

特深井高温环境下 V150 钻杆弹性模量和屈服强度变化规律

蔡明杰^{1,2}, 毛丹², 谭雷川², 彭浩², 孙霓源², 郭茂磊², 郭立特^{1,2}, 孙月明^{1,2}

(1. 川西钻探公司钻井技术研发中心, 四川 成都 610051; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司, 四川 成都 610051)

摘要: 针对特深井钻井中高温导致钻柱强度与刚度衰减、进而影响钻具安全与井斜控制的问题, 通过高温拉伸与热膨胀实验, 获得了 V150 钢级钻杆材料在不同温度下的弹性模量与屈服强度, 建立了其随温度变化的数学模型; 结合经实测数据校正的井筒瞬态温度场模型, 分析某特深井全井筒温度分布; 综合材料模型与温度场模型, 系统研究地温梯度、钻井液排量、钻井液密度及入口温度等参数对钻杆性能的影响。结果表明: V150 钻杆的弹性模量与屈服强度随温度升高显著降低, 在 250 °C 时屈服强度衰减约 15%, 常规钻柱设计模型未考虑高温效应, 会高估钻具实际强度; 各参数对屈服强度敏感性指数的影响排序为入口温度 > 钻井液排量 > 地温梯度 > 钻井液密度, 对弹性模量敏感性指数的影响排序为地温梯度 > 钻井液密度 > 入口温度 > 钻井液排量; 特深井钻柱设计必须考虑高温导致的性能衰减, 可通过优化排量与入口温度提升钻柱安全性。研究成果为特深井钻柱设计与施工提供了技术支撑。

关键词: 特深井; V150 钻杆; 高温性能; 屈服强度; 弹性模量; 参数敏感性

中图分类号: TE921⁺.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2026)04-0085-09

Variation laws of elastic modulus and yield strength of V150 drill pipe under high-temperature environment of ultra-deep well

CAI Mingjie^{1,2}, MAO Dan², TAN Leichuan², PENG Hao², SUN Niyuan²,
GUO Maolei², GUO Lite^{1,2}, SUN Yueming^{1,2}

(1. Drilling Technology Research and Development Center of Chuanxi Drilling Company, Chengdu Sichuan 610051, China; 2. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd, Chengdu Sichuan 610051, China)

Abstract: To address the issue of strength and stiffness degradation of drill strings under high-temperature conditions in ultra-deep well drilling, which affects drillstring safety and deviation control, high-temperature tensile and thermal expansion tests were conducted on V150-grade drill pipe material. The elastic modulus and yield strength at different temperatures were obtained, and a mathematical model describing their variation with temperature was established. Combined with a transient wellbore temperature field model calibrated with measured data, the temperature distribution along a specific ultra-deep well was analyzed. Integrating the material model and the temperature field model, the effects of parameters such as geothermal gradient, drilling fluid flow rate, drilling fluid density, and inlet temperature on drill pipe performance were systematically investigated. The results show that both the elastic modulus and yield strength of V150 drill pipe decrease significantly with increasing temperature, with the yield strength decreasing by approximately 15% at 250 °C. Conventional design models, which do not account for this temperature effect, overestimate the actual strength of the drill string. The sensitivity indices of the parameters affecting yield strength follow the order: inlet temperature > drilling fluid flow rate > geothermal gradient > drilling fluid density,

收稿日期: 2025-11-12; 修回日期: 2025-12-15 DOI: 10.12143/j.ztgc.2026.04.009

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司关键核心技术攻关项目(编号: 2022ZG06)

第一作者: 蔡明杰, 男, 汉族, 1994 年生, 高级工程师, 钻井工程专业, 博士, 从事超深井钻柱力学研究工作, 四川省成都市成华区华油路 143 号, caimj1994@qq.com。

引用格式: 蔡明杰, 毛丹, 谭雷川, 等. 特深井高温环境下 V150 钻杆弹性模量和屈服强度变化规律[J]. 钻探工程, 2026, 53(4): 85-93.

CAI Mingjie, MAO Dan, TAN Leichuan, et al. Variation laws of elastic modulus and yield strength of V150 drill pipe under high-temperature environment of ultra-deep well[J]. Drilling Engineering, 2026, 53(4): 85-93.

while for elastic modulus the order is: geothermal gradient > drilling fluid density > inlet temperature > drilling fluid flow rate. The design of drill strings for ultra-deep wells must consider performance degradation due to high temperatures, and safety can be enhanced by optimizing flow rate and inlet temperature. The research findings provide technical support for the design and operation of drill strings in ultra-deep wells.

Key words: ultra-deep well; V150 drill pipe; high-temperature performance; yield strength; elastic modulus; parameter sensitivity

0 引言

随着我国对油气资源需求的增加,油气开采已经走向深层超深层领域,并逐步迈向万米深井^[1-2]。随着井深的不断增加,井底地层温度和循环温度不断升高,井底温度突破 200 °C 已是钻井工程的常态^[3]。钻柱是把地面扭矩传递给钻头并给钻头加压以破碎岩石的重要工具,其自身安全是保障钻探作业的前提^[4]。因此,在进行钻柱设计的时候,为了保障钻具安全和控制井斜,钻柱自身具备足够高的强度和刚度对特深井尤其重要^[5]。然而,随着温度的不断升高,钢的强度和刚度不断降低,现有设计方法未考虑特深井高温条件下钻具的强度衰减特性,会导致实际井下钻具更加薄弱,进而带来潜在的钻具安全隐患。因此,有必要掌握特深井钻柱高温性能变化规律,进而指导钻具设计,确保钻具安全。

