



极地钻井井筒温度压力预测模型及分布规律研究

余意 王雪瑞 柯珂 王迪 于鑫 高永海

Prediction Model and Distribution Law Study of Temperature and Pressure of the Wellbore in drilling in Arctic Region

YU Yi, WANG Xuerui, KE Ke, WANG Di, YU Xin, GAO Yonghai

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021047>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

漏失循环条件下井筒温度预测与漏层位置判断

The Prediction of Wellbore Temperature and the Determination of Thief Zone Position under Conditions of Lost Circulation

石油钻探技术. 2019, 47(6): 54–59 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019119>

高频电磁加热稠油储层温度分布及其影响因素分析

Temperature Distribution of Heavy Oil Reservoirs under High Frequency Electromagnetic Heating and an Analysis of Its Influencing Factors

石油钻探技术. 2020, 48(1): 90–97 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019128>

海上油井井筒结蜡剖面预测新模型

A New Forecasting Model of a Wellbore Wax Deposition Profile in a Offshore Well

石油钻探技术. 2017, 45(4): 103–109 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201704018>

多层合采智能井井筒温度场预测模型及应用

Temperature Field Prediction Model for Multi-Layer Commingled Production Wellbore in Intelligent Wells and It's Application

石油钻探技术. 2019, 47(4): 83–91 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019049>

超临界二氧化碳钻井基础研究进展

The Development of Fundamental Research on Supercritical Carbon Dioxide Drilling

石油钻探技术. 2018, 46(2): 1–9 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018040>

极地钻井关键设备橡胶密封材料的优选

The Optimization of Rubber Sealing Materials for Key Equipment in Polar Drilling

石油钻探技术. 2020, 48(1): 54–60 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019111>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀极地冷海▶

doi:10.11911/syztjs.2021047

引用格式: 余意, 王雪瑞, 柯珂, 等. 极地钻井井筒温度压力预测模型及分布规律研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(3): 11-20.

YU Yi, WANG Xuerui, KE Ke, et al. Prediction model and distribution law study of temperature and pressure of the wellbore in drilling in Arctic region [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(3): 11-20.

极地钻井井筒温度压力预测模型及分布规律研究

余 意¹, 王雪瑞², 柯 珂³, 王 迪², 于 鑫², 高永海²

(1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 3. 中国石化石油工程技术研究院, 北京, 102206)

摘 要: 极地永久冻土层的低温条件会影响钻井液的流变性, 从而影响极地钻井中井筒温度和压力的分布。为了解极地永久冻土层低温条件对钻井中井筒温度和压力分布的影响规律, 为极地钻井设计和钻井施工提供依据, 分析了低温对水基和油基钻井液流变性的影响, 考虑低温对钻井液流变性的影响、永久冻土层与井筒之间的耦合作用, 建立了极地钻井井筒温度压力预测模型。通过与实测结果和试验结果对比, 证明极地钻井井筒温度压力预测模型的预测精度达到了极地钻井要求。利用所建模型模拟了一口极地井钻井循环和停泵工况下的温度和压力分布, 结果表明: 循环期间, 钻井液吸收下部高温地层的热量, 通过环空上返时将热量传递至井筒浅部永久冻土层, 导致近井地带冻土层融化, 冻土层融化消耗热量使井筒温度降低; 随着循环时间增长, 环空循环摩阻增大; 停泵时间越长, 井筒钻井液的温度越接近地层环境温度, 开井时环空循环压耗越大, 开井泵压也越高。研究结果可为极地井钻井设计和钻井施工提供依据和指导。

关键词: 极地钻井; 温度分布; 压力分布; 钻井液性能; 循环摩阻; 数学模型

中图分类号: TE21

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)03-0011-10

Prediction Model and Distribution Law Study of Temperature and Pressure of the Wellbore in drilling in Arctic Region

YU Yi¹, WANG Xuerui², KE Ke³, WANG Di², YU Xin², GAO Yonghai²

(1. Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong, 266580, China; 3. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 102206, China)

Abstract: The low temperature condition of permafrost in Arctic region affects the rheology of drilling fluids and the distribution of temperature and pressure in the wellbore during drilling. In order to understand the influence law of permafrost in Arctic region on the temperature and pressure distribution in wellbore and provide a basis for the design and construction for drilling in Arctic region, a model to predict the wellbore temperature and pressure of drilling in Arctic region was built. It was based on the analysis of the influence of low temperatures on the rheology of water-based and oil-based drilling fluids, considering the coupling between permafrost and wellbore. By comparing the measured and test results, it was verified that the prediction accuracy of the proposed model met the requirements of drilling in Arctic region. The model was used to simulate the temperature and pressure distribution in a wellbore in Arctic region under the conditions of no circulation or pump function. The results showed that the drilling fluids absorbed the heat of the high-temperature formation and returned to the annulus transferring the heat to the permafrost in shallow part of the wellbore during the circulation. This process thawed the permafrost near the wellbore and the

收稿日期: 2021-01-02; 改回日期: 2021-03-31。

作者简介: 余意(1988—), 男, 湖北黄冈人, 2011年毕业于东北石油大学石油工程专业, 工程师, 主要从事海洋钻井完井工艺、深水钻井井筒多相流动方面的研究。E-mail: yuyi2@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家重点研发计划项目“极地冷海钻井关键技术研究”(编号: 2016YFC0303303)、国家自然科学基金青年基金项目“深海天然气水合物钻探固井水泥环-地层界面封固失效机理研究”(编号: 52004315)、山东省自然科学基金青年基金项目“海域水合物层固井水泥环-储层界面封固失效机理研究”(编号: ZR2020QE113)和中海石油重大科技专项“南海西部油田上产2000万方钻井关键技术研究”(编号: CNOOC-KJ135ZDXM38ZJ05ZJ)联合资助。

wellbore temperature was lowered due to the heat consumed by thawing. The circulating friction in annulus increases with the increase of circulation time. The longer the pump shutdown lasts, the closer the temperature of drilling fluid to the formation temperature in the wellbore. The larger the annular circulation pressure loss, and the higher the pump pressure. The research results can provide a basis and guidance for design and construction of drilling in Arctic region.

