

The Application of Rotary Casing Running Technology with Full-floating in Extended Reach Wells

Zhixin Tian¹, Zhiwei Wang²

¹School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei

²Panyu Operations Company, CNOOC Ltd., Shenzhen Guangdong

Email: tzx_009@163.com

Received: Sep. 30th, 2018; accepted: Oct. 28th, 2018; published: Dec. 15th, 2018

Abstract

By taking the rotary casing running technology with full-floating in extended reach wells (ERWs) of Panyu Oilfield in the east of South China Sea, this paper analyzed the problems and difficulties in the process of $\Phi 244.5$ mm casing running in long open hole section, such as large deviation, long open hole section, more intercalation, high wall friction, easy formation leakage, and so on. The necessity of introducing the full floating rotating casing technology was expounded, the working principle and main equipment of the technology were introduced, and the operation characteristics and application effect of the technology were analyzed. The results indicate that when full-floating and rotation casing is run into the casing string, the load of hook is increased, the resistance point is passed smoothly, the fault is passed safely and smoothly, the lost circulation and differential pressure sticking are not occurred, and the $\Phi 244.5$ mm casing in the long open hole section is successfully lowered to the design depth. It can be used to improve the casing running technology of long open hole in extended reach well.

Keywords

Rotary Casing Running Technology with Full-floating, Extended Reach Well, Top Drive System, Eccentric Floating Shoe

全漂浮旋转下套管技术在大位移井中的应用

田志欣¹, 王志伟²

¹长江大学石油工程学院, 湖北 武汉

²中海石油(中国)有限公司番禺作业公司, 广东 深圳

作者简介: 田志欣(1982-), 男, 工程师, 硕士生, 主要从事海上石油钻完井技术管理与研究工作。

Email: tzx_009@163.com

收稿日期: 2018年9月30日; 录用日期: 2018年10月28日; 发布日期: 2018年12月15日

摘要

以南海东部番禺油田大位移井全漂浮旋转下套管的成功作业为例, 通过分析大位移井在长裸眼井段的 $\Phi 244.5$ mm套管下入过程中面临井斜大、裸眼段长、夹层多, 井壁摩阻大、易压漏地层等问题及难点, 阐述了引入全漂浮旋转下套管技术的必要性, 介绍了该技术的工作原理和主要设备, 分析了该技术的作业特点及应用效果, 结果表明: 全漂浮旋转下入套管柱时, 增加大钩载荷, 顺利通过遇阻点, 安全平稳过断层, 未发生漏失和压差卡钻等复杂情况, 长裸眼井段的 $\Phi 244.5$ mm套管全部成功下至设计深度, 对大位移井长裸眼井段套管下入技术的提高有指导作用。

关键词

全漂浮旋转下套管, 大位移井, 顶部驱动工具, 偏心浮鞋

Copyright © 2018 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

对于大位移深井和超深井, 常规漂浮接箍下套管技术存在着漂浮接箍失效, 下入过程摩阻大, 人员劳动强度高, 时常出现下入中途漂浮接箍失效, 无法实现漂浮下入, 遇阻时处理手段有限, 无法通过遇阻点, 击破漂浮接箍破裂盘产生瞬间高压, 压漏地层等情况, 给后续钻完井作业造成严重的影响。

全漂浮旋转下套管技术可以快速上卸扣, 精准控制上扣扭矩, 避免套管丝扣损伤; 旋转套管柱减小套管柱与井壁接触的侧向力, 减小套管下入摩阻, 增加大钩载荷; 遇阻时可以上提、下放、旋转、下压套管柱, 通过遇阻点能力强, 避免压差卡钻; 旋转下入时减小压力激动, 避免井漏; 设备自动化程度高, 减轻人员劳动强度, 提高作业安全性[1][2]。

位于南海东部海域的番禺油田, 在已经成功实施的6口大位移井作业中, 通过引用全漂浮旋转下套管工艺, 下入时全程不灌浆, 实现全漂浮旋转下入, 降低大位移井下套管作业风险, 安全、顺利、高效地将长裸眼井段的 $\Phi 244.5$ mm套管全部下至设计深度。

