



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2402408

引用格式:张政,袁健鹏,马鑫,等.地热井钻井过程中钻井液热物理性质对井筒温度压力的影响[J].科学技术与工程,2025,25(7):2767-2775.

Zhang Zheng, Yuan Jianpeng, Ma Li, et al. Influence of thermal physical properties of drilling fluid on wellbore temperature and pressure during geothermal well drilling[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(7): 2767-2775.

地热井钻井过程中钻井液热物理性质 对井筒温度压力的影响

张政¹, 袁健鹏¹, 马鑫², 王国荣^{3*}, 钟林³

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500; 2. 西南油气田川中油气矿, 遂宁 629018;
3. 西南石油大学机电工程学院, 成都 610500)

摘 要 随着能源行业的发展以及世界能源需求的不断增长,地热资源勘探开发的难度不断增加,深层、超深层地热资源已经成为新能源行业开发的重点方向。随着地热井钻进深度的不断增加,钻井液热物理性质随温度压力变化对井筒温度压力的计算将会产生更为显著的影响。建立了地热井钻井过程中井筒瞬态温度压力耦合数值模型,研究了地热井钻井过程中钻井液的密度和黏度随温度压力变化对井筒温度压力计算的影响。计算结果表明,钻井液的黏度和密度对井筒温度的计算结果具有重要的影响,与不考虑黏度随温度变化的情况下相比,考虑黏度随温度变化的情况下井底温度的计算结果高出 3.1%,考虑黏度和密度同时随温度压力变化的情况下井底温度的计算结果高出 4.99%。可见,为了提高计算精度,在进行地热井井筒温度压力计算时应当充分考虑钻井液的热物理性质随温度压力变化的影响。

关键词 地热井; 钻井液; 黏度; 密度; 温压耦合

中图分类号 TE254;

文献标志码 A

Influence of Thermal Physical Properties of Drilling Fluid on Wellbore Temperature and Pressure during Geothermal Well Drilling

ZHANG Zheng¹, YUAN Jian-peng¹, MA Li², WANG Guo-rong^{3*}, ZHONG Lin³

(1. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2. Oil and gas deposits in Southwest Oil and Gas Field, Suining 629018, China;
3. School of Mechanical and Electrical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

[Abstract] With the development of the energy industry and the continuous growth of global energy demand, the exploration and development of geothermal resources have become increasingly difficult. Deep and ultra-deep geothermal resources have been identified as a key direction for the development of the new energy industry. As the drilling depth for geothermal wells continues to increase, the thermal and physical properties of the drilling fluid are found to have a more significant impact on the calculation of wellbore temperature and pressure amid changes in temperature and pressure. In A coupled numerical model of transient temperature and pressure in the wellbore during the drilling of geothermal wells was established, and the influence of the density and viscosity of drilling fluid on the calculation of wellbore temperature and pressure with changes in temperature and pressure during the drilling of geothermal wells was studied. It was shown by the calculation results that the viscosity and density of the drilling fluid significantly affected the calculation of wellbore temperature. When the changes in viscosity with temperature are considered, the calculation results of wellbore temperature are found to be 3.1% higher, and when changes in viscosity and density with both temperature and pressure are considered simultaneously, the results are 4.99% higher, compared with the case where changes in viscosity with temperature are not taken into account; To improve the accuracy of calculations, the thermal and physical properties of drilling fluid should be fully considered in calculating the temperature and pressure of geothermal wells.

[Keywords] geothermal well; drilling fluid; density; viscosity; temperature-pressure coupling

收稿日期:2024-04-03 修订日期:2024-07-09

基金项目:四川省重点研发计划(区域创新合作项目 2025YFHZ0306);国家自然科学基金面上项目(52374011);西南石油大学油气藏地质与开发国家重点实验室开放基金(PLN2022-46);深水钻井工程四川省自然科学基金创新研究群体项目(2023NSFSC1980)

第一作者:张政(1990—),男,汉族,山东泰安人,博士,讲师。研究方向:钻井过程中井筒温度和压力控制。E-mail:zhangzhengswpu@163.com。

* 通信作者:王国荣(1977—),男,汉族,湖北仙桃人,博士,教授。研究方向:深井、深水复杂条件下管柱和井下工具及装备。E-mail:200331010023@swpu.edu。

投稿网址:www.stae.com.cn

随着能源行业的发展以及世界能源需求的不断增长、地热资源勘探开发的难度不断增加,深层、超深层地热资源已经成为新能源行业开发的重点方向^[1-2]。随着钻井深度的不断增加,井底的温度压力也在不断增大。在这种高温高压环境下,井筒温度压力变化会对钻井液的热物理性质(导热系数、密度和黏度等)造成重要影响,而钻井液热物理性质随温度压力变化的同时又会显著影响井筒的温度压力,进而危害钻井安全^[3-5]。在这种背景下,准确地计算井筒温度和压力数据显得愈发重要,因此研究地热井钻井过程中钻井液热物理性质随温度压力变化对井筒温度压力计算的影响具有非常重要的意义。

针对上述问题已有学者进行了一些研究。一方面,管志川等^[6]、文乾彬等^[7]、易灿等^[8]以及何世明等^[9]通过实验测量了不同的钻井液的导热系数和比热容与温度的关系,并且分析了钻井液的导热系数和比热容对钻井过程中井筒温度分布的影响。另一方面,为描述钻井液的密度与井筒温度压力的关系,Kemp^[10]、McMordie 等^[11]、Hoberock 等^[12]、赵向阳等^[13]提出了复合模型,Kutasov^[14]、管志川^[15]、鄢捷年等^[16]、汪海阁等^[17]、张金波等^[18]则提出了经验模型。此外,针对钻井液黏度与井筒温度压力之间的关系,陈彬等^[19]、Minako 等^[20]针对经验模型进行了拟合研究。从上述研究可以看出,研究者们或考虑温度与钻井液热物理性质之间相互影响,或考虑温度压力对钻井液热物理性质的影响,但对钻井液的热物理性质与温度、压力耦合的相关研究较少。

