

聚胺与氯化钾抑制性的对比实验研究^{*}

钟汉毅¹, 黄维安¹, 邱正松¹, 黄达全², 王富伟¹

1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 东营 257061
2. 渤海钻探工程有限公司泥浆技术服务分公司, 天津 大港 300280

摘要:近年来开发出的聚胺水基钻井液,被认为是最接近逆乳化钻井液性能的高性能水基钻井液。新型聚胺强页岩抑制剂也因其分子结构独特、抑制性能突出越来越受到人们重视。通过抑制膨润土造浆实验、屈服硬度实验、页岩滚动分散实验、耐崩散实验、页岩膨胀实验以及 X 射线衍射粘土层间距分析等实验手段,对比评价了聚胺强页岩抑制剂与传统常用抑制剂氯化钾的抑制性。结果表明,与氯化钾相比,聚胺抑制性能优异,能有效抑制粘土水化分散,在加量较少时即能发挥长期抑制作用,且具有较好的抗温性能。配伍性实验表明,聚胺与膨润土及常用处理剂具有较好的配伍性。以 SDA 为主要水化抑制剂构建了聚胺水基钻井液,实验评价表明该体系具有优良的抗盐、抗钙和抗劣土污染性能。此外,对聚胺的抑制机理进行了探讨分析。

关键词:聚胺;氯化钾;抑制性;粘土水化;井壁稳定

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20120314.0924.004.html>

钟汉毅,黄维安,邱正松,等.聚胺与氯化钾抑制性的对比实验研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,XXXX,XX(X):1-7.

Zhong Hanyi, Huang Weian, Qiu Zhengsong, et al. Experimental Study of the Shale Inhibition Between Polyamine and Potassium Chloride [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, XXXX, XX(X): 1-7.

在钻井过程中钻遇泥页岩时,泥页岩的水化膨胀、分散将导致井壁失稳、钻头泥包和井眼净化困难等一系列问题^[1]。为了解决上述技术难题,国内外研究者相继开发出了不同的页岩抑制剂,如无机盐、甲酸盐、聚合物类、沥青类、葡萄糖苷、聚合醇和硅酸盐等^[2,3]。以这些抑制剂为基础发展了不同的抑制性钻井液体系,如氯化钾/聚合物钻井液、聚合醇钻井液、硅酸盐钻井液等^[4]。其中,氯化钾因为其抑制性强,被广泛应用于多种钻井液体系中,并取得了较好防塌作用效果。然而,氯化钾在使用过程中也存在一些问题,如使用浓度高,高温下钻井液流变性不易控制,且影响测井解释等。同时,随着环保要求的日益提高,其毒性问题也逐渐突出^[5]。近年来开发出的聚胺抑制剂不仅能有效抑制泥页岩水化膨胀,同时能克服使用氯化钾产生的一系列问题,此外还对环境友好^[6]。以其为关键处理剂构建的聚胺高性能水基钻井液体

系,被认为是水基钻井液发展的一次质的飞跃,目前已在现场成功应用^[7,8]。

1 实验材料与仪器

主要材料:聚胺 SDA(实验室自行研制,主要成分为聚醚二胺);氯化钾(分析纯,国药集团化学试剂有限公司);钻井液用钠基膨润土(潍坊华潍膨润土集团股份有限公司);夏子街钠基膨润土(新疆夏子街膨润土有限责任公司)。

主要仪器:X'Pert PRO MPD 型 X-射线衍射仪(荷兰帕纳科公司);最大功率 2.2 kW, Cu 靶,最大管压 45 kV,最大管流 50 mA, 2 θ 范围为 0~15°; NP-01 页岩膨胀测试仪(华北石油管理局钻井工艺研究所);滚子加热炉(胶南分析厂);屈服硬度实验仪(自制);耐崩散实验仪(自制);ZNN-D6A 六速黏度仪(青岛海通达专用仪器厂)。

