



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2403069

引用格式:陈浩东,罗鸣,马传华,等.南海深水超深水常用钻井液流变参数通用预测模型[J].科学技术与工程,2025,25(6):2332-2340.

Chen Haodong, Luo Ming, Ma Chuanhua, et al. A new model for predicting rheological parameters of drilling fluid suitable for deep and ultra-deep water drilling in the South China Sea[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(6): 2332-2340.

南海深水超深水常用钻井液流变参数 通用预测模型

陈浩东¹, 罗鸣¹, 马传华¹, 庞宇航², 徐一龙¹, 梁继文¹, 孙宝江², 尹邦堂^{2*}

(1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570300; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580)

摘要 钻井液的流变参数对于精准预测深水、超深水并钻井水力参数具有重要影响。开展了南海深水常用 HEM 钻井液 (high efficient mud, HEM) 和合成基钻井液在 4~210 °C、30~180 MPa 条件下的流变实验,揭示了大温压范围内表现黏度、塑性黏度及动切力等流变参数随温压的变化规律;基于实验数据对比评价了已有 9 种流变模型,发现罗斯模型适用于合成基钻井液、赫巴模型适用于 HEM 钻井液选,在此基础上创建了一种适用于高低温、高低压交变,HEM 和合成基钻井液的流变参数通用预测模型,最大误差 11.95%、平均误差为 0.62%,均优于已有模型;在使用 HEM 钻井液时计算井底压力误差为 0.28%,在使用合成基钻井液时计算井底压力误差为 0.181%,可满足南海深水钻井要求。

关键词 深水超深水; 高低温压交变; 合成基钻井液; HEM 钻井液; 流变模型

中图分类号 TE52; **文献标志码** A

A New Model for Predicting Rheological Parameters of Drilling Fluid Suitable for Deep and Ultra-deep Water Drilling in the South China Sea

CHEN Hao-dong¹, LUO Ming¹, MA Chuan-hua¹, PANG Yu-hang², XU Yi-long¹, LIANG Ji-wen¹, SUN Bao-jiang², YIN Bang-tang^{2*}

(1. CNOOC China Limited, Hainan Branch, Haikou 570300, China; 2. China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

[Abstract] The rheological parameters of drilling fluid have an important impact on accurately predicting the hydraulic parameters of deepwater and ultra-deepwater drilling wells. The rheological experiments were carried out on commonly used HEM (high efficient mud) drilling fluids and synthetic-based drilling fluids in the deep waters of the South China Sea under conditions of 4 to 210 °C and 30 to 180 MPa. The variation laws of rheological parameters such as apparent viscosity, plastic viscosity, and dynamic shear stress with temperature and pressure were revealed in a wide range of temperature and pressure. Based on the experimental data, nine existing rheological models were compared and evaluated. It was found that the Ross model is suitable for synthetic-based drilling fluid, and the Herschel-Bulkley model is suitable for HEM drilling fluid. On this basis, a general predictive model for rheological parameters of HEM and synthetic-based drilling fluids was created, which is applicable to alternating high and low temperatures, high and low pressures. The maximum error of this model is 11.95%, with an average error of 0.62%, which is better than existing models. The bottom hole pressure error is 0.28% when using HEM drilling fluid and 0.181% when using synthetic drilling fluid, which can meet the requirement of deep water drilling in the South China Sea.

[Keywords] deep and ultra-deep water; high and low temperature and pressure alternations; synthetic-based drilling fluid; HEM drilling fluid; rheological model

中国油气资源的勘探与开发在逐步向深水、超深水方向发展。这类油气资源开发过程中存在着超高温、超高压等特点。近年来,中国深水油气勘探获得了许多重要成果,截至 2018 年底,在南海北

部累计探明油气地质储量约为 3.9×10^8 t 油当量,其中发现荔湾 3-1、陵水 17-2、陵水 25-1 等深水气田,累计天然气探明储量达 $3\ 500 \times 10^8$ m³;发现流花 16-2、流花 20-2 和流花 21-2 等深水油田,累计石

收稿日期: 2024-04-25; 修订日期: 2024-12-15

基金项目: 国家自然科学基金联合基金重点项目 (U21B2069); 国家重点研发计划 (2022YFC2806504); 国家自然科学基金面上项目 (52274020)

第一作者: 陈浩东 (1984—), 男, 汉族, 湖北黄石人, 博士, 高级工程师。研究方向: 海洋石油钻井完井技术。E-mail: chenhd3@cnooc.com.cn。

* 通信作者: 尹邦堂 (1985—), 男, 汉族, 山东青州人, 博士, 副教授。研究方向: 深水井筒多相流动压力控制理论及应用。E-mail: yinbangtang@163.com。

油探明储量达 $7\,500 \times 10^4 \text{ t}^{[1-3]}$ 。

深水、超深水钻井除了泥线温度较低以外,还会钻遇高温、高压等复杂条件。温度从泥线 $4\text{ }^\circ\text{C}$ 到井底 $200\text{ }^\circ\text{C}$ 、压力从 30 MPa 到井底 100 MPa 以上,温压交变范围大,对钻井液流变性严重影响^[4-6]。

目前中国关于钻井液的流变性实验研究也在逐步增多。张统得等^[7]通过钻井液正交实验确定了适合页岩气复杂地层的有机硅聚合物体系钻井液配方。唐波等^[8]通过高温高压钻井液摩阻测试实验,揭示了高温高压条件下钻井液的摩阻变化规律。孙珊珊等^[9]通过高温高压流变性实验解释了纳米颗粒的形状、大小等因素对钻井液流变性的影响。陈彬等^[10]检测了高温高压条件下合成基钻井液的流变性,并建立了适用于深水合成基钻井液的流变学动力方程。杨加伟等^[11]通过钻井液流变性实验,确定了一种防止水平井坍塌的水基钻井液配方。李炎军等^[12]通过钻井液流变性实验确定了一种高温高密度水基钻井液的流变性调控方法。王胜等^[13]通过钻井液流变性实验揭示了低固相聚合物钻井液在低温下的流变学特性。

