

大位移井规律性阻卡力学机理与控制措施研究

黄文君, 高德利*

中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, gaodeli@cup.edu.cn

收稿日期: 2019-11-06

国家自然科学基金创新研究群体项目“复杂油气井钻井与完井基础研究”(编号: 51521063)、国家自然科学基金石油化工联合基金项目“页岩和致密油气田高效开发建井基础研究”(编号: U1762214)、国家自然科学基金青年基金“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)和中国石油大学(北京)科研启动基金(编号: ZX20180414)联合资助

摘要 随着大位移井和水平井横向延伸距离地不断增长, 裸眼中钻柱力学行为更加复杂, 钻柱规律性阻卡问题频发, 对安全高效钻进造成严重威胁。本文在经典摩阻扭矩模型基础上考虑接头局部阻卡效应、接头对屈曲临界载荷和接触力的影响等, 建立了修正的摩阻扭矩模型。结合规律性阻卡现象的定性分析以及接头局部阻卡力的定量分析, 明确了裸眼键槽是导致规律性阻卡的主要原因。计算结果表明, 随着裸眼段的延长和机械阻力系数地增大, 规律性阻卡问题更加频繁和严重。当机械阻力系数比较大时, 接头阻卡和钻柱屈曲存在耦合效应, 导致无法继续钻进。为了缓解规律性阻卡问题, 需从设计和施工两个方面采取措施。设计方面包括优化井身结构、钻柱组合、导向控制模式等, 施工方面包括主动划眼起下钻、安装横向振动减阻器等。

关键词 大位移井; 钻柱; 接头; 摩阻; 规律性阻卡

Mechanical mechanisms and control measures for periodic sticking in extended-reach drilling

HUANG Wenjun, GAO Deli

MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract With the increase of lateral extensions of extended-reach wells and horizontal wells, mechanical behavior of drill strings constrained in long open holes becomes more complicated and periodic sticking problems occur more frequently, which is a serious threat to safe and efficient drilling. On the basis of classic torque and drag models, an amended model is built by introducing the local sticking effect, effects of connectors on critical buckling load and contact force, etc. By combining the qualitative analysis of periodic sticking phenomenon and quantitative analysis of local sticking drags, the main reason for periodic sticking namely an open-hole key seat is identified. The results indicate that periodic sticking problems become more frequent and serious with an increase of open-hole length and the mechanical drag factor. When the mechanical drag factor is larger than a certain value, connector sticking and tubular buckling are coupled, which leads to inability to continue drilling. To alleviate periodic sticking problems measures should be adopted from two aspects: design and operation. On the design aspect, well structure, drill string components, steerable control modes, etc. should be optimized; on the operation aspect, measures such as active reaming trips and installing lateral vibration tools should be taken.

Keywords extended-reach well; drill string; connector; friction drag; periodic sticking

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.01.005

引用格式: 黄文君, 高德利. 大位移井规律性阻卡力学机理与控制措施研究. 石油科学通报, 2020, 01: 49-57

HUANG Wenjun, GAO Deli. Mechanical mechanisms and control measures for periodic sticking in extended-reach drilling. Petroleum Science Bulletin, 2020, 01: 49-57. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.01.005

0 引言

随着大位移井和水平井横向延伸长度的不断提高^[1-4], 井下条件更加复杂难测且控制困难, 长裸眼段的安全高效钻井问题日益突出^[5-7]。在南海大位移井和陆上页岩油气水平井钻进过程中, 钻柱规律性阻卡问题频繁发生, 其主要特点是以钻进一个单根为周期重复发生。现场作业中处理钻柱阻卡问题占用了大量的时间, 导致钻井效率低下, 有时会引起其他井下复杂问题, 严重威胁着钻井安全。目前, 对于钻柱规律性阻卡产生的力学机理还没有明确, 现场处理措施主要依赖于经验, 缺乏系统的理论指导。

钻柱规律性阻卡与钻柱摩阻扭矩密切相关。经典的钻柱摩阻扭矩模型主要包括软绳模型^[8]和刚杆模型^[9], 其共同采取的主要假设条件为: 钻柱轴线与井眼轴线重合, 忽略钻柱与井眼的径向间隙, 钻柱与井壁连续接触等。假设条件的引入简化了建模和求解难度, 经典模型获得了成功的现场应用。软绳模型相对于刚杆模型进一步忽略了钻柱的抗弯刚度, 因而其计算更加简单方便。后续学者提出的力学模型^[10-13]和设计方法^[14-15]则主要是在经典模型基础上进行改进得到的, 也有部分学者^[16-17]采用有限元的方法进行力学分析。钻柱规律性阻卡相对于其它阻卡问题具有其特殊性, 对规律性阻卡产生时的表现和处理阻卡措施的特点进行分析表明, 规律性阻卡与钻柱接头、井眼状况密切相关。前人模型中通常忽略了钻柱接头效应, 难以很好地模拟钻柱规律性阻卡问题。

笔者在经典摩阻扭矩模型的基础上, 进一步引入了钻柱接头效应, 建立了修正的摩阻扭矩模型。利用该模型分析了钻柱接头局部阻卡力的大小与影响规律,

明确了规律性阻卡产生的力学机理, 并从设计和施工角度提出了缓解规律性阻卡问题的优化方案。

1 规律性阻卡现象分析

1.1 规律性阻卡现象

在大位移井和水平井长裸眼段钻进过程中, 规律性阻卡问题突出, 阻卡现象与处理措施见图1。规律性阻卡的典型表现为: (1)当正常钻进至某一井深时, 开始出现一个阻卡较严重的点, 之前也可能出现轻微的阻卡, 此时无法正常钻进通过; (2)采用技术措施通过阻卡点后, 每钻进一个单根就会出现明显的阻卡现象, 继续采取措施通过阻卡点, 该过程循环多次; (3)钻完几个单根后, 阻卡问题减弱甚至消失, 恢复正常钻进; (4)继续钻进至某一井深时, 阻卡问题又开始出现, 重复上述过程。