Key words: drilling in Arctic region; temperature distribution; pressure distribution; performance of drilling fluids; circulating friction; mathematical model

根据美国地质勘探局(USGS)2008年评估报告, 北极地区拥有待发现石油可采储量 $143 \times 10^8 \text{ m}^3$, 天然气可采储量超过 $47 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全球未探明石油储量的 13% 和未开采天然气储量的 30%, 此外还有 $70 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气液态产物^[1-2]。但北极地区的温度常年在 0°C 以下, 最低温度达到 -50°C , 同时北极地区存在冻土层^[3], 使极地钻井与深水钻井、陆地钻井存在很大区别。首先, 极地寒冷的环境对钻井液性能要求较高, 而钻井液在低温条件下流变性变化较大, 会对井眼净化、井眼稳定、岩屑携带以及井内液柱压力等水力参数产生影响; 其次, 北极地区存在的冻土层会吸收上返钻井液的热量, 影响井筒内温度和压力的分布。而现有钻井井筒温度压力预测模型, 未考虑极地极端低温环境对钻井液流变性的影响和极地冻土层对井筒温度压力分布的影响。

目前, 国内外众多学者通过室内试验测试了油基钻井液、水基钻井液和合成基钻井液在低温条件下的流变性, 这些钻井液的表观黏度都随温度降低而升高, 随压力升高而升高^[4-9]。对于井筒温度分布, 国外学者研究了注入冷热流体、不同地层与井筒的传热问题^[10-13], 深水钻井井筒温度场^[14]和井筒中非牛顿流体螺旋流动对井筒温度场的影响^[15]。对于井筒压力分布, 人们研究了温度和压力对油基钻井液性能的影响、高温/高压井中钻井液当量循环密度的变化、深水钻井天然气水合物对井筒压力分布的影响^[16-18]。综观国内外研究现状, 发现主要研究了钻井液在温度 $0 \sim 240^\circ\text{C}$ 下的流变性, 而对其在更低温度下的流变性研究较少。此外, 对于井筒中温度和压力的分布, 还没有人针对极地钻井特征开展深入系统的研究。

基于上述现状, 笔者在通过钻井液低温流变性试验分析低温对水基、油基钻井液流变性的影响规律的基础上, 结合极地钻井的具体特征, 考虑冻土层与井筒之间的耦合作用、钻井液低温流变性对循环摩阻的影响, 建立了极地钻井循环和停泵期间井筒温度与压力预测模型, 验证了模型的预测精度, 并利用模型模拟分析了极地钻井循环和停泵工况下的温度和压力分布, 揭示了极地钻井期间井筒温度

和压力的分布规律。

1 低温下的钻井液流变性试验

1.1 试验过程

1.1.1 试验装置

采用配套制冷器的高压可控温流变仪, 其测试温度 $-20 \sim 260^\circ\text{C}$, 剪切速率 $0.01 \sim 1\,022 \text{ s}^{-1}$, 转速 $0 \sim 300 \text{ r/min}$, 最高工作压力 206 MPa 。该流变仪配有 ORCADA 试验控制软件, 可以通过编写程序自动控制测试过程, 包括温度、压力和剪切速率的自动控制, 数据的自动保存, 操作简便。

1.1.2 试验方案

为了解极地低温条件下井筒内钻井液的流变性, 设计了 2 组流变性试验: 第 1 组试验, 固定压力, 改变温度; 第 2 组试验, 固定温度, 改变压力。

第 1 组试验重点研究低温对不同钻井液流变性的影响规律。在 0.1 MPa 条件下, 设定 $-15, -10, -5, 0, 5, 10$ 和 15°C 等 7 个温度点, 测量油基和水基钻井液在不同剪切速率下的黏度和剪切应力。

考虑钻井过程中随着井深增大, 压力升高, 温度也相应升高的情况, 第 2 组试验在 0°C 温度条件下, 设置 $0.10, 13.79, 27.58$ 和 41.37 MPa 等 4 个压力点, 测量油基和水基钻井液在不同压力下的黏度和剪切应力。

1.1.3 试验流程

1) 将钻井液加入到高温高压流变仪腔体中, 完成程序设置后, 流变仪的液压系统开始工作, 将其内部压力稳定在 0.1 MPa , 先测量 15°C 、 $1\,021.4 \text{ s}^{-1}$ 条件下的流变参数, 然后测量下一个剪切速率的流变参数, 直至测量完 6 个剪切速率下的流变参数; 利用配套的制冷器将钻井液温度依次降至 $10, 5, 0, -5, -10$ 和 -15°C , 按顺序测量 6 个剪切速率下的流变参数, 直至测量完所有温度下的流变参数; 利用其附带的 ORCADA 软件采集保存试验数据。

2) 将钻井液加入到高温高压流变仪腔体中, 完成程序设置后, 先利用配套的制冷器将钻井液温度降至 0°C 并保持在 0°C , 首先测量 0.1 MPa 、 $1\,021.4 \text{ s}^{-1}$

的流变参数,然后测量下一个剪切速率的流变参数,直至测量完6个剪切速率下的流变参数;液压系统开始工作,压力升至下一压力点,继续按顺序测量6个剪切速率下的流变参数,直至测量完其余压力点下的流变参数;利用其附带的 ORCADA 软件采集保存试验数据。

1.2 试验结果及分析

1.2.1 温度对钻井液流变性的影响规律

测量油基和水基钻井液不同温度下的流变参数时发现,油基钻井液在 -10°C 下固结,水基钻井液在 -20°C 下固结,这主要是因为水基钻井液中加入了 KCl,可有效降低钻井液结冰点;但温度过低时,水基钻井液仍会稠化固结失效。

图1所示为根据试验数据绘制的不同温度下油基和水基钻井液的流变曲线(压力 0.10 MPa)。从图1可以看出:同一剪切速率下,油基和水基钻井液的剪切应力均随温度降低而增大;油基钻井液的流变曲线不经过坐标轴原点,近似为一条直线,更接近塑性流体;水基钻井液的流变曲线不经过坐标轴原点,更接近屈服塑性流体。

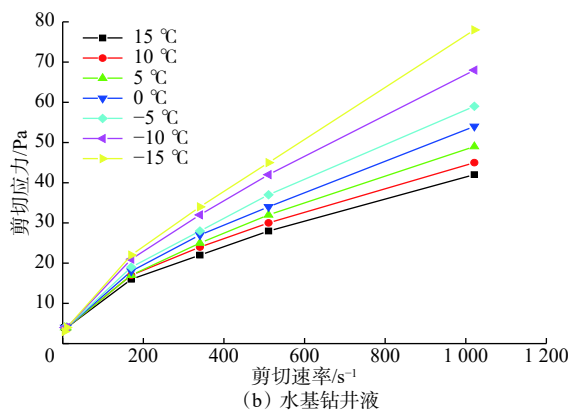
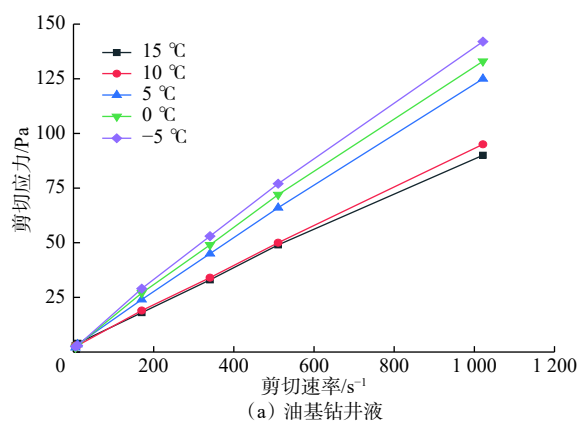


