

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.06.008

## 深水钻井气制油合成基钻井液室内研究

胡友林<sup>1,2</sup>, 乌效鸣<sup>1</sup>, 岳前升<sup>3</sup>, 刘书杰<sup>4</sup>

(1. 中国地质大学(武汉)工程学院, 湖北武汉 430074; 2. 长江大学石油工程学院, 湖北荆州 434023; 3. 长江大学化学与环境工程学院, 湖北荆州 434023; 4. 中海油研究总院, 北京 100027)

**摘要:** 深水钻井面临低温、安全密度窗口窄、浅层气易形成气体水合物、井壁易失稳等技术难题, 对深水钻井液提出了更高的要求。通过研究乳化剂加量、有机土加量、水相体积分数对深水气制油合成基钻井液低温流变性和电稳定性的影响, 配制了一种深水气制油合成基钻井液, 其配方为 80% 气制油 + 20% CaCl<sub>2</sub> 盐水 + 3% RHJ + 3% 有机土 + 3% HiFLO + 2% CaO, 并研究了其低温流变性、抑制天然气水合物生成的能力和储层保护能力。研究结果表明: 该钻井液具有较好的低温流变性, 动切力几乎不受温度影响, 在较大的温度变化范围内保持稳定; 在 20 MPa 甲烷气体、0 ℃ 温度条件下能有效抑制天然气水合物的生成; 能有效保护油气储层, 其渗透率恢复率达 85% 以上, 可以满足海洋深水钻井的要求。

**关键词:** 深水钻井 气制油 合成基钻井液 低温 流变性 天然气水合物

**中图分类号:** TE254<sup>+</sup>.6    **文献标识码:** A    **文章编号:** 1001-0890(2012)06-0038-05

## Laboratory Research on Deepwater GTL Synthetic-Based Drilling Fluid

Hu Youlin<sup>1,2</sup>, Wu Xiaoming<sup>1</sup>, Yue Qiansheng<sup>3</sup>, Liu Shujie<sup>4</sup>

(1. Faculty of Engineering, China University of Geosciences(Wuhan), Wuhan, Hubei, 430074, China;  
2. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Jingzhou, Hubei, 434023, China; 3. College of Chemistry and Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou, Hubei, 434023, China; 4. CNOOC Research Institute, Beijing, 100027, China)

**Abstract:** The technical problems in deepwater drilling such as low temperature, narrow window of safety density, possible hydrate formation by shallow natural gas, and hole slough, etc., have set high requirement on drilling fluids. A deepwater GTL synthetic-based drilling fluid was developed by studying the amounts of emulsifier and organic clay added, and the water volume fraction effect on low temperature rheological properties and electric stability of the drilling fluid, the formula is 80% GTL and 20% CaCl<sub>2</sub> in volume, adding 3% RHJ (compound emulsifier), 3% organic clay, 3% HiFLO, 2% CaO, its low temperature rheological properties, ability to inhibit gas hydrate, and reservoir protection ability for drilling fluid were studied. The results show that the drilling fluid has better low temperature rheological properties, the yield point of the drilling fluid is nearly independent of temperature, it keeps stability over a wide temperature range; the drilling fluid can effectively inhibit gas hydrate formation under the pressure of 20 MPa CH<sub>4</sub> at the temperature of 0 ℃; and can effectively protect reservoirs, with permeability recovery over 85%, it can meet the requirements of deepwater drilling.

