

DOI: 10.3969/j.issn.1001-5620.2021.03.003

钻井液高温流变性能测试仪器与测试方法

刘晓栋¹, 刘涛²

(1. 中国石油集团海洋工程有限公司钻井工程研究院, 天津 300451 ; 2. 中国石油集团海洋工程有限公司钻井工程事业部, 天津 300280)

刘晓栋, 刘涛. 钻井液高温流变性能测试仪器与测试方法 [J]. 钻井液与完井液, 2021, 38 (3): 280-284.

LIU Xiaodong, LIU Tao. Equipment and methods of measuring high temperature rheology of drilling fluids [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2021, 38 (3): 280-284.

摘要 高温深井钻井, 井下钻井液高温流变性能好坏直接关系到井眼的安全和钻井的成败, 但六速黏度计无法测试钻井液在井底随着温度、压力、剪切速率、时间等参数的变化, 流变性能是如何变化的, 通过高温高压流变仪评价钻井液的流变和抗温性能是一种科学而有效的评价手段。为模拟井下实际钻井液性能, 建立了低剪切速率黏度测试、高温下黏度损失率测试、钻井液动态循环和静置时黏度随时间变化的测试方法, 表征了钻井液的携岩性能、抗温流变性能、钻井液循环和静置条件下的高温热稳定性, 反映出了井下真实流变性能。在埕探 1 井进行了现场试验, 说明该测试方法可以为现场工程师分析判断钻井液在井下高温下的性能能否为钻井施工提供实验数据, 为高温钻井液体系优化设计、处理剂研发和应用提供科学可靠实验方法, 并极大程度上弥补用六速黏度计测试钻井液流变性能的不足和缺陷。

关键词 深井; 抗高温钻井液; 高温高压; 流变性能; 黏度**中图分类号**: TE254.1**文献标识码**: A**文章编号**: 1001-5620 (2021) 03-0280-05

Equipment and Methods of Measuring High Temperature Rheology of Drilling Fluids

LIU Xiaodong¹, LIU Tao²

(1. Drilling Research Institute, Offshore Engineering Company Limited, CNPC, Tianjin 300451;

2. Drilling Engineering Division, Offshore Engineering Company Limited, CNPC, Tianjin 300280)

Abstract Since the six-speed direct reading viscometer is unable to measure the change of mud rheology with downhole temperature, downhole pressure, downhole shear rate and time, drilling fluid researchers turn to the high temperature high pressure (HTHP) rheometer for evaluating the rheology and thermal stability of drilling fluids, hoping that it will give more scientific and effective test results. To simulate the actual mud properties downhole, several test methods are established, which are test of low shear rate viscosity, test of loss of viscosity at high temperatures and test of changes of mud viscosity with time at dynamic and static conditions. These tests are used to characterize the cuttings carrying capacity, rheology at elevated temperatures and high temperature stability of drilling fluids at dynamic and static conditions, the test results can reveal the actual rheology of the drilling fluids downhole. Field application of the HTHP rheometer in testing the properties of the organic salt drilling fluid used in drilling the well Chengtan-1 indicated that the test method can be used to provide field engineers with accurate data for judging whether the mud properties can meet the requirements of drilling operation under high bottomhole temperatures. The test method and the HTHP rheometer have provided a scientific and reliable way of designing, developing and using high temperature drilling fluids and mud additives, and greatly made up for the shortcomings and defects of using the six-speed viscometer to measure the rheology of drilling fluids.

Key words Deep well; High temperature resistant drilling fluid; High temperature high pressure; Rheology; Viscosity

流变性能和滤失性能是钻井液的两项重要性 满足正常钻井施工的关键技术参数, 然而目前钻井液流变性能主要是采用六速黏度计测量六速读值, 能, 其中以流变性能最为关键, 是决定钻井液能否

基金项目: 中国石油集团公司科技重大专项“高温高密度钻井液与可排放海水基钻井液成套技术研发”(2014E-38-02); 中国石油集团海洋公司科技项目“海上环保型防塌抗高温钻井液体系研究与应用”(HK-Z-20-2)部分研究成果

第一作者简介: 刘晓栋, 1980 年生, 2007 年毕业于长江大学油田应用化学专业, 现在从事钻井液新产品研发与应用工作。电话 (022) 66312321; E-mail: lxd41115103@126.com

