

DOI: 10.3969/j.issn.1001-5620.2021.03.002

水基钻井液高温高压流变动力学研究

何淼^{1, 2}, 施皓瀚¹, 许明标^{1, 2}

(1. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100 ; 2. 非常规油气湖北省协同创新中心(长江大学), 武汉 430100)

何淼, 施皓瀚, 许明. 水基钻井液高温高压流变动力学研究[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(3): 271-279.

HE Miao, SHI Haohan, XU Mingbiao. Study of rheological dynamics of water-based drilling fluids at high temperature and high pressure[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2021, 38(3): 271-279.

摘要 钻井液性能受深井超深井高温高压的影响会产生较大变化, 为确保安全高效钻井作业, 必须准确掌握钻井液在井底高温高压条件下的流变行为。针对一典型的抗高温聚磺水基钻井液, 开展了广域温压(~180 °C, ~100 MPa)下流变性能评价研究, 定量评价了其流变参数随温度压力的变化规律。结果表明: 聚磺水基钻井液流变参数受压力的影响明显小于温度的影响; 在温压组合条件下, 钻井液流变模式拟合效果排序为: 赫-巴>罗-斯>宾汉>卡森>幂律。以赫-巴模式为基础, 采用直接拟合方法从 (T, P) 、 $(T, 1/P)$ 、 $(T, \ln P)$ 、 $(1/T, P)$ 、 $(1/T, 1/P)$ 、 $(1/T, \ln P)$ 、 $(\ln T, P)$ 、 $(\ln T, 1/P)$ 、 $(\ln T, \ln P)$ 9 种组合中构建了其流变参数随温压变化的最佳拟合方程, 建立了聚磺水基钻井液高温高压流变动力学预测模型, 模型预测精度高, 相对误差率 98% 集中在 -7.15%~11.46% 之间, 平均误差仅为 1.03%。

关键词 聚磺水基钻井液; 高温高压; 流变模式; 赫-巴模式; 直接拟合

中图分类号: TE254.1

文献标识码: A

文章编号: 1001-5620(2021)03-0271-09

Study of Rheological Dynamics of Water-Based Drilling Fluids at High Temperature and High Pressure

HE Miao^{1,2}, SHI Haohan¹, XU Mingbiao^{1,2}

(1. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100; 2. Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100)

Abstract In order to ensure the safety of drilling process, it is necessary to have a more profound understanding of the rheological properties of drilling fluid under high temperature and high pressure (HTHP). Polysulfide drilling fluid has excellent performance and is widely used. Experimental research on the rheological properties of drilling fluid under HTHP still needs to be strengthened. Under wide range of temperature and pressure (-180 °C, -100 MPa), the rheological properties of the selected water-based drilling fluid were evaluated, and the rheological parameters were quantitatively evaluated and analyzed. The experimental data show that the rheological property of Polysulfide drilling fluid is less affected by pressure than by temperature. By fitting the commonly used rheological models (Bingham model, Power Law model, Casson model, Herschel-Bulkely model and Robertson-Stiff model) in drilling field, the fitting effect of each model is analyzed, and the best rheological model for describing the rheological behavior of the drilling fluid is found out. The results show that both The H-B model and the R-S model can describe the rheological behavior of the drilling fluid under HTHP, and the fitting effect of the H-B model is slightly better than that of the R-S model. The order of the fitting effect of each mode is as follows: Herschel-Bulkely \approx Robertson-Stiff \approx Bingham > Casson > Power Law. Based on the H-B model, the optimal fitting equation of rheological parameters with temperature and pressure was obtained from the nine combinations of (T, P) , $(T, 1/P)$, $(T, \ln P)$, $(1/T, 1/P)$, $(1/T, \ln P)$, $(\ln T, P)$, $(\ln T, 1/P)$ and $(\ln T, \ln P)$ by direct fitting method and finally the prediction formula of shear stress of polysulfide drilling fluid was obtained. The prediction accuracy of the formula was good, and the relative error rate was mostly concentrated between -7.15%-11.46%, The average error was only 1.03 %.

基金项目: 国家自然科学基金青年项目“基于数据驱动的深水钻井溢流智能识别与反演解释研究”(51904034)

第一作者简介: 何淼, 副教授, 1989 年生, 2016 年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位, 现在主要从事智能钻井、大数据分析等方面研究。E-mail: hemiao@yangtzeu.edu.cn

Key words: Polysulfide water-based drilling fluid; High temperature and high pressure; Rheological model; Herschel-Bulkely model; Direct fitting

0 引言

随着油气资源勘探开发的不断深入, 深层、超深层油气资源已成为油气勘探开发领域的重点领域。在钻探过程中, 由于地温梯度与压力梯度较高, 深部地层处于高温高压状态, 各类钻井液处理剂容易降解失效, 从而对其流变性能造成较大的影响, 加剧钻井安全风险问题^[1]。

国内外学者对高温高压钻井液流变性能已开展了大量研究, 集中在实验评价与模型构建两方面。McMordie、鄢捷年、Sherif、樊洪海等^[2-5]测试了不同类型油基钻井液在高温高压下的流变行为。刘震寰、Amani、William等^[6-8]针对不同类型水基钻井液在不同温压条件下的流变性能开展了实验研究。许洁、高涵、高禹、Zisis、Khomehchi等^[9-13]引入T/P因子修正, 建立了高精度钻井液动力学流变模型, 指出赫-巴模式能较好地描述所研究钻井液的流变性能。然而考虑到钻井液是个性化较强的流体, 随基浆、处理剂及固相含量等的变化, 其在高温高压下的流变行为也会有所差异^[14]。目前国内钻井液流变性能评价设备的抗高温能力一般在180以下, 且大多评价实验局限在固定压力下进行, 不利于适用性更广的高温高压流变模型推广应用。

