei Wu, Deng Hu, Li Gao, et al. A discussion on the evaluation methods of the additives for wellbore stability in gas drilling [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 51-54.
- 李兆敏,董贤勇.泡沫流体油气开采技术研究进展[M].东营:中国石油大学出版社,2009:231-234.  
Li Zhaomin, Dong Xianyong. Oil and gas exploration technology research progress in foam fluid [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2009: 231-234.
- ASME Shale Shaker Committee. Drilling fluids processing handbook[M]. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2005: 530.
- 张振华.可循环微泡沫钻井液研究及应用[J].石油学报,2004,25(6):92-95.  
Zhang Zhenhua. Preparation and application of circulative micro-foam drilling fluid [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 92-95.
- 杨虎,鄢捷年,陈涛.新型水基微泡沫钻井液的室内配方优选和性能评价[J].石油钻探技术,2006,34(2):41-44.  
Yang Hu, Yan Jienian, Chen Tao. Lab study and evaluation of a new water-based aaphrons drilling fluid [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(2): 41-44.
- 王桂全,孙玉学,李建新,等.微泡沫钻井液的稳定性研究与应用[J].石油钻探技术,2010,38(6):75-78.  
Wang Guiquan, Sun Yuxue, Li Jianxin, et al. Stability of micro foam drilling fluid and its application [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 75-78.
- 丁锐.钻井液防塌剂的作用方式及分类[J].石油大学学报:自然科学版,1997,22(6):125-128.  
Ding Rui. Acting ways and classification of anticaving additives for drilling fluids [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1997, 22(6): 125-128.
- 赖晓晴,申瑞臣,李克华,等.稳定泡沫钻井流体抑制性研究[J].长江大学学报:自然科学版,2006,3(1):25-28.  
Lai Xiaoqing, Shen Ruichen, Li Kehua, et al. Shale inhibition of foam fluids for stabilized foam drilling [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2006, 3(1): 25-28.
- Patel A, Stamatakis E, Young S, et al. Advances in inhibitive water-based drilling fluids-can they replace oil-based muds [R]. SPE 106476, 2007.
- Patel A D. Design and development of quaternary amine compounds: shale inhibition with improved environmental profile [R]. SPE 121737, 2009.
- Nima Gholizadeh-Doonechaly, Kourosh Tahmasbi, Ehsan Davani. Development of high-performance water-based mud formulation based on amine derivatives [R]. SPE 121228, 2009.
- 高鸿宾.有机化学[M].4 版.北京:高等教育出版社,2005:497-506.  
Gao Hongbin. Organic chemistry [M]. 4th ed. Beijing: Higher Education Press, 2005: 497-506.
- 舒小波,万里平,孟英峰,等.复配发泡剂泡沫循环利用研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2011,26(3):62-66.  
Shu Xiaobo, Wan Liping, Meng Yingfeng, et al. Study on cyclically utilized foaming agent for drilling liquid [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2011, 26(3): 62-66.
- Young S, Stamatakis E. Novel inhibitor chemistry stabilizes shales: the AADE 2006 Fluids Conference, Houston, April 11-12, 2006 [C].
- Theng B K G. Formation and properties of clay-polymer complexes [M]. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1979: 22-31.

[编辑 刘文臣]