

# 渤海 I27H 井 $\varnothing 406.4$ mm 大尺寸井眼对扣打捞技术

侯冠中<sup>1</sup>, 和鹏飞<sup>2</sup>, 郑超<sup>1</sup>, 席江军<sup>2</sup>

(1. 中海石油(中国)天津分公司, 天津 300452; 2. 中海油能源发展有限公司工程技术分公司, 天津 300452)

**摘要:** 钻具落井是石油行业典型的井下事故, 一般需要耗费较多的时间和人力、物力来处理, 直接影响着油井的命运。通过细致的钻具探伤、检查, 保证入井钻具状态良好是预防事故发生的主要手段。但是由于一些客观因素的影响, 钻具落井事故仍时有发生。渤海油田某井表层  $\varnothing 406.4$  mm 井眼钻井过程中发生的底部钻具脱扣落井便是此类事故的典型。在对该井基本情况和事故发生的经过做了简单介绍的基础上, 对中浅层大尺寸井眼钻具落井的打捞难点做了说明, 给出了可行的打捞方案, 最终成功打捞出了落井钻具。

**关键词:** 钻具落井; 大尺寸井眼; 对扣; 水平井

中图分类号: TE28 文献标识码: B 文章编号: 1672-7428(2015)10-0035-03

**Screwing Fishing Techniques for Large Diameter Well in Bohai/HOU Guan-zhong<sup>1</sup>, HE Peng-fei<sup>2</sup>, ZHENG Chao<sup>1</sup>, XI Jiang-jun<sup>2</sup>** (1. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China; 2. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China)

**Abstract:** Drilling tool falling is a typical downhole accident; it will spend time, manpower and material resources for dealing. The careful drilling tool detection, inspection and good-condition of drilling tool are the main insurance to prevent the accident. However, due to some objective factors, the accident still occurs. The paper presents a typical case of I27H well in Bohai oilfield, drilling tool dropped down to the hole bottom in the drilling process of a 406.4mm well, based on the brief introduction of this well and the accident process, the difficulties of drilling tool fishing in large diameter hole in middle shallow were presented and the feasible fishing scheme was put forward with successful fish operation.

**Key words:** drilling tool falling; large diameter well; screwing fishing; horizontal well

井下钻具事故最常见的是钻具刺漏、连接扣故障等问题, 每年在各大油田均有发生<sup>[1-3]</sup>, 如果在作业过程中发现不及时、应对措施失当会导致钻具断落入井。钻具落井后的处理费时、费力, 严重影响井的总体开发效益。

2014 年渤海油田共实现 400 多口井的钻井作业任务, 有效降低作业成本 10% 以上, 良好践行了海洋石油总公司“降本增效”的理念。这些成绩的取得不仅是渤海油田优化资源配置、合理作业安排、精细化现场操作、创新作业理念、引进新工具新工艺的成果, 同时也是海上钻井作业复杂情况、事故成功处理的成果。I27H 井表层  $\varnothing 406.4$  mm 井眼钻具落井的一次性成功打捞便是此类情况的典型。

## 1 I27H 井基本情况与钻具落井过程

I27H 井是渤海某油田综合调整设计的一口近大位移水平井, 采用 225 t 提升能力钻修机井架作业, 配置 2 台 F800 型柴油动力泥浆泵。一开钻进至

734 m 发现 2 号泥浆泵高压出口旋塞阀刺漏, 正常钻进期间泵压稳定无异常, 修理旋塞阀后恢复钻进, 发现排量 3200 L/min 泵压较修理前偏低 2 MPa, 现场降低排量循环, 排查地面泥浆泵、管线等原因, 查看井下定向工具涡轮转速未有异常, 同时发现 2 号泥浆泵上水变差、高压出口管线抖动严重, 由于泥浆泵设备老旧, 清理滤网、检查活塞缸套、自循环低压排空, 上水效果均未改善。现场决定尝试恢复钻进, 发现泵压稳定不降、马达接触井底无压差, 进尺慢。鉴于此, 决定起钻检查钻具, 倒划眼循环至 701 m, 泵压突然降低 1.17 MPa、悬重降低 3.36 t, 现场判断底部钻具落井。

一开使用贝壳休斯定向井工具, 原钻具组合:  $\varnothing 406.4$  mm PDC 钻头 +  $\varnothing 244.5$  mm 泥浆马达 ( $1.5^\circ$ ) + F/V +  $\varnothing 311.15$  mm 扶正器 +  $\varnothing 203.2$  mm 非磁短钻铤 +  $\varnothing 209.5$  mm 非磁接头 +  $\varnothing 209.5$  mm MWD +  $\varnothing 209.5$  mm MWD - STAB - MOD +  $\varnothing 209.5$  mm BCPM +  $\varnothing 209.5$  mm NMSUB - STOP +  $\varnothing 168.3$

mm 非磁钻杆 +  $\varnothing 203.2$  mm 机械随钻震击器 + 变扣接头 +  $\varnothing 139.7$  mm 加重钻杆  $\times 14$  根。

