



顺北一区小井眼超深井井筒温度场特征研究与应用

苏雄 杨明合 陈伟峰 张俊

Study and Application of Wellbore Temperature Field Characteristics in the Ultra-Deep Slim-Hole Wells in the Shunbei No.1 Area

SU Xiong, YANG Minghe, CHEN Weifeng, ZHANG Jun

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021006>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术研究

Slim Liner Cementing Technology for Ultra-Deep Wells with a Narrow Annulus in No.1 District of Shunbei Block

石油钻探技术. 2019, 47(6): 60-66 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019114>

顺北油气田一区超深井三开长封固段固井技术

Anti-Leakage Cementing Technology for the Long Well Section below Technical Casing of Ultra-Deep Wells in the No.1 Area of Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(6): 33-39 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020110>

顺北油气田火成岩侵入体覆盖区超深井优快钻井技术

Ultra-Deep Well Drilling Technology in the Igneous Invasion Coverage Area of the Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(2): 1-5 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020004>

川深1井超深井钻井提速关键技术

Key Techniques of Drilling Penetration Rate Improvement in Ultra-Deep Well Chuanshen-1

石油钻探技术. 2019, 47(3): 121-126 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019056>

顺北油田超深井优快钻井技术

Optimization of Fast Drilling Technology for Ultra-Deep Wells in the Shunbei Oilfield

石油钻探技术. 2017, 45(6): 8-13 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706002>

顺北一区裂缝性碳酸盐岩储层抗高温可酸溶暂堵技术

Acid-Soluble Temporary Plugging Technology for Ultra-Deep Fractured Carbonate Reservoirs in Block 1 of the Shunbei Area

石油钻探技术. 2020, 48(2): 17-22 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020006>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2021006

引用格式: 苏雄, 杨明合, 陈伟峰, 等. 顺北一区小井眼超深井井筒温度场特征研究与应用 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(3): 67-74.

SU Xiong, YANG Minghe, CHEN Weifeng, et al. Study and application of wellbore temperature field characteristics in the ultra-deep slim-hole wells in the Shunbei No.1 Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(3): 67-74.

顺北一区小井眼超深井井筒温度场特征研究与应用

苏 雄¹, 杨明合¹, 陈伟峰², 张 俊³

(1. 中国石油钻井工程重点实验室长江大学研究室, 湖北武汉 434000; 2. 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206; 3. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 834000)

摘 要: 顺北一区小井眼超深井井筒温度高, 部分井超过国内现有测量仪器抗温能力, 易引起测量仪器探管烧毁和无信号等问题。为此, 建立了井筒瞬态温度场数学模型, 分析了不同参数下的井筒温度场剖面特征, 提出了“临界温度井深”概念。基于此概念, 为了降低井底循环温度, 使临界温度井深下移并到达井底, 对钻井液的流变性、热属性、排量、入口温度及钻柱热属性等 7 个参数进行了敏感性分析, 得到了能够显著影响井筒温度场的物理参数。分析发现: 根据井筒温度变化曲线, 可以把临界温度井深分为真实、过渡和当量 3 种类型; 井筒温度场对钻柱导热系数、钻井液比热容、钻井液导热系数等 3 个参数敏感, 其敏感程度为钻柱导热系数>钻井液比热容>钻井液导热系数, 与之对应的是当量临界温度井深。研究结果表明, 改变钻井液热属性或降低钻柱导热系数, 能够有效降低顺北一区的井底循环温度。

关键词: 小眼井; 超深井; 敏感性分析; 井筒温度场; 临界温度井深; 顺北一区

中图分类号: TE246 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)03-0067-08

Study and Application of Wellbore Temperature Field Characteristics in the Ultra-Deep Slim-Hole Wells in the Shunbei No.1 Area

SU Xiong¹, YANG Minghe¹, CHEN Weifeng², ZHANG Jun³

(1. Yangtze University Laboratory, CNPC Key Laboratory for Petroleum Drilling Engineering, Wuhan, Hubei, 434000, China; 2. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing, 102206, China; 3. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: The ultra-deep slim-hole wells in the Shunbei No.1 Area have high wellbore temperatures. In some wells, the temperatures even exceed the temperature resistance of the existing domestic measuring instruments, which often leads to probe burnout and no signal input to the instruments. To solve this problem, a mathematical model was established for transient wellbore temperature fields, which analyzed the field profiles at different parameters, and introduced the concept of “well depth at critical temperature” (WDCT). On this basis, in order to reduce the bottomhole circulating temperature and move the WDCT down to the bottom, the sensitivity of seven parameters were analyzed, including rheology, thermal property, displacement, and inlet temperature of drilling fluid, and the thermal property of the drill string. Then the physical parameters that could significantly influence the wellbore temperature field were obtained. It is found by analysis that WDCT could be divided into true, transitional, and equivalent categories according to the variation curves of wellbore temperature. The wellbore temperature field was sensitive to the thermal conductivity of the drill string, the specific heat capacity of drilling fluid, and the thermal conductivity of drilling fluid in a descending order, which corresponded to the equivalent WDCT. The results showed that changing the thermal properties of drilling fluid or reducing the thermal conductivity of the drill string could effectively lower the bottomhole circulating temperature in the Shunbei No.1 Area.

