

套管和尾管快速下入工艺在深水钻井中的应用

赵苏文

(中海油能源发展股份有限公司工程技术深圳分公司, 广东 深圳 518606)

摘要:套管和尾管的下入程序是整个钻井工艺的重要环节。传统的下套管和尾管速度往往较慢且需要周期性地向管柱内灌钻井液。特别是对于深水钻井等钻井液密度窗口较窄的井, 掌控套管柱合适的下放速度较困难, 极易产生压力“激动”造成井漏。套管和尾管的快速下入工艺是提高作业效率, 保证井下安全, 满足钻井工艺需要的重要研究方向。本文主要介绍了套管和尾管快速下入工艺技术的主要工作原理、特点、工具组成和操作方法, 以及现场应用情况及其注意事项, 对作业过程中可能出现的一些问题进行了分析和总结, 并提出了相应的建议, 对类似的深水井作业具有重要的借鉴意义。

关键词:深水钻井; 下套管; “激动”压力; 压力窗口; 自动灌浆; 浮鞋

中图分类号:TE256⁺.2 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2016)12-0058-05

Application of Casing and Liner Fast Running Technology in Deepwater Drilling/ZHAO Su-wen (Engineering Technology Company of CNOOC Energy Technology & Services Limited, Shenzhen Guangzhou 518606, China)

Abstract: Casing and liner running process is an important part of the whole drilling process. The traditional casing and liner running had to be slow and drilling fluid should be periodically grouted into pipe string; Especially for deepwater well and those wells with narrow density window of drilling fluid, it is difficult to control the suitable pipe string lowering speed and circulation loss is extremely easily caused by surge pressure. Casing and liner fast running technology is being studied to improve operation efficiency, ensure downhole safety and satisfy the requirements of drilling process. This paper introduces casing and liner fast running technology about its main principles, characteristics, tools and operation method, as well as the field application and some attentions, analyzes and summarizes some difficulties which might occur in operation and puts forward corresponding suggestions, which can be reference to the similar deepwater well drilling operation.

Key words: deepwater well; casing running; surge pressure; pressure window; automatic grouting; float shoe

0 引言

在钻井工艺中, 下套管和尾管作业是一项必不可少的工艺过程, 既耗时间又存在着极大的风险。对于深水井或压力窗口窄的井, 在套管和尾管的下入过程中, 为避免产生过大的“激动”压力而导致压漏地层, 往往需要严格控制管柱的下入速度。另一方面, 为了平衡管柱内外的压差, 在管柱下入过程中, 需要周期性地向管柱内灌注钻井液, 这不但严重影响作业进度, 也增加了作业成本。另外, 管柱在裸眼段中的时间越长, 尤其是对于存在缩径等井况较差的井段, 由于灌浆而增加的时间, 或由于灌浆而需要静止管柱的情况, 将大幅度增加下入遇阻、粘卡或下不到设计深度的风险。为了解决管柱在裸眼段下入过程中存在的此类问题, 国外公司开发了新型的快速下套管和尾管工艺技术, 研制了一整套的套

管和尾管快速下入系统, 既可以达到降低“激动”压力的目的, 又可以大幅度提升下套管和尾管作业的效率, 并取得了较好的现场应用效果。

1 传统的自动灌浆技术

1.1 工艺过程

对石油钻井来讲, 确认一种最好的方法、工具及技术, 如何在下管柱过程中, 控制或减少“激动”压力, 提高作业时效, 是一个长期的挑战和过程。自动灌浆浮箍是行业应用较广, 普遍使用的一种传统的技术。

一般情况下, 为了防止固井完成后水泥浆的倒返, 套管下部装有带有单向阀的浮箍和浮鞋, 须随套管下入, 并由人工从井口向管柱内灌注钻井液, 实现管柱内外压力的动态平衡。根据浮鞋和浮箍单向阀

收稿日期: 2016-01-15; 修回日期: 2016-11-03

作者简介: 赵苏文, 男, 汉族, 1982年生, 钻井总监, 工程师, 从事钻井监督和钻井工艺技术的研究工作, 广东省深圳市南山区后海滨路(深圳湾段)3168号中海油大厦A座3512室, zhaosw@cnooc.com.cn。