起钻至井口确认包括  $\varnothing 209.5$  mm NMSUB - STOP 在内以下底部钻具落井,落井原因是 NMSUB - STOP 与 NMDP 之间连接扣刺漏、脱扣落井, NMDP 公扣情况见图 1。“落鱼”长度 26.7 m,“落鱼”顶部扣型 630。



图 1 出井的 NMDP 公扣照片

### 1.1 定向井轨迹数据

I27H 井定向井轨迹设计如表 1 所示,表层井深 734 m 对应井底井斜约  $53^\circ$ 。

表 1 I27H 井定向井轨迹数据

造斜段	造斜点/m	造斜终点/m	造斜率/[( $^\circ$ ) $\cdot$ (30 m) $^{-1}$ ]	终点井斜角/( $^\circ$ )	终点方位角/( $^\circ$ )	设计完钻斜深/m	设计完钻垂深/m
第一造斜段	160	916.49	3	75.65	280.54	3161.6	1146.0
第二造斜段	2461.68	2877.64	3	90.61	248.95		

### 1.2 井身结构

I27H 井采用渤海常规套管层次,即  $\varnothing 508$  mm 隔水导管 +  $\varnothing 406.4$  mm 井眼  $\times \varnothing 339.7$  mm 套管(设计下入深度 900 m) +  $\varnothing 311.2$  mm 井眼  $\times \varnothing 244.5$  mm 套管(设计下入深度 2872 m) +  $\varnothing 215.9$  mm 井眼  $\times \varnothing 152.4$  mm 筛管(设计)。

## 2 事故现场分析与解决思路

### 2.1 打捞思路与难点

对于本井“落鱼”的打捞提出了 3 种方案:

- (1) 组合对扣钻具,对扣打捞;
- (2) 下入卡瓦打捞筒;
- (3) 下入公锥内打捞。

打捞的主要难点在于“鱼顶”在纵向和横向上均有不确定性,尤其表层井眼尺寸较大,“鱼顶”在

横向上的判断直接会影响打捞效果。

### 2.2 “落鱼”位置分析

从现在事故发生点估算,底部钻头位置在 701 m 发生悬重突降,按“落鱼”不移动计算理论“鱼顶”位置应该在 674.3 m。对于“鱼顶”是否发生变化,现场做了具体计算分析。本次钻具在入井前对包括震击器在内以下钻具称重约 9 t,由此计算“落鱼”理论质量约在 6.5 t 左右,按井底段井斜  $53^\circ$  做“落鱼”受力分析,如图 2 所示。

计算结果“落鱼”在沿井眼延伸方向的重力分量  $G_2$  为 3.9 t 左右,摩擦力  $f$  约 1.6 t(摩擦系数根据钻井过程中的上提、下放悬重,利用 landmark 软件反推约为 0.3)。由此判断“落鱼”脱离钻具后将通过 2.3 t 左右的轴向力(忽略钻井液浮力)坠落井底。

### 2.3 “落鱼”井内状态分析

渤海上部地层疏松,地层可钻性强,一般表层作业采用海水膨润土浆大排量钻进配合清扫稠膨润土浆携砂,由此导致表层扩延率极高,原先使用的表层  $\varnothing 444.5$  mm 井眼扩眼率达 100% 左右,本井表层采用  $\varnothing 406.4$  mm 钻头,由于轨迹造斜需要钻进过程中控制最高排量控制在 3400 L/min 左右,通过投入电石和替入稠膨润土浆利用迟到时间测算扩眼率在 30% 左右,同时对比同尺寸井眼以及排量参数在缓中区域的该尺寸表层作业情况印证了该数值的可靠性(见表 2)。

表 2 缓中某区块表层  $\varnothing 406.4$  mm 井眼扩眼率计算

序号	井名	$\varnothing 406.4$ mm 井眼中完井深/m	最大井斜/( $^\circ$ )	固井水泥附加量/%	固井时水泥浆返出量/ $m^3$	反推井径扩大率/%
1	M33H	425.0	30.0	150	约 1.5	21
2	M31H	421.0	28.0	150	约 8.0	28
3	M28H	419.0	14.5	150	约 1.5	22
4	M30H	421.5	23.0	150	约 9.5	29
5	M26H	421.5	20.0	150	约 1.5	21

本趟底部钻具泥浆马达自带  $\varnothing 403$  mm 扶正器距离钻头底端约 1 m,钻具中部配置  $\varnothing 311$  mm 刚性扶正器,距离钻头底端约 11.5 m,钻具上部定向井工具自带一个  $\varnothing 298.55$  mm 非磁扶正器距离“鱼顶”约 4 m。“落鱼”在井内由于重力作用贴近井眼低边,顶部母扣由于扶正器扶正作用微微翘起脱离低边,如图 3 所示。

### 2.4 打捞方案的确定

从出井的 NMDP 底部扣状态来看,公扣周向有

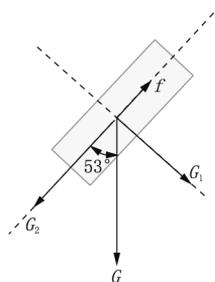


图2 I27H 井“落鱼”受力分析示意图



图3 “落鱼”井内状态示意图

1/3 左右的部分液体冲蚀较为严重,其他部分稍有冲蚀但总体保持了扣的完整状态,整个扣型外围无其他裂纹等现象,判断母扣端理论上也无胀扣问题,且扣存在再次受短时拉力的可能。同时鉴于上述 2.2.2.3 小节分析,现场决定第一趟利用合理的对扣钻具尝试对扣,如果打捞不成功,第二趟下入大尺寸引鞋加卡瓦打捞筒。