Key words: slim-hole well; ultra-deep well; sensitivity analysis; wellbore temperature field; well depth at critical temperature; Shunbei No.1 Area

收稿日期: 2020-06-18; 改回日期: 2020-12-16。

作者简介: 苏雄 (1993—), 男, 湖北武汉人, 2016 年毕业于承德石油高等专科学校油气储运专业, 在读硕士研究生, 主要从事钻井工艺和技术研究。E-mail: 348573289@qq.com。

通信作者: 杨明合, 76265918@qq.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“特深层油气钻井工程关键技术与工具——顺北一区水平井循环降温能力研究”(编号: P17049-3)资助。

顺北一区油气井垂深大、井筒温度高，部分井最高温度超过 170 ℃，而国内现有测量仪器的抗温能力在 155 ℃ 左右。循环温度超过测量仪器抗温能力时，会出现探管烧毁和无信号等问题，影响小井眼超深井的钻井安全和效率。因此，需要研究井筒循环温度场分布及其变化规律。

目前，主要用解析法^[1-2]和数值法^[3-5]分析井筒温度分布规律，并取得了许多较有代表性的研究成果^[6-8]。其中，G. P. Willhite^[8]基于井筒非稳态换热机理，考虑井筒流体的热对流、钻柱轴向热传导、钻柱与流体对流换热，以及套管、水泥环、地层间的热交换作用，根据能量守恒原理，运用数值法建立了井筒温度场的微分方程控制组，采用有限差分、有限体积或有限元方法求解；并且，进一步考虑了摩擦热^[9]、轴向导热和钻井液径向温度梯度、套管下深长度及溢流^[10]等因素的影响，使计算结果更接近于实际。

为了更好地解决顺北一区小井眼超深井存在的问题，笔者首先以 Willhite 模型^[8]为基础，参照顺北一区某水平井，建立了井筒瞬态温度场数学模型，通过分析参数对井筒循环温度的影响规律^[11-12]，提出了“临界温度井深”概念；然后基于该概念，对钻井液的流变性、热属性、排量、入口温度和钻柱的热属性等 7 个参数进行了敏感性分析，绘制了临界温度井深综合图版；最终得到了 2 种可有效降低顺北一区小井眼超深井井底循环温度的施工方案^[13-15]。

1 小井眼超深井井筒温度场理论基础

1.1 物理模型

小井眼超深井钻井过程中，钻井液在井筒内的循环主要分下行和上行 2 个阶段^[16]。

1) 下行阶段。钻柱内的钻井液一方面与环空中上返的高温钻井液进行热交换；另一方面因流体黏性耗散而产生热量 Q_c ，使得钻柱内温度升高。

2) 上行阶段。环空中钻井液将一部分热量 (Q_{ap}) 传递给钻柱内钻井液，并与井壁、地层之间进行热交换 (Q_{la})，同时钻井液还因流动摩擦而产生热量 Q_a 。整个过程中，可将井筒-地层传热系统简化为钻柱内、钻柱壁、环空内和地层等 4 层结构。井下各控制单元热交换物理模型及网格划分如图 1 所示 (图 1 中： Q_c 为钻柱内摩擦产生的热量，W/m； Q_a 为环空内摩擦产生的热量，W/m； Q_{ap} 为环空中钻井液传递给钻柱内钻井液的热量，W/m； Q_{la} 为地层

传递给环空中钻井液的热量，W/m； j 为井筒轴线方向的空间节点； i 为井筒径向方向的空间节点； Δr 为径向步长，m； Δz 为轴向步长，m； m 为径向上单元数； n 为轴向上单元数； θ_{ij} 为径向上第 i 个、轴向上第 j 个单元格的温度，℃)。

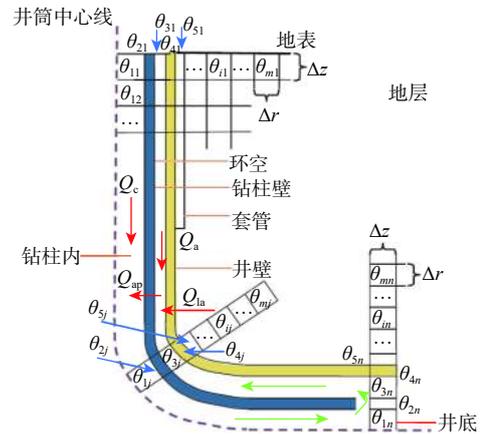


图 1 井下各控制单元热交换物理模型及网格划分
Fig.1 Physical model of heat exchange and grid division for each downhole unit

1.2 数学模型及求解

1.2.1 数学模型

根据小井眼超深井钻井过程中井筒内钻井液的循环特点及井筒与地层之间的传热机理，对所建物理模型作如下基本假设：1) 井筒内钻井液只考虑轴向和径向对流换热；2) 井下介质的导热率和比热容为常数，不受温度影响；3) 忽略钻井液径向温度梯度与轴向热传导对井筒温度分布的影响；4) 地温梯度恒定，并且距井筒无限远处的地层温度不受井筒内传热过程的影响。

基于以上物理模型和假设，可对各个控制单元建立相应的数学模型：

1) 钻柱内传热模型。钻柱内钻井液控制单元的热量由 4 部分组成：轴向上钻井液向下流动携带进入的净热量，径向上钻井液与钻柱壁对流换热产生的热量，钻进中外界对单元体内钻井液所做的功，钻井液内能的变化。由能量守恒原理可得：

$$Q_c - \rho_1 q C_1 \frac{\partial \theta_c}{\partial z} - 2\pi r_{ci} h_{ci} (\theta_c - \theta_w) = \rho_1 C_1 \pi r_{ci}^2 \frac{\partial \theta_c}{\partial t} \quad (1)$$

