

doi:10.11911/syztjs.2023077

引用格式: 秦永和, 范永涛, 陈文辉, 等. 静态推靠式旋转导向控制模型与造斜率预测方法 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 74-80.

QIN Yonghe, FAN Yongtao, CHEN Wenhui, et al. Static push-the-bit rotary steering control model and build-up rate prediction method [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 74-80.

静态推靠式旋转导向控制模型与造斜率预测方法

秦永和¹, 范永涛², 陈文辉², 刘 越², 李晓军², 王 炯³

(1. 中国石油天然气集团有限公司, 北京 100010; 2. 中国石油集团测井有限公司, 陕西西安 710054; 3. 石油工程教育部重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249)

摘 要: 推靠式旋转导向工具的防斜、稳斜能力强, 能基本满足复杂地层安全高效钻进的需要, 但目前的造斜率预测方法没有考虑推靠块控制方式及钻进过程的影响, 存在造斜率预测精度低的问题。为此, 考虑导向工具的结构特性, 建立了静态推靠式旋转导向控制模型, 给出了可靠的导向力控制方案, 利用下部钻具组合力学模型及钻头-地层相互作用模型, 得到了基于零侧向钻速条件下的造斜率预测模型, 并引入折算系数对造斜率预测结果进行了修正。实例计算及敏感性分析结果表明, 该方法预测精度高, 能够满足井眼轨迹精确控制的需要; 导向合力、钻压、钻头与稳定器的距离对推靠式旋转导向工具的造斜能力影响显著, 现场施工时为了充分发挥导向合力的作用, 要适当减小钻头与稳定器的距离、降低钻压, 以提高旋转导向工具的造斜能力。研究结果为旋转导向钻具组合优选、钻井参数优化等提供了理论依据。

关键词: 旋转导向; 导向钻井; 推靠块; 导向力; 控制方案; 造斜率; 预测模型

中图分类号: TE927 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2023)04-0074-07

Static Push-the-Bit Rotary Steering Control Model and Build-up Rate Prediction Method

QIN Yonghe¹, FAN Yongtao², CHEN Wenhui², LIU Yue², LI Xiaojun², WANG Ge³

(1. China National Petroleum Corporation, Beijing, 100010, China; 2. China Petroleum Logging Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710054, China; 3. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China)

Abstract: The push-the-bit rotary steerable tool (RST) has strong anti-inclination ability, which can basically meet the needs of safe and efficient drilling in complex formations. However, the current prediction method of build-up rates does not fully consider the influence of push-the-bit unit control and drilling process and has low prediction accuracy of build-up rates. Therefore, In view of the structural characteristics of the steering tool, a static push-the-bit rotary steerable control model was established, and a reliable steerable force control scheme was given. By using the bottom hole assembly (BHA) mechanics model and the bit-formation interaction model, a prediction model of build-up rates based on the zero lateral rate of penetration was obtained, and the conversion coefficient was introduced to correct the prediction result of build-up rates. The results of case calculation and sensitivity analysis show that the method has high prediction accuracy and can meet the need for precise control of borehole trajectory. The steerable force, weight on bit (WOB), and the distance between the bit and the stabilizer have significant effects on the deflecting ability of push-the-bit RST. In field construction, in order to give full play to the role of steerable force, it is necessary to shorten the distance between the bit and the stabilizer and reduce the WOB, so as to improve the deflecting ability of the RST. The research results can provide a theoretical basis for the optimization of rotary steerable BHAs and drilling parameters.

收稿日期: 2023-04-04; 改回日期: 2023-06-30。

作者简介: 秦永和(1963—), 男, 河北唐山人, 1985年毕业于华东石油学院钻井工程专业, 2006年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位, 教授级高级工程师, 享受国务院政府津贴, 主要从事优快钻井技术研究。系本刊编委会副主任。E-mail: qinyh@cnpc.com.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目“旋转钻柱动力屈曲临界条件与后屈曲蛇形摆动和螺旋涡动行为研究”(编号: 51904317)及中国石油集团公司科研攻关项目“智能导向系统研发(二期)” (编号: 2022T-005-001) 联合资助。

Key words: rotary steering; steerable drilling; push-the-bit unit; steerable force; control method; build-up rate; prediction model