目前,许多学者针对温度对钢材性能的影响开展了大量研究。何跃文等^[6]针对高温地热井中套管强度变化开展了研究,指出油套管材料在高温条件下强度会降低,其影响在较高等级的钢材中更为明显,K55 钢级套管的屈服强度从 25 °C 时 388 MPa 下降到 371 °C 时 359 MPa,但在相同温度条件下,L80 钢级套管的屈服强度从 632 MPa 下降到 484 MPa;王建军等^[7]通过对高温条件下高钢级套管进行室内试验,得到了高温条件下 Q125、V140 和 V150 套管屈服和抗拉强度及相应强度折减系数计算公式,建议在高温井套管柱设计过程中要考虑温度对管材性能的影响;周泽宇^[8]通过建立井筒温度场预测模型,研究了油套管力学性能与温度的关系,并分析了不同参数下各层套管的弹性模量及屈服强度随井深的变化规律;梁健等^[9]通过试验测试的方法确定了铝合金钻杆在高温瞬时条件下抗拉强度的变化趋势,发现随着温度增加,铝合金钻杆抗拉强度不断降低,在 300 °C 高温下已不足 300 MPa。

现有的研究针对油套管、铝合金钻杆等管柱进行了高温性能变化研究,已有较为清晰的认识。但

不同于套管和常规井环境,钻井过程中井下温度分布受钻井工况的影响较大,特深井环境下钻杆屈服强度和弹性模量变化还未见相关研究。鉴于此,通过实验测试 V150 钻杆材料在不同温度下的弹性模量与屈服强度,基于某特深井井筒温度分布特性,开展不同工况下特深井全井钻杆性能变化规律分析,进而指导特深井钻柱设计,提升钻柱安全性。

1 弹性模量与温度的关系

从宏观角度来说,弹性模量是衡量物体抵抗初始变形能力大小的尺度,从微观角度来说则是原子间结合力的反映。依据双原子模型,结合格律乃森的经验公式,可以得到两个原子之间的位能:

$$U(r) = -\frac{a}{r^m} + \frac{b}{r^n} \quad (m > n) \quad (1)$$

式中: a 、 b ——常数; r ——原子间距; m ——引力的幂指数; n ——斥力的幂指数。

根据弹性模量 E 的定义和式(1)可得^[10-11]:

$$E = \frac{A}{r^N} \quad (2)$$

式中: A 、 N ——常数。

由于材料的弹性模量随着原子间距发生变化,而原子间距又随着温度的变化而变化。因此,将式(2)对温度 T 求微分可得:

$$\frac{1}{E} \frac{dE}{dT} + \left(\frac{1}{r} \frac{dr}{dT} \right) N = 0 \quad (3)$$

令 $\eta = \frac{1}{E} \frac{dE}{dT}$, $\alpha = \frac{1}{r} \frac{dr}{dT}$, 则可得:

$$\frac{\alpha}{\eta} = -\frac{1}{N} = \text{常数} \quad (4)$$

$\frac{\alpha}{\eta}$ 的比值约为 -0.04 , 故 $\eta = -25\alpha$, 对 $\eta =$

$\frac{1}{E} \frac{dE}{dT}$ 两边积分,可得:

$$\int_{T_0}^T -25\alpha dT = \int_{T_0}^T \frac{dE}{E} \quad (5)$$

要得到弹性模量与温度的关系,首先要确定线

膨胀系数与温度的关系。

选取外径 149.2 mm 的 V150 钢级钻杆管体加工试样,并在膨胀系数测试仪(图 1)上开展高温线膨胀系数测试,试验依据 API Spec 5DP-2020 标准进行。试样为 $\varnothing 5$ mm 的圆棒,原始长度为 41.84 mm,随着温度的升高,试样长度不断增加,如图 2 所示。试样的线膨胀系数可以通过下式计算:

$$\alpha = \frac{\Delta L}{L_0 \Delta T} \quad (6)$$

式中: ΔL ——加热试样的膨胀值; L_0 ——试样在室温下的原始长度; ΔT ——温度升高值。



图1 膨胀系数测试仪

Fig.1 Expansion coefficient tester

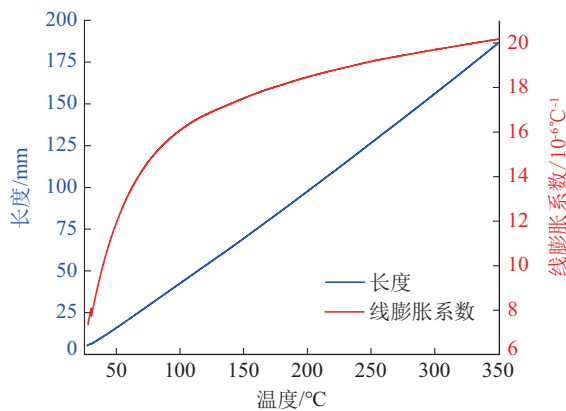


图2 试样长度和线膨胀系数随温度变化曲线

Fig.2 The curves of sample length and linear expansion coefficient varying with temperature

