

水平井尾管下部附件失效原因分析及预防应对措施

谭家旭

西南油气田工程院监督中心, 四川 成都 610017

摘要：水平井钻井和尾管固井技术在海内外广泛使用，而在尾管固井施工中，尾管下部附件性能稳定可以为尾管固井施工顺利进行提供保障，然而，由于某些因素的影响，尾管下部附件会失效，给固井施工带来风险，以及使固井质量受到影响。下面针对尾管下部附件失效原因、预防和应对措施进行分析，并列举了成功应对案例。

关键词：尾管固井；下部附件；失效；风险和质量；预防和应对措施

Analysis of the Causes of Failure and Preventive Measures for the Lower Part of the Horizontal Well Liner Attachment

Tan Jiayu

Supervision Center of Southwest Oil and Gas Field Engineering Institute, Chengdu, Sichuan 610017

Abstract：Horizontal well drilling and liner cementing technology is widely used at home and abroad, and in liner cementing construction, the stable performance of the lower part of the liner attachment can provide a guarantee for the smooth progress of liner cementing construction, however, due to the influence of some factors, the lower part of the liner attachment will fail, which brings risks to the cementing construction and affects the cementing quality. The following analyzes the causes, prevention and countermeasures of the failure of the lower accessories of the tailpipe, and lists successful response cases.

Keywords：liner cementing; lower annex; lapse; risk and quality; prevention and response measures

引言

在石油钻井工程中，水平井的钻井与生产是一项重要技术，水平井尾管固井也在广泛使用。尾管下部附件作为尾管的重要组成部分，其性能的稳定和可靠性对保证固井的顺利进行具有重要作用。虽然水平井尾管固井施工时尾管下部附件失效的情况比较少，但也会偶有发生，一旦发生和应对不当，就会导致固井事故，以及影响固井质量，需要进行挤水泥补救作业或进行回接作业，从而会增加施工费用和工期。因此，对尾管下部附件失效原因进行分析及采取预防应对措施是必要的。

一、尾管下部附件的结构及功能

尾管下部附件主要包括浮鞋（引鞋）、浮箍、自锁座（碰压座）和自锁胶塞等组成，主要起引导、单向限制流动、碰压、预留水泥塞长度等作用。浮鞋和浮箍一般安装有半球式回压凡尔，主要由凡尔杆、半球、凡尔座、导向杆、导向板、弹簧、螺帽等组成。当流体自套管内向环空流动正循环时可通过、当流体自环空向套管内流动反循环时不可通过，起到单向限制流动和单向密封作用。自锁座和自锁胶塞另外组成一套锁紧密封系统，自锁胶塞由钻杆胶塞和尾管胶塞组成，两个胶塞上各有多道密封胶圈和一道金属自锁环。当固井施工释放钻杆胶塞时，钻杆胶塞在下行流体的推动下向下移动，当到达安装在尾管悬挂器上的尾管胶塞时，会进入尾管胶塞并通过钻杆胶塞上的金属自锁环嵌入尾管胶

塞内腔的凹槽中，组成一套整体胶塞（固井施工称之为“胶塞重合”）。接着，两个重合胶塞在下行流体的推动下继续下行，当到达碰压座时在压力的推动下进入碰压座内腔，并通过尾管胶塞上的金属自锁环嵌入碰压座内腔的凹槽中，形成锁紧和密封状态。

二、水平井尾管下部附件失效的风险和危害

1. 在水平井尾管固井施工时，当发生尾管下部附件全部失效的情况下，即防回流的密封失效，拔中心管后由于管外水泥浆液柱压力通常大于管内液柱压力，水泥浆会回流到尾管内，在管内形成大段水泥塞，固井事故称之为“灌香肠”。

2. 由于返至环空的水泥浆大量回流到尾管内，导致尾管环空中的水泥浆返高不够，未能达到完全封固尾管外全部环空的固井

目的。尾管外仍然可能存在一段没有水泥环的环空，未能完全封固套管和阻隔地层，若发生地层窜通和喇叭口窜气，将会给后续钻采作业留下隐患。

3. 由于尾管内有大大段水泥塞，下步需要钻水泥塞，因而会对尾管内壁产生磨损，钻水泥塞的振动对已封固的水泥环也会产生不利影响。

4. 钻水泥塞和挤水泥补救作业、或者进行回接作业，增加了工期和施工费用。

三、水平井尾管固井时下部附件失效原因分析

导致水平井尾管固井时下部附件失效，可能有以下原因：

尾管下部附件在设计上有缺陷，不能保证附件在井下复杂环境中性能的适应性和稳定性。

2. 尾管下部附件的材料质量差、老化衰退快（特别是橡胶和塑料部件），容易受高温、高压、腐蚀性流体影响，受热膨胀、高压变形，导致密封失效^[1]。

3. 尾管下部附件加工精度差，导致密封不严、失效。

4. 由于水平井下套管时摩擦阻力大，套管顺利下到位难度高，可能会使套管发生屈曲变形，从而导致套管附件也发生变形、不能居中，造成回压凡尔密封失效、自锁胶塞锁紧失败。