推靠式旋转导向工具通过推靠块推靠在井壁上来控制钻头侧向力的大小和方向,从而实现定向钻进。国内外大量现场应用表明,推靠式旋转导向工具的防斜、稳斜能力强,能够有效提高定向效率和井眼轨迹质量,基本满足复杂地层安全高效钻进的需要。但在现场应用中也发现,推靠式旋转导向工具仍存在井眼轨迹控制困难、造斜率预测精度低等问题^[1-10],国内外对此开展了大量研究。在井眼轨迹控制方面,李士斌等人^[11]建立了不同推靠合力下的平衡方程,得到了不同区域导向块的应力表达式,并提出了以 120° 和 60° 划分区域的 2 种控制方案;杜建生等人^[12]通过力学矢量合成原理和数学分析,提出了 2 个推靠块控制导向合力的大小和方向、1 个推靠块采用浮动支撑的控制方案,并给出了静态推靠式旋转导向工具控制算法框图;G. Wang 等人^[13]基于下部钻具组合力学分析,提出了导向力的动态搜索方法,并给出了井眼轨迹的动态调整策略。在造斜率预测方面,H. Karisson 等人^[14]提出了三点定圆法,利用几何原理,将钻头、下稳定器、上切点当作同一圆弧上的 3 个点,求解该圆弧的曲率并作为导向钻具组合的造斜率,但忽略了钻具刚度和钻井参数的影响;M. Birades 等人^[15]提出了“平衡曲率法”,利用最小势能原理,将钻头侧向力等于零时的井眼曲率作为导向工具造斜率的评价标准,但未充分考虑钻头切削性能和地层各向异性的影响,且实钻过程中难以达到该状态,导致计算结果大于实测值;管志川等人^[16]提出了钻进趋势角的概念,通过计算钻头侧向力和钻压联合作用下的合位移,确定了钻进方向与钻头轴线的夹角,并将其作为造斜率预测的评价指标,然而趋势角与造斜率之间缺少明确的定量关系,不利于造斜率的准确预测。

调研分析认为,目前的静态推靠式旋转导向工具造斜率预测方法未考虑推靠块控制方式及钻进过程的影响,影响了造斜率预测精度。为此,基于该旋转导向工具的工作原理,考虑导向工具的结构特性,建立了静态推靠式导向控制模型,形成了可靠的导向力控制方案,并将其引入到钻具组合力学模型中,结合钻头-地层相互作用,建立了零侧向钻速下折算造斜率的计算方法。实例分析表明,该方法全面考虑了导向工具结构、钻井参数、钻头侧向切削能力及地层性质等因素的影响,可以提高静态推

靠式旋转导向工具造斜率的预测精度,也可为导向钻具组合及钻井参数优化提供理论依据。

1 静态推靠式旋转导向工具基本结构及工作原理

静态推靠式旋转导向工具主要由导向短节(包含推靠块)、柔性短节和测量短节(包括随钻测量工具和随钻测井工具)等组成,如图 1 所示。其中,导向短节主要包括旋转芯轴与不旋转外套,不旋转外套上安装有测控系统、井下 CPU、液压系统和导向执行机构;旋转芯轴下接钻头,上接钻柱,具有传递扭矩、钻压和输送钻井液的作用^[17]。

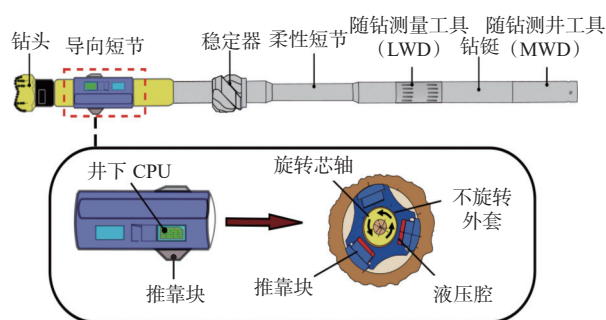


图 1 静态推靠式旋转导向工具基本结构

Fig.1 Basic structure of static push-the-bit RST

静态推靠式旋转导向工具的基本工作原理为:当 3 个推靠块分别以不同液压力推靠井壁时,将对导向钻具组合产生一个导向力,通过控制 3 个推靠块液压力的大小,可控制导向力的大小和方向,使得钻头偏离工具轴线切削井壁的一侧,实现导向功能,如图 2 所示。

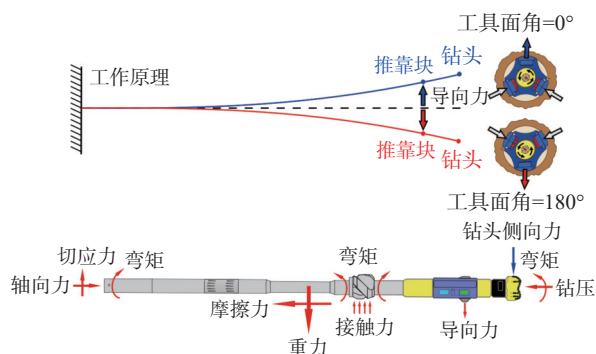


图 2 静态推靠式旋转导向系统基本工作原理

Fig.2 Working principle of static push-the-bit RST

2 静态推靠式导向控制模型

根据静态推靠式旋转导向工具的工作原理,当需要调整导向力大小和方向时,控制模块会对3个液压模块进行液压力分配,从而控制导向合力和工具造斜率。为了便于分析,可建立由3个分力 F_1 、 F_2 和 F_3 构成的平面汇交力系 oxy ,如图3所示。