2) 钻柱壁传热模型。该控制单元的热量由 3 部分组成：钻柱在轴向上由热传导产生的热量，在径向上与钻柱内和环空钻井液对流换热交换的热量，单位时间内单元体内能的变化量。同理，由能量守恒原理可得：

$$k_w \frac{\partial^2 \theta_w}{\partial z^2} + \frac{2r_{co}h_{co}}{r_{co}^2 - r_{ci}^2} (\theta_a - \theta_w) + \frac{2r_{ci}h_{ci}}{r_{co}^2 - r_{ci}^2} (\theta_c - \theta_w) = \rho_w C_w \frac{\partial \theta_w}{\partial t} \quad (2)$$

3) 环空传热模型。影响环空钻井液热量的因素包括 4 方面: 轴向上钻井液沿井筒向上流动时携带的净热量, 与井壁和钻柱外壁发生对流换热产生的热量, 外界因素对单元体内液体所做的功, 环空钻井液内能的变化。应用数学模型表示为:

$$\rho_l q C_1 \frac{\partial \theta_a}{\partial z} + \frac{2\pi k_f r_b H_b}{r_b H_b f(t) + k_f} (\theta_f - \theta_a) + 2\pi r_{co} h_{co} (\theta_w - \theta_a) + Q_a = \rho_l C_1 \pi (r_b^2 - r_{co}^2) \frac{\partial \theta_a}{\partial t} \quad (3)$$

4) 地层传热模型。地层单元只考虑径向、轴向热传导, 以及自身内能的变化。则数学模型为:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \theta_f}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 \theta_f}{\partial z^2} = \frac{\rho C_f}{k_f} \frac{\partial \theta_f}{\partial t} \quad (4)$$

式中: ρ_l 为钻井液密度, kg/m^3 ; q 为钻井液质量流量, kg/s ; C_1 为钻井液比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{C})$; θ_c 为钻柱内钻井液温度, C ; z 为深度, m ; r_{ci} 为钻柱内半径, m ; h_{ci} 为钻柱壁与钻井液的对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{C})$; θ_w 为钻柱壁温度, C ; t 为时间, s ; k_w 为钻柱材料导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{C})$; r_{co} 为钻柱外半径, m ; h_{co} 为小井眼钻柱外壁与钻井液的对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{C})$; θ_a 为环空内钻井液温度, C ; ρ_w 为钻柱材料密度, kg/m^3 ; C_w 为钻柱材料比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{C})$; θ_f 为地层温度, C ; k_f 为地层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{C})$; r_b 为井眼半径, m ; H_b 为地层环空界面与环空内钻井液的对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{C})$; r 为径向距离, m ; ρ 为岩石密度, kg/m^3 ; C_f 为地层岩石比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{C})$ 。

在井斜角不为 0 的井段, 各控制单元间的热交换及内能变化与直井段没有本质区别, 仅需要在计算过程中对地层温度做相应调整。因此, 同样可以采用式(1)一式(4)进行计算。

1.2.2 数学模型求解方法

为求解式(1)一式(4), 对物理模型进行了网格划分(见图 1)^[17]: 在井筒径向方向上依次划分了钻柱内、钻柱壁、环空、井壁和套管 5 个单元格; 地层区域按步长为 Δr 划分, 共在纵向上划分为 m 个单元格; 井筒轴线方向, 则将模型从井口到井底按步长为 Δz 划分为 n 个单元格。

基于上述网格划分, 利用有限差分法对所建立的数学模型进行空间和时间的离散, 使数学模型转化为数值模型。从稳定性角度考虑, 对偏微分方程进行全隐式差分处理, 其中, 微分方程中的一阶空间导数采

用一阶迎风格式, 一阶时间导数采用两点向后差分, 二阶空间导数采用三点中心差分。然后, 按照径向上从井眼中心到地层、轴向上从井口到井底和时间上从小到大的次序, 将温度变量依次合并。对于每个控制单元, 离散方程均可用以下形式表示^[18]:

$$\alpha_{ij} \theta_{i-1,j}^{w+1} + \beta_{ij} \theta_{i,j}^{w+1} + \gamma_{ij} \theta_{i+1,j}^{w+1} + \delta_{ij} \theta_{i,j-1}^{w+1} + \varepsilon_{ij} \theta_{i,j+1}^{w+1} = \zeta_{ij} \quad (5)$$

式中: w 为时间节点; $\alpha_{ij} \sim \zeta_{ij}$ 为控制体温度系数。

一维网格上所有节点离散方程组成的代数方程组, 构成了井筒温度模型差分格式, 采用高斯-赛德尔迭代方法进行求解, 可得出每一时刻每一控制体的温度。

1.3 模型验证

为验证井筒温度场模型的可靠性, 用顺北一区某水平井的数据进行了检验^[19]。该井四开采用 $\phi 120.7 \text{ mm}$ 钻头钻进, 完钻井深 7 778.10 m、垂深 7 569.50 m; 钻井液密度 1.32 kg/L , 塑性黏度 22 $\text{mPa} \cdot \text{s}$, 动切力 7 Pa, 排量 10 L/s ; 钻井液入口温度 33 C , 地表温度 10 C , 井底电测温度 165.97 C , 地温梯度 2.1 $\text{C}/100\text{m}$ 。地层、钻井液等传热介质的热物性参数见表 1。

表 1 井筒传热介质的热物性参数

Table 1 Thermophysical parameters of heat transfer media of the wellbore

介质	密度/ ($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)	比热容/ ($\text{kJ} \cdot (\text{kg} \cdot \text{C})^{-1}$)	导热系数/ ($\text{W} \cdot (\text{m} \cdot \text{C})^{-1}$)
地层	2.60	0.9	2.9
钻井液	1.32	1.6	1.2
钻柱、套管	7.80	0.5	48.0