目前不同钻井液流变参数预测模型的适用范围也各不相同,流变参数是用来描述流体流动和变形行为的特性参数,它们在流变学中起着至关重要的作用。从1922年开始,中外学者先后提出了宾汉流变学模型^[14]、幂律流变学模型^[15]、H-B流变学模型(赫巴)^[16]、卡森流变学模型^[17]、R-S流变学模型(罗斯)^[18]、Sisko流变学模型^[19]、双曲流变学模型^[20]、林伯亨流变学模型^[21]、四参数流变学模型^[22]9个流变模型。但是随着越来越多的深水、超深水井出现,这些模型能否适用于钻井液的实际流动状态、达到对钻井水力参数准确计算的要求^[23-24]需要进行评价。因此,研究深水超深水温压交变条件下的钻井液流变规律十分必要。

现开展南海高低温、高低压条件下的常用钻井液流变性实验,揭示温压对流变参数的影响规律,进而对目前已有的钻井液流变模型进行评价,创建一种适用于南海大温压条件下的钻井液流变模型。

1 南海深水超深水温压环境下钻井液流变性实验

以南海深水、超深水钻井常用的 HEM 和合成基两种钻井液体系为研究对象,开展不同温压条件下的流变性实验研究。

1.1 实验准备

1.1.1 实验材料

根据南海 X 油田现场钻井液实际应用情况,采

用施工现场实际钻井液配方调配出 HEM 钻井液原浆,密度为 1.25 g/cm^3 ,再通过添加 600 目硫酸钡调配成 1.8 g/cm^3 ;将 600 目硫酸钡添加至一部分合成基钻井液成品内提高密度为 1.8 g/cm^3 。

HEM 钻井液材料:海水土浆、降失水剂、封堵剂、羟基成膜剂、生物聚合物、低分子包被剂、聚胺抑制剂、防泥包润滑剂、降滤失剂。 1.25 g/cm^3 合成基钻井液为现场提供的成品。

图 1 和图 2 为配置后的实验用钻井液样品。

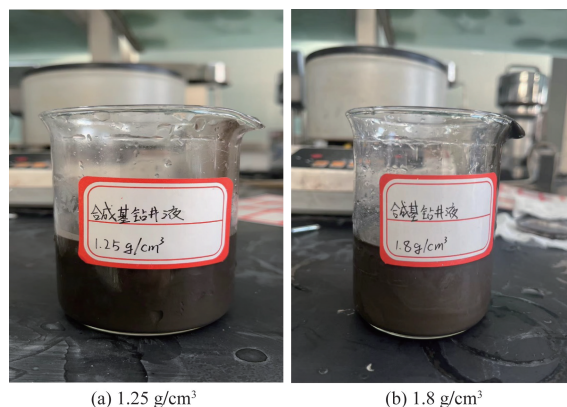


图 1 合成基体系钻井液成品展示图
Fig. 1 Synthetic-base drilling

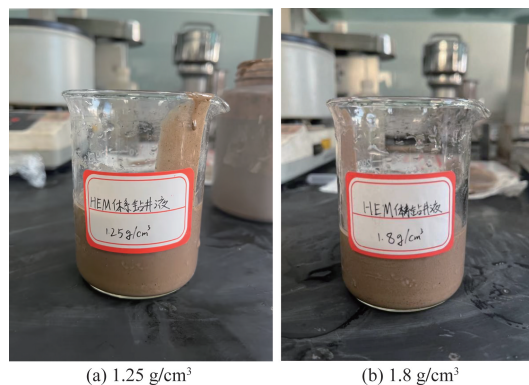


图 2 HEM 钻井液成品展示图
Fig. 2 HEM drilling fluid

1.1.2 实验器材

采用 OFITE 高低温高压旋转黏度计,如图 3 和图 4 所示,测量了合成基钻井液和 HEM 钻井液在 $4\sim 210\text{ }^\circ\text{C}$ 和 $30\sim 180\text{ MPa}$ 下的六速剪切应力。

1.2 实验方法

(1)将 155 mL 校准液倒入腔体内转子内,确定转子磁性正常并轻轻摇动腔体,待环空与转子内液面持平后,安装腔体与加压装置进行仪器校准,校准流程最后决定系数显示 $R^2 \geq 0.999$ 后说明校准成功,校准后将校准液倒进废液缸,并将转子及腔体洗净擦干。

(2)取出 155 mL 钻井液样品,并将其缓慢倒

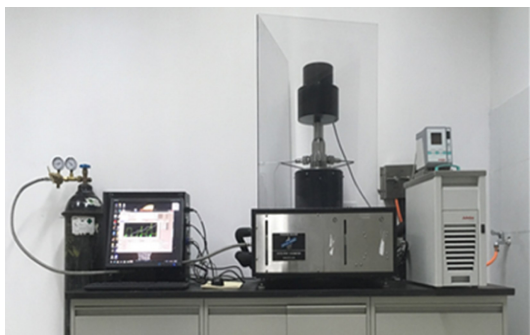
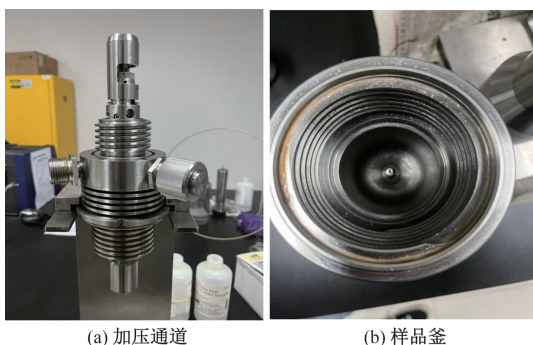


图3 OFITE 高温高压流变仪

Fig. 3 OFITE high temperature and high pressure rheometer



(a) 加压通道

(b) 样品釜

图4 流变仪核心配件

Fig. 4 Rheometer teardown diagram

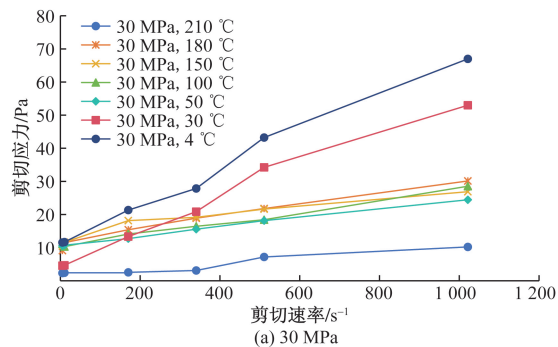
入转子内并等待样品缓慢从转子底部流出后沿环空上返并包裹整个转子,确认腔体内密封圈和钢圈位置摆放正确后,安装腔体。将腔体放置到流变仪变温槽内,并将流变仪加压管线连接到腔体接口处。