2. 大位移井长裸眼井段套管下入难点及对策

1) 套管下入深度深, 裸眼段长, 稳斜角度大, 常规下套管方法难以满足要求。番禺油田 6 口大位移井中 $\Phi 244.5$ mm 套管平均下深 4910 m, 最大稳斜角 84° (见表 1)。其中, PY10-5-A1H 井 $\Phi 244.5$ mm 套管下深 6114 m, 裸眼段长度达到 4822 m。若采用常规下入法(边下套管边灌钻井液)和常规漂浮法(套管下部灌钻井液, 上部漂浮)均无法下入到位。当前, 漂浮接箍下入法是大位移井下套管作业常用的方法[1], 但是该方法在现场应用中也暴露出许多问题, 如漂浮接箍失效、遇阻时处理手段有限、击破漂浮接箍破裂盘瞬间高压压漏地层等。

Table 1. The data of extended reach wells in Panyu Oilfield

表 1. 番禺油田大位移井数据

井号	$\Phi 311.15$ mm 井段深度/m		$\Phi 244.5$ mm 套管下深/m		裸眼长度/m	稳斜角/ $^\circ$	是否过断层	下入方式
	设计	实际	设计	实际				
PY11-6-A1H	5954	5855	5954	5855	3845	77.8	是	漂浮接箍
PY10-8-A3	4900	4908	4895	4903.5	3508	80	是	全漂浮旋转
PY10-8-A1H	4620	4440	4615	4434	2943	84	是	全漂浮旋转
PY10-5-A1H	7120	6122	7117	6114	4822	76	是	全漂浮旋转
PY11-5-A1H	4231	4202	4226	4198.3	2950	67	是	全漂浮旋转
PY11-5-A2H	5053	4972	5048	4969	3514	73	是	全漂浮旋转
PY11-5-A3H	4855	4844	4850	4839	3509	72	是	全漂浮旋转

全漂浮旋转下套管技术不使用漂浮接箍, 依靠与之相配套的偏心浮鞋、双阀浮箍等组件来保证下入过程套管柱处于全漂浮状态, 规避了漂浮接箍失效风险; 在套管下入遇阻时, 全漂浮旋转下入的方式可以上提、下放、旋转, 甚至下压套管柱, 极大丰富了套管遇阻时的处理手段, 确保套管下入到设计深度; 套管下入到位后, 只需要灌满套管柱, 顶通循环排气即可, 无需高压击破漂浮接箍破裂盘, 避免击破瞬间, 高压传递到井筒环空压漏地层的风险。

2) 裸眼段过断层, 安全密度窗口窄, 下入过程产生压力激动, 易压漏地层。番禺油田区域各层位安全密度窗口较宽, 但断层处安全密度窗口急剧减小。以 PY10-5-A1H 井为例, $\Phi 311.15$ mm 井段在韩江组 2987 m 处钻遇断层, 安全密度窗口由 $1.759\sim 1.873$ g/cm³ 急剧下降到 $1.35\sim 1.39$ g/cm³。在下入 $\Phi 244.5$ mm 套管时, 井筒中充满油基钻井液, 油基钻井液黏度高, 静切力大, 且黏度随着钻井液静置时间的延长而增大。如果采用常规漂浮接箍下套管工艺, 下入时产生压力激动, 在窄安全密度窗口处存在压漏地层的风险。全漂浮旋转下套管技术可以在下放过程中旋转套管柱, 剪切稀释井筒中的油基钻井液, 很大程度上减小压力激动的产生, 降低窄安全密度窗口地层处漏失的风险。