基于此, 选取现场常用的抗高温聚磺水基钻井液为研究对象, 利用OFI 130-77高温高压流变仪, 开展广域温压(~180 , ~100 MPa)下的聚磺水基钻井液流变性能实验。

1 聚磺钻井液高温高压流变性测试

1.1 钻井液流变性实验

实验使用的聚磺水基钻井液主要配方: 淡水 + 4.5% 膨润土 + 0.5% pH 调节剂 NaOH + 1.0% 包被剂 PAMS-601 + 0.5% 增黏剂 CPS-2000 + 4.0% 降滤失剂 SMP-II + 4.0% 稀释剂 CMN, 密度为 1.5 g/cm³, 采用重晶石加重。

使用 OFI 130-77 高温高压流变仪进行测试, 该仪器具有一套全自动的测试系统, 实验温度可达 260 (500), 压力最高达到 207 MPa (3000 psi), 可以测定各类钻井液流体的流变性能随剪切速

率、剪切应力、温度、压力和时间等参数的变化。

将制备的钻井液样品在 180 、 16 h 热滚老化后进行测试。实验温度设置为 60、90、120、150 和 180 , 压力设置为 15、25、55、85 和 100 MPa, 在黏度计 6 个转速 600、300、200、100、6 和 3 r/min (对应剪切速率为 1022、511、340.7、170.3、10.22、5.11 s⁻¹) 下进行组合测试。

1.2 实验数据分析

1.2.1 剪切应力

图 1 为聚磺水基钻井液在 600 r/min 时不同温度及压力条件下的剪切应力 3D 图及其投影图。

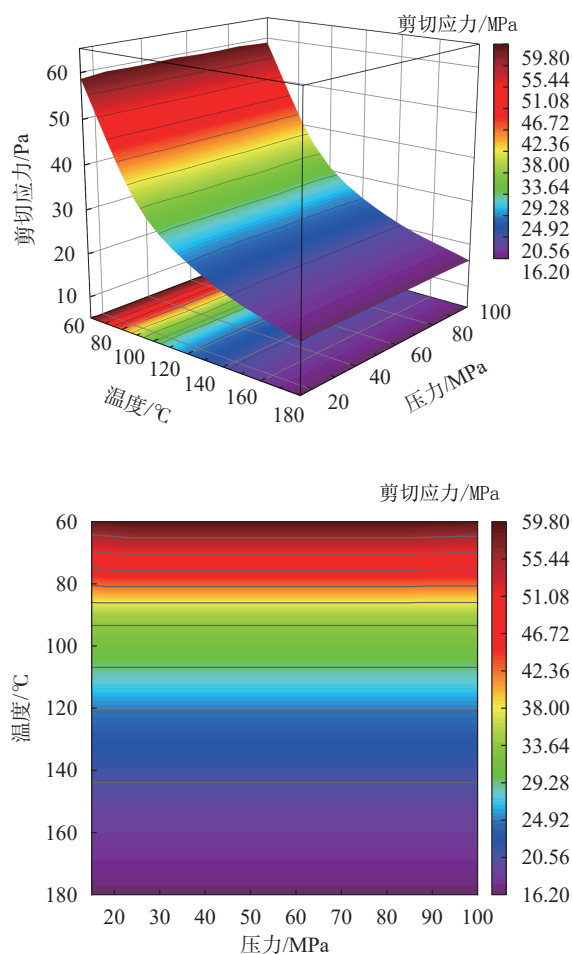


图 1 聚磺水基钻井液在 600 r/min 时不同温度及压力下的剪切应力 3D 图及其投影图

从图 1 可以看出, 聚磺钻井液剪切应力随温度升高而逐渐降低, 且降低的幅度逐渐减缓; 而随

压力升高，剪切应力值变化不大。该钻井液剪切应力的变化受温度的影响远大于其受压力的影响，在从 60 升至 90 的过程中，剪切应力下降幅度为 40.8696%~54.7170%，升至 180 时，其总的变化率达到 -72.1739%~-92.5926%。

图 2 给出了 15 MPa、不同温度下的钻井液流变曲线。可以看到，该种聚磺钻井液的流变曲线不过原点，剪切应力随剪切速率的增大而增大，且两者大致呈线性关系，通过与几种基本流体类型比较可知，该种水基钻井液基本属于塑性流体。

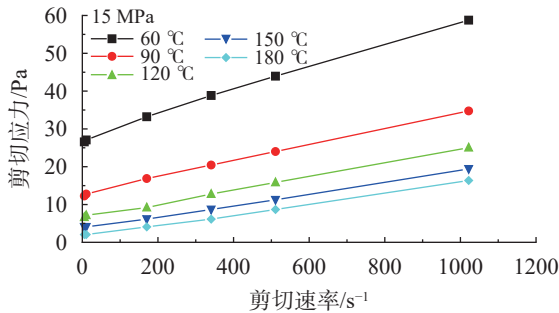


图 2 聚磺水基钻井液流变曲线 (15 MPa)