(3)在 ORCADA 软件中建立新的测试,在新的测试中选择合适的模型后,在模型中设置温度、压力、转速等实验条件,保存测试后点击开始测试,并记录各时间点的剪切应力。

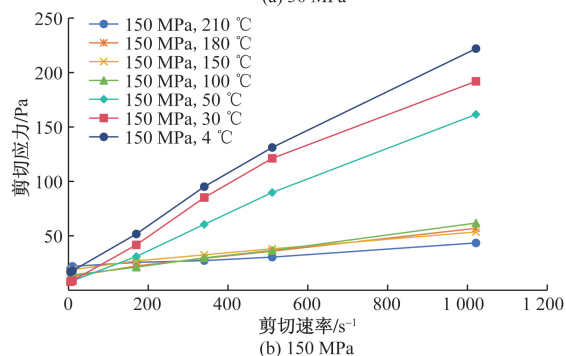
1.3 实验结果与分析

各钻井液剪切应力随温压的变化规律如图5和图6所示。随剪切速率升高,各钻井液样品的剪切应力均增大。选择 1.25 g/cm^3 的两种钻井液实验结果进行分析,由图5可见 1.25 g/cm^3 的合成基钻井液在相同温度时 30 MPa 的剪切应力远小于 150 MPa 时的剪切应力,可见温度、压力对合成基钻井液的剪切应力均影响很大。图6可见 1.25 g/cm^3 HEM 钻井液在相同温度时 30 MPa 的剪切应力与 150 MPa 时的剪切应力无明显差别,由此推断的剪切应力与压力关系不大,主要受温度影响;结果表明:在高剪切率下,温度、压力对剪切力有明显的影响,而在低剪切率下,两者的差别不大。

图7和图8是 1.25 g/cm^3 合成基钻井液和 HEM 钻井液流变参数随温度的变化曲线。从图7



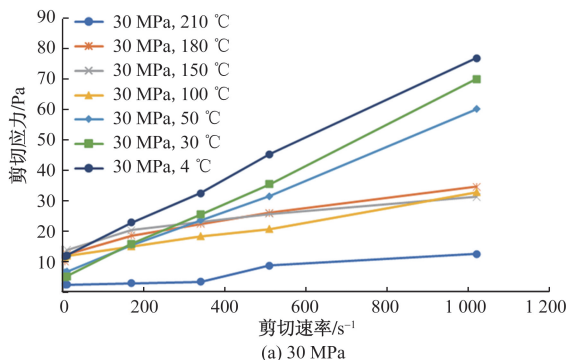
(a) 30 MPa



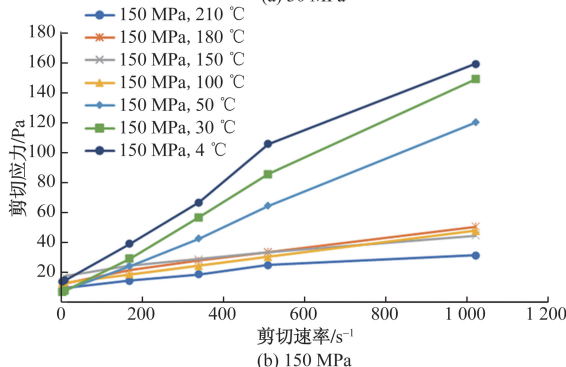
(b) 150 MPa

图5 不同条件下 1.25 g/cm^3 合成基钻井液剪切应力变化规律

Fig. 5 Shear stress variation of 1.25 g/cm^3 synthetic base drilling fluid at different temperatures and pressures



(a) 30 MPa



(b) 150 MPa

图6 不同条件下 1.25 g/cm^3 HEM 钻井液剪切应力变化规律

Fig. 6 Shear stress variation of 1.25 g/cm^3 HEM drilling fluid at different temperatures and pressures

中可发现,黏度随温度升高而下降,而动切力则是先降低后升高再降低的规律。从图8中可以看到,

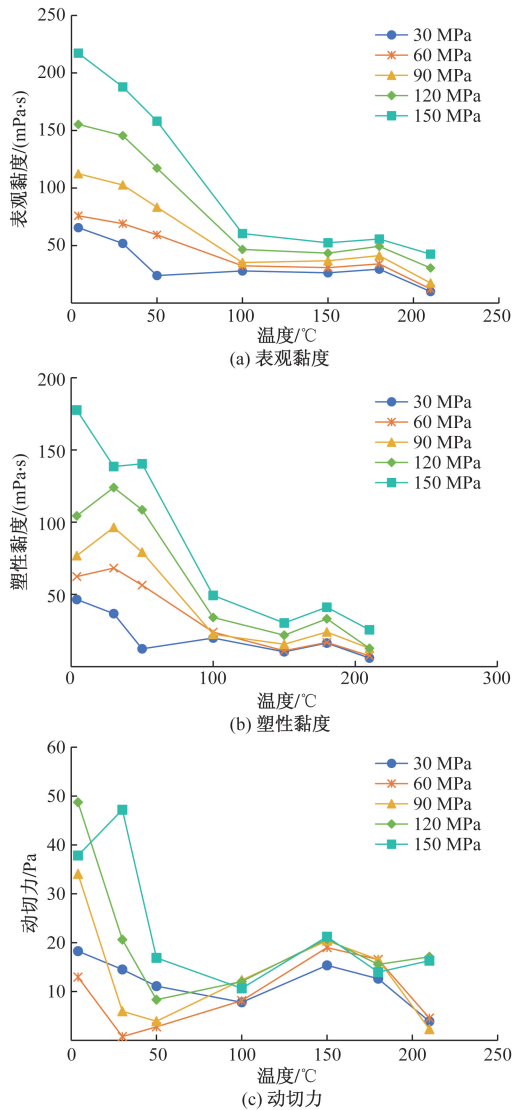


图7 1.25 g/cm³合成基体系钻井液流变参数随温度的改变趋势

Fig. 7 Variation trend of rheological parameters of 1.25 g/cm³ synthetic drilling fluid with temperature

