DOI: 10.3969/j.issn.1001-5620.2020.02.006

钻井流体液相组分密度的温度压力修正模型

李旭1, 任胜利1, 刘文成1, 赵丹汇1, 廖茂林2, 林黎明3

(1.中海油田服务股份有限公司油田化学事业部,河北廊坊 065201;2.北京科技大学机械工程学院,北京 100083;3.中国科学院力学研究所流固耦合系统力学重点实验室,北京 100190)

李旭,任胜利,刘文成,等.钻井流体液相组分密度的温度压力修正模型[J].钻井液与完井液,2020,37(2):168-173.

LI Xu, REN Shengli, LIU Wencheng, et al. Study on temperature and pressure correction model for predicting liquid phase density of drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37 (2): 168-173.

摘要 钻井流体密度是决定井筒中压力分布的主要因素,因此对钻井流体密度的精确计算是进行井筒压力控制,避免 井涌、井喷或者井漏等井下异常情况的关键。由于钻井流体中存在着液相组分,其密度会随着温度和压力的变化而改变, 从而使得钻井流体在地层中的密度与其地面测量结果不一致,鉴于此,需要对钻井流体的液相组分密度进行温压修正。通 过对不同类型钻井流体的实验研究,在 API 标准提供的温压修正模型的基础上,通过引入温度的二次方项,将温度对钻井 流体液相密度的非线性影响纳入考虑,并以此形成了改进型温压修正模型。通过与实验数据的对比分析,改进型温压修正 模型的密度预测结果普遍优于 API 模型的预测结果。特别地,对于那些对高温敏感的钻井流体,采用改进型温压修正模型 能够显著提升其井下当地密度的预测精确度。

关键词 钻井流体;密度;温度;压力;修正模型
 中图分类号: TE254
 文献标识码: A
 文章编号: 1001-5620(2020)02-0168-06

Study on Temperature and Pressure Correction Model for Predicting Liquid Phase Density of Drilling Fluids

LI Xu¹, REN Shengli¹, LIU Wencheng¹, ZHAO Danhui¹, LIAO Maolin², LIN Liming³

(1.*Oilfield Chemistry Department, China Oilfield Services Limited, Hebei* 065201;2.*School of Mechanical Engineering, University* of Science and Technology Beijing, Beijing 100083; 3.*Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing* 100190) **Abstract** The density of a drilling fluid is the main factor affecting the pressure distribution along the wellbore. An accurate calculation of the density of a drilling fluid is the key to the avoidance of well kick, blowout and mud losses. Since liquid phase in drilling fluid has densities changing with pressure and temperature, the density of the drilling fluid downhole. This density disagreement of the liquid phase has to be corrected taking into account the temperature and pressure in the hole. This paper presents a modified temperature and pressure correction model for calculating the real downhole density by introducing a quadratic term of temperature into the API temperature-pressure correction model based on laboratory experiments. Comparing the calculation results with the new model with the experimental data, it was found the new model is superior to the API model. For a drilling fluid whose density is sensitive to high temperature, the new model predicts downhole drilling fluid density with much higher accuracy.

Key words Drilling fluid; Density; Temperature; Pressure; Correction model

0 引言

不同钻井流体液相组分的温压特性往往具有显 著的差异。水基钻井液的液相组分受温压影响较小, 有时甚至可以近似采用地面测量的密度值作为井下 密度;而油基钻井液液相组分则受温压影响显著, 需要通过 PVT 实验来建立对应的温压修正模型才 能完成工程上对于井下高温高压流体的密度预测要