从图 2 可以看出,V150 钢材的线膨胀系数随温度的升高呈现增加趋势,且在 100 ℃ 以内增加趋势明显,100 ℃ 以上增加趋势逐渐变缓。通过多项式

拟合线膨胀系数与温度之间的关系($R^2=0.9947$):

$$\alpha(T) = a_4 T^4 + a_3 T^3 + a_2 T^2 + a_1 T + a_0 \quad (7)$$

式中: a_4, a_3, a_2, a_1, a_0 ——多项式常数, $a_4 = -5.4799 \times 10^{-9}$, $a_3 = 5.12513 \times 10^{-6}$, $a_2 = -1.745015 \times 10^{-3}$, $a_1 = 0.269529791$, $a_0 = 2.042186365$ 。

对式(5)左边进行积分,可得:

$$\int_{T_0}^T -25\alpha dT = -25 \left[a_0(T - T_0) + \frac{a_1}{2}(T^2 - T_0^2) + \frac{a_2}{3}(T^3 - T_0^3) + \frac{a_3}{4}(T^4 - T_0^4) + \frac{a_4}{5}(T^5 - T_0^5) \right] \quad (8)$$

将式(8)记为 $-25S$,其中 $S = \sum_{k=0}^4 \frac{a_k}{k+1} (T^{k+1} - T_0^{k+1})$ 。

对式(5)右边进行积分,可得:

$$\int_{T_0}^T \frac{dE}{E} = \ln \left(\frac{E(T)}{E(T_0)} \right) \quad (9)$$

因此,式(5)可写为:

$$\ln \left(\frac{E(T)}{E(T_0)} \right) = -25S \quad (10)$$

当 $-25S$ 是小量时,通过指数函数的一阶泰勒展开式 $e^x \approx 1 + x$ 可得:

$$\frac{E(T)}{E(T_0)} = 1 - 25S \quad (11)$$

解出 $E(T)$ 的近似表达式为:

$$E(T) = E(T_0) \times \left(1 - 25 \sum_{k=0}^4 \frac{a_k}{k+1} (T^{k+1} - T_0^{k+1}) \right) \quad (12)$$

2 屈服强度与温度的关系

根据 API 标准,油气井管柱在室温和 232 ℃ 之间,可以通过下式计算名义屈服强度^[8]:

$$Y_{ET} = \sigma_y (1 - \lambda(T - 24)) \quad (13)$$

式中: Y_{ET} ——不同温度条件下的名义屈服强度,MPa; σ_y ——材料在常温下的屈服强度,MPa; T ——温度,℃; λ ——屈服强度温敏系数,无量纲,API 标准规定在常温到 232 ℃ 范围内可取 0.00054,然而对于特深井,地层温度可能超过 232 ℃^[12],需要通过实验重新确定钻具材料屈服强度与温度的关系。

选取 V150 钢级、149.2 mm 外径的钻杆管体制

作棒状拉伸试样,依据 ASTM E21-20 标准在高温拉伸测试仪(图3)上进行不同温度条件下的高温拉伸性能测试。

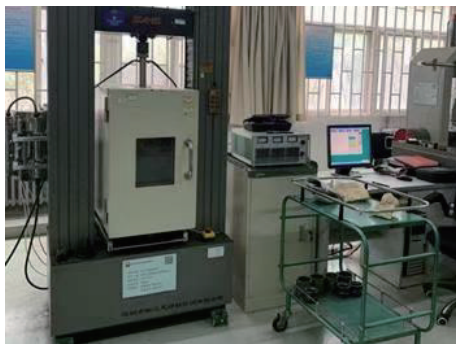


图3 高温拉伸测试仪

Fig.3 High-temperature tensile testing instrument

图4是屈服强度随温度变化曲线,从图中可以看出,温度越高,V150 钻杆材料屈服强度越低,在温度 250℃附近,材料屈服强度仅为 1000 MPa 左右,降低 15% 左右。温度超过 200℃以后,钻具屈服强度的降低速度变缓,API 模型预测值高于实测值,说明 V150 钻杆材料的高温强度特性不适用 API 模型预测。通过曲线拟合,可以得到 V150 钻杆材料屈服强度随温度变化的数学模型($R^2=0.9947$):

$$Y_{ET} = 0.002373412T^2 - 1.416929399T + 1209.880837 \quad (14)$$

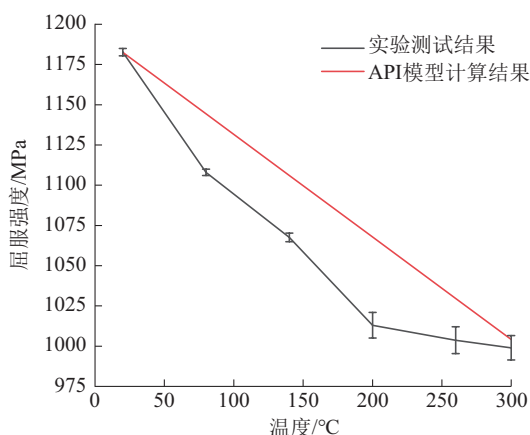


图4 屈服强度随温度变化曲线

Fig.4 The curves of yield strength varying with temperature

3 特深井井筒温度分布规律

在研究特深井钻具性能变化规律之前,首先要

弄清特深井井筒温度的分布情况。采用 Mao 等^[13]提出的瞬态温度场计算模型,以四川地区某特深井为例,研究其井筒温度场分布情况。该井设计井身结构如图5所示,钻具组合见表1,地温梯度为 0.019℃/m,钻井液密度 1400 kg/m³,地表温度 25℃,排量 30 L/s。利用该井钻至 9500~10000 m 期间的钻井液出口和井底实测温度数据,对模型水力学系数、摩擦系数等相关参数进行了校正,并进行了实测结果和计算结果的对比,如图6所示。可以看出,计算结果和实测结果具有很好的相关性,说明本文校核后的计算模型精度可以满足该特深井井筒温度场的计算。

