引用格式：赵勃宇, 魏凯, 李忠慧, 等. 准噶尔盆地页岩油气水平井底部钻具组合地质工程一体化研究[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(6): 1338-1346.
Zhao Boyu, Wei Kai, Li Zhonghui, et al. Geology-engineering integrated study of bottom hole assembly selection for shale oil and gas horizontal wells in Junggar Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(6): 1338-1346.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20250048

准噶尔盆地页岩油气水平井底部钻具组合地质工程一体化研究

赵勃宇[1,2], 魏 凯[1,2], 李忠慧[1,2,3], 席传明[4], 吴德胜[4], 赵国山[5]
（1.低碳催化与二氧化碳利用全国重点实验室，湖北 武汉 430100；2.油气钻完井技术国家工程研究中心，湖北 武汉 430100；3.长江大学西部研究院，新疆 克拉玛依 834000；4.中国石油新疆油田公司采油工艺研究院，新疆 克拉玛依 834000；5.中石化经纬有限公司胜利定向公司，山东 东营 257064）

摘要：水平井技术已成为页岩油气等非常规资源经济高效开发的关键手段，其钻井效果在很大程度上取决于底部钻具组合与页岩地层地质力学特性之间的匹配程度。然而，现有研究对地质力学特性、钻具结构参数与钻井工艺参数之间的协同影响机制尚不明确，导致在实际钻井过程中难以实现精准、高效的轨迹控制。为此，本研究以新疆准噶尔盆地某典型页岩油区块地质资料及钻井数据为基础，建立了一套融合地质力学特性、钻具结构力学与钻井动力学的数值模拟方法，重点分析扶正器数量、分布位置、扶正器肋骨片陷入地层深度以及钻压、转速等钻井机械参数对底部钻具组合导向能力的综合影响，旨在揭示不同参数之间的动态耦合机制并寻求最优匹配方案。研究发现：与可在钻井过程中实时调整的钻压、转速等钻井参数相比，扶正器的结构配置，尤其是扶正器的数量、扶正器与钻头之间的间距，以及扶正器肋骨片在页岩地层中的有效陷入深度对导向能力的影响更为敏感。基于此机理，本研究提出了以“近钻头扶正器增布、间距精确控制、陷入深度优化”为核心的结构优化策略。经模拟验证与案例对比表明，该方法可显著提升底部钻具组合的导向性与钻井效率。研究成果为页岩油气水平井底部钻具组合的精细化设计提供了理论依据与关键技术支撑。

关键词：准噶尔盆地；水平井；页岩油；页岩气；地质模型；钻具组合；数值模拟；地质工程一体化
中图分类号：TE243 **文献标识码：**A

Geology-engineering integrated study of bottom hole assembly selection for shale oil and gas horizontal wells in Junggar Basin

Zhao Boyu[1,2], Wei Kai[1,2], Li Zhonghui[1,2,3], Xi Chuanming[4], Wu Desheng[4], Zhao Guoshan[5]

*(1. National Key Laboratory of Low-Carbon Catalysis and Carbon Dioxide Utilization, Wuhan, Hubei 430100, China;
2. National Engineering Research Center for Oil & Gas Drilling and Completion Technology, Wuhan, Hubei 430100, China;
3. Western Research Institute, Yangtze University, Karamay, Xinjiang 834000, China;
4. Oil Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;
5. Shengli Directional Drilling Company, Sinopec MATRIX CO., LTD., Dongying, Shandong 257064, China)*

Abstract: Horizontal well technology has become a key method for the economical and efficient development of unconventional resources such as shale oil and gas. The drilling performance largely depends on the degree of matching between the bottom hole assembly (BHA) and the geomechanical properties of shale formations. However, existing studies do not fully clarify the synergistic effects between the geomechanical properties, the BHA structural parameters, and the drilling process parameters, making it difficult to achieve precise and efficient trajectory control during actual drilling operations. Based on geological data and drilling information from a typical shale oil block in the Junggar Basin of Xinjiang, this study developed a numerical simulation method integrating geomechanical properties, BHA structural mechanics, and drilling dynamics. The study focused on analyzing the comprehensive impacts of parameters such as the number and distribution of stabilizers, the depth of stabilizer rib penetration into the formation, as well as drilling parameters such as weight on bit (WOB) and rotary speed on the steering capability of the bottom hole assembly. The aim is to reveal the dynamic coupling mechanisms between these

收稿日期：2026-01-20。
第一作者简介：赵勃宇（1998—），男，在读硕士研究生，从事非常规油气研究。地址：湖北省武汉市蔡甸区蔡甸街道大学路长江大学武汉校区，邮政编码：430100。E-mail：zhaoboyu98@163.com
通信作者简介：魏凯（1983—），男，博士，教授，主要从事储层改造动力学、新能源开发与储备、智能钻井风险监控等方面的教学和研究工作。地址：湖北省武汉市蔡甸区蔡甸街道大学路长江大学武汉校区，邮政编码：430100。E-mail：weikai630@163.com
基金项目：国家科技重大专项“准噶尔盆地二叠系陆相页岩油勘探开发技术与集成示范”（2025ZD1405002）；新疆维吾尔自治区天山英才计划项目“准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡二叠系风城组页岩油钻井提速技术研究”（2022TSYCCX0055）。

parameters and to seek the optimal matching solution. The study found that, compared to drilling parameters such as WOB and rotary speed, which can be adjusted in real-time during drilling operations, the structural configuration of stabilizers—especially the number of stabilizers, the spacing between stabilizers and the drill bit, and the effective penetration depth of stabilizer ribs into the shale formation—had a more sensitive impact on the steering capability. Based on this mechanism, the study proposed a structural optimization strategy focusing on "increased stabilizer placement near the bit, precise spacing control, and optimized penetration depth." Simulations and case comparisons showed that this method could significantly improve the steering performance and drilling efficiency of the bottom hole assembly. The findings provide a theoretical basis and key technical support for the refined design of bottom hole assemblies in shale oil and gas horizontal wells.

