

特深井大尺寸井眼 $\varnothing 168.3$ mm S135 钻杆失效 分析与对策

蔡明杰^{1,2}, 付强², 贺明敏², 陈友生², 彭浩², 谭雷川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:为提升大尺寸井眼中钻具强度,某特深井首次采用 $\varnothing 168.3$ mm S135 钻杆,有效保障了大尺寸井眼钻具安全,但回厂检测钻杆时仍然发现了多种失效形式。通过钻杆生命周期追溯、统计分析、钻柱力学分析以及实验研究等方法找到了失效原因。研究表明,大尺寸井眼中 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆失效类型主要是螺纹磨损、钻杆弯曲、钻杆腐蚀和疲劳失效。螺纹磨损主要是由钻杆使用时间长、上卸扣次数多引起,但常规 API 螺纹结构也有待优化以提高螺纹抗磨损能力;钻杆弯曲是由于钻杆在大拉伸载荷下,长时间承受较大弯曲应力最终导致其发生塑性变形;钻杆腐蚀是由于出井钻杆表面残留有钻井液,在空气-水-氯离子的环境中腐蚀速率大大增加;钻杆疲劳失效是由钻铤附近的钻杆应力集中明显、大尺寸井眼中钻具弯曲变形大引起。基于钻杆失效原因分析,提出了预防大尺寸井眼中 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆失效的措施。研究成果可为 S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆在特深井大尺寸井眼中的安全应用提供指导。

关键词:特深井; 大尺寸井眼; $\varnothing 168.3$ mm 钻杆; 失效分析

中图分类号: TE921⁺.2; P634.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2025)04-0069-06

Failure analysis and countermeasures of $\varnothing 168.3$ mm S135 drill pipe in large size hole of extra-deep well

CAI Mingjie^{1,2}, FU Qiang², HE Mingmin², CHEN Yousheng², PENG Hao², TAN Leichuan²

(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 improve the strength of the drill pipe in the large-size hole, the $\varnothing 168.3$ mm S135 drill pipe was used for the first time in the extra-deep well, which effectively guarantees the safety of the drill pipe. However, various failure forms are still found in the drill pipe inspection. To study the failure causes of the $\varnothing 168.3$ mm S135 drill pipe in the large-size hole, the failure causes were identified through tracing the life cycle of the drill pipe, statistical analysis, drill string mechanics analysis and experimental study. The research shows that the main failure types of $\varnothing 168.3$ mm drill pipe in large hole are thread wear, drill pipe bending, drill pipe corrosion and fatigue failure. Thread wear is mainly caused by the long use time of drill pipe and repeated make-and-break operations. Besides, the conventional API thread structure also needs to be optimized to improve the thread resistance to wear. The bending of drill pipe is caused by the plastic deformation of drill pipe which is subjected to large bending stress for a long time under large tensile load. The corrosion of drill pipe is caused by the increase in corrosion rate in the environment of air-water-Cl⁻ due to the residual drilling fluid on the surface of drill pipe. The fatigue failure of drill pipe is caused by the obvious stress concentration of drill pipe near drill collar and the large bending deformation of drill pipe in large hole. Based on the analysis of the failure causes of drill pipe, the measures to prevent the failure of $\varnothing 168.3$ mm drill pipe in large hole are put forward. The research results can provide guidance for the safe application of S135 steel $\varnothing 168.3$ mm drill pipe in extra-deep Wells with large size boreholes.

Key words: extra-deep well; large size boreholes; $\varnothing 168.3$ mm S135 drill pipe; failure analysis

收稿日期: 2024-10-25; 修回日期: 2025-02-21 DOI: 10.12143/j.ztgc.2025.04.009

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“万米超深层油气资源钻完井关键技术与装备研究”(编号: 2022ZG06)

第一作者: 蔡明杰, 男, 汉族, 1994 年生, 高级工程师, 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, 付强, 贺明敏, 等. 特深井大尺寸井眼 $\varnothing 168.3$ 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 $\varnothing 168.3$ mm S135 drill pipe in large size hole of extra-deep well[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(4): 69-74.