1.2.2 表观黏度与塑性黏度

图 3~图 5 给出了不同温压条件下聚磺水基钻井液的表观黏度、塑性黏度及动切力的变化规律。

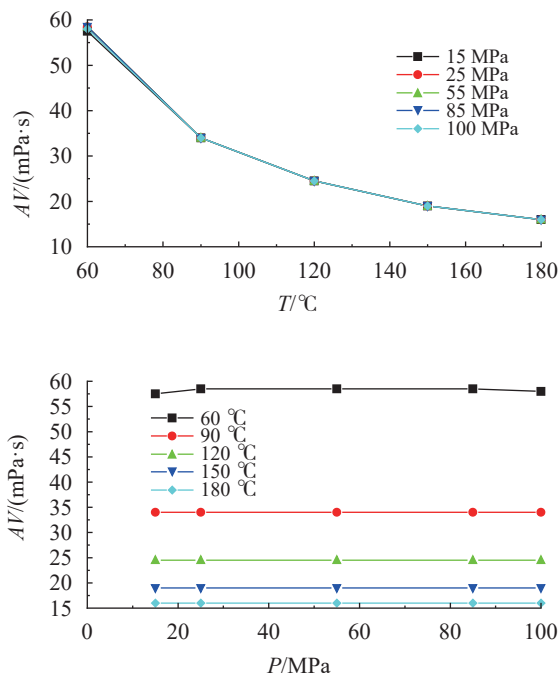


图 3 聚磺水基钻井液表观黏度随温度、压力的变化曲线

表观黏度及塑性黏度均随温度升高而逐渐降

低，温度从 60 升至 90 的过程中，黏度下降幅度较大，其平均变化率分别为 -41.58% 和 -28.55%，随温度继续升高，降低幅度逐渐减小并趋于平缓。在温度为 60 时，随压力增大，表观黏度与塑性黏度均呈现出小幅度的增大，但随着压力的继续升高 ($P > 55$ MPa)，黏度值均呈现出小幅度降低。在温度大于 150 时，塑性黏度随压力升高有小幅度的增大。总的来说，压力对表观黏度和塑性黏度的影响相对于温度的影响而言作用不明显，变化率绝对值不超过 6.67%。

类似的，随温度升高，钻井液动切力逐渐减小，在温度从 60 升至 90 时屈服应力下降幅度较大，平均变化率为 -54.85%，随温度继续升高，减小的幅度逐渐放缓；当温度大于 120 时，压力的升高使得动切力呈现出小幅度的降低。压力对聚磺水基钻井液动切力的影响较小。

当温度为 150 时，钻井液在各压力下的表观黏度为 19 mPa·s，塑性黏度 16.4 mPa·s，动切力 2.66 Pa。温度继续升高至 180，表观黏度降低至 16 mPa·s (变化率 -15.79%)，塑性黏度降低 15.4 mPa·s (变化率 -6.10%)，动切力降低 0.61 Pa (变化率 -77.07%)。总体而言，该钻井液高温下黏度稳定性较好，而切力表现不理想，钻井液有待进一步优化。

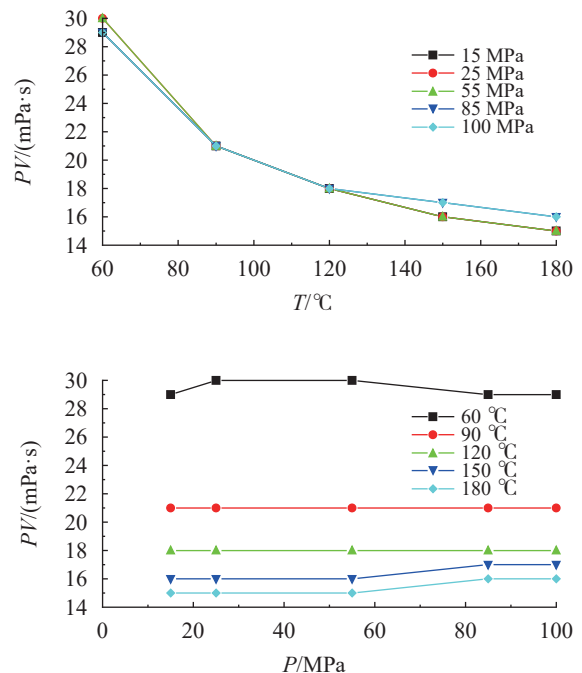


图 4 聚磺水基钻井液塑性黏度随温度、压力的变化曲线

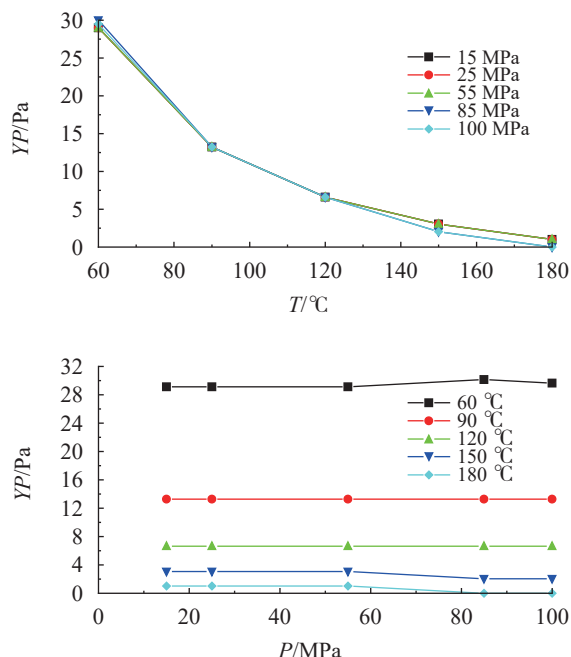
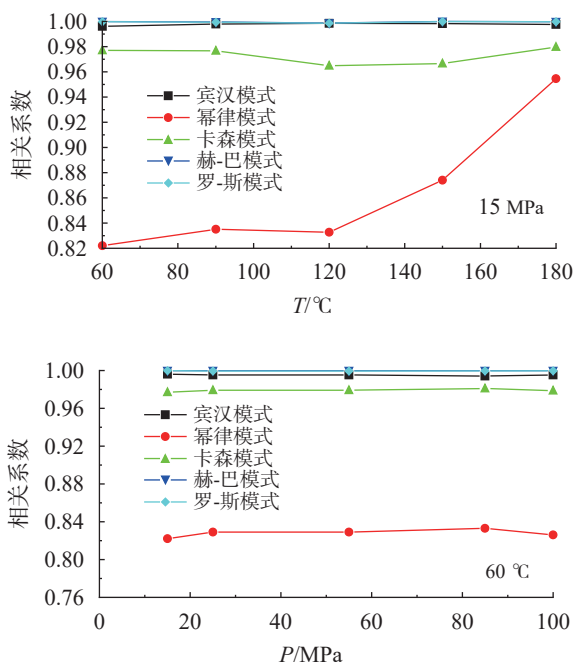


