

文章编号: 1008-2336 (2021) 03-0083-05

半潜式平台表层卡套管处理与认识

肖夏, 黄懿强

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司深水工程技术中心, 广东深圳 518067)

摘要: 下套管过程中发生卡套管复杂情况是半潜式钻井平台钻井作业的重大难题之一, 半潜式钻井平台作业时, 套管若无法下到位, 则下一步作业将无法开展, 其处理难度及风险远高于固定式钻井平台。此文以南海东部海域恩平区块一起半潜式钻井平台表层 $\phi 339.7$ mm 套管从发生卡套管到快速解卡的案例为例, 从地层特性、钻井液性能、井身结构方面开展具体分析, 并提出了半潜式钻井平台表层压差黏附卡套管的快速处理方法和预防措施, 对于后续预防和表层压差卡套管具有可靠的借鉴与指导性意义。

关键词: 半潜式钻井平台; 压差黏附卡套管; 表层套管; 解卡

中图分类号: TE28 文献标识码: A DOI:10.3969/j.issn.1008-2336.2021.03.083

Treatment and Recognition of Surface Tubing of Semi-submersible Platform

XIAO Xia, HUANG Yiqiang

(Deepwater Well Engineering & Operation Center, Shenzhen Branch,
CNOOC (China) Ltd., Shenzhen, Guangdong 518067, China)

Abstract: The complicated situation of tubing during the casing running is one of the major problems in the drilling operation of the semi-submersible drilling platform. During the operation of a semi-submersible drilling platform, if the casing cannot be lowered in place, the next step of the operation will not be carried out. The processing difficulty and risk are much higher than those of the fixed drilling platform. This article took a case of a $\phi 339.7$ mm casing on the surface of a semi-submersible drilling platform in the Enping Block in the eastern South China Sea from the occurrence of tubing to the rapid release of the jam as an example. It carried out specific analysis from the aspects of formation characteristics, drilling fluid performance, and well structure, and put forward quick treatment methods and preventive measures for the surface pressure difference of the semi-submersible drilling platform. It has reliable reference and guiding significance for the follow-up prevention and treatment of surface pressure difference tubing.

Keywords: semi-submersible drilling platform; differential pressure adhesion tube; surface casing; release the tube

半潜式钻井平台具有自动化能力高、适应水深范围大、移位方便等优势^[1-4], 在国内外海洋石油钻井工业中扮演着重要的角色^[5-6]。与固定式钻井平台不同, 半潜式平台在作业期间浮在海面上, 主要依靠锚泊或自身动力的方式进行固定, 平台受海浪深沉的影响远大于固定式钻井平台。半潜式钻井平台一般为水下井口作业^[7], 半潜式钻井平台水下井口及套管层次示意图见图1。下套管期间通过送入工具将套管柱送至泥线井口处坐挂, 然

后进行固井作业。下送过程中, 若出现套管阻卡导致无法下到位, 则套管头无法坐挂到水下井口处, 后续作业将无法开展, 阻碍作业进程。一旦发生卡套管事故, 轻则影响作业时效, 重则导致整井报废, 其处理难度远高于固定式钻井平台。

YZ20-6-A井是一口预探井, 井型为直井, 二开 $\phi 406.4$ mm井眼完钻井深1 310 m后, 下 $\phi 339.7$ mm表层套管时在1 268 m处(层位韩江组上段)发生黏附卡套管复杂情况。在处理套管黏卡的过程中,

收稿日期: 2021-01-13; 改回日期: 2021-02-21

第一作者简介: 肖夏, 男, 1991年生, 硕士, 助理工程师, 2018年毕业于西南石油大学石油与天然气工程油气井工程专业, 现主要从事海洋石油钻井工作。E-mail: xiaoxia6@cnooc.com.cn。