0 引言

随着能源需求不断增加,油气勘探已经逐步向万米深地进军^[1-2]。为给下部超深井段施工留够空间,上部井段井眼尺寸越来越大、钻深越来越深,钻井工程也将面临越来越复杂恶劣的环境,这给井下钻具安全带来了巨大的挑战^[3-5]。在大尺寸井眼($\geq \varnothing 444.5$ mm)钻进过程中,一旦发生钻具断裂落井事故,由于钻具不居中、井径不规则、井塌风险大等原因打捞难度极高^[6-9]。因此,保障大尺寸井眼钻具安全在万米深井钻井实践中尤为重要。

以四川盆地某特深井为例,该井二开 $\varnothing 812.8$ mm 井眼设计井深 500 m,三开 $\varnothing 593.7$ mm 井眼设计井深达到 3600 m。为应对大尺寸井段带来的风

险,提高了钻杆强度,该井二开、三开均采用 S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆钻进。相比于 S135 钢级 $\varnothing 139.7$ mm 钻杆, $\varnothing 168.3$ mm 钻杆有更高的抗拉、抗扭强度,水眼尺寸也更大,有利于降低循环压耗,更适合大尺寸井眼高排量钻进,详细参数对比见表 1。由于该井二、三开钻井过程中井下振动剧烈(实测井下振动达到 8g)、钻井周期长(钻杆旋转时间长),同时面临着井壁失稳造成的蹩扭问题,给井下钻具性能带来了巨大考验。通过钻具精细化生命周期管理,S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆在服役过程中未出现断钻杆事故,有效保障了大尺寸井眼安全钻进。但通过回厂检测,该型钻杆出现了螺纹磨损、表面腐蚀、钻杆弯曲和探伤不合格等形式失效。

表 1 S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm 和 $\varnothing 139.7$ mm 钻杆性能参数对比

Table 1 Comparison of performance parameters of S135 $\varnothing 168.3$ mm and $\varnothing 139.7$ mm drill pipe

钻杆规格/mm	管 体				接 头			
	外径/mm	内径/mm	抗扭强度/ (kN·m)	抗拉强度/ kN	外径/mm	内径/mm	抗扭强度/ (kN·m)	抗拉强度/ kN
$\varnothing 168.3$	168.3	149.9	185.9	4274	203.2	127	142.6	6862
$\varnothing 139.7$	139.7	121.4	123.8	3500	184.2	95.3	190.9	7725

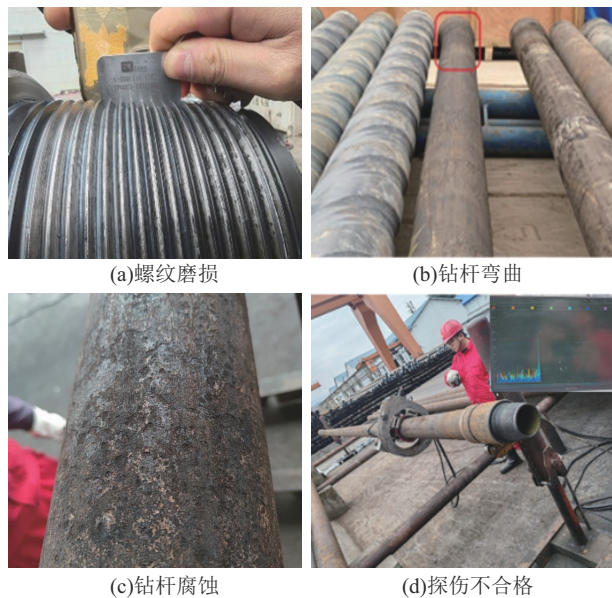
许多学者都对钻具失效原因开展了分析。刘辉^[10]通过对一口井连续 12 次发生的 $\varnothing 139.7$ mm 钻杆刺断事故调查认为,钻杆在扭转、弯曲和内压力的作用下造成的合应力超过材料的室温扭曲疲劳强度后,高速钻井液流体冲刷疲劳裂纹点是造成钻具刺漏的主要原因。刘永刚等^[11]针对某井发生多起 S135 钢级 $\varnothing 139.7$ mm 钻杆刺漏失效事故,进行了化学成分、显微组织、力学性能等一系列理化检验,研究结果认为钻杆失效的主要原因是钻杆外表面发生氧腐蚀形成腐蚀坑,井下交变应力促进了疲劳裂纹的萌生和扩展,当裂纹扩展穿透整个壁厚后便形成刺漏失效。乔凌云等^[12]针对某 S135 钢级 $\varnothing 139.7$ mm 钻杆断裂事件,开展了了宏观检验、理化性能测试及断口分析,结果表明,钻杆断裂是交变应力和腐蚀介质共同作用的结果,腐蚀坑的提前形成大大缩短了钻杆的使用寿命。马勇等^[13]梳理了近年来中国石油西部三大油田钻具失效情况及特征,通过建立钻柱动力学模型对某口典型超深井 $\varnothing 444.50$ mm 井眼连续 5 次断钻具事故开展了分析。梁健等^[14]结合“松科二井”实钻情况对超深科学钻探钻杆腐蚀情况进行了仿真分析。尹浩等^[15]通过分析钻杆接头的失效情况提出了优化措施。