Keywords: Junggar Basin; horizontal well; shale oil; shale gas; geological model; bottom hole assembly; numerical simulation; geology-engineering integration

在页岩油气资源开发中，钻井工程的效率与质量直接影响整个油气田开发的经济效益，底部钻具组合的设计优化作为其核心技术之一，尤其对于地质条件复杂、井眼轨迹控制要求苛刻的页岩水平井，直接关系到轨迹精准控制、作业效率提升及工程风险降低[1]。扶正器作为底部钻具组合的关键部件，承担着稳定钻柱、减小摩阻、控制井眼轨迹等多重作用，其在岩石力学特性复杂页岩地层中的工作行为，直接关系钻井作业的成败[2-4]。然而在实际应用中，扶正器配置与页岩地层地质特性之间的不匹配，严重影响了井下钻具动态稳定性与井眼轨迹质量。

针对底部钻具组合的设计优化，国内外学者和工程技术人员进行了广泛的探索[5-6]。胡贵等[7]在导向力分析中引入稳定器实际偏心距，建立结构偏心距模型以描述因直棱稳定器结构中的槽角而使其等效外径发生周期性变化，替代传统的理想圆柱面假设，有效揭示了导向力的波动规律；狄勤丰等[8]针对气体钻井钟摆钻具组合提出了基于拉格朗日方程的非线性动力学分析方法，通过建立预弯曲结构动态等效模型，结合简支梁准静态假设求取钻头动态侧向力，提升了计算效率与工程适用性；王廷等[9]研究了钻具组合力学防斜能力，指出钻压对钟摆与塔式钻具组合防斜能力影响显著，而对单弯螺杆导向钻具的影响较小，同时强调地层倾角作为被动式防斜钻具控制能力的主控因素，为复杂地层钻井提供了技术支撑；Panayirci等[10]采用引导预测建模方法优化底部钻具组合配置，评估不同工况下的表现，减少钻井过程中的导向误差和机械损伤；Faghihi等[11]研究多重再生效应下钻具系统的轴向和扭转动力学，通过延迟微分代数方程建模，并引入基于固定坐标系中岩石表面深度函数的新方法计算切削深度，实现了顶驱与底部钻具组合的动力耦合；Bo等[12]基于纵横弯曲理论提出了深井垂直钻柱动力学仿真方法，通过等效化上部钻柱参数建立动态等效模型，在保证精度的同时显著提升了计算效率；Zhang等[13]为提升底部钻具组合建模效率与精度，提出一种基于有限元与拉格朗日乘子法的3D接触算法，可快速计算底部钻具组合与井壁的接触，计算结果与实际数据吻合良好。

本文以新疆准噶尔盆地某页岩油区块水平井钻井过程中出现的扶正器陷入地层问题为研究切入点，开展适用于该区域页岩地层特性的扶正器陷入行为评价，并与底部钻具组合优化设计方法相结合，借助数值模拟与优化算法的协同分析，实现对页岩地层条件下底部钻具组合动态导向能力的精准预测与优化提升。

1 底部钻具组合导向能力模拟分析方法

在钻井作业中，扶正器陷入地层是它与井壁相互作用的直接体现，新疆准噶尔盆地页岩地层普遍表现出脆性、易破碎等地层特征，扶正器的几何参数、钻柱的受力状态及钻井参数等都会影响其陷入深度。若陷入过深可能导致井壁破坏、井眼扩径等问题，甚至引发井眼坍塌，反之则可能导致扶正效果下降，抑制底部钻具性能及井眼轨迹控制效果[14-15]。

为准确评估页岩地层中扶正器陷入地层的深度及其对底部钻具组合动态性能的影响，本研究建立了融合地质力学、扶正器井壁接触相互作用、扶正器配置及钻井参数于一体的底部钻具组合地质工程一体化动态评价模型，定量揭示扶正器陷入行为对轨迹控制的影响机理，并结合水平井轨迹控制理论与钻具系统动力学分析，通过协调多因素间的动态匹配关系，提升该区块页岩水平井的轨迹控制精度。下文将系统阐述扶正器陷入地层深度评价方法及底部钻具组合优化模型的构建与应用。

1.1 扶正器陷入地层数值模拟方法

扶正器陷入地层主要是指钻井过程中扶正器肋骨片在侧向力的持续作用下逐步被压入井壁围岩的现象。为研究这一过程中肋骨片与岩石之间的接触摩擦、岩石发生大变形及弹塑性破坏问题，本文构建了如图1所示的模型，并做出如下假设：

1）扶正器肋骨片平稳压入岩石，可以视为准静态问题。

2）扶正器由高强度合金制成，如表1所示，页岩弹性

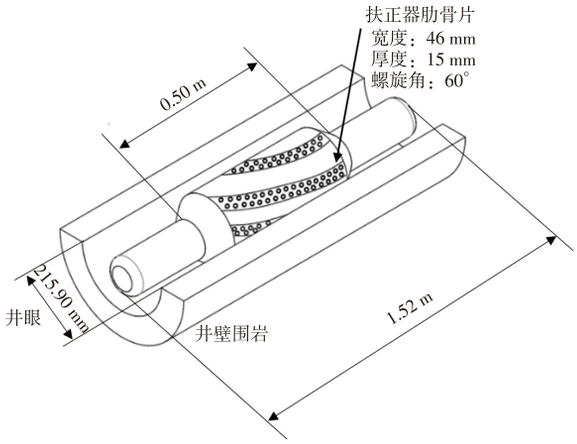


图1　扶正器肋骨片压入岩石模型

Fig. 1　Model of stabilizer ribs penetrating into rock

表1　扶正器肋骨片与页岩地层弹性模量对比

Table 1　Comparison of elastic modulus between stabilizer ribs and shale formation

扶正器肋骨片弹性模量/GPa	页岩试样	
	编号	弹性模量/GPa
200～210	1	46.076
	2	19.724
	3	23.884
	4	54.316
	5	27.054

模量由室内实验测得，其肋骨片的弹性模量远高于岩石，压入过程中的形变量相较于岩石可以忽略不计，因此将其简化为刚性体进行建模。

3）被压入岩石视为弹塑性材料。

4）肋骨片与岩石表面之间存在摩擦，摩擦系数采用实钻数据反演得到的等效平均摩擦系数。

为研究扶正器肋骨片陷入岩石过程中的力学本质，本文引入任意ALE（任意拉格朗日-欧拉方法）对其进行数值模拟[16]。该方法将地层和计算网格分离开，每一个增量步划分为2个阶段：拉格朗日步和欧拉步。拉格朗日步时网格和地层岩石一起扭曲，求解控制方程得到地层位移；欧拉步则在变形区域重新生成质量更优的网格，并确定网格位移。将所有变量从拉格朗日步的扭曲网格映射到新产生的网格，在维持计算精度的同时确保网格质量[17]。

为准确描述岩石变形过程，采用拉格朗日坐标系标识初始时刻岩石未破坏的形状，其位置由矢量 $\boldsymbol{X}$ 表示；采用欧拉坐标系表征岩石发生破坏后的形状，其位置为矢量 $\boldsymbol{x}$。ALE方法引入一个中间参考形状，观察者位置与该参考形状同步移动，所见岩石形状保持不变，而岩石初始形状和当前形状都相对于参考形状运动。引入参考坐标系以位置矢量 $\boldsymbol{\xi}$ 表示岩石质点在该坐标系下的位置，函数关系 $\boldsymbol{\xi}=\boldsymbol{\xi}(\boldsymbol{X},t)$ 描述岩石质点在该参考坐标系中的运动规律；$\boldsymbol{x}=\boldsymbol{x}(\boldsymbol{\xi},t)$ 则表征参考点在空间中的运动规律。