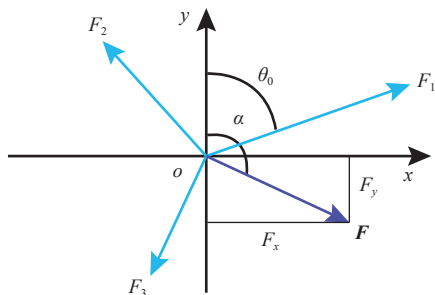


图3 平面三力汇交力系

Fig.3 Planar three-force concurrent force system

令 y 轴的正方向为高边方向, F 为3个分力 F_1 、 F_2 和 F_3 的导向合力, F 与 F_1 与高边方向的夹角分别为 α 和 θ_0 ,根据矢量合成法则,可得到导向合力 F 在 x 轴和 y 轴方向的投影分量 F_x 和 F_y 的表达式:

$$\begin{cases} F_x = F_1 \sin \theta_0 + F_2 \sin(240^\circ + \theta_0) + F_3 \sin(120^\circ + \theta_0) \\ F_y = F_1 \cos \theta_0 + F_2 \cos(240^\circ + \theta_0) + F_3 \cos(120^\circ + \theta_0) \end{cases} \quad (1)$$

$$(F_1, F_2, F_3) \in \{(F_1^1, F_2^1, F_3^1), (F_1^2, F_2^2, F_3^2), \dots, (F_1^n, F_2^n, F_3^n)\} \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (5)$$

$$(F_1^n)^2 + (F_2^n)^2 + (F_3^n)^2 - F_1^n F_2^n - F_1^n F_3^n - F_2^n F_3^n \geq 0 \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (6)$$

当3个分力中任意2个力达到最大值,剩余一个分力为0时,可得到最大导向合力 $F_{\max}$ 。因此,导向合力 F 会落在正六边形内,如图4所示。

钻进过程中,旋转芯轴也会带动不旋转外套缓慢旋转,转速为2~4 r/h。因工具结构的原因,无法阻止外套旋转,这就需要3个分力随着外套的旋转做相应的调整,以维持要求的导向合力的大小和方

式中: F_1 、 F_2 和 F_3 为旋转导向工具3个方向上的分力; F_x 和 F_y 分别为旋转导向工具的导向合力 F 在 x 轴和 y 轴方向的投影分量; θ_0 为 F_1 与高边方向的夹角,rad。

导向合力 F 的大小和夹角 α 的表达式为:

$$\begin{cases} F(F_x, F_y) = \sqrt{F_x^2 + F_y^2} \\ \tan \alpha = F_y / F_x \end{cases} \quad (2)$$

式中: F 为导向合力 F 的大小,kN; α 为导向合力 F 与高边方向的夹角,rad。

将式(2)代入式(1)可得:

$$\begin{cases} F(F_1, F_2, F_3) = \sqrt{F_1^2 + F_2^2 + F_3^2 - F_1 F_2 - F_1 F_3 - F_2 F_3} \\ \tan \alpha = \frac{F_1 \cos \theta_0 + F_2 \cos(240^\circ + \theta_0) + F_3 \cos(120^\circ + \theta_0)}{F_1 \sin \theta_0 + F_2 \sin(240^\circ + \theta_0) + F_3 \sin(120^\circ + \theta_0)} \end{cases} \quad (3)$$

从式(3)可以看出,导向合力 F 的大小仅与3个分力的大小有关。

假设初始装置角 θ_0 保持不变,根据图3,有:

$$\begin{cases} F \cos \alpha = F_1 \cos \theta_0 + F_2 \cos(120^\circ + \theta_0) + F_3 \cos(240^\circ + \theta_0) \\ F \sin \alpha = F_1 \sin \theta_0 + F_2 \sin(120^\circ + \theta_0) + F_3 \sin(240^\circ + \theta_0) \end{cases} \quad (4)$$

从式(4)可以看出, F_1 、 F_2 和 F_3 的解有无穷多种,即:

向。由于导向合力的取值范围是正六边形,因此,可将不旋转外套的缓慢旋转视为正六边形旋转,如图5所示。

在图5所示正六边旋转形成的内外包络圆之间的区域中,在导向合力大小保持不变的情况下, F_1 、 F_2 和 F_3 不能任意调整,该区域可视为旋转导向的“控制死区”,在选择导向合力 F 时应避开该区

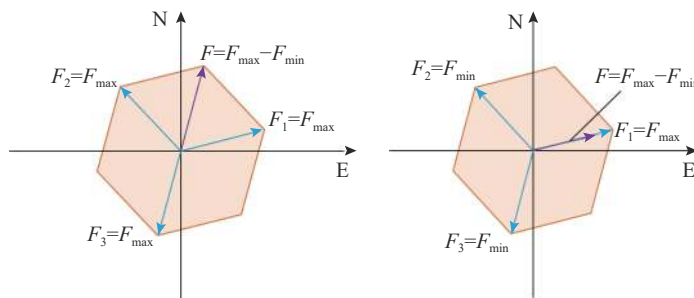


图4 静态推靠式旋转导向工具导向合力取值范围

Fig.4 Range of steerable force for static push-the-bit RST

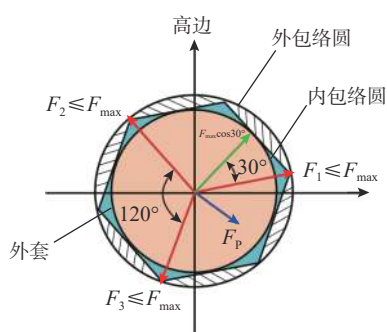


图 5 最大可使用导向合力矢量几何解析

Fig.5 Geometric analysis of available maximum steerable force

域。根据图 5 中的几何关系, 可使用的最大导向合力 F_p 为:

$$F_p = \frac{\sqrt{3}}{2} F_{\max} \quad (7)$$

式中: F_p 为现场施工时导向钻具可以使用的最大导向合力, kN; $F_{\max}$ 为导向钻具理论上可以使用的最大导向合力, kN。

旋转导向钻井过程中, 应满足 $F \leq F_p$ 。

3 静态推靠式导向工具造斜率预测方法

基于导向合力计算结果, 利用下部钻具组合力学分析模型、钻头-地层相互作用模型等对旋转导向工具造斜率进行预测, 基本流程为: 将导向合力的计算结果代入力学模型得到钻头侧向力和钻头转角, 然后将其代入钻头-地层相互作用模型, 得到预测机械钻速和钻进方向, 最后利用零侧向钻速准则对机械钻速进行迭代计算, 实现造斜率的预测, 如图 6 所示。

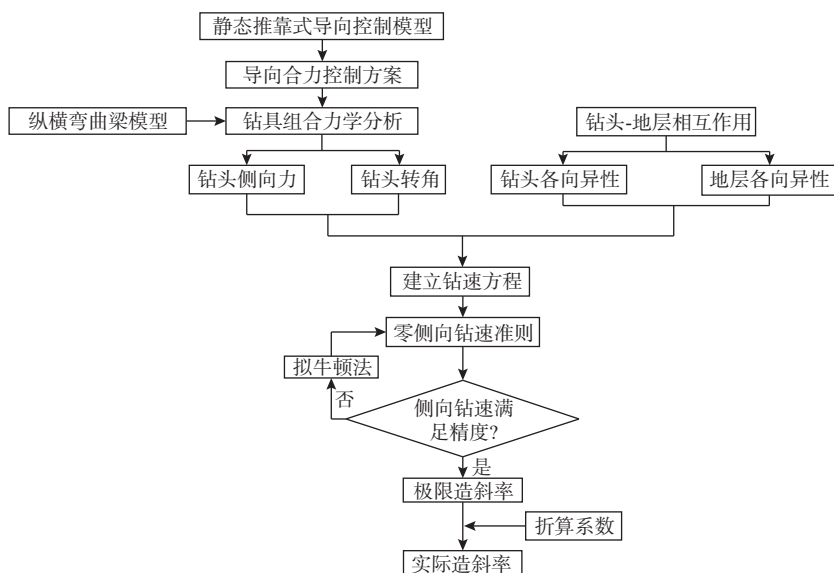


图 6 静态推靠式旋转导向控制与造斜率预测基本流程

Fig.6 Basic flow of static push-the-bit rotary steerable control and build-up rate prediction

3.1 导向钻具组合力学模型

钻井作业时, 旋转导向钻具组合如图 7 所示, 推靠式旋转导向工具受到钻压、导向合力、自重和井壁约束等因素的作用, 力学行为比较复杂。为此, 将旋转导向钻具组合简化为多跨连续的纵横弯曲