规律性阻卡中“规律性”有两层含义: 第一层是某一井段有阻卡问题, 进入下一井段阻卡问题消失, 后续又有阻卡问题, 即阻卡问题的出现以井段为周期, 但是该周期无法事先预知; 第二层是在某一井段发生阻卡时, 每钻进一个单根就有阻卡点, 即阻卡问题的出现以单根为周期, 该周期是相对固定的。

当发生规律性阻卡时, 现场一般采取三类措施进行解卡。其基本步骤为(图1): (1)调整转速和排量并逐渐增大钻压, 多次尝试钻进通过, 若通过则继续钻进, 否则进入下一步; (2)尝试过载上提, 若通过则继续钻进, 否则进入下一步; (3)尝试倒划眼起下钻, 如果顺利通过则继续钻进, 否则调整划眼参数进行多次划眼尝试, 仍然不通过则回到第一步。

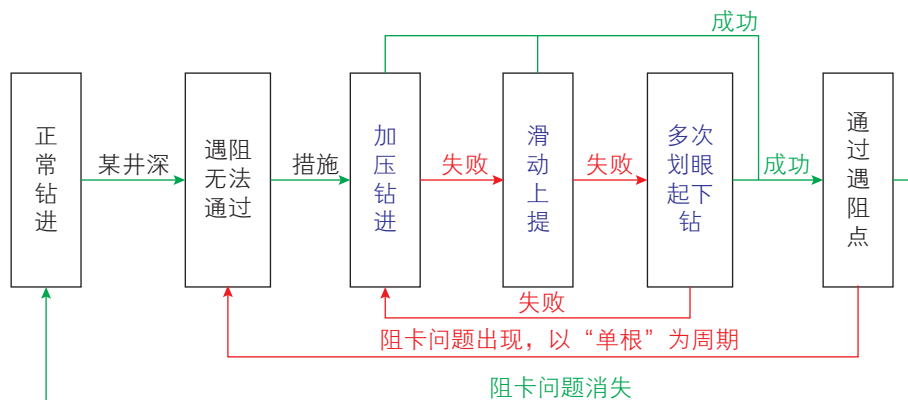


图1 钻进过程中阻卡现象与处理措施

Fig. 1 Sticking phenomenon and treatment measures in drilling process

通常而言,加大钻压硬磨阻卡点和过载上提的效果不明显,只有少部分遇阻点可以通过。采用划眼起下钻可通过大部分遇阻点,如果无法通过则需要重复上述步骤多次。每一个阻卡点的处理大约需要0.5~4 h,频繁的阻卡导致大量时间用于处理阻卡问题,进而导致钻井作业低效和井下事故多发。

1.2 规律性阻卡原因分析

规律性阻卡的典型表现为:钻柱上提和下钻遇阻,不憋泵,不憋扭矩,且憋停扭矩值与过提量或下入量呈线性关系。利用套管完整性检测排除了套管磨损的原因,根据钻进过程中扭矩和ECD的良好表现排除了岩屑床的原因,考虑井下规律性阻卡特点和典型表现,初步原因为裸眼键槽卡钻。

裸眼键槽是指钻柱长时间在井眼旋转时,钻柱接头定点磨削井壁形成的键槽(见图2),如果多个钻柱接头恰好落在键槽里面,则阻卡问题不可避免发生。支持该原因的主要理由包括:

(1) 钻柱接头外径大于钻柱本体外径,例如5-1/2"钻柱的接头尺寸为7",钻柱与井壁的接触力主要靠钻柱接头来承担,钻柱接头磨削吃入井壁形成裸眼键槽,裸眼键槽的间距为一个单根,导致规律性阻卡现象也以一个单根为周期;

(2) 现场实践表明,当裸眼段比较长时,规律性阻卡现象容易出现,且随着裸眼段长度的增大,裸眼键槽的数目也不断增多,规律性阻卡问题更加频繁也更

加难以处理。

上述分析仅限于定性角度,下一步需要进行定量分析以确定上述原因是否成立。然而目前的井下管柱摩阻扭矩力学模型未能充分考虑钻柱接头效应,尤其是裸眼键槽引起的局部机械阻力,需要建立新的钻柱力学模型来模拟该问题。

2 规律性阻卡力学模型

2.1 钻柱接头的局部阻力

钻柱接头的外径通常大于管柱本体的外径,钻柱接头的存在将导致钻柱与井壁无法完全连续接触,管柱本体与井壁存在无接触、点接触、连续接触等状态^[18]。钻柱与井壁的接触力由钻柱接头和钻柱本体来共同承担,其计算公式为:

$$n_t = n_c + n_b \quad (1)$$

其中, n_t 为单位长度钻柱与井壁的总接触分布力, N/m; n_c 为单个接头上接触力与单根长度之比, N/m; n_b 为一个钻柱单根本体上接触力与单根长度之比, N/m。

当钻柱在井眼内轴向运动时,轴向阻力包括钻柱接头和钻柱本体上的摩阻。钻柱接头上的摩阻又分成两部分:接头与井壁的摩擦以及接头在裸眼键槽中的机械阻力。此时,轴向摩阻的计算公式为:

$$f_t = \mu_{1,c} n_c + \mu_{1,b} n_b + \mu_{p,c} n_c \quad (2)$$

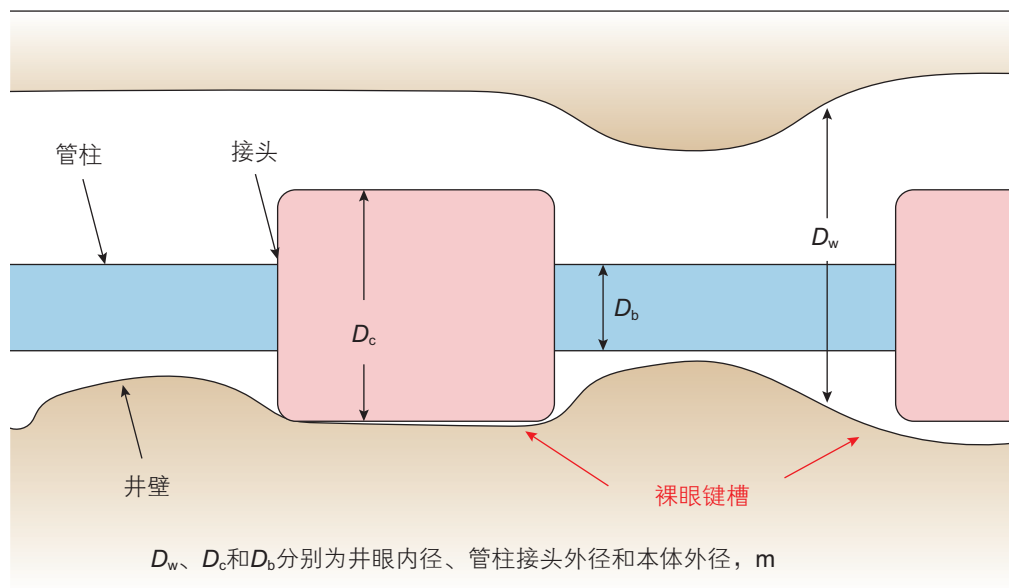


图2 钻柱接头在裸眼键槽中示意图

Fig. 2 Schematic diagram of drill string connectors constrained in open-hole key seats

式中, f_i 为单位长度钻柱上的摩阻, N/m; $\mu_{1,c}$ 和 $\mu_{1,b}$ 为钻柱接头和钻柱本体与井壁的轴向摩擦系数, 无因次; $\mu_{p,c}$ 为机械阻力系数, 无因次, 其数值与钻柱尺寸、井眼尺寸、井眼清洁程度、钻进过程等一系列因素相关。为了简化起见, 机械阻力系数可采用如下形式进行计算:

$$\mu_{p,c} = \mu'_{p,c} \cdot f(D_w, D_c, D_b, \dots) \quad (3)$$

其中, $\mu'_{p,c}$ 为去掉尺寸效应后的机械阻力系数, 无因次; f 为尺寸效应系数, 无因次, 一种计算方法见文献^[19]; D_w 、 D_c 和 D_b 分别为井眼内径、管柱接头外径和管柱本体内径, m。

机械阻力系数描述了井眼内裸眼键槽的分布情况, 该系数与井眼几何形状是否规则密切相关。由于井眼状况的复杂性, 机械阻力系数无法事先得知, 必须利用实钻资料进行反演计算。

当钻柱在井眼内旋转运动时, 钻柱摩扭包括钻柱接头和钻柱本体产生的摩扭。接头上的摩扭又分成接头摩擦对应的摩扭和裸眼键槽导致的摩扭。此时, 钻柱上摩扭的计算公式为:

$$m_t = \frac{1}{2} \mu_{2,c} n_c D_c + \frac{1}{2} \mu_{2,b} n_b D_b + \frac{1}{2} \varepsilon \cdot \mu_{2,c} \mu_{p,c} n_c D_b \quad (4)$$

其中, m_t 为单位长度钻柱上的摩扭, N; $\mu_{2,c}$ 和 $\mu_{2,b}$ 为钻柱接头和钻柱本体与井壁的旋转摩擦系数, 无因次; ε 为几何形状修正因子, 无因次。

2.2 接头对钻柱屈曲影响

带接头管柱的屈曲状态包括无屈曲、横向屈曲、正弦屈曲和螺旋屈曲, 螺旋屈曲又进一步分成低阶螺旋屈曲和高阶螺旋屈曲, 因此接头的存在使得管柱屈曲行为更加复杂。考虑接头效应的钻柱螺旋屈曲临界载荷的计算公式为^[20]:

$$F_{hel,v} = \frac{1}{\lambda_{\pi,p}^{2/3}} \cdot 4.05 \cdot (EIq^2)^{\frac{1}{3}} \quad (5)$$

$$F_{hel,i} = \frac{1}{\sqrt{\lambda_{\pi,p}}} \cdot 2 \sqrt{\frac{2q \sin \alpha}{r_b}} \quad (6)$$

$$F_{hel,c} = \frac{4EI\kappa_b}{\lambda_{\pi,p} r_b} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{\lambda_{\pi,p} r_b q \sin \alpha}{2EI\kappa_b^2}} \right) \quad (7)$$

其中, $F_{hel,v}$ 、 $F_{hel,i}$ 和 $F_{hel,c}$ 分别为垂直井眼、斜直井眼和造斜井眼中钻柱螺旋屈曲临界载荷, N; EI 为钻柱的抗弯刚度, N·m²; q 为钻柱的线重, N/m; α 为井斜角, rad; r_b 为钻柱本体与井眼的径向间隙, m; κ_b

为井眼轴线的曲率, m⁻¹; $\lambda_{\pi,p}$ 为考虑接头效应的势能系数, 无因次。

考虑接头效应后势能系数 $\lambda_{\pi,p}$ 小于 1^[18], 导致考虑接头效应的屈曲临界载荷要高于不考虑接头效应的结果, 因此钻柱接头具有抑制钻柱屈曲的作用。当忽略接头效应时, 势能系数 $\lambda_{\pi,p}$ 等于 1, 此时方程退化为前人推导的无接头管柱螺旋屈曲临界载荷。

2.3 考虑接头效应的摩阻扭矩模型

将接头的效应引入到经典摩阻扭矩模型中进行修正, 建立考虑接头效应的摩阻扭矩模型。修正后的轴向摩阻系数计算公式为:

$$\mu_1 = \frac{f_t}{n_t} = \mu_{1,c} \lambda_{n,c} + \mu_{1,b} \lambda_{n,b} + \mu_{p,c} \lambda_{n,c} \quad (8)$$

修正后的扭转摩阻系数计算公式为:

$$\mu_2 = \frac{m_t}{n_t \cdot D_b / 2} = \mu_{2,c} \lambda_{n,c} \frac{D_c}{D_b} + \mu_{2,b} \lambda_{n,b} + \varepsilon \cdot \mu_{2,c} \mu_{p,c} \lambda_{n,c} \quad (9)$$

