

尾管悬挂器结构优选与事故预防及处理

郑殿富

(大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院,黑龙江 大庆 163413)

摘要:尾管悬挂器是用来悬挂尾管并将尾管与上层套管相连接的装置,在尾管固井中具有重要作用。目前尾管固井日益增多,所使用的尾管悬挂器结构多种多样。在现场尾管固井实施过程中出现了环空不畅、替压过高和提前坐挂等井下复杂情况。介绍和分析了尾管悬挂器的结构、性能特点及优缺点,总结了在现场应用中易出现的事故预防及处理措施。

关键词:尾管悬挂器;尾管固井;钻井;坐挂

中图分类号:P634 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2016)01-0027-04

Structure Optimization for Liner Hanger with Accident Prevention and Treatment/ZHENG Dian-fu (Drilling Engineering Technology Research Institute of Daqing Drilling & Exploration Engineering Corporation, Daqing Heilongjiang 163413, China)

Abstract: Liner hanger is a device for liner hanging and connecting with upper casing, which is important in liner cementing. Along with increasing liner cementing operation, various structures of liner hanger are used. Annular plug, too high displacement pressure and advanced setting often occur in field liner hanger operation. The paper introduces and analyzes liner hanger about its structure, performance characteristics, advantages and disadvantages, summarizes the prevention and treatment measures for the accidents easily occurred in the field application.

Key words: liner hanger; liner cementing; well drilling; setting

尾管悬挂器作为石油钻井的重要工具,一直受到钻井业界高度重视。近几年,随着以美国威德福公司、贝克休斯公司、哈里伯顿公司为代表的研发者相继推出集旋转、液压丢手、多塞、管外封隔于一体的多功能组合式尾管悬挂器和新型可膨胀式尾管悬挂器,把尾管悬挂器技术推向新的阶段。国内自20世纪70年代开始研制尾管悬挂器,经过几十年的努力,尾管悬挂器技术日趋成熟。自主研发得到了空前的发展。以中石油华北石油管理局钻井工艺研究院和德州大陆架油气高科技有限公司等公司为主的尾管悬挂器技术水平不断提高,规格类型不断推陈出新。

尾管悬挂器有其自身优点,如节省套管费用,降低钻机提升负荷,减少环空摩阻等。但也有其自身缺点,如过流面积小,易憋泵甚至堵塞环空。下钻遇阻处理措施受限制。施工潜在的风险大,工具缺陷、水泥浆性能缺陷、施工不连续、技术措施不当等都易造成施工事故甚至井报废。

良好的尾管悬挂器应具备以下性能:“下得去、

挂得住、倒得开、提得出”,尾管悬挂器能顺利悬挂较大的载荷,不损伤外层套管,送入工具简便可靠。故应根据井型及钻井工况慎重选择尾管悬挂器的类型,并在施工过程中严格按照施工设计操作。

1 尾管悬挂器结构类型优选

尾管悬挂器整套工具主要由送入工具总成、本体悬挂总成、球座短接、胶塞系统及密封插入筒等组成。按结构分为常规尾管悬挂器和特殊功能尾管悬挂器,常规尾管悬挂器又分为液压式、机械式和机械-液压双作用式,特殊功能尾管悬挂器分为封隔式、旋转式和膨胀管式。

1.1 常规尾管悬挂器

常规尾管悬挂器主要由送入总成、悬挂总成、密封总成、球座短接和复合胶塞组成。送入总成和悬挂总成分别有机械式和液压式两种结构,他们之间可以自由组合。通常所区分的液压式和机械式尾管悬挂器,一般指的是悬挂总成的结构类型。

1.1.1 送入总成

收稿日期:2015-08-10;修回日期:2015-12-08

作者简介:郑殿富,男,汉族,1980年生,工程师,从事钻井、固井工具及工艺研究工作,黑龙江省大庆市红岗区钻进工程技术研究院机械所, zhengdianfu@cnpc.com.cn.