图1 不同温度下油基和水基钻井液的流变曲线

Fig.1 Rheological curves of oil-based and water-based drilling fluids at different temperatures

图2所示为不同温度下油基和水基钻井液的流变参数(压力 0.10 MPa)。从图2可以看出:油基和水基钻井液的表观黏度、塑性黏度均随温度降低而逐渐升高;温度从 15°C 降至 -5°C 时,油基和水基钻井液的动切力变化较小。

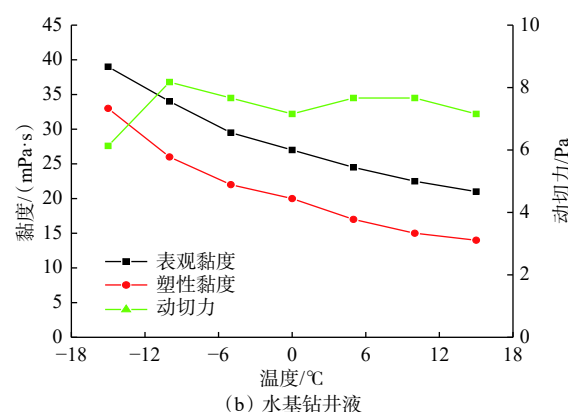
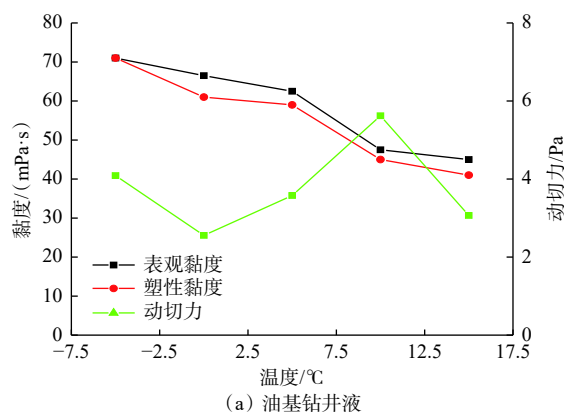


图2 不同温度下油基和水基钻井液的流变参数

Fig.2 Rheological parameters of oil-based and water-based drilling fluids at different temperatures

1.2.2 压力对钻井液流变性的影响规律

图3所示为根据试验数据绘制的不同压力下的油基和水基钻井液的流变曲线(温度 0°C)。从图3可以看出:同一剪切速率下,油基和水基钻井液的剪切应力随压力升高而增大;油基和水基钻井液的流变曲线不经过坐标轴原点,形状上近似为一条直线,接近塑性流体。

图4所示为不同压力下油基和水基钻井液的流变参数(温度 0°C)。从图4可以看出:油基和水基钻井液的表观黏度、塑性黏度、动切力均随着压力升高而逐渐增大;压力由 0.10 MPa 升至 41.37 MPa 时,油基钻井液的表观黏度增大了 54.9% ,塑性黏度增大了 36.1% ,动切力增大了 296.4% ;水基钻井液的表观黏度增大了 10.0% ,塑性黏度增大了 21.4% ,动切力增大了 21.7% 。由此可见,油基钻井液的流变参数受压力的影响更大。

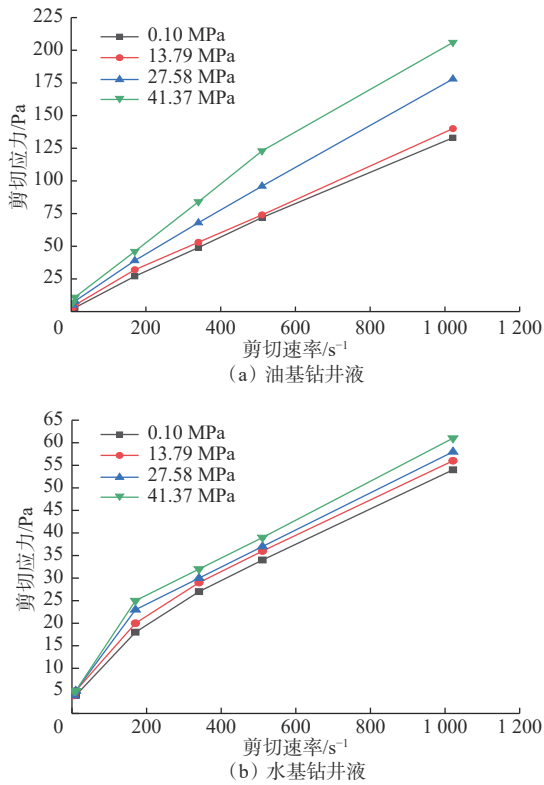


图3 不同压力下油基和水基钻井液的流变曲线

Fig.3 Rheological curves of oil-based and water-based drilling fluids at different pressure

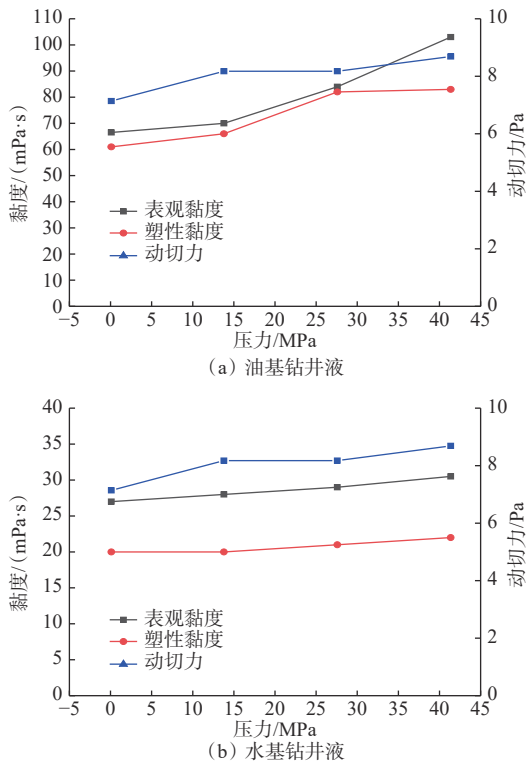


图4 不同压力下油基和水基钻井液的流变参数

Fig.4 Rheological parameters of oil-based and water-based drilling fluids at different pressure

2 极地钻井井筒温度压力预测模型

2.1 极地钻井井筒-地层耦合传热模型

图5为极地钻井井筒热量传递示意图。北极地区地层通常包含冻土层和下部常规地层,大部分地区常年覆盖冻土层,而冻土层的稳定性易受温度的影响,钻井过程中其与井筒发生热量交换,冻土层吸收井筒的热量,导致其融化,同时也会影响井筒内温度的分布。构建极地钻井井筒传热模型需要考虑井筒与冻土层之间的耦合作用。