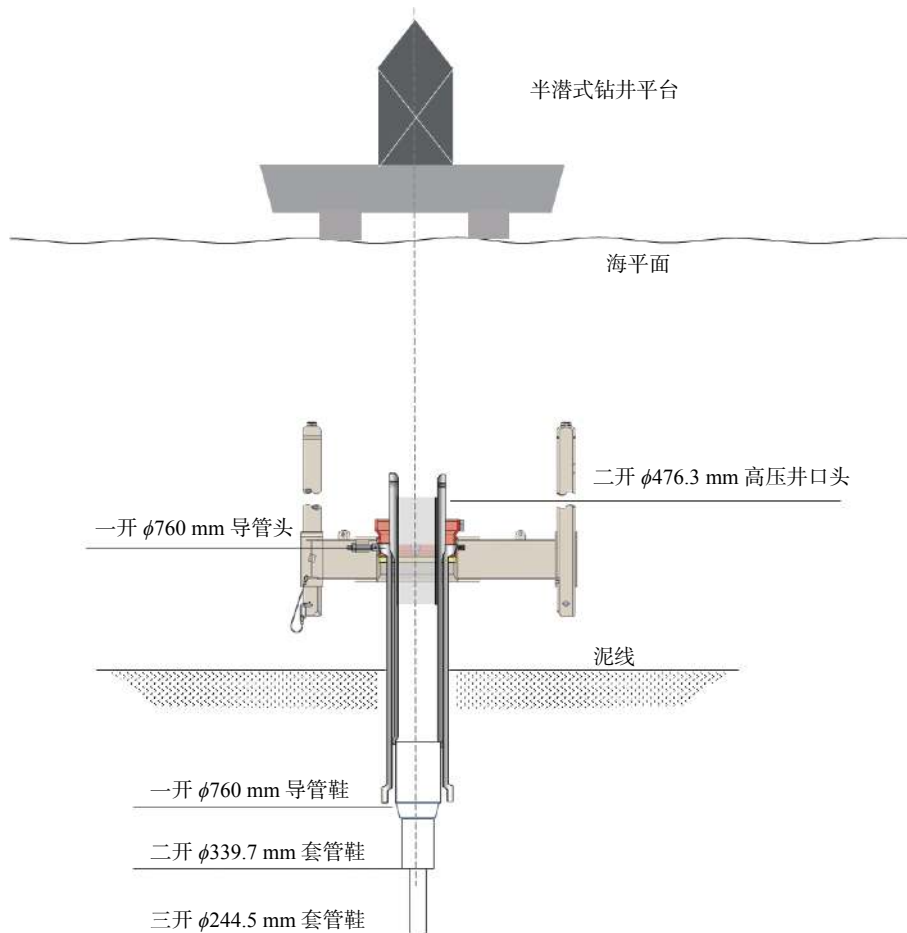


图1 半潜式钻井平台水下井口及套管层次示意图

Fig. 1 Schematic diagram of submerged wellhead and casing layer of semi-submersible drilling platform

采用机械解卡、海水冲洗、泵稠膨润土浆冲洗解卡的措施，最终成功解卡。本文对 A 井表层套管黏卡案例进行深入分析，总结了解卡处理方法及预防措施，对后续半潜式平台钻井作业中预防和处埋表层套管黏卡具有良好的指导意义。

1 基本情况

1.1 地质情况

YZ20-6 区块表层地层层序自上而下依次为万山组、粤海组、韩江组上段，其中，万山组和粤海组岩性主要为软质泥岩，含少量薄砂层。韩江组上段为粗、细砂岩与泥岩互层，泥质胶结，表层成岩性较差，相邻区块井韩江组上段表层 X 射线衍射全岩矿物分析结果见表 1。

相邻区块井同层段岩屑返出状况见图 2，主要为成团状的松软泥岩，并且黏度较大。将泥岩冲洗干净后，为粗、细砂岩，表明表层地层疏松。

1.2 井身结构设计

本井表层井深结构设计为：一开 $\phi 914.4$ mm 井眼 $\times 175$ m + $\phi 760$ mm 导管 $\times 174.5$ m，二开 $\phi 406.4$ mm 井眼 $\times 1\ 310$ m + $\phi 339.7$ mm 表层套管 $\times 1\ 305$ m，二开设计下 $\phi 339.7$ mm 套管以封固表层韩江组上段疏松地层。

2 卡套管事件过程

2.1 下套管前作业情况

本井表层一开和二开为开路钻进，即用大排量的海水钻进，将岩屑返出至井口泥线处，钻进期间通过 ROV 水下井口机器人实时监测返出，未发现异常情况。每钻完一柱上下划眼 1~2 遍后垫满稠膨润土浆以支撑井壁，钻进二开 $\phi 406.4$ mm 井眼至设计深度后，泵入 20 m^3 稠浆循环清洁井眼，然后进行短起下钻修整井壁。短起下钻期间，在 1 260、1 138、1 113、1 102、983 和 841 m 处出现