基于上述问题,现建立钻井过程中井筒瞬态温度压力数值模型,该模型将钻井液的温度压力与钻井液的密度和黏度相互耦合。研究钻井液的热物理性质随温度变化对井筒温度压力计算的影响。研究结果对于准确预测地热井钻井过程中的井筒温度压力具有重要意义。

1 钻井过程中井筒温度和压力计算模型

1.1 井筒温度模型

通过热力学第一定律,构建地热井井筒传热模型。该定律物理意义为^[18]:对于一个确定的控制体,外部传递给控制体的总热能及外界对控制体所做的功,等于对应控制体中物质内能的增量,如图1所示,表达式为

$$dQ + dW = dE \quad (1)$$

式(1)中: dQ 为外部传递给控制体的总热能; dW 为

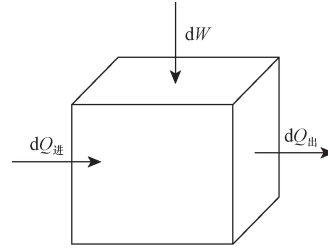


图1 热力学第一定律示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the first law of thermodynamics

外界对控制体所做的功; dE 为控制体内部物理状态中能量的增量。

依据热力学第一定律以及传热学和热力学的基础理论,选取钻柱内部的钻井液、钻柱表面、环空处的钻井液和井筒附近的介质作为研究对象,对这些对象的能量守恒关系进行推演,从而形成了描述井筒及其邻近介质之间热交换的模型。

1.1.1 钻柱内钻井液传热模型

在钻柱内部钻井液的循环过程中,外部对其控制单元传递的热量主要来源于两部分:一是钻井液向下流动时携带的热量;二是通过钻柱内壁进行的对流换热。此外,外部环境对该钻井液控制单元施加的功主要表现为流动摩擦中产生的热能损失^[21-23]。

在时间 dt 内,钻柱内钻井液下行流动至控制单元所流入的净热量为

$$dQ_z = Q_{1z} - Q_{1(z+dz)} = \rho_1 q c_1 [T_{1z} - T_{1(z+dz)}] dt \quad (2)$$

在时间 dt 内,钻柱内壁传递给钻柱内部钻井液的净热量为

$$dQ_r = 2\pi r_1 h_1 (T_2 - T_1) dz dt \quad (3)$$

在时间 dt 内,将外界对控制单元体所做的功用单位长度的功率 Q_c 表示为

$$dW = Q_c dz dt \quad (4)$$

在时间 dt 内控制单元体内能的增量可以表示为

$$dE = \rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} dt \pi r^2 dz \quad (5)$$

将式(2)~式(5)代入式(1),得

$$\rho_1 q c_1 [T_{1z} - T_{1(z+dz)}] dt + 2\pi r_1 h_1 (T_2 - T_1) dz dt + Q_c dz dt = \rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} dt \pi r^2 dz \quad (6)$$

式(6)“=”两边同时除以 $dz dt$,得

$$\frac{\rho_1 q c_1 [T_{1z} - T_{1(z+dz)}]}{dz} + 2\pi r_1 h_1 (T_2 - T_1) + Q_c = \pi r^2 \rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} \quad (7)$$

用微分代替差分,即

$$\frac{T_{1(z+dz)} - T_{1z}}{dz} = \frac{\partial T_1}{\partial z} \quad (8)$$

将式(8)代入式(7),整理得

$$Q_1 - \rho_1 q c_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} + 2\pi r_1 h_1 (T_2 - T_1) = \pi r^2 \rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} \quad (9)$$

式(9)中: ρ_1 为钻井液密度, kg/m^3 ; c_1 为钻井液比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; T_1 为钻柱内钻井液温度, $^\circ\text{C}$; T_2 为钻柱温度, $^\circ\text{C}$; h_1 为钻柱内表面对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; q 为钻井液排量, m^3/s ; Q_1 为钻柱内热源, W/m ; r_1 为钻柱内径, m ; Q_c 为单位长度的功率, W 。

1.1.2 钻柱壁传热模型

$$\lambda_2 \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} + \frac{2r_1 h_1}{r_2^2 - r_1^2} (T_1 - T_2) - \frac{2r_2 h_2}{r_2^2 - r_1^2} (T_2 - T_3) = \rho_2 c_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} \quad (10)$$

式(10)中: ρ_2 为钻柱密度, kg/m^3 ; c_2 为钻柱比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; T_2 为钻柱壁温度, $^\circ\text{C}$; T_3 为环空钻井液温度, $^\circ\text{C}$; h_2 为钻柱外壁表面对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; λ_2 为钻柱导热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; r_2 为钻柱外径, m 。

1.1.3 环空内传热模型

$$\rho_1 q c_1 \frac{\partial T_3}{\partial z} + 2\pi r_2 h_2 (T_2 - T_3) - 2\pi r_3 h_3 (T_3 - T_4) + Q_3 = \rho_1 c_1 \pi (r_3^2 - r_2^2) \frac{\partial T_3}{\partial t} \quad (11)$$

式(11)中: h_3 为井壁对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, r_3 为井壁半径, m ; T_4 为井壁温度, $^\circ\text{C}$; Q_3 为环空内热源, W/m 。

1.1.4 套管、水泥环和地层传热模型

$$\rho_i c_i \frac{\partial T_i}{\partial t} = \frac{\lambda_i}{r_i} \frac{\partial}{\partial r} \left(r_i \frac{\partial T_i}{\partial r} \right) + \lambda_i \frac{\partial^2 T_i}{\partial z^2} \quad (12)$$