其中, μ_1 和 μ_2 分别为考虑接头效应后的轴向和扭转摩阻系数, 无因次, 摩阻系数与钻柱接头和本体上的摩擦系数、机械阻力系数密切相关; $\lambda_{n,c}$ 和 $\lambda_{n,b}$ 分别为钻柱接头和钻柱本体接触力占总接触力的比例, 无因次, 计算公式分别为 $\lambda_{n,c} = n_c / n_t$ 和 $\lambda_{n,b} = n_b / n_t$ 。

修正后钻柱上轴向力和扭矩的计算公式为:

$$\frac{dT(-F)}{ds} = -EI\kappa_b \frac{d\kappa_b}{ds} - q \cos \alpha \mp \mu_1 \cdot n_t \quad (10)$$

$$\frac{dM_T}{ds} = -\frac{1}{2} \mu_2 \cdot n_t \cdot D_b \quad (11)$$

式中, T 和 F 为钻柱上轴向拉力和轴向压力, 相差一个负号, N; M_T 为钻柱上扭矩, N·m; s 为井深, m; “ \mp ” 中正号代表下入, 负号代表上提; n_t 为单位管柱与井壁的接触分布力, N/m, 其计算公式为:

$$n_t = \lambda_{n,t} \cdot n_t^0 \quad (12)$$

其中, n_t^0 为不考虑接头效应的接触分布力, N/m; $\lambda_{n,t}$ 为接触力修正系数^[18], 无因次, 其数值取决于钻柱接头等参数。由于不同屈曲状态下参数 n_t^0 和 $\lambda_{n,t}$ 的计算公式不同, 钻柱屈曲状态需要借助考虑接头效应的公式(5)~(7)进行判断, 因此钻柱接头通过影响屈曲临界载荷和接触力修正系数这两个参数来影响钻柱接触力。

经典钻柱力学模型忽略了接头局部机械阻力效应、接头对钻柱屈曲临界载荷和接触力的影响等, 导致经典模型难以很好地分析带接头钻柱在长裸眼段上的复

杂力学行为，尤其是当裸眼键槽的影响不可忽略时。同时，对于带减阻接头的钻柱问题，钻柱接头摩擦系数要小于钻柱本体摩擦系数，经典模型也难以准确考虑减阻器的影响。

本文模型通过引入接头效应来建立摩阻扭矩模型，可以克服经典模型的某些不足。同时，修正后的模型与经典模型保持一致的形式，只是对相关参数进行了修正，保证了相关物理量含义的清晰性和模型计算的高效性。

3 计算结果与讨论

以南海东部地区的一口大位移井为例进行分析。该口井井深为 5600 m，垂深 1245 m，水平位移 4406 m，水垂比达到 3.54，为高水垂比大位移井。其中 13-3/8" 套管下深 1000 m，12-1/4" 裸眼段长 3490 m，采用 5-1/2" 钻柱 (7" 接头) 钻进。在该井段作业过程中，从 2150 m 处开始出现规律性阻卡问题，阻卡周期为一个单根。大量的时间用于处理阻卡问题，导致长裸眼段钻井周期长、井壁坍塌问题突出，是限制大位移井长裸眼段安全高效作业的重要原因。通过本文第 1 部分的分析可知，裸眼键槽是导致规律性阻卡最可能的原因。下一步通过定量计算和分析以确定该原因是否成立。

3.1 参数反演分析

图 3 为旋转钻进过程中大钩载荷和地面扭矩的测量值和计算值，套管段和裸眼段摩擦系数的反演结果

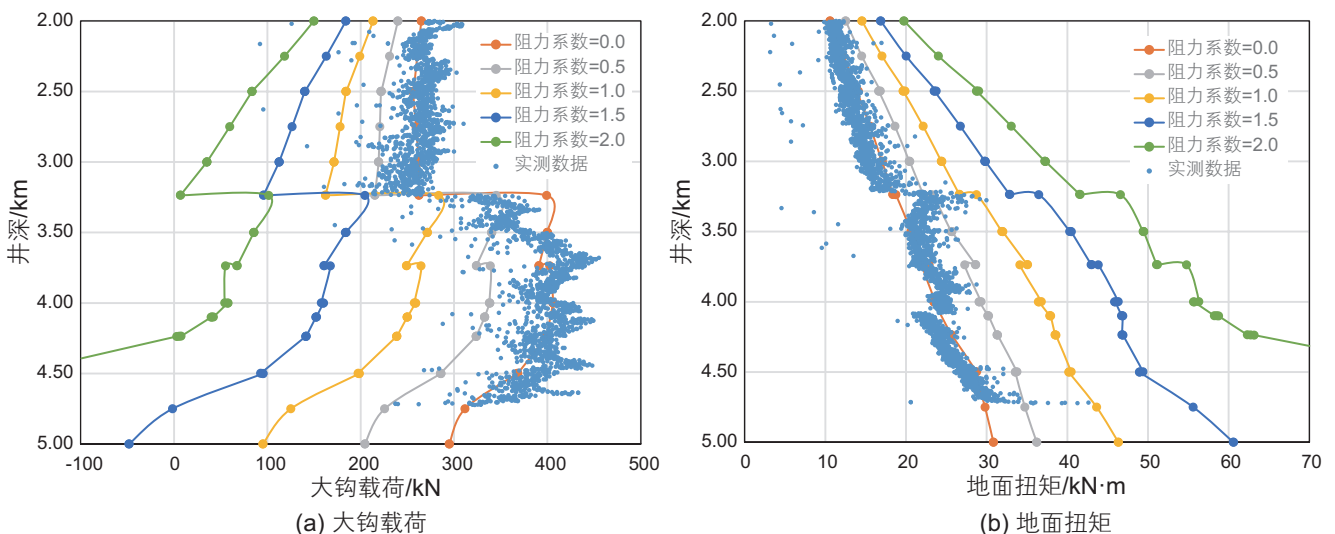


图 3 钻进过程中大钩载荷和地面扭矩测量值与计算值

Fig. 3 Measured and calculated values of weights on hook and torques on top drive in drilling process