的承压能力,下入 10~20 根套管必须灌满一次钻井液,且通过控制管柱的下放速度,降低环空返速,防止产生过大的“激动”压力,导致压漏地层。

在管柱下入过程中,采用人工方式灌注钻井液存在着诸多问题。一是由于下入速度控制不合适,导致井下“激动”压力较高;二是套管和井眼之间的环空容积变小,泥浆上返速度较高,对井壁产生冲刷作用,不利于井壁稳定;再是可靠性差,很难达到每次都能灌满的要求,容易造成过多的管柱内掏空,进而产生过大的套管内、外液柱压差,破坏管柱的单流阀,或在固井前循环过程中,产生井控问题等等。采用自动灌钻井液方式,是解决上述问题的一个有效的方法。

1.2 技术要求

对自动灌浆装置的基本要求是结构和加工工艺简单,工作性能可靠;浮箍的内径设计合理,减少泥浆通过时的阻力;良好的反向密封性能,防止注水泥结束后水泥浆返回套管内;良好的反向承压能力,防止因压差过大导致密封失效。

2 新型套管和尾管快速下入工艺

2.1 工作原理

自动灌浆系统主要由导流短节、自动灌浆浮箍、配套的引鞋等组成。在有自动灌浆浮箍的管柱中,自动灌浆浮箍在下入过程中可允许上返的流体进入管柱内部,实现管柱内的自动灌浆功能。对于尾管作业来讲,当流体从套管段进入钻杆段时,由于钻杆的内径小于套管内径,将会在此位置产生节流压差,如果管柱内没有止回与导流机构,泥浆将可能超灌,在套管下入过程中将会溅落在钻台上。

为此,对于尾管柱作业,新型的管柱快速下入工艺,在套管段与送入钻杆的节流位置,需要增加特殊的导流短节。在短节上设有旁通孔,流体在此处将进入钻杆与上层套管的环空,缓解了此位置的节流压差作用,保证了管柱的较快下入。

2.2 工艺过程

与传统自动灌浆浮箍相比,新型的管柱快速下入工艺技术稍有不同,目前在深水作业中使用较广,效果较好的是 Weatherford 公司的相关工具系统。

工艺过程为,管柱在下入过程中,在自动灌浆浮箍和导流短节的共同作用下,实现了管柱内连续灌入钻井液的目的。当管柱下入到设计深度以后,采

用投球憋压的方式,首先实现对导流短节上导流孔的永久关闭后,球将会继续下落到自动灌浆浮箍位置,继续憋压,进而激活自动灌浆浮箍的单向阀功能,即套管内打压即可以开启单向阀,当套管内没有压力时,单向阀关闭,保证套管外的流体不能进入套管内,满足后续的固井作业需要。

2.3 技术要求

Weatherford 公司的这套管柱快速下入系统,主要由循环孔常闭式短节(带旁通孔的导流短节)、自动灌浆浮箍、钻井液净化短节和引鞋组成。

2.3.1 钻井液净化短节

它通常安装在引鞋上方,主要部件是筛管。作用是当携带钻屑的钻井液或其它杂物从引鞋上返时,经过筛管的过滤作用,保证上部管柱内钻井液的清洁。

2.3.2 自动灌浆浮箍

自动灌浆浮箍的主要作用是实现管柱内的自动灌浆功能。采用特殊的双阀板设计,保证在下入过程中始终处于畅通状态,实现自动灌浆。

2.3.3 循环孔常闭式导流短节

当导流短节处于导流孔关闭状态时,单向阀系统与剪脱套以及挡孔滑套连接在一起,挡孔滑套上端安装有压缩弹簧,压缩弹簧的上端限定在本体上。

该短节的导流孔有 2 种关闭方式,当尾管下到设计深度后,投球憋压,在剪脱套与挡孔滑套之间产生压差,当压差达到 2 MPa 左右,剪断剪钉,挡孔滑套与剪脱套脱离,实现了孔的永久关闭。当管柱在下入过程中,井下由于各种原因出现较大的“激动”压力时,单向阀系统向上运动造成弹簧的过度压缩,当弹簧的恢复力超过剪钉的剪切压力时,剪断剪钉,挡孔滑套在弹簧的作用下回到初始位置永久关闭导流孔。剪脱套在流体的作用下依然处于上行位置,从而不会影响后续的井控。