**Key words:** deepwater drilling; gas-to-liquid; synthetic-based drilling fluid; low temperature; rheology; gas hydrate

深水区油气资源丰富, 目前海洋油气勘探开发已从浅海走向深海甚至超深海。但深水钻井面临井壁稳定性、钻井液低温流变性、安全密度窗口窄、钻井液用量大、井眼清洗困难、高压浅层流和天然气水合物等技术难题, 对深水钻井液技术提出了更高的要求<sup>[1-5]</sup>。合成基钻井液具有可提高机械钻速、可生物降解等优越性, 在海上油气钻探中已大量应用, 但常规合成基钻井液的低温流变性在深水钻井作业过

收稿日期: 2011-11-07; 改回日期: 2012-09-24。

**作者简介:** 胡友林(1978—), 男, 湖北黄冈人, 2002 年毕业于江汉石油学院石油工程专业, 2005 年获长江大学油气田开发工程专业硕士学位, 在读博士研究生, 讲师, 主要从事钻井液与完井液方面的教学与科研工作。

**联系方式:** 18986661318, 61872218@qq.com。

**基金项目:** 国家科技重大专项子课题“荔湾 3-1 气田钻完井液体系优选”(编号: 2008ZX05056-002-03-04) 和“西非深水油气田钻井液体系优选”(编号: 2008ZX05030-005-07) 资助。

程中很难控制,由此引起当量循环密度(ECD)高,压力控制难,钻进、起下钻、下套管和固井过程中易发生井漏等一系列问题<sup>[6-14]</sup>。为此,笔者通过处理剂优化和改性,在传统合成基钻井液的基础上,研制了一种可以满足深水钻井的气制油合成基钻井液。该钻井液克服了常规合成基钻井液在深水钻井中所遇到的技术难题,在较大的温度变化范围内接近恒流变,如动切力几乎不受温度影响,在较大的温度变化范围内保持性能稳定。

## 1 深水气制油合成基钻井液的配制

深水钻井液安全密度窗口窄,要求钻井液在较大的温度变化范围内接近恒流变,以防由此引起的ECD高及压力控制难、钻进过程中发生井漏等一系列问题。乳化剂和有机土加量、水相体积分数都影响气制油合成基钻井液的低温流变性和电稳定性,为了满足钻井液低温流变性和电稳定性的要求,钻井液中质量分数为20%的CaCl<sub>2</sub>盐水(以下简称盐水)其体积分数为20%~40%,乳化剂和有机土加量均为3%~5%;为减少其滤失量,降滤失剂加量为3%;为调节该钻井液的pH值和克服酸性气体的侵污,CaO的加量为2%。因此,深水气制油合成基钻井液的配方为:60%~80%气制油+40%~20%盐水+3%~5%RHJ(钙盐和二聚酸复配的乳化剂)+3%~5%有机土+3%HiFLO(降滤失剂)+2%CaO,用重晶石粉调节钻井液密度为1.15 kg/L。

### 1.1 乳化剂加量优选

在气制油合成基钻井液中分别加入3%、4%和5%的乳化剂RHJ,研究不同乳化剂加量下钻井液的低温流变性和电稳定性,试验结果如图1—图3所示。

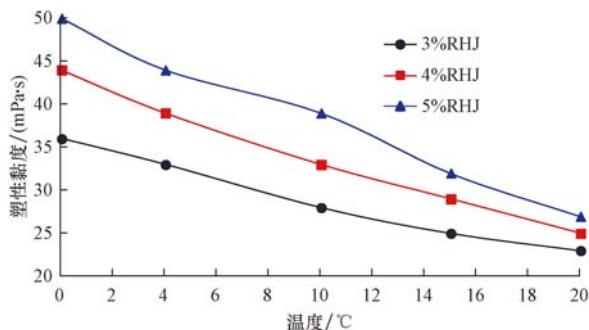


图1 乳化剂加量对钻井液塑性黏度-温度曲线的影响  
Fig. 1 Effect of RHJ dosage on plastic viscosity-temperature curves of the drilling fluid

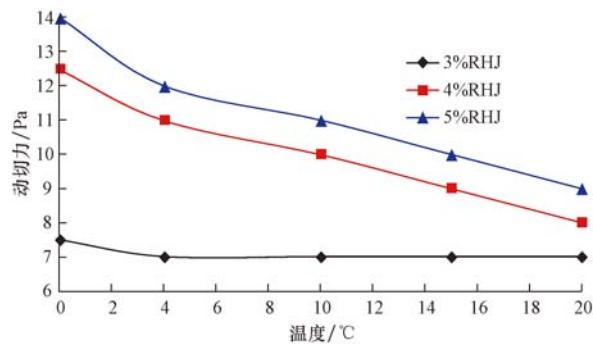


图2 乳化剂加量对钻井液动切力-温度曲线的影响  
Fig. 2 Effect of RHJ dosage on yield point-temperature curves of the drilling fluid

