

低温无固相钻井液配方优选及经济性评价

周忠鸣^{1,2}, 张扩^{1,2}, 朱宝^{1,2}

(1. 中国地质大学(北京)国土资源部深部地质钻探技术重点实验室,北京 100083; 2. 中国地质大学(北京)工程技术学院,北京 100083)

摘要:为解决高原冻土和天然气水合物勘探过程中钻进和取心问题,选择了NaCl作为抗冻剂,抗盐共聚物GTQ和水解聚丙烯酰胺PHP作为主要聚合物试剂,采用正交试验法,在常温下优选出了9组配方,经过低温测试,确定了在-15℃可用的钻井液配方Z1(20%NaCl+0.1%PHP+1.2%GTQ+1%KHm)和Z2(25%NaCl+0.15%PHP+1.0%GTQ+1%KHm),其主要性能指标分别为:AV值46.5、47.5 MPa·s, PV值34、35 MPa·s, YP值12.8、12.8 Pa, FLAPI值6.8、7.6 mL/30 min。经成本核算,2种配方具有比较好的经济性,可以满足高原冻土层钻进要求。

关键词:高原冻土;天然气水合物勘探;低温钻井液;配方优选

中图分类号:P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2015)04-0021-05

Optimization of a Low-temperature and Non-solid Drilling Fluid Formulation and the Economic Evaluation/ZHOU Zhong-ming^{1,2}, ZHANG Kuo^{1,2}, ZHU Bao^{1,2} (1. Key Laboratory on Deep Geo Drilling Technology of the Ministry of Land and Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. School of Engineering and Technology, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: NaCl was selected as antifreeze to solve difficulties for drilling and coring in plateau permafrost and exploration process of gas hydrate, and salt tolerant copolymer GTQ and hydrolyzed polyacrylamide PHP were taken as main polymer reagent. With orthogonal test method, 9 groups of optimal formulas were obtained in normal temperature, after low temperature test, the drilling fluid formulation Z1 (20% NaCl + 0.1% PHP + 1.2% GTQ + 1% KHm) and Z2 (25% NaCl + 0.15% PHP + 1.0% GTQ + 1% KHm) were determined, which could be used in the temperature of -15°C. The main performance indicators were: AV values were 46.5 and 47.5 MPa·s, PV values were 34 and 35 MPa·s, YP values were both 12.8 Pa and FLAPI were 6.8 and 7.6 mL/30min. By the cost accounting, the 2 formulas are economic and can meet the requirements of plateau permafrost drilling.

Key words: plateau permafrost; gas hydrate exploration; low temperature drilling fluid; formulation optimization

1 问题的提出

在永冻土地层钻进过程中,钻孔孔壁受冲洗液冲刷影响严重,同时由于钻杆高速转动与井壁摩擦产生大量热,冻土地层中的冰开始融化,进而产生地层溶蚀,造成地层膨胀并逐渐崩坍,引起钻进困难,稳定孔壁难等问题^[1];低气温造成高分子聚合物溶解困难,冲洗液流变性差,其性能受到抑制难以发挥,因此研究低温钻井液配方以满足冻土层钻进要求显得十分必要。

低温钻探要求钻井液在0℃以下仍能保持良好的流变特性和失水特性,并保证常规钻井液所应具有携带岩粉、冷却润滑钻具、稳定孔壁等功能。同时,钻井液的温度不能太高,以避免在循环过程中钻

井液与地层之间产生热交换,改变所钻地层的原有温度,破坏原有的赋存状态^[2],故其中最大难点在于保持孔壁冻土岩层的自然物态和温度状态,如果钻井液的抗温能力不足,则可能因钻井液在孔内的长时间循环而造成在孔内冻结,丧失流动性;同时,在钻井液的循环过程中,还可能造成冰层、冰胶结的松散岩层因温度的升高而融化,失去内聚力,导致在钻进过程中孔壁失稳^[3]。

国外在低温钻井中,采用过以乙醇水溶液为基础的钻井液^[4]和以乙二醇和无机盐类作为防冻剂的水基钻井液^[5]。国内对低温钻井液体系的研究也涌现出了许多研究成果,成都理工大学王胜等^[6]通过大量室内试验,研究出了用于高原冻土水合物

收稿日期:2014-09-28; 修回日期:2015-01-17

基金项目:地质资源部国家实验教学示范中心创新实践项目(项目编号:GCCX12)