2.1.1 钻柱内传热模型

图5(a)所示为钻柱内微元体热量的传递。由能量守恒可知,钻柱内微元体内能的变化等于传入单元格的热量、从相邻单元格吸收热量及钻柱与环空交换热量的和。在时间 Δt 内,长度 Δz 钻柱单元格内能的变化为:

$$(T_p|_{t+\Delta t} - T_p|_t)c_d\rho_d A_p \Delta z = c_d A_p v_p \rho_d \Delta t T_p|_z - c_d A_p v_p \rho_d \Delta t T_p|_{z+\Delta z} + 2\pi r_{pi} K_p (T_a - T_p) \Delta t \Delta z \quad (1)$$

式中: T_p 为钻柱温度,K; c_d 为钻井液比热容, $J/(kg \cdot K)$; ρ_d 为钻井液密度, kg/m^3 ; A_p 为钻柱横截面积, m^2 ; v_p 为钻井液在钻柱内的流速 m/s ; r_{pi} 为钻柱内半径, m ; K_p 为环空内钻井液和钻柱内钻井液间的传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; T_a 为环空温度,K。

将质量流量的表达式 $q_m = A_p v_p \rho_d$ 代入式(1),化简可得:

$$\frac{1}{v_p} \frac{\partial T_p}{\partial t} + \frac{\partial T_p}{\partial z} = \frac{1}{B} (T_a - T_p) \quad (2)$$

$$B = \frac{c_d q_m}{2\pi r_{pi} K_p} \quad (3)$$

式中: q_m 为质量流量, kg/s 。

对于停泵工况,井筒内钻井液停止流动。此时钻柱内微元体内能的变化等于钻柱与环空交换的热量。在时间 Δt 内,长度 Δz 钻柱单元格内能的变化为:

$$\frac{\partial T_p}{\partial t} = \frac{2\pi r_{pi} K_p}{c_d \rho_d A_p} (T_a - T_p) \quad (4)$$

2.1.2 环空内传热模型

图5(b)所示为环空内热量的传递过程。由能量守恒可知,微元体的内能变化包括传入单元格的热量、相邻单元格吸收的热量、钻柱内流体交换的热量及其与周围环境交换的热量。在时间 Δt 内,长度 Δz 环空单元格内能的变化为:

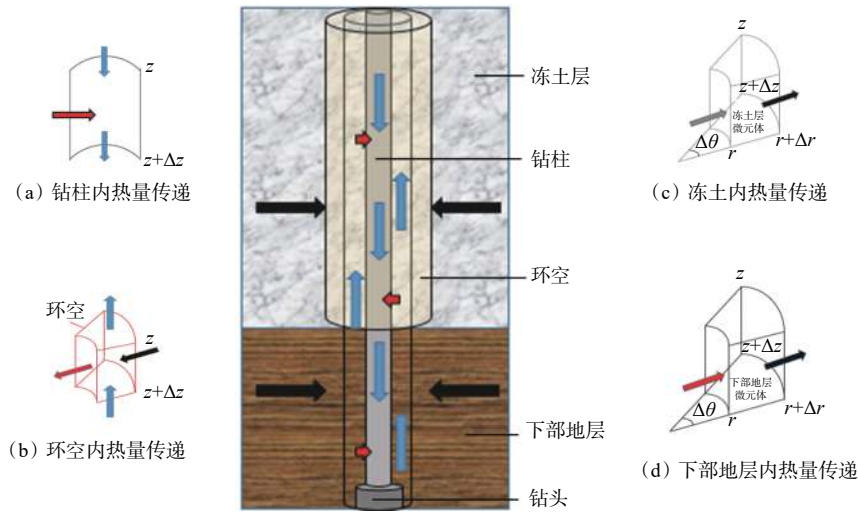


图 5 极地钻井井筒热量传递示意

Fig.5 Heat transfer in the wellbore during drilling in Arctic region

$$(T_{a|t+\Delta t} - T_{a|t})c_d\rho_d A_a \Delta z = c_d A_a v_a \rho_d \Delta t T_{a|z+\Delta z} - T_{a|z} - 2\pi r_{pi} K_p (T_a - T_p) \Delta t \Delta z + 2\pi r_{ci} K_a (T_{f,pf} - T_a) \Delta t \Delta z \quad (5)$$

式中: $T_{f,pf}$ 为周围地层的温度, K; A_a 为环空横截面积, m^2 ; v_a 为环空内钻井液的流速 m/s ; r_{ci} 为套钻柱内径, m ; K_a 为环空内钻井液和周围地层之间的传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$ 。

将质量流量 $q_m = A_p v_p \rho$ 代入式(5), 化简可得:

$$\frac{1}{v_a} \frac{\partial T_a}{\partial t} - \frac{\partial T_a}{\partial z} = \frac{1}{A} (T_{f,pf} - T_a) - \frac{1}{B} (T_a - T_p) \quad (6)$$

$$\text{其中} \quad A = \frac{c_d q_m}{2\pi r_{ci} K_a} \quad (7)$$

对于停泵工况, 井筒内钻井液停止流动。此时环空内能量守恒可知, 微元体的内能变化包括钻柱

内流体交换的热量以及与周围环境交换的热量。在时间 Δt 内, 长度 Δz 环空单元格内能的变化为:

$$\frac{\partial T_a}{\partial t} = \frac{2\pi r_{ci} K_a k_{f,pf}}{c_d \rho_d A_a (r_{ci} K_a T_D + k_{f,pf})} (T_{f,pf} - T_a) - \frac{2\pi r_{pi} K_p}{c_d \rho_d A_p} (T_a - T_p) \quad (8)$$

2.1.3 地层传热模型

极地的地层划分为上部的冻土层以及下部的常规地层。冻土层内热量的传递如图 5(c) 所示, 包含冻土融化消耗的热量和冻土层内水分迁移携带的热量^[19]。由能量守恒定律可知, 冻土层单元格的内能变化包括冻土融化消耗的热量、水分迁移携带的热量及相邻单元格携带的热量。在时间 Δt 内, 高度 Δz 冻土单元格的内能变化为:

$$\begin{aligned} \frac{T_{pf}|_{t+\Delta t} - T_{pf}|_t}{\Delta t} c_{pf} \rho_{pf} r \Delta r \Delta \theta \Delta z &= \frac{\varphi_s|_{t+\Delta t} - \varphi_s|_t}{\Delta t} L \rho_s r \Delta r \Delta \theta \Delta z + \frac{T_{pf}\varphi_l|_{t+\Delta t} - T_{pf}\varphi_l|_t}{\Delta t} c_l \rho_l r \Delta r \Delta \theta \Delta z + \\ &\frac{T_{pf}|_{r+\Delta r} - T_{pf}|_r}{\Delta r} k_{pf} \left(r + \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta \theta \Delta z - \frac{T|_r - T|_{r-\Delta r}}{\Delta r} k_{pf} \left(r - \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta \theta \Delta z \end{aligned} \quad (9)$$