式(12)中: ρ_i 为第*i*层介质的密度, kg/m^3 ; c_i 为第*i*层介质的比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; T_i 为第*i*层介质的温度, $^\circ\text{C}$; λ_i 为第*i*层介质的导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; r_i 为第*i*层介质的半径, m 。

1.2 井筒压力模型

钻柱内钻井液压力计算模型表达式为

$$P_b = P_{in} + \rho_1 g h - P_{fl} \quad (13)$$

式(13)中: P_b 为井底压力, MPa ; P_{in} 为钻井液入口压力, MPa ; g 为重力加速度, m/s^2 ; P_{fl} 为钻柱内的压力损失, MPa 。

环空内钻井液压力计算模型表达式为

$$P_b = P_{out} + \rho_1 g h + P_{B} \quad (14)$$

式(14)中: P_{out} 为钻井液出口压力, MPa ; P_B 为环空

内的压力损失, MPa 。

假设钻井液的流变特性接近宾汉模型,则有层流摩阻系数的计算公式为

$$f = 16/Re \quad (15)$$

紊流摩阻系数的计算公式为

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \lg(Re \sqrt{f}) - 0.395 \quad (16)$$

层流、紊流条件下钻杆内压降 ΔP_1 、 ΔP_2 计算公式分别为

$$\Delta P_1 = \frac{3.2 \times 10^5 \mu_p V_p \Delta L}{D^2} + \frac{160 \tau_0 \Delta L}{3D} \quad (17)$$

$$\Delta P_2 = \frac{2.04 \times 10^3 f \rho_1 V_p^2 \Delta L}{D} \quad (18)$$

层流、紊流条件下环空内压降 ΔP_3 、 ΔP_4 计算公式分别为

$$\Delta P_3 = \frac{4.8 \times 10^4 \mu_p V_p \Delta L}{(D_2 - D_1)^2} + \frac{160 \tau_0 \Delta L}{3(D_2 - D_1)} \quad (19)$$

$$\Delta P_4 = \frac{2.04 \times 10^3 f \rho_1 V_a^2 \Delta L}{D_2 - D_1} \quad (20)$$

式中: μ 为牛顿流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; V_p 为钻杆内流速, m/s ; V_a 为环空内流速, m/s ; D_1 为环空内径, mm ; D_2 为环空外径, mm ; D 为钻杆内径, mm ; μ_p 为塑性黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; τ_0 为屈服值, Pa ; ΔL 为钻杆长度, m 。

1.3 钻井液热物理性质与井筒温度压力的关系

钻井液的密度变化会直接影响到井筒压力的变化,而钻井液黏度变化则会对钻井液的流动摩阻产生重要的影响,本文中主要考虑了钻井液的密度和黏度变化对地热井钻井过程中井筒温度压力计算结果的影响^[24-25]。温度变化和压力变化对钻井液密度的影响显著,采用文献[8]中给出的模型描述钻井液的密度随温度压力变化的规律,即

$$\rho_{T,p} = 1080 e^{\Gamma(T,p)} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} \Gamma(T,p) = & 3 \times 10^{-4} (p - 0.101) - \\ & 2 \times 10^{-9} (p - 0.101)^2 - \\ & 4 \times 10^{-4} (T - 25) - \\ & 2 \times 10^{-6} (T - 25)^2 + \\ & 2 \times 10^{-10} (p - 0.1 \times 0.101) (T - 25) \end{aligned} \quad (22)$$

式中: $\rho_{T,p}$ 为钻井液密度, g/cm^3 ; p 为钻井液压力, MPa 。

黏度对水基钻井液的温度影响很大,但是对压力的影响很小,采用文献[16]中的公式描述钻井液的黏度与温度的关系,即

$$\mu = 0.0446 e^{-\frac{T}{151}} \quad (23)$$

式(23)中: μ 为塑性黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; T 为温度, $^\circ\text{C}$ 。

1.4 井筒温度压力求解过程

钻井过程中井筒温度压力求解步骤如下:

- (1) 输入计算的基本参数,包括井身结构、套管程序以及各种介质的物理参数等。
- (2) 对计算区域划分网格,并且确定步长。
- (3) 设置初始条件和边界条件。
- (4) 计算钻井液在当前温度压力下的密度和黏度。
- (5) 计算井筒温度分布。
- (6) 计算钻井液在当前温度压力下的密度和黏度。
- (7) 计算井筒压力分布,如果计算结果符合计算精度要求则进行下一步,若计算成果未达到所需的精确度标准,则需返回第(4)步。
- (8) 输出井筒温度压力计算结果。

2 模型应用

基于上述计算模型及求解方法编制计算程序,选取现场一口实际井的资料,分析钻井过程中钻井液的密度和黏度变化对井筒温度压力计算结果的影响。相关的计算参数如下:井深为 4 200 m,地面温度为 24 °C,入口温度为 17 °C,地温梯度为 0.024 3 °C/m,常温常压下钻井液密度为 1.08 g/cm³,排量为 27 L/s,机械钻速为 4 m/h,钻井液塑性黏度为 38 mPa·s,钻杆内、外径分别为 84.8 mm 和 101.6 mm,井眼尺寸为 168.3 mm。

分别计算钻井液的密度和黏度不随温度压力变化时的井筒温度压力、钻井液的黏度随温度变化时的井筒温度压力、钻井液的密度随温度压力变化时的井筒温度压力、钻井液的密度和黏度都随温度压力变化时的井筒温度压力,以研究钻井液的密度和黏度随温度压力变化时对计算结果所产生的影响。