表1 邻井表层X射线衍射全岩矿物分析

Table 1 X-ray diffraction analysis of whole rock minerals on the surface of adjacent wells

钻屑深度/m	层位	矿物种类及含量/%				录井岩性定名
		黏土矿物	石英	钾长石	斜长石	
1 000	韩江组上段	35	48	/	17	泥岩
1 025	韩江组上段	28	48	11	13	泥质粗砂岩
1 050	韩江组上段	26	52	22	/	泥质粗砂岩
1 075	韩江组上段	26	63	/	11	泥质粗砂岩
1 100	韩江组上段	30	56	/	14	泥岩
1 125	韩江组上段	28	51	10	11	泥质粗砂岩
1 150	韩江组上段	28	63	9	/	泥质粗砂岩
1 175	韩江组上段	31	55	/	14	泥岩
1 200	韩江组上段	35	47	/	18	泥岩
1 225	韩江组上段	33	51	/	16	泥岩
1 250	韩江组上段	28	48	12	12	泥质细砂岩
1 275	韩江组上段	26	55	10	9	泥质细砂岩
1 300	韩江组上段	35	50	/	15	泥岩



(a) 返出岩屑冲洗前



(b) 返出岩屑冲洗后

图2 相邻区块井同层段岩屑返出状况

Fig. 2 The return of cuttings in the same interval of the adjacent block well

遇阻,接顶驱低转速划眼通过,起钻前井筒垫满稠膨润土浆。

2.2 套管下入情况

二开表层套管柱组合:浮鞋+ $\phi 339.7$ mm 套管 91 根+ $\phi 508$ mm & $\phi 339.7$ mm 大小头 1 根+ $\phi 476.3$ mm 高压井口头 1 根。首先下 $\phi 339.7$ mm 套管至 1 181.9 m,然后连接套管柱送入工具和 $\phi 127$ mm 加重钻杆,下送套管柱坐井口,下入过程中在 1 000 m 后逐渐出现轻微遇阻现象,上下活动套管后通过。

2.3 套管遇卡发生经过

自 1 181.9 m 继续下送套管柱坐井口的过程中,

遇阻现象逐渐加重,期间开泵小排量打通,遇阻问题未解决,但是未出现憋泵压现象。下送套管柱至 1 268 m 坐卡瓦,接完立柱后,计划继续下送套管柱,未成功,套管柱无法上提与下放,发生卡套管复杂情况。

3 卡套管原因分析

卡套管的情况一般分为以下四类^[8-10]:(1)压差卡;(2)环空桥堵卡;(3)井壁坍塌卡;(4)落物卡。根据套管遇卡发生过程,可判断本次表层套管遇卡类型为压差黏附卡套管^[7,11]。二开表层地

层岩性为疏松黏软的泥岩和泥质砂岩，在压差的作用下，井筒内膨润土浆中的水渗透到地层中，在井壁上形成“泥饼”^[12]，导致与套管柱的吸附和摩擦作用增大，阻碍了套管柱的活动，造成卡套管。套管柱与井壁间摩阻力估测公式^[7]为：

$$f = 0.1k(p_1 - p_2)S$$

式中： f 为上提管柱需要克服的摩阻力，kN； k 为管柱与井壁摩擦系数，与钻井液性质有关，卡套管后会随时间延长而增大； p_1 为钻井液液柱压力，MPa； p_2 为地层孔隙压力，MPa； S 为管柱与井壁接触面积， cm^2 。

二开表层 $\phi 339.7 \text{ mm}$ 套管直径远大于 $\phi 127 \text{ mm}$ 钻杆外径，套管与井壁的接触面积远大于钻杆与井壁的接触面积。相同条件下，大尺寸 $\phi 339.7 \text{ mm}$ 套管更容易发生压差黏附卡套管，压差黏附卡套管示意图见图 3。遇卡点 1 265 m 位置处地层孔隙压力为 12.64 MPa，井筒内稠膨润土浆静液柱压力为 13.64 MPa，压差为 1.0 MPa。并且，在下送管柱自 1 000 m 至遇卡点 1 268 m 过程中，套管柱贴紧井壁程度加大，进一步增大了与井壁的接触面积和接触时间，加剧了黏附作用，管柱摩阻增大，

