

胺基硅醇 JFC 钻井液在渤海油田的应用研究

林家昱^{1,2} 谢 涛^{1,2} 王晓鹏^{1,2} 韩耀图^{1,2} 刘永勤^{1,2}

1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459;

2. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 天津 300459

摘 要:渤海油田储层黏土含量高,钻井过程中造浆严重,导致钻井液流变性控制较为困难,通过室内实验研究优选出胺基硅醇抑制剂,并对胺基硅醇的作用机理及 JFC 钻井液的作用原理进行了系统的实验分析。实验结果表明,现有的 JFC 钻井液体系加入胺基硅醇后具有良好的疏水性,能够有效抑制黏土水化造浆,可以容纳较高含量的黏土矿物,并在应用过程中不会出现黏度上升和滤失量上涨等问题,对其流变性和滤失性影响不大。实验结果对于井壁稳定和储层保护具有参考意义。

关键词:胺基硅醇;抑制剂;JFC 钻井液;膨胀率;疏水

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2018.06.011

Research on Amidocyanogen Silicone JFC Drilling Fluid in Bohai Oilfield

Lin Jiayu^{1,2}, Xie Tao^{1,2}, Wang Xiaopeng^{1,2}, Han Yaotu^{1,2}, Liu Yongqin^{1,2}

1. Tianjin Branch of CNOOC (China) Limited, Tianjin, 300459, China;

2. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Tianjin, 300459, China

Abstract: The high content of clay in Bohai Oilfield reservoir and the serious mud-making in drilling process make it difficult to control the rheology of drilling fluid. The amidocyanogen silicone inhibitor is optimized through laboratory experiments, and the mechanisms of amidocyanogen silicone and effect on JFC drilling fluid principle are analyzed by a series of experiments. The experimental results show that the existing JFC drilling fluid added with amidocyanogen silicone has good hydrophobicity, which can effectively inhibit the clay hydration slurry, and improve clay mineral tolerance. In the process of application, there will be no issues such as the rise of viscosity and the increase of filtration loss. So, it has little effect on its rheological property and filtration property. The results provide reference for wellbore stability and reservoir protection.

Keywords: Amidocyanogen silicone; Inhibitor; JFC drilling fluid; Expansion rate; Hydrophobic

0 前言

渤海油田大部分储层深度浅,胶结疏松,成岩性较

差,泥质含量较高,具有高孔高渗特点,且不同的储层之间渗透率差异大,造成层间及层内非均质性均较强^[1-3]。在钻进的过程中,因钻速过快,加上储层中明化镇组、馆

收稿日期:2018-06-30

基金项目:国家科技重大专项“复杂压力体系油藏钻完井全过程储层保护技术”(2011 ZX 05057-002-002)

作者简介:林家昱(1984-),男,山东栖霞人,助理工程师,硕士,主要从事海洋石油的钻完井技术研究与应用。

陶组及东营组上的泥岩段造浆严重,导致钻井液流变性控制较为困难,使得各种材料加量很难达到设计量,在后期钻井过程中易出现流变性难控制、处理剂补加困难、抑制能力降低、封堵能力下降、滤失量变大等一系列问题。

胺基硅醇分子是一种有效地抑制剂,何振奎、王洪伟、邱春阳、崔应中等人^[4-7]对相关钻井液进行了研究应用,但并未给出详细的作用机理。本文针对上述问题,基于渤海油田的实际情况,对胺基硅醇 JFC 钻井液体系^[8-10]的适用性进行了研究。

1 抑制性优化研究

地层容易造浆以及抑制剂带正电性的特征,导致钻井液在钻井过程中出现流变性调控困难的问题,其主要原因是钻井液体系的抑制能力达不到过快钻速产生的钻屑及钻屑水化分散严重的控制能力,才会产生钻井液体系增稠和流变性控制难的问题^[11-14]。针对这一情况对抑制剂进行了相关的室内实验研究。

室内实验通过测定不同抑制剂对膨润土粉在 50℃、0.7 MPa 下的膨胀率来评价相关抑制剂,检测了各种抑制剂的抑制效果。实验用 10 g 的膨润土作为测试样品,使用 CLPZ-II 型高温高压智能型膨胀性测试仪进行检测,压制压力为 12 MPa,压制时间 5 min,测定压力 0.7 MPa,测定温度 50℃,其中膨润土在清水中 8 h 膨胀率为 60%,各抑制剂单剂膨胀率及膨胀降低率实验结果见图 1。