图 2 所示为钻井液密度随着温度的升高在不同压力水平下呈下降趋势的曲线图。观察图 2 可得出,在各种压力条件下,随着温度增加,钻井液密度逐步降低。当压力为 0.101 MPa 时,在 20 °C 时钻井液的密度为 1.082 g/cm³,在 120 °C 时钻井液的密度为 1.022 g/cm³。钻井液在 20 °C 和 120 °C 时的密度相差 0.060 g/cm³,由此可见,井筒温度变化对钻井液的密度变化产生了较为明显的影响。

图 3 所示为在各种温度条件下钻井液密度随压力增大而上升的趋势曲线。从图 3 中可以明显看出,在多个温度点上,随着压力的增加,钻井液的密度持续增加。当温度为 20 °C 时,在常压下钻井液的密度为 1.08 g/cm³,在 70 MPa 时钻井液的密度为 1.103 g/cm³,在 70 MPa 和常压下钻井液的密度相差 0.03 g/cm³。

图 4 为钻井液黏度随温度的分布曲线。从图 4 中可以看出,钻井液的黏度随温度的升高逐渐减小。

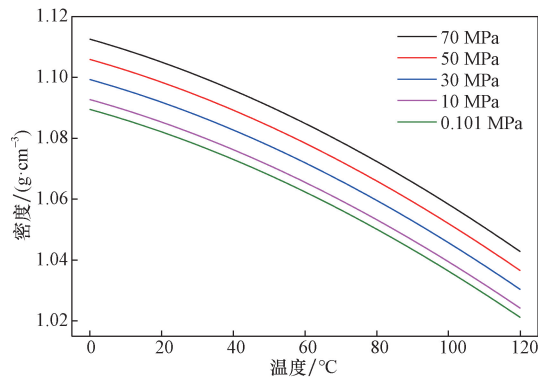


图 2 钻井液的密度随温度变化的关系

Fig. 2 Relation of drilling fluid density with temperature change

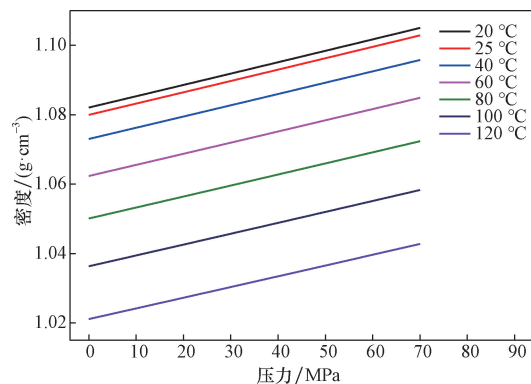


图 3 钻井液的密度随压力变化的关系

Fig. 3 Relation of drilling fluid density with pressure change

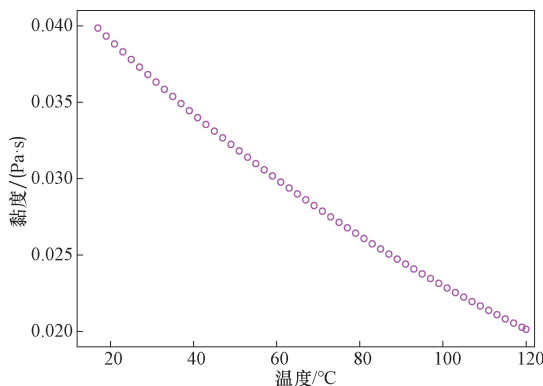


图 4 钻井液的黏度随温度变化的关系

Fig. 4 Relation of viscosity of drilling fluid with temperature change

在 20 °C 时钻井液的黏度为 0.039 07 Pa·s,在 120 °C 时钻井液的黏度为 0.020 15 Pa·s。钻井液在 20 °C 和 120 °C 时的黏度相差 0.018 92 Pa·s,由此可见,井筒温度变化对钻井液的黏度变化产生了非常明显的影响。

图 5 所示为钻井液的密度和黏度都为定值时的井筒温度分布曲线。由图 5 可知,钻井液的温度随

着井深的加深而逐步提升,在井深 4 200 m 的底部,钻井液的温度升至 106.3 ℃。钻柱内所测得的最高温点位于井底,而在环空中钻井液的最高温度则位于井底以上的特定区域,本图中为井深 4 075 m 处,最高温度为 106.5 ℃。环空内与钻柱内钻井液温度差值随井深增加而减小。

图 6 为钻井液的密度和黏度都为定值时的井筒压力分布曲线。如图 6 所示,随着井深的增加,钻柱内和环空内压力都不断增大,井底压力为 55.469 MPa。在相同井深处,钻柱内压力始终大于环空内压力。

图 7 为钻井液的密度和黏度随温度压力变化时,钻柱内和环空中钻井液的密度随井深的分布曲线。从图 7 中可以看出,随着井深增大,钻柱内和环空内钻井液密度均逐渐减小,井口处环空中和钻柱内钻井液密度分别为 1.09 g/cm³ 和 1.078 g/cm³。在相同井深处,钻柱内钻井液密度始终大于环空中钻井液密度,并且随井深增大二者差值减小。此外,钻柱内钻井液密度最小处位于井底,最小值为 1.045 g/cm³,但环空内钻井液密度最小值不在井底

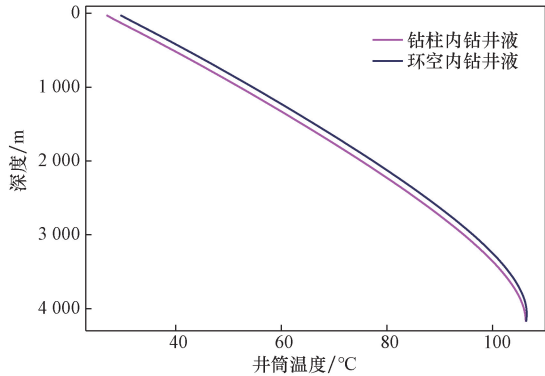


图 5 钻井液的密度和黏度都为定值时的井筒温度分布
Fig. 5 Wellbore temperature distribution when both the density and viscosity of drilling fluid are fixed