^{*} 收稿日期: 2011-04-12 网络出版时间: 2012-03-14 09:24

基金项目: 中国石油大学(华东)优秀博士学位论文培育计划项目(LW110202A);中央高校基本科研业务费专项资金资助(12CX06023A)。

2 聚胺与氯化钾抑制性能对比实验研究

2.1 抑制膨润土造浆实验

抑制膨润土造浆及维持钻井液流变性的能力,是评价页岩抑制剂最简单有效的方法之一^[9]。实验步骤如下:在 400 mL 自来水中分别加入不同抑制剂和 5% 钠基膨润土(潍坊华潍膨润土集团股份有限公司),高速搅拌 30 min,调节体系 pH 值 ≥ 9 ,70 °C 热滚 16 h 后测试浆液流变性。再加入 5% 钠基膨润土,热滚后测试其流变性,如此反复直至测不出读数^[10]。从图 1 可知,在清水中随着膨润土加量的增加,粘土水化膨胀分散,体系形成网架结构导致粘切上升,3 转读数迅速增大;KCl 通过晶格固定作用防止粘土水化,粘土颗粒分散程度下降,加有 3%KCl 的实验浆液,当膨润土加量达到 25% 时 3 转读数才显著增加;加有 7%KCl 的实验浆液,当膨润土加量达到 30% 时 3 转读数迅速增加;而加有 3%SDA 的浆液,当膨润土加量为 35% 时 3 转读数保持最小,可见其抑制性能优于 KCl。

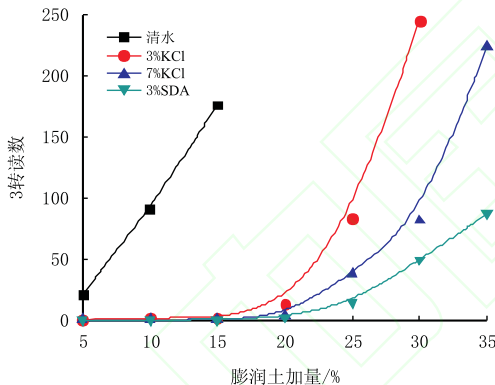


图 1 实验浆的 3 转读数随膨润土加量的变化
Fig. 1 3 readings variation with bentonite addition

2.2 页岩滚动分散实验与耐崩散实验

通过页岩滚动分散实验和耐崩散实验评价抑制剂的抑制页岩水化分散能力。耐崩散实验步骤与页岩滚动分散实验类似,但条件更为苛刻。实验中称取 50 g 6~10 目岩屑放入一定孔径的铁笼中,将铁笼浸泡于 350 mL 测试溶液中,77 °C 下热滚 16 h。热滚后将铁笼中剩余的岩屑取出,过 40 目筛后烘干称量,即为岩屑回收率。耐崩散实验比页岩滚动分散实验更合理,岩屑回收率更能反映钻井液对岩屑的抑制性^[10]。采用沙河街组泥页岩进行实验评价。由表 1 可见,耐崩散实验的岩屑回收率低于页岩滚动分散实验回收率,但实验规律

一致。岩屑经 3%SDA 作用后回收率最高,表明其抑制性能优异。

表 1 不同抑制剂的岩屑回收率
Tab. 1 Cuttings recoveries of different inhibitors

| 抑制剂 | 页岩滚动分散实验/% | 耐崩散实验/% |
|-------|------------|---------|
| 清水 | 22.70 | 4.37 |
| 3%KCl | 48.29 | 28.46 |
| 7%KCl | 56.63 | 39.55 |
| 3%SDA | 68.89 | 50.39 |

为评价聚胺 SDA 高温下的抑制性能,进行 150 °C 下的页岩滚动分散实验,所用岩样及实验步骤如前所述。从图 2 可知,随着温度的增加,页岩水化分散加剧,不论清水中还是加有抑制剂的体系中岩屑回收率均有所下降。与 KCl 相比,SDA 在 150 °C 热滚 16 h 后仍具有较高的回收率,显示出较强的抗温性能。

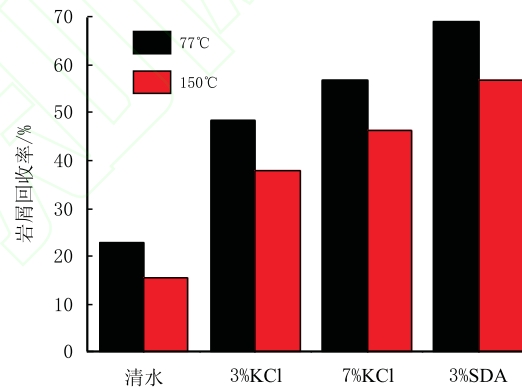


图 2 不同温度下聚胺和 KCl 的岩屑回收率
Fig. 2 Cuttings recoveries of SDA and KCl at different temperatures