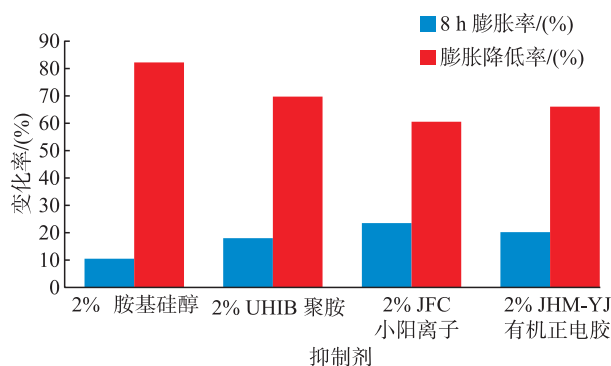


图 1 抑制剂单剂膨胀率及膨胀降低率

从单剂筛选结果可以看出,处理剂胺基硅醇比 JFC 小阳离子及 JHM-YJ 有机正电胶有更好的抑制黏土水化膨胀的效果,能够有效地抑制地层黏土矿物的水化膨胀和水化分散,有利于降低水化应力,提高井壁稳定性,减小储层水敏伤害,保护储层。

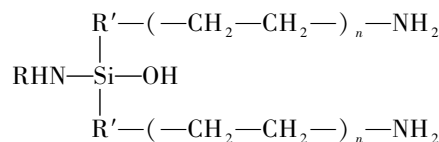
2 胺基硅醇作用机理

聚胺及季铵盐是目前常用的钻井液抑制剂处理剂,聚胺水解产生的阳离子及季铵盐含有的阳离子能够吸

附在黏土表面抑制水化作用^[15-18]。但胺基对黏土颗粒絮凝作用强,易导致钻井液中亚微粒子含量过高,引起钻井液黏切上升,泥饼虚厚,滤失量增加,严重制约了有机胺类处理剂的应用。

胺基硅醇是聚胺抑制剂分子中的 Si—OH 键与黏土上的 Si—OH 键进行缩聚形成 Si—O—Si 键,从而在黏土的表面能形成有效的疏水层,保证了黏土表面具有一定的水化膜,减缓和阻止黏土表面水化作用的发生;此外胺基在电荷作用下吸附于黏土颗粒的表面,从而形成牢固的化学吸附,由于压缩双电层原理而防止黏土的水化膨胀。因为胺基硅醇的硅羟基先与钻井液中的黏土作用,在黏土颗粒表面形成疏水层,从而可大大削弱胺基对黏土颗粒的絮凝作用,因此胺基硅醇对钻井液的流变性和滤失量均产生不了明显影响,与小阳离子、聚胺等阳离子抑制剂相比,具有明显的优势^[19]。

胺基硅醇为含硅羟基、胺基的有机高分子,其分子结构如下:



胺基硅醇的作用能力主要体现在以下两个方面:

- 1) 胺基硅醇通过提高体系抑制黏土的水化能力,可适用于水化能力强的地层,提高钻井液的固相容量限,并且能增强滤液抑制性达到保护水敏性储层的目的;
- 2) 对于阳离子型钻井液体系,胺基硅醇可以削弱阳离子对钻井液中黏土颗粒的絮凝作用,提高体系流变稳定时间。

3 胺基硅醇的作用机理

3.1 胺基硅醇的疏水特性

通过室内实验来研究胺基硅醇的疏水特性,配置 2% 胺基硅醇的水溶液,把砂岩片和页岩片分别浸泡到胺基硅醇水溶液中 8~12 h,用注射器针管滴水在砂岩片和页岩片上观察其现象。其具体的实验现象见图 2~3。