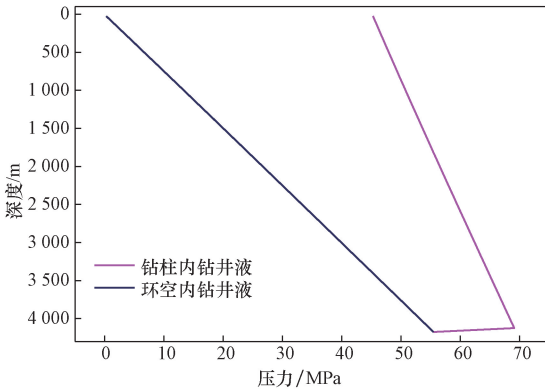


图 6 钻井液的密度和黏度都为定值时的井筒压力分布
Fig. 6 Wellbore pressure distribution when the density and viscosity of drilling fluid are both fixed values

而在井底上某一位置,在图 7 所示 3 975 m 处,最小值为 1.044 6 g/cm³。由图 2、图 3 知,钻井液密度随温度升高而减小,随压力增大而增大,温度变化与压力变化对钻井液密度变化起到了相反的效果。由图 5、图 7 可知,随着井深的增加,环空内钻井液与钻柱内钻井液温度差减小导致两者的密度差减小;环空内钻井液最高温度出现在井底上方某一位置(井深 4 075 m)导致环空内钻井液密度最小值出现在井底上方某一位置(井深 3 975 m),且在该位置温度对钻井液密度的影响大于压力对钻井液密度的影响。

图 8 为钻井液的密度和黏度都随温度压力变化的情况下钻柱内和环空内钻井液的黏度随井深的分布曲线。可以看出,随着井深增加,钻柱内和环空内钻井液黏度都逐渐降低,在井底 4 200 m 深处钻井液黏度为 0.021 3 Pa·s。在相同井深处,钻柱内钻井液黏度始终大于环空内钻井液黏度,且随着井

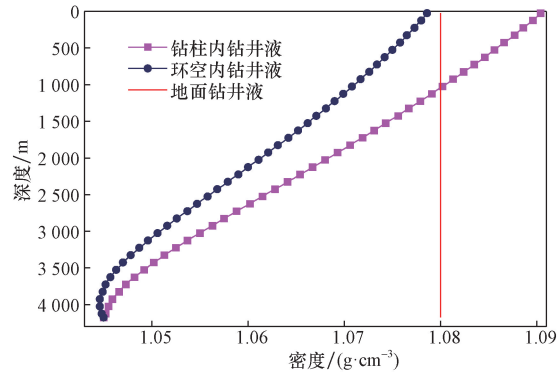


图 7 钻井液的密度和黏度都随温度压力变化时
钻井液的密度随井深的变化

Fig. 7 Changes of drilling fluid density with well depth when both density and viscosity of drilling fluid vary with temperature and pressure

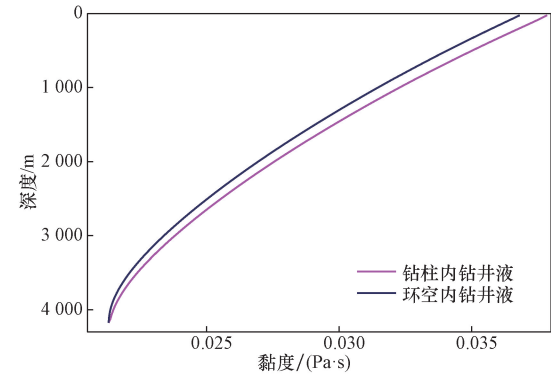


图 8 钻井液的密度和黏度都随温度压力变化时
钻井液的黏度随井深的变化关系

Fig. 8 The viscosity of drilling fluid varies with well depth when both the density and viscosity of drilling fluid vary with temperature and pressure

深增大钻柱内与环空内钻井液黏度之差逐渐减小。由图4、图5知,随着井深增加,地热井井筒温度升高导致钻井液黏度降低;钻柱内钻井液温度低于环空内钻井液温度且黏度受压力影响较小导致钻柱内钻井液黏度始终大于环空内钻井液黏度;钻柱内钻井液与环空内钻井液温度差随井深增加而减小导致钻柱内钻井液黏度与环空内钻井液黏度差随井深的增加而减小。

为了研究钻井液的密度和黏度随温度压力变化对井筒温度压力计算的影响,本文中分别计算了钻井液的密度随温度压力变化、钻井液的黏度随温度变化以及钻井液的密度和黏度都随温度压力变化时的井筒温度压力,对比和分析3种情况下计算结果的不同。

图9为钻井液的密度随温度压力变化和钻井液的密度不随温度压力变化两种情况下钻井液温度随井深的分布曲线。由图9可知,在上部井筒,相同井深处钻井液黏度随温度压力变化时的井筒温度要低于钻井液黏度不随温度压力变化时的井筒温度;而在下部井筒,相同井深处钻井液黏度随温度压力变化时的井筒温度要高于钻井液黏度不随温度压力变化时的井筒温度。在井底4 200 m处,钻井液密度随温度压力变化情况下井筒温度为108℃,而钻井液密度不随温度压力变化情况下井筒温度为106.3℃,相差1.7℃。钻井液密度随温度压力变化对上部井筒和井底处井筒温度影响都较为明显。

图10为钻井液的密度随温度压力变化和钻井液的密度不随温度压力变化两种情况下井筒压力随井深的分布曲线。从图10可知,在相同井深处,对于环空内钻井液,钻井液密度随温度压力变化情况下的钻井液压力相较于钻井液密度不变的情况下的钻井液压力更大,且钻井液密度随温度压力变