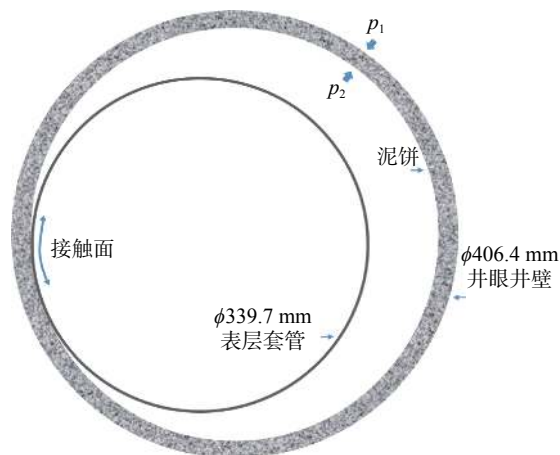


图 3 压差黏附卡套管示意图

Fig. 3 Schematic diagram of pressure difference sticking

最终造成压差黏附卡套管复杂情况发生。

本井二开表层岩性主要为软质泥岩和少量泥质胶结的砂岩，地层整体较松散，稳定性较差，邻井卡点附近地层岩性见图 4。海水钻井液抑制性较差，泥岩水化膨胀，形成成分复杂的虚泥饼^[13]。在压差的作用下，套管柱贴紧井壁，随着时间延长，压差保持不变，管柱与井壁摩擦系数 k 和接触面积 S 数值增大，摩阻力 f 增大，是引发卡套管的主要原因。

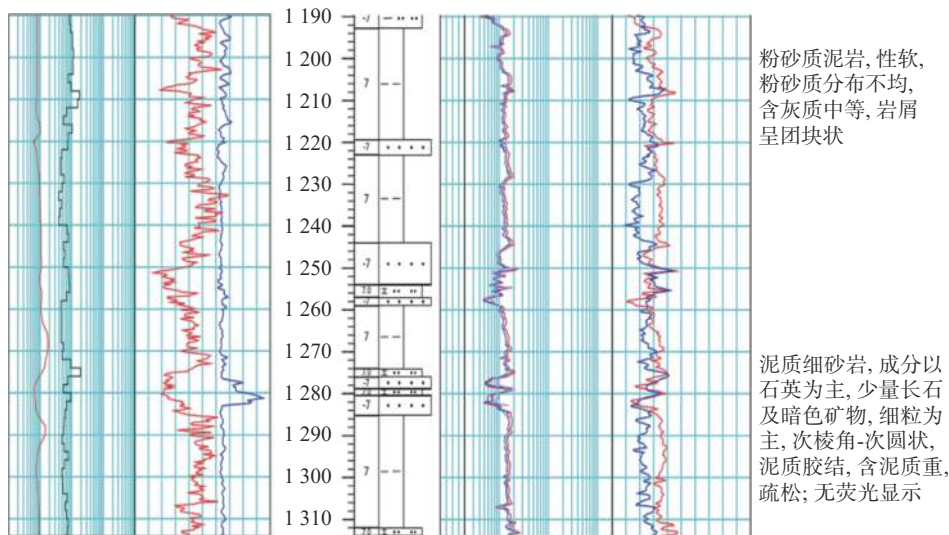


图 4 邻井卡点附近地层岩性

Fig. 4 Lithology of the formation near the stuck point of the adjacent well

4 处理过程及预防措施

4.1 套管黏卡处理过程

4.1.1 机械解卡

(1) 发生套管卡套管后，首先遵循“反向活

动处理原则”，立即上提套管柱，反向活动尝试解卡。1 268 m 处正常上提、下放悬重分别为 191 t、118 t，上提套管柱悬重至 264 t，无法提活套管柱；下放悬重至 91 t，套管柱无法通过，解卡未成功。

(2) 吊出转盘补心，使用气动绞车横向拉动 $\phi 127 \text{ mm}$ 加重钻杆送入工具，尝试增加管柱挠动

以解卡,未成功;调整锚链尝试挠动管柱,尝试上提和下压套管柱,解卡未成功。

4.1.2 泵海水冲洗解卡

二开钻进作业结束,稠般土浆已垫完在井筒中,为加快套管黏卡复杂情况处理进度,立即倒换海水大排量冲洗。冲洗的目的主要是借助流体流动产生的摩擦力将套管和地层接触面的复杂虚泥饼冲开,降低套管柱与井壁的黏附,从而达到解卡的目的。保持泵海水大排量循环冲洗套管柱与井壁黏附点 10 min,期间泵压稳定,保持管柱过提 60 t,解卡未成功。根据流体的黏性摩擦力规律^[14],相同接触面积与流速的条件下,流体流动产生的摩擦力与流体黏度成正比。海水黏度低,对复杂虚泥饼的冲刷效率低,因此导致解卡未成功。