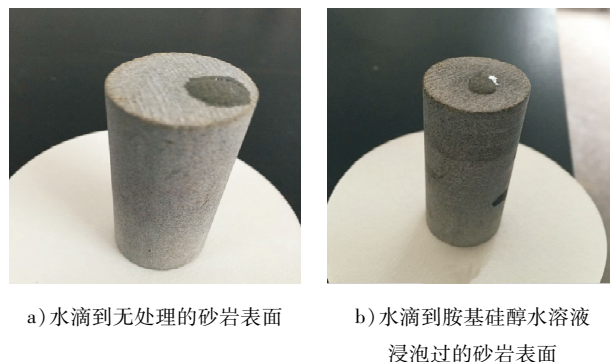


图 2 砂岩表面情况



a) 水滴到无处理的页岩表面 b) 水滴到胺基硅醇水溶液浸泡过的页岩表面

图 3 页岩表面情况

从图 2~3 可以看出,水滴在经过胺基硅醇溶液浸泡过的岩石表面基本不展开,说明胺基硅醇改变岩石表面亲水性,具有很好的疏水能力,有利于井壁稳定和储层保护。

3.2 胺基硅醇抑制黏土水化造浆特性

室内研究通过测定胺基硅醇对膨润土的相对抑制率来考察其抑制黏土水化造浆的能力,实验过程中的老化温度为 120℃,老化时间为 16 h^[20],具体情况见表 1,实验基本配方为 400 mL 蒸馏水 + 0.8 g Na₂CO₃ + 胺基硅醇 + 40 g 膨润土,相对抑制率的计算公式为:

$$\text{相对抑制率} = \frac{\phi_1 - \phi_2}{\phi_1} \times 100 \% \quad (1)$$

式中: ϕ_1 为蒸馏水浆在 100 r/min 时的读数; ϕ_2 为不同胺基硅醇浆在 100 r/min 时的读数。

表 1 胺基硅醇加量对膨润土的相对抑制率

HAS 加量 / (%)	实验条件	ϕ_{600} / ϕ_{300}	ϕ_{200} / ϕ_{100}	相对抑制率 / (%)
0	滚前	80 / 64	57 / 48	—
	滚后	79 / 47	35 / 20	—
0.5	滚前	25 / 18	15 / 12	75
	滚后	18 / 10	7 / 5	75
1.0	滚前	21 / 15	12 / 10	79
	滚后	10 / 6	6 / 4	80
1.5	滚前	25 / 16	15 / 12	75
	滚后	6 / 4	4 / 3	85
2.0	滚前	25 / 18	15 / 12	75
	滚后	7 / 4	3 / 2	90

从表 1 实验结果中可以看出,胺基硅醇具有良好的抑制黏土水化分散和水化膨胀的能力,能够有效地抑制黏土颗粒造浆,在加量为 1.0 % 时相对抑制率可达到 80 %。

3.3 胺基硅醇水溶液对黏土的容量限

室内配制 0 % 胺基硅醇、2 % 胺基硅醇水溶液各 400 mL,向其中加入不同加量的膨润土,测定其流变性的变化情况,考察胺基硅醇在水溶液中容纳黏土的能力,具体情况见图 4~5。

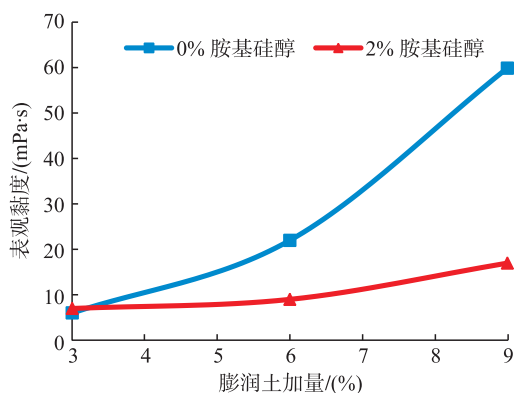


图 4 胺基硅醇对不同搬含下表观黏度的影响

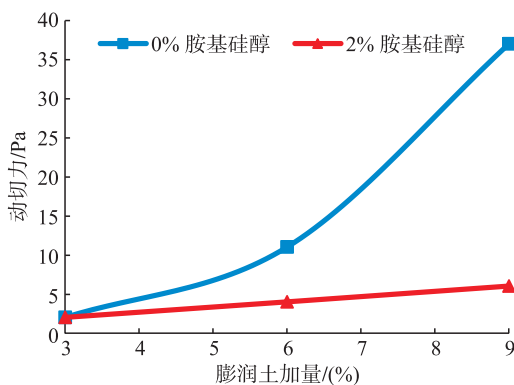


图 5 胺基硅醇对不同搬含下动切力的影响

以上实验结果表明胺基硅醇可明显提高体系的黏土容量限。水溶液中加入 9 % 膨润土后钻井液表观黏度已达 60 mPa·s,而 2 % 胺基硅醇水溶液中加入 12 % 膨润土后只有 28 mPa·s,说明胺基硅醇有很强的抑制黏土造浆的能力,可以容纳较高含量的黏土矿物。