并通过宾汉塑性流体公式计算钻井液的表观黏度、塑性黏度、动切力和初终切来表征钻井液的流变性能,无法测试钻井液在井底随着温度、压力、剪切速率、时间等参数的变化,而这些参数关系到钻井液静态悬砂和动态携岩性能,与井眼清洁、重晶石沉降、压力激动、井壁稳定、机械钻速都具有直接重要的关系。高温高压流变仪由于可以完全模拟井下温度和压力条件,可以测试钻井液在井下不同工况条件下的流变性能,然而由于高温高压流变仪价格昂贵,仪器精密,且没有相应的测试方法和执行标准,很少被现场工程师使用,仅被科研人员室内用于对高温高密度钻井液的研究,且大部分用于对钻井液流变模式的研究^[1],很少用于钻井液高温流变性能的测试。如何利用高温高压流变仪模拟井下条件,通过测试流变参数来表征钻井液在井下的携岩性能、抗温性能、高温流变性能,并建立相应的评价方法,对于研发抗高温钻井液体系,为现场钻井液处理剂和体系应用提供科学流变数据,预防和减少井下事故具有重要现实意义。

1 钻井液高温流变性能测试方法

1.1 测试仪器

目前,应用于高温高压流变测试的仪器主要有美国 Fann 公司的 Fann 50SL 型(最高 260℃、7 MPa)和 Fann iX77 型高温高压流变仪(最高 316℃、210 MPa),OFI 公司的 OFI-1100 型(最高 260℃、18 MPa)和 OFI-130-77 型高温高压流变仪(最高 260℃、207 MPa),CHANDLEN 公司 7600 型高温高压流变仪(最高 316℃、276 MPa),GRACE 公司 M7500 型高温高压流变仪(最高 260℃、140 MPa),上述高温高压流变仪已被全球油田服务公司科研人员广泛应用于高温钻井流体的评价^[2-6]。中国地质调查局北京探矿工程研究所于 2018 年成功研发了第一台国产化高温高压流变仪 Super HTHP Rheometer 2018,满足高温高压(最高 320℃、220 MPa)及低温高压(最低 -20℃、220 MPa)条件下的流变性测试评价^[7]。

1.2 低剪切速率黏度测试

低剪切速率黏度主要用来表征钻井液在静置状态或者近井壁区域低速情况下的黏度,如在大环空井眼、水平井、大位移井钻井施工中要求钻井液

具有较高的低剪切速率黏度,以满足钻井液静态悬砂和动态携岩要求,达到井眼清洁技术需求。如水平井储层钻井,通常要求储层钻井液的低剪切速率黏度(转速为 0.3 r/min,剪切速率为 0.511 s^{-1})达到 $3.0 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 以上。实验用 OFI-1100 型高温高压流变仪测试了钻井液用增黏剂黄原胶 XC、钠膨润土、聚阴离子纤维素 PAC-LV、多元共聚物 BDF-120S 在不同剪切速率下的黏度。OFI-1100 型高温高压流变仪可测试的转速范围为 0.01~1000 r/min,剪切速率范围为 $0.01 \sim 1022 \text{ s}^{-1}$ 。

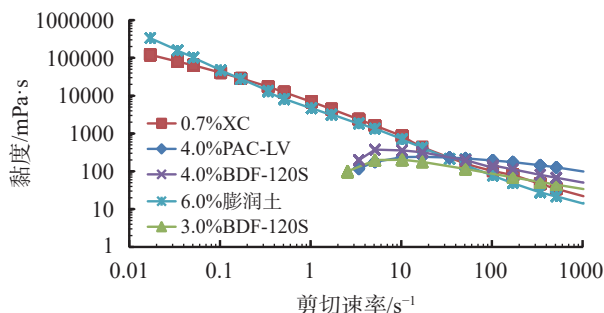


图1 不同增黏剂水溶液在不同剪切速率下的黏度变化

从图1可以看出,XC、钠膨润土与其它聚合物水溶液具有完全不同的黏度曲线变化,XC和钠膨润土在低剪切速率下具有很高的黏度,剪切速率越低,黏度越高,在剪切速率在小于 0.1 s^{-1} 时,黏度可以达到 $1.0 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 以上,而其它聚合物如 PAC-LV、BDF-120S 在低剪切速率黏度下($<1.7 \text{ s}^{-1}$)黏度为 0,随着剪切速率上升到 10 s^{-1} 黏度上升到最高,可以达到 $200 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 以上,然后随着剪切速率的增加,黏度又逐渐降低。从而说明 XC、钠膨润土可以提高钻井液的低剪切速率黏度和初、终切力,在改善钻井液悬浮性能和井眼净化能力方面具有独特的优势。