分别为 0.2 和 0.25。钻进至 3236 m 时，在垂直段增加 7 柱 5-1/2" 加重钻杆，因此地面大钩载荷存在跃升现象，地面扭矩也有一定幅度的增大。当遇到规律性阻卡时，通常先下放约 220 kN 钻柱重力并旋转钻进来尝试钻过遇阻点，少部分情形可以有效，大部分情形下是无效的。通过分析可知，机械阻力系数 (μ'_{pc}) 大约在 0~2 范围内，阻力系数为 0、1 和 2 分别对应无阻卡、适度阻卡和严重阻卡的情形。

由图中结果可知，当机械阻力系数不变时，随着井深增大，裸眼段上钻柱接头的数目增多，接头阻卡效应增大导致大钩载荷减小，地面扭矩增大；当井深不变时，随着机械阻力系数的增大，轴向和扭转摩阻系数也增大，导致大钩载荷减小，地面扭矩增大，且大钩载荷减小幅度和地面扭矩增大幅度也增大。因此，裸眼段的长度和机械阻力系数的大小是影响规律性阻卡最关键的两个因素。

3.2 机械阻力分析

图 4(a) 为钻至井深 4715 m 时长裸眼段上接头局部阻力的分布结果，大斜度段上钻杆接头局部阻力分布比较均匀，造斜段和井底段接头局部阻力偏高。由于造斜段的井眼曲率效应，钻杆接头与井壁的接触力偏大，导致造斜段上接头局部阻力较大；底部钻具相对于上部钻杆而言，具有线重大、接头尺寸大等特点，导致该段上接头局部阻力也很大。图 4(b) 为接头局部阻力的平均值，随着机械阻力系数的增大，接头局部阻力也随之增大，在超过 1.5 后的增大幅度增大。这

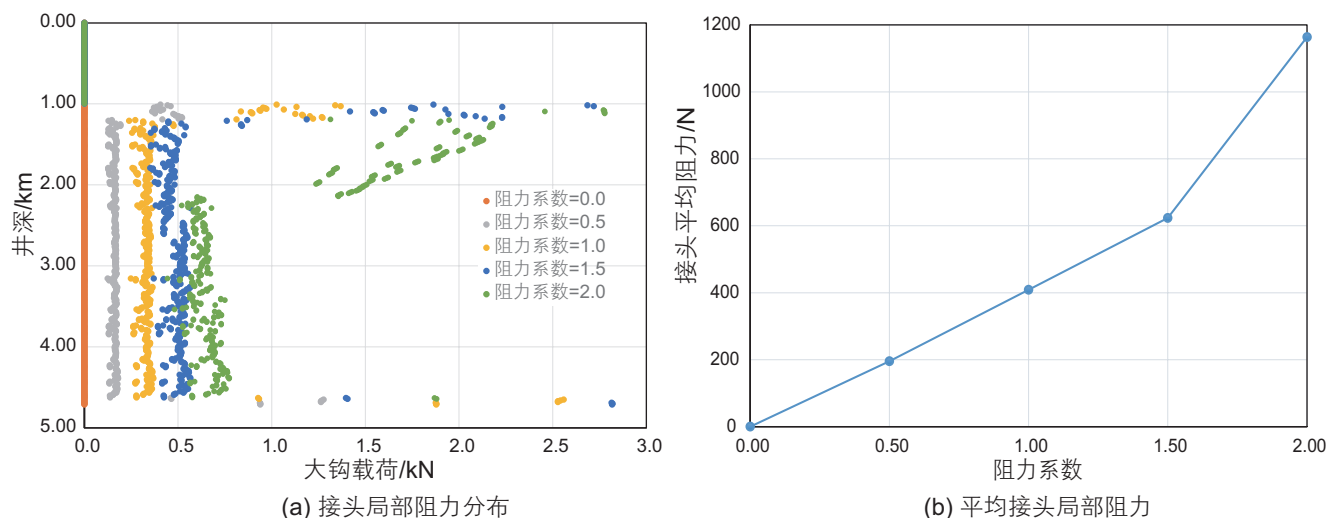


图4 不同机械阻力系数下的接头局部阻力结果

Fig. 4 Values of local drags on connectors under different mechanical drag factors

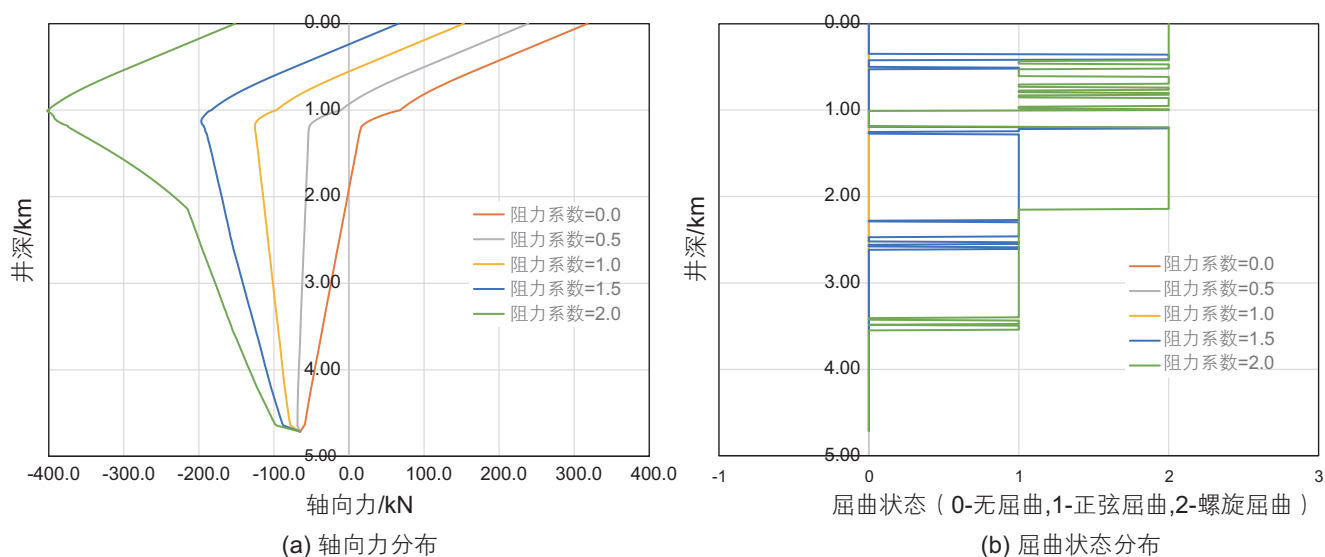


图5 钻进过程中钻柱上轴向力和屈曲状态分布结果

Fig. 5 Distributions of axial forces and buckling states on drill strings in drilling process