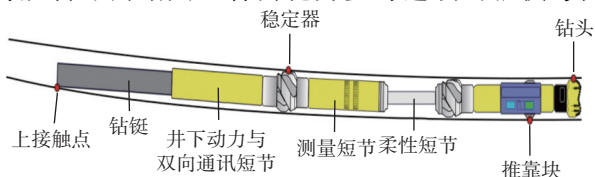


图 7 旋转导向钻具组合基本组成

Fig.7 Structure of rotary steerable BHA

梁, 如图 8 所示。

引入推靠块的作用, 将导向合力 F_p 视为集中力; 钻头、稳定器及上部钻具与井壁的接触点视为简单支座, 根据纵横弯曲梁理论^[18], 得到钻头侧向力 N_b 和转角 α 的表达式:

$$N_b(k) = - \left[\frac{P_b y_1}{L_1} + \frac{q_1 L_1}{2} + \frac{M_1}{L_1} - \frac{F_p (L_1 - L_{11})}{L_1} \right] \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{q_1 L_1^3}{24 E I_1} X(u_1) + \frac{M_1 L_1}{6 E I_1} Z(u_1) + \frac{F_p \sin[k(L_1 - L_{11})]}{P_b \sin(k L_1)} -$$

$$\frac{F_p (L_1 - L_{11})}{P_b L_1} - \frac{y_1}{L_1} \quad (9)$$

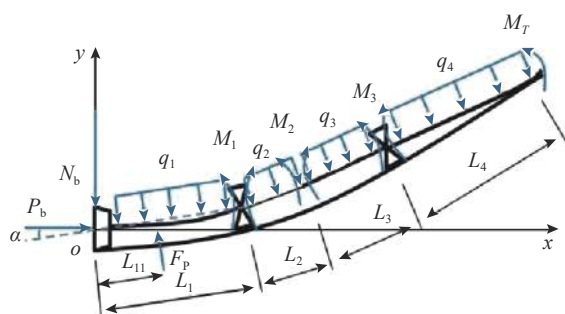


图8 纵横弯曲梁模型

Fig.8 Longitudinal and transverse bending beam model

式中: M_1 为第一跨管柱右端点的弯矩, $\text{kN}\cdot\text{m}$; q_1 为第一跨管柱的浮重, kN ; P_b 为钻压, kN ; L_1 为第一跨管柱的长度, m ; L_{11} 为推靠块到钻头的间距, m ; EI_1 为第一跨管柱的抗弯刚度, $\text{kN}\cdot\text{m}^2$; y_1 为第一跨管柱右端点处的横向位移, m ; k 为造斜率, rad/m ; u_1 为纵横弯曲梁柱的稳定系数; $X(u_1)$, $Z(u_1)$ 为变形放大倍数。

3.2 造斜率预测模型

由于钻头-地层相互作用模型能够定量描述钻进方向与地层岩石性质、钻头侧向切削能力、破岩载荷等参数之间的内在关系,因此,为了提高井眼轨迹的控制精度,根据钻头-地层各向异性理论^[19],可得到钻速的表达式:

$$\begin{bmatrix} v_b \\ v_s \end{bmatrix} = \mathbf{A}^T \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ I_r \end{bmatrix} \cdot \mathbf{A} \cdot \mathbf{B}^T \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ I_b \end{bmatrix} \cdot \mathbf{B} \cdot \begin{bmatrix} P_b \\ N_b \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中: v_b 为轴向钻速, m/h ; v_s 为侧向钻速, m/h ; I_r 为地层各向异性指数; I_b 为钻头各向异性指数; $\mathbf{A}$ 和 $\mathbf{B}$ 为旋转矩阵。

由于造斜率 k 为力学模型的输入参数,因此式(10)也是关于 k 的计算表达式。同时,考虑到旋转导向工具造斜钻进时达到的极限状态,以侧向钻速趋近于零作为其极限造斜率,即:

$$V_s(k) \rightarrow 0 \quad (11)$$

式(11)可采用拟牛顿法求解,能够保证力学模型、钻头-地层相互作用模型、造斜率模型在迭代求解过程中保证良好的稳定性,得到极限造斜率 k 的计算结果。

零侧向钻速条件充分考虑了旋转导向工具结构、钻井参数、钻头侧向切削能力、地层性质等因素的影响,能够很好地表征实际钻进过程中旋转导向工具达到的极限造斜率状态。然而,在井眼轨迹复杂多变、局部岩性不确定性等因素影响下,该状态难以达到。因此,需要引入折算系数 λ 对式(11)进