第一作者简介:李旭,工程师,1985年生,2008年毕业于中国石油大学(北京)获得工学学士学位,主要从事固井 工程及工程软件研究。E-mail:lixu8@cosl.com.cn 求。目前,石油钻井工程上通常采用 API 标准提 供的钻井流体密度的温压修正模型来进行井下密度 修正,该修正公式考虑了温度的线性影响,压力的 非线性影响,以及温度和压力对密度的耦合影响。 除了 API 标准提供的温压修正模型之外, 国外的 部分学者也提出了一些关于钻井流体密度的温压修 正模型^[1-3]。Sorelle 等^[4]考虑了密度与温压之间的 线性关系,提出了可用于计算柴油或水在温压变化 情况下的密度修正公式。相应地,通过考虑温度和 压力对密度的非线性影响, Politte^[5]和 Harris 等^[6] 提出了针对柴油密度的温压修正公式。Hoberock 等^[7] 假设任何温压变化所引起的钻井液密度变化 都是其液体组分的体积相含率变化的结果,从而提 出了钻井液密度的温压修正模型。此外, Wang 等^[8] 和 Demirdal 等^[9] 都通过指数关系引入了温压对密 度的影响,从而给出了钻井液在高温高压条件下的 密度修正公式。国内的部分学者也对这个问题进行 了深入研究。汪海阁等提出了钻井液密度在高温高 压下的经验模型^[10-11]。易灿等^[12-13]利用温压可控 的钻井液密度特性试验装置进行实验研究,建立 了钻井液在高温高压条件下的复合模型。鄢捷年 等[14-16] 对高温高压条件下钻井液当量静态密度的 预测模型进行了大量研究,建立了温度和压力对钻 井液密度影响的数学模型。王贵等^[17]采用多元线 性回归的方法回归出了钻井液密度与温压之间的指 数关系模型。罗宇维等 [18] 利用自制的高温高压流 体密度测量仪进行实验研究,建立了评价流体在高 温高压环境下密度变化的方法。

通过梳理发现,已有研究都是通过对实验数 据的数学回归来寻找最优的拟合关系,因此不同学 者所建立的修正模型都与其实验条件直接相关,都 具有一定的局限性,即对修正模型所适用的流体类 型以及温压范围都有要求。在众多的修正模型中, API标准给出的温压修正模型在工程上应用最广 泛,在 API修正模型的基础上,对中国海洋石油公 司常用的各种钻井流体进行系统地实验测试和数据 分析,通过进一步改进 API修正模型来得到更适合 于中海油钻井流体液相组分密度的温压修正模型。

钻井流体液相组分密度的温压实验 钻井流体液相组分密度的温压实验是基于美国

Grace Instrument 公司的 M7500 型超高温 / 高压流

变仪来进行的。该设备包括了3个主要的组成部分。

包含压力腔和压力室的主体测试单元。 对测试 单元进行温度和压力调节的流变仪控制单元及其配 套数据传输线路。 装有流变仪配套控制软件的电 脑。该设备可以提供的温度测试范围为(-6.7 , 260.0),压力测试范围为(0,206.84 MPa),完 全能够满足对高温高压地层条件的模拟要求。

该次实验对 31 种钻井流体的液相组分进行了 温度、压力变化下的密度测试,其中油基钻井液的 液相组分 21 种,水基钻井液的液相组分 6 种,隔 离液的液相组分 3 种,以及冲洗液的液相组分 1 种, 见表 1。在实验进行时,通过电脑操控流变仪控制 单元,直接调节测试单元内部的温度和压力,其中 压力的调整可以在很短的时间内完成,而温度的调 整时间则相对较长。在实验过程中将监测到的液相 组分密度随温压的变化数据存储起来,作为后续开 展温压修正模型研究的基础。

2 温压修正模型

对钻井流体液相组分密度的温压修正通常采用 API 标准提供的温压修正模型,具体形式见式(1), $\rho = (a_1+b_1 \times p+c_1 \times p^2) + (a_2+b_2 \times p+c_2 \times p^2) \times T$ (1)

采用该模型时,首先对液体组分进行 PVT 实 验测试,并通过数学回归得到修正模型中的各项系 数(*a*₁、*b*₁、*c*₁、*a*₂、*b*₂、*c*₂);然后再基于回归得到 的温压修正模型来计算液相组分的当地密度。此外, 为了考察回归得到的温压修正模型的准确性,结合 模型预测结果与实验测试数据来计算平均误差和确 定系数进行判定。