可以看出,钻具失效的分析技术已经涵盖理化检验、数值仿真和数据统计,但针对大尺寸井眼的钻具故障分析仍然较少,仍然停留在对底部钻具组合的分析层面,对大尺寸井眼中钻杆失效分析还未见报道。因此,开展 S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆的失效分析和使用评价,对于指导该类钻杆科学使用意义重大。

本文对 $\varnothing 168.3$ mm S135 钻杆失效形式进行了统计分析,对钻杆失效特征及其影响因素开展了研究,并提出针对性预防措施,为指导 $\varnothing 168.3$ mm S135 钻杆在特深井大尺寸井眼中使用提供参考。

1 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆失效情况

某特深井三开完钻后,回厂 S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm(壁厚 9.19 mm)钻杆 254 根,回厂后依据《钻柱检验》(DS-1)标准开展检测,检测结果可继续使用的钻杆 85 根,不合格 169 根,合格率 33%。失效主要形式为螺纹磨损、钻杆弯曲、漏磁探伤不合格和钻杆腐蚀(如图 1 所示),其中内螺纹检测不合格 92 根,外螺纹检测不合格 83 根,弯曲不合格 32 根,探伤不合格 11 根,钻杆表面腐蚀 26 根(同一根钻杆可能存在多种失效)。

图 1 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆主要失效形式Fig.1 Main failure modes of $\varnothing 168.3$ mm drill pipe

失效特征如下:

(1) 螺纹磨损。所有磨损螺纹中,螺纹磨损牙数 3~15 牙,螺纹牙磨损量 0.5~1.5 mm,螺纹整体磨尖率 5%。

(2) 钻杆弯曲。32 根弯曲钻杆中,26 根钻杆距母接头 1~1.5 m 位置发生弯曲,弯曲位移 2~5 mm;6 根距母接头 1~1.5 m 位置发生弯曲,弯曲位移 2 mm。

(3) 钻杆表面腐蚀。三开钻进过程中发现在钻台和场地上存放 10 d 左右的钻杆 26 根表面存在锈蚀现象,清理锈迹后未出现较深腐蚀坑。出现腐蚀的钻杆都曾入井使用,使用时间 100~800 h,服役位置距钻头 300~1200 m,腐蚀原因与使用时间和服役位置无明显关系。

(4) 钻杆疲劳失效。回厂检测发现钻杆本体不合格 11 根,其中 4 根钻杆使用时间较短,但均在二开 $\varnothing 812.8$ mm 井眼服役过,服役位置处于 $\varnothing 203.2$ mm 钻铤上方第一根钻杆;另外 7 根钻杆服役位置无明显规律,但平均使用时间达到 1732 h。因此,钻杆疲劳导致探伤不合格原因与钻杆服役位置和使用时间有一定关系。