行修正,即:

$$k_s = \lambda k \quad (12)$$

式中: k_s 为实际造斜率, $(^\circ)/30\text{m}$; λ 为折算系数,需要利用实钻数据反演计算。

4 实例分析

4.1 造斜率预测及折算系数的计算

以某工区的一口实钻井为例,其储层埋深为 3 000~5 000 m,层理和裂缝发育,实钻过程中井斜问题严重。该井应用的钻具组合为: $\phi 215.9 \text{ mm}$ PDC 钻头+ $\phi 210.0 \text{ mm}$ 旋转导向工具+ $\phi 127.0 \text{ mm}$ 无磁承压钻杆+ $\phi 172.0 \text{ mm}$ 直螺杆+ $\phi 168.0 \text{ mm}$ 止回阀+ $\phi 127.0 \text{ mm}$ 斜坡加重钻杆+ $\phi 165.1 \text{ mm}$ 随钻震击器+ $\phi 127.0 \text{ mm}$ 斜坡加重钻杆+ $\phi 127.0 \text{ mm}$ 钻杆。相关参数为:钻压 80~160 kN,钻井液密度 1.34~1.60 kg/L,井径扩大率 13.4%~20.0%,导向力 0~20 kN,钻头各向异性指数 0.42,地层各向异性指数 0.83。

将上述参数输入到旋转导向工具造斜率预测模型中,得到极限造斜率的计算结果,然后利用该井井眼轨迹测量结果计算实际造斜率,再利用式(12)计算得到造斜率的折算系数,该井 3 070~4 290 m 井段造斜率折算系数计算结果如图 9 所示。

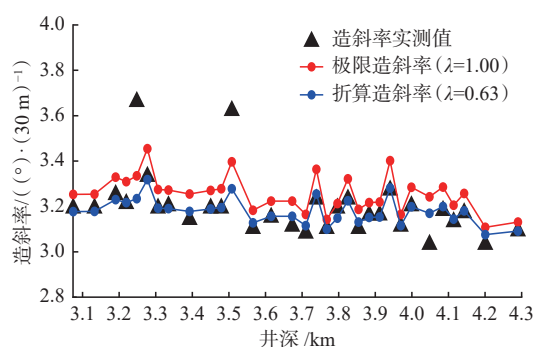


图9 某井3 070~4 290 m 井段造斜率折算系数计算结果
Fig.9 Calculation result of conversion coefficient of build-up rate for 3 070~4 290 m interval of a well

根据造斜率计算结果,采用平均相对误差对造斜率预测模型的计算精度进行评价,结果表明,当折算系数取 0.63 时,造斜率的实测值与预测值的平均相对误差小于 10%。可见,造斜率预测模型的预测精度较高。从图 9 可以看出,仍然存在部分造斜率预测结果不准确的情况。分析认为,其原因是实测数据中不可避免地存在一些异常值,而且现场实际计算参数也存在偏差。

4.2 敏感性分析

旋转导向工具的造斜能力与工具结构、导向合力、钻井参数等密切相关。根据上述计算得到的实钻井折算系数及计算参数,通过调整推靠块和稳定器位置、导向合力大小及方向、钻压等参数,计算分析了推靠式旋转导向工具造斜率的变化规律。

4.2.1 推靠块、稳定器位置的影响

导向合力为 15 kN 时,不同推靠块安放位置(即钻头至推靠块的距离)下,旋转导向工具造斜率随钻头至下稳定器距离(即图 8 中的 L_1 段长度)的变化情况如图 10 所示。从图 10 可以看出,随着 L_1 增大,造斜率呈现先增大后减小的趋势;推靠块距钻头越远,导向力的作用越小,旋转导向工具的造斜率也越小。从图 10 还可以看出,在不同推靠块安放位置下,存在最优的 L_1 ,使得旋转导向工具的造斜率最大。

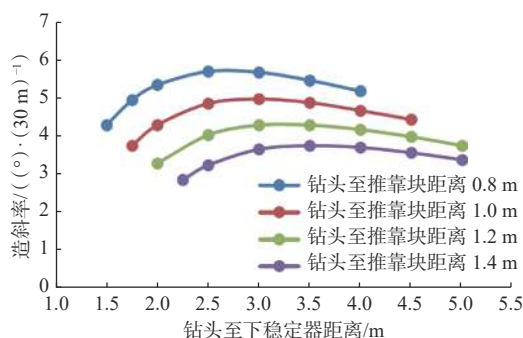


图 10 旋转导向工具造斜率随推靠块、稳定器位置的变化
Fig.10 Change of build-up rate of RST with positions of push-the-bit unit and stabilizer