3) 地层软硬交错, 夹层多, 下入摩阻大。番禺油田大位移井地层夹层主要集中在韩江组和珠江组段。韩江组上部岩性为浅灰色含砾砂岩、砂岩与泥岩呈不等厚互层, 其中砾岩层发育; 韩江组下部及珠江组为灰色泥岩夹中厚层灰色-灰褐色粉砂岩、细-中砂岩, 普遍含有灰质硬夹层, 地层研磨性较强, 地层软硬交错频繁。在钻进过程中, 软硬地层交界处, 夹层处扭矩波动幅度大, 多次憋停顶驱, 起下钻困难, 反复划眼容易形成台阶。若采用常规漂浮接箍下套管工艺, 下入过程无法旋转套管柱, 若位于套管柱最下方的浮鞋顶到软硬交错地层处的台阶, 则套管柱遇阻难以下入, 而且由于地层夹层多, 井眼不规则, 会造成套管柱下入时摩阻增大, 严重时套管柱无法下入。

全漂浮旋转下套管技术在下入时遇到软硬交错地层处的台阶时, 通过旋转套管柱, 调整套管柱下方偏心浮鞋的偏心方向, 可以顺利通过井眼台阶处。此外, 通过旋转套管柱, 减小夹层段下入时的摩阻, 增加大钩载荷, 增强了通过遇阻点的能力。

3. 全漂浮旋转下套管技术

3.1. 技术原理

全漂浮旋转下套管技术是指在套管下入过程中全程不灌浆, 使套管柱漂浮在井筒钻井液中, 通过旋转套管柱, 减小与井壁接触的侧向力, 减小套管下入摩阻, 增加大钩载荷, 降低下入过程压力激动的一种方法。

3.2. 旋转下套管系统

旋转下套管系统主要设备有顶部驱动工具[3]、液压卡盘、扭矩监控系统、电源系统、液压动力系统、司钻控制器和服务管线等一系列设备系统构成。

3.2.1. 旋转下套管顶部驱动工具

顶部驱动工具是整个旋转下套管系统中最关键的部分, 按功能可分为动力总成、连接总成、限位总成、卡瓦总成以及密封导向总成 5 部分。动力总成主要完成卡瓦的撑开与收缩作业; 连接总成用于连接动力总成与卡瓦总成, 实现传递力和力矩的功能; 卡瓦总成主要由卡瓦心轴与卡瓦组成, 完成卡紧套管的功能; 密封导向总成中, 导向头完成引导顶驱下套管驱动工具进入套管, 皮碗用于防止注入泥浆时泥浆回返[4]。

3.2.2. 液压卡盘

液压卡盘和顶部驱动工具配有安全互锁系统[5] [6]: 控制系统只有识别到顶部驱动工具卡瓦卡在套管本体内壁, 而非接箍处, 且咬合力达到设定值, 控制台操作人员和司钻才能给液压卡盘泄压, 在正常作业时, 液压卡盘和顶部驱动工具不能同时打开。

3.3. 套管附件

3.3.1. 套管扣型优选

常规下套管方法, 下入时不需要旋转套管柱, 因此在对套管进行强度校核时, 只需要对套管抗拉强度, 抗外挤强度、抗内压强度等指标进行校核即可。但在旋转下套管工况下, 除了上述强度指标外, 还需要对套管接箍丝扣的抗扭强度进行校核。以 PY10-5-A1H 井为例, 原设计套管下深 7019 m, 旋转扭矩 33.7 kN·m, 普通的 BTC 扣、NU 扣等均难以满足旋转工况下对套管扣型抗扭强度的要求, 需要使用高抗扭扣型套管, 综合考虑套管抗扭强度和经济性, 选择了 JFE BEAR 扣套管, 最大上扣扭矩 38.3 kN·m, 满足旋转下套管对套管接箍丝扣抗扭强度的要求。

3.3.2. 偏心浮鞋

偏心浮鞋(图 1(a))安装在套管柱的最下端, 相比常规套管浮鞋, 它具有以下优势: ① 偏心设计的浮鞋在通过遇阻点时, 减小拖曳力, 减少下入过程不必要旋转套管柱的次数, 即使上提下放管柱无法通过遇阻点, 需要旋转套管柱下入时, 偏心浮鞋可以以更小的启动扭矩旋转套管柱, 通过遇阻点的能力更强。② 偏心浮鞋共有下面 1 个主水眼和侧面 4 个辅水眼, 套管下入过程中, 即使浮鞋推动井筒中岩屑堆积堵塞主水眼, 仍然可以通过侧面的 4 个辅水眼进行循环和固井。③ 偏心浮鞋内部设计有断屑槽(图 1(b)), 在进行下一井段作业时, 钻穿切削浮鞋时, 断屑槽自动切断切削浮鞋产生的钻屑, 避免钻屑堆积, 同时更短的偏心浮鞋长度设计可以更容易和更快地被钻穿[7]。