3.4 胺基硅醇对钻井液的影响

室内考察了胺基硅醇对常规聚合物钻井液的性能影响,通过对钻井液中加入不同量的胺基硅醇来检测其对钻井液各项性能的影响。钻井液配方:3 % 海水浆 + 0.3 % NaOH + 0.15 % Na₂CO₃ + 0.2 % LV-PAC + 0.2 % PF-PLH + 1.5 % NPAN + 2 % 磺化沥青 + 0.1 % XC + CaCO₃(500 目)加重到 1.2 g/cm³,热滚条件为 120℃ × 16 h,测试温度为 50℃。

表 2 中的数据表明胺基硅醇对钻井液流变性和滤失量均无明显影响,应用过程中不会出现黏度上升和滤失量上涨等问题。

表 2 胺基硅醇对钻井液性能的影响

胺基硅醇 加量 / (%)	实验 条件	表观黏度 / (mPa · s)	塑性黏度 / (mPa · s)	动切力 / Pa	ϕ_6 / ϕ_3	API 滤失量 / mL	高温高压 滤失量 /mL
0	滚前	26	20	6	5 / 4	—	—
	滚后	33	26	7	5 / 4	5.4	13.6
0.5	滚前	31	24	7	5 / 4	—	—
	滚后	29	22	7	5 / 4	5.0	12.6
1.0	滚前	28	21	7	6 / 5	—	—
	滚后	28	22	6	5 / 4	5.0	13.0
1.5	滚前	35	24	11	7 / 6	—	—
	滚后	30	22	8	5 / 4	5.2	14
2.0	滚前	32.5	23	9.5	6 / 5	—	—
	滚后	27.5	20	7.5	5 / 4	5.2	13.8

4 胺基硅醇对 JFC 钻井液体系的影响

通过现场资料分析,结合室内实验情况,JFC 钻井液体系后期维护困难的主要原因是膨润土、小阳离子、钻屑相互作用形成网架结构引起钻井液增稠严重,导致后期材料补充不到设计加量,以至于进入恶性循环。结合胺基硅醇的作用特点,室内进行了胺基硅醇对 JFC 钻井液体系的影响规律研究。