图5 聚磺钻井液动切力随温度、压力变化曲线

1.2.3 流变模式优选

目前常见的用来描述钻井液流变性的有宾汉、幂律、卡森、赫-巴和罗-斯5种模式^[15]。对聚磺钻井液的实验数据进行多元非线性回归分析,采用最小二乘法计算不同流变模式的拟合结果。选取实验温度和压力的上限及下限(15 MPa、100 MPa、60、180)的拟合结果绘制成图6。分析可知,



在5种流变模式中,赫-巴和罗-斯模式拟合效果最佳,在不同温压条件下都能很好地拟合数据,相关系数 R^2 值在0.999左右;宾汉模式的拟合效果次之,但仍能很好地描述该钻井液的流变行为,其相关系数 R^2 值在0.990以上;卡森模式拟合的相关系数 R^2 值在0.960以上;幂律模式拟合效果最差,但在温度较高时(150~180)仍能较好地描述钻井液流变性;宾汉、幂律和卡森模式在高温下的拟合效果都有随压力升高而降低的趋势。

使用5种流变模式下的拟合方程计算出各剪切速率下的剪切应力预测值,与实际测量值对比得到相对误差。将所得大量数据绘制成箱形图(图7),排除异常值的影响,通过观察箱体的大小、触须长度,以及中位数和均值的大小等可直观地判断各模式对实验数据拟合的准确度。

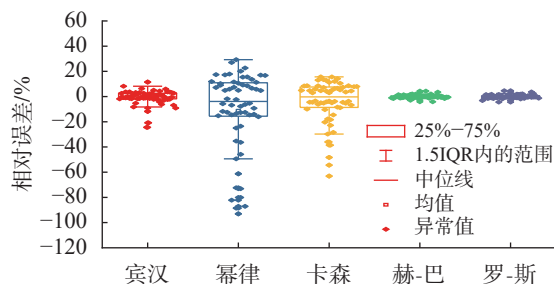


图7 各流变模式下剪切应力计算值与测量值的相对误差箱形图

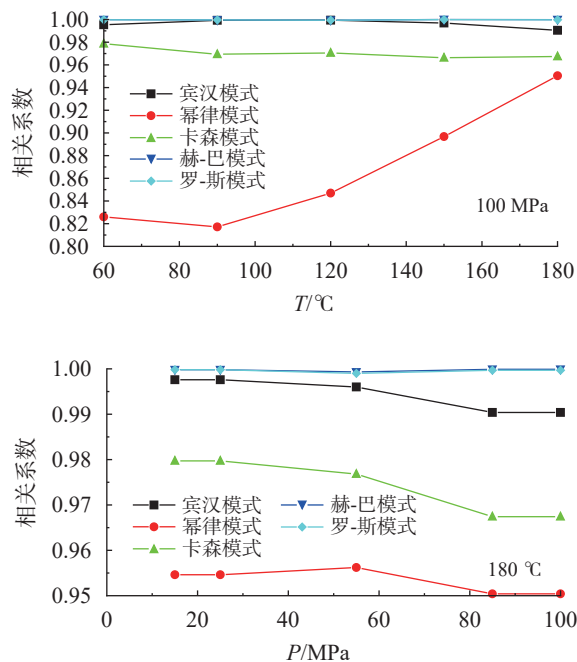


图6 聚磺水基钻井液在不同温度和压力下各模式拟合相关系数

由图 7 可知，赫 - 巴和罗 - 斯模式箱体窄，中位数和均值接近 0，拟合准确度高，两者平均误差分别仅为 0.84%、1.03%，赫 - 巴模式略优于罗 - 斯模式；而幂律模式箱体宽，触须长，表明其正常值的分布相对分散（主要在 -49.42%~27.03% 之间），误差率较高，而异常值的误差率最高达到了 96%。根据量化结果，将各流变模式拟合效果排序：赫 - 巴 > 罗 - 斯 > 宾汉 > 卡森 > 幂律。

2 流变动力学预测模型的建立

以描述该聚磺水基钻井液在高温高压下流变行为的最佳模式，即赫 - 巴模式为基础，对其流变参数计算结果进行拟合，建立了高温高压下流变动力学预测模型。

一般使用 MF 方法 (Multiplicative Factor) 利用 Arrhenius 经验关系式 (式 1) 在流变模式中引入 T/P 因子建立模型。

$$K=A\exp(-E_a/RT) \quad (1)$$

式中， K 为速率常数； A 为指前因子； $-E_a$ 为表观活化能， $J \cdot mol^{-1}$ ； R 为摩尔气体常量， $J/mol \cdot K$ ； T 为热力学温度， K 。