压力条件对 HEM 钻井液流变性并没有特别明显的影响,而动切力则随着环境温度的提高而降低,进而逐步增加。流变参数整体呈现下降趋势是因为温度升高分子间作用力减小导致黏度下降,动切力虽然整体也是下降趋势但是途中有波动现象,原因为随着流变仪悬垂转动过程中,样品中固相会出现分布不均匀的现象,导致动切力有波动。

2 适用于南海深水超深水钻井液的通用流变模型建立

2.1 现有流变模型评价

目前现场常用的流变模型有 9 种,如表 1 所示。借助数据处理软件,基于上述实验数据,分别对 9 种流变模型进行非线性拟合。以 4 ~ 210 °C、

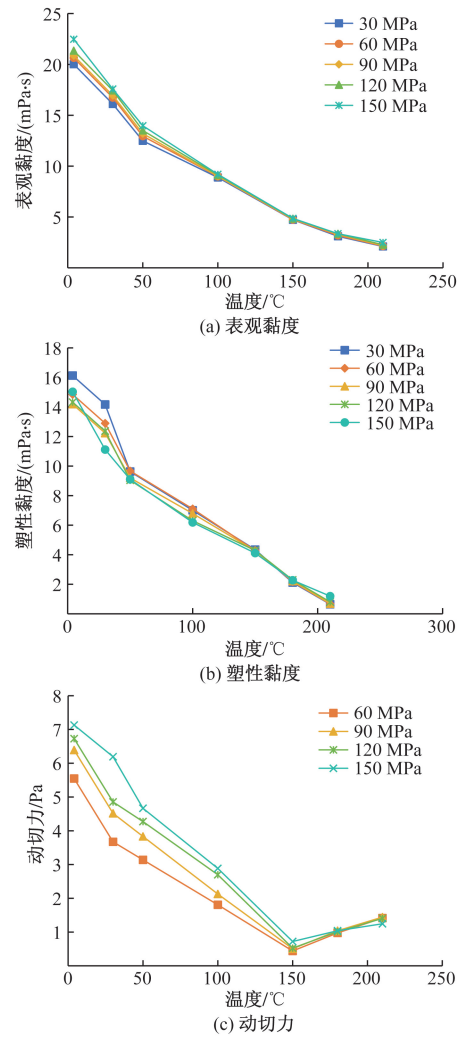


图8 1.25 g/cm³HEM 体系钻井液流变参数随温度的改变趋势

Fig. 8 The change of rheological parameter with temperature for 1.25 g/cm³ HEM drilling fluid

150 MPa 条件的各流变模型决定系数为例展示,决定系数 R^2 越接近 1 说明拟合效果越好,选择 150 MPa 条件下 1.25 g/cm³ 的两种钻井液作为展示,各模型 R^2 对比如图 9 和图 10 所示。以 1.25 g/cm³ 密度钻井液为例,选择拟合程度较好的流变模式进行展示,拟合后的各种流变模型如表 2 和表 3 所示。

使用 ORIGIN 数学软件对剪切应力曲线使用不同模式进行拟合便可以得出不同条件下不同流变学模型的决定系数,决定系数越接近 1 就代表该流变模型拟合程度越高,因此可以通过对比不同流变模型的决定系数来判断不同流变模型对于该钻井液的适用程度。由图 9 和图 10 可发现,在同一温度压力下,幂律、宾汉等两参数流变模型的决定系数是最小的。罗斯模型最适合合成基钻井液,1.25 g/cm³ 合成基钻井液罗斯模型平均决定系数为

0.994, HEM 钻井液赫巴模型拟合最优, 1.25 g/cm³ 温压条件下, 罗斯模型适用于合成基钻井液, 赫巴 HEM 钻井液平均拟合系数为 0.997。因此, 在实验 模型适用于 HEM 钻井液。

表 1 现有流变模型
Table 1 Existing rheological patterns

流变模型	方程	特点
宾汉 ^[14]	$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$	多用于塑性流体
幂律 ^[15]	$\tau = K\gamma^n$	更多用于表现流体的假塑性
卡森 ^[16]	$\tau^{1/2} = \tau_c^{1/2} + \eta_\infty^{1/2} \gamma^{1/2}$	适合中-低剪切速率计算
H-B(赫巴) ^[17]	$\tau = \tau_y + K\gamma^n$	加入了屈服值
R-S(罗斯) ^[18]	$\tau = A(\gamma + C)^B$	一直能够更好地拟合流变数据的三参数模型
Sisko ^[19]	$\tau = a\gamma + b\gamma^c$	可很好地描述大剪切速率跨度内流体的流动特性
双曲 ^[20]	$\tau = \tau_0 + \frac{a\gamma}{1 + b\gamma}$	该模型为了更精确地计算出井底中层流及紊流条件下的水力参数, $\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$ 引进了动切力修正项
林伯亨 ^[21]	$\tau = \tau_s + \eta_p \gamma \left(1 + \frac{\beta}{\gamma}\right)^{1/2}$	更适用于描述具有剪切稀释性的流体
四参数 ^[22]	$\tau = \tau_0 + a\gamma + b\gamma^c$	该模型考虑了塑性黏度、剪切稀释及凝胶强度

注: 宾汉模式中, τ 为剪切应力, Pa; τ_0 为动切应力, Pa; μ_p 为塑性黏度, mPa·s; γ 为剪切速率, s⁻¹; 幂律模式中 K 为稠度系数, Pa·sⁿ; n 为流性指数, 无量纲; 卡森模式中 τ_c 为卡森动切力, Pa; η_∞ 为极限高剪黏度, mPa·s。赫巴模式中 τ_y 为赫巴动切力, Pa; 罗斯模式中 A 为罗斯流体稠度系数, Pa·s^B; C 为初始剪切速率, s⁻¹; B 为罗斯模式的流性指数, 无量纲; Sisko 模式中 a 为极限剪切黏度, Pa·s; b 为稠度控制系数, Pa·s^c; c 为流性指数, 无量纲; 双曲模式中 τ_0 为屈服应力, Pa; a 为稠度系数, Pa·s; b 为剪切稀释系数, 无量纲; 林伯亨模式中 τ_s 为静切应力或凝胶强度, Pa; η_p 为塑性黏度, Pa; β 为剪切稀释系数, 无量纲。四参数模式中 τ_0 为屈服应力, Pa; a 为黏度系数, Pa·s; b 为稠度系数 Pa·s^c; c 为流性指数, 无量纲。