为了判定 API 温压修正模型对中海油常用钻 井流体的适应性,对 31 种钻井流体的高温高压实 验数据进行回归分析,其结果如表1所示。

API 温压修正模型的平均误差基本都控制在 0.5% 以内,而其确定系数大多数能够达到 0.990, 因此 API 温压修正模型具有较高的准确性。然而, 从表 1 中也不难发现,在经过 API 温压模型修正 的密度中,也存在一些平均误差在 0.5% 以上,而 确定系数在 0.990 以下情况,例如:第 29 组实验 测试的隔离液 2 型流体的确定系数仅为 0.884,而 其平均误差达到了 1.214%,这说明了对于中海油 常用的钻井流体而言, API 温压修正模型还存在进 一步改进的空间。

表 1	API 模型与改进型模型对不同流体的
	海相组分家度的温压修正结里对比

序	₩ म।	平均误差 /%		确定系数	
号	关型 	API	改进	API	改进
1	油基钻井液 - 柴油 1 型	0.270	0.250	0.994	0.9960
2	油基钻井液 - 柴油 2 型	0.343	0.080	0.996	0.9997
3	油基钻井液 - 白油 1 型	0.246	0.150	0.997	0.9988
4	油基钻井液 - 白油 2 型	0.329	0.249	0.992	0.9957
5	油基钻井液 - 白油 1 型	0.276	0.126	0.996	0.9980
6	油基钻井液 - 白油 2 型	0.250	0.119	0.998	0.9993
7	油基钻井液 - 白油 3 型	0.073	0.054	0.999	0.9993
8	油基钻井液 - 盐水 1 型	0.129	0.087	0.998	0.9993
9	油基钻井液1型	0.165	0.100	0.999	0.9994
10	油基钻井液 2 型	0.149	0.138	0.998	0.9984
11	油基钻井液 3 型	0.378	0.143	0.975	0.9970
12	油基钻井液4型	0.330	0.314	0.990	0.9920
13	油基钻井液 5 型	0.945	0.324	0.958	0.9950
14	油基钻井液6型	0.119	0.100	0.997	0.9985
15	油基钻井液 7 型	0.661	0.546	0.960	0.9700
16	油基钻井液 8 型	0.564	0.460	0.961	0.9730
17	油基钻井液9型	0.091	0.056	0.995	0.9980
18	油基钻井液 10 型	0.135	0.096	0.998	0.9988
19	油基钻井液 11 型	0.204	0.139	0.995	0.9975
20	油基钻井液 12 型	0.113	0.102	0.998	0.9989
21	油基钻井液 13 型	0.102	0.074	0.997	0.9980
22	水基钻井液 - 盐水 1 型	0.390	0.205	0.985	0.9950
23	水基钻井液 - 盐水 2 型	0.432	0.218	0.989	0.9970
24	水基钻井液 - 盐水 3 型	0.295	0.246	0.990	0.9910
25	水基钻井液 - 清水 1 型	0.408	0.121	0.990	0.9991
26	水基钻井液 - 深水 1 型	0.231	0.156	0.991	0.9959
27	水基钻井液 - 深水 2 型	0.212	0.138	0.990	0.9950
28	隔离液1型	0.395	0.183	0.980	0.9950
29	隔离液2型	1.214	0.600	0.884	0.9720
30	隔离液3型	0.212	0.040	0.995	0.9998
31	冲洗液1型	0.214	0.070	0.995	0.9995

注:白油为壳牌

对隔离液 2 型流体进行温压实验,数据见图 1。 当对实验数据按照不同的压力测试值归类后,绘制 出的密度随温度变化的等压线见图 2 (a)。在低压 高温下,密度与温度不再是线性关系,而是呈现出 二次曲线关系,因此若继续采用 API 模型进行修正 就会出现明显偏差。由此也自然联想到如果在现有 的 API 温压修正模型中增加温度的二次方项,就可





基于改进型温压修正模型,再次对隔离液2型 流体的实验数据进行回归,并进一步计算密度预测 曲线,结果如图2(b)中虚线所示。



在引入了二次项温度修正后,模型在高温区 域的预测精度得到了大幅提高,确定系数增加到 0.972,而平均误差下降到0.600%。为了进一步证 明改进型温压修正模型的准确性高于 API 模型, 选取具有代表性的3种钻井流体继续验证,包括: 油基钻井液-白油(壳牌)2型、水基钻井液-盐 水2型、以及隔离液1型。 第一种钻井流体选择确定系数为 0.998 而平均 误差为 0.250% 的油基钻井液 - 白油 (壳牌) 2 型 进行验证,对应的修正结果见图 3。由于油基钻井 液 - 白油 (壳牌) 2 型流体的密度并不存在高温条 件下的二次曲线变化,因而其 API 模型修正效果 很好,如图 4 (a)所示,而采用改进型温压修正 模型得到的修正结果同样很好,如图 4 (b)所示, 并且,其修正结果的确定系数进一步增加到 0.9993, 而平均误差也进一步下降到 0.119%。由此证明, 对于那些 API 模型修正效果已经很好的流体,采 用改进型温压修正模型能获得更高的精确度。