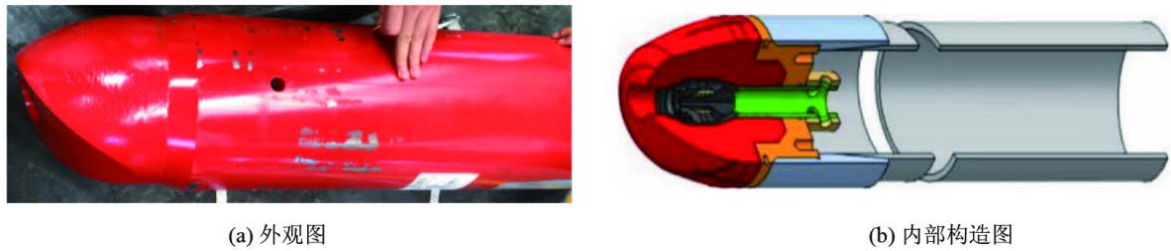


Figure 1. The eccentric floating shoe
图 1. 偏心浮鞋的外观及内部构造图

3.3.3. 双浮箍或双阀浮箍

在使用全漂浮旋转下套管技术的 6 口大位移井中, 由于下入过程中全程不灌浆, 当套管下到设计深度时, 浮鞋单流阀承受着巨大的压差, 以 PY10-5-A1H 井为例, 按照原设计, 该井 $\Phi 244.5$ mm 套管下至斜深 7019 m (垂深 2413 m), 浮鞋处需承受约 30 MPa 的压差。这就给浮鞋和浮箍的安全性和稳定性提出极高的要求, 一旦浮鞋和浮箍单流阀失效, 井筒内的钻井液则会进入套管, 无法实现漂浮下入, 存在着套管下不到位的风险。为了确保每口井套管都能全漂浮下入, 根据每口井实际深度, 选择对应压力等级的浮鞋和浮箍, 预留足够的安全余量, 并在每口井套管柱的设计中, 在浮鞋上方连接双浮箍或者双阀浮箍, 实现三重保障。

3.3.4. 树脂扶正器

树脂扶正器具有耐磨损、密度低(表 2)、耐腐蚀性极强的特性[8], 在大位移井旋转下套管工况下, 展现出比锌合金、铝合金、铸钢扶正器更大的优势。

Table 2. The comparison of performance parameters of the stabilizers with different materials
表 2. 不同材质扶正器性能参数对比表

扶正器类别	抗冲击力/(lb·ft ⁻¹)	屈服强度/MPa	密度/(g·cm ⁻³)	稳定温度/°C	摩擦系数/1
树脂扶正器	30	228	1.5	245	0.25
锌合金扶正器	13	221	6.7	150	0.4
铝合金扶正器	30	70	2.7	170	0.4
铸钢扶正器	38	450	7.8	600	0.7

4. 现场应用及效果分析

4.1. 现场应用

番禺油田所实施的 6 口大位移井 $\Phi 244.5$ mm 套管下入作业中, 均采用全漂浮旋转下套管工艺下入。通过旋转, 减小了套管柱和井壁之间的摩阻, 大钩载荷比旋转前有所增加, 下入过程中控制旋转扭矩始终小于套管的上扣扭矩, 未出现井下复杂情况。

4.2. 效果分析

1) 精准控制上扣扭矩, 避免套管丝扣损伤。顶部驱动工具扭矩传感器模块自成一体, 单独采集扭矩信号, 并非借助顶驱扭矩信号来监测套管上扣扭矩, 扭矩传感器非常灵敏, 监控扭矩数值十分精确[9]。

