

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2019090

水下井口套管悬挂器偏磨事故预防技术

张志刚¹, 张华卫², 崔广亮³

(1. 中国石化集团国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司第一钻井工程分公司, 天津 300280)

摘 要: 为了防止半潜式钻机施工过程中水下井口套管悬挂器及其连接短节发生偏磨, 破坏油气井的完整性, 以海上高温高压探井 M 井钻井过程中 $\phi 273.1$ mm 套管悬挂器及其连接短节发生严重偏磨事故为例, 分析了作业时海况、钻井平台偏离井口的程度、隔水管挠性接头是否扭卡和套管悬挂器耐磨补心的内径等可能造成套管悬挂器偏磨的因素, 结合有限元软件计算结果, 提出了以精确监测钻井平台偏离井口程度和选用与套管内径一致的套管悬挂器耐磨补心为主的预防技术措施。M 井填井侧钻及后续的 11 口井进行钻修井、弃井作业时, 4 台半潜式钻井平台在施工中严格采取相应的预防技术措施, 套管悬挂器及连接短节未发生明显偏磨。现场应用表明, 预防技术能够有效保护水下井口套管悬挂器, 保证油气井的完整性。

关键词: 水下井口; 半潜式钻井平台; 套管悬挂器; 偏磨; 耐磨补心

中图分类号: TE242

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)04-0070-05

Prevention Technologies in the Eccentric Wear of Subsea Wellhead Casing Hangers

ZHANG Zhigang¹, ZHANG Huawei², CUI Guangliang³

(1. Sinopec International Exploration & Production Corporation, Beijing, 100029, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 3. The No.1 Drilling Engineering Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Tianjin, 300280, China)

Abstract: In order to prevent the highly uneven, eccentric wear of the subsea wellhead casing hanger and its connecting nipple during the operation of semi-submersible rig, and to further ensure the integrity of oil and gas wells, research was conducted and a preventative technology of subsea wellhead casing hanger eccentric wear is proposed in this paper. Taking high temperature high pressure (HTHP) offshore exploration well M as an example, the $\phi 273.1$ mm casing hanger and its connecting nipple experienced severe eccentric wear and the residual casing thickness failed to meet the integrity requirements. The following factors can cause eccentric wear of casing hanger: as the sea conditions during operation, the degree of drilling rig deviating from wellhead, whether the flexible joint of riser is twisted, the inner diameter of casing hanger. All factors were studied. Then, combined with the calculation results of finite element software, this paper proposes preventive measures of accurately monitoring the deviation of rig from the wellhead to correct the eccentric wear in time, and selecting the wear bushing of casing hanger with the same inner diameter as the casing. During well filling/sidetracking of well M and the subsequent drilling, workover and abandonment in 11 wells, preventive measures were adopted during operations of the four semi-submersible rigs and the casing hangers and connecting nipples didn't experience significant eccentric wear. Field applications showed that the prevention technologies could effectively protect the subsea wellhead hanger and ensure the integrity of oil and gas wells. Thus this study showed the potential for wide application and adoption.

Key words: Subsea wellhead; semi-submersible drilling platform; casing hanger; eccentric wear; wear bushing

套管悬挂器及其连接短节(为双公短节)位于套管串的最上部,用于连接套管悬挂器和套管串,是保证油气井完整性的重要组成部分^[1-2]。施工过程中,海上浮式钻井平台(如半潜式钻井平台、钻井船等)通过隔水管与位于海底的水下井口连接在一起^[3]。浮式钻井平台的位置由定位系统控制,在洋流等因素影响下,转盘的中心与水下井口的中心会发生轻微的偏移,安装在隔水管系统中的挠性接头将允许

钻井平台在施工中发生一定量的偏移^[4-5]。API RP 16Q 推荐钻井状态下挠性接头的平均弯曲角度不大

收稿日期: 2019-04-16; 改回日期: 2019-06-17。

作者简介: 张志刚(1970—),男,河南濮阳人,1991年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,高级工程师,主要从事钻修井、弃井工程管理工作。E-mail: zgzhang.sipc@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“海上油气田关键工程技术”(编号: 2016ZX05033-004)、中国石化科技攻关项目“尼日利亚、喀麦隆复杂地层钻井关键技术研究”(编号: PE19009-1)联合资助。