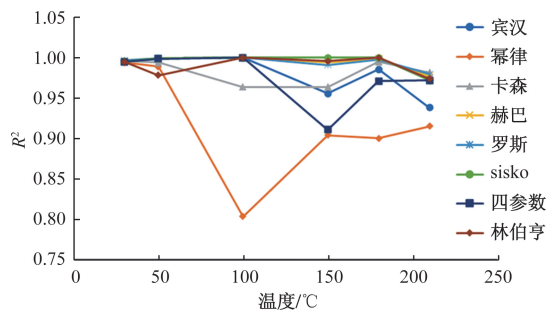


图 9 150 MPa 全温度 1.25 g/cm³ 合成基钻井液各流变模型拟合决定系数 R²

Fig. 9 Determination coefficient R² for fitting various rheological modes of 150 MPa full temperature synthetic drilling fluid

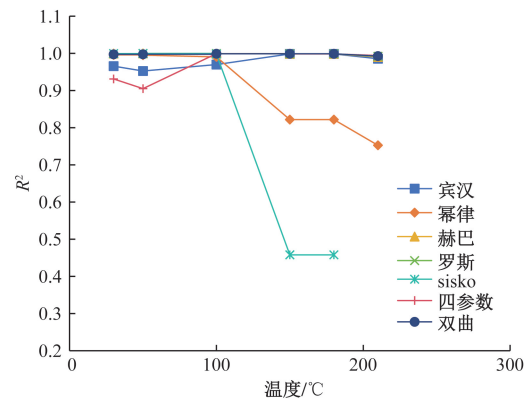


图 10 150 MPa 全温度 1.25 g/cm³ HEM 钻井液各流变模型拟合决定系数 R²

Fig. 10 Determination coefficient R² for fitting various rheological modes of 150 MPa full temperature HEM drilling fluid

表 2 1.25 g/cm³ 合成基钻井液各种流变拟合模型 (150 °C)
Table 2 Various rheological fitting models for 1.25 g/cm³ synthetic-based drilling fluid (150 °C)

流变模式	不同压力下流变方程	
	30 MPa	150 MPa
宾汉	$\tau = 0.009\ 06\gamma$	$\tau = 1.045 \times 10^{-14} + 0.007\ 9\gamma$
幂律	$\tau = 0.005\ 8\gamma^{1.64}$	$\tau = 0.005\ 7\gamma^{1.05}$
赫巴	$\tau = 0.005\ 9\gamma^{1.06}$	$\tau = 0.17 + 0.005\ 8\gamma^{1.044}$
罗斯	$\tau = 12.658\ 01\gamma^{1.06}$	$\tau = 0.005\ 78(25.41 + \gamma)^{1.05}$
双曲	$\tau = 0.239\ 13 + \frac{0.620\ 87\gamma}{1 + 1.001\ 03\gamma}$	$\tau = 0.19 + \frac{0.007\ 6\gamma}{1 + 1.013\ 8\gamma}$

表3 拟合后的 1.25 g/cm³ HEM 钻井液各种流变模型(150 °C)
Table 3 Various rheological fitting models for 1.25 g/cm³ HEM drilling fluid (150 °C)

流变模式	不同压力下流变方程	
	30 MPa	150 MPa
宾汉	$\tau = 0.138\ 63 + 0.206\ 8\gamma$	$\tau = 0.015\ 6\gamma$
幂律	$\tau = 0.017\ 34\gamma^{1.027\ 83}$	$\tau = 0.001\ 88\gamma^{1.305\ 7}$
赫巴	$\tau = 0.422\ 541 + 0.012\ 22\gamma^{1.075\ 81}$	$\tau = 0.030\ 44 + 0.001\ 81\gamma^{1.311\ 31}$
罗斯	$\tau = 0.011\ 08(27.734 + \gamma)^{1.088\ 54}$	$\tau = 0.002\ 38\gamma^{1.270\ 83}$
Sisko	$\tau = 0.023\gamma$	$\tau = 0.004\ 61\gamma^{1.173\ 66}$

2.2 适用于 HEM 和合成基钻井液的流变参数通用预测模型

目前钻井现场不同开次钻井液类型不尽相同,适合于预测不同钻井液流变性的流变模型也不相同。结合 2.1 节的流变模式评价结果,在罗斯模型和赫巴模型的基础上,提出了一种同时适合于 HEM 和合成基钻井液的流变参数预测模型,即

$$\tau = \tau_0 + K(A + \gamma)^n \tag{1}$$

式(1)中: τ 为剪切应力,Pa; τ_0 为动切力,Pa; K 为稠度系数,Pa·sⁿ; A 为初始剪切速率,s⁻¹, n 为流性指数,无量纲。

当 $\tau_0 = 0$ 时,式(1)为罗斯模式: $\tau = K(\gamma + A)^n$;当 $A = 0$ 时,式(1)为赫巴模式: $\tau = \tau_0 + K\gamma^n$ 。

模型中流变参数由钻井液流变性实验确定,具体方法为:通过实验得知钻井液的屈服值、稠度系数、流性指数等流变参数;然后利用圆管流量方程或环空流量方程求得特定排量以及特定温压条件下的剪切应力;然后代入该流变模型求得剪切速率。

2.3 误差分析

与 2.1 节中的方法一致,利用实验数据,对本文模型进行拟合,然后与罗斯模型和赫巴模型进行对比评价,由表 4 可知式(1)所预测的该类型流变参数 R²绝大多数高于 0.98 且均高于已知模型,预测精度更高,且该模型更便于现场使用。

计算新模型预测误差,并与该钻井液拟合效果最好的已知模型进行对比分析,选择 150 MPa 条件下两种 1.25 g/cm³ 钻井液展示,结果如图 11 和图 12 所示。