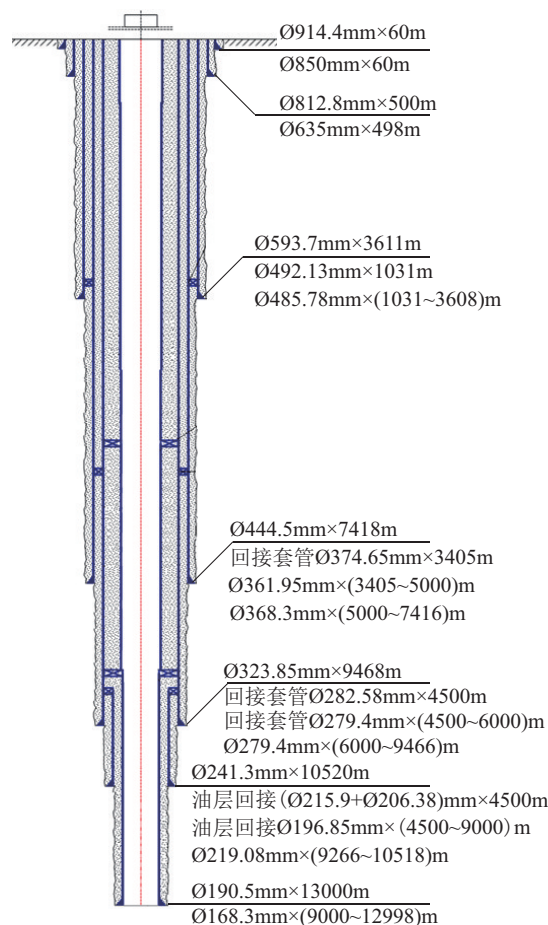


图5 某特深井设计井身结构示意图

Fig.5 Schematic diagram of the well structure of the ultra-deep well

图7为该井井筒温度分布图,可以看出,由于地层-套管-水泥环-钻杆的耦合传热特性,环空和钻柱内钻井液温度沿地层并非线性分布,环空钻井液

表1 某特深井钻具组合

Table 1 Drilling string for a certain ultra-deep well

名称	外径/mm	壁厚/mm	内径/mm	长度/m	钢级
钻杆	149.2	12.7	123.8	4500	V150
钻杆	127	9.19	108.62	1900	V150
钻杆	114.3	8.56	97.18	5700	V150
BHA				200	

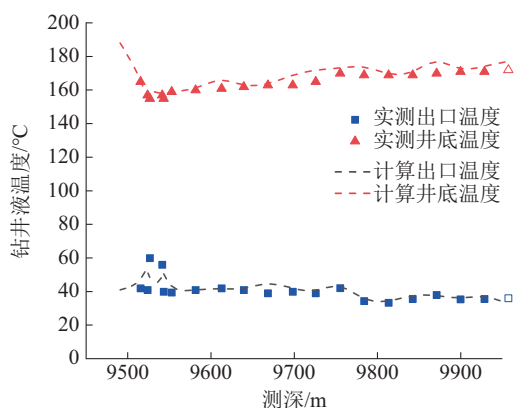


图6 某特深井实测井口、井底温度与计算结果对比

Fig.6 Comparison between measured and calculated temperatures at wellhead and bottomhole in an ultra-deep well

温度高于钻柱内钻井液温度,在10000 m以浅,环空钻井液温度逐步高于地层温度。此外,井底循环温度接近230℃,井底静止温度接近270℃。图8为本文建立的力学模型与常规模型计算对比,可以看出,如果不考虑高温条件下钻杆性能变化,采用常规模型校核和设计钻具,实际钻具抗拉强度会低于预期,对特深井钻具在极端条件下的使用安全产生巨大的风险。同时,常规模型无法预测高温下钻具刚度的降低,尤其是对底部钻具来说,钻具刚度降低会导致井斜控制难度和钻具安全风险增加。因此,该特深井井内钻具性能受温度影响显著,有必要进一步分析不同施工参数对钻具性能的影响规律。

4 钻井施工参数的影响

4.1 地温梯度

图9为不同地温梯度下V150钻杆屈服强度和弹性模量,可以看出,随着特深井井深的增加,V150钻杆屈服强度和弹性模量逐渐降低。屈服强度由1140 MPa降至1030 MPa左右,降幅9.6%;弹性模