于 2.0° , 最大弯曲角度不大于 4.0° 。通常情况下, 控制隔水管挠性接头弯曲角度位于 API 推荐范围内, 并安装套管悬挂器耐磨补心预防因钻井平台偏移造成的套管悬挂器偏磨^[6]。目前, 对于套管防磨技术的研究较为系统^[7-10], 而有关水下井口套管悬挂器防磨技术的研究相对较少, 如果套管悬挂器发生严重偏磨, 只能侧钻或者增加套管层次, 以满足油井完整性的要求。

海上高温高压探井 M 井的套管悬挂器偏磨后不能满足油井完整性要求, 只能通过侧钻的方式完成钻探目标。为了防止再次发生类似的偏磨事故, 分析了该井偏磨事故的发生过程, 找出了造成偏磨事故的主因, 制定了预防偏磨的技术措施, 精确监测钻井平台偏移井口的程度。偏磨预防技术在 M 井侧钻井眼及后续的半潜式钻井平台钻井、修井和弃井中进行了应用, 验证了偏磨预防技术的可行性。

1 M 井基本情况及偏磨发生过程

M 井作业水深 95.00 m, 使用 8 锚链半潜式钻井平台实施钻探, 采用五级井身结构, 井口采用 $\phi 762.0$ mm 低压导管头和 $\phi 476.2$ mm 高压 (105 MPa) 水下井口头的组合, 目的层用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻进, 并悬挂 $\phi 177.8$ mm 尾管 (见图 1)。

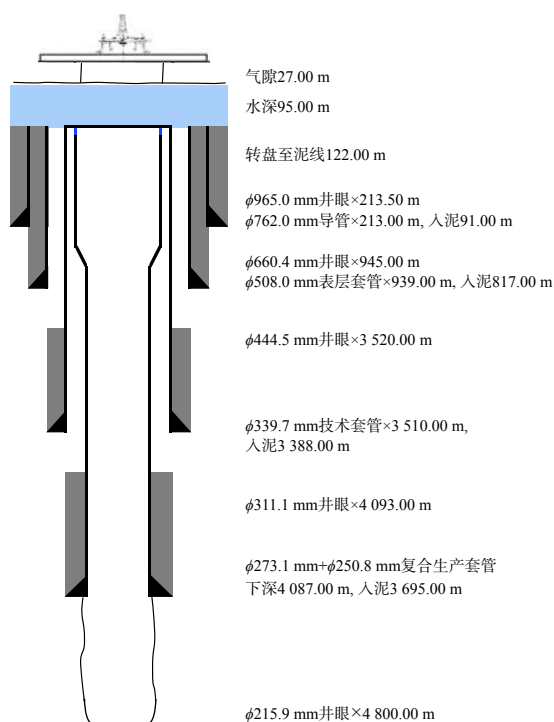


图 1 M 井实钻井身结构

Fig. 1 Casing program of the actually drilled well M

该井下入 $\phi 273.1$ mm + $\phi 250.8$ mm 复合生产套管, 固井后, 下入 $\phi 215.9$ mm 旋转导向钻具组合钻穿水泥塞及套管附件, 将钻井液替换为密度 2.10 kg/L 的油基钻井液, 然后开始下一开次的钻进施工。钻至设计完钻井深 4 800.00 m, 起出全部钻具和隔水管挠性接头内的耐磨补心, 发现耐磨补心一侧 (船艏向) 已经磨穿。完成防喷器组试压, 起出 $\phi 273.1$ mm 套管悬挂器的耐磨补心 (内径 252.4 mm), 发现耐磨补心的艏向左侧也有轻微偏磨。鉴于 2 个耐磨补心均发生偏磨, 裸眼段电缆测井作业结束后下入 60 臂井径仪测量套管内壁磨损情况, 解释结果表明, $\phi 273.1$ mm 套管悬挂器及其连接短节同样存在一侧严重偏磨现象, 其偏磨程度达到了 41.2%。更换耐磨补心后, 通井, 再次下入 60 臂井径仪测量套管内壁偏磨情况, 测井解释结果表明, 经过电测及通井作业后, 套管悬挂器及连接短节在相同位置的偏磨程度达到了 47.5%, 套管悬挂器及连接短节极有可能已经磨损到中间连接的丝扣接触面。在 MDT 测得油层压力当量密度为 2.06 kg/L 的情况下, 结合套管悬挂器的磨损程度, 使用专业软件重新校核套管强度, 发现偏磨后套管悬挂器及连接短节已无法满足测试安全要求。注水泥封固裸眼段后, 切割 $\phi 250.8$ mm 套管、侧钻, 重新下入复合生产套管固井, 保证了井筒的完整性。侧钻施工共用时 79 d, 花费 5 400 万美元。