将式(9)化简为微分形式:

$$\frac{\rho_{pf} c_{pf}}{k_{pf}} \frac{\partial T_{pf}}{\partial t} = \frac{\partial \varphi_s}{\partial t} \frac{L \rho_s}{k_{pf}} + \frac{\partial (T_{pf} \varphi_l)}{\partial t} \frac{c_l \rho_l}{k_{pf}} + \frac{\partial T_{pf}^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \quad (10)$$

式中: T_{pf} 为冻土层温度, K; c_{pf} 为冻土层的比热容 $J/(kg \cdot K)$; ρ_{pf} 为冻土层的密度, kg/m^3 ; r 为距离井筒半径, m ; L 为相变潜热, J/kg ; ρ_s 为冰的密度, kg/m^3 ; ρ_l 为水的密度, kg/m^3 ; φ_s 为单位体积冻土的含冰量, m^3/m^3 ; φ_l 为单位体积冻土的含水量, m^3/m^3 ; k_{pf} 为冻土层的导热系数, $W/(m \cdot K)$ 。

下部常规地层内的热量传递如图 5(d) 所示, 根

据能量守恒定律, 下部地层微元体内的内能变化包含井筒传热进入下部地层微元体的能量和相邻下部地层微元体流出的热量。在时间 Δt 内, 高度 Δz 下部常规地层单元格的内能变化为:

$$\frac{\rho_f c_f}{k_f} \frac{\partial T_f}{\partial t} = \frac{\partial^2 T_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_f}{\partial r} \quad (11)$$

式中: T_f 为下部地层的温度, K; c_f 为下部地层的比热容 $J/(kg \cdot K)$; ρ_f 为下部地层的密度, kg/m^3 ; k_f 为下部地层的导热系数, $W/(m \cdot K)$ 。

2.2 极地钻井井筒压力计算模型

钻井液在井筒内循环时, 除了钻井液自身密度

产生的当量静态密度之外,还会有一个附加的环空压力损耗,两者之和就是当量循环密度,计算公式为:

$$\rho_{ECD} = \rho_{ESD} + \frac{p_a}{0.00981h_1} \quad (12)$$

式中: ρ_{ECD} 为钻井液当量循环密度, kg/m^3 ; ρ_{ESD} 为钻井液当量静态密度, kg/m^3 ; p_a 为摩擦压降, MPa; h_1 为垂深, m。

为计算摩擦压降,要先确定钻井液的流变模式,再确定其在钻柱内和环空内的流动状态。因通过试验确定钻井液在低温条件下的流动符合赫巴模式,因此可利用樊洪海等人^[20]建立的公式计算摩擦压降。

2.3 模型验证

2.3.1 井筒传热模型验证

为验证所建井筒传热模型的准确性,用其计算文献[21]中试验井井口和井底温度随时间的变化。试验井井深 1 761.00 m,地温梯度 1.8 $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,采用 $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻柱钻进,下入 $\phi 508.0\text{ mm}$ 套管。模型计算结果与实际测量结果的对比情况如图 6 所示。从图 6 可以看出,计算结果与实际测量结果的误差较小,可以用其计算井筒温度场。

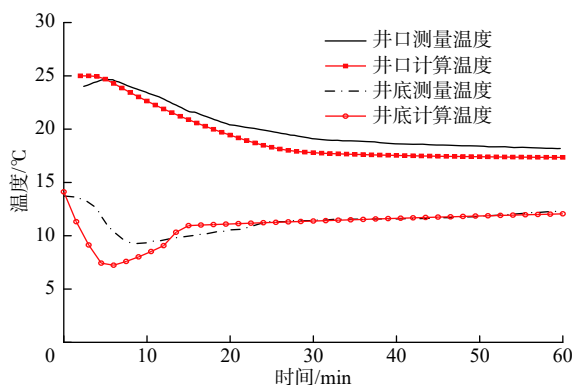


图 6 井口和井底瞬态温度实测与计算结果的对比

Fig.6 Comparison between measured and calculated transient temperatures at the wellhead and the bottom hole

2.3.2 冻土层传热模型验证

为验证所建冻土层传热模型的准确性,用其计算文献[22]中冻土层的温度分布。文献[22]中冻土层温度分布试验采用一个 $9\text{ m} \times 3\text{ m} \times 3\text{ m}$ 的箱体,箱体内填充满冻土,在箱体的中心沿长度方向有一个外径 108.0 mm、壁厚 4.5 mm 的管道,管道内部不断有 25 $^{\circ}\text{C}$ 的水流过。利用冻土层传热模型,计算温水流动过程中管道下部冻土的温度分布,并与试验过程实时测量管道下部冻土的温度分布进行对比,结果如图 7 所示。实际测量的误差为 1.00 $^{\circ}\text{C}$,而从

图 7 可以看出,冻土层传热模型计算结果与实测结果的最大误差为 0.85 $^{\circ}\text{C}$,都不大于 1.00 $^{\circ}\text{C}$,说明可以利用冻土层传热模型计算冻土层的温度分布。

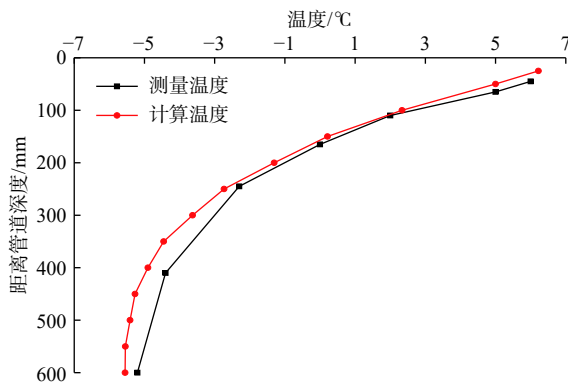


图 7 不同位置冻土瞬态温度实测与计算结果的对比

Fig.7 Comparison between measured and calculated transient temperatures of permafrost at different positions

2.3.3 井筒压力计算模型验证

为验证井筒压力场计算模型的准确性,用其计算大港油田某区块某水平井钻至不同井深时的立压,并与实测结果进行对比,结果见表 1。该井的完钻井深 5 256.63 m(垂深 3 297.00 m), $\phi 508.0\text{ mm}$ 导管下至井深 30.00 m, $\phi 339.7\text{ mm}$ 套管下至井深 600.00 m, $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管下至井深 3 166.00 m, $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管下至井深 5 257.00 m。由表 1 可知,模型计算立压与实测立压的相对误差小于 3%,表明井筒压力计算模型计算精度较高,能满足工程需求。