常见的 MF 方法表达式如下：

$$f(P,T)=\exp\left(\frac{A+(BT+C)P}{T}\right) \quad (2)$$

式中， T 为温度，； P 为压力，MPa； A 、 B 、 C 为特征常数。

根据 MF 方法将赫 - 巴模式修正为：

$$\tau_{HB}(P,T,\gamma)=(\tau_0+k\gamma^n)\exp(AP+B/T) \quad (3)$$

已有研究^[16]表明，采用式 (3) 得到的预测值与实测值一致性较差，也就是误差率较大，其归因于 Arrhenius 经验关系的局限性，导致 MF 方法构建的模型的普适性较差。因此，笔者通过直接拟合变量的方法进行建模，拟合方程见式 (4) 并对 (TP) 、 $(T, 1/P)$ 、 $(T \ln P)$ 、 $(1/T, P)$ 、 $(1/T, 1/P)$ 、 $(1/T, \ln P)$ 、 $(\ln T, P)$ 、 $(\ln T, 1/P)$ 、 $(\ln T, \ln P)$ 9 种组合下的赫 - 巴模式三参数拟合结果进行综合分析，进而优选出拟合效果最好的组合。采用的拟合方程如下。

$$f(x,y)=p_0+p_1x+p_2y+p_3x^2+p_4xy+p_5y^2+p_6x^3+p_7x^2y+p_8xy^2+p_9y^3 \quad (4)$$

式中， f 为流变参数； x 、 y 分别为 T/P 组合； $p_0 \sim p_9$ 为相关系数。

2.1 流变参数预测

基于赫 - 巴流变模式，分别建立 9 种组合下对应的流变参数随温度和压力变化的预测模型，并用模型计算值 (见表 1) 与真实值算出相对误差率。绘制了各组合下的相对误差率箱形图，如图 8 所示。

表 1 聚磺水基钻井液赫 - 巴模式流变参数计算结果

$P/$ MPa	$T/$	流变参数			R^2
		τ_0	k	n	
15	60	26.3875	0.0766	0.8725	0.9999
	90	12.3029	0.0393	0.9156	0.9996
	120	6.7012	0.0144	1.0322	0.9987
25	150	4.0051	0.0080	1.0920	1.0000
	180	1.9985	0.0067	1.1077	0.9998
	60	26.3810	0.0850	0.8617	0.9998
55	90	12.3029	0.0393	0.9156	0.9996
	120	6.7235	0.0210	0.9773	0.9990
	150	3.4905	0.0135	1.0210	0.9999
85	180	1.9985	0.0067	1.1077	0.9998
	60	26.3810	0.0850	0.8617	0.9998
	90	12.3029	0.0393	0.9156	0.9996
100	120	6.7235	0.0210	0.9773	0.9990
	150	3.7442	0.0106	1.0537	0.9994
	180	1.9279	0.0057	1.1316	0.9993
150	60	26.8435	0.0942	0.8451	0.9999
	90	12.3046	0.0289	0.9607	0.9996
	120	6.4492	0.0175	1.0059	0.9994
180	150	3.7626	0.0049	1.1655	0.9993
	180	2.0029	0.0028	1.2352	0.9999
	60	26.6284	0.0842	0.8600	0.9999
200	90	12.3046	0.0289	0.9607	0.9996
	120	6.4492	0.0175	1.0059	0.9994
	150	3.5180	0.0064	1.1284	1.0000
250	180	2.0029	0.0028	1.2352	0.9999

模拟结果表明，见表 2， $(1/T, P)$ 组合对 τ_0 、 K 值的拟合效果最好，而 $(\ln T, P)$ 组合对 n 值的拟合效果最好，流变参数的高温高压预测方程如下。

$$\tau_0\left(\frac{1}{T}, P\right)=-3.72+662.1\frac{1}{T}-0.0186P+8.14\times 10^4\frac{1}{T^2}-1.93\frac{P}{T}+5.11\times 10^{-4}P^2-7.19\times 10^5\frac{1}{T^3}+104.3\frac{P}{T^2}+0.00112\frac{P^2}{T}-3.01\times 10^{-6}P^3$$