表4 150 MPa 不同温度各钻井液决定系数对比
Table 4 Comparison of determination coefficients for drilling fluids at different temperatures of 150 MPa

温度/°C	合成基钻井液		HEM 钻井液	
	罗斯	新模型	赫巴	新模型
30	0.996 62	0.996 93	0.999 47	0.999 50
50	0.999 07	0.999 65	0.999 87	0.999 90
100	0.999 99	0.999 99	0.999 25	0.999 22
150	0.990 87	0.998 26	0.998 66	0.998 71
180	0.997 68	0.998 14	0.998 66	0.998 74
210	0.979 62	0.979 43	0.990 40	0.998 05

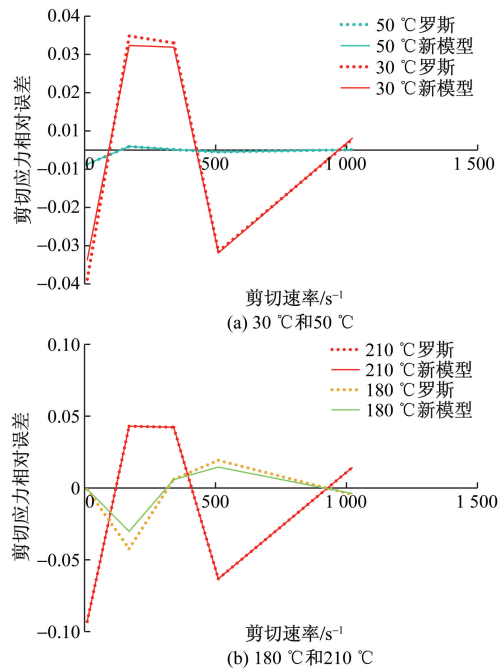


图 11 1.25 g/cm³ 合成基钻井液 150 MPa 下各温度新模型与罗斯模型误差对比

Fig. 11 Comparison of errors between the new model and the Ross model for synthetic-based drilling fluid at 1.25 g/cm³ under 150 MPa at various temperatures

由图 11 和图 12 可见,各温度下新模型误差均低于罗斯模型。罗斯模型误差最大值 0.093 8,误差平均值 0.006 8,新模型误差最大值 0.092 99,误差平均值为 0.005 7。各温度下新模型误差均比赫巴模型小,赫巴模型误差最大值 0.132 1,误差平均值为 0.007,新模型误差最大值 0.119 5,误差平均值为 0.006 2。其中低剪切速率时的误差较大,但高剪切速率时的误差均低于 5%,目前现场应用流变模型主要用于预测井中下段高剪切速率时的流变参数,因此该模型可以正常应用。

与已有的模型比较,该模型能较好地预测各种流变参数,且适用于南海深水不同体系钻井液,具有更广泛的适用性。

3 模型验证

为验证新模型的计算精度,选取南海莺歌盆地

某深层高温高压 X 井^[25]进行井筒压力计算对比, 计算所需基本参数如下。

海水密度 1.03 g/cm^3 , 水深 550 m , 钻杆外径 168.3 mm , 井深 $4\,609.00 \text{ m}$, 井底温度 $152 \text{ }^\circ\text{C}$, X 井三开井后使用 1.5 g/cm^3 HEM 体系钻井液, 井底压力超过 100 MPa 。钻进期间钻井液流变性良好, 屈服值 $8.05 \text{ Pa}\cdot\text{s}$, 稠度系数 $0.055\,09 \text{ Pa}\cdot\text{s}^n$, 流性指数 4.62 。

从前文的分析中可以得出, 赫巴模型能够很好地反映水基 HEM 钻井液的流变性能, 所以用赫巴模型和新模型作为本构方程, 计算井筒压耗和压力。

图 13 为两种模型计算压耗对比, 计算偏差随井深的增加而增大, 井底偏差 0.33 MPa 。图 14 是井筒压力计算值对比 PWD (pressure while drilling) 随钻测压实测值, 赫巴模型预测误差为 1.69% , 新模型预测误差为 0.28% 。综合以上研究可知基于本文模型的井筒压力计算精度高于赫巴模型。

选取南海莺歌盆地某深层高温高压 IX 井^[26]进行井筒压力计算对比, 计算所需基本参数如下: 海水密度 1.03 g/cm^3 , 水深 500 m , 钻杆外径 168.3 mm , 井深 500.00 m , 井底温度 $70 \text{ }^\circ\text{C}$, 该井一直使用 1.25 g/cm^3 合成基钻井液。钻进期间钻井液流变性良好, 屈服值 $2.74 \text{ Pa}\cdot\text{s}$, 稠度系数 $0.361\,4 \text{ Pa}\cdot\text{s}^n$, 流

性指数 $0.676\,5$ 。

从前文的分析中可以得出, 罗斯模型能够很好地反映合成基钻井液的流变性能, 所以用罗斯模型和新模型作为本构方程, 计算井筒压耗和压力。

图 15 为两种模型计算压耗对比, 计算偏差随井深的增加而增大, 井底偏差 0.021 MPa 。图 16 是井筒压力计算值对比实测值, 罗斯模型预测平均误差为 2.78% , 新模型平均预测误差为 0.181% 。综合以上研究可知基于本文提出模型的井筒压力计算精度高于罗斯模型。