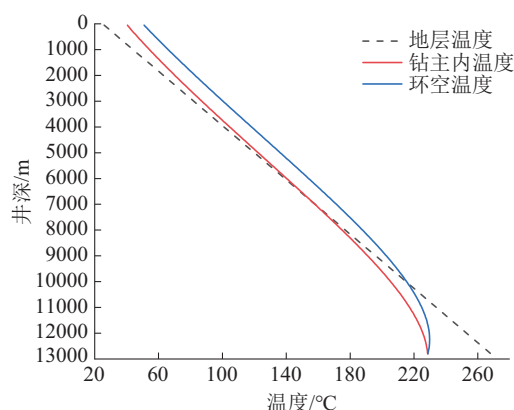
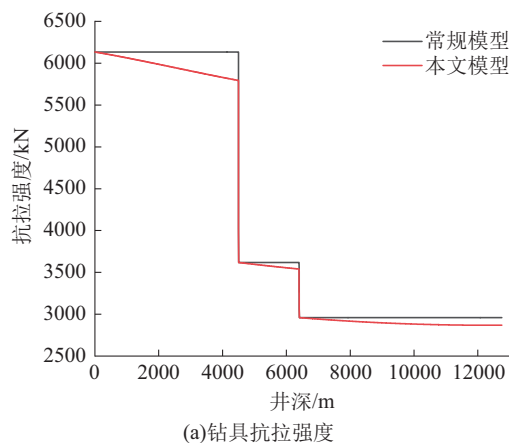
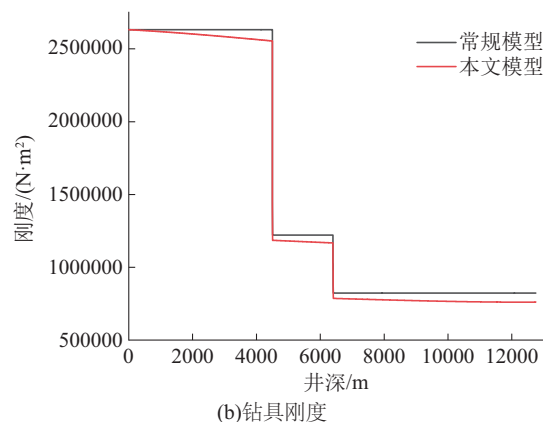


图7 某特深井井筒温度分布

Fig.7 Temperature distribution in the wellbore of an ultra-deep well



(a) 钻具抗拉强度



(b) 钻具刚度

图8 本文模型与常规模型计算对比

Fig.8 Comparison between the calculation of this model and the conventional model

量由205 GPa降至190 GPa左右,降幅7.3%。这主要是因为,井深越深,井底温度越高,钻具强度和刚度越低。此外,地温梯度越高,下部钻杆屈服强度和弹性模量越低,这是由于地温梯度越高,地层温

度越高,地层向井筒传热更多,井底温度越高。因此,在高地温梯度特深井钻进过程中,应尤其注意下部钻具强度和刚度的衰减。

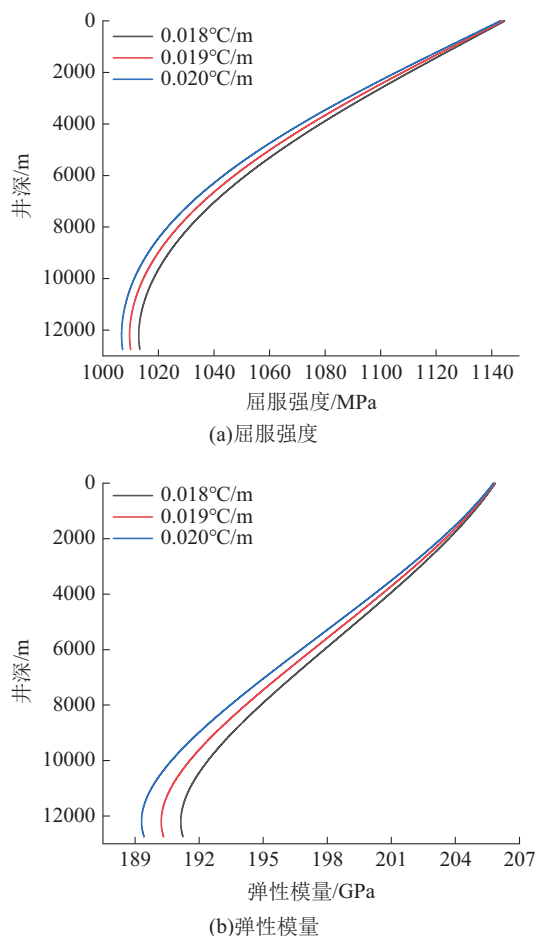


图9 不同地温梯度下V150钻杆屈服强度和弹性模量
Fig.9 Yield strength and elastic modulus of V150 drill pipe under different formation temperature gradients

4.2 钻井液排量

图10为不同钻井液排量下V150钻杆屈服强度和弹性模量,可以看出,钻井液排量对10000 m以浅上部钻杆的屈服强度和弹性模量影响明显,即钻井液排量越高,钻杆屈服强度和弹性模量越低。这主要是因为,钻井液排量越高,因流体摩擦产生的热量(摩擦热)越高^[14-15],钻井液温度更高,钻杆屈服强度和弹性模量越低。对下部井段来说,由于地层向井筒传热,钻井液排量越高,单位时间内井筒吸收的热量越少,在摩擦热和吸收热的综合作用下,钻井液排量对下部井段井筒温度的影响较小。因此,为有效确保上部井段的钻杆强度,在保证井下安全