第 2 种钻井流体选择确定系数为 0.989 而平 均误差为 0.432% 的水基钻井液 - 盐水 2 型进行验 证,结果见图 5、图 6。水基钻井液 - 盐水 2 型流 体的密度在低压高温下出现了类似二次曲线的变化 趋势,因而采用改进型温压修正模型的修正结果 比 API 模型的修正效果更好,其修正结果的确定 系数增加到 0.9970,而平均误差也进一步下降到 0.218%。由此证明改进型温压修正模型对含盐度 较高的钻井流体的适应性也更好。



液相组分密度的温压特性分析

第 3 种钻井流体选择确定系数为 0.980 而平均 误差为 0.395% 的隔离液 1 型进行验证,对应的修 正结果如图 7、图 8 所示,隔离液 1 型流体的密度 在高温下也出现了非线性变化的趋势,因而采用改进型模型的温压修正结果比 API 模型的修正结果更好,其修正结果的确定系数增加到 0.9950,而 平均误差也进一步下降到 0.183%。从而再次证明, 改进型修正模型比 API 模型的温压修正效果更好。





图 8 隔离液 1 型流体液相组分密度的温压特性分析

采用同样的方法,对表1中剩余的27组钻井 流体的温压实验数据进行回归分析。最终得到的平 均误差和确定系数也统一列入表1,并与采用API 温压修正模型得到的对应指标进行比较,结果见图 9。通过全面对比分析发现,对于中海油常用的钻 井流体而言,改进型温压修正模型的密度预测结果 普遍优于API温压修正模型的预测结果,即其平 均误差更小,而确定系数更高。由于部分钻井流体 的密度对高温敏感性强,容易出现非线性变化,使 得改进型温压修正模型的修正效果更为突出。



3 结论及建议

1. 通过对中海油常用的 4 大类 31 种钻井流体 的 PVT 实验及其数据分析,在 API 标准提供的钻 井流体液相密度的温压修正模型的基础上,提出了 改进型温压修正模型。引入温度的二次方项,将温 度对钻井流体液相密度的非线性影响纳入考虑。

2. 通过与实验数据的对比分析,改进型温压修 正模型的密度预测结果普遍优于 API 温压修正模 型的预测结果。并且,对于那些对高温敏感的钻井 流体,改进型温压修正模型的优势更为显著。

3. 与 API 温压修正模型的结果类似,在高温 高压下(温度为121 ,压力在69~103 MPa), 改进型温压修正模型的密度预测也出现了随着温度 升高而逐渐增大的趋势,而非像实验数据所表现出 的随着温度升高而逐渐减小的规律。这也再次说明, 所有的修正模型都与其实验条件直接相关,因而都 具有一定的局限性,都应该在规定的温压范围内进 行修正,而对于给定范围以外的其他参数区域,仍 然需要通过大量的实验测试来确定。