尾管悬挂器送入总成的作用是通过钻具连接悬挂总成将套管送入位置后脱开。

(1) 机械式送入总成:通过反扣螺纹连接,正转钻具脱开(如图1所示)。

优点:承载力大,丢手可靠。缺点:下入尾管时不能旋转。

(2) 液压式送入总成:通过管内憋压剪断销钉后弹性爪收缩实现丢手,一般带有机械紧急脱手机构(如图2所示)。

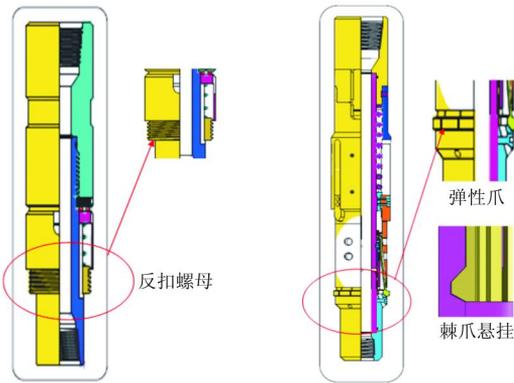


图1 机械式送入总成

图2 液压式送入总成

优点:下入套管时可以旋转。缺点:增加一个压力等级,可靠性差(悬挂器—液压丢手—球座短节)。

选择依据:针对不同井况优选不同结构的丢手工具。机械式丢手装置的优势在于承载和丢手可靠,适合在深井,钻井液密度大、固相含量多的井内使用。液压丢手在受压状态下仍允许旋转,在大斜度井和水平井内,能够更好地解决尾管的旋转送入问题。

1.1.2 悬挂总成

尾管悬挂器悬挂总成的作用是连接送入总成将尾管悬挂于技术套管上。

(1) 机械式悬挂总成:在本体上加工一个J形槽,通过上提,旋转,下放来实现坐挂(如图3所示)。

优点:无需憋压坐挂,适合管串结构中对压力变化严格限制的井。缺点:容易提前坐挂,只适合于直井、浅井。

(2) 液压式悬挂总成:钻井液通过悬挂器传压孔进入液缸,当压力达到8~11 MPa,液缸尾部的剪钉剪断,液流推动液缸上行,从而推动卡瓦同步上行,卡瓦在上层套管内壁和锥套锥面之间形成自锁,

实现坐挂(如图4所示)。



图3 机械式悬挂总成

图4 液压式悬挂总成

优点:液压控制实施坐挂,适用于不同的井眼条件,操作简便。缺点:控制好循环泵压,防止提前坐挂;需控制好销钉剪切压力,保证坐挂成功率。

1.1.3 选择依据

机械式悬挂总成一般只适合于直井中的浅井、不易卡钻的井以及管串结构中对压力变化有严格限制的井。液压式悬挂总成适合于直井、斜井、水平井、深井、超深井等井型。

1.2 特殊功能尾管悬挂器

1.2.1 封隔式尾管悬挂器

在常规尾管悬挂器的本体与回接筒之间增加一段封隔器短节(如图5所示)。当悬挂器完成正常的坐挂、丢手和固井后。通过上提钻具,使坐封工具下压回接筒,将重力传递到封隔器顶部,剪断销钉,压紧封隔器的胶筒封住套管环空,使防倒卡瓦伸出与技术套管锁死而实现封隔器永久坐封,阻止环空气窜向上运移,提高固井质量。

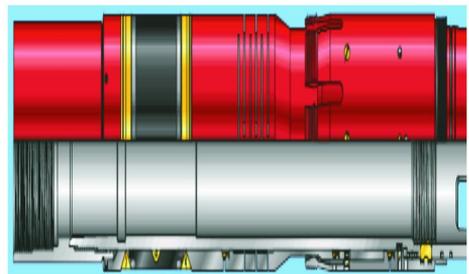


图5 封隔短节

优点:有效封隔套管环空,提高固井质量。缺点:增加悬挂器长度,外径偏大,造成环空节流压力大;出现提前坐挂后无法上提取出。

1.2.2 旋转式尾管悬挂器

旋转尾管固井是在下尾管和注水泥期间,由钻

杆经旋转尾管悬挂器带动尾管,使尾管柱旋转(包括下套管过程和尾管悬挂器坐挂后循环处理钻井液及注水泥过程),保证尾管顺利下到井底、钻井液更充分地顶替水泥浆,达到提高水泥浆顶替效率和胶结质量的目的(如图6所示)。