的前提下,可以尽量降低钻井液排量。

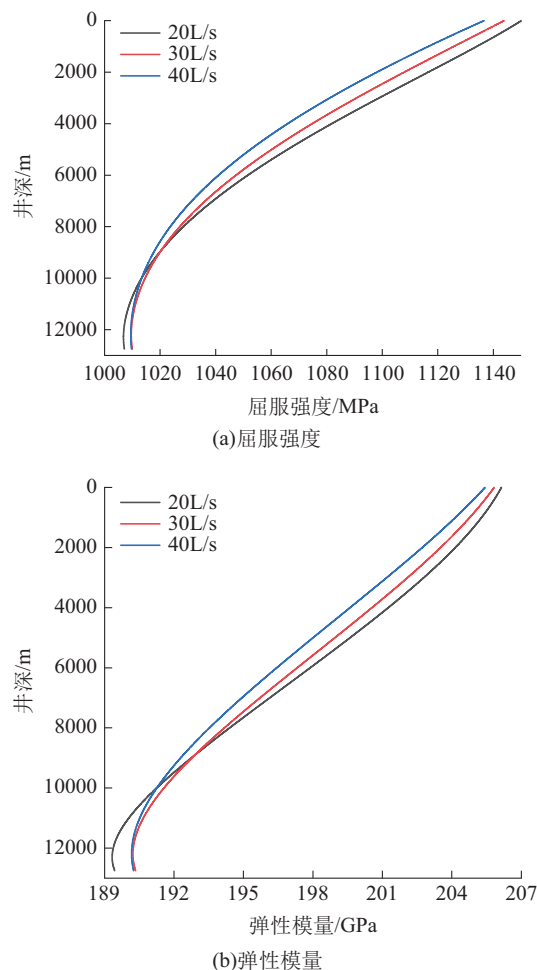


图10 不同钻井液排量下V150钻杆屈服强度和弹性模量
Fig.10 Yield strength and elastic modulus of V150 drill pipe under different flow rates

4.3 钻井液密度

图11为不同钻井液密度下V150钻杆屈服强度和弹性模量,可以看出,钻井液密度对下部井段钻杆性能有明显影响,钻井液密度越高,钻杆屈服强度和弹性模量越高。这是因为,钻井液密度越高,钻井液内部携带热量的能力越强,同样的热量流入导致的温升更低,钻井液温度更低^[16-17]。同理,上部井段钻井液向地层流入相同的热量,钻井液密度更高,温度降低更少,但钻井液密度对上部井段钻杆性能影响不明显。总的来说,钻井液密度对下部钻杆性能有一定影响,但钻井现场必须考虑井控安全,不建议通过调整钻井液密度来提高下部钻杆的强度和刚度。

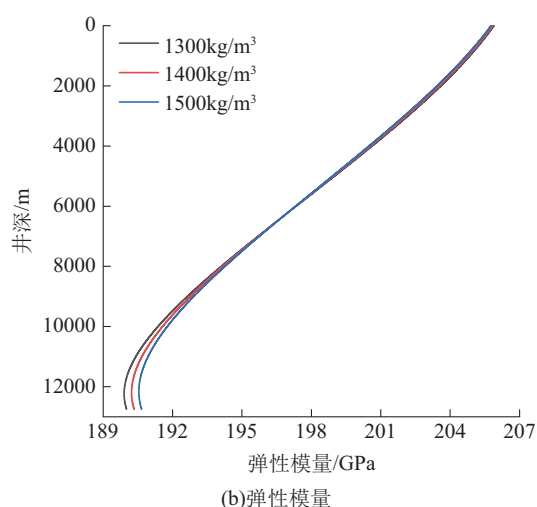
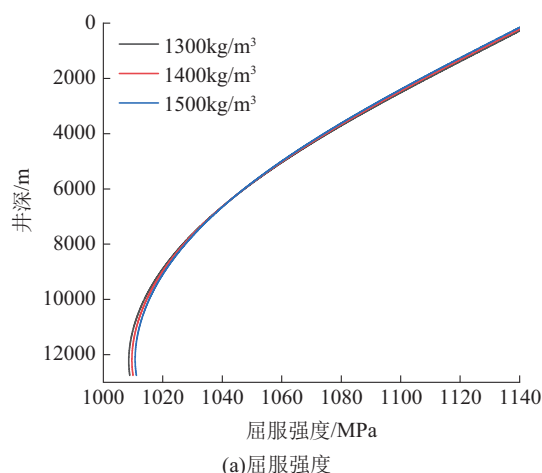


图11 不同钻井液密度下V150钻杆屈服强度和弹性模量
Fig.11 Yield strength and elastic modulus of V150 drill pipe under different drilling fluid densities

4.4 入口温度

图12为不同入口温度下V150钻杆屈服强度和弹性模量,可以看出,入口温度明显影响近井口段钻杆屈服强度和弹性模量,入口温度越低,近井口段钻杆屈服强度和弹性模量越高。受地层传热的影响,入口温度对下部井段钻杆性能的影响逐渐消失。由于特深井上部井段钻杆承受更高的拉伸载荷,有必要通过降低入口温度来提升近井口段钻具的强度。

4.5 敏感性分析

定义不同施工参数下屈服强度和弹性模量变化率为屈服强度和弹性模量敏感性指数。图13为不同施工参数变化对屈服强度和弹性模量敏感性指数的影响,可以看出,在可实际操作的参数变化范围内,各参数对屈服强度敏感性指数的影响排序