2.3 屈曲硬度实验

为了评价与钻井液作用后泥页岩(钻屑)总体完整性及硬度变化情况,室内加工设计了屈曲硬度测试仪。岩屑在 70 °C 下热滚 16 h 后用标准盐水洗净,通过扭力扳手施压,记录扭矩值随扳手转动圈数的变化。由图 3 中的扭矩变化曲线看出,在清水中浸泡的岩屑由于水化分散变软,硬度显著下降,在扭矩扳手加压过程中扭矩值增加到一定值后不再增加,岩屑经挤压从孔板中呈面条状挤出。经 SDA 作用的岩屑颗粒完整,硬度较大,在扭矩扳手转动加压的过程中,扭矩迅速上升达到最大值,屈曲硬度曲线斜率最大。经 KCl 作用的岩屑硬度有所下降,扭矩曲线斜率低于聚胺 SDA 的。屈曲硬度实验结果表明,聚胺可有效阻止岩屑水化变软,有利于提高固相清除效率和增强井壁稳定。

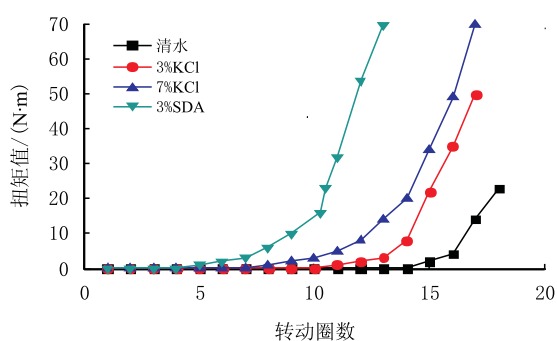


图3 不同抑制剂的屈曲硬度曲线

Fig. 3 Bulk hardness curves of various inhibitors

2.4 X-射线衍射分析粘土层间距

在2% 钠膨润土(夏子街)悬浮液中分别加入不同浓度的抑制剂,高速搅拌30 min。密闭静置

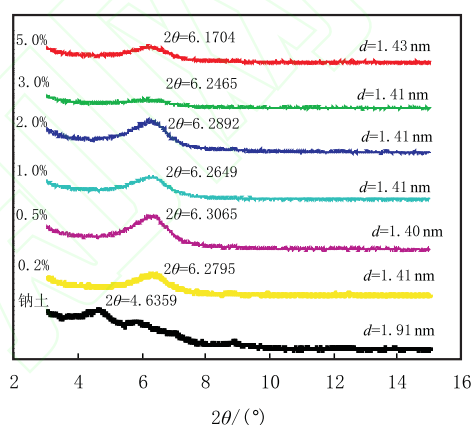
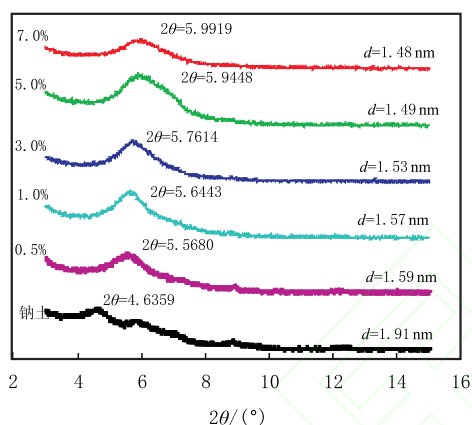


图4 不同抑制剂对钠膨润土层间距的影响

Fig. 4 Effect of different inhibitors on Na-montmorillonite interlayer space

2.5 页岩膨胀实验

采用NP-01页岩膨胀测试仪,分别测试钠膨润土(夏子街)在3%SDA溶液和7%KCl溶液中的膨胀性。由图5可知,钠膨润土在SDA溶液中和KCl溶液中的膨胀率均小于在去离子水中的。