优点:(1)有助于尾管顺利下至设计位置;(2)有助于改善顶替效率,提高尾管固井质量;(3)有助于解决小间隙固井问题。缺点:结构较复杂,施工风险高,旋转较困难,应用实例较少。

1.2.3 膨胀管式尾管悬挂器

在机械或液压力作用下,膨胀管内外径胀大,与上层套管内壁胀合(如图7所示),形成可靠密封,同时承受尾管悬重。

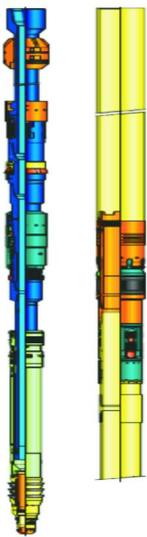


图6 旋转尾管悬挂器



图7 膨胀管悬挂器

优点:(1)消除提前坐挂风险;(2)提高套管重叠段密封性。缺点:(1)工具施工压力高,达35 MPa;(2)需要先固井后脱开,施工风险高。

1.3 尾管悬挂器优选

由于尾管悬挂器自身特点,应该根据不同的井型和井眼条件选择不同类型的尾管悬挂器。特殊尾管悬挂器虽然功能多有其自身优点,但是其结构复杂,增加了施工的风险。在浅井、水平井完井、以及要求封隔压力高等特殊工艺井中可以选用。

由于深井自身条件所限,存在下套管易出现卡阻、循环压力高、井眼清洁困难等因素,增加了其施工风险性,故应该选用结构简单,成功率高的常规尾管悬挂器,其中机械倒扣丢手的双锥双液缸尾管悬挂器较为合适。

2 尾管悬挂器常见的事故预防及处理

2.1 提前坐挂

原因分析:(1)由于尾管悬挂器与技术套管之间环空间隙小(尤其内嵌卡瓦比普通卡瓦环空间隙更小)造成循环压力过高,致使悬挂器提前打开;(2)下钻过程中由于套管变形或者在卡瓦或液缸处泥皮累积引起卡瓦动作造成坐挂。

处理:如果套管已经下入到允许深度可就地脱开固井;如果不允许立即起出套管。

预防措施:(1)严格控制循环泵压,坐挂前小排量循环;(2)调整好泥浆性能,进行套管刮壁,防止井下落物。

2.2 无法坐挂

原因分析:(1)液缸销钉剪切压力异常,造成液缸无法上行,致使悬挂器未打开,如古城9井,泵压从13 MPa一直升高到16 MPa,悬挂器始终无法坐挂;(2)卡瓦失效,无法悬挂或者暂时挂住固井时滑脱,如群克2井在固井顶替时,悬挂器下落造成密封芯子被提出引起密封失效致使循环短路无法完成碰压;(3)球座刺蚀,投球后无法憋压,悬挂器卡瓦无法打开,如莺深4井。

处理:(1)若发生挂不住现象,可调换坐挂位置或增加憋压值重挂,无效时将套管放至井底脱开后固井;(2)若不允许将套管放入井底,立即起出套管。

预防措施:(1)采用双锥双液缸悬挂器增加悬挂可靠性;(2)对卡瓦等关键部件进行专业处理,提高可靠性。

2.3 无法脱开

原因分析:(1)反扣螺纹发生粘扣现象致使无法脱开,如升深1-斜3井发生悬挂器无法脱开现象,图8为悬挂器出井后卸开的反扣接头;(2)液压丢手销钉剪切值异常。

处理:(1)若发生倒扣困难,应重新调整下压压力后再倒,无法倒开后立即起出套管;(2)反复憋压无法脱开后,启用应急丢手,如果仍然无法脱开后,立即起钻。

预防措施:(1)对反扣螺纹进行表面处理,安装时涂抹好润滑油,控制好上扣扭矩,安装时多拆卸几次;(2)做好剪切销钉压力检测。

2.4 提前脱开



图8 粘扣反扣接头

原因分析:(1)由于进口悬挂器一般采用液压丢手(该工具带有机械紧急丢手),循环压力异常或者下钻遇阻都会引起意外脱开现象,如城探1井在下套管时发生遇阻现象,造成套管反向转动,下压后造成紧急脱手动作,引起意外脱开现象;(2)对于机械倒扣丢手,下入过程中,转盘未锁死,下钻过程中钻具正转引起倒扣脱开。