4.1 胺基硅醇 - 土浆 - JFC 的相互作用

室内实验对胺基硅醇与 JFC 钻井液在不同含量土浆中的作用情况进行了研究。

1) 胺基硅醇与 JFC 在 3 % 土浆中表观黏度和动切力的变化情况。

配方:3 % 土浆 + JFC / 胺基硅醇。

实验结果见图 6 ~ 7。

2) 胺基硅醇与 JFC 在 4 % 土浆中表观黏度和动切力的变化情况。

配方:4 % 土浆 + JFC / 胺基硅醇。

实验结果见图 8 ~ 9。

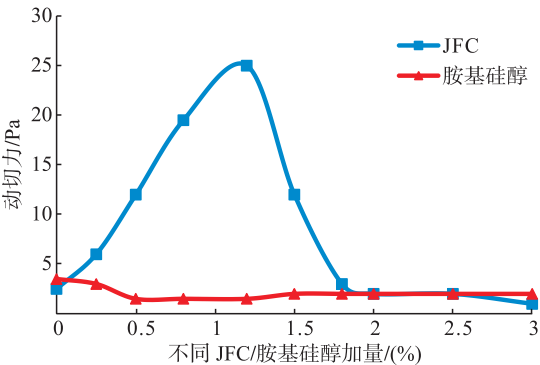


图 7 不同 JFC / 胺基硅醇加量对 3 % 土浆动切力的影响曲线

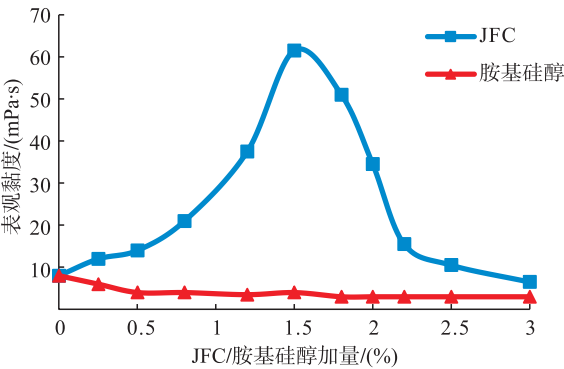


图 8 不同 JFC / 胺基硅醇加量对 4 % 土浆表观黏度的影响曲线

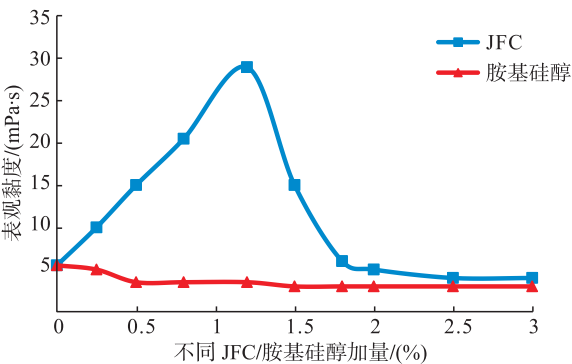


图 6 不同 JFC / 胺基硅醇加量对 3 % 土浆表观黏度的影响曲线

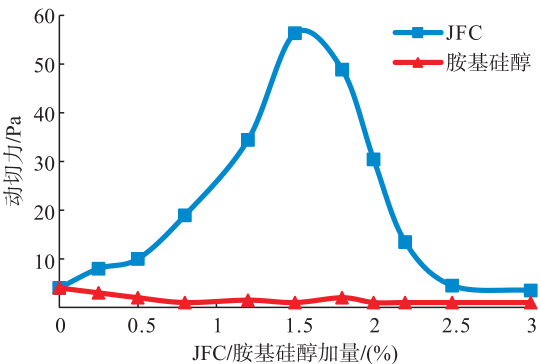


图 9 不同 JFC / 胺基硅醇加量对 4 % 土浆动切力的影响曲线

从图6~9实验数据可以看出,胺基硅醇在土浆中不会造成黏度上涨,基本不影响其流变性,同时对土浆的黏度有一定降低作用。而JFC钻井液对整个土浆的黏度变化影响是随着加量的增加先增加后降低;加量少的时候,正电离子的絮凝作用为主要作用能力,土浆黏度成倍增加,严重影响其使用;当加量继续提高时,正电离子的抑制作用为主要作用能力,黏度逐渐下降。

4.2 胺基硅醇应用实验及效果

现场出现JFC钻井液体系增稠的原因主要为正离子与进入钻井液的黏土水化产生絮凝,针对能否通过胺基硅醇进行调整,恢复体系的流变稳定性,提高体系的抑制能力这一问题,进行了以下室内研究。

室内通过模拟含JFC钻井液体系的基浆,被岩屑污染增稠后,用胺基硅醇抑制降黏的情况,实验基浆为3%海水浆+0.3%NaOH+0.15%Na₂CO₃+0.05%XC,实验条件为70℃×16h,在基浆中加入25%岩屑模拟钻屑污染严重的钻井液体系,并依次加入0.5%JFC钻井液、0.5%JFC钻井液、1%胺基硅醇及0.5%胺基硅醇,后进行热滚,实验结果见图10。