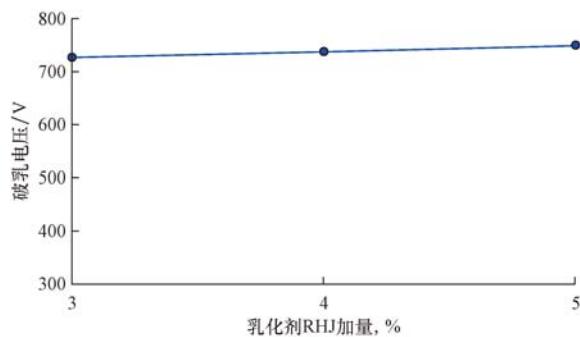


图3 乳化剂加量对钻井液电稳定性的影响  
Fig. 3 Effect of RHJ dosage on electric stability of the drilling fluid

由图1、图2可知,RHJ加量为3%时,合成基钻井液的塑性黏度-温度特性曲线相对平缓,动切力基本保持稳定;而RHJ加量为4%和5%时,合成基钻井液的塑性黏度、动切力随着温度降低变化幅度相对较大。分析认为,这主要是因为乳化剂加量影响钻井液中分散相液滴的尺寸、分布以及界面膜的机械强度:乳化剂加量越大,分散相(水滴)平均粒径减小,分散相与连续相(气制油)的作用增加,界面膜的机械强度增大;在低温条件下,分散相与连续相的作用和界面膜的机械强度更大。

由图3可知,RHJ加量为3%时,合成基钻井液的破乳电压大于700 V,能满足合成基钻井液电稳定性的要求;当RHJ加量大于3%时,合成基钻井液的破乳电压变化很小。

基于上述讨论和分析,乳化剂加量优选为3%。

### 1.2 有机土加量优选

在气制油合成基钻井液中,分别加入3%、4%和5%的有机土,研究不同有机土加量下钻井液的低温流变性和电稳定性,试验结果如图4—图6所示。

由图4、图5可知,有机土加量为3%时,气制油

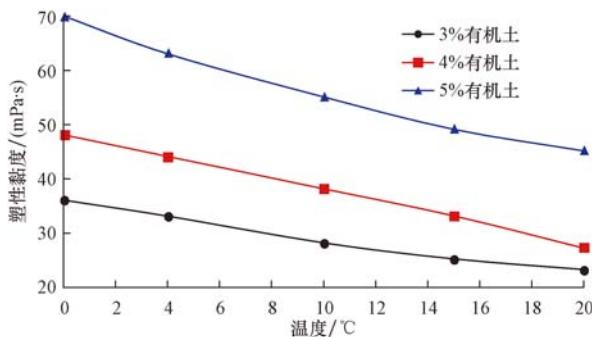


图 4 有机土加量对钻井液塑性黏度-温度曲线的影响

Fig. 4 Effect of organic soil dosage on plastic viscosity-temperature curves of the drilling fluid

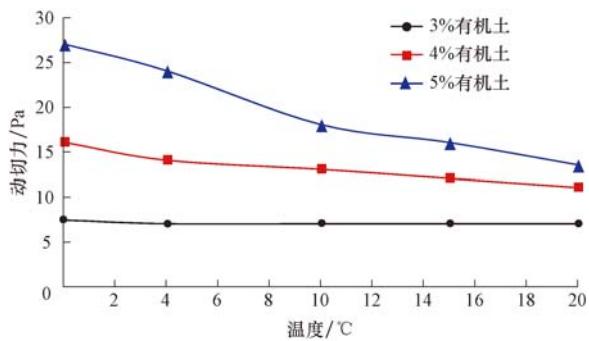


图 5 有机土加量对钻井液动切力-温度曲线的影响

Fig. 5 Effect of organic soil dosage on yield point-temperature curves of the drilling fluid