2 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆失效原因分析

2.1 螺纹磨损

磨损螺纹中,螺纹磨损牙数 3~15 牙,螺纹牙磨损量 0.5~1.5 mm,螺纹磨尖率 5%,螺纹整体磨损情

况比较严重。图 2 为服役时间和位置对螺纹磨损的影响统计情况,可以看出,服役位置对螺纹磨损无明显影响,服役时间对螺纹磨损有明显影响,服役时间 1500 h 以上的螺纹占磨损螺纹比例 68%。因此,多次起下钻导致的反复上卸扣是导致螺纹磨损严重的主要原因。此外,常规标准 API 螺纹牙型采用对称牙侧角,且扣根圆角半径小、牙细易磨损^[16-17]。

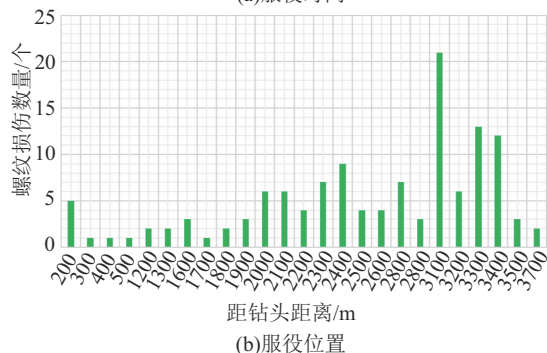
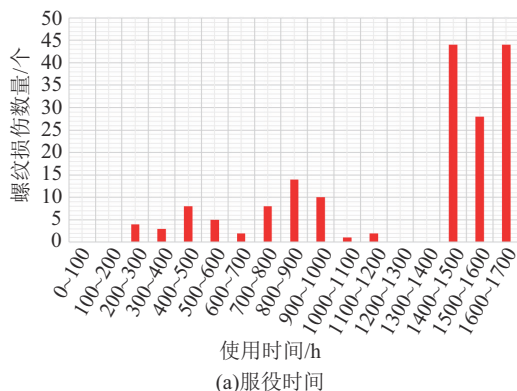


图 2 螺纹磨损影响因素

Fig.2 Influencing factors of thread wear

2.2 钻杆弯曲

弯曲钻杆中,26 根距母接头 1~1.5 m 位置发生弯曲,弯曲位移 2~5 mm;6 根距母接头 1~1.5 m 位置发生弯曲,弯曲位移 2 mm。图 3 为服役时间和位置对钻杆弯曲的影响统计情况,可以看出服役位置和服役时间对螺纹磨损均有明显影响,服役位置距钻头 2000 m 以上占比 91.7%,服役时间超过 800 h 占比 87.5%,因此,弯曲钻杆普遍长时间承受较大轴向拉伸载荷。图 4 为钻杆弯曲力学机理,可以看出,相比于常规尺寸井眼,钻具在大尺寸井眼中弯曲变形量更大,一旦钻具横向变形接触井壁,耐磨带先与井壁接触,耐磨带下方钻杆未直接与井壁接触,但承受更大弯矩^[18]。大拉伸载荷下,钻具长时间承受弯曲应力最终发生塑性变形。