2.3.4 自动灌浆浮箍的转化排量计算

自动灌浆浮箍需要提前设定转化压力值,即球座的剪切压力值。产品标准的压力值为 3.45~4.83 MPa。另外,也可以根据需要把此值设定为 2.07~2.76 MPa,此时对应转化压力的排量值取决于钻井液的密度。

对于浮箍使用的 $\varnothing 14.68$ mm 导流孔,其转化流量如式(1):

$$Q = \sqrt{P/(1.259G)} \quad (1)$$

式中: Q ——转化排量, L/s; P ——转化压力值, MPa; G ——钻井液密度, g/cm³。

对于浮箍使用的 $\varnothing 19.05$ mm 导流孔, 其转化流量如式(2):

$$Q = \sqrt{P/(0.445G)} \quad (2)$$

3 现场施工过程及关键点

3.1 施工过程

这套管柱快速下入系统在南海海域某深水区块进行了现场应用。该区域水深 1450 ~ 1546 m, 最高天文潮为 1010 mm, 最低天文潮为 920 mm (相对于平均海平面)。平均气温 26.0 °C。

该井使用了 5 层套管结构设计, 备用一个 $\varnothing 215.9$ mm 井眼 @ 177.8 mm 尾管。 $\varnothing 914.4$ mm 导管下深 1554 m; $\varnothing 508$ mm 套管 (X56, JVZDD2S 扣型) 下深 2219 m; $\varnothing 406.4$ mm 尾管 (P110, 94, BTC 扣型) 下深 2704 m; $\varnothing 339.73$ mm 套管 (N80, BTC 扣型) 下深 3280 m; $\varnothing 244.48$ mm 套管 (P110, NK3SB 扣) 下到完钻深度 3560 m。

该井在 $\varnothing 339.73$ mm 套管和 $\varnothing 244.48$ mm 套管上均使用了自动灌浆浮箍, 保证了下套管的作业安全, 提高了作业的时效。以 $\varnothing 244.48$ mm 套管的使用情况为例, 介绍该系统的使用过程。

(1) $\varnothing 244.48$ mm 套管串组合为: 浮鞋及泥浆净化短节 + 2 根套管 (R3) + 自动灌浆浮箍 + 适量套管 (R3) + $\varnothing 244.48$ mm 套管悬挂器 + $\varnothing 244.48$ mm 套管挂送入工具 + $\varnothing 149.23$ mm 送入钻杆 + 钻杆式固井水泥头。浮鞋和自动灌浆浮箍需要提前在场地上连接到单根套管上, 粘丝扣胶上紧丝扣。

(2) 下 $\varnothing 244.48$ mm 套管及送套管悬挂器到位按照套管表设计下入 $\varnothing 244.48$ mm 套管, 套管串长 2025 m, 连接好套管悬挂器、密封总成及送入工具, 接上顶驱。在钻台面上开泵至 18.55 L/s, 泵压由 3.86 MPa 降至 0.28 MPa, 将自动灌浆浮箍转化成常规的单流阀浮箍。用 $\varnothing 149.23$ mm 钻杆送 $\varnothing 244.48$ mm 套管至 3485 m, 控制送入速度 0.25 m/s, 且每送入 5 柱钻杆灌满钻井液。接钻杆固井水泥头, 接顶驱开泵打通后, 以 3.33 L/s 的排量, 开泵送套管悬挂器到位。此时, $\varnothing 149.23$ mm 套管管鞋深度为 3503.26 m, 浮箍顶深为 3477.52 m, 套管挂顶深为 1473.49 m。