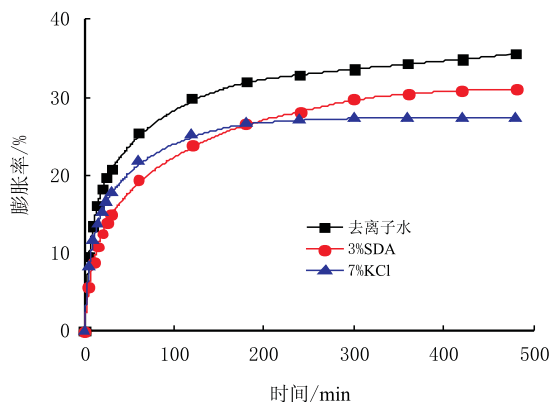


图5 膨润土在不同溶液中的膨胀曲线

Fig. 5 Linear swelling curves of bentonite in different solutions

24 h后搅拌5 min,然后以3 000 r/min的速度离心30 min。倾倒掉上层清液,将下部沉淀进行湿态X-射线衍射分析(XRD)。测试结果如图4所示。从图4可知,随着KCl浓度的增加,钠膨润土层间距逐渐降低。KCl浓度为5%时,钠膨润土的层间距降至1.49 nm;KCl浓度增加至7%时,层间距降至1.48 nm,可见KCl在浓度达到5%后再增加浓度抑制性不再明显提高。当SDA浓度为0.2%时钠膨润土的层间距从1.91 nm降低至1.41 nm,此后随着浓度的增加层间距几乎不再变化,且小于加入7%KCl后的粘土层间距。由层间距测试可知,加入聚胺和氯化钾均能将粘土层间吸附的水分子驱出来,使粘土颗粒去水化,但聚胺抑制效果更佳。

将钠膨润土分别在3%SDA溶液中和7%KCl溶液中浸泡24 h,离心后取下部沉淀烘干研磨过100目并测试其在去离子水中的膨胀率,如图6中4#和5#曲线所示。将上述分别经过3%SDA溶液和7% KCl溶液浸泡后的膨润土再于去离子水中浸

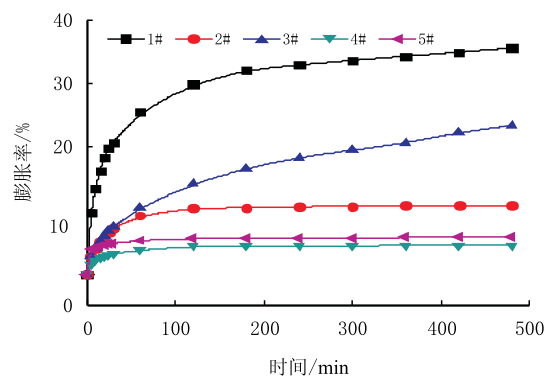


图6 不同抑制剂改性后膨润土在去离子水中的膨胀曲线

Fig. 6 Linear swelling curves of bentonite modified with different inhibitors in deionized water

泡 24 h, 烘干研磨后测试其在去离子水中的膨胀性, 如图 6 中 2# 和 3# 曲线所示。从图 6 可知, 经 3%SDA 溶液浸泡后, 由于聚胺的抑制作用, 粘土水化大大减弱, 其页岩膨胀率大大减小, 且小于 7%KCl 的。将聚胺改性后的膨润土于去离子水中浸泡 24 h 后, 其膨胀率有所增加, 但仍远远小于未改性前的, 可见聚胺能发挥长期抑制效果; 将 7%KCl 改性后的膨润土于去离子水中浸泡 24 h 后, 膨润土的膨胀率增加较大, 可见 KCl 只能起到暂时稳定膨润土作用。

SDA 通过质子化铵离子中和粘土颗粒表面负电荷, 分子中的聚氧丙烯链段覆盖在粘土颗粒表面, 形成一层疏水膜, 使膨润土表面变为疏水, 大大减弱了膨润土的水化膨胀性。静电作用为强作用力, 同时 SDA 与粘土颗粒之间存在氢键作用, 二者共同作用使得 SDA 在膨润土颗粒表面难以解吸附, 因此 SDA 能长期抑制膨润土水化膨胀。钾离子水化能低, 离子半径接近硅氧四面体的六角网格半径, 通过晶格固定作用防止粘土水化膨胀, 因此经 KCl 改性后膨润土膨胀分数变小, 但仍大于 SDA 改性的,