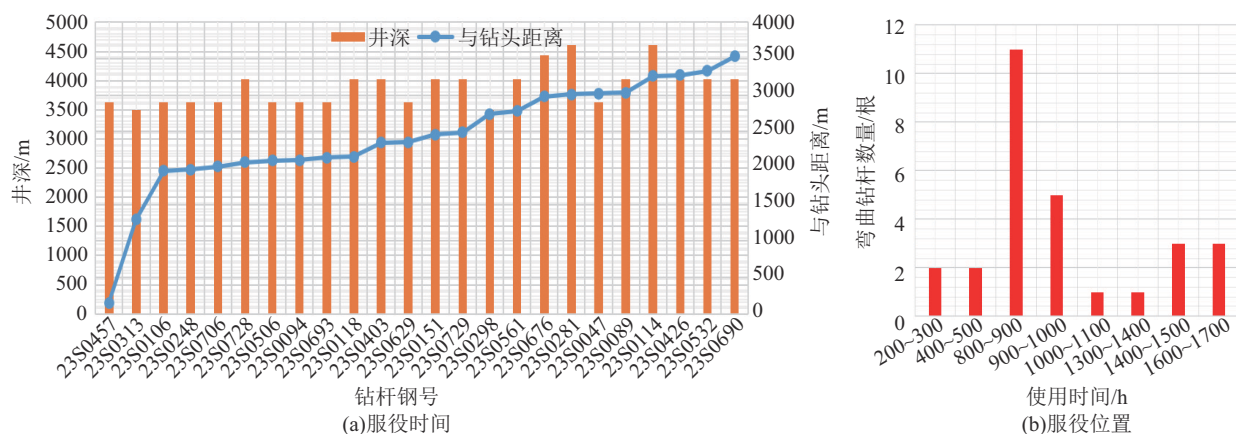


图3 钻杆弯曲影响因素

Fig.3 Influencing factors of drill pipe bending

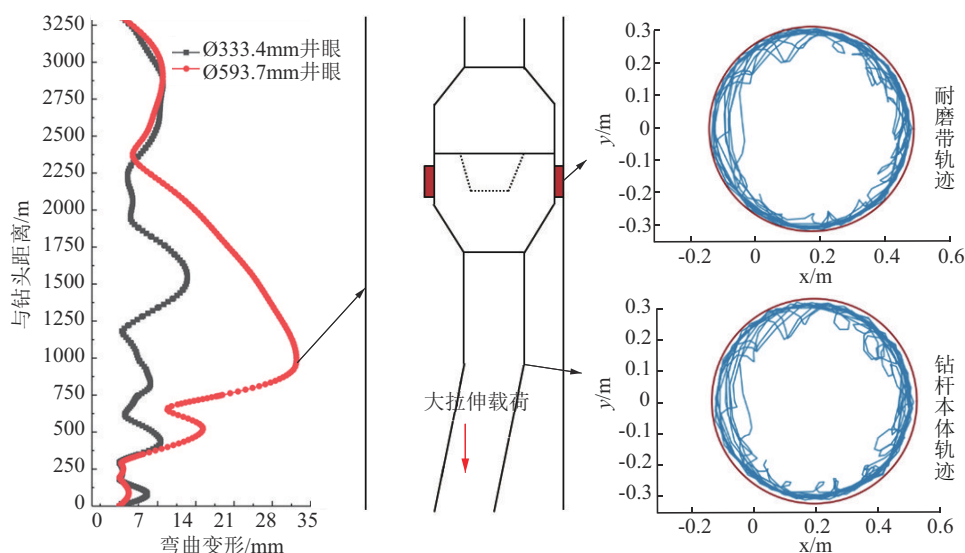


图4 钻杆弯曲力学机理

Fig.4 Mechanical mechanism of drill pipe bending

2.3 钻杆腐蚀

为弄清钻杆腐蚀原因,在模拟井下温度 88℃ 环境下开展了不同氯离子浓度、不同晾置时间的腐蚀试验(见图 5、图 6),结果表明,氯离子浓度对 S135 钻杆腐蚀速率有一定影响,但大气晾置对钻杆腐蚀速率的影响更显著,主要是因为丰富的氧气环境和氯离子加剧了氧腐蚀速率^[19]。在大气中放置 2 d 后,钻杆腐蚀速率大大增加,但继续在大气中晾置对腐蚀速率的提升作用不明显。因此,出井钻杆表面由于残留有钻井液,在空气-水-氯离子的环境中腐蚀速率大大增加,是导致出井钻杆腐蚀的主要原因。

2.4 钻杆疲劳裂纹

图 7 为疲劳失效钻杆使用情况,其中 23S0584

号钻杆二开服役时间 90 h,三开服役时间 634 h, 23S0573、23S0317、23S0667 号钻杆均为二开服役,其余钻杆均为三开服役。结合前文描述,钻杆在二开 Ø812.8 mm 井眼以及三开 Ø593.7 mm 井眼的失效原因可以归结为以下两点:(1)由于截面和刚度突变(刚度比仅为 0.183),位于钻铤-钻杆过度位置的钻杆应力集中导致疲劳速度加快。(2)大尺寸井眼中钻具弯曲变形更大,疲劳速度相比小井眼更快,累计服役时间达到 1500 h 疲劳概率增加。