2 偏磨事故原因分析

为防止侧钻及后续半潜式钻井平台施工过程中再次发生类似的偏磨事故, 参考造成隔水管、水下井口及套管偏磨的可能原因^[11-12], 从以下方面分析发生偏磨事故的原因。

2.1 钻井平台偏离井口的程度

2.1.1 钻进期间防喷器及隔水管偏离井口程度

井口基盘、水下防喷器、下部隔水管总成 (LMRP) 和隔水管底部均安装了牛眼水平仪, 以便作业期间使用人工机器人 (remote operated vehicle, ROV) 判断井口、防喷器和隔水管的偏移程度。 $\phi 215.9$ mm 井段钻进过程中每隔 2~3 d 下入 ROV 观察一次牛眼水平仪的水平度, 观测结果显示倾斜程度均不超过 1.75° (见表 1)。

表 1 $\phi 215.9$ mm 井段钻进期间各牛眼水平仪的倾斜角度及倾向Table 1 Dip angle and trend of bull's eye level-meter at different positions during $\phi 215.9$ mm borehole drilling

观察次序	井口基盘船尾	井口基盘右方	BOP	LMRP	隔水管底部
1	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	1.00°左舷	1.25°船尾
2	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	1.00°左舷	1.25°船尾
3	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°左舷	1.25°船尾
4	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°左舷	1.50°船尾
5	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°左舷	1.50°船尾
6	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°左舷	1.50°船尾
7	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°左舷	1.50°船尾
8	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°右舷船尾	1.75°右舷船尾
9	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°右舷船尾	1.75°右舷船尾
10	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°右舷船尾	1.75°右舷船尾
11	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°右舷船尾	1.75°右舷船尾
12	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾	0.50°右舷船尾	0.75°右舷船尾	1.00°右舷船尾

2.1.2 隔水管段倾斜程度

如果钻井平台大幅度偏移井口中心,隔水管会大幅度倾斜,可能导致钻具对套管悬挂器造成严重偏磨。考虑 $\phi 215.9$ mm井段开钻、裸眼电缆测井和弃井注水泥塞过程中均未对钻井平台位置进行任何调整,注完裸眼水泥塞后下入陀螺测斜仪,检测隔水管倾斜程度。测斜结果显示,井口附近的井斜角小于 0.7° ,方位角约为 200.0° ;整个隔水管段平均斜度在 1.0° 以内,最大斜度不超过 1.5° ,表明隔水管不存在严重倾斜。

2.1.3 锚链张力

该半潜式钻井平台定位艏向为 317° 。海事报表表明, $\phi 215.9$ mm井段钻进期间至第一次电测发现套管悬挂器及连接短节偏磨时未调整锚链长度,钻井平台的锚链对称分布(见图2),其锚链张力曲线如图3所示。从图3可以看出,2#、1#、8#和7#锚链的张力要明显大于与其配对锚链的张力。

从牛眼水平仪测量数据及隔水管段陀螺测斜数据推测, $\phi 215.9$ mm井段钻进过程中钻井平台偏离井口后挠性接头偏转角度应不大于 2.0° ,钻井平台的位置控制在其操作手册及API推荐范围内。锚链张力曲线表明,钻井平台左舷侧锚链的张力均大于右舷侧锚链的张力,表明钻井平台在施工期间其位置可能稍偏向井口左侧。耐磨补心和套管悬挂器偏磨的方向为平台船艏左侧方向,印证了 $\phi 215.9$ mm