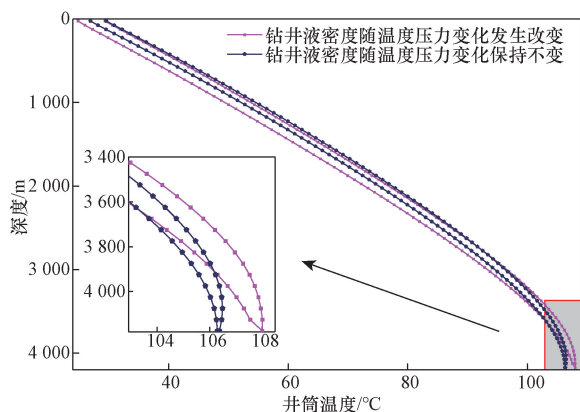


图9 钻井液的密度随温度压力变化对井筒温度的影响
Fig. 9 Influence of drilling fluid density with temperature pressure on wellbore temperature

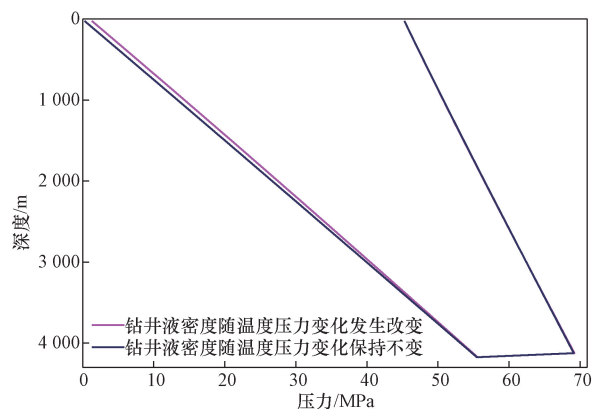


图10 钻井液的密度随温度压力变化对井筒压力分布的影响

Fig. 10 The influence of temperature and pressure changes on the distribution of wellbore pressure due to the density of drilling fluid

化对井口钻井液压力影响较明显,对井底钻井液压力不明显;对于钻柱内钻井液,钻井液密度随温度压力变化对井筒压力的影响很小。

图11为钻井液的黏度随温度压力变化和黏度不随温度压力变化两种情况下钻井液温度随井深的分布曲线。由图11可知,在上部井筒,相同井深处钻井液黏度随温度压力变化时的井筒温度要低于钻井液黏度不随温度压力变化时的井筒温度;而在下部井筒,相同井深处钻井液黏度随温度压力变化时的井筒温度要高于钻井液黏度不随温度压力变化时的井筒温度。在井底4 200 m处,钻井液黏度随温度压力变化情况下井筒温度为109.6℃,而钻井液黏度不随温度压力变化情况下井筒温度为106.3℃,相差3.3℃。钻井液黏度随温度压力变化对上部井筒温度影响不明显,对井底处井筒影响较明显。由图9、图11可知,在井底处,钻井液黏度随温度压力变化对温度的影响大于钻井液

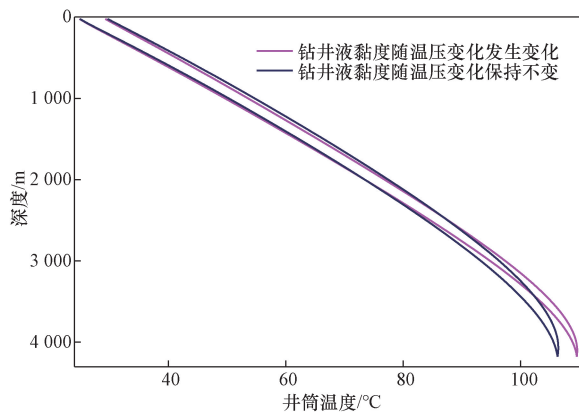


图11 钻井液的黏度随温度压力变化对井筒温度的影响
Fig. 11 Influence of viscosity of drilling fluid with temperature and pressure change on wellbore temperature

密度随温度压力变化对井筒温度的影响;在上部井筒钻井液黏度随温度压力变化对温度的影响小于钻井液密度随温度压力变化对井筒温度的影响。

图 12 为钻井液的黏度随温度压力变化和钻井液的黏度不随温度压力变化两种情况下井筒压力随井深的分布曲线。从图 12 可知,在钻井液黏度随温度压力变化和钻井液黏度不随温度压力变化两种情况下,钻柱内和环空内压力差值都很小,即钻井液黏度是否随温度压力变化对井筒压力的影响很小。此外,由图 10、图 12 知,相较于钻井液密度的温度和压力变化对井筒压力的影响,钻井液的黏度在温度和压力变化下对井筒压力的效应相对较小。

图 13 为钻井液的密度黏度都随温度压力变化和密度黏度都不随温度压力变化两种情况下钻井液温度随井深的分布曲线。由图 13 可知,在上部井筒,相同井深处钻井液的密度和黏度都随温度压力变化时的井筒温度要低于钻井液的密度和黏度都不随温度压力变化时的井筒温度;而在下部井筒,相同井深处钻井液密度黏度都随温度压力变化时的井筒温度要高于钻井液密度黏度都不随温度压力变化时的井筒温度。在井底 4 200 m 处,钻井液密度黏度都随温度压力变化情况下井筒温度为 111.6℃,而钻井液密度黏度都不随温度压力变化情况下井筒温度为 106.3℃,相差 5.3℃。由图 9、图 11、图 13 知钻井液密度黏度都随温度压力变化对温度的影响大于钻井液密度和黏度中任意一种性质单独随温度压力变化对温度的影响。

图 14 为钻井液的密度黏度都随温度压力变化和密度黏度都不随温度压力变化两种情况下井筒压力随井深的分布曲线。从图 14 可知,在相同井深处,对于环空内钻井液,钻井液密度和黏度随温度压