为保证各个坐标系之间的可逆映射关系，联接初始形状与当前形状间关系的雅克比行列式 J 和联接参考形状与当前形状关系的雅克比行列式 J' 都需满足非零条件，即：

$$J=\left|\frac{\partial \boldsymbol{x}_i}{\partial \boldsymbol{X}_i}\right|\neq 0,\ J'=\left|\frac{\partial \boldsymbol{x}_i}{\partial \boldsymbol{\xi}_i}\right|\neq 0,\ i=1,2,3 \tag{1}$$

依据定义，t 时刻物质点的空间运动速度、参考点的网格速度、地层接触点在参考坐标系中的相对速度皆可由其位置矢量对时间求导确定，即：

$$\begin{cases}\boldsymbol{u}_i=\left.\dfrac{\partial \boldsymbol{x}(\boldsymbol{X},t)}{\partial t}\right|_{\boldsymbol{X}_i}\\ \boldsymbol{u}_i'=\left.\dfrac{\partial \boldsymbol{x}(\boldsymbol{\xi},t)}{\partial t}\right|_{\boldsymbol{\xi}_i}\\ \boldsymbol{u}_i''=\left.\dfrac{\partial \boldsymbol{\xi}(\boldsymbol{X},t)}{\partial t}\right|_{\boldsymbol{X}_i}\end{cases} \tag{2}$$

式中：J 为联接初始形状与当前形状间关系的雅克比行列式；J' 为联接参考形状与当前形状关系的雅克比行列式；$\boldsymbol{x}_i$ 为某一岩石质点在欧拉坐标系中的位置；$\boldsymbol{X}_i$ 为某一岩石质点在拉格朗日坐标系中的位置；$\boldsymbol{\xi}_i$ 为某一岩石质点在参考坐标系中的位置；$\boldsymbol{u}_i$ 为某一时刻物质点的空间运动速度，单位m/s；$\boldsymbol{u}_i'$ 为参考坐标系中某一网格点的运动速度，单位m/s；$\boldsymbol{u}_i''$ 为某一地层接触点在参考坐标系中的相对速度，单位m/s；t 为某一时刻；$\boldsymbol{x}$ 为岩石质点在欧拉坐标系中的位置；$\boldsymbol{X}$ 为岩石质点在拉格朗日坐标系中的位置；$\boldsymbol{\xi}$ 为岩石质点在参考坐标系中的位置。

在任意拉格朗日-欧拉参考坐标系中，参考域是已知的，各物理量物质导数通过该物理量参考导数获得，即：

$$\begin{cases}\boldsymbol{u}_i=\boldsymbol{u}_i'+\dfrac{\partial \boldsymbol{x}_j(\boldsymbol{\xi},t)}{\partial \boldsymbol{\xi}_j}\boldsymbol{u}_i''=\boldsymbol{u}_i'+\boldsymbol{c}_i\boldsymbol{u}''\\ \boldsymbol{c}_i=\dfrac{\partial \boldsymbol{x}_j[\boldsymbol{\xi}(\boldsymbol{X},t),t]}{\partial \boldsymbol{\xi}_j}\end{cases},\ i,j=1,2,3 \tag{3}$$

根据其物理量 $p(\boldsymbol{\xi},t)$ 的物质导数，将控制方程转化到参考坐标系下求解：

$$\left.\frac{\partial p}{\partial t}\right|_{\boldsymbol{X}}=\left.\frac{\partial p(\boldsymbol{\xi},t)}{\partial t}\right|_{\boldsymbol{\xi}}+\boldsymbol{c}_i\frac{\partial p}{\boldsymbol{x}_i} \tag{4}$$

式中：$\boldsymbol{u}''$ 为地层接触点在参考坐标系中的速度，单位m/s；$\boldsymbol{c}_i$ 为变形梯度张量；$\boldsymbol{\xi}_j$ 为某一岩石质点在参考坐标系中的位置；$\boldsymbol{x}_j$ 为某一岩石质点在欧拉坐标系中的位置；p 为任意拉格朗日-欧拉坐标系中的某一物理量。

为准确模拟扶正器肋骨片压入岩石的过程，采用综合考虑静水压力和中间主应力影响的D-P（德鲁克-普拉格）强度准则，能有效反映剪切力引起的岩石膨胀现象[18-19]。

当前岩石的内聚力、内摩擦角等参数多为基于M-C（莫尔-库仑）准则获得，在使用D-P准则进行求解前需进行转换：

$$\begin{cases}\tan\delta=\dfrac{6\sin\varphi}{3-\sin\varphi}\\ K=\dfrac{3-\sin\varphi}{3+\sin\varphi}\\ \sigma_c=\dfrac{2C\cos\varphi}{1-\sin\varphi}\end{cases}\tag{5}$$

式中：δ为D-P准则对应的岩石内摩擦角，单位（°）；K为D-P准则对应的岩石内流应变率；σ_c为D-P准则对应的岩石内屈服强度，单位MPa；φ为M-C准则对应的岩石内摩擦角，单位（°）；C为M-C准则对应的岩石内聚力，单位MPa。

M-C准则在三维应力空间中表达式为：

$$\sqrt{J_2}-\frac{\sin\varphi}{3\left(\cos\theta_\sigma+\sin\theta_\sigma\sin\varphi/\sqrt{3}\right)}I_1-\frac{c\cos\varphi}{\cos\theta_\sigma+\sin\theta_\sigma\sin\varphi/\sqrt{3}}=0\tag{6}$$

式中：c为黏聚力，单位MPa；I_1为应力张量第一不变量；J_2为偏应力张量第二不变量；θ_σ为应力Lode角，单位（°）。

当岩石的黏聚力和内摩擦角不变时，M-C准则屈服面由θ_σ决定，定义：

$$\begin{cases}\lambda=\dfrac{\sin\varphi}{3\left(\cos\theta_\sigma+\sin\theta_\sigma\sin\varphi/\sqrt{3}\right)}\\ \kappa=\dfrac{c\cos\varphi}{\cos\theta_\sigma+\sin\theta_\sigma\sin\varphi/\sqrt{3}}\end{cases}\tag{7}$$