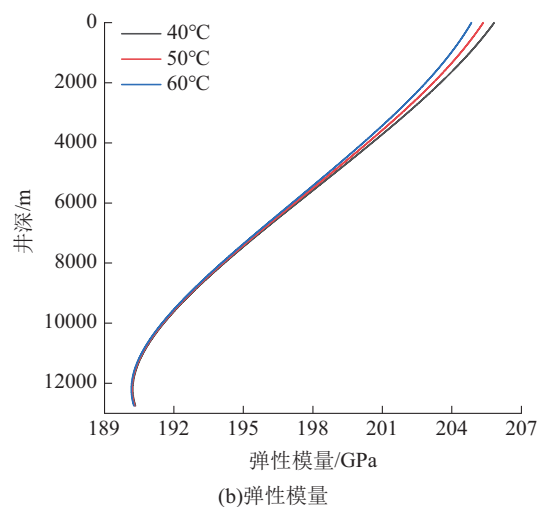
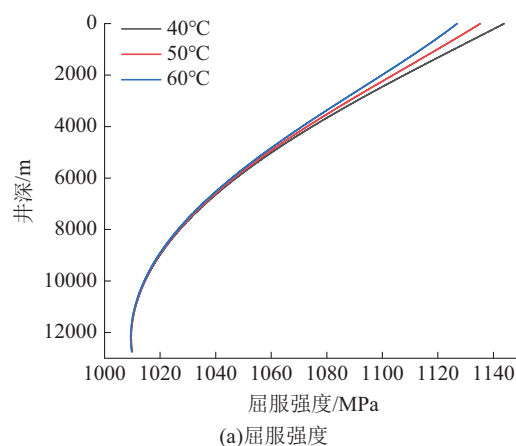


图12 不同入口温度下V150钻杆屈服强度和弹性模量
Fig.12 Yield strength and elastic modulus of V150 drill pipe under different inlet temperatures

为:入口温度>钻井液排量>地温梯度>钻井液密度,对弹性模量敏感性指数的影响排序为:地温梯度>钻井液密度>入口温度>钻井液排量。因此,在地层温度梯度和压力确定的情况下,可以通过调整入口温度和钻井液排量来提升钻具强度和刚度,但施工参数对钻具屈服强度有较大影响,而对弹性模量的影响较小。

5 结论

(1) 通过实验测试得到不同温度下V150钻杆材料的弹性模量与屈服强度,对实验结果进行拟合得到V150钻杆材料性能随温度变化的数学模型,拟合方程 R^2 均达到0.99。

(2) 基于井筒瞬态传热模型预测了某特深井钻井井筒温度分布特征,对比了本文模型与常规钻具

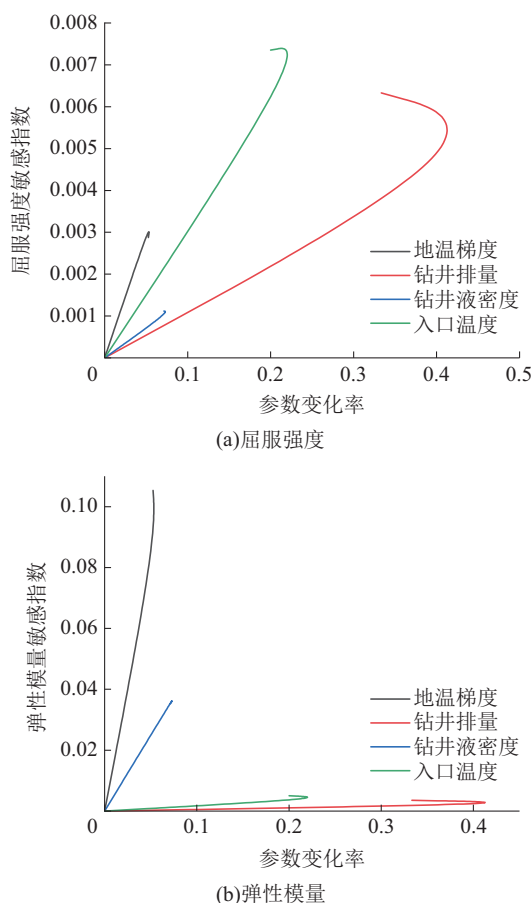


图13 不同施工参数变化对屈服强度和弹性模量敏感性指数的影响

Fig.13 Influence of different working parameters on the sensitivity index of yield strength and elastic modulus

模型的校核结果,采用常规模型校核和设计钻具,实际钻具抗拉强度和刚度会低于预期,不利于特深井斜控制和钻具安全。

(3)分析了特深井施工参数对钻具性能的影响。地温梯度越高,下部钻杆屈服强度和弹性模量越低。钻井液排量对10000 m以浅上部钻杆的屈服强度和弹性模量影响明显,钻井液排量越高,钻杆屈服强度和弹性模量越低。钻井液密度对底部井段钻杆性能有明显影响,钻井液密度越高,钻杆屈服强度和弹性模量越高。入口温度明显影响近井口段钻杆屈服强度和弹性模量,入口温度越低,近井口段钻杆屈服强度和弹性模量越高。

(4)各参数对屈服强度敏感性指数的影响排序为:入口温度>钻井液排量>地温梯度>钻井液密度,对弹性模量敏感性指数的影响排序为:地温梯度>钻井液密度>入口温度>钻井液排量。因此,

在地层温度梯度和压力确定的情况下,可以通过调整入口温度和钻井液排量来提升钻具强度和刚度,但施工参数对钻具屈服强度有较大影响,而对弹性模量的影响较小。

(5)建议采用本文建立的模型进行特深井钻具设计和校核。同时,在高地温梯度特深井钻进过程中,应尤其注意下部钻具强度和刚度的衰减。在保证井下安全的前提下,可尽量降低钻井液排量和入口温度来提升近井口段钻具的强度,不建议通过调整钻井液密度来提高下部钻杆强度和刚度。

参考文献(References):