3 S135 钢级 Ø168.3 mm 钻杆失效预防措施

通过对某特深井二开 Ø812.8 mm 井眼、三开 Ø593.7 mm 井眼 S135 钢级 Ø168.3 mm 钻杆失效情况

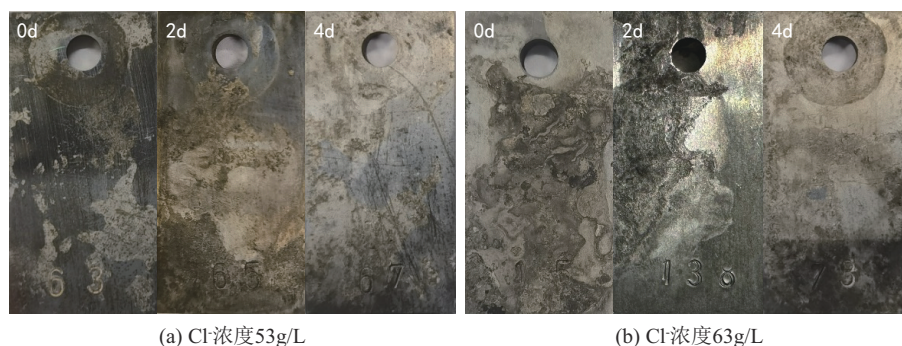
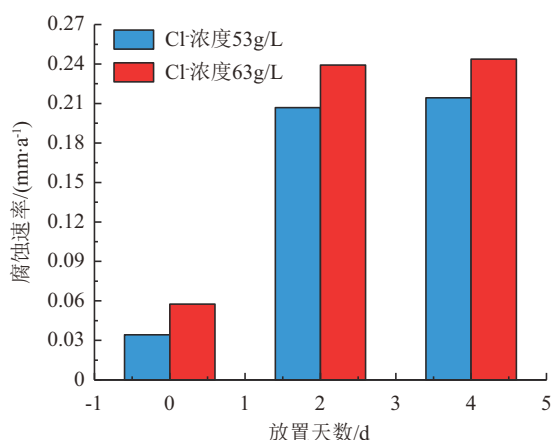
(a) Cl^- 浓度53g/L(b) Cl^- 浓度63g/L图5 不同 Cl^- 浓度、大气曝置时间下钻杆腐蚀试样Fig.5 Corrosion samples of drill pipe under different Cl^- content and atmospheric deposited time

图6 腐蚀实验结果

Fig.6 Corrosion experiment results

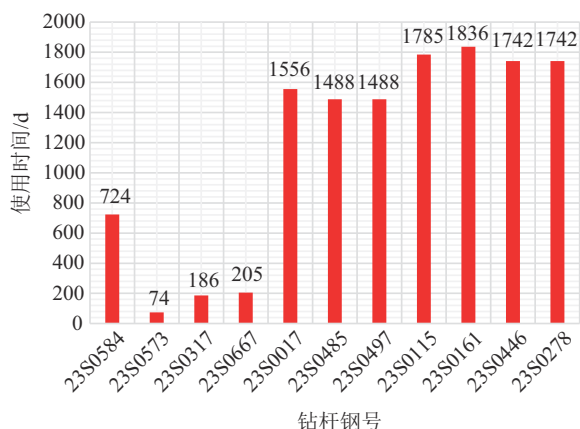


图7 疲劳失效钻杆使用情况

Fig.7 Service condition of fatigue drill pipe

进行统计和分析,可以得到大尺寸井眼中S135 钢级 $\Phi 168.3$ mm 钻杆失效预防措施如下:

(1)使用过程中对入井钻具开展全生命周期记录,精准记录每根入井钻杆服役时间,为钻具倒换和使用溯源提供准确依据。

(2)针对钻杆螺纹磨损问题,严格控制大尺寸井眼中钻杆服役时间在1500 h以内,采用非对称牙型、大扣根圆角半径改进螺纹结构,优化磷化工艺,提高螺纹耐磨能力。

(3)针对钻杆弯曲问题,除严格控制钻杆服役时间外,还需要加强上部钻具倒换,避免钻杆在大尺寸井眼中长时间承受较大的拉伸载荷。

(4)针对钻杆腐蚀问题,首先要加大出井钻杆表面清洁力度,尤其在使用水基钻井液时。其次,合理规划钻具入井顺序,避免入井钻具长时间曝置于空气中。

(5)针对钻杆疲劳失效问题,首先要加强大尺寸井眼中钻铤—钻杆过度位置钻杆倒换频率,每趟钻更换钻铤附近钻杆,避免过度应力集中。其次,应当控制大尺寸井眼中钻杆服役时间不超过1500 h。

4 结论

(1)针对某特深井二开 $\Phi 812.8$ mm 井眼、三开 $\Phi 593.7$ mm 井眼S135 钢级 $\Phi 168.3$ mm 钻杆失效情况进行了统计和分析,发现大尺寸井眼中 $\Phi 168.3$ mm 钻杆失效形式主要是螺纹磨损、钻杆弯曲、钻杆腐蚀和疲劳失效。

(2)通过分析找到了大尺寸井眼中 $\Phi 168.3$ mm 钻杆失效的主要原因:螺纹磨损主要是由钻杆使用时间长、上卸扣次数多引起,但常规API螺纹结构也有待优化以提高螺纹抗磨损能力;钻杆弯曲是由于钻杆在大拉伸载荷下,长时间承受较大弯曲应力最终导致发生塑性变形;钻杆腐蚀是由于出井钻杆表面残留有钻井液,在空气-水-氯离子的环境中腐蚀速率大大增加;钻杆疲劳失效是由于钻铤附近的钻杆应力集中明显、大尺寸井眼中钻具弯曲变形

大, 钻杆疲劳速度加快。

(3) 基于钻杆失效原因分析, 提出了预防大尺寸井眼中 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆失效的措施, 认识到钻具开展全生命周期记录工作的重要性。研究成果也可作为 S135 钢级 $\varnothing 168.3$ mm 钻杆在超深井大尺寸井眼中的安全应用提供指导。

参考文献(References):