则式（6）可简化为：

$$\sqrt{J_2}-\lambda I_1-\kappa=0\tag{8}$$

此即为D-P准则的统一表达式，θ_σ的大小控制着D-P准则和M-C准则的对应关系。

为计算压入深度，通过在模型顶部施加压力定义压入岩石边界条件，考虑到压入速率影响较小，将岩石视为速率无关材料，实现肋骨片的准静态压入模拟，通过调整载荷边界模拟压入过程。肋骨片压入岩石属于接触非线性问题，时间效应不显著，按准静态过程处理。为保证计算收敛，采用显式动力学方法求解，并使时间步长大于模型最低阶自振模态周期的10倍，以维持分析精度。针对静态求解耗时问题，基于岩石的速率无关特性，通过质量放大与逐步加载技术对显式动力学求解过程进行修正，从而减少位移突变引起的动态冲击效应，提升计算效率。

1.2 底部钻具组合模拟分析方法

纵横弯曲理论将底部钻具组合简化为均匀弹性梁，考虑轴向、横向、弯曲和扭转载荷的相互作用，把钻具与井壁的接触问题简化为分布载荷形式[19-22]。然而实钻中扶正器与井壁的接触并非理论假设的理想点接触，其陷入效应会显著改变井壁反作用力的分布。为了更精准地模拟底部钻具组合的动态响应，本研究在数值模型中引入了扶正器陷入地层深度作为关键耦合因素，提升其受力与变形预测的准确性。

在模型中，钻压、钻具自重和井眼摩擦力的作用可通过轴向力平衡方程来描述：

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}F_z}{\mathrm{d}z}=-q_g-f_f\\ f_f=\mu k[y(z)-r_w]\\ q_g=\rho_s Ag\cos\theta\end{cases}\tag{9}$$

式中：F_z为钻具在轴向某位置z处的轴向力，单位kN；q_g为钻柱线重，单位kN/m；f_f为摩擦力，单位kN；μ是摩擦系数；k为井壁岩石的强度系数；$y(z)$为钻具横向位移，单位mm；r_w为该处与井壁之间的间隙，单位mm；ρ_s为钻具刚体密度，单位kg/m^3；A为钻柱的横截面积，单位m^2；g为重力加速度，单位m/s^2；θ为井斜角，单位（°）。

钻具横向弯曲变形可由四阶偏微分方程描述，综合考虑井眼轨迹曲率与横向外载荷作用，其边界条件取决于钻具两端的约束形式：

$$\begin{cases}EI\dfrac{\mathrm{d}^4y(z)}{\mathrm{d}z^4}+q_y=0\\ q_w=k[y(z)-(r_w-d_s)]\end{cases}\tag{10}$$

式中：E为钻具元件的杨氏模量，单位MPa；I为钻具截面的惯性矩，单位m^4；q_y为横向分布载荷，N/m；q_w为井壁反作用力，单位N；d_s为扶正器陷入地层深度，单位m。

底部钻具组合三弯矩方程可表示为：

$$\begin{cases}\dfrac{M_0L_1}{3EI_1}+\dfrac{q_1L_1^3}{24EI_1}=-(A_1M_0+B_1M_1+C_1M_2)+(r_{w1}-d_{s1})+\dfrac{r_{w2}-r_{w1}}{L_1}\\ \dfrac{M_1L_2}{3EI_2}+\dfrac{q_2L_2^3}{24EI_2}=-(A_2M_0+B_2M_1+C_2M_2)+(r_{w2}-d_{s2})+\dfrac{r_{w3}-r_{w2}}{L_2}\\ \dfrac{M_2L_3}{3EI_3}+\dfrac{q_3L_3^3}{24EI_3}=-(A_3M_0+B_3M_1+C_3M_2)+(r_{w3}-d_{s3})+\dfrac{r_{wi}-r_{w3}}{L_3}\end{cases}\tag{11}$$

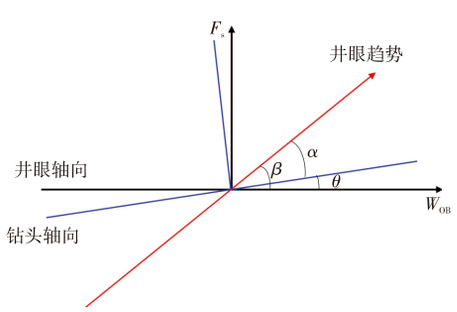
式中：r_{wi}为该处的径向间隙，单位mm；r_{w1}、r_{w2}、r_{w3}分别为第一扶正器处、第二扶正器处、上切点处钻具的径向间隙，单位mm；d_{s1}、d_{s2}、d_{s3}分别为第一扶正器、第二扶正器、上切点处钻具陷入地层深度，单位mm；L_1、L_2、L_3分别为第一扶正器、第二扶正器、上切点处距钻头距离，单位m；q_1、q_2、q_3分别为钻头与第一扶正器间、第一扶正器与第二扶正器间、第二扶正器与上切点间钻具横向分布载荷，单位kN/m；I_1、I_2、I_3分别为第一扶正器处、第二扶正器处、上切点处钻具截面的惯性矩，单位cm^4；M_0、M_1、M_2分别为第一扶正器处、第二扶正器处、上切点处钻具的内弯矩，单位kN/m；A_1、A_2、A_3分别为不同钻具刚度决定的中间变量；B_1、B_2、B_3分别为钻具跨度长度决定的中间变量；C_1、C_2、C_3分别为钻具横向分布载荷决定的中间变量。

钻具弯曲由井眼轨迹曲率与自身变形曲率共同作用，其与井壁的接触力可简化为由接触位移和井壁刚度定义的分布载荷，整套系统则受限于扶正器提供的多点支撑。由此，可以求解钻头侧向力和钻头趋势角：

$$\begin{cases} F_s = \dfrac{M_1}{L_1} + \dfrac{1}{2}q_1L_1 - W_{OB}\theta \\ \theta = -\dfrac{q_1L_1^3}{24EI_1} + \dfrac{M_1L_1}{3EI_1}y(z) + \dfrac{r_{w1} - d_{s1}}{L_1} \end{cases} \tag{12}$$

式中：W_{OB}为钻压，单位kN；F_s为钻头侧向力，单位kN；θ为钻头趋势角，单位(°)。

当处于钻进状态时，钻头承受来自底部钻具组合传递的钻压W_{OB}和侧向力F_s，因底部钻具组合受力变形而使钻头轴向与井眼轴向之间形成夹角θ，PDC钻头旋转钻进时因离心力、井壁摩擦等动态因素而产生附加偏移角α，综合钻头趋势角与动态偏移角的共同影响，井眼轨迹的瞬时变化趋势由井眼趋势角β表征，定义了井眼下一步延伸方向(图2)。