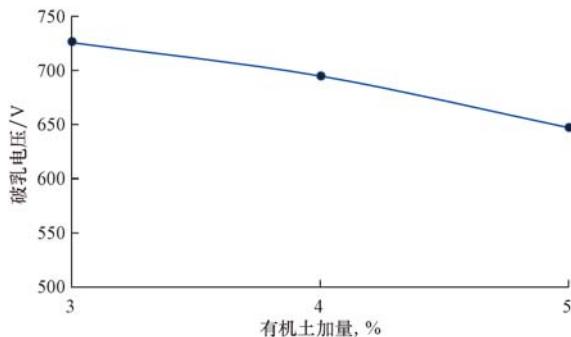


图 6 有机土加量对钻井液电稳定性的影响

Fig. 6 Effect of organic soil dosage on electric stability of the drilling fluid

合成基钻井液的塑性黏度-温度曲线相对平缓,动切力保持稳定;有机土加量越大,钻井液低温塑性黏度和动切力上升幅度越大。分析认为,这主要是因为有机土与水滴之间存在一定的亲合力,一些微细水滴会自发地吸附在有机土颗粒表面,并润湿部分有机土;有机土加量越大,有机土颗粒和微细水滴之间的相互作用强度越大,且温度越低强度越大;有机土加量越大,有机土与水滴之间相互作用形成的网架结构强度增加,且温度越低网架结构强度越高。

由图 6 可知,有机土加量为 3% 时,合成基钻井液的破乳电压大于 700 V,随着有机土加量增加,合成基钻井液的破乳电压降低。

基于上述讨论和分析,合成基钻井液有机土加量优选为 3%。

### 1.3 水相体积分数优选

在气制油合成基钻井液中分别加入 20%、30% 和 40% 的盐水,研究不同水相体积分数钻井液的低温流变性和电稳定性,试验结果如图 7—图 9 所示。

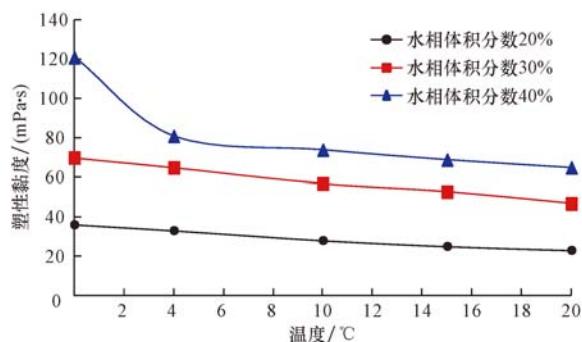


图 7 水相体积分数对钻井液塑性黏度-温度曲线的影响

Fig. 7 Effect of water volume fraction on plastic viscosity-temperature curves of the drilling fluid

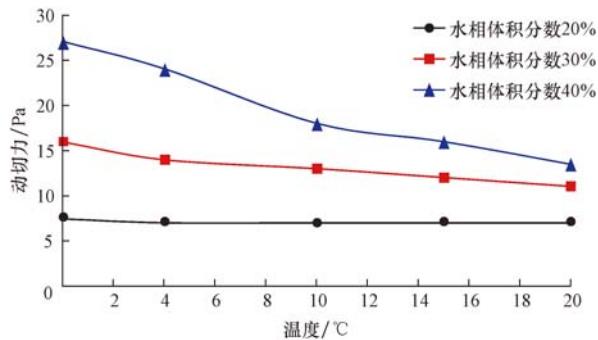


图 8 水相体积分数对钻井液动切力-温度曲线的影响

Fig. 8 Effect of water volume fraction on yield point-temperature curves of the drilling fluid