1.3 黏度损失率测试

聚合物水溶液在室温下具有很高的黏度,然而经过高温和高速剪切作用后,聚合物分子链会快速降解断裂,导致水溶液的黏度在短时间内大幅度地降低。在钻井施工现场表现为:钻井液罐里配制的钻井液的黏度很高,而到井底循环或者在井底长时间静置后,钻井液从井口返出时黏度、切力下降很快,现场表现为振动筛无上返岩屑,井眼内沉降大量重晶石,严重影响了井下安全。采用高温高压

流变仪模拟井底高温和剪切速率,通过计算聚合物水溶液的黏度损失率来表征其抗温性能。实验方法为:模拟井底温度,设定 OFI-1100 型高温高压流变仪转速为 100 r/min, 0.7%XC 水溶液从 30 °C 升温到 120 °C 后,然后在 120 °C 恒定温度下剪切 2.5 h, 4.0%BDF-120S 水溶液从 30 °C 升温到 200 °C 后,在 200 °C 恒定温度下剪切 2.5 h, 分别测试 0.7%XC 和 4.0%BDF-120S 水溶液在升温区间的黏度损失率和恒温区间的黏度损失率,结果如图 2、图 3 和表 1 所示。从图 2、图 3 可以看出, 0.7%XC 水溶液在 120 °C 下持续剪切 2.5 h 后,黏度呈直线下降趋势,最终黏度只有 6.9 mPa·s,几乎完全降解; 4.0%BDF-120S 水溶液在 200 °C 下持续剪切 2.5 h 后,黏度最终下降到 30.2 mPa·s;在 200 °C 恒温剪切期间, BDF-120S 黏度比较稳定,具有较好的抗高温热稳定性能。

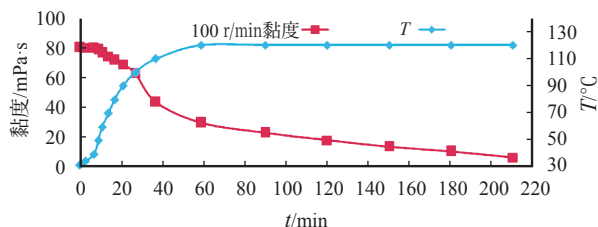


图2 0.7%XC 水溶液在 120 °C 下的黏度变化

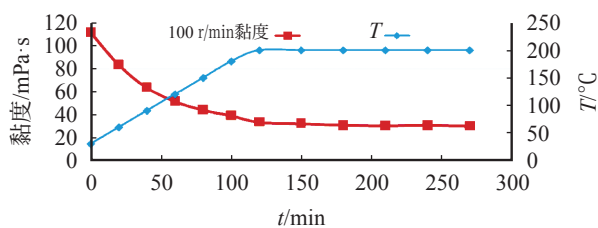


图3 4.0%BDF-120S 水溶液在 200 °C 下的黏度变化

表1 不同增黏剂溶液在不同温度下的黏度技术指标

水溶液	黏度 /mPa·s			黏度损失率 /%	
	30 °C	120 °C	120 °C、 2.5 h	30 ~ 120 °C	120 °C、 2.5 h
0.7%XC	80.4	30.1	6.9	62.5	77.1
水溶液	黏度 /mPa·s			黏度损失率 /%	
	30 °C	200 °C	200 °C、 2.5 h	30 ~ 200 °C	200 °C、 2.5 h
4.0%BDF-120S	111.9	33.6	30.2	70.0	10.1

1.4 压力对黏度的影响

相关研究表明^[8],压力对钻井液的黏度不会产生很大的影响,实验用 OFI-1100 型高温高压流变仪测试了 4.0%PAC-LV 水溶液在 30 °C、不同转速下的黏度随着压力的变化。从图 4 可以看出, 4.0%PAC-LV 水溶液不同转速下的黏度随着压力的升高略有上升,但升高幅度不大。