(3) 循环固井开泵并逐渐提高排量至 30 L/s,

泵压 4.69 MPa, 循环 1.5 h 后, 井筒稳定, 各项参数满足固井要求, 准备固井。固井工艺采用深水固井特殊的水下释放塞法。具体过程如下: ①固井管线通水 800 L, 试压: 3.45 MPa/300 s, 34.47 MPa/6000 s; ②泵注密度为 1.50 g/cm³ 的隔离液 10 m³; ③释放钻杆底塞; ④固井泵混泵密度为 1.89 g/cm³ 的尾浆水泥浆 20.78 m³, 消耗尾浆混合水 12.74 m³, G 级纯水泥 25 t; ⑤释放钻杆顶塞; ⑥固井泵顶替钻井液 19.75 m³, 顶替至 18.15 m³ 剪切套管顶塞, 剪切压力 15.86 MPa; ⑦倒阀门至泥浆泵顶替钻井液 72.96 m³, 碰压 8.96 MPa, 稳压 300 s; ⑧固井泵泄压, 检查回流 0.5 m³, 正常。

(4) 脱手送入工具及锁密封总成: 下放悬重 150 kN, 正转钻具 5.5 圈, 解锁送入工具并下压 (100 kN) 密封总成到位, 关下万能环空打压 41.37 MPa 锁紧密封总成。过提 300 kN 剪切销钉, 脱手送入工具与套管悬挂器, 重新将送入工具插入套管挂, 下压 150 kN。关下万能, 对密封总成试压, 2.07 MPa/300 s, 44.82 MPa/900 s, 合格。

(5) 钻浮鞋浮箍及套管附件: 按照设计的 $\varnothing 311.15$ mm 井段完钻。考虑到其它井可能需要钻下开次井眼, 因此自动灌浆浮箍采用了特殊的钻头可钻式材质, 这种特殊材质同时也保证了钻除的效率和安全性。钻除时可采用 PDC 钻头或牙轮钻头, 对钻具组合没有特殊的要求, 定向钻具组合或常规钻具组合均可使用。

(6) 使用效果: 使用这种自动灌浆浮箍后, 整个下套管串过程中, 不需要在钻台人工将钻井液灌满套管串, 节约了下套管时间; 自动灌浆浮箍的使用, 降低了套管串下放时的“激动”压力, 提高了套管串的下放速度; 自动灌浆浮箍, 在下完套管串后, 开排量关闭其自动灌浆功能, 实现常规单流阀浮箍作用, 满足固井作业及井控需要, 且其单向密封性得到了保证。

3.2 工艺关键点

(1) 套管串应该配套使用 Weatherford 特殊设计的钻井液净化短节, 其对应的引鞋内径达到合适的尺寸, 过滤灌进套管内的钻井液, 保证其清洁, 以免影响后续的套管内开泵正循环。

(2) 在套管串的下入过程中, 应该监测和确认钻井液是否可以自动灌浆到套管串内, 自动灌浆装置工作是否正常。一是通过观察下入过程中的悬重

指示,悬重应持续增加。二是通过在钻台的套管断面上放置一张薄纸,套管内被钻井液取代的空气,将使薄纸形成一个降落伞形状。然而这种方式需要注意的是,确保薄纸落进套管串内。

(3)井眼环空的清洁程度将会导致套管串的超灌现象。超灌钻井液往往发生在环空钻井液面和钻台之间的距离比较近或环空钻井液清洁度较差,进而环空压差大于套管柱内压力的情况下。可通过增大套管内钻井液的密度,减少或者消除钻井液超灌。

(4)如果自动灌浆浮箍失效,无法实现自动灌浆,则要按照传统的方式从钻台进行灌浆,且考虑开泵循环打通。

(5)可适当采用开泵循环,但应严格控制排量,以防止自动灌浆浮箍的提前失效。当使用 $\varnothing 14.68$ mm导流孔的自动灌浆浮箍,循环时间与排量为1 h,10 L/s;8 h,5.67 L/s。如果使用的是 $\varnothing 19.05$ mm的导流孔,则应为1 h,20 L/s;8 h,10 L/s。如果循环时间要延长,应充分考虑到对自动灌浆浮箍的影响。