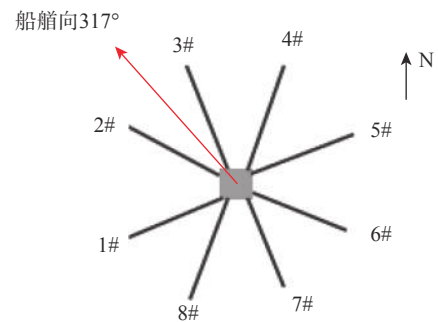


图 2 钻机锚链的布局

Fig. 2 Layout of drilling rig anchor chain

井段钻进过程中钻井平台相对于井口发生了偏移。通常情况下,这种小角度的偏移因符合钻井平台常规作业规程要求,在没有特殊要求的情况下,不需要根据偏移调整钻井平台位置。但该井在施工过程中钻井平台一直向同一个方位偏移,导致钻具对于井口的磨损也固定在此方位,随着时间增长可能会造成耐磨补心及套管悬挂器的严重偏磨。

2.2 挠性接头是否扭卡

如果下部隔水管总成及隔水管安装时操作不当及后续作业过程中隔水管张力器的张力不够,可能会导致挠性接头扭卡或过度弯曲,钻具转动时挠性接头成为一个支点磨损套管悬挂器及连接短节。通过分析安装隔水管时的大钩高度、大钩载荷、坐放下部隔水管总成于防喷器上的悬重释放量及连接器锁紧后超拉上提验证等数据曲线^[13],作业时严格按

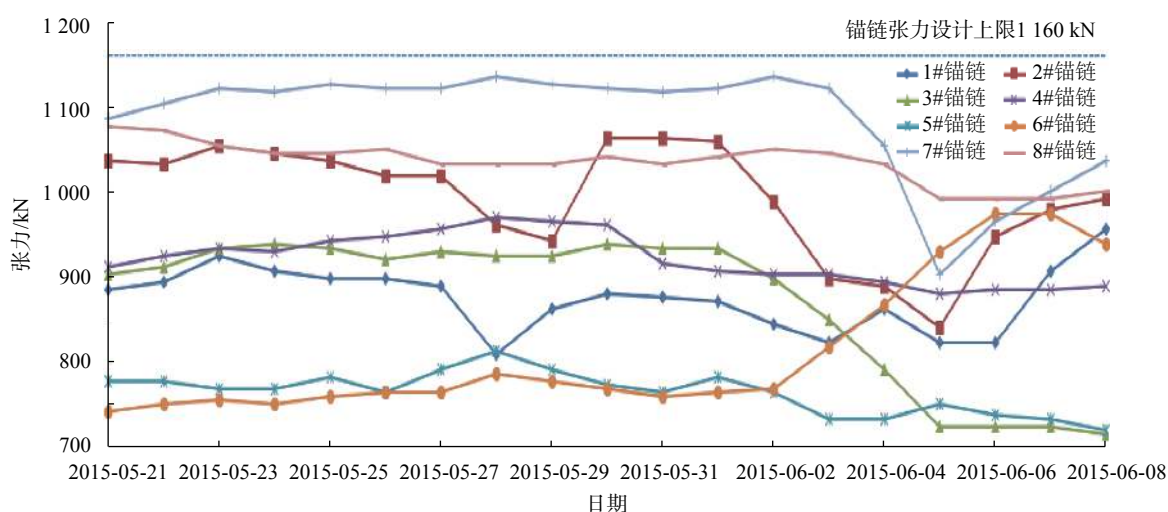


图 3 钻井平台锚链张力曲线

Fig.3 Tension curve of rig anchor chain

照操作规程安装隔水管, 坐放下部隔水管总成时悬重释放 245 kN, 锁紧连接器后超拉上提 225 kN 确认隔水管和下部隔水管总成安装就位, 后续作业一直保持隔水管张力器的张力在作业规范要求范围内, 说明隔水管挠性接头不存在扭卡现象。

2.3 套管悬挂器耐磨补心尺寸的选择

检查发生偏磨的 $\phi 273.1$ mm 套管悬挂器耐磨补心发现, 偏磨仅发生在上部约四分之三的位置, 且磨损深度从上至下逐渐变浅。耐磨补心的内径为 252.4 mm, $\phi 273.1$ mm 套管内径为 232.6 mm, 磨损现象表明, 由于耐磨补心和套管悬挂器内径发生突变, 使套管悬挂器内壁成为钻具转动及短程起下钻的支点, 在钻机小幅偏离井口的情况下, 导致钻具转动对套管悬挂器及连接短节造成严重偏磨。