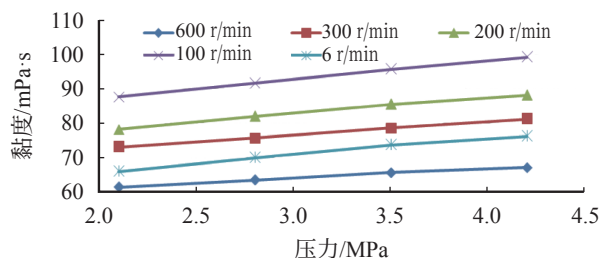


图4 压力对 4.0%PAC-LV 水溶液不同转速黏度的影响

1.5 静态钻井液高温流变性能

静态钻井液高温流变性能,是指在起下钻、电测、下套管作业或处理井下复杂事故期间,钻井液在井底高温下长时间处于静置状态,钻井液流变性能随着时间的变化,也可以用来表征钻井液在某一温度下的高温热稳定时间。实验方法:模拟井底温度,钻井液静置,每隔 2 h 用 OFI-1100 型高温高压流变仪测定一次钻井液的全套流变性能。分别测试了 2 套抗高温聚合物钻井液体系在 180 °C、5.0 MPa 长时间静置条件下,每隔 2 h 测定一次钻井液的六速读值,见图 5 和图 6。

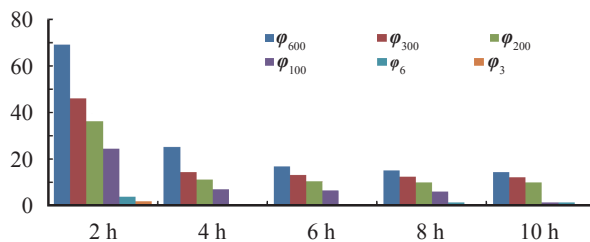


图5 1# 钻井液在 180 °C 静置 10 h 的高温流变性能

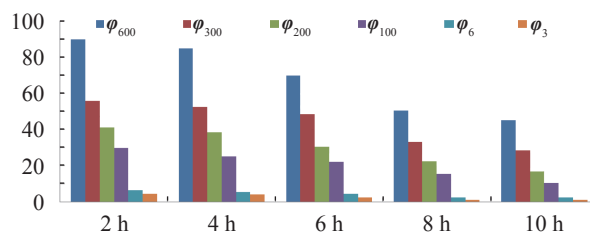


图6 2# 钻井液在 180 °C 静置 10 h 的高温流变性能

1[#] 抗高温聚合物钻井液配方：清水+3.0%多元共聚物降滤失剂 BDF-120S+10% 甲酸钠。2[#] 钻井液配方：1[#]+2.0% 抗高温土+0.5% 抗高温稳定剂。从图 5 和图 6 可以看出，1[#] 抗高温聚合物钻井液在 180 ℃ 长时间静置过程中黏度逐渐下降，静置 10 h 后， ϕ_{600} 读值从 69.0 下降到 14.4，下降率为 79.1%；2[#] 抗高温聚合物钻井液在 180 ℃ 静置 10 h 后， ϕ_{600} 读值从 90.0 下降到 45.2，下降率为 49.7%。说明高温稳定剂和抗高温土提高了聚合物的抗高温流变性能。

1.6 动态循环钻井液流变性能

动态循环钻井液流变性能，是模拟钻井液从井口到井底再返出井口循环状态下的流变性能，经过 3~5 个循环周时间，测试在井口低温和井底高温的黏度变化，表征钻井液在动态循环时的抗温性能^[9]。由于动态循环钻井液在井底高温经历时间短，所以动态循环钻井液的抗温性能一般要高于静态抗温性能。分别以井底温度 200 ℃ 和 230 ℃、井口温度 50 ℃、循环周时间 2 h 为例，测试 1[#] 抗高温聚合物钻井液体系的动态循环抗温流变性能。实验方法：OFI-1100 型高温高压流变仪转速设定在 100 r/min（剪切速率 170 s⁻¹），压力为 5.0 MPa，分别测试钻井液在 50~200 ℃ 和 50~230 ℃ 经过 5 个动态循环周后的黏度变化，见图 7 和图 8。