对扣打捞组合:  $\varnothing 203.2$  mm 钻铤  $\times 1$  根 +  $\varnothing 203.2$  mm 浮阀接头 +  $\varnothing 311.5$  mm 扶正器 +  $\varnothing 203.2$  mm 机械随钻震击器 + 变扣接头 +  $\varnothing 139.7$  mm 加重钻杆  $\times 14$  根。

对于对扣打捞组合底部使用磁性还是非磁性钻铤,考虑刚性钻铤扣强度高于磁性<sup>[4]</sup>,最终下入常规螺旋钻铤,同时在钻铤上部加入单向浮阀防止堵塞,加入震击器便于捕获“落鱼”后提活。

如果对扣不成功,探得“鱼顶”后,起钻通井,然后下入打捞筒打捞。

通井钻具组合:  $\varnothing 311.5$  mm 牙轮钻头 + 变扣接头 +  $\varnothing 203.2$  mm 浮阀接头 +  $\varnothing 203.2$  mm 钻铤  $\times 1$  根 +  $\varnothing 304.8$  mm 扶正器 +  $\varnothing 203.2$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\varnothing 203.2$  mm 机械随钻震击器 + 变扣接头 +  $\varnothing 139.7$  mm 加重钻杆  $\times 14$  根。

备用打捞筒组合:  $\varnothing 269.9$  mm 或  $\varnothing 381$  mm 引鞋 +  $\varnothing 269.9$  mm 卡瓦打捞筒 (203 或 209 mm 篮式卡瓦 +  $\varnothing 207$  mm 铣齿控制环) +  $\varnothing 203.2$  mm 机械随钻震击器 + 变扣接头 +  $\varnothing 139.7$  mm 加重钻杆  $\times 14$  根。

### 3 实施操作

(1) 下钻,小排量  $500$  L/min,下压钻具  $6$  t 探

“鱼顶”深度  $714.36$  m,与计算“鱼顶”贴近,证明“落鱼”确实滑入井底,测上提、下放悬重(上提  $47$  t、下放  $40$  t;旋转上提  $45$  t、旋转下放  $42$  t);

(2) 设定顶驱憋停值  $5$  kN·m,开排量  $500$  L/min,转速  $10$  r/min(泵压  $0.45$  MPa,扭矩  $3.5$  kN·m),缓慢下放钻具至  $714.36$  m 遇阻  $6$  t,顶驱憋停,泵压上升至  $2.7$  MPa,返出正常,证明井底循环通路畅通,无沉砂卡钻现象。

(3) 按  $5$  kN·m 每次阶梯提高顶驱憋停值至  $35$  kN·m,顶驱仍旧憋停,释放扭矩,计算有效上扣  $5$  圈,再次施加正扭矩至  $35$  kN·m(正常该磁性扣上扣扭矩  $60$  kN·m,对扣按  $60\%$  上扣)<sup>[5]</sup>,释放扭矩。

(4) 缓慢上提钻具至悬重  $70$  t(含顶驱悬重  $18.5$  t),钻具未活,再次上提至  $100$  t,震击器工作,下压复位震击器,再次上提至  $80$  t,悬重降至  $52$  t(比对扣前增加  $5$  t),钻具提活,期间泵压稳定  $2.7$  MPa 不降,确认对扣成功。

(5) 平稳起钻至井口,“落鱼”全部出井。

### 4 结语

(1) 大尺寸井眼钻具脱扣落井事故,综合考虑扣的损坏程度、井眼状况、“落鱼”在井内的状态,因地制宜的选择打捞方式,完全可以实现大尺寸井眼对扣打捞作业。

(2) 确认对扣以后,上扣扭矩的大小和方式会影响扣的损坏程度,从本次对扣来看,利用刚性扣打捞磁性扣,增强连接的强度,上扣扭矩可利用阶梯上紧,计算有效上扣圈数,最大扭矩值不宜过大,从经验来看不超过  $60\%$ 。

### 参考文献:

- [1] 张杰,常忠勇,何茂伟,等. TD004—X3 井大斜度井钻具滑扣事故处理实践[J]. 天然气勘探与开发,2012,35(3):66-69.
- [2] 李守众,常领,高志强,等. 桩古 9—斜 3 井大井眼落鱼打捞技术[J]. 西部探矿工程,2010,(11):59-61.
- [3] 孔祥云,刘磊,高定祥,等. 塔河油田斜井水平井打捞技术研究与应用[J]. 内蒙古石油化工,2014,(8):105-106.
- [4] 董星亮,曹式敬,唐海雄,等. 海洋钻井手册[M]. 北京:石油工业出版社,2011.
- [5] SY/T 5587.12—2004,常规修井作业规程[S].