仅改变该水平井钻井液的入口温度, 循环 15 h 后的井筒内温度曲线如图 2 所示。从图 2 可以看出, 当钻井液入口温度由 3 C 升至 43 C 时, 井底循环温度在 157.63~157.77 C , 该井所在地区完井电测实测数据为 158 C 左右, 二者比较吻合。

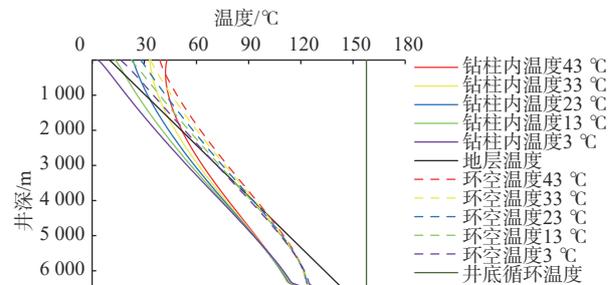


图 2 不同入口温度下井筒内钻井液的温度变化曲线
Fig.2 Temperature variation curves of drilling fluid in the wellbore at different inlet temperatures

由图2可知:1)井筒温度场包括钻柱内和环空2部分,两者的井底循环温度非常接近,且呈现的规律没有本质区别,因此,为讨论整个井段沿钻井液流动方向对井底循环温度的影响,下文均选取钻柱内温度为研究对象;2)尽管钻井液入口温度变化较大,但井底温度几乎恒定在157~158℃,该值与入口温度无关。已知井底地层电测温度为165.97℃,则井底循环温度相对地层温度仅下降8℃左右,难以满足井下仪器工作要求。

2 临界温度井深的概念及类型

2.1 临界温度井深

为分析钻柱内温度相对于地层温度的变化规律,以地层温度为基准,计算了图2中地层温度与钻柱内温度的差值,得到了不同入口温度下钻柱内钻井液温度相对于地层温度的降低值(见图3)。

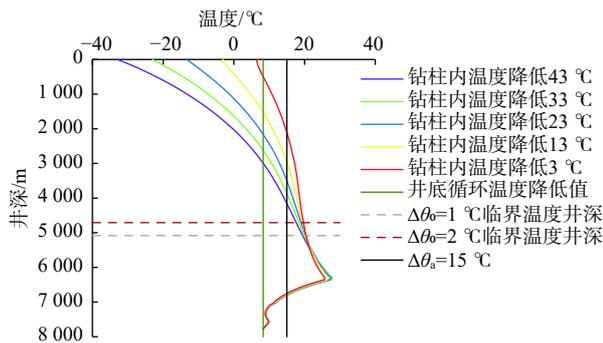


图3 不同入口温度下钻柱内钻井液循环温度相对于地层的降低值

Fig.3 Reduction in the circulating temperature of drilling fluid in the drill string relative to ground temperature at different inlet temperatures

图3呈现出一个明显特征:随着井深增加,各曲线逐渐收敛,并在某一井深处几乎重合(该井深处各曲线对应温度的差值 $\Delta\theta_0 < 1^\circ\text{C}$)。由此可以给出一般性定义:若改变某一参数,在井深方向上存在一点,该点至井底的钻柱内温度几乎恒定,且井底循环温度相对地层温度降温值不能满足测井仪器的工作要求,则称这点处井深为该参数影响钻柱内温度场的临界井深,简称“临界温度井深”(记为 H_c)。

进一步,可以给出临界温度井深存在的一般条件,即:设 $\Delta\theta_a$ 为井底循环温度与地温差值的最小允许值,当某个参数 X 在给定区间 $D=(X_a, X_b)$ 内变化时,井底 H_b 处的循环温度 θ_{ci} 与地层温度 θ_{fo} 的差值 $\Delta\theta_{bf}$ 满足式(6),则在区间 D 内必存在临界温度井深。式(6)的表达式为:

$$\theta_{fo} - \theta_{ci} = \Delta\theta_{bf} \leq \Delta\theta_a \quad (\forall X \in D) \quad (6)$$

式中: θ_{fo} 为井底地层温度,℃; θ_{ci} 为井底循环温度,℃; $\Delta\theta_{bf}$ 为井底循环温度与地层温度的差值(简称井底循环降温值),℃; $\Delta\theta_a$ 为井底循环温度与地层温度差值的最小允许值,℃。

由临界温度井深(H_c)的定义可知, H_c 反映了某参数影响钻柱内温度的极限深度,是一项定量描述该参数对井筒温度场影响强弱的指标。若某参数对井筒循环温度影响较弱,那么 H_c 必小于实际井深,此时井底循环温度不能满足测井仪器的工作要求。反之,若该参数对井筒循环温度影响能力强,则 H_c 有可能等于或超过实际井深,能满足测井仪器的工作要求。由此可见,有效降低小井眼超深井井底循环温度的实质,就是使 H_c 下移并到达井底。

2.2 临界温度井深类型

2.2.1 真实临界温度井深

根据 H_c 的存在条件,入口温度在3~43℃变化时,井底循环降温值 $\Delta\theta_{bf}$ 恒定为8.3℃,低于测量仪器允许的最小值 $\Delta\theta_a$ (该井 $\Delta\theta_a$ 约为15℃),满足式(6),则存在 H_c 。例如,图3中,若 $\Delta\theta_0$ 分别取1和2℃,则对应的 H_c 为5306.40和4708.50m。因为此时临界温度井深以浅钻柱内温度变化较大,以深钻柱内温度几乎没有变化,真实反映了钻井液入口温度影响钻柱内温度的极限深度,故称为“真实临界温度井深”,其值取决于 $\Delta\theta_0$ 给定值。由图3可抽象出真实临界温度井深的理想曲线(见图4,图中: $\Delta\theta_0$ 为各曲线对应温度之间的差值,℃; H_{re} 为真实临界温度井深,m; X_{a2} , X_{b2} 为钻井液入口温度变化范围的边界值,℃;①,②,③为理想曲线编号)。