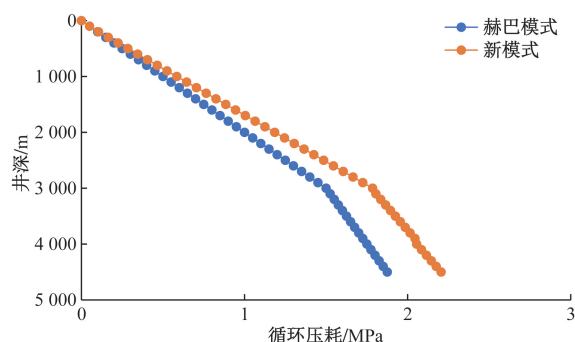


图 13 X 井循环压耗计算结果

Fig. 13 Calculation results of circulating pressure loss in well X

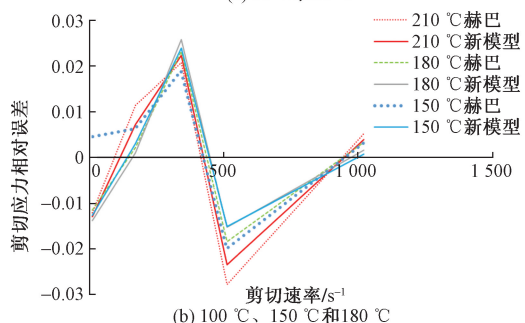
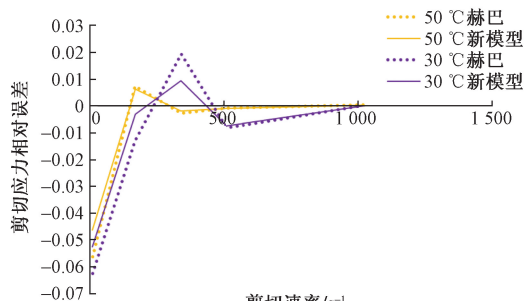


图 12 1.25 g/cm^3 HEM 钻井液 150 MPa 下各温度新模型与赫巴模型误差对比

Fig. 12 Comparison of errors between the new model and the Ross model for HEM drilling fluid at 1.25 g/cm^3 under 150 MPa at various temperatures

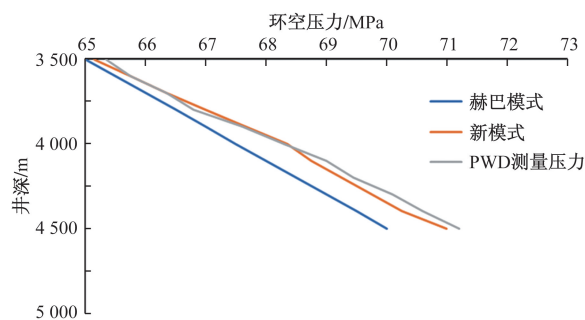


图 14 X 井井筒压力不同流变模型计算对比

Fig. 14 Comparison of calculation of different rheological models for X well borehole pressure

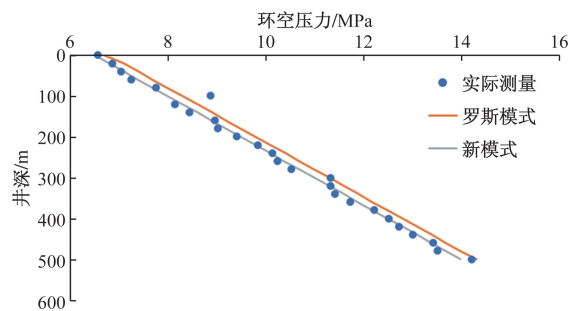


图 15 IX 井循环压耗计算结果

Fig. 15 Calculation results of circulating pressure loss in well IX

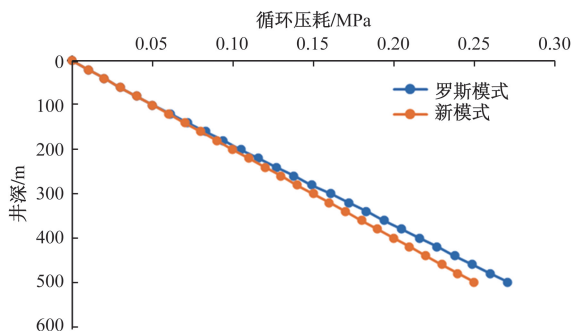


图 16 IX井井筒压力不同流变模型计算对比

Fig. 16 Comparison of calculation of different rheological models for IX well borehole pressure

4 结论与建议

(1)开展了南海深水、超深水常用 HEM 和合成基两种钻井液流变实验,揭示了 4 ~ 210 °C、30 ~ 180 MPa温压交变条件下的流变参数变化规律。

(2)评价了实验温压范围内现有流变模型的适用性,结果表明,实验温压范围内罗斯模型适用于合成基钻井液;赫巴模型适用于 HEM 钻井液。

(3)综合罗斯模型、赫巴两个流变模型,构建了适合南海深水、超深水大温压交变条件,HEM 和合成基钻井液的流变参数通用预测模型,通过与实验数据的比较验证,对合成基钻井液流变参数的平均预测误差为 0.57%,对 HEM 钻井液的平均预测误差为 1.055%。

(4)与南海 X 井实测数据进行对比,基于赫巴模型的井筒压力预测误差为 1.69%,基于本文新模型的井筒压力预测误差为 0.28%,与南海 IX 井实测数据进行对比,新模型使用 HEM 钻井液的井筒压力预测误差为 2.78%,使用合成基钻井液基于本文新模型的井筒压力预测误差为 0.181%,能够满足深水、超深水钻井井筒压力准确计算的需求。

参 考 文 献

[1] 陈现军,郭书生,王世越,等. 钻井机械能效地层压力监测新方法在南海莺琼盆地的应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(3): 188-197.
Chen Xianjun, Guo Shusheng, Wang Shiyue, et al. A new method for monitoring formation pressure with energy efficiency of drilling machinery[J]. Journal of China University of Petroleum(Natural Science Edition), 2024, 48(3): 188-197.

[2] 谭宾,张斌,陶怀志. 深地勘探钻井技术现状及发展思考[J]. 钻采工艺, 2024, 47(2): 70-82.
Tan Bin, Zhang Bin, Tao Huaizhi. Current situation and development thinking of deep exploration drilling technology[J]. Drilling and Production Technology, 2024, 47(2): 70-82.

[3] 田辰玲,杨建民,林忠钦,等. 我国南海资源开发装备发展研

究[J]. 中国工程科学, 2023, 25(3): 84-94.

Tian Chenling, Yang Jianmin, Lin Zhongqin, et al. Development of resource exploitation equipment for South China Sea[J]. Strategic Study of CAE, 2023, 25(3): 84-94.