注：θ为钻头趋势角，单位(°)；α为动态偏移角，单位(°)；β为井眼趋势角，单位(°)。

图2　井眼趋势角示意图

Fig. 2　Schematic diagram of wellbore inclination angle

旋转钻进过程中，钻头在整个钻具系统绕井眼轴线旋转所产生的惯性效应驱动下，产生径向位移，形成动态偏移。离心力经典计算公式为：

$$F_c = m\omega^2R \tag{13}$$

式中：F_c为离心力，单位kN；m为钻具质量，单位kg；ω为角速度，单位rad/s；R为旋转半径，单位m。

扶正器陷入地层会减小钻具与井壁接触的有效径向间隙，直接影响钻头处的径向运动边界条件。因此需要修正底部钻具组合与井壁接触的参数，综合考虑钻压、扭矩、摩擦力、离心力以及由扶正器陷入地层所改变的井壁约束之间的复杂耦合关系，建立如下耦合的钻具横向与扭转动力学方程：

$$\begin{cases} EI\dfrac{\partial^4y(z)}{\partial z^4} + kGA\dfrac{\partial^2\theta}{\partial z^2} = \rho A\dfrac{\partial^2y(z)}{\partial t^2} + F_s + M_i \\ I\dfrac{\partial^2\theta}{\partial t^2} + \left(EI\dfrac{\partial^2\theta}{\partial z^2}\right) = \rho I\dfrac{\partial^2\theta}{\partial t^2} + T \\ I\dfrac{\mathrm{d}^2\theta}{\mathrm{d}t^2} + C_d\dfrac{\mathrm{d}\theta}{\mathrm{d}t} + F_c(r_{w1} - d_{s1}) = 0 \end{cases} \tag{14}$$

式中：G为钻具材料的剪切模量；C_d为阻尼系数；M_i为某一处钻具的内弯矩，单位kN/m；T为扭矩，单位kN/m。

在稳态钻进条件下，惯性项为零，通过平衡稳态下的主要作用力，可推导出钻头的动态附加偏移角的表达式：

$$\alpha = \tan^{-1}\left\{\frac{m\omega^2(r_{w1} - d_{s1})}{\mu k[y(z) - (r_{w1} - d_{s1})]}\right\} \tag{15}$$

则，井眼趋势角β可表示为：

$$\beta = \alpha + \theta \tag{16}$$

将式(12)、式(15)代入可得：

$$\beta = \tan^{-1}\left\{\frac{m\omega^2(r_{w1} - d_{s1})}{\mu k[y(z) - (r_{w1} - d_{s1})]}\right\} + \left(-\frac{q_1L_1^3}{24EI_1}\right) + \frac{M_1L_1}{3EI_1}y(z) + \frac{r_{w1} - d_{s1}}{L_1} \tag{17}$$

2　底部钻具组合地质工程一体化优化方法

为科学配置底部钻具组合并精确控制井眼轨迹，本研究基于新疆准噶尔盆地某页岩油区块的地质与钻井数据，建立了地质工程一体化分析与优化模型。该模型整合了区块页岩的岩石力学参数，并结合实钻轨迹数据，引入扶正器陷入地层评价模型，以分析井下钻具动态响应及其对钻头侧向力和井眼趋势角的影响，进而评估轨迹控制效果。若当前底部钻具组合未达到控制要求，模型将启动优化流程：通过调整扶正器的数量、尺寸与位置，匹配不同层段的陷入需求，同时优化钻压、转速等钻井参数，生成新方案并进行验证。经多次迭代，最终输出适应该区块地层条件的底部钻具组合。

为验证提出的模型及评价方法，本文选取新疆准噶尔盆地某页岩油区块一口典型页岩地层水平井的

215.90 mm井段开展实际应用分析，根据区块地质资料可知，该井水平裸眼地层井壁岩石的杨氏模量为43.24 GPa、内聚力为18.30 MPa、内摩擦角为34°、泊松比为0.24。该井设计底部钻具组合如下：ϕ215.90 mm PDC钻头＋ϕ172.00 mm振荡螺杆（1.25°）＋ϕ168.00 mm单流阀＋无磁短节＋ϕ172.00 mm MWD＋ϕ212.70 mm扶正器＋ϕ139.70 mm加重钻杆＋ϕ212.70 mm扶正器＋ϕ139.70 mm加重钻杆×3根＋ϕ139.70 mm钻杆。根据计算模型输出结果，底部钻具组合配置参数如下：第一扶正器距离钻头9.5 m，第二扶正器距离第一扶正器5.5 m，第一扶正器陷入地层深度2 mm，第二扶正器陷入地层深度10 mm，在钻压为80 kN、转速为120 r/min时，实钻井斜角与该井设计井斜角对比如图3所示，实钻井斜角与设计井斜角基本吻合，说明本模型优化的底部钻具组合在轨迹控制方面表现十分稳定，井斜控制能力较强，充分验证了该模型在该区块地层钻井环境中的适用性与有效性。

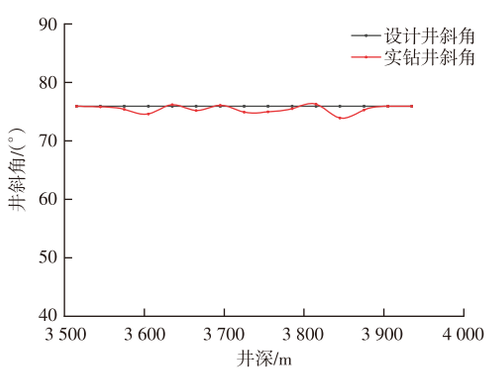


图3　实钻井斜角与设计井斜角对比验证

Fig. 3　Comparison between actual and design wellbore inclination angles for model validation

3　结果与讨论

基于井眼趋势角的主要影响因素，对准噶尔盆地某页岩油区块水平井的底部钻具组合开展模拟分析。底部钻具组合结构简化为：ϕ215.90 mm PDC钻头+ϕ172.00 mm螺杆＋ϕ170.00 mm无磁短节＋ϕ163.00 mm MWD＋ϕ212.70 mm倒划眼扶正器＋ϕ165.10 mm钻铤＋ϕ212.70 mm倒划眼扶正器＋浮阀接头（带阀芯）＋ϕ165.10 mm钻铤5根+ϕ165.10 mm震击器+变扣接头+ϕ139.70 mm加重钻杆14根+ϕ139.70 mm钻杆。工况设置为水平段裸眼钻进，井斜角为90°，并假设该井段钻井液性能良好，无大规模井壁坍塌、扩径或井眼不规则现象。裸眼地层岩石力学参数依据室内实验及区块资料确定：杨氏模量为43.24 GPa，内聚力为18.30 MPa，内摩擦角为34°，泊松比0.24。