(6)根据这口井的结构及所使用的钻井液密度情况,自动灌浆浮箍转化成常规的单向阀浮箍的压力为3.86 MPa,并达到这个泵压所对应的排量。

(7)考虑到深水井的水下井口系统的特点,由于套管悬挂器的尺寸比套管本体的尺寸大很多,钻井液通过这些小间隙和尺寸的承载结构时,容易产生压力“激动”,这将极大的降低自动灌浆装置的使用效果。因此,对于一般的深水井,套管柱上只使用自动灌浆浮箍和泥浆净化短节,送入钻杆上不使用循环孔常闭式短节,所以,套管下入过程中自动灌浆,下完套管串,连接好套管悬挂器及送入工具后,开泵把自动灌浆浮箍转化成常规的单向阀浮箍,后续送入钻杆过程中,则需要在钻台面对送入钻杆按照常规方式进行灌浆。

(8)下尾管的管柱组合则为:引鞋、泥浆净化短节、自动灌浆浮箍及循环孔常闭式短节。由于尾管悬挂器的尺寸小,所造成的井内压力“激动”也比套管悬挂器较小,能更好地发挥自动灌浆装置的优势,可以实现下尾管柱和送入钻杆过程中的全过程自动灌浆。

3.3 工艺过程可能的风险点

这种新型的套管和尾管快速下入技术,其工艺过程也存在着一些风险,主要包括:不清洁的钻井液

堵塞套管循环通道、管柱内钻井液超灌问题、自动灌浆浮箍是否顺利转换成常规单流阀浮箍等。

(1)不清洁的钻井液堵塞套管循环通道。使用自动灌浆装置后,虽然解决了人工钻台面灌浆的问题,但是同时也增加了套管柱循环通道堵塞的风险。因此,作业前需要彻底的循环钻井液,保持钻井液合适的固相含量,且所选择的钻井液净化短节中的筛网目数也要合适,确保环空中的钻屑等固相不进入套管柱内部。对于使用自动灌浆装置的管柱作业,越靠近井底的深度,更应该适当控制管柱速度和遇阻量。

(2)管柱内钻井液超灌。深水井作业特点,一般情况下套管柱上仅仅使用自动灌浆浮箍,送入钻具上不使用循环孔常闭式短节。在下套管串过程中,由于套管柱内外钻井液当量密度的不平衡,以及钻井液性能及下入速度的影响,有可能发生钻井液超灌现象,导致钻井液从钻台上的套管内向“满”出来,影响钻台操作,浪费钻井液等,另外,在送入钻杆过程中,也存在这种情况。

采取的相应措施:作业前保证井内钻井液密度一致;套管柱下入过程中,根据计算及现场的情况,找到合适的下放速度;结合套管柱的特点,在连接好套管悬挂器后,既考虑开泵把自动灌浆装置转化成常规的单向阀式浮箍,后续送入钻杆过程中,按照常规的方式在钻台面对钻杆内灌钻井液。

(3)自动灌浆浮箍是否顺利转换。转换的关键是建立起相应的压力值,为此对于不同尺寸的套管柱上使用的自动灌浆浮箍,根据浮箍流动孔的大小、钻井液的密度及转化需要的泵压情况,计算出需要的转化排量。另外,要保证球和自动灌浆浮箍内对应球座的配套,开泵到一定排量,憋泵压至设定的压力值后,剪切球座,实现转换。

其过程中的关键点是,确保球和球座的匹配及配套,确保可以憋起一定的压力值,才能实现球座的成功剪切。导致无法憋起压力的可能的原因:球座的冲蚀,导致球和球座不能密封;球座上有钻屑等固相颗粒,导致球和球座不能密封;送入钻杆内径和球的内径不匹配,导致球没有到达球座。