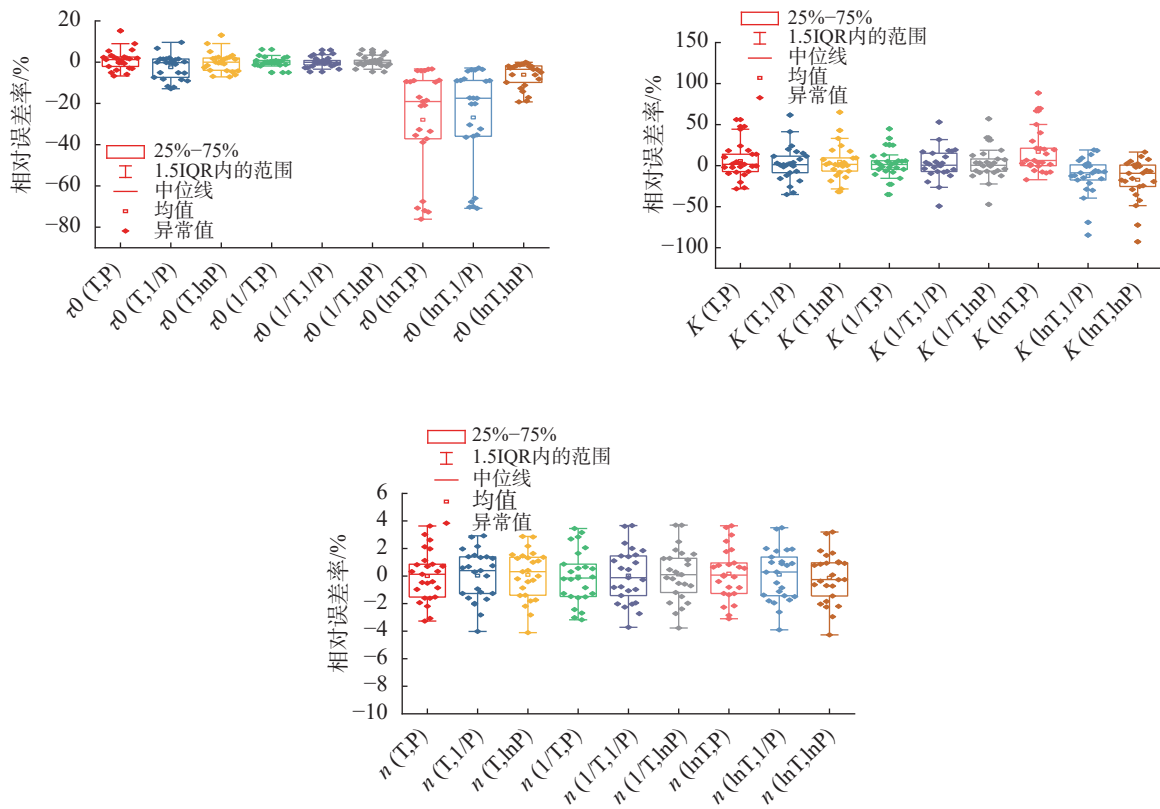


图8 各组合拟合流变参数的相对误差箱形图

$$K\left(\frac{1}{T}, P\right) = -0.0288 + 4.67 \frac{1}{T} + 0.00674P + 15.25 \frac{1}{T^2} - 0.0408 \frac{P}{T} - 9.17 \times 10^{-6} P^2 + 2553 \frac{1}{T^3} + 3.72 \frac{P}{T^2} - 2.7 \times 10^{-4} \frac{P^2}{T} + 5.59 \times 10^{-8} P^3$$

$$n(\ln T, P) = -3.35 + 2.74 \ln T + 0.0274P - 0.611 \ln^2 T - 0.0156P \ln T + 1.05 \times 10^{-4} P^2 + 0.049 \ln^3 T + 0.00167P \ln^2 T + 1.33 \times 10^{-5} P^2 \ln T - 8.81 \times 10^{-7} P^3$$

τ_0 预测方程的相关系数为 0.999，相对误差率 98% 集中在 $-1.87\% \sim 3.23\%$ ，50% 分布于 $-1.22\% \sim 0.78\%$ 。 K 预测方程的相关系数为 0.987，相对误差率 98% 集中在 $-15.52\% \sim 12.99\%$ ，50% 在 $-4.59\% \sim 5.93\%$ 之间。预测方程的相关系数为 0.959，相对误差率 98% 集中在 $-3.09\% \sim 3.65\%$ ，50% 分布于 $-1.26\% \sim 0.95\%$ 之间。相对而言， τ_0 和 n 的相对误差率较小，而 K 的相对误差率较高。

2.2 剪切应力预测

为了进一步检验模型的准确性，将流变参数预测方程代入赫-巴模式中计算得到不同温度、压力

及转速下的剪切应力预测值，并与实测值进行对比，如图 9 所示。可以看出，模型预测准确度随压力升高变化不大，但随温度升高而降低，180 时出现较大的偏差。

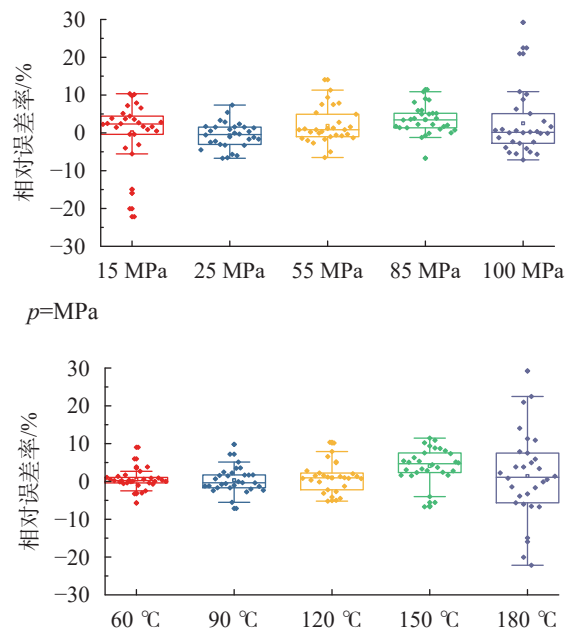


图9 不同温压下剪切应力预测相对误差 ($T=$)