- [4] 《广东造船》编辑部. 专家谈南海油气资源开发的深水装备趋势[J]. 广东造船, 2016, 35(3): 82.
Editorial Department of Guangdong Shipbuilding. Experts talk about the trend of deepwater equipment for exploiting oil and gas resources in the South China Sea[J]. Guangdong Shipbuilding, 2016, 35(3): 82.
- [5] 程玉生,罗鸣,胡文军,等. 莺琼盆地高温高压井水基钻井液技术[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(5): 37-40.
Cheng Yusheng, Luo Ming, Hu Wenjun, et al. Water-based drilling fluids technology for high temperature and high pressure wells in Yingqiong Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(5): 37-40.
- [6] 韩成,罗鸣,杨玉豪,等. 莺琼盆地高温高压窄安全密度窗口钻井关键技术[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(5): 568-572.
Han Cheng, Luo Ming, Yang Yuhao, et al. Key drilling technologies for HTHP wells with narrow safety density window in the Yingqiong Basin[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 41(5): 568-572.
- [7] 张统得,樊腊生,刘伟,等. 页岩气调查井复杂地层有机硅聚合物钻井液体系的研制与应用[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(2): 520-527.
Zhang Tongde, Fan Lasheng, Liu Wei, et al. Development and application of organic silicon polymer drilling fluid system in complex formations of shale gas investigation wells[J]. Science and Technology and Engineering, 2024, 24(2): 520-527.
- [8] 唐波,吴雪锋,赵洪山,等. 高温高压下钻井液循环流动摩阻实验研究[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(28): 12031-12037.
Tang Bo, Wu Xuefeng, Zhao Hongshan, et al. Experimental study on frictional resistance of drilling fluid circulation under high temperature and pressure[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(28): 12031-12037.
- [9] 孙珊珊,曲瑞雪,余跃惠,等. 纳米颗粒对高温高压钻井液性能的影响[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(33): 14061-14070.
Sun Shanshan, Qu Ruixue, She Yuehui, et al. The influence of nanoparticles on the performance of high-temperature and high-pressure drilling fluids[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(33): 14061-14070.
- [10] 陈彬,李超,张春杰,等. 深水合成基钻井液高温高压流变特性[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(4): 1408-1415.
Chen Bin, Li Chao, Zhang Chunjie, et al. High temperature and high pressure rheological properties of deepwater synthetic drilling fluids[J]. Science and Technology Engineering, 2022, 22(4): 1408-1415.
- [11] 杨加伟,熊青山,吴胜,等. 页岩气水平井防塌水基钻井液体系研究[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(12): 4891-4896.
Yang Jiawei, Xiong Qingshan, Wu Sheng, et al. Research on water-based drilling fluid system for preventing collapse in shale gas horizontal wells[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(12): 4891-4896.
- [12] 李炎军,马二龙,张万栋,等. 莺琼盆地高温高密度水基钻井液流变性调控方法[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(26): 10740-10744.

- Li Yanjun, Ma Erlong, Zhang Wandong, et al. Rheological control method for high-temperature and high-density water-based drilling fluids in the Yingqiong Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(26): 10740-10744.
- [13] 王胜, 袁超鹏, 张川, 等. 无固相/低固相聚合物钻井液低温流变特性[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(7): 54-59.
Wang Sheng, Yuan Chaopeng, Zhang Chuan, et al. Low temperature rheological properties of solid-free/low solid polymer drilling fluids[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(7): 54-59.
- [14] Bingham E C. Fluidity and plasticity[M]. New York: McGraw-Hill, 1922.
- [15] Ostwald W. About the rate function of the viscosity of dispersed systems[J]. Kolloid Z, 1925, 36: 99-117.
- [16] Casson N. A flow equation for pigment-oil suspensions of the printing INK type[M]//Miu C C. Rheology of Disperse Systems. Oxford: Pergamon Press, 1959.
- [17] Herschel W H, Bulkley R. Konsistenzmessungen von gummi-benzollösungen[J]. Kolloid-Zeitschrift, 1926, 39: 291-300.
- [18] Robertson R E, Stiff Jr H A. An improved mathematical model for relating shear stress to shear rate in drilling fluids and cement slurries[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1976, 16(1): 31-36.
- [19] Sisko A W. The flow of lubricating greases[J]. Industrial & Engineering Chemistry, 1958, 50(12): 1789-1792.
- [20] 樊洪海, 王果, 张辉, 等. 四参数流变模式及其水力计算模型[J]. 石油学报, 2010, 31(3): 511-515.
Fan Honghai, Wang Guo, Zhang Hui, et al. A four-parameter rheological model and its hydraulic calculation formulas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 511-515.
- [21] 白家社. 带屈服值的假塑性流体的双曲模式方程与压降计算式[J]. 石油学报, 1980, 1(2): 57-63.
Bai Jiazhi. A new hyperbolic model of yield-pseudoplastic fluids and pressure drop formulas[J]. Acta Petrolei Sinica, 1980, 1(2): 57-63.
- [22] 林柏亨. 一个新的钻井液流变模型[J]. 石油学报, 1999, 20(4): 86-90, 7.
Lin Boheng. A new rheological model for drilling fluids[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(4): 86-90, 7.
- [23] 李宁, 刘洪涛, 张权, 等. 大温压域钻井液流变参数预测模型[J]. 钻井液与完井液, 2023, 40(2): 143-155.
Li Ning, Liu Hongtao, Zhang Quan, et al. A prediction model for rheological parameters of drilling fluid in large temperature and pressure domains[J]. Drilling and Completion Fluids, 2023, 40(2): 143-155.
- [24] 彭齐, 樊洪海, 纪荣艺, 等. 无隔水管钻井浅部地层井筒循环压耗分析[J]. 石油机械, 2015, 43(8): 73-77.
Peng Qi, Fan Honghai, Ji Rongyi, et al. Analysis of circulating pressure loss in shallow formation wellbore drilling without riser[J]. Petroleum Machinery, 2015, 43(8): 73-77.
- [25] 樊洪海, 彭齐, 腾学清, 等. 不同流变模式钻井流体圆管层流压耗的通用精确算法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(1): 70-74.
Fan Honghai, Peng Qi, Teng Xueqing, et al. A high precision method for calculating laminar pressure drop of drilling fluid in pipe flow with different rheological models[J]. Journal of China University of Petroleum(Natural Science Edition), 2014, 38(1): 70-74.
- [26] Zhou H B, Fan H H, Zhai Y H, et al. A new utility calculation model for axial flow of non-Newtonian fluid in concentric annuli[J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 2014, 92(5): 945-952.