说明其抑制强度小于 SDA。将 KCl 改性的粘土浸泡在去离子水中, 粘土层间钾离子浓度大于溶液本体中钾离子浓度, 产生浓差扩散, 使得粘土重新水化, KCl 只能起到暂时稳定作用。综上表明, SDA 能有效抑制粘土水化膨胀, 且具有长效性, 抑制效果优于 KCl。

3 聚胺配伍性实验评价及抗污染性能

3.1 聚胺配伍性实验评价

在不同处理剂溶液中加入 3%SDA, 通过流变性变化考察其与不同处理剂的配伍性。SDA 分子端部带有胺基, 在溶液中质子化后带正电, 因此主要评价其与阴离子处理剂的配伍性。从表 2 可以看出, SDA 与阴离子处理剂 PAC-L、PAC-H、KPA M 和 PHPA 均具有较好的配伍性, 加入 SDA 后溶液表观黏度(AV)、塑性黏度(PV)和动切力(YP)均无显著变化; 同时 SDA 与两性离子聚合物 FA367 及非离子聚合物 XC 均表现出良好的配伍性, 加入 SDA 后溶液黏度和切力变化很小, 性能稳定。

表 2 SDA 与不同处理剂的配伍性
Tab. 2 Compatibility of SDA with various additives

| 样品 | φ6 | φ3 | AV/(mPa·s) | PV/(mPa·s) | YP/Pa |
|---------------|------|------|------------|------------|-------|
| 1%PAC-L | 1.0 | 0.5 | 14.5 | 13.0 | 1.5 |
| 1%PAC-L+SDA | 1.0 | 0.5 | 15.5 | 15.0 | 0.5 |
| 0.5%PAC-H | 1.0 | 0.5 | 21.5 | 16.0 | 5.5 |
| 0.5%PAC-H+SDA | 1.5 | 1.0 | 23.0 | 14.0 | 9.0 |
| 0.5%KPAM | 1.0 | 0.5 | 7.5 | 5.0 | 2.5 |
| 0.5%KPAM+SDA | 1.0 | 0.5 | 7.5 | 5.5 | 2.0 |
| 0.5%PHPA | 7.0 | 6.0 | 26.5 | 16.0 | 10.5 |
| 0.5%PHPA+SDA | 6.0 | 5.0 | 26.0 | 16.0 | 10.0 |
| 0.5%FA367 | 2.0 | 1.0 | 15.5 | 10.0 | 5.5 |
| 0.5%FA367+SDA | 1.0 | 0.5 | 14.0 | 9.0 | 5.0 |
| 0.5%XC | 11.0 | 10.0 | 16.0 | 6.0 | 10.0 |
| 0.5%XC+SDA | 11.0 | 9.5 | 16.0 | 6.0 | 10.0 |

3.2 抗污染性能评价

采用海水作为基液, 以聚胺 SDA 为水化抑制剂, CPAM 为包被抑制剂, 优选出无粘土相聚胺水基钻井液, 分别考察体系 120 °C热滚 16 h 前后的抗盐、抗钙和抗劣土污染性能, 配方如下:

海水 +8% KCl+3%SDA+0.5% CPAM+1.5% DFD-140+1.5%PAC-LV+0.3%XC+2%SD-506。

(1) 抗 NaCl 污染

从表 3 可知, 随着 NaCl 加量的增加, 热滚前后

体系表观黏度、塑性黏度和动切力均增加, 而滤失量呈下降的趋势。当 NaCl 加量至饱和时, 体系流变滤失性能变化不大, 表明聚胺水基钻井液具有良好的抗盐性。

3.3 抗 CaCl₂ 污染

从表 4 可知, 随着 CaCl₂ 加量的增加, 体系热滚前后表观黏度、塑性黏度和动切力均有不同程度的降低, 滤失性能变化不大, 且滤失量保持较小值, 体系显示出较强的抗钙污染能力。