表 2 赫 - 巴模式流变参数预测公式拟合计算结果

组合	参数	p_0'	p_1'	p_2'	p_3'	p_4'	R^2'
		p_5	p_6	p_7	p_8	p_9	Ad R^2
(T, P)	τ_0	90.95	-1.609	-0.002005	0.01028	-0.0003955	0.9993
		0.0005115	-0.00002265	0.000001452	8.954E-08	-0.000003007	0.9988
	K	0.2806	-0.005454	0.001443	0.0000367	-0.000009565	0.9884
		-0.00001492	-8.377E-08	2.412E-08	2.6515E-08	5.585E-08	0.9814
	n	0.8604	0.001368	-0.007345	0.0000107	-0.00002484	0.9761
		0.0001543	-4.222E-08	1.117E-07	0.000000108	-8.808E-07	0.9618
(T, 1/P)	τ_0	92.75	-1.646	-21.86	0.01041	0.5334	0.9992
		-417.2	-0.00002265	-0.00184	-0.496	4859	0.9988
	K	0.3226	-0.006131	0.713	0.00003893	0.008623	0.9879
		-31.12	-8.377E-08	-0.00002995	-0.0006667	219.5	0.9807
	n	0.8619	0.0002334	-8.08	0.00002348	-0.03634	0.9744
		280.3	-4.222E-08	-0.0002224	0.9566	-2877	0.9591
(T, lnP)	τ_0	97.49	-1.573	-6.582	0.01013	-0.01419	0.9993
		2.013	-0.00002265	0.00006093	-0.0002852	-0.1758	0.9988
	K	0.09452	-0.004483	0.122	0.00003417	-0.0004629	0.9884
		-0.02041	-8.377E-08	0.000001024	0.00002418	0.001086	0.9814
	n	0.9511	0.01221	-0.305	-0.000005252	-0.005758	0.9746
		0.1215	-4.222E-08	0.00000585	0.000675	-0.01361	0.9593
(1/T, P)	τ_0	-3.718	662.1	-0.01862	81390	-1.935	0.9999
		0.0005113	-719100	104.3	0.001124	-0.000003007	0.9998
	K	-0.02875	4.668	0.0006744	15.25	-0.04084	0.9924
		-0.000009171	2553	3.719	-0.0002704	5.85E-08	0.9879
	n	1.894	-190.6	-0.006703	14640	-0.3982	0.9728
		0.0001806	-392400	18.65	-0.001378	-8.808E-07	0.9565
(1/T, 1/P)	τ_0	-3.756	519.9	17.68	90470	697.6	0.9999
		-609.4	-719100	-110600	13720	4859	0.9998
	K	-0.0132	-1.232	1.06	366	75.83	0.9918
		-33.02	2553	-4860	188.2	219.5	0.9869
	n	2.343	-250.3	-28.02	16480	1543	0.9700
		494.9	-392400	-26910	-10320	-2877	0.9519
(1/T, lnP)	τ_0	2.97	957.4	-6.327	71590	-146.9	0.9999
		1.876	-719100	4119	10.63	-0.1758	0.9998
	K	-0.1575	11.03	0.08562	-383.1	-2.071	0.9923
		-0.01626	2553	159.8	-0.1293	0.001086	0.9877
	n	3.576	-223.1	-1.291	12490	30.87	0.9710
		0.2754	-392400	842.2	-7.549	-0.01361	0.9537

注 :R 为修正的相关系数

表2 赫-巴模式流变参数预测公式拟合计算结果(续)

组合	参数	$P_0/$	$P_1/$	$P_2/$	$P_3/$	$P_4/$	$R^2/$
		P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	Ad R^2
(lnT, P)	τ_0	1315	-729.1	0.3028	136.5	-0.1379	0.9999
		0.0005287	-8.633	0.01436	0.000001377	-0.000003007	0.9998
	K	5.01	-2.91	0.009937	0.5697	-0.00357	0.9913
		-0.00002515	-0.03757	0.0003388	0.000002833	5.585E-08	0.9860
	n	-3.352	2.744	0.02735	-0.6109	-0.01555	0.9746
		0.0001048	0.0485	0.001674	0.0000132	-8.808E-07	0.9594
(lnT, 1/P)	τ_0	1345	-741.7	-416.3	137.8	171.2	0.9999
		-20.28	-8.633	-16.92	-96.77	4859	0.9998
	K	5.768	-3.222	-9.187	0.6013	4.274	0.9907
		-26.32	-0.03757	-0.4336	-1.035	219.5	0.9851
	n	-0.4912	1.321	-28.9	-0.4358	15.91	0.9725
		-109	0.0485	-2.776	106.9	-2877	0.9560
(lnT, lnP)	τ_0	1295	-716.2	3.827	135.1	-5.148	0.9999
		2.311	-8.633	0.5874	-0.07046	-0.1758	0.9998
	K	3.974	-2.543	0.485	0.5336	-0.154	0.9912
		-0.02686	-0.03757	0.01448	0.001982	0.001086	0.9858
	n	-10.57	5.518	3.185	-0.8223	-1.248	0.9731
		90.95	-1.609	-0.002005	0.01028	-0.0003955	0.9570

注: R 为修正的相关系数

图10给出了总体的剪切应力预测相对误差分布,绝大部分(98%)集中在-7.15%~11.46%之间,其中50%在-1.28%~3.84%之间,相对误差率均值仅为1.03%,建立的高温高压流变动力学模型预测偏差小、精度高。

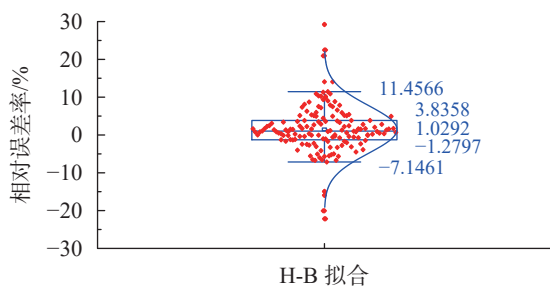


图10 剪切应力预测相对误差

4 结论

1. 使用 OFI 130-77 高温高压流变仪对所选

取的聚磺水基钻井液开展了广域温压下(~180 °C, ~100 MPa)流变性能实验研究。结果表明该水基钻井液流变参数受压力的影响明显小于温度的影响。对常见的流变模式进行了多元非线性回归分析,拟合效果排序为:赫-巴>罗-斯>宾汉>卡森>幂律。