4.2.2 导向工具面的影响

不同导向合力下,旋转导向工具造斜率随工具面角的变化情况如图 11 所示。从图 11 可以看出,随着导向合力增大,旋转导向工具的造斜率增大。在导向合力不变的条件下,当工具面角为 0° 时,导向合力方向与高边方向基本一致,此时重力作用与推靠作用相互冲突,使得旋转导向工具的造斜率最小;当工具面角为 180° 时,导向合力方向与高边方向相反,重力和导向合力对造斜率作用方向一致,此时旋转导向工具的造斜率最大。由此可见,通过设置不同的导向工具面角,可实现增斜、降斜、扭方位等井眼轨迹控制模式。

4.2.3 钻压的影响

不同导向合力下,旋转导向工具造斜率随钻压的变化情况如图 12 所示。从图 12 可以看出,在导向合力相同的条件下,随着钻压增大,旋转导向工

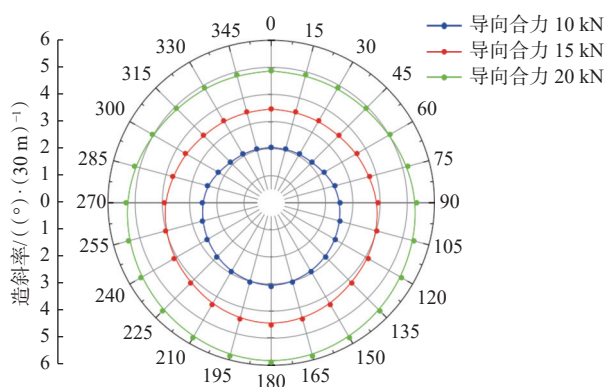


图 11 旋转导向工具造斜率随导向工具面角的变化
Fig.11 Change of build-up rate of RST with steerable tool-face angle

具造斜率降低;在钻压相同的条件下,导向合力越大,旋转导向工具的造斜率越大。分析认为,随着导向合力与钻压比值减小,推靠块的推靠效应减弱,导致旋转导向工具的造斜率降低。导向合力比较高时,推靠块的推靠效应减弱幅度更大,旋转导向工具造斜率降低速度更快。

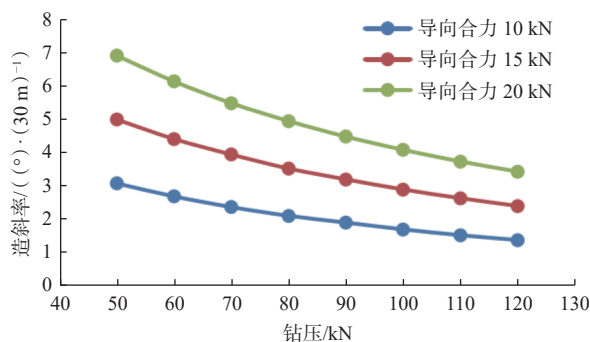


图 12 旋转导向工具造斜率随钻压的变化
Fig.12 The change of build-up rate of RST with WOB

5 结 论

1) 现场作业时,静态推靠式旋转导向工具的旋转芯轴会带动不旋转外套缓慢旋转,导致出现“控制死区”。根据力矢量合成法则及几何分析,静态推靠式旋转导向工具可使用的最大导向合力为理论最大导向合力的 $\sqrt{3}/2$ 倍。

2) 基于零侧向钻速下的折算造斜率预测模型综合考虑了导向钻具组合力学特性、钻头-地层相互作用、钻井参数、工具结构等因素,能够提高造斜率预测的精度,满足井眼轨迹精确控制的需要。

3) 折算系数的选取能够反映旋转导向工具的结构特性、钻井参数、钻头侧向切削能力和地层性质

等不同因素对造斜率的影响程度,为钻具组合和钻井参数优化提供了有力支持。

4) 旋转导向工具造斜率敏感性分析结果发现,导向合力、钻压对旋转导向工具造斜率的影响显著,因此,钻井作业时应适当缩短钻头与稳定器距离、降低钻压,以提高旋转导向工具的造斜率。