作者简介:周忠鸣,男,汉族,1990年生,山东青岛人,中国地质大学(北京)在读本科生,勘查技术与工程专业,北京市海淀区学院路29号,1002121206@cugb.edu.cn。

地层钻探的抗低温钻井液体系,为青藏高原永冻土层水合物钻探施工做好了钻井液技术方面的准备,弥补了国内在低温钻井液方面的不足;中国地质科学院勘探技术研究所张永勤、孙建华等^[7]在进行中国陆地永久冻土带天然气水合物钻探技术研究过程中,对低温钻井液体系进行了现场实践,钻井液体系使用的是水合物低温盐水钻井液,以 NaCl 作为低温抗冻剂,能够在低温条件下保持良好的流动性,但是在使用的过程中发现,钻井液在抑制泥页岩及破碎地层时不够可靠,需要对配方进一步调整;另外,吉林大学展嘉佳^[8]依据高原冻土层钻井液的适用原则,结合已有的低温钻井液现场使用经验,在无固相高聚物抗低温钻井液研究基础上,对不分散低固相高聚物抗低温钻井液体系进行了实验研究,对低温钻井液处理剂组分和加量进行了优选,测试了常温 and 低温条件下钻井液的失水性能、流变性能和防塌性能等。上述研究均较好的提出抗低温性能钻井液体系,但未过多涉及钻井液配方与经济性评价问题。

针对目前研究现状,并结合高原冻土地层钻进的实际问题。重点解决钻井液体系的成本过高和流变特性不理想等问题。本文试图通过正交实验方法,引用新型材料,寻找一种既经济又具有较好的抗低温性能的钻井液体系。依据低温条件下钻井液实践及室内试验可知,含膨润土的钻井液在低温条件下,膨润土的吸附、水化能力均受到抑制^[9]。鉴于此,选用无固相聚合物钻井液作为试验研究方向。

在钻开地层产生瞬间温压和钻头摩擦热能等因素的影响下,是否采用抑制剂均无法避免孔壁和钻头下方的冻土或水合物分解。优先从钻井液对孔壁稳定和孔内安全作用考虑^[10],本试验主要研究钻井液的流变性、护壁性等性能指标。“低温无固相钻井液配方优选及经济评价”项目的提出正是基于上述考虑,通过抗低温材料的优选、新型材料的选用和性能评价,从研究钻井液在低温条件下的表现性状、流变特性等出发,探索出最优于低温条件的无固相钻井液类型、方案和技术要点,对实施高原冻土层钻探做钻井液方面的技术探讨。

2 实验仪器与材料

2.1 实验仪器

GJSS - B12K 泥浆高速搅拌机:转速范围有 7 个挡可供调节,实验中采用的转速为 8000 r/min。

白云 ECD160A 冰箱:冷藏室有效容积 0.25 L,制冷能力可达 -26 ℃,温度可控。试验时,最低温度设定在 -15 ℃。

其它仪器有 ZNN - D6 型六速旋转粘度计、SD6A 多联中压滤失仪、秒表、量筒、烧杯、玻璃棒、电子秤等。

2.2 实验研究中用到的材料

主要有氯化钠(NaCl)、水解聚丙烯酰胺(PHP)、抗盐共聚物(GTQ)、腐植酸钾(KHm)。

3 试验方法

根据钻井液的技术特点,采用 4 因素 3 水平正交实验设计,在正交实验中,设计 NaCl 的加量分别为 15%、20%、25%,PHP 的加量为 0.05%、0.1%、0.15%,GTQ 的加量为 0.8%、1.0%、1.2% 以及 KHm 的加量为 1%、2%、3%,对 NaCl、PHP、GTQ、KHm 4 种钻井液添加剂,以钻井液体系的塑性粘度(PV)、表观粘度(AV)、动切力(YP)和滤失量(FLAPI)为指标,选择出冻土层钻井液体系的最佳配方。选出的最佳配方在低温条件下进行流变性能评价。正交实验设计的因素和水平见表 1。按照 4 因素 3 水平正交实验的规则,共需做 9 组实验。

表 1 低温无固相钻井液体系因素与水平 %

| 编号 | 因素水平 | | | |
|----|---------|--------|--------|--------|
| | NaCl(A) | PHP(B) | GTQ(C) | KHm(D) |
| 1 | 15 | 0.05 | 0.8 | 1 |
| 2 | 20 | 0.10 | 1.0 | 2 |
| 3 | 25 | 0.15 | 1.2 | 3 |