3.1　扶正器数量

对单扶正器底部钻具组合及双扶正器底部钻具组合的井眼趋势角进行模拟计算，结果如图4所示。

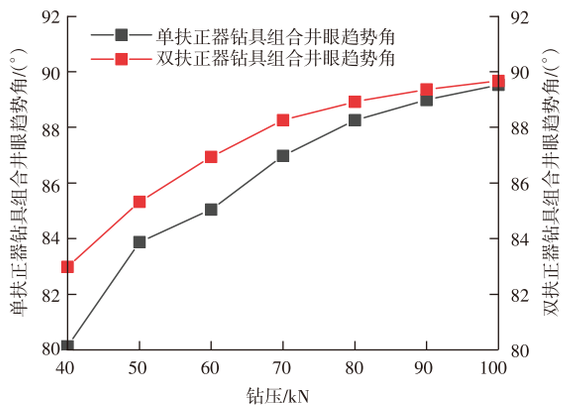


图4　扶正器数量对井眼趋势角的影响

Fig. 4　Effect of number of stabilizers on wellbore inclination angle

控制两底部钻具组合中第一扶正器距离钻头的距离皆为16 m，双扶正器底部钻具组合中第二扶正器距离第一扶正器设定为4 m，保持各扶正器陷入地层深度3 mm、转速120 r/min。如图4所示，双扶正器底部钻具组合相比单扶正器能提供更强的整体稳定性和更均匀的导向力分布，双扶正器通过分别支撑井眼上、下部分，有效抵消井眼不规则带来的扰动，使井眼趋势角更接近设计井斜角，表现出更优的适配性。

3.2　扶正器位置

设置钻压80 kN、转速120 r/min、2个扶正器陷入地层深度为3 mm不变，对底部钻具组合中扶正器距离钻头在10～20 m范围内的井眼趋势角进行模拟分析，结果如图5、图6所示。

如图5所示，井眼趋势角随第一扶正器距钻头距离的增加呈“先增大、后减小、再增大”的波动变化，而钻头侧向力呈现与之相反的趋势。

此现象主要是当第一扶正器距离钻头较近时（短跨距状态），钻头与第一扶正器形成过度约束，导致扶正器无法发挥其作用。随着钻头至第一扶正器之间的悬臂段变长，整个底部钻具系统获得导向自由度，扶正器稳定性增强，井眼趋势角与设计轨迹的偏差减小。当第一扶正器距离钻头的距离继续增加进入中跨距阶段，系统形成典型的柔性悬臂结构，此时钻压和扭矩作用下的弯矩臂增大，钻头偏置位移显著增强，钻头对地层不均匀性或井斜惯性的响应放大，导致井眼轨迹的偏差随之增大。继续增大第一扶正器距离钻头的距离至长跨距区，钻具结构逐步转变为双跨梁形式，第一扶正器与第二扶正器形成更大跨度支撑体系，中性点上移，系统整体刚度回升，

侧向力重新分布，井眼轨迹重新返回预设方向。

由图6可以看出，钻头侧向力伴随着第二扶正器距第一扶正器距离的增加而出现升高的趋势。井眼趋势角随着两扶正器之间距离的增加而随之降低。

此现象主要由于两扶正器间的长度增加时，底部钻具系统整体刚性减弱，其协同能力下降，第二扶正器对钻头扶正能力减弱，导致钻头发生偏移，井眼趋势角偏离设计井斜角。

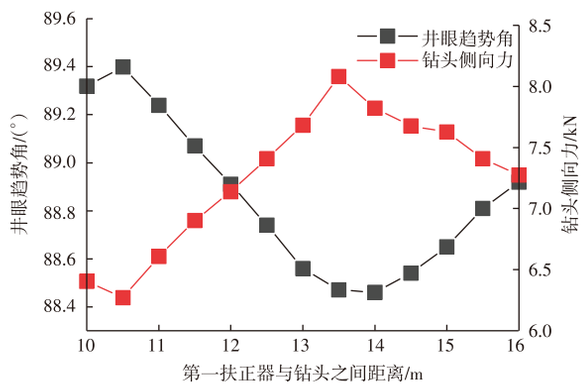


图5　第一扶正器与钻头之间距离对井眼趋势角影响

Fig. 5　Effect of distance between first stabilizer and drill bit on wellbore inclination angle

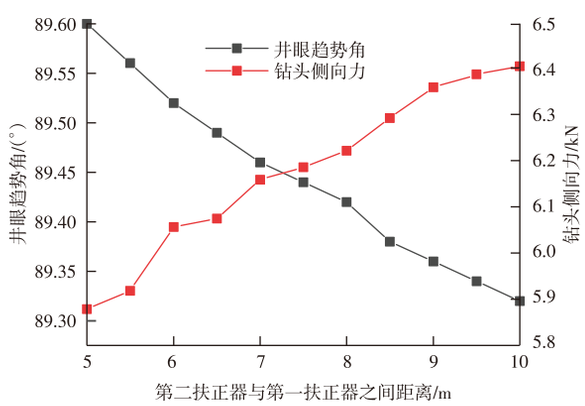


图6　第二扶正器与第一扶正器之间距离对井眼趋势角的影响

Fig. 6　Effect of distance between second and first stabilizers on wellbore inclination angle

3.3　扶正器陷入地层深度

设置钻压80 kN、转速120 r/min、第一扶正器距钻头距离为10 m、第二扶正器距离第一扶正器为5 m不变，模拟分析扶正器陷入地层深度在0～12 mm时的井眼趋势角，结果如图7和图8所示。

如图7所示，钻头侧向力随着第一扶正器陷入地层深度的增加而增大，井眼趋势角随着第一扶正器陷入地层深度的增加而减小。

随着扶正器陷入地层，显著增大了摩擦阻力，抑制钻具运动，而在地层中的接触面积增大，受到的侧向压力相应增加，页岩地层的脆性和硬度限制扶正器的支撑效果，同时钻具本身在陷入地层过程中会伴随着弯曲变形，导致钻具稳定性被削弱。

如图8所示，钻头处的侧向力随着第二扶正器陷入地层深度的增加而减小，井眼趋势角随着第二扶正器陷入地层深度的增加而增大。

随着第二扶正器陷入地层，第二扶正器处与地层的接触面积增大，井壁提供更大的反作用力，所受压力更加均匀分布，避免了局部过大压力导致的变形，同时第二扶正器的陷入又增大了钻具与地层之间的摩擦力，有效限制钻具的侧向位移，增强了钻具的稳定性。

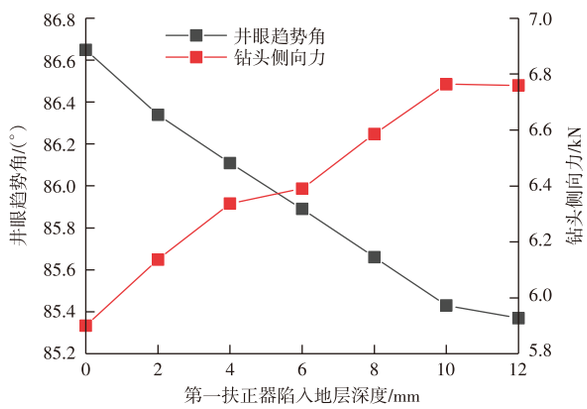


图7　第一扶正器陷入地层深度对井眼趋势角的影响

Fig. 7　Effect of embedment depth of first stabilizer in formation on wellbore inclination angle