参 考 文 献

References

- [1] 姜伟,蒋世全,盛利民,等. 旋转导向钻井工具系统的研究及应用[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(5): 21–24.
JIANG Wei, JIANG Shiquan, SHENG Limin, et al. Research on rotary navigation drilling tools and its application[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(5): 21–24.
- [2] 徐坤吉,熊继有,陈军,等. 深井水平井水平段水力延伸能力评价与分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(6): 101–106.
XU Kunji, XIONG Jiyu, CHEN Jun, et al. The evaluation and analysis of hydraulic extensions ability of horizontal section in deep horizontal wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2012, 34(6): 101–106.
- [3] JEREZ H, TILLEY J. Advancements in powered rotary steerable technologies result in record-breaking runs[R]. SPE 169348, 2014.
- [4] 江波,李晓军,程召江,等. 一种静止推靠式旋转导向钻井系统的设计方案[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(3): 19–22.
JIANG Bo, LI Xiaojun, CHENG Zhaojiang, et al. Design scheme of a static push-the-bit rotary steering drilling system[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 19–22.
- [5] 王舸,黄文君,高德利. 滑动钻进造斜率预测与分析[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(2): 139–144.
WANG Ge, HUANG Wenjun, GAO Deli. Prediction and analysis of build-up rate during sliding drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(2): 139–144.
- [6] 黄文君,王舸,高德利. 推靠式旋转导向工具造斜率预测方法[J]. 天然气工业, 2021, 41(7): 101–106.
HUANG Wenjun, WANG Ge, GAO Deli. A method for predicting the build-up rate of “push-the-bit” rotary steering tool[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(7): 101–106.
- [7] 张晓广,邵明仁,傅文伟,等. Geo-Pilot 旋转导向钻井系统在水平分支井中的应用[J]. 海洋石油, 2013, 33(1): 92–95.
ZHANG Xiaoguang, SHAO Mingren, FU Wenwei, et al. Application of Geo-Pilot rotary steerable drilling system in horizontal multi-lateral well[J]. Offshore Oil, 2013, 33(1): 92–95.
- [8] 姜伟,蒋世全,付鑫生,等. 旋转导向钻井技术应用研究及其进展[J]. 天然气工业, 2013, 33(4): 75–79.
JIANG Wei, JIANG Shiquan, FU Xinsheng, et al. Application of rotary steering drilling technology and its research progress[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 75–79.
- [9] 陈启文,董瑜,王飞,等. 苏里格气田水平井开发技术优化[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 39–42.
CHEN Qiwen, DONG Yu, WANG Fei, et al. Optimization of horizontal well development technology in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 39–42.
- [10] 史配铭,李晓明,倪华峰,等. 苏里格气田水平井井身结构优化及钻井配套技术[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(6): 29–36.
SHI Peiming, LI Xiaoming, NI Huafeng, et al. Casing program optimization and drilling matching technologies for horizontal wells in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(6): 29–36.
- [11] 李士斌,王业强,张立刚,等. 静态推靠式旋转导向控制方案分析及优化[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(4): 12–15.
LI Shibin, WANG Yejiang, ZHANG Ligang, et al. Analysis and optimization of static push-the-bit rotary steering control scheme[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(4): 12–15.
- [12] 杜建生,刘宝林,夏柏如. 静态推靠式旋转导向系统三支撑掌偏置机构控制方案[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 5–10.
DU Jiansheng, LIU Baolin, XIA Bairu. The control scheme for three-pad static bias device of push-the-bit rotary steerable system[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 5–10.
- [13] WANG Ge, HUANG Wenjun, SHI Xiaolei, et al. Prediction and optimization method of drilling trajectory for push-the-bit rotary steering tools[R]. ARMA-2022-0517, 2022.
- [14] KARLSSON H, BRASSFIELD T. Performance drilling optimization[R]. SPE 13474, 1985.
- [15] BIRADES M, FENOUL R. A microcomputer program for prediction of bottomhole assembly trajectory[J]. SPE Drilling Engineering, 1988, 3(2): 167–172.
- [16] 管志川,史玉才,夏焱,等. 底部钻具组合运动状态及钻进趋势评价方法研究[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 24–27.
GUAN Zhichuan, SHI Yucai, XIA Yan, et al. Research on motion state of bottom hole assembly and the evaluation method of drilling tendency[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 24–27.
- [17] 李作会,孙铭新,韩来聚. 旋转自动导向钻井技术[J]. 石油矿场机械, 2003, 32(4): 8–10.
LI Zuohui, SUN Mingxin, HAN Laiju. Rotary steering drilling technology[J]. Oil Field Equipment, 2003, 32(4): 8–10.
- [18] 白家祉,苏义脑. 井斜控制理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 44–196.
BAI Jiazhì, SU Yinao. Inclined wellbore control theory and practice[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 44–196.
- [19] 高德利. 钻头和地层各向异性钻井特性的一种表达方法[J]. 石油学报, 1994, 15(2): 126–132.
GAO Deli. A diagrammatic method for drilling characteristics of formation anisotropy and drill bit[J]. Acta Petrolei Sinica, 1994, 15(2): 126–132.

[编辑 陈会年]