根据试验方案,试验温度确定为 20、10、0、-5、-10、-15 ℃,测试其在不同温度下的流变性能。

4 钻井液性能试验

按照 API 标准对钻井液的性能进行测定,测定各组配方在常温 20 ℃ 的性能。测定实验数据见表 2。

2 组优选配方低温(-15 ℃)性能测定结果见表 3。

2 组优选配方在 20、10、0、-5、-10、-15 ℃ 下的流变性能测试结果见表 4。

5 实验数据分析与讨论

5.1 不同处理剂对表观粘度的影响分析

应用正交实验的规则对低温无固相钻井液在

表 2 无固相钻井液性能实验测定数据(20 °C)

| 配方 | 旋转粘度计视值 | | | | | | AV/ (mPa·s) | PV/ (mPa·s) | YP/ Pa | FL/ (mL·(30 min ⁻¹)) |
|----|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|-------------------------------------|
| | Φ ₆₀₀ | Φ ₃₀₀ | Φ ₂₀₀ | Φ ₁₀₀ | Φ ₆ | Φ ₃ | | | | |
| 1 | 18.0 | 11.5 | 9.0 | 6.0 | 1.0 | 0.5 | 9.0 | 6.5 | 2.6 | 9.2 |
| 2 | 27.0 | 18.5 | 14.5 | 10.0 | 2.5 | 1.5 | 13.5 | 8.5 | 5.1 | 7.8 |
| 3 | 37.0 | 25.0 | 20.0 | 15.0 | 4.0 | 2.5 | 18.5 | 12.0 | 6.6 | 7.2 |
| 4 | 26.0 | 17.0 | 13.0 | 9.0 | 2.0 | 1.5 | 13.0 | 9.0 | 4.1 | 9.2 |
| 5 | 32.0 | 22.0 | 17.5 | 12.5 | 3.5 | 2.0 | 16.0 | 10.0 | 6.1 | 6.4 |
| 6 | 24.0 | 16.5 | 13.0 | 9.0 | 1.5 | 1.0 | 12.0 | 7.5 | 4.6 | 8.4 |
| 7 | 32.5 | 21.5 | 17.0 | 12.0 | 3.5 | 2.5 | 16.3 | 11.0 | 5.4 | 8.4 |
| 8 | 24.0 | 15.0 | 12.0 | 8.0 | 1.0 | 0.5 | 12.0 | 9.0 | 3.1 | 8.0 |
| 9 | 27.0 | 19.0 | 14.5 | 10.0 | 2.0 | 1.0 | 13.5 | 8.0 | 5.6 | 6.8 |

表 3 优选配方低温性能测定结果(-15 °C)

| 配方 | 旋转粘度计视值 | | | | | | AV/ (mPa·s) | PV/ (mPa·s) | YP/ Pa | FL/ (mL·(30 min ⁻¹)) |
|----|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|-------------------------------------|
| | Φ ₆₀₀ | Φ ₃₀₀ | Φ ₂₀₀ | Φ ₁₀₀ | Φ ₆ | Φ ₃ | | | | |
| Z1 | 93.0 | 59.0 | 41.5 | 30.0 | 7.5 | 5.5 | 46.5 | 34 | 12.8 | 6.8 |
| Z2 | 95.0 | 60.0 | 45.0 | 32.0 | 7.0 | 5.0 | 47.5 | 35 | 12.8 | 7.6 |

表 4 Z1、Z2 配方不同温度下的流变性能

| 配方 | 温度/ °C | 旋转粘度计视值 | | | | | |
|----|-----------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|
| | | Φ ₆₀₀ | Φ ₃₀₀ | Φ ₂₀₀ | Φ ₁₀₀ | Φ ₆ | Φ ₃ |
| Z1 | -15 | 93.0 | 59.0 | 41.5 | 30.0 | 7.5 | 5.5 |
| | -10 | 65.0 | 41.5 | 32.5 | 23.0 | 6.5 | 5.0 |
| | -5 | 53.0 | 35.5 | 28.0 | 20.0 | 5.5 | 4.5 |
| | 0 | 48.0 | 32.5 | 26.0 | 18.5 | 5.0 | 4.0 |
| | 10 | 43.0 | 29.5 | 23.0 | 16.5 | 4.5 | 3.5 |
| | 20 | 38.0 | 25.5 | 20.5 | 14.5 | 4.0 | 3.0 |
| Z2 | -15 | 95.0 | 60.0 | 45.0 | 32.0 | 7.0 | 5.0 |
| | -10 | 70.0 | 41.5 | 35.0 | 24.0 | 6.0 | 4.0 |
| | -5 | 58.5 | 36.0 | 29.0 | 20.0 | 5.0 | 3.5 |
| | 0 | 51.5 | 32.5 | 25.5 | 17.5 | 4.5 | 3.0 |
| | 10 | 43.0 | 27.5 | 21.5 | 15.0 | 3.5 | 2.5 |
| | 20 | 37.0 | 24.0 | 19.5 | 13.5 | 3.0 | 2.0 |