表 1 实测立压与计算立压的对比

Table 1 Comparison of measured and calculated vertical pressure

井深/m	排量/($\text{L} \cdot \text{s}^{-1}$)	立压/MPa		相对误差, %
		实测	计算	
3 098.50	28.83	22.89	22.71	0.79
3 182.80	29.35	25.29	25.11	0.71
3 237.40	28.80	24.41	24.17	0.98
3 249.30	29.35	25.62	25.80	0.70
3 270.90	26.75	19.21	19.45	1.10
3 357.30	31.57	24.21	24.46	1.00
3 464.67	32.01	24.7	24.46	0.97
3 516.56	30.69	24.00	23.45	2.30
3 654.34	29.91	23.04	23.23	0.82
3 739.48	29.91	23.95	23.64	1.31
3 840.26	29.91	23.43	23.65	0.89
3 888.73	29.82	24.9	25.40	2.00

3 极地钻井井筒温度压力分布规律

为了揭示极地钻井不同工况下的井筒温度压力分布规律,利用建立的极地钻井传热模型和井筒压力计算模型模拟计算一口极地井钻至井深3 100.00 m时的温度、压力分布,并分析影响温度、压力分布参数的敏感性。该极地井所处位置冻土层厚度为750.00 m,冻土层土壤骨架的导热系数 $1.83 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$,冻土的水力传导率 $4.0\times 10^{-9} \text{ m/s}$,冻土孔隙度35%,孔隙水的导热系数 $0.54 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$,冰的导热系数 $2.22 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$,融化潜热 334.56 kJ/kg ,初始水含量 $0.309 \text{ m}^3/\text{m}^3$;地表温度 -30°C ,地温梯度 $4.0^\circ\text{C}/100\text{m}$;钻井过程中采用密度 1.40 kg/L 的钻井液,排量为 60 L/s 。该井钻至井深3 100.00 m时的井身结构如图8所示。



图8 井身结构示意图

Fig.8 Schematic diagram of casing program

3.1 循环工况下的井筒温度压力分布

3.1.1 循环工况下的井筒瞬态温度场

图9所示为极地钻井循环工况下环空内和钻柱内的瞬态温度模拟计算结果。从图9可以看出:循环工况下,环空内温度由初始的环境温度先逐渐升高后有所降低,钻杆内温度由初始的环境温度逐渐升高后趋于稳定;沿钻井液流动方向,钻柱内流体温度逐渐升高,环空内流体温度逐渐降低。这是因为,钻井液进入井筒后首先接触到的是 $-30\sim 0^\circ\text{C}$ 的低温冻土层,一定程度上抑制了井筒温度过快升高,而在地温梯度作用下,流体温度随着井深增大而升高。

3.1.2 近井地带冻土层瞬态温度场

图10所示为极地钻井不同循环时间下近井地

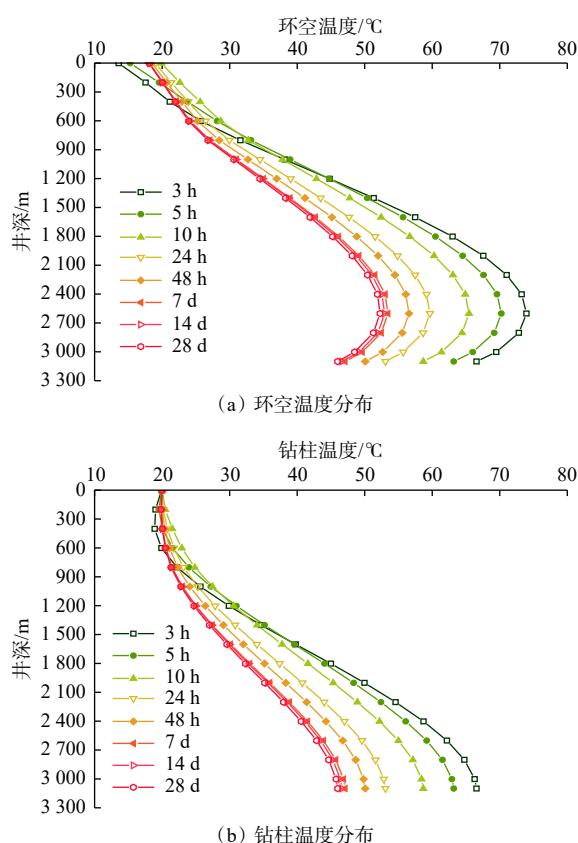


图9 不同循环时间下井筒的温度分布

Fig.9 Temperature distribution in the wellbore at different circulating times

带冻土层的瞬态温度场分布情况。由图10可知:刚开始循环时,浅部地层为低温永冻土层,而下部地层为相对高温地层;循环一段时间后,近井地带下部地层由于与井筒内钻井液发生热量交换,其温度降低,而浅部的永冻土层由于吸收了上返钻井液的热量,冻土层内部的冰发生融化,导致水分迁移传输热量,使其温度逐渐升高。这是因为,钻井液从井口进入后沿钻柱内向下流动,流动到井筒深部位置即下部地层时,由于钻井液处于高温地层环境下,吸收了高温地层的一部分热量,随着钻井液上返,环空内钻井液的热量传递到井筒浅部位置,进而传递到浅部冻土层,最终导致其融化。

3.1.3 循环工况下的井筒压力分布

图11所示为极地井循环期间环空压力分布和环空内的摩阻模拟计算结果。从图11可以看出,循环工况下环空压力处于安全压力窗口内,能够保障钻井作业安全;环空内循环压耗受瞬态温度的影响明显。这是因为,随着温度升高,钻井液黏度逐渐降低,循环压耗也相应降低。此外,循环压耗受井眼直径的影响明显,井底位置采用了加重杆,导致环空