由图 7 和图 8 可知,水相体积分数为 20% 时,气制油合成基钻井液的塑性黏度-温度曲线相对平缓,动切力保持稳定;水相体积分数越大,钻井液的低温塑性黏度和动切力上升幅度越大。分析认为,这主要是因为随着合成基钻井液水相体积分数增大,连续相中的分散液滴增多、水滴距离减小,钻井液中液滴间发生相互碰撞和相对滑动,水滴间相互作用力增大,并导致水滴聚集,且温度越低聚集程度越严重;水相体积分数越大,有机土与水滴之间形成的网架结构强度越大,且温度越低网架结构强度越高。

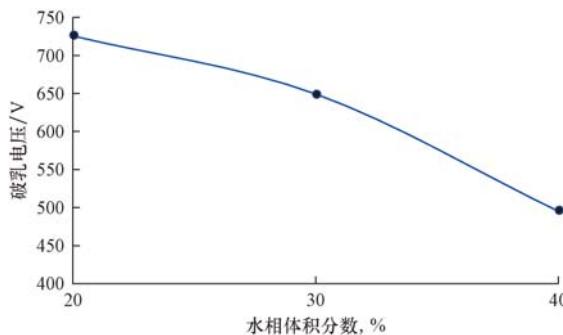


图 9 水相体积分数对钻井液电稳定性的影响

Fig. 9 Effect of water volume fraction on electric stability of the drilling fluid

由图 9 可知, 水相体积分数为 20% 时, 合成基钻井液的破乳电压大于 700 V, 随着水相体积分数

的增大, 合成基钻井液的破乳电压降低。

基于上述讨论和分析, 水相体积分数优选为 20%。

综合以上研究, 确定的深水气制油合成基钻井液配方为: 80% 气制油 + 20%  $\text{CaCl}_2$  盐水 + 3% RHJ + 3% 有机土 + 3% HiFLO + 2%  $\text{CaO}$ 。

## 2 深水气制油合成基钻井液性能评价

### 2.1 钻井液性能

根据确定的深水气制油合成基钻井液配方配制钻井液, 并在 100 °C 条件下热滚 16 h 后测其性能, 结果见表 1。

表 1 深水气制油合成基钻井液性能

Table 1 Properties of the GTL synthetic-based drilling fluid for deepwater drilling

| 条件  | 表观黏度/(mPa·s) | 塑性黏度/(mPa·s) | 动切力/Pa | 破乳电压/V | API 滤失/mL | 高温高压滤失 <sup>1)</sup> /mL |
|-----|--------------|--------------|--------|--------|-----------|--------------------------|
| 滚动前 | 29           | 23           | 6      | 673    |           |                          |
| 滚动后 | 30           | 23           | 7      | 725    | 0.4       | 3.0                      |

注:1) 在 100 °C、3.5 MPa 条件下测定的滤失量。

### 2.2 钻井液低温流变性

钻井液低温流变性试验结果见表 2。

表 2 钻井液低温流变性

Table 2 Rheology of the drilling fluid at low temperature

| 温度/°C | 表观黏度/(mPa·s) | 塑性黏度/(mPa·s) | 动切力/Pa |
|-------|--------------|--------------|--------|
| 20    | 30.0         | 23           | 7.0    |
| 15    | 32.0         | 25           | 7.0    |
| 10    | 35.0         | 28           | 7.0    |
| 4     | 40.0         | 33           | 7.0    |
| 0     | 43.5         | 36           | 7.5    |

由表 2 可知, 该钻井液具有较好的低温流变性, 钻井液黏度随温度降低而上升, 但动切力几乎不受温度影响, 在较大的温度变化范围内保持稳定。

### 2.3 钻井液抑制天然气水合物能力

深水钻井遇到的重大潜在危险因素之一是天然气水合物的生成问题, 一旦在钻井中形成天然气水合物, 会堵塞井筒、环空和防喷器等, 造成严重的事故<sup>[15]</sup>。差示扫描量热法(DSC)是一种快捷、有效评价深水钻井液抑制天然气水合物的方法, 原因是天然气水合物在分解变成气体的过程中会释放一定热量<sup>[16]</sup>。采用高纯甲烷气(20 MPa)作为生成天然气水合物的客体分子, 结合 HP Micro DSCVII 的特点, 评价了钻井液抑制天然气水合物的能力: 钻井液