常温条件下表观粘度的数据进行计算处理。其中 K1、K2、K3 分别对应 4 因素中各个水平下流变特性值的和, k1、k2、k3 分别对应流变特性的平均值, 极差值 R 分别为 k1、k2、k3 中最大值与最小值的差。由表 2 计算处理结果见表 5、表 6。

表 5 钻井液体系表观粘度数据处理结果 mPa·s

| 因素 | NaCl | PHP | GTQ | KHm |
|----|------|------|------|------|
| K1 | 41.0 | 38.3 | 33.0 | 38.5 |
| K2 | 41.0 | 41.5 | 40.0 | 41.7 |
| K3 | 41.7 | 44.0 | 50.7 | 43.5 |
| k1 | 13.7 | 12.8 | 11.0 | 12.8 |
| k2 | 13.7 | 13.8 | 13.3 | 13.9 |
| k3 | 13.9 | 14.7 | 16.9 | 14.5 |
| R | 0.2 | 1.9 | 5.9 | 1.7 |

表 6 钻井液体系塑性粘度数据处理结果 mPa·s

| 因素 | NaCl | PHP | GTQ | KHm |
|----|------|------|------|------|
| K1 | 27.0 | 26.5 | 23.0 | 24.5 |
| K2 | 26.5 | 27.5 | 25.5 | 27.0 |
| K3 | 28.0 | 27.5 | 33.0 | 30.0 |
| k1 | 9.0 | 8.8 | 7.7 | 8.2 |
| k2 | 8.8 | 9.2 | 8.5 | 9.0 |
| k3 | 9.3 | 9.2 | 11.0 | 10.0 |
| R | 0.5 | 0.4 | 3.3 | 1.8 |

由表 5 中极差值的大小, 得出对表观粘度影响的因素由主到次分别为: CBDA。即处理剂对表观粘度的影响程度顺序依次是: GTQ > PHP > KHm > NaCl。

5.2 不同处理剂对塑性粘度的影响分析(见表 6)

由表 6 中极差值的大小, 得出对塑性粘度影响的因素由主到次分别为: CDAB。即处理剂对塑性粘度的影响程度顺序依次是: GTQ > KHm > NaCl > PHP。

5.3 不同处理剂对动切力的影响分析(见表 7)

表 7 钻井液体系动切力数据处理结果 Pa

| 因素 | NaCl | PHP | GTQ | KHm |
|----|------|------|------|------|
| K1 | 14.3 | 12.1 | 10.3 | 14.3 |
| K2 | 14.8 | 14.3 | 14.8 | 15.1 |
| K3 | 14.1 | 16.8 | 18.1 | 13.8 |
| k1 | 4.8 | 4.0 | 3.4 | 4.8 |
| k2 | 4.9 | 4.8 | 4.9 | 5.0 |
| k3 | 4.7 | 5.6 | 6.0 | 4.6 |
| R | 0.2 | 1.6 | 2.6 | 0.4 |

由表 7 中极差值的大小, 得出对动切力影响的因素由主到次分别为: CBDA。即处理剂对动切力的影响程度顺序依次是: GTQ > PHP > KHm > NaCl。

5.4 不同处理剂对滤失量的影响分析(见表 8)

表 8 钻井液体系滤失量数据处理结果 mL/30 min

| 因素 | NaCl | PHP | GTQ | KHm |
|----|------|------|------|------|
| K1 | 24.2 | 26.8 | 25.6 | 22.4 |
| K2 | 24.0 | 22.2 | 23.8 | 24.6 |
| K3 | 23.2 | 22.4 | 22.0 | 24.4 |
| k1 | 8.1 | 8.9 | 8.5 | 7.5 |
| k2 | 8.0 | 7.4 | 7.9 | 8.2 |
| k3 | 7.7 | 7.5 | 7.3 | 8.1 |
| R | 0.4 | 1.5 | 1.2 | 0.7 |