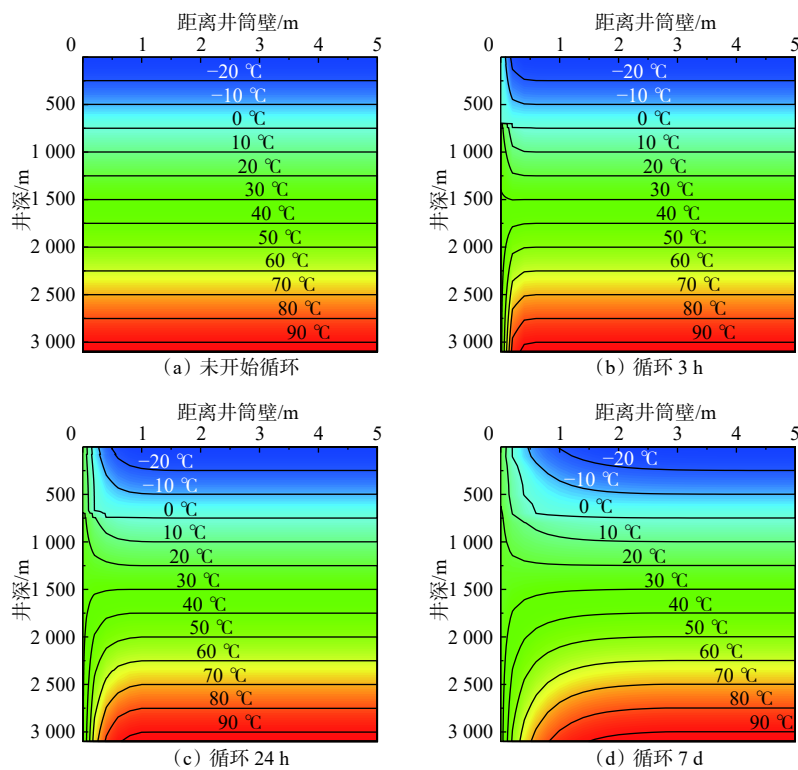


图 10 不同循环时间下近井地带冻土层的温度分布

Fig.10 Temperature distribution of the permafrost near the wellbore at different circulating times

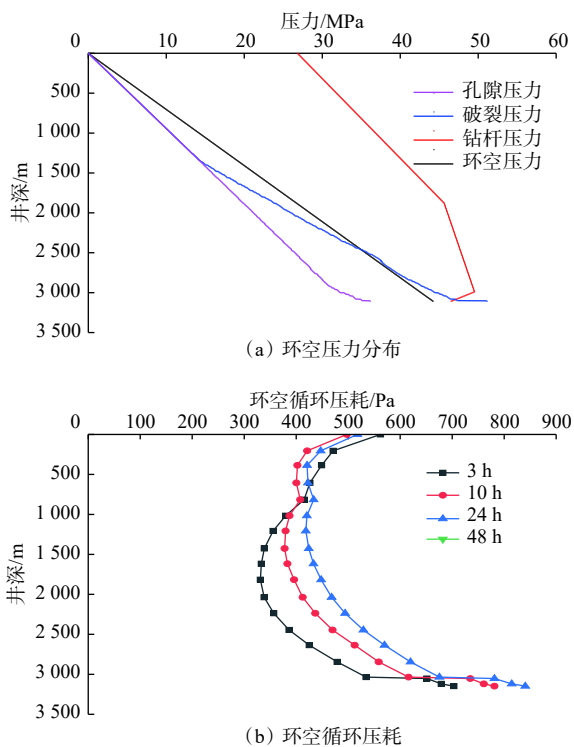


图 11 极地钻井循环工况下环空压力和环空循环压耗的模拟计算结果

Fig. 11 Simulation results for annulus pressure and circulating pressure loss in annulus during circulation of the drilling in Arctic region

截面积较小,因此该位置的环空循环压耗明显较大。

3.2 停止循环工况下的井筒温度压力分布

3.2.1 关井期间的井筒瞬态温度场

停泵后钻井液停止循环,井筒温度场的分布特征发生变化,与循环过程中的温度场有较大区别。为了分析停泵后井筒温度场的分布特性,采用建立的停泵工况下传热模型进行了模拟,结果见图 12。从图 12 可以看出,停止循环后,井筒浅部温度逐渐降低,而井筒深部温度逐渐升高。此外,由于永久冻土层的热量流失,浅部冻土层中钻井液的温度会降至 0 °C 以下,井眼中的钻井液可能会发生冻结甚至阻塞井眼等情况。因此,在北极常年冻土区进行钻井时,一方面应避免长时间停泵,以免出现上述情况;另一方面需要选择能够在低温条件下保持良好流变性的钻井液。这是因为,上部井筒流体通过井壁向上部浅层永久冻土层传递一部分热量。因此,随着停泵时间增长,浅部冻土层中钻井液的温度会降低。相反,钻井液会从下部高温地层吸收热量,于是,下部地层中钻井液的温度会随停泵时间增长而升高。

3.2.2 停泵时间对开井环空循环压耗及开井泵压的影响

图 13 所示为不同停泵时间下,开井时环空循环

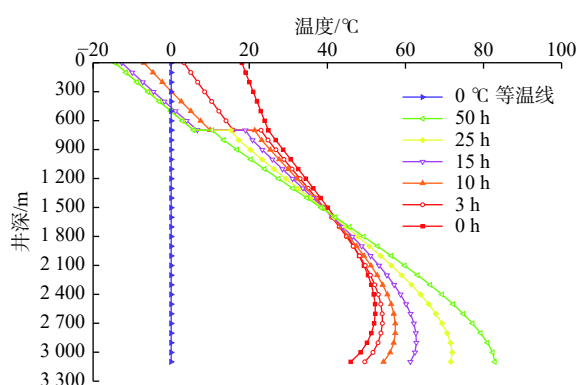
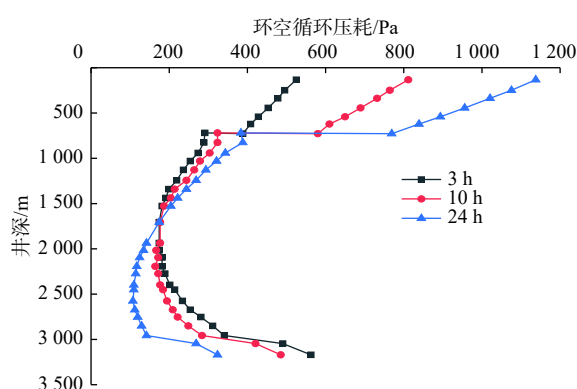


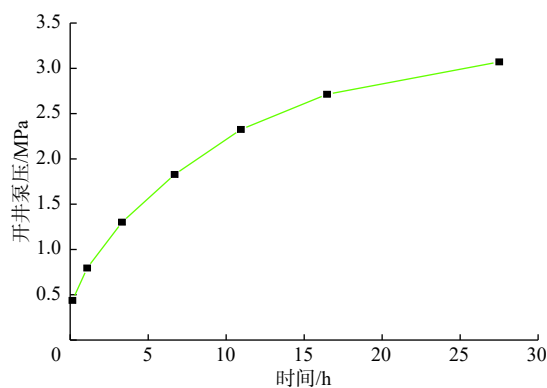
图12 不同停泵时间下的井筒温度分布

Fig. 12 Temperature distribution in the wellbore at different pump shutdown times

压耗和开井泵压的模拟结果。从图13(a)可以看出:随着停泵时间增长,开井时冻土层段的环空循环压耗增大,深层井段的环空循环压耗减小。这是因为随着停泵时间增长,冻土层吸收钻井液的热量,钻井液的温度降低,致其黏度升高,使冻土层段的环空循环压耗增大;而深层井段的钻井液吸收地层的热量,其温度升高,致其黏度降低,使深层井段