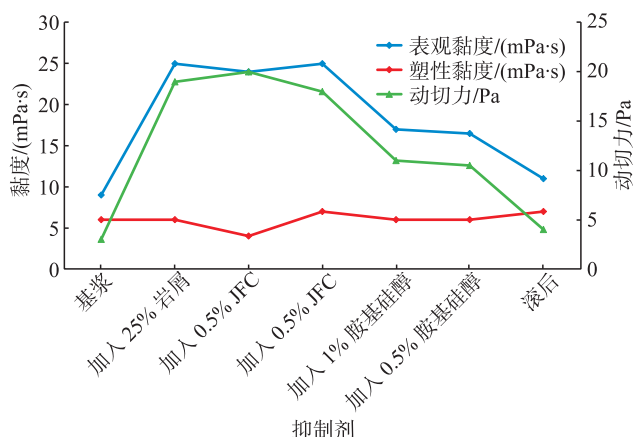


图10 胺基硅醇对JFC钻井液体系的影响

在实验过程中,向钻屑污染严重的体系中加入JFC钻井液及胺基硅醇,在6 r/min与3 r/min下的旋转黏度计读数比值都在1左右,影响很小。从图10实验结果数据来看,在钻屑污染严重的体系中JFC的加入,钻井液增稠的现象不但没有得到缓解,反而有上升的趋势,但加入胺基硅醇后,体系黏度下降很多,流变性达到正常状态,说明胺基硅醇拆散了JFC钻井液与土浆、钻屑之间形成的结构,达到降黏、稳定流变性的目的。

5 结论

1)通过室内实验对比分析,可以看出处理剂胺基硅醇比UHIB聚胺、JFC小阳离子及JMH-YJ有机正电胶有更好的抑制黏土水化膨胀的效果。

2)胺基硅醇通过提高体系抑制黏土的水化能力,适

用于水化能力强的地层,提高钻井液的固相容量限,并且其增强滤液抑制性达到保护水敏性储层的目的。

3)通过两种不同含量土浆加入胺基硅醇的实验,说明针对阳离子型钻井液体系,胺基硅醇可以削弱阳离子对钻井液中黏土颗粒的絮凝作用,提高体系流变稳定时间。

4)室内对胺基硅醇优化后的JFC钻井液体系进行评价,实验结果显示,优化后体系具有很好的流变稳定性,经过岩屑污染后,其流变性及其它各项性能基本不变。

参考文献:

- [1] 李玉光. 海洋石油高孔高渗油田开发储层保护研究[J]. 中国海上油气:工程, 2001, 13(4): 42-47.
Li Yuguang. Study of Reservoir Damage Control for Offshore Oilfields with High Permeability and High Porosity [J]. China Offshore Oil and Gas: Engineering, 2001, 13(4): 42-47.
- [2] 姜伟. 储层保护技术在渤海油田开发中的应用[J]. 中国海上油气:地质, 2002, 16(6): 394-399.
Jiang Wei. Application of Reservoir Protection Techniques to Oilfield Development in Bohai Sea [J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 2002, 16(6): 394-399.
- [3] 韩耀图, 庞明越, 王晓鹏, 等. 疏松砂岩复杂压力储集层保护技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(5): 124-130.
Han Yaotu, Pang Mingyue, Wang Xiaopeng, et al. Protecting Technique for the Reservoirs with Unconsolidated Sandstone and Complex Pressure [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(5): 124-130.
- [4] 何振奎, 刘炳, 华松, 等. 胺基硅醇钻井液体系的应用[J]. 化工管理, 2017, (18): 255.
He Zhenkui, Liu Bing, Hua Song, et al. The Application of Amine Polymeric Silanol Drilling Fluid [J]. Chemical Enterprise Management, 2017, (18): 255.
- [5] 王洪伟, 黄治华, 李新建, 等. “适度抑制”及“储层保护”钻井液的研制及应用[J]. 断块油气田, 2014, 21(6): 797-801.
Wang Hongwei, Huang Zhihua, Li Xinjian, et al. Development and Application of Drilling Fluid with Moderate Inhibitory and Reservoir Protection [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(6): 797-801.
- [6] 邱春阳, 赵立新, 温守云. 胺基硅醇防塌钻井液在董701井的应用[J]. 精细石油化工进展, 2016, 17(2): 20-22.
Qiu Chunyang, Zhao Lixin, Wen Shouyun. Application of Amine Polymeric Silanol Anti-Collapse Drilling Fluid in Well Dong 701 [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2016, 17(2): 20-22.