主要是由于大斜度开始段上的钻柱产生螺旋屈曲(图5(b)),螺旋屈曲导致钻柱接头与井壁接触力增大,进而接头局部阻力也增大,此时大斜度开始段上的局部阻力要明显高于大斜度下部段的结果。通过以上分析以及接头局部阻力数值的分布区间,可以确定“裸眼键槽是导致规律阻卡的主要原因”这一判断是成立的。

图5为钻至井深4715 m时钻柱上轴向力和屈曲状态的分布结果。随着机械阻力系数的增大,接头上的阻卡力不断增大,地面大钩载荷不断降低,当阻力系数约为1.6时,地面大钩载荷为零。当阻力系数高于1.6时,地面大钩载荷为负值,代表无法钻达当前深度,因此接头局部阻力的存在会降低裸眼段的延伸

长度。当阻力系数为1.5时,垂直井眼中有一小段钻柱发生螺旋屈曲,大斜度段上部分钻柱发生正弦屈曲;当阻力系数为2时,垂直段和大斜度段上钻柱发生严重的螺旋屈曲。当大斜度段上钻柱发生螺旋屈曲时,地面释放的钻柱重力难以传递到井底钻头上,下一步将产生屈曲卡死问题,因此接头局部阻力也是导致钻柱屈曲卡死的重要原因。反过来,钻柱螺旋屈曲也会加剧接头局部阻力效应。因此,接头局部阻卡与钻柱屈曲问题是相互耦合的。

3.3 解卡措施对比

当发生规律性阻卡时,可采用三种措施来通过卡

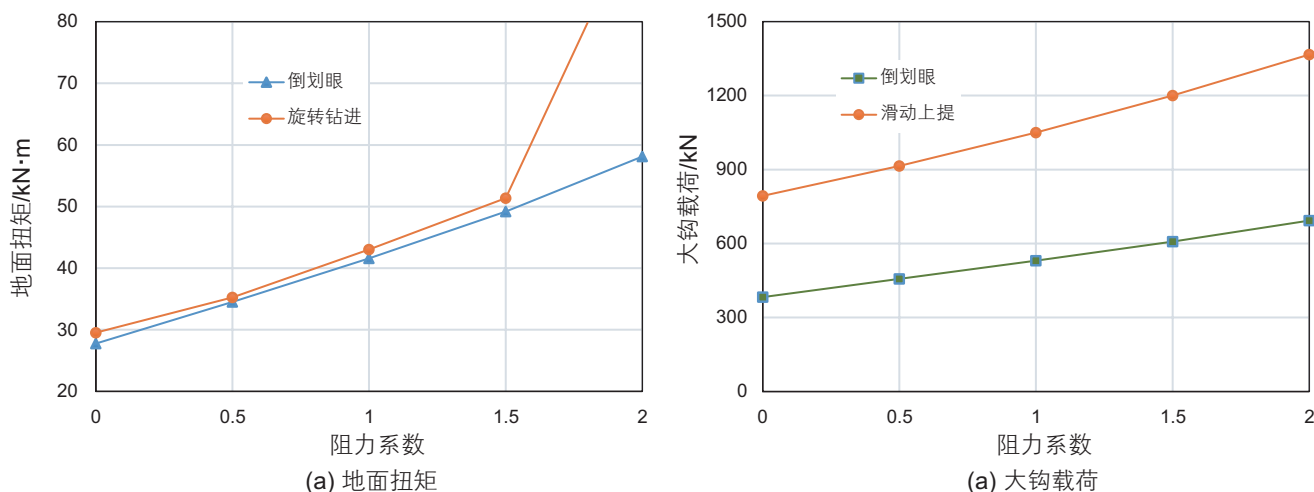


图 6 不同作业工况下地面扭矩和大钩载荷对比结果

Fig. 6 Comparison of torques on top drive and weights on hook under different operations

点：加压旋转钻进、滑动上提、倒划眼起下钻。图 6 为井深 4715 m 时不同解卡措施下地面扭矩和大钩载荷。图 6(a) 结果表明倒划眼工况下地面扭矩要小于加压旋转钻进的结果，尤其当机械阻力系数比较大时更加明显。当阻力系数比较大时，旋转钻进过程中钻柱发生螺旋屈曲，而倒划眼过程中无屈曲发生，因此其地面扭矩的差别主要是由于管柱屈曲造成的。考虑钻杆抗扭刚度和地面钻机额定扭矩的限制，倒划眼工况更加安全有效。

图 6(b) 结果表明滑动上提的大钩载荷要明显高于倒划眼上提的数值，其差别是摩擦力。随着机械阻力系数的增大，钻柱上提时钻柱上的轴向拉力增大，造斜段上钻柱与井壁的接触力增大，导致摩擦力也随之增大。总之，随着阻力系数的增大，摩擦力和机械阻力都随之增大。考虑钻杆抗拉强度和地面钻机额定提拉载荷的限制，倒划眼工况更加安全有效。

现场作业表明，采用多次倒划眼起下钻，可破坏裸眼键槽，降低阻力系数，有利于通过遇阻点；而加压旋转钻进和滑动上提难以有效地破坏裸眼键槽，如果不能通过遇阻点则再进行多次尝试也难以成功。总之，倒划眼起下钻相对于其它两种措施，可更加安全有效地解决规律性阻卡问题。