表 3 聚胺钻井液体系抗 NaCl 污染测试结果
Tab. 3 NaCl resistance test results of polyamine water-based drilling fluid

| 加量/% | 条件 | φ6 | φ3 | AV/(mPa·s) | PV/(mPa·s) | YP/Pa | YP/PV | FL _{API} /mL |
|------|-----|----|----|------------|------------|-------|-------|-----------------------|
| 0 | 热滚前 | 7 | 5 | 47.5 | 33 | 14.5 | 0.44 | 6.0 |
| | 热滚后 | 11 | 9 | 50.0 | 32 | 18.0 | 0.56 | 16.2 |
| 5 | 热滚前 | 7 | 5 | 47.0 | 33 | 14.0 | 0.42 | 3.6 |
| | 热滚后 | 11 | 9 | 55.0 | 36 | 19.0 | 0.53 | 16.0 |
| 10 | 热滚前 | 7 | 5 | 50.0 | 36 | 14.0 | 0.39 | 5.4 |
| | 热滚后 | 12 | 9 | 57.0 | 37 | 20.0 | 0.81 | 14.0 |
| 15 | 热滚前 | 7 | 5 | 55.0 | 40 | 15.0 | 0.38 | 6.0 |
| | 热滚后 | 12 | 9 | 60.0 | 40 | 20.0 | 0.50 | 12.0 |
| 20 | 热滚前 | 7 | 5 | 57.5 | 41 | 16.5 | 0.40 | 6.8 |
| | 热滚后 | 12 | 9 | 61.5 | 41 | 20.5 | 0.50 | 11.6 |
| 36 | 热滚前 | 8 | 6 | 67.0 | 49 | 18.0 | 0.37 | 4.2 |
| | 热滚后 | 13 | 10 | 74.0 | 49 | 25.0 | 0.51 | 6.8 |

表 4 聚胺钻井液体系抗 CaCl₂ 污染测试结果
Tab. 4 CaCl₂ resistance test results of polyamine water-based drilling fluid

| 加量/% | 条件 | φ6 | φ3 | AV/(mPa·s) | PV/(mPa·s) | YP/Pa | YP/PV | FL _{API} /mL |
|------|-----|----|----|------------|------------|-------|-------|-----------------------|
| 0 | 热滚前 | 7 | 5 | 47.5 | 33 | 14.5 | 0.44 | 6.0 |
| | 热滚后 | 11 | 9 | 50.0 | 32 | 18.0 | 0.56 | 16.2 |
| 0.5 | 热滚前 | 6 | 4 | 43.5 | 31 | 12.5 | 0.40 | 4.8 |
| | 热滚后 | 11 | 9 | 53.5 | 37 | 16.5 | 0.45 | 4.4 |
| 1.0 | 热滚前 | 5 | 4 | 43.0 | 31 | 12.0 | 0.39 | 5.0 |
| | 热滚后 | 9 | 7 | 41.0 | 29 | 12.0 | 0.41 | 4.8 |
| 1.5 | 热滚前 | 6 | 4 | 44.5 | 32 | 12.5 | 0.39 | 5.2 |
| | 热滚后 | 8 | 6 | 37.5 | 26 | 11.5 | 0.44 | 4.4 |
| 2.0 | 热滚前 | 5 | 4 | 42.5 | 30 | 12.5 | 0.42 | 5.4 |
| | 热滚后 | 8 | 6 | 33.5 | 23 | 10.5 | 0.46 | 4.0 |

(3) 抗劣土污染

取大港油田沙河街组岩屑, 研磨过 100 目后加入到钻井液中, 考察体系性能变化。由表 5 可知, 随着岩粉加量的增加, 体系热滚前后表观黏度、塑

性黏度和动切力均增加, 而滤失量下降。这是由于岩屑加入后水化分散导致体系黏度和切力上升。结果表明, 聚胺水基钻井液体系具有较强的抗岩屑污染能力。

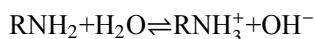
表 5 聚胺钻井液体系抗劣土污染测试结果
Tab. 5 Cuttings resistance test results of polyamine water-based drilling fluid