使用 FEA 有限元分析软件分析耐磨补心及套管悬挂器的偏磨情况, 结果表明偏磨主要是由于钻具的旋转造成的。如果应用内径与套管内径相同或者内径更小的耐磨补心, 可降低钻井平台偏离井口时套管悬挂器及连接短节的偏磨程度。

2.4 作业海况

一般情况下, 半潜式钻井平台作业时对海况条件比较敏感, 海流流速及流向的变化使得半潜式钻井平台容易偏离海底井口位置。M 井所处海域海况比较恶劣, 冬季浪高可达 30.00 m。因为 M 井为高温高压探井, 从安全角度考虑, 钻井窗口期选在一年中海况最好的夏季, $\phi 215.9$ mm 井段钻进过程中海况较好, 平均风速小于 4.0 m/s, 平均浪高小于

1.00 m, 风向和海流方向主要为 $330^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 方位。结合以往作业经验, 该作业海况有利于半潜式钻井平台的施工, 不是导致套管悬挂器偏磨的主要诱因。

2.5 事故原因分析

由上述分析可知, M 井 $\phi 215.9$ mm 井段钻进过程中, 由于钻井平台长期朝船艏左舷方向偏离井口, 且不合规格的耐磨补心在钻具旋转和起下钻过程中无法有效保护套管, 造成了套管悬挂器及连接短节在一个方向上的持续偏磨。该井在钻进过程中为了便于及时发现油气侵入井筒造成的井涌, 未使用吊机作业以保持钻机稳定, 这也可能是在海况较好的情况下进一步导致钻井平台长时间朝一个方向偏移的原因。由于钻井平台偏移井口的幅度在常规作业许可范围内, 未引起足够重视, 没有及时校正并缩小偏移量, 从而导致套管悬挂器及连接短节在一个方向上严重偏磨。

3 偏磨预防技术措施

基于造成套管悬挂器和连接短节严重偏磨的原因分析, 为了避免类似事故的再次发生, 制定了精确监测钻井平台偏离井口的程度、预防套管悬挂器偏磨的技术措施:

1) 结合施工区域历史海况资料优选钻井施工季节, 尽量避免在冬季恶劣海况下使用半潜式钻井平台施工; 施工过程中密切监测风浪等情况, 若风浪级别可能超出作业许可范围, 立刻暂停作业施工。

2) 抛锚作业时, 进行锚抓力试验, 以防止作业

过程中出现走锚现象。如果锚抓力试验结果达不到规定要求,要重新抛锚,或增抛串联锚等。

3)使用内径与套管内径相同或更小的套管悬挂器耐磨补心,降低套管悬挂器成为磨损支点的概率。

4)增加检查隔水管挠性接头和套管悬挂器的耐磨补心的频率,以便及时发现偏磨问题,并及时纠正。

5)钻井平台上安装差分全球定位系统,并利用 Nautronix 定位系统持续精确监测钻井平台的位置。对钻井平台许可偏移程度提出比 API 更严格的要求,如果发现钻井平台偏移程度超出许可范围,及时调整锚链出链长度和张力,以降低偏离井口的程度,防止钻机持续朝向某一方位偏移,从而减小钻具转动和起下钻对套管的磨损。

4 现场应用效果

M 井填井侧钻和项目后续 11 口开发井的钻井、完井、修井、弃井作业等施工中,共使用 4 台不同的半潜式钻井平台进行施工,均严格执行制定的防偏磨技术措施,持续监测钻井平台偏离水下井口的程度,发现偏离井口可能超过作业要求或持续朝向一个方位偏移的情况时,及时调整锚链出链长度和张力,尽量缩小偏移量;定期起出隔水管挠性接头和套管悬挂器的耐磨补心,检查磨损情况,以便根据耐磨补心的磨损情况判断钻井平台是否发生了偏移,并检查相应的纠偏效果。