3.4 钻具组合优化

长裸眼段钻进中采用了 5-1/2" 钻杆，其外径为 7"，接头外径与本体外径之比为 1.27。为了降低阻卡效应，可采用 5-7/8" 钻杆进行替代，其外径为 7"，接头外径与本体外径之比为 1.19，小于 5-1/2" 钻杆的结果。图 7 为采用两种钻杆在井深 4715 m 时倒划眼上提

的大钩载荷，结果表明采用 5-7/8" 钻杆后，接头局部阻力和大钩载荷明显降低。同时，5-7/8" 钻杆的屈曲临界载荷要高于 5-1/2" 钻杆的数值，采用加压旋转钻进时不容易发生螺旋屈曲；5-7/8" 钻杆的抗拉强度也要高于 5-1/2" 钻杆的数值，有利于过载上提。因此，对于三种解卡模式，采用 5-7/8" 钻杆可更加有效地通过遇阻点。

3.5 井身结构优化

13-3/8" 套管的下入深度为 1000 m，钻进至 4715 m 时，裸眼段长度为 3715 m，钻杆接头数目大约 400 个，接头局部阻力的累计效应显著。为了降低阻卡效应，可增大套管的下入深度，从而减少裸眼段上钻杆接头的数目。图 8 为 13-3/8" 套管下入深度分别为 1000 m、2000 m 和 3000 m 时倒划眼提拉大钩载荷的结果。由图中结果可知，增大套管下入深度可有效减低接头局部阻力和倒划眼大钩载荷。因此，在大位移井井身结构设计时，要尽量提高大斜度段上一层套管的下入深度或者在大斜度段上多下入一层技术套管，可明显缓解规律性阻卡问题，现场作业也证明了这些措施的有效性。

3.6 其它措施

考虑到裸眼键槽是由于钻柱接头长时间定点旋转磨削井壁形成的，因此采用滑动钻进模式可有效降低裸眼键槽的形成。在大斜度开始段的钻进中尽量采用滑动导向模式钻进，可在钻柱上使用轴向振动减阻器以提高滑动钻进段的延伸长度。当滑动钻进无法继续时，采用旋转导向模式钻进，且每钻进一定进尺后，

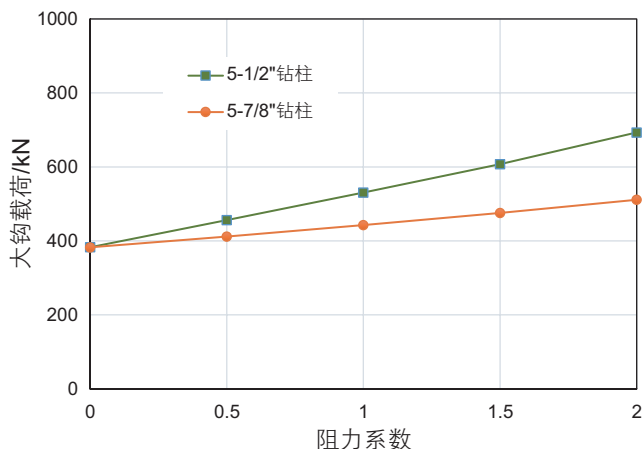


图7 不同钻柱下的倒划眼起钻大钩载荷

Fig. 7 Weights on hook of back reaming for different drill strings

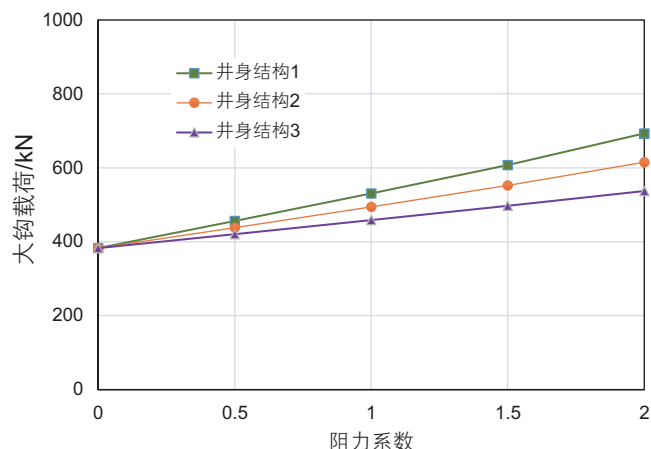


图8 不同井身结构下的倒划眼提拉大钩载荷

Fig. 8 Weights on hook of back reaming for different well structures

主动采用划眼起下钻来修整井壁，破坏裸眼键槽，以减缓阻卡问题。

当钻柱接头落在裸眼键槽中，一般需要先破坏裸眼键槽减小接头阻卡力后，钻柱才能继续钻进。为了克服通过遇阻点导致的钻井低效问题，可在钻柱不同位置上安装多个横向振动减阻器^[21]。当横向振动减阻器工作时，钻柱处于横向振动状态，钻柱接头可以直接从裸眼键槽中脱离出来，此时钻柱接头的阻卡效应将明显减小。横向振动状态下钻柱接头位置时刻变化，不容易在某一定点磨削形成裸眼键槽，可进一步缓解规律性阻卡问题。

4 结论

(1)在经典的钻柱摩阻扭矩模型基础上，引入钻柱接头局部阻力效应、接头对钻柱屈曲临界载荷和接触力的影响等，建立了修正的钻柱摩阻扭矩模型，该模型可更加准确地模拟带接头钻柱在井眼中的复杂力学行为，为钻柱规律性阻卡问题的定量分析提供了理论基础。

(2)综合规律性阻卡现象的定性分析以及接头阻卡力的定量分析，可以断定裸眼键槽是导致规律性阻卡

的主要原因。规律性阻卡的力学机理为：带接头钻柱在长裸眼段上旋转钻进时，钻柱接头定点磨削井壁形成裸眼键槽，当多个接头落在裸眼键槽中时，钻柱呈现上提下入遇阻，不憋泵不憋扭矩的现象；由于裸眼键槽间距为一个单根，导致阻卡问题以钻进一个单根为周期重复出现。