中一旦形成天然气水合物, 当升高温度到天然气水合物的分解温度时, 水合物开始分解, 吸收一定的热量后则出现吸热峰。试验结果如图 10 所示。

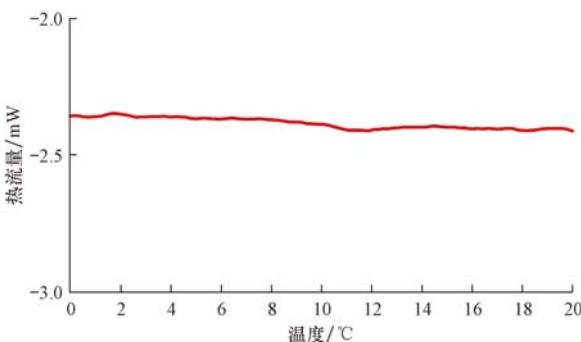


图 10 钻井液热流量曲线

Fig. 10 Heat flow curve of the drilling fluid

但从图 10 可以看出, 优选的深水气制油合成基钻井液, 在升温过程中并无吸热峰出现, 说明该钻井液在 20 MPa 甲烷气体、0 °C 温度条件下能够有效抑制天然气水合物的生成。

### 2.4 钻井液储层保护能力评价

选取 2 块岩心, 分别为荔湾 3-2-1 井珠海组 SAND2 层位岩心(1#)和 SAND3 层位岩心(2#)进行测试。将岩心抽成真空, 饱和标准盐水, 然后在室温下分别测钻井液污染前后岩心的煤油渗透率,

根据 SY/T6540—2002《钻井液完井液损害油层室内评价方法》，采用 JHDS 高温高压动失水仪，在 300 r/min、100 °C、3.0 MPa 条件下进行动态污染试验，岩心的基本物性参数及试验结果见表 3。

表 3 钻井液储层保护能力

Table 3 Reservoir protection ability of the drilling fluid

| 岩心号 | $K_0^{(1)}/\text{mD}$ | $K_1^{(2)}/\text{mD}$ | $K_1/K_0, \%$ | $K_{0.5}^{(3)}/\text{mD}$ | $K_{0.5}/K_0, \%$ |
|-----|-----------------------|-----------------------|---------------|---------------------------|-------------------|
| 1#  | 108.4                 | 93.6                  | 86.3          | 98.9                      | 91.2              |
| 2#  | 115.2                 | 100.7                 | 87.4          | 108.1                     | 93.8              |

注:1)  $K_0$  为岩心原始渗透率;2)  $K_1$  为被深水气制油合成基钻井液损害后岩心的渗透率;3) 污染面切去 0.5 cm 后岩心的渗透率。

从表 3 可以看出,2 块岩心被深水气制油合成基钻井液损害后,渗透率恢复率均在 85% 以上,岩心污染面切去 0.5 cm 后,2 块岩心的渗透率恢复率均在 90% 以上,说明该钻井液能有效保护储层。

### 3 结论及认识

1) 研制了一种在较大温度变化范围内接近恒流变的气制油合成基钻井液,配方为 80% 气制油 + 20%  $\text{CaCl}_2$  盐水 + 3% RHJ + 3% 有机土 + 3% HiFLO + 2%  $\text{CaO}$ 。

2) 深水气制油合成基钻井液的动切力几乎不受温度影响,在较大的温度范围内保持稳定;在 20 MPa 甲烷气体、0 °C 温度条件下能够有效抑制天然气水合物的生成;能有效保护储层,其渗透率恢复率可达 85% 以上,可以满足海洋深水钻井的要求。