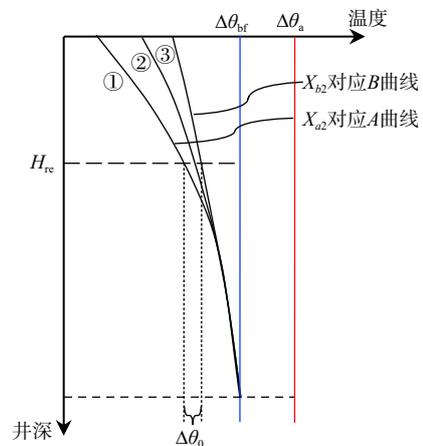


图4 真实临界温度井深的理想曲线

Fig.4 Ideal curve of true well depth at critical temperature (WDCT)

从图 4 可以看出, 真实临界温度井深的理想曲线以 H_{re} 为分界点, 上部发散、下部收敛。这是因为, 较低的排量和钻柱良好的导热性, 使低温钻井液在沿钻柱下行过程中与环空上返的高温钻井液充分进行了热交换; 当井深超过 H_{re} 时, 井筒内热交换达到平衡状态。所以, 真实临界温度井深理想曲线代表对井筒循环温度影响较弱的一类参数, 尽管这类参数对上部井段钻柱内温度的影响较大, 但对 H_{re} 以下钻柱内温度场的影响能力极弱。一般此类曲线的井底循环降温值 $\Delta\theta_{bf}$ 明显小于测井仪器要求的最小允许值 $\Delta\theta_a$, 降温能力有限。

2.2.2 当量临界温度井深

仅改变钻柱导热系数、循环 15 h 后地层温度与钻柱内温度的差值曲线如图 5 所示。可以看出, 图 5 与图 3 中给定情况有明显区别, 当钻柱导热系数由 $48 \text{ W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$ 降至 $1 \text{ W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$ 时, 由图 3 中 $\Delta\theta_{bf}$ 的确定方式可知, 此时对应的 $\Delta\theta_{bf}$ 由 $8.32 \text{ }^\circ\text{C}$ 升为 $31.76 \text{ }^\circ\text{C}$, 则井底循环温度由 $157.65 \text{ }^\circ\text{C}$ 降为 $134.20 \text{ }^\circ\text{C}$, 可见改变钻柱导热系数对井底循环温度影响极大, 井底循环温度下降显著。

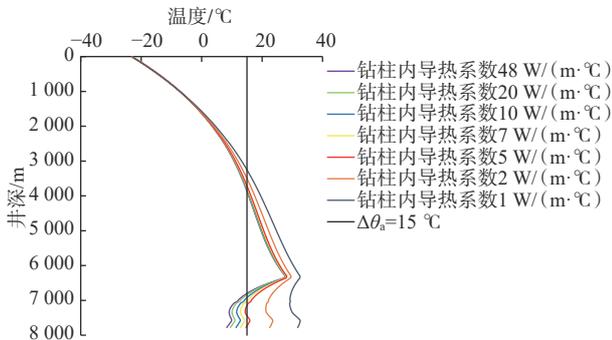


图 5 改变钻柱导热系数后钻柱内循环温度相对地温的降低值

Fig.5 Reduction in the circulating temperature in the drill string relative to ground temperature after a change in thermal conductivity of the drill string

由图 5 可知, 若 $\Delta\theta_a$ 取 $15 \text{ }^\circ\text{C}$, 改变钻柱导热系数, 部分曲线对应的井底循环降温值 $\Delta\theta_{bf}$ 仍然不满足井下测井仪器的工作要求, 根据临界温度井深的存在条件(式(6)), 此时必存在 H_c 。为确定此情况下的临界温度井深, 抽象出图 5 的理想曲线(见图 6, 仅绘制了 3 条曲线, 其中: $\Delta\theta_{bf1}$, $\Delta\theta_{bf2}$ 和 $\Delta\theta_{bf3}$ 分别为理想曲线①、②和③对应的井底循环降温值)。

图 6 中, 由于理想曲线①、②对应的井底循环降温值 $\Delta\theta_{bf}$ 小于 $\Delta\theta_a$, 故必存在 H_c 。以曲线②为例讨论 H_c 。设曲线②对应的钻柱导热系数为 X_7 , 若给 X_7 —

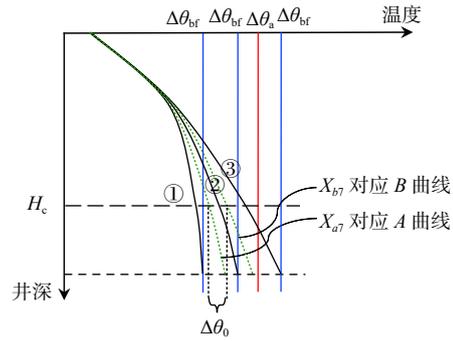


图 6 改变钻柱导热系数时的临界温度井深理想曲线
Fig.6 Ideal curve of WDCT after a change in thermal conductivity of the drill string

个任意变化区间 $[X_{a7}, X_{b7}]$, 当 X_7 取边界值 X_{a7} 和 X_{b7} 时, 对应图中曲线 A 和 B。此时, 令 $X_{a7} \rightarrow X_{b7}$, 则曲线 A 和 B 将收敛于理想曲线②, 参照真实临界温度井深的确定方法, 由 $\Delta\theta_0$ 给定值可确定该情况下的临界温度井深为图 6 中 H_c 。