(3)随着裸眼段的延长和机械阻力系数的增大，规律性阻卡问题更加严重。当机械阻力系数增大到一定值后，钻柱发生螺旋屈曲甚至屈曲卡死，反过来进一步加剧阻卡问题。钻柱屈曲和局部阻卡的耦合效应导致无法继续钻进，严重威胁着长裸眼段的安全高效钻进。

(4)为了缓解规律性阻卡问题，需要从设计和施工两方面采取措施。设计方面包括：合理优化井身结构，避免过长裸眼段钻进；合理优化钻柱组合，利用5-7/8"钻杆替代5-1/2"钻杆；合理优化钻井导向模式，大斜度开始段尽量采用滑动导向模式，后续段采用旋转导向模式。施工方面包括：钻进一定进尺后，主动采用划眼起下钻来修整井壁，一旦出现阻卡问题也要尽量多次划眼起下钻来破坏裸眼键槽；钻柱上安装横向振动减阻器，钻柱横向振动时钻柱接头可直接脱离裸眼键槽。

参考文献

- [1] 高德利, 黄文君, 李鑫. 大位移井钻井延伸极限研究与工程设计方法[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(03): 1-8. [GAO D L, HUANG W J, LI X. Research on extension limits and engineering design methods for extended reach drilling[J]. Petroleum drilling techniques, 2019, 47(03): 1-8.]

- [2] SONOWAL K, BENNETZEN B, WONG K M, et al. How continuous improvement lead to the longest horizontal well in the world[C]// SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2009: 1–12.
- [3] 史建刚. 大位移钻井技术的现状与发展趋势[J]. 钻采工艺, 2008(03): 124–126. [SHI J G. Current states and development trends of extended-reach drilling technology[J]. Drilling & Production Technology, 2008(03): 124–126.]
- [4] VIKTORIN R A, MCDERMOTT J R, RUSH R E, et al. The next generation of Sakhalin extended-reach drilling[C]// IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA. Society of Petroleum Engineers. 2006: 1–9.
- [5] 高德利. 大型丛式水平井工程与山区页岩气高效开发模式[J]. 天然气工业, 2018, 38(08): 1–7. [GAO D L. A high-efficiency development mode of shale gas reservoirs in mountainous areas based on large cluster horizontal well engineering[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(08): 1–7.]
- [6] GAO D L, TAN C J, TANG, H X. Limit analysis of extended reach drilling in South China Sea[J]. Petroleum Science, 2009, 6(2): 166–171.
- [7] BLIKRA H, DREVDAL K, AARRESTAD T V. Extended reach, horizontal and complex design wells: challenges, achievements and cost-benefits[C]// University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 1994: 1–13.
- [8] JOHANCSIK, C A, FRIESEN, D B, DAWSON, R. Torque and drag in directional wells-prediction and measurement[J]. Journal of Petroleum Technology, 1984, 36(06): 987–992.
- [9] HO H S. An improved modeling program for computing the torque and drag in directional and deep wells[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 1988: 1–12.
- [10] 高德利, 刘希圣, 许秉业. 井眼轨迹控制[M]. 东营: 石油大学出版社, 1994. [GAO D L, LIU X S, XU B Y. Well trajectory control[M]. Dongying: Petroleum University Press, 1994.]
- [11] WU J. Slack-off load transmission in horizontal and inclined wells[C]// SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 1995: 1–6.
- [12] 王国华, 张军伟, 熊继有, 等. 水平井钻井摩阻扭矩计算模型研究[J]. 地下空间与工程学报, 2016, 12(S2): 651–655. [WANG G H, ZHANG J W, XIONG J Y, et al. Research of calculation model for friction and torque in horizontal wells[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2016, 12(S2): 651–655.]
- [13] 张辉, 谭天一, 李军, 等. 考虑温度影响的摩阻扭矩计算模型及应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(01): 68–74. [ZHANG H, TAN T Y, LI J, et al. A torque and drag calculation model with consideration of temperature effect and its application[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2019, 43(01): 68–74.]
- [14] 赵洪激, 彭高华. 水平井钻柱设计方法[J]. 天然气工业, 1995, 15(6): 35–39. [ZHAO H J, PENG G H. Design method of drilling string for horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 1995, 15(6): 35–39.]
- [15] 韩志勇. 水平井钻柱的优化设计问题[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1997, 21(5): 24–115. [HAN Z Y. Optimum design of drillstring in horizontal drilling[J]. Journal of the University of Petroleum (Natural Science Edition), 1997, 21(5): 24–115.]
- [16] 祝效华, 李波, 李柯, 等. 大斜度井钻柱动态摩阻扭矩快速求解方法[J]. 石油学报, 2019, 40(05): 611–620. [ZHU X H, LI B, LI K, et al. Quick solution method for dynamic friction torque of drilling string in a highly-deviated well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(05): 611–620.]
- [17] 祝效华, 李柯, 安家伟. 水平井钻柱动态摩阻扭矩计算与分析[J]. 天然气工业, 2018, 38(08): 75–82. [ZHU X H, LI K, AN J W. Calculation and analysis of dynamic drag and torque of horizontal well strings[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(08): 75–82.]
- [18] HUANG W J, GAO D L, LIU Y H. Buckling analysis of tubular strings with connectors constrained in vertical and inclined well-bores[J]. SPE Journal, 2018, 23(02): 301 – 327.
- [19] HUANG W J, GAO D L, LIU Y H. Mechanical model and optimal design method of tubular strings with connectors constrained in extended-reach and horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 166: 948–961.
- [20] HUANG W J, GAO D L. Combined effects of wellbore curvature, connector, and friction force on tubular buckling behaviors[J]. SPE Journal, 2019, 24(5): 2083–2096.
- [21] GEE R, HANLEY C, HUSSAIN R, et al. Axial oscillation tools vs. lateral vibration tools for friction reduction—what is the best way to shake the pipe?[C]// SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, London, England, UK. Society of Petroleum Engineers. 2015: 1–16.