由表中极差值的大小, 得出对滤失量影响的因素由主到次分别为: BCDA。即处理剂对滤失量的影响程度顺序依次是: PHP > GTQ > KHm > NaCl。

由以上实验处理数据得出,在常温条件下,根据表观粘度、塑性粘度和滤失量较小,动切力较大的原则,结合极差 R 的大小,考虑粘度和加量关系,可以得到钻井液体系的优选配方为: A₂B₂C₃D₁ (Z1) 和 A₃B₃C₂D₁ (Z2) 2 组配方。即, Z1: 20% NaCl + 0.1% PHP + 1.2% GTQ + 1% KHm; Z2: 25% NaCl + 0.15% PHP + 1.0% GTQ + 1% KHm。

上述实验处理方法得到的 2 组最优配方,在低温条件下,其性能参数见表 3。由表 4 可知,在 -15℃ 条件下,优选配方粘度与动切力有大幅度的增加。与此同时,失水性能也有一定变化,配方失水略有增加,但总体失水满足使用要求。

6 配方的流变性能评价

钻井液的流变性能直接影响钻进时的转速、泵压、排量、岩屑的悬浮和携带等指标,并关系到钻进的数据、质量和成本。由表 3 可知优选配方在低温条件下,其流变性能发生较大改变,因此,为了更好地评价优选配方性能,进一步进行研究,以了解配方在不同温度下的流变性能。现分别测定 2 组优选配方在 20、10、0、-5、-10、-15℃ 条件下的流变性能。根据实验测定的数据表 2,分别绘制流变曲线,以便更直观的观察配方的流变性能,2 组配方的粘度视值见图 1 和图 2。

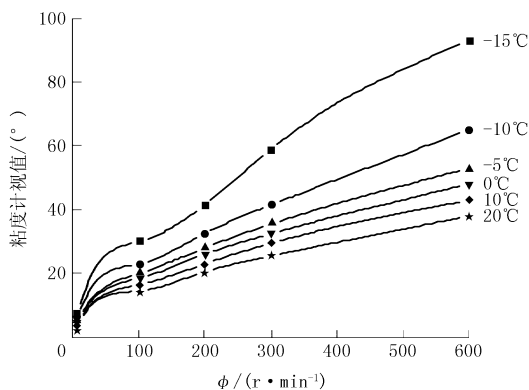


图 1 Z1 配方在不同温度下的粘度计视值

由图 1 及图 2 可知,随温度的降低 2 组配方的旋转粘度计读值逐渐增大,流变曲线呈平滑曲线程度,钻井液为非牛顿流体,且温度较低非牛顿性较强。

根据 2 组配方的旋转粘度视值,可计算 2 组配方的表观粘度、塑性粘度和动切力,由此绘制变化曲线,以便更直观的看到流变性能的变化。2 组配方的流变性能变化见图 3。

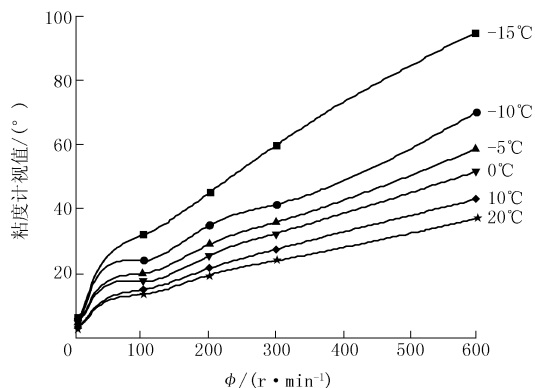


图 2 Z2 配方在不同温度下的粘度计视值

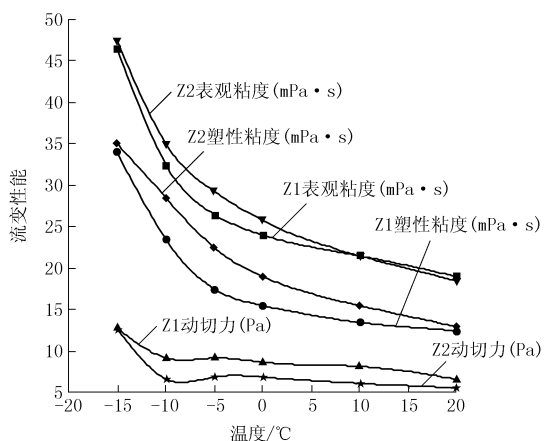


图 3 Z1、Z2 配方在不同温度下的流变曲线

由图 3 可知,Z1 号配方在温度 < -5 ℃ 时,钻井液的表现粘度和塑性粘度增长率较大,动切力变化呈非线性,钻井液抗低温性能较稳定,在低温下有较好的流变特性;Z2 号配方在温度 < -10 ℃ 时,钻井液的表现粘度和塑性粘度增长率较大,动切力变化呈非线性,钻井液抗低温性能较稳定,在低温下有较好的流变特性。综上所述,Z1 及 Z2 配方在低温下均能保证良好的流变性能,满足高原冻土层的低温钻进要求。