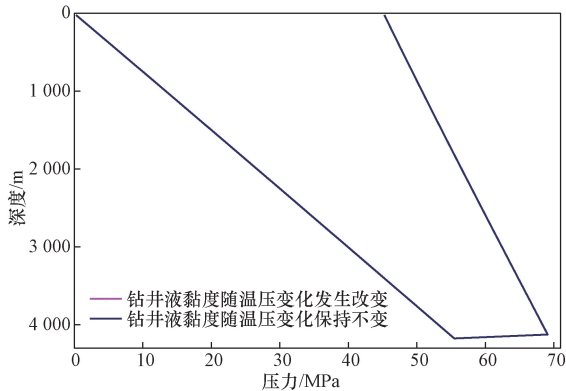


图 12 钻井液的黏度随温度压力变化对井筒压力的影响

Fig. 12 Influence of viscosity of drilling fluid with temperature pressure on wellbore pressure

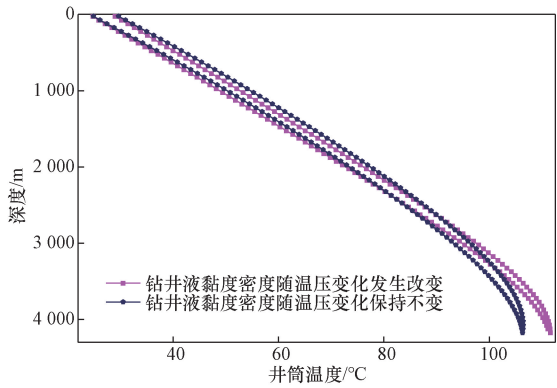


图 13 钻井液密度和黏度随温度压力变化对井筒温度的影响

Fig. 13 Influence of drilling fluid density and viscosity with temperature pressure on wellbore temperature

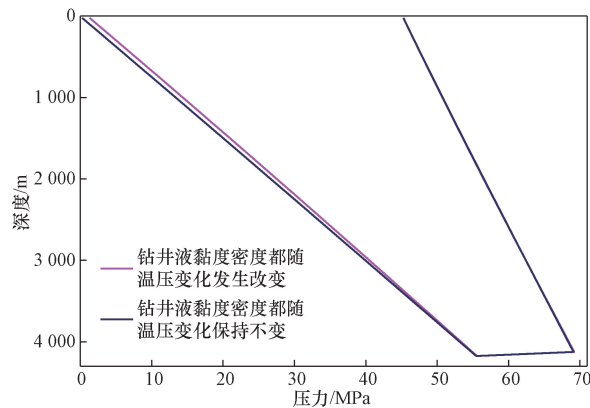


图 14 钻井液密度和黏度随温度压力变化对井筒压力分布的影响

Fig. 14 The influence of drilling fluid density and viscosity on wellbore pressure distribution with temperature and pressure changes

力变化情况下的压力相较于钻井液密度黏度都不变的情况下的压力更大;对于钻柱内钻井液,钻井液密度和黏度随温度压力变化对其压力分布的影响很小。由图 10、图 12 和图 14 知,钻井液密度随温度变化对环空中压力分布影响较大,对钻柱内压力分布影响很小;钻井液黏度随温度压力变化对环空中和钻柱内压力分布影响都很小。所以本图中钻井液密度和黏度都随温度变化对井筒压力分布的影响主要来源于钻井液密度随温度压力变化对井筒压力分布的影响。

由上述分析可知,钻井液的黏度和密度对井筒温度的计算结果具有重要的影响,与不考虑黏度随温度变化的情况下,考虑黏度随温度变化的情况下井底温度的计算结果高出 3.1%,考虑黏度和密度同时随温度压力变化的情况下井底温度的计算结果高出 4.99%。

对于本文中所选用的钻井液,温度压力增大对钻井液的密度产生了相反的影响,因此导致当同时考虑钻井液的密度随温度压力变化时,与钻井液的密度为定值的情况相比,井底压力的计算结果相差不大。

钻井液的密度和黏度随温度压力变化对井筒温度压力计算产生了重要的影响,因此为了使井筒温度压力计算结果更加准确,在进行井筒温度压力计算时应当充分考虑其影响。

3 结论

(1) 钻井液的黏度和密度对井筒温度的计算结果具有重要的影响,与不考虑黏度随温度变化的情况下,考虑黏度随温度变化的情况下井底温度的计算结果高出 3.1%,考虑黏度和密度同时随温度压力变化的情况下井底温度的计算结果高出 4.99%。

(2) 钻井液的密度随温度压力变化对井筒温度压力的影响较为明显,而钻井液的黏度变化对井筒温度的影响较大,而对井筒压力的影响较小。

(3) 钻井液的密度和黏度随温度压力变化对井筒温度压力计算产生了重要的影响,在进行井筒温度压力计算时应当充分考虑井筒钻井液的热物理性质随温度压力变化的影响。

参 考 文 献

[1] 霍超,林倚天,李刚,等. 碳中和背景下中国地热资源勘查技术研究进展及展望[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(12): 4917-4927.
Huo Chao, Lin Yitian, Li Gang, et al. China's geothermal resource exploration technology research progress under the background of carbon neutrality[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(12): 4917-4927.

[2] 王磊. 中深层砂岩热储回灌井参数优化模拟[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(5): 1823-1832.
Wang Lei. Simulation study on parameters optimization of middle deep sandstone heat storage and recharge wells[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(5): 1823-1832.

[3] Zhang Z, Wei Y, Xiong Y, et al. Influence of the location of drilling fluid loss on wellbore temperature distribution during drilling[J]. Energy, 2022, 244: 123031.