参考文献

- [1] WANG F, TAN X, WANG R, et al. High temperature and high pressure rheological properties of high-density water-based drilling fluids for deep wells[J]. *Petroleum Science*, 2012, 9 (3):354-362.
- [2] AMANI M. The rheological properties of oil-based mud under high pressure and high temperature conditions[J]. Advances in Petroleum Exploration and Development, 2012, 3 (2):21-30.
- [3] ZAMORA M, ROY S, SLATER K S, et al. Study on the volumetric behavior of base oils, brines, and drilling fluids under extreme temperatures and pressures[J]. SPE Drilling & Completion, 2013, 28 (3):278-288.
- [4] SORELLE R R, JARDIOLIN R A, BUCKLEY P, et al. Mathematical field model predicts downhole density changes in static drilling fluids[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1982.
- [5] POLITTE M D. Invert oil mud rheology as a function of temperature and pressure[C]//SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers, 1985.
- [6] OSISANYA S O , HARRIS O O. Evaluation of equivalent circulating density of drilling fluids under high pressure/ high temperature conditions[C]//SPE Annual technical conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers ,2005.
- [7] HOBEROCK L L, THOMAS D C, NICKENS H V. Here's how compressibility and temperature affect bottomhole mud pressure[J].*Oil Gas J.* (*United States*), 1982, 80 (12).
- [8] HAIGE W, YINAO S. High temperature & high pressure (HTHP) mud P-D-T behavior and its effect on wellbore pressure calculations[C]//IADC/SPE Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [9] DEMIRDAL B, MISKA S Z, TAKACH N E, et al. Drilling fluids rheological and volumetric characterization under downhole conditions[C]//Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [10] 汪海阁,刘岩生,杨立平.高温高压井中温度和压力 对钻井液密度的影响[J].钻采工艺,2000,23(1): 56-60.

WANG Haige, LIU Yansheng, YANG Liping. Effect of temperature and pressure on drilling fluid density in HTHP wells[J]. *Drilling & Production Technology*, 2000,23 (1):56-60.

[11] 汪海阁,郝明惠,杨丽平.高温高压钻井液 P--T

特性及其对井眼压力系统的影响 [J]. 石油钻采工艺, 2000,22(1):17-21.

- WANG Haige, HAO Minghui, YANG Liping. The P- -T(pressure-density-temperature)behavior of HPHT drilling fluid and its effect wellbore pressure calculation [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2000, 22(1): 17-21.
- [12] 王敏生,易灿,徐加放.高温高压对超深井钻井液密度的影响[J].石油钻采工艺,2007,29(5):85-87.
 WANG Minsheng, YI Can, XU Jiafang. Effects on high temperature and pressure density[J]. *Oil Drilling & Production Technology*,2007,29(5):85-87.
- [13] 易灿,曹向峰,李根生,等.超深井循环压耗计算模型研究[J].石油机械,2013,41(7):11-14.
 YI Can, CAO Xiangfeng, LI Gensheng, et al. Research on the calculation model of circulation pressure loss in superdeep well[J]. *China Petroleum Machinery*,2013,41(7):11-14.
- [14] 鄢捷年,李志勇,张金波.深井油基钻井液在高温高 压下表观粘度和密度的快速预测方法 [J].石油钻探技 术,2005,33(5):38-42.
 YAN Jienian, LI Zhiyong, ZHANG Jinbo. Methods for quickly predicting apparent viscosity and density of oilbased drilling fluids under HTHP conditions[J]. *Petroleum Drilling Techniques*,2005,33(5):38-42.
- [15] 张金波,鄢捷年.高温高压钻井液密度预测新模型的 建立[J].钻井液与完井液,2006,23(5):1-3.
 ZHANG Jinbo, YAN Jienian. The calculation of a new model predicting HTHP mud densities[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid,2006,23(5):1-3.
- [16] 赵胜英,鄢捷年,王利国,等.高温高压条件下钻井 液当量静态密度预测模型[J].石油钻探技术,2009, 37(3):48-52.
 ZHAO Shengying, YAN Jienian, WANG Liguo, et al.

Prediction model of equivalent drilling fluid density at high temperature and high pressure[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2009, 37 (3):48-52.

- [17] 王贵,蒲晓林.高温深井当量静态密度的计算 [J].钻 井液与完井液,2008,25(1):1-2.
 WANG Gui, PU Xiaolin.Equivalent static density calculation for high temperature deep wells[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2008,25(1):1-2.
- [18] 罗宇维,朱江林,李东,等.温度和压力对井内流体 密度的影响 [J]. 石油钻探技术,2012,40(2):30-34.
 LUO Yuwei, ZHU Jianglin, LI Dong, et al. The impact of temperature and pressure on borehole fluids density[J]. *Petroleum Drilling Techniques*,2012,40(2):30-34.

(收稿日期2019-11-19; HGF=1906N1; 编辑 王小娜)