2) 旋转下入套管柱, 增加大钩载荷, 减小套管下入摩阻。在旋转下入的 5 口井中, 套管柱在从不旋转切换至旋转模式时, 均出现大钩载荷增加的现象。以 PY10-5-A1H 井为例, 通过对比实际扭矩和模拟

扭矩, 反算出的全漂浮旋转工况下摩阻系数小于 0.2, 可以得出全漂浮旋转下入套管柱减小了套管下入摩阻。

3) 套管柱下入遇阻时, 处理手段多样, 有效地避免了井下复杂情况的发生。番禺油田大位移井裸眼段长, 地层岩性变化大, 夹层多, 套管下入过程中出现遇阻现象在所难免。钻成的 6 口大位移井中, 采用全漂浮旋转的方式下入套管, 很少有遇阻的情况发生, 即使在遇到遇阻点时, 采用旋转套管柱的方式就能通过遇阻点。

4) 设备自动化程度高, 大大减轻人员劳动强度, 降低作业风险。常规下套管作业是一项高风险、高强度的作业, 在下入初期, 由于套管柱自身悬重不够, 套管上扣时需要打背钳, 以防止旋转上扣时下部的套管柱旋转[10]。作业人员不仅劳动强度很大, 也对其人身安全造成极大的威胁。全漂浮旋转下套管工艺设备集中化、自动化程度高, 下入套管时, 由顶驱带动顶部驱动工具旋转完成套管上扣, 极大地减轻了下套管作业人员的劳动强度, 也降低了作业风险。

5. 结论

1) 全漂浮旋转下套管技术是可以精准控制上扣扭矩, 避免套管丝扣损伤, 增加大钩载荷, 减小套管下入摩阻, 丰富套管遇阻时的处理手段, 有效避免井下复杂情况的发生, 是大位移深井和超深井下套管作业成功的有力保障。

2) 全漂浮旋转下套管工况下, 偏心浮鞋、树脂扶正器等组件的使用, 是增强套管柱下入能力的有效手段。

3) 旋转下套管设备自动化程度高, 减轻了操作人员劳动强度, 保障人身安全, 提高作业时效, 降低综合作业成本。

参考文献

- [1] 陈增海. 顶驱下套管技术及现场应用[J]. 石化技术, 2015, 22(11): 149-150.
- [2] 乔金中, 丁柯宇, 汤新国, 等. 漂浮下套管技术在大港油田埕海一区的应用[J]. 石油矿场机械, 2009, 38(12): 78-82.
- [3] 韩飞, 纪友哲, 贾涛, 等. 顶驱下套管装置的技术现状及发展趋势[J]. 石油机械, 2012, 40(1): 84-86.
- [4] 梁政, 张力文, 蒋发光, 等. 顶驱下套管驱动工具现状与发展建议[J]. 石油矿场机械, 2013, 42(1): 1-5.
- [5] 张国田, 邹连阳, 黄衍福, 等. 顶驱下套管装置的研制[J]. 石油机械, 2008, 36(9): 82-84.
- [6] Nazir, S. (2009) Top Drive Casing Running and Drilling Tools Reduce Well Construction Costs and Increase Safety. SPE 125633.
- [7] Huzefa, S. and Abdulmohsen, A. (2016) Free Rotating Eccentric Guide Shoe Reached TD in High Angle Well Saves 60 Hours of Rig Time. SPE 183367.
- [8] Irfan, K., Mohit, K., Nakul, M., *et al.* (2009) Laser, Mono-Diameter Drillstring with Resin Spray Casing Completions. SPE 123305.
- [9] 张宏英, 李东阳, 黄衍福, 等. 顶驱下套管作业装备配套及工艺初探[J]. 石油矿场机械, 2011, 40(3): 20-23.
- [10] 陈彬. 大位移井套管柱设计及下套管技术研究[D]: [硕士学位论文]. 荆州: 长江大学, 2013.

[编辑] 帅群

知网检索的两种方式：

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2471-7185，即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：jogt@hanspub.org