[4] 杨虎. 深井井筒油基钻井液密度与液柱压力解析模型[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(2): 215-219.
Yang Hu. Analytical model of oil-base drilling fluid density and liquid column pressure in deep borehole[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(2): 215-219.

[5] 杨兰平,李志强,聂强勇,等. 温度、压力对油基钻井液密度的影响规律及数学模型[J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(2): 151-157.
Yang Lanping, Li Zhiqiang, Nie Qiangyong, et al. Effects of temperature and pressure on the density of oil-based drilling fluid and its mathematical model[J]. Drilling Fluid and Completion Fluids, 2022, 39(2): 151-157.

[6] 管志川,李千登,宁立伟,等. 钻井液热物性参数测量及其对井筒温度场的影响[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(3): 1-4, 91.
Guan Zhichuan, Li Qiangdeng, Ning Liwei, et al. Drilling fluid thermal property parameter measurement and its influence on wellbore temperature field[J]. Drilling Fluid and Completion Fluids, 2011, 28(3): 1-4, 91.

[7] 文乾彬,梁大川,任茂,等. 钻井液导热系数室内研究[J]. 石油钻探技术, 2008(1): 30-33.
Wen Qianbin, Liang Dachuan, Ren Mao, et al. Laboratory study on thermal conductivity of drilling fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008(1): 30-33.

[8] 易灿,闫振来,赵怀珍. 超深井水基钻井液高温高压流变性试验研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(1): 10-13.
Yi Can, Yan Zhenlai, Zhao Huaizhen. High temperature and high-pressure rheology test of ultra-deep well water-based drilling fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 10-13.

[9] 何世明,安文华,骆发前,等. 水泥浆与泥浆热导率的测定研究[J]. 天然气工业, 2007(4): 53-53.
He Shiming, An Wenhua, Luo Faqian, et al. Study on determination of thermal conductivity of cement paste and mud[J]. Natural Gas Industry, 2007(4): 53-53.

[10] Kemp N P. Density modeling for pure and mixed-salt brines as a function of composition, temperature, and pressure[J]. SPE Production Engineering, 1989, 4(4): 394-400.

[11] Memordie W C, et al. Effect of temperature and pressure on the density of drilling fluids; SPE 11114 [R]. Richardson: SPE, 1982: 1-9.

[12] Hoberock L L, Thomas D C, Nickens H V, et al. Bottom hole mud pressure variations due to compressibility and thermal effects [C]//IADC Drilling Technology Conference. Houston: IADC, 1982: 126.

[13] 赵向阳,杨顺辉,郑德帅. 水基钻井液高温高压密度预测新模型[J]. 科学技术与工程, 2013(15): 4334-4338.
Zhao Xiangyang, Yang Shunhui, Zheng Deshuai. A new model for predicting high-temperature and high-pressure density of water-based drilling fluids[J]. Science Technology and Engineering, 2013(15): 4334-4338.

[14] Kutasov I M. Empirical correlation determines downhole mud density[J]. Oil & Gas Journal, 1988, 22(12): 61-63.

[15] 管志川. 温度和压力对深水钻井液基钻井液液柱压力的影响[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003(4): 48-52, 57-149.
Guan Zhichuan. Effect of temperature and pressure on oil base drilling fluid column pressure in deep water drilling[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Natural Science Edition), 2003(4): 48-52, 57-149.

[16] 鄢捷年,李元. 预测高温高压下泥浆密度的数学模型[J]. 石油钻采工艺, 1990(5): 27-34.
Yan Jienian, Li Yuan. A mathematical model for predicting mud density under high temperature and pressure[J]. Oil Drilling and Production Technology, 1990(5): 27-34.

[17] 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(1): 58-62.
Wang Haige, Liu Yansheng, Yang Liping. Effect of temperature and pressure on drilling fluid density in high-temperature and high-pressure wells[J]. Drilling & Production Technology, 2000(1): 58-62.

- [18] 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(5): 1-3, 81.
Zhang Jinbo, Yan Jiennian. Establishment of a new prediction model for drilling fluid density at high temperature and pressure[J]. Drilling Fluid and Completion Fluids, 2006(5): 1-3, 81.
- [19] 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 high pressure rheological property of synthetic-based mud[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(4): 1408-1415.
- [20] Minako A V, Pryazhnikov M I, Mikhienkova E I, et al. Systematic experimental study of the temperature dependence of viscosity and rheological behavior of water-based drilling fluids with nano-additives[J]. Petroleum, 2023, 9(4): 534-544.
- [21] Zhang Z, Xiong Y, Pu H, et al. Borehole temperature distribution when drilling fluid loss occurs in the two-dimensional area at the bottom hole during drilling[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 83: 103523.
- [22] Chen P, Sun J, Lin C, et al. Application of the finite volume method for geomechanics calculation and analysis on temperature dependent poromechanical stress and displacement fields in enhanced geothermal system[J]. Geothermics, 2021, 95: 102138.
- [23] 王江帅, 李军, 柳贡慧, 等. 循环钻进过程中井筒温度场新模型[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 240-243.
Wang Jiangshuai, Li Jun, Liu Gonghui, et al. A new model of wellbore temperature field during cyclic drilling process[J]. Block oil and Gas Field, 2018, 25(2): 240-243.
- [24] Li M, Liu G, Li J, et al. Thermal performance analysis of drilling horizontal wells in high-temperature formations[J]. Applied Thermal Engineering, 2015, 78: 217-227.
- [25] 赵金洲, 彭瑀, 李勇明, 等. 基于双层非稳态导热过程的井筒温度场半解析模型[J]. 天然气工业, 2016, (1): 68-75.
Zhao Jinzhou, Peng Yu, Li Yongming, et al. A semi-analytical model of wellbore temperature field based on double-layer unsteady thermal conduction process[J]. Natural Gas Industry, 2016, (1): 68-75.