深入分析可知, 由于图 6 中理想曲线上部收敛、下部发散, 因此确定的临界温度井深并不能直观反映钻柱导热系数影响钻柱内温度的极限深度, 此时可根据井底循环温度与地层温度差构建当量临界温度井深的近似计算公式, 改写图中的 H_c 。其近似计算公式为:

$$H_d = \frac{\Delta\theta_{bf}}{\Delta\theta_a} H \tag{7}$$

式中: H_d 为当量临界温度井深, m; H 为井筒深度, m。

由式(7)确定的 H_d 不能由 $\Delta\theta_0$ 直接确定, 而是在理论上表征该参数对井筒温度场的影响能力, 故称为“当量临界温度井深”。

与真实临界温度井深的理想曲线不同, 当量临界温度井深的理想曲线刻画了可以显著改变井底循环温度的一类参数, 主要包括钻井液比热容、钻井液导热系数和钻柱导热系数。钻井液及钻柱导热系数较小时, 低温钻井液沿钻柱下行过程中与环空中钻井液的热交换效率可以降低; 钻井液的比热容较高时, 钻井液沿钻柱下行过程中, 同等排量下能够吸收更多的热量。这样就使到达井底的钻井液仍保持较低温度, 进而能够显著降低井底循环温度, 故当量临界温度井深理想曲线表现出上部收敛、下部发散的特征。

2.2.3 过渡临界温度井深

除真实临界温度井深和当量临界温度井深外, 还存在一种过渡类型, 称为“过渡临界温度井深”(记为 H_{ts})。过渡临界温度井深参数主要包括钻井

液排量、钻井液塑性黏度和动切力,其理想曲线在整个井深范围内均呈发散状态,井底循环降温值 $\Delta\theta_{br}$ 在一定范围变化,但一般小于 $\Delta\theta_a$ 。如钻井液塑性黏度在18~26 mPa·s变化时,井底循环温度在159.52~156.90 ℃。同样,可采用式(7)计算 H_{ts} ,这里不再讨论。

3 临界温度井深的应用

3.1 井筒温度场敏感性分析

可以把各参数对井底循环温度的影响效果,统一用临界温度井深进行表征,进而分析各参数对临界温度井深的影响规律,最终为顺北一区油气井施工提供参考。为此,取 $\Delta\theta_a=15$ ℃、 $\Delta\theta_0=1$ ℃,对钻井液、钻柱相关的7个参数取不同值(见表2),得到了对应临界温度井深计算结果(见图7)。

表 2 参数 X_j 的计算取值
Table 2 Calculated value of parameter X_j

参数 X_j	j	i						
		1	2	3	4	5	6	7
钻井液排量/(L·s ⁻¹)	1	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0		
钻井液入口温度/℃	2	43.0	33.0	23.0	13.0	3.0		
钻井液塑性黏度/(mPa·s)	3	18.0	20.0	22.0	24.0	26.0		
钻井液动切力/Pa	4	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0		
钻井液比热容/(kJ·(kg·℃) ⁻¹)	5	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4
钻井液导热系数/(W·(m·℃) ⁻¹)	6	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
钻柱导热系数/(W·(m·℃) ⁻¹)	7	48.0	20.0	10.0	7.0	5.0	2.0	1.0

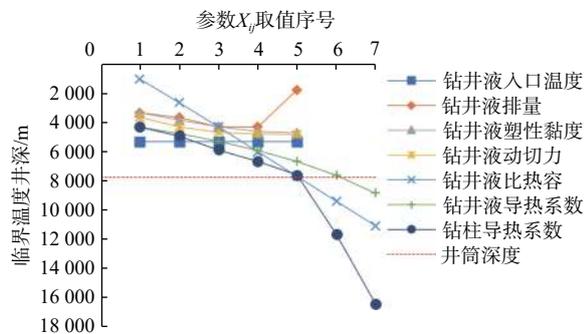


图 7 各参数取不同值时对应的临界温度井深
Fig.7 WDCTs corresponding to different parameters

图7中的7条曲线可以分为3类(I类、II类和III类): I类曲线的斜率为0(恒定值),参数为钻井液入口温度,对应真实临界温度井深(5306.40 m)小

于实际井深; II类曲线的斜率较小,近似水平,参数包括钻井液排量、塑性黏度和动切力,其临界温度井深的变化范围较小,对应过渡临界温度井深(4811.00 m以内)小于实际井深; III类曲线对应参数为钻井液比热容、钻井液及钻柱的导热系数,曲线斜率变化较大,当量临界温度井深迅速增加,部分超过实际井深,满足井下测井仪器的工作要求。

显然只有III类曲线对实际施工具有参考意义,为便于现场计算,可回归出 H_d 分别与钻井液比热容(X_5)、钻井液导热系数(X_6)及钻柱导热系数(X_7)的关系,表达式为:

$$H_d = \begin{cases} 8433.3X_5 - 9147.9 & (R^2 = 0.9999) \\ \ln X_6 + 5352.3 & (R^2 = 0.9945) \\ 14603X_7^{-0.354} & (R^2 = 0.9541) \end{cases} \quad (8)$$

由式(8)可知,当量临界温度井深对3个参数的敏感程度为:钻柱导热系数>钻井液比热容>钻井液导热系数。实际应用中,采用式(8)可以快速近似计算 H_d 。

综上所述,各参数对临界温度井深影响情况的综合分析结果见表3。

根据表3,对于顺北一区小井眼超深井,降低井底循环温度的方式首推改变钻井液热属性,即改变钻井液的比热容和导热系数,该方式的降温效率满足要求,但对钻井液性能要求较高;其次推荐降低钻柱导热系数,该方式虽然降温效率显著,且对钻井液性能要求较低,但需要开展钻柱隔热涂层技术研究,施工难度较高。