2. 基于赫-巴流变模式,采用直接拟合方法建立了 (T, P) $(T, 1/P)$ $(T, \ln P)$ $(1/T, P)$ $(1/T, 1/P)$ $(1/T, \ln P)$ $(\ln T, P)$ $(\ln T, 1/P)$ $(\ln T, \ln P)$ 9种组合下的流变参数高温高压预测方程,并优选出了拟合效果最好的组合。 $(1/T, P)$ 组合对 τ_0 、 K 值的拟合效果最好,而 $(\ln T, P)$ 组合对 n 值的拟合效果最好。

3. 剪切应力预测模型的计算值与实测数据相比,98%相对误差率集中在-7.15%~11.46%之间,均值仅为1.03%,这说明建立的高温高压流变动力学模型准确度较高,可用于现场钻井液性能预测。

参考文献

- [1] 张功成, 屈红军, 赵冲, 等. 全球深水油气勘探 40 年大发现及未来勘探前景 [J]. 天然气地球科学, 2017, 28 (10) :1447-1477.
ZHANG Gongcheng ,QU Hongjun ,ZHAO Chong , et al. Giant discoveries of oil and gas exploration in global deepwaters in 40 years and the prospect of exploration[J]. *CNOOC Research Center Department of Geology* , 2017 , 28 (10) :1447-1477.
- [2] MCMORDIE W C , BENNETT R B , BLAND R G. The effect of temperature and pressure on the viscosity of oil-base muds[J]. *Journal of Petroleum Technology* , 1975 , 27 (7) :884-886.
- [3] 鄢捷年, 赵雄虎. 高温高压下油基钻井液的流变特性 [J]. 石油学报, 2003, 24 (3) :104-109.
YAN Jienian , ZHAO Xionghu. Rheological properties of oil_based drilling fluids at high temperature and high pressure[J]. *Acta Petrolei Sinica* , 2003 , 24 (3) : 104-109.
- [4] SHERIF T , AHMED R , SHAH S , et al. Rheological behavior of oil-based drilling foams[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* , 2015 , 26 :873-882.
- [5] FAN H , ZHOU H , MENG X , et al. Accurate prediction model for rheological properties of drilling fluids at high temperature and high pressure conditions[C]. *SPE* 176263 , 2015.
- [6] 刘震寰. 超高密度高温钻井液体系与流变性调控机理研究 [D]. 中国石油大学 (华东), 2008.
LIU Zhenhuan. Study on ultra-high density and high temperature drilling fluid and rheological control mechanism[D]. China University of Petroleum (East China) , 2008.
- [7] AMANI M , ALJUBOURI M J. An experimental investigation of the effects of ultra high pressures and temperatures on the rheological properties of water-based drilling fluids[C]. *SPE* 157219 , 2012.
- [8] WILLIAM J K M , PONMANI S , SAMUEL R , et al. Effect of CuO and ZnO nanofluids in xanthan gum on thermal , electrical and high pressure rheology of water-based drilling fluids[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 2014 , 117 :15-27.
- [9] 许洁. 超高温水基钻井液技术及其流变模型研究 [D]. 中国地质大学, 2015.
XU Jie. Research on ultra-high temperature water-based drilling fluid and its rheological model [D]. China University of Geosciences , 2015.
- [10] 高涵, 许林, 许明标, 等. 深水水基恒流变钻井液流变特性研究 [J]. 钻井液与完井液, 2018 , 35 (3) :60-67.
GAO Han , XU Lin , XU Mingbiao , et al. Study on rheology of consistent rheology water base drilling fluid for deep water drilling[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid* , 2018 , 35 (3) :60-67.
- [11] 高禹, 孙宝江, 陈野, 等. 油基钻井液高温高压流变性实验研究 [C]. 2019 国际石油石化技术会议, 2019.
GAO Yu , SUN Baojiang , Chen Ye , et al. Experimental study on high temperature and high pressure rheological properties of oil-based drilling fluid[C]. 2019 International Petroleum & Petrochemical Technology Conference , 2019.
- [12] ZISIS V , VASSILIOS C K , LORI N , et al. Effect of temperature on the rheological properties of neat aqueous Wyoming sodium bentonite dispersions[J]. *Applied Clay Science* , 2017 , 136 :26-36.
- [13] KHAMEHCHI E , TABIBZADEH S , ALIZADEH A. Rheological properties of aphron based drilling fluids[J]. *Petroleum Exploration and Development* , 2016 , 43 (6) : 1076-1081.
- [14] 王中华. 国内外超高温高密度钻井液技术现状与发展趋势 [J]. 石油钻探技术, 2011 , 39 (2) :1-7.
WANG Zhonghua. Status and development trend of ultra-high temperature and high density drilling fluid at home and abroad[J]. *Petroleum Drilling Techniques* , 2011 , 39 (2) :1-7.
- [15] 李琪, 王再兴, 沈黎阳, 等. 基于改进黄金分割法的钻井液流变模式优选 [J]. 钻井液与完井液, 2016 , 33 (1) :57-62.
LI Qi , WANG Zaixing , SHEN Liyang , et al. Optimization of drilling fluid Rheological pattern using improved Golden section method[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid* , 2016 , 33 (1) :57-62.
- [16] XU L , HUANG Y , CHENG X H , et al. Comparative investigations into dynamic rheological modeling of the water-based drilling fluid under HTHP conditions[J]. *Journal of Computational Methods in Sciences and Engineering* , 2018 , 18 (3) :801-817.

(收稿日期2021-01-31; 编辑 付玥颖)