3) 乳化剂加量、有机土加量和水相体积分数影响深水气制油合成基钻井液的低温流变性和电稳定性,在满足钻井液电稳定性要求的前提下应减少乳化剂、有机土加量和控制水相体积分数。随着乳化剂加量、有机土加量和水相体积分数的增大,深水气制油合成基钻井液的低温塑性黏度和动切力上升幅度呈增大的趋势。

### 参 考 文 献

#### References

- [1] Zamora M, Broussard P N, Stephens M P. The top 10 mud-related concerns in deepwater drilling operations[R]. SPE 59019, 2000.
- [2] Korloo J. Indonesia deepwater field development technical, contracting, and execution challenges[R]. SPE 109137, 2007.
- [3] 王松, 宋明全, 刘二平. 国外深水钻井液技术进展[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 8-12.
- Wang Song, Song Mingquan, Liu Erping. Development of foreign deepwater drilling fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 8-12.
- [4] 王友华, 王文海, 蒋兴迅. 南海深水钻井作业面临的挑战和对策[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 50-55.
- Wang Youhua, Wang Wenhai, Jiang Xingxun. South China Sea deepwater drilling challenges and solutions[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 50-55.
- [5] 邱正松, 徐家放, 赵欣, 等. 深水钻井液关键技术研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 27-34.
- Qiu Zhengsong, Xu Jiafang, Zhao Xin, et al. Research on deepwater drilling fluids key technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 27-34.
- [6] 王松, 魏霞, 胡三清, 等. 保护储层与环境的深水钻井液室内研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 35-40.
- Wang Song, Wei Xia, Hu Sanqing, et al. Laboratory test of deep-water drilling fluids for protecting reservoirs and environment[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 35-40.
- [7] Herhaft B, Peysson Y, Isambourg P, et al. Rheological properties of drilling muds in deep offshore conditions[R]. SPE/IADC 67736, 2001.
- [8] Camero C B. Drilling fluids design and field procedures to meet the ultra deepwater drilling challenge[R]. SPE 66061, 2000.
- [9] Smith D, Winters W, Tarr B, et al. Deepwater riserless mud return system for dual gradient top hole drilling[R]. SPE 130308, 2010.
- [10] 岳前升, 刘书杰, 何保生, 等. 深水钻井条件下合成基钻井液流变性[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 145-148.
- Yue Qiansheng, Liu Shujie, He Baosheng, et al. Rheological properties of the synthetic drilling fluid in deep-water drilling conditions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 145-148.
- [11] van Oort E, Lee J, Friedheim J, et al. New flat-rheology synthetic-based mud for improved deepwater drilling[R]. SPE 90987, 2004.
- [12] Rojas J C, Bern P, Plutt L J, et al. New constant-rheology synthetic-based fluid reduces downhole losses in deepwater environments[R]. SPE 109586, 2007.
- [13] 耿娇娇, 鄢捷年, 李怀科, 等. 具有恒流变特性的深水合成基钻井液[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(2): 91-94.
- Geng Jiaojiao, Yan Jienian, Li Huaike, et al. Synthetic-based drilling fluid constant-rheology used in deepwater drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 91-94.
- [14] Gandelman R A, Leal R A F, Goncalves J T, et al. Study on gelation and freezing phenomena of synthetic drilling fluids in ultradeepwater environments[R]. SPE/IADC 105881, 2007.
- [15] 胡友林, 刘恒. 天然气水合物对深水钻井液的影响及防治[J]. 天然气工业, 2008, 28(11): 68-70.
- Hu Youlin, Liu Heng. Effects of natural gas hydrates on deepwater drilling fluid and control measures[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(11): 68-70.
- [16] 王清顺, 冯克满, 李健, 等. 用高压微量热仪评价深水钻井液气体水合物抑制性[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(3): 41-44, 51.
- Wang Qingshun, Feng Keman, Li Jian, et al. Evaluation of gas hydrate inhibition in deepwater drilling fluid based on high pressure microcalorimetry[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(3): 41-44, 51.