| 加量/% | 条件 | φ6 | φ3 | AV/(mPa·s) | PV/(mPa·s) | YP/Pa | YP/PV | FL _{API} /mL |
|------|-----|----|----|------------|------------|-------|-------|-----------------------|
| 0 | 热滚前 | 7 | 5 | 47.5 | 33 | 14.5 | 0.44 | 6.0 |
| | 热滚后 | 11 | 9 | 50.0 | 32 | 18.0 | 0.56 | 16.2 |
| 5 | 热滚前 | 6 | 5 | 50.5 | 36 | 14.5 | 0.40 | 2.8 |
| | 热滚后 | 11 | 10 | 52.5 | 31 | 21.5 | 0.69 | 7.8 |
| 10 | 热滚前 | 7 | 5 | 52.5 | 38 | 14.5 | 0.38 | 3.4 |
| | 热滚后 | 14 | 11 | 69.0 | 45 | 24.0 | 0.53 | 5.6 |
| 15 | 热滚前 | 8 | 6 | 57.0 | 40 | 17.0 | 0.43 | 3.0 |
| | 热滚后 | 16 | 13 | 72.5 | 49 | 23.5 | 0.48 | 4.4 |
| 20 | 热滚前 | 9 | 7 | 62.5 | 44 | 18.5 | 0.42 | 3.4 |
| | 热滚后 | 16 | 13 | 73.5 | 49 | 24.5 | 0.50 | 3.6 |

4 作用机理分析

一般通过 3 种途径抑制粘土水化膨胀, 即离子交换, 对粘土颗粒进行包被以及降低粘土表面的亲水性^[11]。钾离子由于水化半径较小及水化能较低,

易进入粘土层间两个氧六角环之间的空间, 通过晶格固定作用抑制粘土水化膨胀^[12]。对于聚胺而言, 由于胺基氮原子上的未共用电子对能与质子结合形成正电铵离子。当其溶解于水时从水中夺取质子, 形成如下离子反应:



质子化的铵离子通过静电作用中和粘土颗粒表面负电荷,降低粘土水化斥力,这种作用效果与钾离子类似;聚胺分子中两个质子化铵离子同时吸附在粘土颗粒表面之后,不易从粘土表面解吸附;同时聚胺分子能与粘土表面形成氢键,强化其在粘土表面的吸附,因此聚胺能发挥长期抑制作用。此外,其分子中的疏水部分覆盖在粘土颗粒表面,形成疏水屏障阻挡水分子的进入,减弱粘土的水化膨胀。可见,聚胺通过离子交换和减弱粘土颗粒表面的亲水性稳定粘土,抑制效果优于氯化钾。

5 结 论

通过抑制膨润土造浆实验、屈曲硬度实验、页岩滚动分散实验、耐崩散实验、页岩膨胀实验以及 X 射线衍射粘土层间距分析等实验手段,综合对比评价聚胺强页岩抑制剂 SDA 与传统无机盐抑制剂氯化钾的抑制性能。实验结果表明,聚胺抑制性优于氯化钾,且具有加量少、抗温性好和抑制时间长的特点。机理分析表明,聚胺主要通过静电引力、氢键等作用置换粘土层间可交换阳离子,同时通过减弱粘土颗粒表面的亲水性来实现抑制粘土水化膨胀。聚胺作为抑制剂,同时具有较好的配伍性,加入到钻井液不会引起体系性能突变。聚胺水基钻井液显示出优良的抗污染性能。