- [1] 蔡明杰,付强,贺明敏,等.特深井大尺寸井眼 $\Phi 168.3\text{mm}$ S135 钻杆失效分析与对策[J].钻探工程,2025,52(4):69-74.
CAI Mingjie, FU Qiang, HE Mingmin, et al. Failure analysis and countermeasures of $\Phi 168.3\text{mm}$ S135 drill pipe in large size hole of extra-deep well[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(4): 69-74.
- [2] 覃泳杰,王瑜,张凯,等.深井钻杆接头耐磨防护技术研究综述与展望[J].钻探工程,2024,51(4):54-63.
QIN Yongjie, WANG Yu, ZHANG Kai, et al. Review and prospect of anti-wear and protection technology of drill pipe joint for deep well[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(4): 54-63.
- [3] 马寒松,李海涛,罗红文,等.气藏直定井温度剖面影响规律分析[J].科学技术与工程,2023,23(33):14192-14200.
MA Hansong, LI Haitao, LUO Hongwen, et al. Study on the influence law of temperature profile of vertical well in gas reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(33): 14192-14200.
- [4] 徐鸿志,王瑞和,宋有胜,等.空气钻井条件下钻柱振动特性研究[J].天然气工业,2011,31(6):66-70.
XU Hongzhi, WANG Ruihe, SONG Yousheng, et al. Vibrating properties of the drill string during air drilling operations[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(6): 66-70.
- [5] 刘长硕,王瑜,李立鑫,等.特深井钻杆柱材料的研究现状与关键技术[J].钻探工程,2024,51(S1):1-9.
LIU Changshuo, WANG Yu, LI Lixin, et al. Current research status and key technology of drill pipe and column materials for extra deep wells[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(S1): 1-9.
- [6] 何跃文,杨雄文,高雁,等.北美地热井高温硬岩钻井技术[J].钻探工程,2022,49(1):79-87.
HE Yuewen, YANG Xiongwen, GAO Yan, et al. North America geothermal high temperature hard rock drilling technology [J]. Drilling Engineering, 2022, 49(1): 79-87.
- [7] 王建军,冯耀荣,闫相祯,等.高温下高强度套管柱设计中的强度折减系数[J].北京科技大学学报,2011,33(7):883-887.
WANG Jianjun, FENG Yaorong, YAN Xiangzhen, et al. Strength reduction factor of high-grade steel casing strings at high temperature[J]. Journal of University of Science and Technology Beijing, 2011, 33(7): 883-887.
- [8] 周泽宇.高温高产超深井多管柱力学研究[D].成都:西南石油

- 大学,2018.
- ZHOU Zeyu. Study on multi-column mechanics in high temperature and yield ultra-deep well[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [9] 梁健,尹浩,孙建华,等. 高强耐热铝合金钻杆材料优选[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(4):65-71.
- LIANG Jian, YIN Hao, SUN Jianhua, et al. Optimization of high strength and heat resistant aluminum alloy drill rod material[J]. Exploration Engineering(Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(4):65-71.
- [10] 谢志刚,李方军,陈小芹,等. 考虑高温蠕变损伤的服役金属屈服强度模型探析[J]. 力学与实践,2024,46(4):830-835.
- XIE Zhigang, LI Fangjun, CHEN Xiaoqin, et al. Research on yield strength model of service metal considering high temperature creep damage[J]. Mechanics in Engineering, 2024,46(4):830-835.
- [11] 潘留仙,焦善庆,杜小勇. 高温下常用合金材料线胀系数、杨氏模量与温度的关系[J]. 湖南师范大学自然科学学报,2000,23(2):47-51.
- PAN Liuxian, JIAO Shanqing, DU Xiaoyong. The relation between linear expansion coefficient and Yang's modulus of alloy materials & temperature at high temperature[J]. Journal of Natural Science of Hunan Normal University, 2000,23(2):47-51.
- [12] 余朝毅. 四川盆地超深层钻完井技术进展及其对万米特深井的启示[J]. 天然气工业,2024,44(1):40-48.
- SHE Chaoyi. Progress in ultra-deep drilling and completion technology in the Sichuan Basin and its implications for extra-deep wells of more than ten thousand meters in depth[J]. Natural Gas Industry, 2024,44(1):40-48.
- [13] Mao L J, Wei C J, Jia H, et al. Prediction model of drilling wellbore temperature considering bit heat generation and variation of mud thermophysical parameters[J]. Energy, 2023,284:129341.
- [14] 王磊,胡志强. 海域天然气水合物水平井钻井温度场预测[J]. 科学技术与工程,2022,22(7):2664-2668.
- WANG Lei, HU Zhiqiang. Prediction of drilling temperature field of horizontal gas hydrate well in sea area[J]. Science Technology and Engineering, 2022,22(7):2664-2668.
- [15] Mao L J, Cai M J, Liu Q Y, et al. Dynamical well-killing simulation of a vertical H₂S-containing natural gas well[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2020,75(1):71.
- [16] 毛良杰,蔡明杰,文小勇,等. 含H₂S天然气井溢流动态模拟[J]. 科学技术与工程,2020,20(25):10219-10224.
- MAO Liangjie, CAI Mingjie, WEN Xiaoyong, et al. Dynamic simulation of overflow in H₂S-containing natural gas well[J]. Science Technology and Engineering, 2020,20(25):10219-10224.
- [17] Zhang R Y, Li J, Liu G H, et al. The coupled model of wellbore temperature and pressure for variable gradient drilling in deep water based on dynamic mass flow[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021,205:108739.

(编辑 王跃伟)