- [7] 崔应中,徐一龙,黄凯文,等. 东方1-1气田水基钻井液技术优化[J]. 钻井液与完井液,2016,33(4):65-68.
Cui Yingzhong, Xu Yilong, Huang Kaiwen, et al. Optimization of Water Based Drilling Fluid Technology for Dongfang 1-1 Gas Field [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33 (4): 65-68.
- [8] 王洪伟,张鹏,黄治华. 改进型JFC钻井液体系性能评价及应用[J]. 长江大学学报:自科版,2013,10(10):94-96.
Wang Hongwei, Zhang Peng, Huang Zhihua. Application and Research of Improvement of JFC Drilling Fluid [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2013, 10 (10): 94-96.
- [9] 胡进军,夏小春,孙强,等. JFC钻井液体系升级研究及应用[J]. 钻采工艺,2013,36(4):79-82.
Hu Jinjun, Xia Xiaochun, Sun Qiang, et al. Research and Field Application of JFC Drilling Fluid System Upgrade [J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36 (4): 79-82.
- [10] 王晓鹏,许杰,何瑞兵,等. 渤海油田调整井钻井液体系[J]. 钻井液与完井液,2016,33(5):45-49.
Wang Xiaopeng, Xu Jie, He Ruibing, et al. Drilling Fluid for Adjustment Well in Bohai Oilfield [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33 (5): 45-49.
- [11] 郭文宇,彭波,操卫平,等. 钻井液用低聚胺类页岩抑制剂的结构与性能[J]. 钻井液与完井液,2015,32(1):26-29.
Guo Wenyu, Peng Bo, Cao Weiping, et al. Molecular Structure and Performance of Oligomeric Amine Shale Inhibitor [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32 (1): 26-29.
- [12] 徐加放,邱正松,何畅. 深水钻井液中水合物抑制剂的优化[J]. 石油学报,2011,32(1):149-152.
Xu Jiafang, Qiu Zhengsong, He Chang. The Inhibitor Optimization of Gas Hydrates in Deepwater Drilling Fluids [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32 (1): 149-152.
- [13] 刘晓栋. 钻井液用页岩抑制剂聚醚多元醇研究进展[J]. 钻井液与完井液,2013,30(1):75-79.
Liu Xiaodong. Research Progress on Polyether Polyol for Drilling Fluid Shale Inhibitor [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30 (1): 75-79.
- [14] 邱正松,钟汉毅,黄维安. 新型聚胺页岩抑制剂特性及作用机理[J]. 石油学报,2011,32(4):678-682.
Qiu Zhengsong, Zhong Hanyi, Huang Wei'an. Properties and Mechanism of a New Polyamine Shale Inhibitor [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32 (4): 678-682.
- [15] Klein A L, Aldea C, Bruton J R, et al. Field Verification: Invert Mud Performance from Water-Based Mud in Gulf of Mexico Shelf [J]. SPE Drilling & Completion, 2005, 20 (1): 37-43.
- [16] Dye W M, Daugereau K, Hansen N A, et al. New Water-Based Mud Balances High-Performance Drilling and Environmental Compliance [J]. SPE Drilling & Completion, 2006, 21 (4): 255-267.
- [17] 王昌军,许明标,苗海龙. 聚胺 UHIB 强抑制性钻井液的室内研究[J]. 石油天然气学报,2009,31(1):80-83.
Wang Changjun, Xu Mingbiao, Miao Hailong. Experimental Study on Polyamine High Inhibitive (UHIB) Drilling Fluid [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31 (1): 80-83.
- [18] 张洪伟,左凤江,贾东民,等. 新型强抑制胺基钻井液技术的研究[J]. 钻井液与完井液,2011,28(1):14-17.
Zhang Hongwei, Zuo Fengjiang, Jia Dongmin, et al. Research on New High Inhibition Amino Drilling Fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28 (1): 14-17.
- [19] 邢希金,王荐,冯桓楷,等. 新型胺基硅醇强抑制剂性能评价[J]. 石油化工应用,2015,34(12):88-91.
Xing Xijin, Wang Jian, Feng Huanzhi, et al. Appraise on New Kind of Amidocyanogen Silanol Inhibitor [J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34 (12): 88-91.
- [20] 张翔宇. 胺基硅醇强抑制封堵防塌钻井液体系研究与应用[J]. 天然气勘探与开发,2016,39(3):76-79.
Zhang Xiangyu. Plugging and Anti-Collapse Drilling-Fluid System Using Amidocyanogen Silanol Inhibitor [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016, 39 (3): 76-79.