参考文献

- [1] Chee P T, Brian G, Sheik S R, et al. Effects of swelling and hydration stress in shales on wellbore stability[C]. SPE 38057, 1997.
- [2] Van Oort E. On the physical and chemical stability of shales[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003(38): 213-235.
- [3] 邱正松, 黄维安, 徐加放, 等. 改性多元醇防塌剂的研制及其作用机理研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2006, 30(6): 51-58.
Qiu Zhengsong, Huang Weian, Xu Jiafang, et al. Development of modified polyalcohol anti-sloughing agent and its anti-sloughing mechanisms[J]. Journal of China University Petroleum, 2006, 30(6): 51-58.
- [4] Steven Young, Gamal Ramses. Drilling performance and environmental compliance-resolution of both with a unique water-based fluid[C]. SPE 103967, 2006.
- [5] 丁彤伟, 鄢捷年. 新型水基钻井液抑制剂 FTy 的实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2005, 22(6): 13-15.
Ding Tongwei, Yan Jienian. Experimental studies on the novel inhibitive agent FTy for water-based drilling fluids[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2005, 22(6): 13-15.
- [6] Arvind Patel, Emanuel Stamatakis, Steve Young, et al. Advances in inhibitive water-based drilling fluids-can they replace oil-based muds[C]. SPE 106476, 2007.
- [7] Reynolds D, Apache, Popplestone A, et al. High-performance, water-based drilling fluid helps achieve early oil with lower capital expenditure[C]. SPE 96798, 2005.
- [8] Guerrero X, Guerrero M, Warren B. Use of Amine/PHPA system to drill high reactive shales in the Orito field in Colombia[C]. SPE 104010, 2006.
- [9] 钟汉毅, 邱正松, 黄维安, 等. 胺类页岩抑制剂特点及研究进展[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 104-108.
Zhong Hanyi, Qiu Zhengsong, Huang Weian, et al. Development and features of amine shale inhibitors[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 104-108.
- [10] 钟汉毅, 邱正松, 黄维安, 等. 聚胺水基钻井液特性实验评价[J]. 油田化学, 2010, 27(2): 119-123.
Zhong Hanyi, Qiu Zhengsong, Huang Weian, et al. Experimental evaluation on polyamine water-based drilling fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(2): 119-123.
- [11] Alain Zaltoun, Nicole Berton. Stabilization of montmorillonite clay in porous media by high-molecular-weight polymers[C]. SPE 19416, 1992.
- [12] Bruton J R, McLaurine H C. Modified poly-amino acid hydration suppressant proves successful in controlling reactive shales[C]. SPE 26327, 1993.

作者简介



钟汉毅, 1984 年生, 男, 汉族, 湖南衡阳人, 2007 年毕业于中国石油大学(华东), 现为 2009 级油气井工程专业在读博士研究生, 研究方向为油气井化学工程。E-mail: zhong3h3c@sina.com



黄维安, 1976 年生, 男, 汉族, 四川中江人, 2007 年获中国石油大学(华东)博士学位, 现为中国石油大学(华东)石油工程学院副教授, 主要从事钻井液技术等教学科研工作。E-mail: master-huang1997@163.com



邱正松, 1964 年生, 男, 汉族, 山东即墨人, 2001 年获中国石油大学(华东)博士学位, 现为中国石油大学(华东)石油工程学院副院长、教授、博士生导师, 主要从事井壁稳定理论及应用、钻井液处理剂研发、油气层保护等教学科研工作。E-mail: qiuzs63@sina.com



黄达全, 1963 年生, 男, 汉族, 四川綦江人, 1987 年毕业于西南石油学院应用化学专业, 高级工程师, 现任大港油田钻井泥浆技术服务公司总工程师; 主要从事钻井液技术研究及现场技术服务工作。E-mail: huangdaquan@cnpc.com.cn



王富伟, 1987 年生, 男, 汉族, 山东临沂人, 2009 年毕业于中国石油大学(华东), 现为 2009 级油气井工程专业在读硕士研究生, 研究方向为油气井化学工程。E-mail: adai33@126.com

Experimental Study of the Shale Inhibition Between Polyamine and Potassium Chloride

Zhong Hanyi¹, Huang Weian¹, Qiu Zhengsong¹, Huang Daquan², Wang Fuwei¹

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China

2. Drilling fluid service of Bohai Drilling and exploration Engineering Company Ltd., Dagang, Tianjin 300280, China

Abstract: Polyamine water-based drilling fluid is considered to be high performance most approaching to the properties of water-based invert emulsion mud developed in recent years. Because of the unique molecular structure and outstanding inhibition, the new polyamine shale inhibitor has been showing more and more attention. The inhibitive properties between polyamine and potassium chloride were evaluated by bentonite inhibition test, buckle hardness test, shale hot-rolling dispersion test, shale durability test, shale linear swelling test and the interlayer spacing measurement and so on. The results indicated that, compared to potassium chloride, polyamine can suppress clay hydration and dispersion with low concentration but long effect. Also polyamine exhibits high temperature resistance. Compatibility tests indicated that polyamine is compatible with bentonite and common additives. Based on SDA, polyamine water-based drilling fluid was developed. The experiments demonstrated that the system shows high performance of anti-salt, anti-calcium and anti-cuttings pollution.

Key words: polyamine; potassium chloride; inhibition; clay hydration; wellbore stability

编辑: 牛静静; 编辑部网址: <http://www.swpuxb.com>