处理:如果下套管过程中尾管悬挂器送入总成提前脱开,应立即起钻进行套管打捞。

预防措施:(1)对于机械反扣丢手工具,若发生遇阻,严禁开转盘,原则上以上下活动解除为主,要求悬挂器受拉力或压力 ≥ 300 kN,若需开泵循环,控制开泵压力 ≥ 6 MPa,以防止提前坐挂;(2)对于液压丢手工具,要控制好循环压力,遇阻时操作要谨慎。

2.5 循环压力过高

原因分析:(1)由于尾管悬挂器与技术套管之间环空间隙小(尤其内嵌卡瓦比普通卡瓦环空间隙更小)形成循环节流,造成泵压升高,如任深1井、徐深441井、达深303井等由于泵压高造成轻微漏失和“反吐”现象;(2)由于球座刺蚀,球座无法憋通,如莺深4井和古深3井。

处理:调整泥浆性能,降低泥浆粘度,小排量循环。

预防措施:(1)下套管前,充分洗井,调整好泥浆性能,选用普通卡瓦的悬挂器;(2)球座憋通之前循环时间尽量短且小排量循环,球座材质强度要提高。

2.6 球座刺蚀

原因分析:球座承托环抗冲蚀能力低,长时间循

环后,承托环表面被破坏,球落入后,有流通通道,致使承托环无法剪断销钉下落,从而引起节流压力,如古深3井、莺深4井和达深303井。

处理:提高排量和泵压,如果仍然无法憋通,只能小排量循环固井。

预防措施:(1)采用抗冲蚀能力强的材质做承托环;(2)憋通球座之前尽量降低循环排量。

3 认识与建议

(1)尾管固井施工潜在的风险大,由于尾管悬挂器工具特点以及技术措施不当等都易造成施工事故。故在实施尾管固井作业中要根据井身结构和井眼条件选择合适的尾管悬挂器类型。

(2)为保证固井施工顺利,避免恶性事故发生,要做好通井工作,并在下套管过程中控制好中途循环泵压,时刻关注悬重变化,防止出现异常情况。

(3)在尾管固井作业中出现任何异常,要及时分析判断原因,做出合理处理措施,防止出现井下事故影响后续投产。

参考文献:

- [1] 叶传能,魏新勇,任贵兴. 国内外尾管悬挂器技术进展[J]. 石油钻探技术,1996,24(3):29-31.
- [2] 马开华,朱德武,马兰荣. 国外深井尾管悬挂器技术研究新进展[J]. 石油钻探技术,2005,35(5):52-55.
- [3] 刘洋. 尾管注水泥循环温度预测模型研究[D]. 四川南充:西南石油大学,2009.
- [4] 马兰荣,马开华,郭朝晖,等. 旋转尾管悬挂器的研制与应用[J]. 石油钻探技术,2011,41(6):103-106.
- [5] 董照远. 尾管悬挂器力学分析[D]. 河北秦皇岛:燕山大学,2010.
- [6] 阮臣良,马兰荣,孙文俊. 国外旋转尾管悬挂器丢手工具分析[J]. 石油机械,2009,(9):166-168.
- [7] 尹飞,高宝奎,黄丹,等. 深井尾管悬挂器强度分析及悬挂载荷计算[J]. 石油矿场机械,2011,(9):33-36.
- [8] 马开华,马兰荣,姜向东,等. 国内特殊尾管悬挂器研制现状与发展趋势[J]. 石油钻采工艺,2004,26(4):16-19,83.
- [9] 张宏军. 国产旋转尾管悬挂器在国内的首次应用[J]. 石油钻采工艺,2009,31(5):105-107.
- [10] 马兰荣,郭朝晖,杨德凯,等. 旋转尾管悬挂器轴承的研制及性能试验[J]. 石油矿场机械,2009,38(9):67-70.
- [11] 赵社强,何元东,魏英杰,等. 环空压裂专用悬挂器研制与应用[J]. 石油矿场机械,2009,38(4):71-73.
- [12] 李维,李黔. 旋转尾管固井套管扭曲失稳分析[J]. 石油矿场机械,2008,37(6):49-52.