在侧钻和后续的不同作业施工中,由于采取了精细化措施监测钻井平台偏离水下井口的程度,检查隔水管挠性接头和套管悬挂器的耐磨补心磨损情况时均未发现异常偏磨,保证了各井的施工安全。多井次的成功应用表明,水下井口套管悬挂器防偏磨技术具有较好的现场实用性和可靠性。

5 结论与建议

1)在分析 M 井水下井口套管悬挂器发生偏磨问题原因的基础上,通过研究形成了以精确监测钻井平台偏离井口程度并及时纠偏、选用与套管内径一致的套管悬挂器耐磨补心为主的偏磨预防技术。

2)施工过程中需加强对钻井平台偏离井口程度的精确监测,尽可能保证钻井平台相对于水下井口居中,及时调整规避钻井平台持续朝某一个方位偏离,以防止套挂悬挂器偏磨。

3)内径发生变化处的磨损风险要高于其他部

分,因此,套管悬挂器耐磨补心的内径要与套管悬挂器及套管的内径相匹配,以防止形成磨损支点,降低套管悬挂器发生偏磨的概率。

参 考 文 献

References

- [1] 张绍槐. 井筒完整性的定义、功能、应用及进展 [J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(1): 1-8, 13.
ZHANG Shaohuai. Definition, function, application and progress of wellbore integrity[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(1): 1-8, 13.
- [2] 张绍槐. 钻井作业应用井筒完整性标准 [J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 147-156.
ZHANG Shaohuai. Standard on wellbore integrity in drilling operation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 147-156.
- [3] 张伟国, 韦红术, 畅元江, 等. 深水水下井口完井作业窗口分析 [J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(6): 44-48.
ZHANG Weiguo, WEI Hongshu, CHANG Yuanjiang, et al. Analysis on completion operation window of deepwater subsea wellhead[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(6): 44-48.
- [4] 刘庆敬. 海洋深水水下井口系统整体结构设计及关键技术研究 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.
LIU Qingjing. Structure design and research on key technology of deepwater subsea wellhead system[D]. Qingdao: China University of Petroleum(Huadong), 2010.
- [5] 张红生, 郭永宾. 套管防磨保护措施 [J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(6): 116-118.
ZHANG Hongsheng, GUO Yongbin. Casing anti-galling and protective measures[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(6): 116-118.
- [6] 李中, 李炎军, 张万栋, 等. 南海西部地区异常高压气井套管防磨技术 [J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(5): 547-552.
LI Zhong, LI Yanjun, ZHANG Wandong, et al. An integrated wear prevention technology for casing of the abnormal pressure gas well in the western South China Sea[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(5): 547-552.
- [7] 王镇全, 张凯, 王德国, 等. 钻杆接头耐磨带材料研究进展 [J]. 石油矿场机械, 2016, 45(2): 94-98.
WANG Zhenquan, ZHANG Kai, WANG Deguo, et al. Research progress of wear-resistant belt material in drill joint[J]. Oil Field Equipment, 2016, 45(2): 94-98.
- [8] 李云峰. 南堡 3 号构造中深层大斜度井钻井技术 [J]. 断块油气田, 2017, 24(4): 587-591.
LI Yunfeng. Drilling technology for deep long displacement and highly deviated well in Nanpu No.3 Structure[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(4): 587-591.
- [9] POSS G T, HALL R W Jr. Subsea drilling riser wear: a case history[R]. SPE 29392, 1995.
- [10] PASLAY P R, CERNOCKY E P. Prediction of wear and stresses while drilling through a riser flex joint[J]. Journal of Energy Resources Technology, 1994, 116(1): 49-55.
- [11] SOONG A, ARRIFFIN M F, ROSLAND H A. Integration of casing wear in casing design and stress analysis workflow[R]. SPE 187011, 2017.
- [12] TAN Leichuan, GAO Deli, ZHOU Jinhui. Casing wear prediction with considering initial internal casing eccentricity[J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2018, 43(5): 2593-2603.
- [13] 刘正礼, 严德. 南海东部荔湾 22-1-1 超深水井钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(1): 13-19.
LIU Zhengli, YAN De. Key drilling techniques of Liwan22-1-1 ultra-deepwater well in east of South China Sea[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(1): 13-19.