可采取的对应措施:严格按照厂家的要求,控制合适的循环排量及循环时间,避免大排量长时间循环对球座的冲蚀,且控制好钻井液合适的固相含量;作业前充分循环井内钻井液,作业过程中做好井口

保护,防止落物等;保证送入钻杆的干净,保证其内径和使用球的内径一致,保证球可以顺利到达球座位置等。

4 快速下入工艺技术的发展方向

深水井作业中,尾管柱的送入钻杆上必须使用循环孔常闭式短节,它是尾管柱快速下入系统的一个重要工具。目前循环孔常闭式短节的关闭需要地面投球打压,球到达密封座才能实现关闭,需要的时间长,且可靠性受到很多因素限制,因此研制结构更加简单、自动化、智能化的循环孔常闭式短节是一个未来的发展方向。

5 结语

(1)在深水井中,采用自动灌浆装置和管柱快速下入工艺,可有效降低“激动”压力,对压力窗口窄的井,降低了下套管和尾管过程中井漏情况发生,保障了井下安全,提高了作业时效。

(2)下套管作业中使用自动灌浆浮箍实现套管的快速下入,送入钻杆过程中,利用常规的钻台面结合人工方式灌钻井液,实现了整个管柱下入过程中的灌浆需要;下尾管作业中使用自动灌浆浮箍,结合循环孔常闭式短节,实现下尾管的全过程自动灌浆和尾管柱的快速下入,对深水井作业是有效和可行的。

(3)为保证快速下入工艺的顺利进行,下套管和尾管前,应该充分的循环钻井液,保证井眼干净和钻井液密度均匀。

(4)循环或固井作业前,需要将自动灌浆浮箍

转化成常规单向阀浮箍,这一操作需要投球憋压剪切球座实现,单向阀浮箍及其密封性对后续的固井及井控作业至关重要。

参考文献:

- [1] Scott T, Lo Giudice M, Gaspard G. Multiple-opening diverter tool reduces formation surge pressure and increases running speeds for casing and liners [R]. SPE135178, 2010.
- [2] 戴金玲. 套管最大安全下放速度的确定与监控[J]. 石油矿场机械, 2011, 40(2): 65-67.
- [3] 丁柯宇, 程智远, 汤新国, 等. 新型下套管自动灌浆装置研制与应用[J]. 石油矿场机械, 2012, 41(11): 59-60.
- [4] 付华才, 刘洋, 孙政, 等. 套管下入激动压力计算模型及影响因素分析[J]. 石油钻采工艺, 2013, 36(3): 15-17.
- [5] 陶谦, 夏宏南, 彭美强, 等. 高温高压油井套管下放波动压力研究[J]. 断块油气田, 2006, 13(4): 58-60.
- [6] 管志川, 宋洵成. 波动压力约束条件下套管与井眼之间环空间隙的研究[J]. 石油大学学报, 1999, 23(6): 33-35.
- [7] 应保庆. 自动灌浆浮箍现场应用及评价[J]. 石油钻探技术, 1996, 24(2): 31-33.
- [8] 张世文. 自动灌浆浮箍浮鞋的设计[J]. 科技信息, 2009, (23): 43-44.
- [9] 钱峰. 下套管自动灌浆技术的探讨[J]. 西部探矿工程, 1997, 9(1): 16.
- [10] 陈平. 钻井与完井工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
- [11] 赵金洲, 张桂林. 钻井工程技术手册: 固井[M]. 北京: 中国石化出版社, 2005: 658-660.
- [12] 杭忠俊, 顾业成. 浮球式自灌钻井液浮箍[J]. 石油矿场机械, 1994, 23(6): 19-22.
- [13] 袁进平, 蔡俊林, 庄晓谦, 等. 新型固井工具研制[J]. 石油钻采工艺, 2002, 25(2): 67-68.
- [14] 刘运楼, 李福德, 刘伟. 浮箍井下工作环境与失效分析[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 94-96.
- [15] 姜向东, 朱和明, 孙文俊. 易钻浮箍浮鞋的研制及应用[J]. 石油钻采工艺, 2002, 34(5): 107-109.