- [1] 高展, 董晓明, 张忠铎. 万米井用超高强度高韧套管的研制及组织表征[J]. 钻探工程, 2024, 51(4): 1-6.
GAO Zhan, DONG Xiaoming, ZHANG Zhonghua. Development and structure characterization of ultra-high strength and toughness casing for myriametric well[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(4): 1-6.
- [2] 王维旭, 曹晓宇, 马继光, 等. 12000m 特深井自动化钻机研制与应用[J]. 钻探工程, 2024, 51(4): 7-13.
WANG Weixu, CAO Xiaoyu, MA Jiguang, et al. Development and application of automatic drilling rig for 12000m extra-deep wells[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(4): 7-13.
- [3] 尹浩, 梁健, 李宽, 等. 万米科学钻探关键机具优化措施研究[J]. 钻探工程, 2023, 50(4): 16-24.
YIN Hao, LIANG Jian, LI Kuan, et al. Research on optimization measures of key instrument for myriametric scientific drilling[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(4): 16-24.
- [4] 韩加庚, 汪海阁, 林羽翔, 等. 基于地表数据的井下振动识别与控制[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(2): 144-150.
HAN Jiageng, WANG Haige, LIN Yuxiang, et al. Identification and control of downhole vibration based on surface data[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(2): 144-150.
- [5] 张来斌, 樊建春, 祖强. 油井钻具完整性管理与风险控制[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(3): 1-6.
ZHANG Laibin, FAN Jianchun, ZU Qiang. The drilling tool integrity management on the basis of risk-based inspection[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015(3): 1-6.
- [6] 秦春, 陈小元, 程智勇. 井下大径垮塌物打捞划眼一体化处理技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(6): 61-64.
QIN Chun, CHEN Xiaoyuan, CHENG Zhiyong. Integrated fishing and reaming technology for downhole large-diameter collapsed objects[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(6): 61-64.
- [7] 艾白布·阿不力米提, 庞德新, 王十全, 等. 连续油管打捞连续油管关键工具研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(6): 89-95.
AIBAIBU Abulimiti, PANG Dexin, WANG Yiquan, et al. The research and application of a key tool for coiled tubing fishing with coiled tubing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(6): 89-95.
- [8] 黄华祥, 胡春勤, 章桂庭, 等. 水平裸眼井打捞钻柱优化研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(5): 126-128.
HUANG Huaxiang, HU Chunqin, ZHANG Guiting, et al. Fishing string optimization study and application for openhole horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(5): 126-128.
- [9] 吴德, 王丽军, 张小兵, 等. 小井眼井打捞工具的研制与应用[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(4): 119-121.
WU De, WANG Lijun, ZHANG Xiaobing, et al. Development and application of fishing tool in slim hole wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(4): 119-121.
- [10] 刘辉. S135 钻杆失效分析[J]. 钻采工艺, 2009, 32(4): 63-65.
LIU Hui. Failure analysis of S135 drill pipe[J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(4): 63-65.
- [11] 刘永刚, 王建平, 张伟, 等. S135 钻杆刺漏失效分析及疲劳验证试验[J]. 理化检验(物理分册), 2015, 51(8): 583-586.
LIU Yonggang, WANG Jianping, ZHANG Wei, et al. Piercing failure analysis and fatigue verification test of S135 drill pipes[J]. Physical Testing and Chemical Analysis Part A (Physical Testing), 2015, 51(8): 583-586.
- [12] 乔凌云, 毛浓召, 周云, 等. 某 S135 钻杆管体断裂失效分析[J]. 焊管, 2022, 45(4): 40-44, 49.
QIAO Lingyun, MAO Nongzhao, ZHOU Yun, et al. Fracture failure analysis of S135 drill pipe[J]. Welded Pipe and Tube, 2022, 45(4): 40-44, 49.
- [13] 马勇, 张佳伟, 范宇, 等. 深井超深井大尺寸井眼钻具疲劳失效分析与防控[J]. 天然气工业, 2024, 44(6): 74-86.
MA Yong, ZHANG Jiawei, FAN Yu, et al. Analysis and prevention & control of fatigue failure of drilling tools in large-sized wellbores of deep and ultra-deep wells[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(6): 74-86.
- [14] 梁健, 赵杰, 王成彪, 等. 基于 COMSOL 的铝合金钻杆腐蚀分析[J]. 钻探工程, 2021, 48(4): 1-10.
LIANG Jian, ZHAO Jie, WANG Chengbiao, et al. Analysis of aluminum alloy drill pipe corrosion based on COMSOL[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(4): 1-10.
- [15] 尹浩, 梁健, 孙建华, 等. 深部科学钻探钻杆接头优化措施[J]. 钻探工程, 2021, 48(3): 134-139.
YIN Hao, LIANG Jian, SUN Jianhua, et al. Optimization measures of drill pipe joints for deep scientific drilling[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(3): 134-139.
- [16] 范玮, 刘洪涛, 耿海龙, 等. 磨损对套管特殊螺纹强度及密封性能的影响[J]. 润滑与密封, 2023, 48(10): 198-202.
FAN Wei, LIU Hongtao, GENG Hailong, et al. Influence of wear on strength and sealing performance of casing premium thread[J]. Lubrication Engineering, 2023, 48(10): 198-202.
- [17] Fedorov S, Zaripov V, Ivanova Y, et al. Improving wear resistance of drill pipe sub thread by using final electromechanical surface hardening[J]. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2020, 963: 012008.
- [18] 宋执武, 高德利. 确定底部钻具组合上切点位置的新观点[J]. 石油钻采工艺, 2001, 23(5): 9-11.
SONG Zhiwu, GAO Deli. New concept for determining the top tangential point on bha[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2001, 23(5): 9-11.
- [19] MAO L J, CAI M J, WANG G R. Effect of rotation speed on the abrasive-erosive-corrosive wear of steel pipes against steel casings used in drilling for petroleum[J]. Wear, 2018, 410/411: 1-10.

(编辑 王跃伟)