7 配方经济性评价

为了评价配方的经济性,将配方 Z1、Z2 换算成 1 m^3 的配方用量。配方中涉及到各材料价格如下:氯化钠 550 元/t;腐植酸钾 (KHm) 3800 元/t;抗盐共聚物 (GTQ) 18300 元/t;水解聚丙烯酰胺 (PHP) 18500 元/t。由此可知,上述配方 Z1、Z2 的成本分别为 518、511 元/ m^3 。

8 结论与存在的问题

8.1 结论

通过正交试验优化选择,得出适用于冻土层钻探的低温无固相钻井液配方,并对配方在低温下的性能进行了评价,配方性能能够满足高原冻土层的使用,得出的结论如下。

(1) NaCl 可以作为钻井液的抗冻剂,随着浓度的增高,抗低温效果逐步增强,在浓度为 20% 时(冰点为 $-18.5\text{ }^{\circ}\text{C}$),可以达到抗低温 $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的效果。

(2) 新型抗盐处理剂 GTQ 具有很好的抗盐效果,有效解决了“盐侵”的问题。

(3) 腐植酸钾 KHm 与水解聚丙烯酰胺 PHP 共同作用防塌性更优。

(4) 各试剂的添加顺序一定程度上影响钻井液的效果,试验确定的最佳添加顺序为:GTQ→KHm→PHP→NaCl。

(5) 钻井液的粘度一般随着温度的降低而增大;而失水量一般随着温度的下降而下降。随着温度下降,钻井液的非牛顿性增强。

(6) 通过对配方的详细性能评价,确定了在 $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ 可用的 2 组钻井液配方为 Z1: 20% NaCl + 0.1% PHP + 1.2% GTQ + 1% KHm; Z2: 25% NaCl + 0.15% PHP + 1.0% GTQ + 1% KHm。

(7) 钻井液的耐低温性能可以根据实际地层进行调节,几组配方在低温下有较好的流变性,通过调节抗冻剂的浓度来调节抗温性能。

8.2 存在的问题

(1) 进一步优化 PHP 及 KHm 的浓度更好地提高钻井液的防塌性。

(2) 实验室所获得的钻井液配方还有待于在实际工作中加以验证。

参考文献:

- [1] 周幼吾,郭东信,丘国庆,等.中国冻土[M].北京:科学出版社,2000:47.
- [2] 冯哲.抗低温钻井液性能的试验研究[D].吉林长春:吉林大学,2008.
- [3] 王胜.高原冻土天然气水合物钻探泥浆体系研究[D].四川成都:成都理工大学,2007.
- [4] Kotkoskle T S, Basll Al - ubaldl, Wlldeman T R, et al. Inhibition of Gas Hydrates in Water Based Drilling Muds[J]. SPEDE, 1992, (6): 130 - 136.
- [5] Shu - qing Hao. A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, 76(3 - 4): 109 - 115.
- [6] 王胜,陈礼仪,张永勤.无固相低温钻井液的研制—用于青藏高原永冻层天然气水合物的钻探[J].钻井工程,2009,29(6): 59 - 62.
- [7] 张永勤,孙建华,贾志耀,等.中国陆地永久冻土带天然气水合物钻探技术研究与应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(S1).
- [8] 展嘉佳.不分散低固相聚合物钻井泥浆抗低温试验研究及地表冷却系统设计[D].吉林长春:吉林大学,2009.
- [9] 孙涛,陈礼仪,朱宗培.天然气水合物钻探钻井液低温特性的研究[J].探矿工程,2003,30(3): 35 - 37.
- [10] 张永勤,孙建华,赵海涛,等.高原冻土水合物钻探冲洗液的研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2007,34(9): 16 - 19.
- [11] 杨葳,杨阳,徐会文.冻土区天然气水合物勘探低温钻井液理论与试验[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(7): 29 - 31,56.

致谢:感谢北京探矿工程研究所陶士先教授级高级工程师对室内实验提供场地及实验指导。