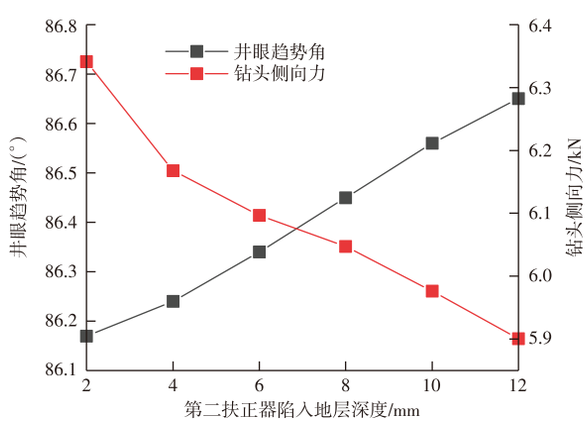


图8　第二扶正器陷入地层深度对井眼趋势角的影响

Fig. 8　Effect of embedment depth of second stabilizer in formation on wellbore inclination angle

3.4　钻井参数及其协同作用

3.4.1　钻压与扶正器位置

设置转速60 r/min、2个扶正器陷入地层深度为3 mm不变，模拟分析钻压及其与扶正器位置之间协同作用对井眼趋势角的影响，结果如图9所示。

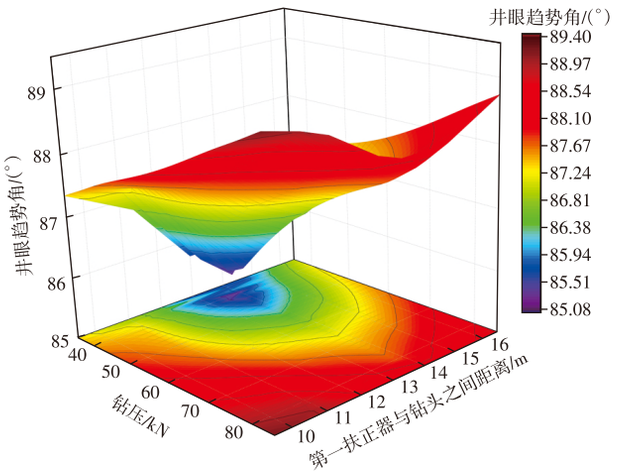


图9　不同钻压下扶正器位置对井眼趋势角的影响

Fig. 9　Effect of stabilizer position on wellbore inclination angle under different weights on bit

由图9可知，井眼趋势角随着钻压的增加而增大，当钻压达到80 kN时，其影响显著减弱。同时，钻压高低显著影响扶正器位置对井眼趋势角的调控效果，高钻压下井眼趋势角对扶正器位置变化不敏感，低钻压下则调控作用更为突出。这主要因为高钻压时钻柱轴向压力大、等效弯曲刚度高，对扶正器位置变化的影响有限；低钻压下钻柱柔性增强、易受支点位置影响，扶正器位置的微小调整会通过杠杆效应显著改变井眼趋势。

3.4.2　转速与扶正器位置

设置钻压40 kN、2个扶正器陷入地层深度为3 mm不变，模拟转速及其与扶正器位置之间协同作用对井眼趋势角的影响，结果如图10所示。

由图10可知，当转速增加时，井眼趋势角随之增加，当转速达到100 r/min后，井眼趋势角受转速的影响趋于稳定。同时，扶正器间距对井眼趋势角的影响受转速调控：高转速时陀螺效应与离心力增强了系统刚度，抑制了低频弯曲，因此间距变化的影响较小；低转速时动力稳定作用减弱，支撑跨距增加时，井眼趋势角对扶正器间距变化更为敏感。

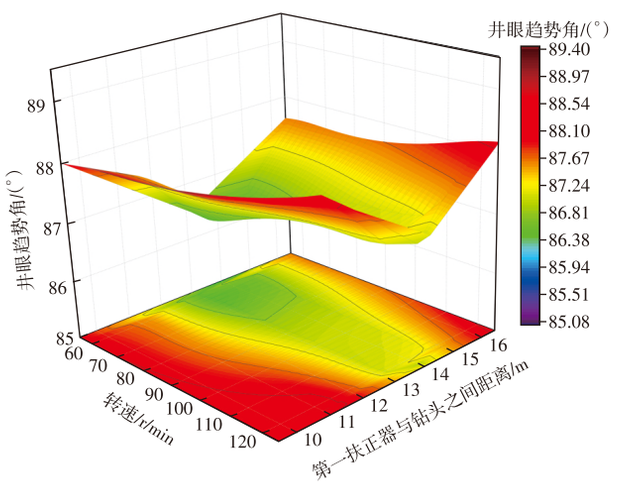


图10　不同转速下扶正器位置对井眼趋势角的影响

Fig. 10　Effect of stabilizer position on wellbore inclination angle at different rotational speeds

4　结论

1）针对页岩地层层理发育、各向异性等工程地质特征，增加底部钻具组合中扶正器数量可提升井眼趋势角对设计井斜角的跟随性，双扶正器组合比单扶正器具有更强的地层配伍性。

2）扶正器空间布置与地层之间存在匹配关系。第一扶正器与钻头采用短跨距或长跨距时结构刚度高、抗层理干扰能力强；中跨距则易在层理弱面处产生支点效应，减弱扶正作用。第二扶正器与第一扶正器间距过大将削弱整体稳定性，导致井眼在页岩地层中偏离设计方向。

3）扶正器肋骨片在页岩中的陷入深度是影响导向行为的关键地质-工程耦合因素。第一扶正器适度减小与井壁的接触作用，有利于井眼趋势角向设计井斜收敛；而第二扶正器增强与井壁的接触支撑，可提升在软硬交错地层中的整体稳定性，二者构成差异化配置。

4）钻井参数调控效果受制于页岩力学响应特性，存在阈值效应。钻压与转速合理提升有助于增强稳定性，超过临界值后调控作用减弱。短跨距配置适用于“高转速-低钻压”工况，发挥旋转稳定与近钻头支撑的协同效应，适合层理发育段；长跨距配置适合“低转速-高钻压”工况，维持强轴向载荷下钻柱稳定性，适用于均质泥页岩段。

5）根据实钻对比，采用优化后的双扶正器底部钻具组合可有效提升水平段轨迹控制效果。针对准噶尔盆地某页岩地层ϕ215.9 mm井眼常用螺杆底部钻具组合推荐配置为：第一扶正器采用欠尺寸扶正器，距钻头9.0～11.0 m，以减小其陷入量；第二扶正器选用满眼扶正器，与第一扶正器间距4.0～6.0 m，以增强层理面地层支撑强度。钻井参数宜匹配低钻压（40～60 kN）与高转速（100～120 r/min）。该组合实现了地质因素与工程参数的协同优化，可为页岩水平井安全高效钻进提供可靠支持。

参 考 文 献

[1]　王同, 熊亮, 董晓霞, 等. 川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 443-451.
Wang Tong, Xiong Liang, Dong Xiaoxia, et al. Characteristics of shale reservoir in new strata of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021,

11(3): 443-451.