4.1.3 泵稠膨润土浆冲洗解卡

结合钻井液设计,配置密度为 1.10 g/cm³、黏度大于 120 s/qt 的稠膨润土浆,逐渐增大排量,期间泵压稳定,并保持过提 60 klbs,冲洗 5 min 后悬重恢复正常,成功解卡。

4.2 预防措施

本次二开表层卡套管的主因是套管柱与井壁的黏附作用,诱因是钻井液液柱压力与地层孔隙压力的压差作用。针对本次表层套管发生黏卡的经过,总结出以下预防措施。

(1) 设计合理的井身结构,针对相邻井的地层岩性提前做好压差卡套管预防,设计合理的钻井液性能,防止形成厚泥饼^[15],降低表层套管黏卡概率。

(2) 表层 $\phi 406.4$ mm 井眼完钻后进行短起下钻期间,在不同的位置出现了遇阻,表明下套管前井况不好,可考虑多进行一次短起下钻通井至顺畅后循环干净,或者在钻井液中适当增加使用防卡剂。

(3) 针对表层地层泥岩疏松的特点,套管遇阻现象发生的初期就应加强关注,不可强行通过下压套管柱的方式继续下送套管,以免恶化黏卡状况、增加处理难度。

5 结论和认识

(1) 表层地层泥岩疏松,即使井底压差不大,但因表层套管尺寸大,导致套管柱与井壁的接触面积增大,也容易在压差的作用下引起套管黏卡。下套管前,应对井况及下套管的安全性进行评估,提前做好防卡措施。表层卡套管发生后,应快速做出卡套管类型判断,并第一时间进行处理。

(2) 处理表层套管黏卡时,对比用海水冲洗解卡方法,用高黏度的稠膨润土浆冲洗解卡效果更好且高效。在后续处理半潜式平台表层套管压差黏卡时,用高黏度的稠膨润土浆冲洗解卡方法可视具体情况推广应用。

参考文献:

- [1] 牛华伟,薄玉宝.深水关键海工装备综述[J].海洋石油,2013,33(1):100-105.
- [2] 徐郎君,王海冰,韩华伟,等.半潜式钻井平台T型双井架设计方案[J].船舶与海洋工程,2020,36(5):14-21.
- [3] 姜哲,谢彬,谢文会.新型深水半潜式生产平台发展综述[J].海洋工程,2011,29(3):132-138.
- [4] 王天英,王树青.一种新型半潜式平台概念设计研究[J].海洋工程,2020,38(5):134-141.
- [5] 徐优富.海洋钻井平台市场将逐步转好[J].海洋石油,2010,30(2):8,13.
- [6] 徐优富.海上移动式钻井装置状况分析[J].海洋石油,1999(1):12-18.
- [7] 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.
- [8] 李子杰,巩同标.梁38-平6井套管事故原因分析及处理措施[J].石油钻采工艺,2009,31(6):107-109.
- [9] 朱可尚.胜利油田埕北1D-3井卡套管事故处理工艺[J].钻采工艺,2003,26(2):92,95.
- [10] 王德金,周建文,陈广超,等.小套管井几种典型事故的处理技术[J].石油地质与工程,2008,22(5):90-92.
- [11] 毛建华,曾明昌,钟策,等.压差粘附卡钻的快速解卡工艺技术[J].天然气工业,2008,28(12):68-70.
- [12] 杨崇光.粘附卡钻原因分析及处理措施[J].西部探矿工程,2006,18(1):182.
- [13] 张玉秀,张世德,李硕,等.钻井过程中粘附卡钻成因及处理[J].中国石油和化工标准与质量,2013,33(16):190.
- [14] 章梓雄,董曾南.粘性流体力学[M].2版.北京:清华大学出版社,2011:78-79.
- [15] 王德承.阻卡下入套管的因素及其预防[J].石油钻采工艺,1991,13(3):16,34.