(a) 不同停泵时间下的环空循环压耗



(b) 不同停泵时间下的开井泵压

图13 不同停泵时间下的开井环空循环压耗及开井泵压
Fig. 13 Circulating pressure loss of the annulus and pumping pressure during well opening at different pump shutdown times

的环空循环压耗减小。从图13(b)可以看出,随着停泵时间增长,开井泵压升高。其原因是,冻土层段开井环空循环压耗随停泵时间增长的增大速度比深层井段环空循环压耗的减小速度快。

4 结 论

1) 根据钻井液低温流变性试验结果,分析了温度和压力对水基和油基钻井液流变性的影响规律,发现钻井液的剪切力、黏度均随着温度降低或压力升高而增加,油基钻井液受的影响更大。

2) 根据传热学原理,考虑极地钻井冻土层与井筒之间的耦合作用、钻井液低温下的流变性对循环摩阻的影响,建立了极地钻井循环和停泵期间的井筒传热模型与压力计算模型。通过与实例井测量结果和试验数据进行对比,验证了所建模型具有较高的计算精度,能够满足工程要求。

3) 利用极地钻井循环和停泵期间的井筒传热模型与压力计算模型,模拟计算了极地钻井循环期间的井筒瞬态温度、压力分布,结果表明:钻井循环期间,钻井液流动到下部高温地层时,吸收高温地层的一部分热量,在环空内上返将携带的热量传递给浅部冻土层,导致近井地带冻土层融化。随着温度升高,井筒内钻井液的黏度逐渐降低,循环压耗也相应逐渐减小。

4) 停泵时间越长,井筒内钻井液的温度越趋于地层温度,浅部冻土层段中钻井液的温度可能会降至0℃以下,冻结甚至出现阻塞井眼的情况。随着停泵时间增长,浅部冻土层段开井环空循环压耗快速增大,同时开井泵压随停泵时间增长升高。

参 考 文 献

References

- [1] 王淑玲,姜重听,金玺. 北极的战略意义及油气资源开发[J]. 中国矿业, 2018, 27(1): 20-26, 39.
WANG Shuling, JIANG Chongxin, JIN Xi. The strategic significance of the Arctic and the development of oil and gas resources[J]. China Mining Magazine, 2018, 27(1): 20-26, 39.
- [2] 孙宝江. 北极深水钻井关键装备及发展展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(3): 7-12.
SUN Baojiang. Progress and prospect of key equipments for Arctic deepwater drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(3): 7-12.
- [3] HARRISON G R. Exploratory drilling: the polar challenge[R]. WPC 18128, 1979.
- [4] DAVISON J M, CLARY S, SAASEN A, et al. Rheology of various drilling fluid systems under deepwater drilling conditions and the

- importance of accurate predictions of downhole fluid hydraulics[R]. SPE 56632, 1999.
- [5] 吴彬, 向兴金, 张岩, 等. 深水低温条件下水基钻井液的流变性研究 [J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(3): 12–13, 19.
- WU Bin, XIANG Xingjin, ZHANG Yan, et al. Rheology study of the water based drilling fluids at deep water and low temperature[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2006, 23(3): 12–13, 19.
- [6] 纪健, 袁华玉, 李建, 等. 深水钻井环境下低温高压对油基钻井液流变性的影响 [J]. 内蒙古石油化工, 2009, 35(21): 134–136.
- JI Jian, YUAN Huayu, LI Jian, et al. Influence of low temperature and high pressure on rheological properties of oil-based drilling fluids in deep offshore conditions[J]. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2009, 35(21): 134–136.
- [7] 田荣剑, 王楠, 李松, 等. 深水作业中钻井液在低温高压条件下的流变性 [J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(5): 5–7, 87.
- TIAN Rongjian, WANG Nan, LI Song, et al. Research on drilling fluid rheology with low temperature and high pressure in deep water operation[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2010, 27(5): 5–7, 87.
- [8] 胡三清, 雷昕, 余姣梅, 等. 深水低温合成基钻井液的室内研究 [J]. 石油天然气学报, 2010, 32(3): 120–123.
- HU Sanqing, LEI Xin, YU Jiaomei, et al. Laboratory study on deep low-temperature synthetic-based drilling fluids[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2010, 32(3): 120–123.
- [9] 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. Rheological properties of water-based drilling fluids in ultra-deep wells at high temperature and high pressure[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2009, 37(1): 10–13.
- [10] RAMEY H J Jr. Wellbore heat transmission[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, 14(4): 427–435.
- [11] WILLHITE G P. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, 19(5): 607–615.
- [12] WU Yushu, PRUESS K. An analytical solution for wellbore heat transmission in layered formations[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, 5(4): 531–538.
- [13] HASAN A R, KABIR C S, AMEEN M, et al. A fluid circulating temperature model for workover operations[J]. *SPE Journal*, 1996, 1(2): 133–144.
- [14] 高永海, 孙宝江, 王志远, 等. 深水钻探井筒温度场的计算与分析 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008, 32(2): 58–62.
- GAO Yonghai, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Calculation and analysis of wellbore temperature field in deepwater drilling[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2008, 32(2): 58–62.
- [15] 李梦博, 柳贡慧, 李军, 等. 考虑非牛顿流体螺旋流动的钻井井筒温度场研究 [J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 74–79.
- LI Mengbo, LIU Gonghui, LI Jun, et al. Research on wellbore temperature field with helical flow of non-Newtonian fluids in drilling operation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(5): 74–79.
- [16] PETERS E J, CHENEVERT M E, ZHANG C. A model for predicting the density of oil-based muds at high pressures and temperatures[R]. SPE 18036, 1990.
- [17] OSISANYA S O, HARRIS O O. Evaluation of equivalent circulating density of drilling fluids under high-pressure/high-temperature conditions[R]. SPE 97018, 2005.
- [18] 卢秋平, 邵忠, 陆红锋, 等. 深水天然气水合物连续管水平井钻井井筒多相流动规律研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(5): 70–71.
- LU Qiuping, SHAO Zhong, LU Hongfeng, et al. Study on multiphase flow in wellbore of deepwater gas hydrate coiled tubing horizontal well[J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2019, 39(5): 70–71.
- [19] WANG Xuerui, WANG Zhiyuan, DENG Xuejing, et al. Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 123: 1291–1299.
- [20] 樊洪海. 实用钻井流体力学 [J]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- FAN Honghai. *Practical drilling fluid mechanics*[J]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [21] CHEN Zhongming, XIE Liangjun. Special considerations for deepwater well temperature prediction[R]. SPE 176089, 2015.
- [22] XU Guofang, QI Jilin, JIN Huijun. Model test study on influence of freezing and thawing on the crude oil pipeline in cold regions[J]. *Cold Regions Science and Technology*, 2010, 64(3): 262–270.

[编辑 刘文臣]