[2] 刘航铭, 张所邦, 胡胜华, 等. 旋转扶正底部钻具组合滑动钻进受力分析与优化[J]. 钻探工程, 2025, 52(增刊1): 157-164.
Liu Hangming, Zhang Suobang, Hu Shenghua, et al. Force analysis and optimization of rotary steerable bottom hole assemblies in slide drilling[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(S1): 157-164.

[3] 谷红陶, 袁航, 夏海帮. 彭水页岩气水平井中靶技术与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5(6): 76-80.
Gu Hongtao, Yuan Hang, Xia Haibang. Application of shooting technology of horizontal wells in Pengshui shale gas area[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5(6): 76-80.

[4] 沈建中, 贺庆. 异向双弯钻具组合设计与防斜应用[J]. 中国工业经济, 2012(5): 55-58, 105.
Shen Jianzhong, He Qing. Design of the double-titled U-joint housing drilling tool and its application to well deviation control[J]. China Industrial Economics, 2012(5): 55-58, 105.

[5] Zhao G H, Liang Z. Dynamic stability of lateral vibration of bottom hole assemblies[J]. Key Engineering Materials, 2008, 385/386/387: 809-812.

[6] Feng T H, Bakshi S, Gu Q F, et al. Design optimization of bottom-hole assembly to reduce drilling vibration[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 179: 921-929.

[7] 胡贵, 刘新云, 于文华, 等. 钻具稳定器结构对复合钻井导向力的影响[J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 73-79.
Hu Gui, Liu Xinyun, Yu Wenhua, et al. The effect of configuration of drilling stabilizer on the steering force during combined drilling[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 73-79.

[8] 狄勤丰, 胡菲菲, 周波, 等. 气体钻井预弯曲钟摆钻具控斜的动力学行为[J]. 天然气工业, 2019, 39(7): 94-98.
Di Qinfeng, Hu Feifei, Zhou Bo, et al. Dynamic behaviors of deviation control of the prebent pendulum BHA in gas drilling[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(7): 94-98.

[9] 王廷, 王英杰, 马能量, 等. 准噶尔盆地玛湖地区防斜钻具组合优化设计[J]. 新疆石油天然气, 2022, 18(3): 44-53.
Wang Ting, Wang Yingjie, Ma Nengliang, et al. Optimal design of anti-inclination bottom hole assembly in Mahu area, Junggar Basin [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2022, 18(3): 44-53.

[10] Panayirci H M, Brands S, Houette O. Selection of optimum bottom hole assembly configuration using steering prediction modeling[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27: 757-762.

[11] Faghihi M A, Mohammadi H, Yazdi E A, et al. Distributed model for the drill-string system with multiple regenerative effects in the bit-rock interaction[J]. Journal of Sound and Vibration, 2024, 571: 118120.

[12] Bo Y, Kuang Y C, Han Y W, et al. An efficient simulation method for deep-vertical-well drillstring dynamics based on nonlinear beam element[J]. SPE Journal, 2025, 30(2): 573-590.

[13] Zhang H, Tian K X, Bhaidasna K. Efficient contact algorithm for 3D finite element modeling of bottomhole assemblies: Validation and application[J]. SPE Journal, 2025, 30(3): 1237-1255.

[14] 蔡建平, 尹国栋, 姜涛, 等. 注采井连续油管投送堵塞器技术研发及应用[J]. 钻采工艺, 2025, 48(2): 206-211.
Cai Jianping, Yin Guodong, Jiang Tao, et al. Development and application of coiled tubing plug delivering technology in injection-production wells[J]. Drilling and Production Technology, 2025, 48(2): 206-211.

[15] 朱化蜀, 王希勇, 徐晓玲, 等. 威荣深层页岩长水平段工程钻探能力延伸极限研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(3): 506-514.
Zhu Huashu, Wang Xiyong, Xu Xiaoling, et al. Extendability limit of engineering drilling in long horizontal section of Weirong deep shale gas[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12 (3): 506-514.

[16] Kjellgren P, Hyvärinen J. An Arbitrary Lagrangian-Eulerian finite element method[J]. Computational Mechanics, 1998, 21(1): 81-90.

[17] Zeng Y J, Sun L Z, Wei K, et al. Numerical simulation of the pressing of polycrystalline diamond compact cutter into the rock based on arbitrary Lagrangian-Eulerian algorithm[J]. Alexandria Engineering Journal, 2020, 59(3): 1381-1390.

[18] 袁小平, 刘红岩, 王志乔. 基于Drucker-Prager准则的岩石弹塑性损伤本构模型研究[J]. 岩土力学, 2012, 33(4): 1103-1108.
Yuan Xiaoping, Liu Hongyan, Wang Zhiqiao. Study of elastoplastic damage constitutive model of rocks based on Drucker-Prager criterion[J]. Rock and Soil Mechanics, 2012, 33(4): 1103-1108.

[19] 史玉才, 岳德胜, 张德军, 等. 静态推靠式导向翼肋陷入井壁风险分析[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(6): 713-718.
Shi Yucai, Yue Desheng, Zhang Dejun, et al. Analysis on the risk of static push-the-bit steering rib plunging into well wall[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(6): 713-718.

[20] 高德利, 刘希圣, 棘秉业. 井眼轨迹控制[M]. 东营: 石油大学出版社, 1994.
Gao Deli, Liu Xisheng, Ji Bingye. Prediction and control of wellbore trajectory[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 1994.

[21] 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.
Bai Jiazhi, Su Yinao. Theory and practice of well deviation control [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990.

[22] 白家祉, 黄惠泽, 刘玉石. 纵横弯曲法对钻具组合的三维分析[J]. 石油学报, 1989(2): 60-66.
Bai Jiazhi, Huang Huize, Liu Yushi. Three-dimensional analysis of bottom hole assembly by beam-column theory[J]. Acta Petrolei Sinica, 1989(2): 60-66.

(编辑 李青)