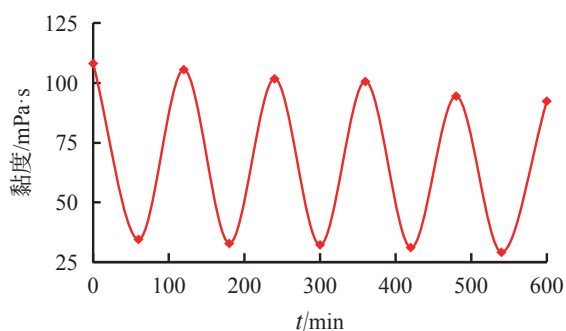


图 7 1[#] 钻井液在 50~200 ℃ 动态循环 5 个循环周黏度变化

从图 7 和图 8 可知，抗高温聚合物钻井液体系在 50~200 ℃ 动态循环条件下，经过 5 个循环周 10 h 的高温 and 剪切，钻井液井口和井底均有一定的黏度，井底最低黏度为 29.2 mPa·s，能够满足携岩悬砂要求。而在 50~230 ℃ 动态循环条件下，钻井液黏度呈直线下降趋势，经过 5 个循环周后，井底黏度仅为 4.3 mPa·s，黏度太低，携岩悬砂困

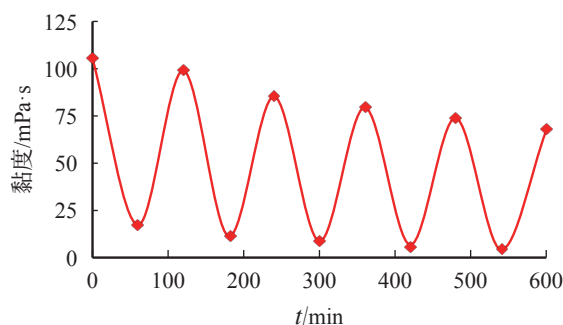


图 8 1[#] 钻井液在 50~230 ℃ 动态循环 5 个循环周黏度变化

难。说明该聚合物钻井液在正常钻进情况下可以满足 200 ℃ 钻井需求，但不能满足 230 ℃ 钻井需求。

2 埕探 1 井现场应用

埕探 1 井位于河北省黄骅市南排河镇张巨河村东北约 11.8 km，埕海油田埕海 3-3 区块。该井完钻井深为 6297 m，垂深为 6004 m。四开井底温度电测达 193 ℃，采用抗高温环保型有机盐聚合物钻井液，配方为：海水+0.3%Na₂CO₃+2% 膨润土+0.1%NaOH+5%KCl+2% 白沥青+1% 聚合醇+2% 硅酸盐提切剂 Viscol+2.0% 抗高温聚合物降滤失剂+2% 极压润滑剂+3% 细目钙+30%Weigh2+ 重晶石，密度为 1.43 g/cm³。体系中没有使用磺化类处理剂，对聚合物降滤失剂的抗温抗盐性提出了较高的要求，现场使用的抗高温聚合物降滤失剂为 Redu200（一种混合聚合物类降滤失剂）和 BDF-120S（一种合成聚合物类降滤失剂），实验分别用高温滚子炉和高温高压流变仪评价了 2 种降滤失剂对有机盐钻井液高温流变性能的影响，结果见表 2 和图 9。

表 2 高温滚子炉热滚法对聚合物降滤失剂性能的评价

聚合物降滤失剂	实验条件	AV/ mPa·s	PV/ mPa·s	YP/ Pa
8 g Redu200	室温	42	29	13
	193 ℃、6 h	30	20	10
8 g BDF-120S	室温	40	28	12
	193 ℃、6 h	35	26	9

由表 2、图 9 可知，采用高温滚子炉热滚法测试，2 种聚合物钻井液高温热滚后在室温下均具有良好的流变性能，无法准确判断 2 种聚合物降滤失剂抗温性能的好坏，而采用高温高压流变仪测试，升温

至 193 °C 恒温剪切 2 h 后, 加入 BDF-120S 的有机盐钻井液的黏度明显高于加入 Redu200 的有机盐钻井液的黏度, 可以判断 BDF-120S 的抗温性能优于 Redu200。从而也说明采用高温高压流变仪测试较高温滚子炉热滚法测试可以更准确地表征聚合物钻井液在井底的真实流变性能。