3.2 临界温度井深综合图版

综上所述,钻柱导热系数、钻井液比热容和钻井液导热系数对 H_d 影响显著,同时由于井底循环温度往往是多个因素综合作用的结果,因此为便于观察同时改变上述3参数时 H_d 的变化规律,绘制了当量临界温度井深变化图版(见图8—图11)。

图8—图11均可划分为2个区域:黄色区域(H_d 已下移至井底)和非黄色区域(H_d 未下移至井底)。现场应用中,要通过调整相关参数,使所得 H_d 落入黄色区域内。例如,当钻柱、钻井液的导热系数分别为48和0.9 W/(m·℃)时,由图8可知钻井液比热容若取1.4, 1.6和1.8 kJ/(kg·℃),对应的 H_d 分别为3987.40, 5922.60和7778.10 m。显然,在上述参数下,钻井液比热容取值大于1.8 kJ/(kg·℃),即可使 H_d 下移至井底;同理,当钻柱导热系数、钻井液比热容分别为48 W/(m·℃)、2 kJ/(kg·℃)时,钻

表 3 各参数对临界温度井深影响情况的综合分析结果
Table 3 Comprehensive analysis results of each parameter's effect on WDCT

参数		临界温度井深			施工可行性	推荐(理想)值	是否满足井下		
分类	名称	类型	临界温度井深变化特征	范围/m	难度系数		仪器工作要求		
I	钻井液入口温度	真实型	H_{re} 为定值	5 306.40		低			
II	钻井液排量	过渡型	非线性, 随排量增加, H_{ts} 先下移后上升	<4 811.00	不敏感	低	否		
	钻井液塑性黏度		近似线性, 随塑性黏度增加, H_{ts} 下移至一定井深后基本不变			中			
	钻井液动切力		近似线性, 随动切力增加, H_{ts} 下移至一定井深后基本不变			中			
III	钻井液比热容	当量型	近似线性, 随钻井液比热容增加, H_d 迅速下移至井底	超过井深	敏感	较高	>2.0	>2.0时满足	
	钻井液导热系数		非线性, 随钻井液导热系数降低, H_d 迅速下移至井底			较敏感	较高	<0.7	<0.7时满足
	钻柱导热系数		非线性, 随钻柱导热系数降低, H_d 迅速下移至井底			极敏感	最高	<5.0	<5.0时满足

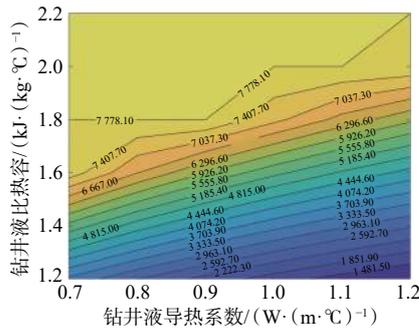


图 8 钻柱导热系数为 48 W/(m·°C) 时的临界温度井深图版
Fig. 8 WDCT at a thermal conductivity of 48 W/(m·°C) of the drill string

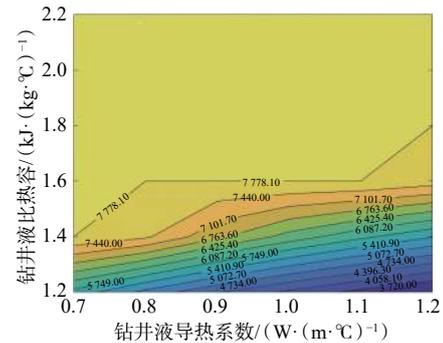


图 10 钻柱导热系数为 5 W/(m·°C) 时的临界温度井深图版
Fig. 10 WDCT at a thermal conductivity of 5 W/(m·°C) of the drill string

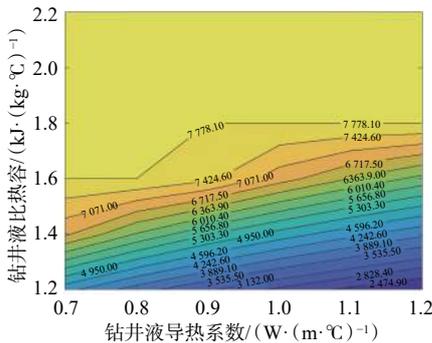


图 9 钻柱导热系数为 10 W/(m·°C) 时的临界温度井深图版
Fig. 9 WDCT at a thermal conductivity of 10 W/(m·°C) of the drill string

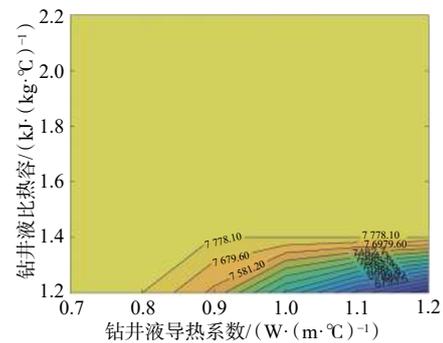


图 11 钻柱导热系数为 2 W/(m·°C) 时的临界温度井深图版
Fig. 11 WDCT at a thermal conductivity of 2 W/(m·°C) of the drill string

井液导热系数取值需小于 1.1 W/(m·°C) 才能满足要求。同时分析图 8—图 11, 可以得出 2 条明显的规律:

1) H_d 的等势线斜率较小, 说明在不同钻柱导热系数下, 钻井液的比热容、导热系数取值在正常范

围时, 提高钻井液比热容比降低钻井液导热系数更容易使 H_d 下移至井底;

2) 随着钻柱导热系数由 48 W/(m·°C) 降至 2 W/(m·°C), 图中黄色区域面积迅速增大, 可见若

能降低钻柱导热系数, 能够使 H_d 下移至井底, 则在施工过程中可以极大地降低对钻井液性能的要求。

4 结论与建议

1) 顺北一区小井眼超深井井筒温度高, 部分井温度超过国内现有测量仪器抗温能力, 易导致测量仪器探管烧毁和无信号等问题, 严重制约了钻井效率的提升, 需要对其井筒循环温度场分布及其变化规律进行研究。

2) 根据不同参数对井筒温度场的影响大小, 提出了临界温度井深的概念, 并分析指出了有效降低小井眼超深井井底循环温度的机理——使临界温度井深下移并到达井底。可应用临界温度井深对井筒温度场进行敏感性分析。

3) 敏感性分析结果表明, 井筒温度场对3个参数较为敏感, 其敏感程度为: 钻柱导热系数>钻井液比热容>钻井液导热系数。顺北一区小井眼超深井采用改变钻井液热属性或降低钻柱导热系数的方式, 可以有效降低井底循环温度。

4) 考虑技术和施工难度, 建议进一步加强对钻井液性能、钻柱隔热材料的研究。

参 考 文 献

References

- [1] RAMEY H J Jr. Wellbore heat transmission[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, 14(4): 427-435.
- [2] BEIRUTE R M. A circulating and shut-in well-temperature-profile simulator[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, 43(9): 1140-1146.
- [3] MARSHALL D W, BENTSEN R G. A computer model to determine the temperature distributions in a wellbore[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1982, 21(1): 63-75.
- [4] SAGAR R, DOTY D R, SCHMID T Z. Predicting temperature profiles in a flowing wells[J]. *SPE Production & Operations*, 1991, 6(4): 441-448.
- [5] DURRANT A J, THANBYNAYAGAM R K M. Wellbore heat transmission and pressure drop for steam/water injection and geothermal production: a simple solution technique[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1986, 1(2): 148-162.
- [6] HASAN A R, KABIR C S. Heat transfer during two-phase flow in wellbores: part two-wellbore fluid temperature[R]. SPE 22866, 1991.
- [7] RAYMOND L R. Temperature distribution in a circulating drilling fluid[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, 21(3): 333-341.
- [8] WILLHITE G P. Overall heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, 19(5): 607-615.
- [9] KELLER H H, COUCH E J, BERRY P M. Temperature distribution in circulating mud columns[J]. *SPE Journal*, 1973, 13(1): 23-30.
- [10] ZHANG Zheng, XIONG Youming, GAO Yun, et al. Wellbore temperature distribution during circulation stage when well-kick occurs in a continuous formation from the bottom-hole[J]. *Energy*, 2018, 164: 964-977.
- [11] 何世明, 何平, 尹成, 等. 井下循环温度模型及其敏感性分析[J]. *西南石油学院学报*, 2002, 24(1): 57-60.
HE Shiming, HE Ping, YIN Cheng, et al. A wellbore temperature model & its para-metric sensitivity analysis[J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2002, 24(1): 57-60.
- [12] 付建红, 苏昱, 姜伟, 等. 深层页岩气水平井井筒瞬态温度场研究与应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41(6): 165-173.
FU Jianhong, SU Yu, JIANG Wei, et al. Research and application of wellbore transient temperature in deep shale gas horizontal wells[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2019, 41(6): 165-173.
- [13] 赵江鹏, 孙友宏, 郭威. 钻井泥浆冷却技术发展现状与新型泥浆冷却系统的研究[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2010, 37(9): 1-5.
ZHAO Jiangpeng, SUN Youhong, GUO Wei. Current situation of drilling mud cooling technology and research on new type of drilling mud cooling system[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2010, 37(9): 1-5.
- [14] CHAMPNESS E. Drilling fluid cooling system: US966157[P]. 1980-08-05.
- [15] KAMENOSONO H, UCHIDA T, AKAKU K, et al. Information on the Kakkonda Deep Geothermal Reservoir obtained by side-track drilling of WD-1[J]. *Geothermal Resources Council Transactions*, 1997, 21: 283-288.
- [16] de SOUSA P F B, BORGES V L, PEREIRA I C, et al. Estimation of heat flux and temperature field during drilling process using dynamic observers based on Green's function[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2012, 48(1): 144-154.
- [17] 杨谋, 孟英峰, 李皋, 等. 钻井液径向温度梯度与轴向导热对井筒温度分布影响[J]. *物理学报*, 2013, 62(7): 079101.
YANG Mou, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. Effects of the radial temperature gradient and axial conduction of drilling fluid on the wellbore temperature distribution[J]. *Acta Physica Sinica*, 2013, 62(7): 079101.
- [18] 杨谋, 孟英峰, 李皋, 等. 钻井全过程井筒-地层瞬态传热模型[J]. *石油学报*, 2013, 34(2): 366-371.
YANG Mou, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. A transient heat transfer model of wellbore and formation during the whole drilling process[J]. *Acta Perolei Sinica*, 2013, 34(2): 366-371.
- [19] 王良书, 李成, 刘绍文, 等. 塔里木盆地北缘库车前陆盆地地温梯度分布特征[J]. *地球物理学报*, 2003, 46(3): 403-407.
WANG Liangshu, LI Cheng, LIU Shaowen, et al. Geotemperature granient distribution of Kuqa foreland basin, north of Tarim, China[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2003, 46(3): 403-407.