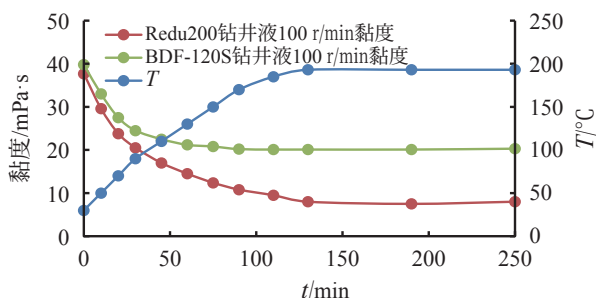


图9 高温流变仪对聚合物降滤失剂性能的评价

3 结论与建议

1. 聚合物钻井液经过高温和剪切作用后, 黏度会降低, 温度越高、时间越长, 黏度降低越大, 通过黏度损失率、热稳定时间等指标可以表征聚合物钻井液的抗高温性能。

2. 通过高温高压流变仪建立了钻井液低剪切速率黏度、黏度损失率、静态和动态钻井液高温流变性能测试方法, 表征了钻井液在井下的携岩性能、抗温性能、高温热稳定时间, 为高温钻井液处理剂优选、研发和现场应用提供了评价手段。

3. 聚合物钻井液的抗温性主要取决于水溶性聚合物的抗温性, 可以针对不同的水溶性聚合物处理剂, 开展不同温度下的流变性和热稳定性能测试, 获取不同聚合物的抗温性能以及在不同温度下的流变变化趋势, 对于研发和设计抗高温聚合物钻井液具有重要意义, 并制定钻井液处理剂和钻井液抗高温流变测试方法标准, 弥补用高温滚子炉和六速黏度计测试钻井液抗温性能的不足和缺陷。

参考文献

[1] 卜海, 孙金声, 王成彪, 等. 超高温钻井液的高温流变性能研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2012, 34 (4): 122-126.
BU Hai, SUN Jinsheng, WANG Chengbiao, et al. Study on the rheological properties of ultra-high temperature drilling fluids[J]. *Journal of Southwest Petroleum University* :

Science & Technology Edition, 2012, 34 (4): 122-126.
[2] JOHN LEE, ARASH SHADRAVAN, STEVE YOUNG. Rheological properties of invert emulsion drilling fluid under extreme HPHT conditions[C]//2012 Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA Town & Country Resort & Convention Center : The Conference, 2012 : 1-9.
[3] MAHMOOD AMANI, MOHAMMED AL-JUBOURI. An experimental investigation of the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of water-based drilling fluids[C]//Protecting people and the environment-evolving challenges : Society of Petroleum Engineers, 2012 : 1-9.
[4] ROBERT SCHLEMMER, GARY PHOON. A new generation associative polymer extends temperature stability of deepwater drilling fluid[C]//2011 SPE International Petroleum Technology Conference. : Society of Petroleum Engineers, 2011 : 1-13.
[5] KAY A GALINDO, WEIBIN ZHA, HUI ZHOU. High temperature, high performance water-based drilling fluid for extreme high temperature wells[C]//Society of Petroleum Engineers International Symposium on Oilfield Chemistry : The Woodlands, Texas, USA : Society of Petroleum Engineers, 2015 : 1-9.
[6] 刘晓栋, 朱红卫, 高永会. 海洋超高温高压井钻井液设计与测试方法及国外钻井液新技术[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36 (5): 47-52.
LIU Xiaodong, ZHU Hongwei, GAO Yonghui. Drilling fluid design and test method for offshore ultra-HTHP wells and new drilling fluid technology abroad[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2014, 36 (5): 47-52.
[7] 赵建刚, 赵锴, 韩天夫, 等. 超高温高压流变仪的研制与应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36 (3): 333-337.
ZHAO Jiangang, ZHAO Kai, HAN Tianfu, et al. Development and application of an ultra-high temperature ultra-high pressure rheometer[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36 (3): 333-337.
[8] 赵怀珍, 薛玉志, 李公让, 等. 抗高温水基钻井液超高温高压流变性能研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37 (1): 5-9.
ZHAO Huaizhen, XUE Yuzhi, LI Gongrang, et al. Rheological properties of high-temperature water based drilling fluids at high temperature and high pressure[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2009, 37 (1): 5-9.
[9] RYAN EZELL, DOUGLAS J, HARRISON. Design of improved high-density, thermally-stable drill-in fluid for HTHP applications[C]//ATCE 2008 : Society of Petroleum Engineers, 2008: 1-9.

(收稿日期2021-01-19; 编辑 王小娜)