5. 井底环境情况，如高温、高压、腐蚀性流体等，都会对附件产生不利影响，可能导致其损伤、变形、性能降低或直接失效。

6. 下完尾管后长时间不进行固井施工或长时间循环，在高温和高压环境中以及腐蚀性流体的冲蚀下，浮球、密封胶圈和弹簧等部件也可能受到侵蚀，造成损伤或变形，导致密封失效。

7. 尾管下部附件位于水平段时，在径向的重力或浮力的作用下，不能完全居中复位，导致密封失效。

8. 泥浆和水泥浆中含有块状硬物体，卡在密封接触面上使浮球和胶塞不能完全复位，导致密封失效。

9. 在上述一些因素的综合影响下，钻杆胶塞未能完全进入尾管胶塞内腔锁紧或尾管胶塞未能完全进入碰压座内腔并锁紧，导致密封失效^[2]。

四、针对以上问题，可以采取以下措施来预防和应对水平井尾管下部附件失效问题

（一）设计生产方面

1. 对附件的设计进行优化，确保其适应工程要求和使用寿命，提高其性能和可靠性。

2. 采用性能稳定、受高温、高压、腐蚀性流体影响小的材料，加工生产套管附件。

3. 提高产品的加工精度，同时使用先进的检测技术，提高产品的检测精度，确保产品出厂时完全符合设计标准和要求。

4. 改进型产品或新产品，在入井使用前要进行多次反复试验，经现场不同场景试用合格，才能批量生产和推广使用^[3]。

（二）现场使用方面

1. 选用经过现场使用，质量和性能可靠、稳定的尾管下部附件。

2. 通井钻具组合的刚度要大于所下套管的刚度，下套管前的通井作业，要把井壁上容易松动的岩层刮掉循环出来、缩径井段进行扩眼、把井眼轨迹修理平滑无台肩，经过静提静放无阻卡、下探井底无沉砂，为顺利下套管和固井创造良好条件。

3. 尾管下部附件入井前，仔细检查保证附件的规格型号符合设计要求。

4. 采用旋转下套管方法或漂浮加旋转下套管方法，保证套管能顺利下到位而不发生屈曲变形^[4]。

5. 下完套管后尽量避免长时间不进行固井施工。

6. 固井施工前避免长时间大排量循环，一般循环1.5至2个循环周、井眼清洁情况和泥浆性能符合固井要求，即可进行固井施工。

7. 尾管倒扣坐挂前，环空反向加压（以不压漏地层为前提）验证浮鞋和浮箍密封性正常后，再进行倒扣丢手和固井施工。

8. 在固井设计上，适当增加缓凝与快干水泥浆的稠化时间差、增加缓凝水泥浆的稠化时间、以及减少水泥浆的附加量。为现场应对、起钻和循环洗井创造更多的安全时间，降低“插旗杆”风险^[5]。

9. 采取压力平衡法施工，即设计尾管段顶替的泥浆密度不小于水泥浆密度。

五、水平井尾管下部附件失效的现场应对措施

应对措施1：为了防止钻杆被水泥浆固住，发生“插旗杆”固井事故，因此要强行拔中心管，任由水泥浆回流尾管内，再进行补救作业。

应对措施2：把注入井内的水泥浆循环排出井外，重新进行第二次固井施工。

应对措施3：等候快干水泥浆稠化后再拔中心管。（成功应对案例见后面第七章）几种应对措施优劣对比：

措施1优点：操作风险不大。缺点：由于需要钻水泥塞和挤水泥补救施工作业，增加了工期和施工费用。

措施2因为施工风险大，现场一般很少使用，不进行优劣对比。

措施3优点：能保证水泥浆返高和管内水泥塞长度执行设计要求，避免了后续要进行补救施工作业。缺点：如果水泥浆（领浆）的稠化时间把握不准确，不能把多余水泥浆在稠化流不动前完全排出井外，就可能发生水泥浆把送入钻杆固住，发生“插旗杆”固井事故，因此也存在一定的操作风险^[6]。

六、成功应对案例

1. 基本资料

H2610井是中石油位于哈萨克斯坦阿克纠宾地区的一口生产

井,完钻井深4930m,水平段长4499~4930m,下139.7mm尾管,悬挂器位置2160m,封固井段2160~4930m。上层套管为244.5mm技术套管,下深2359.17m。

2. 管串结构:浮鞋×0.96m+139.7mm套管1根×11.65m+浮箍×0.27m+139.7mm套管1根×11.63m+浮箍×0.27m+碰压球座×0.28m+139.7mm套管串(90SS)×2694.37m+悬挂器×5.74m+127.0mm送入钻杆×2204.83m。

3. 水泥浆性能:领浆和尾浆密度均为1.90 g/cm³,领浆稠化时间340min/30BC,尾浆稠化时间210min/30BC。

4. 尾管下部附件入井前检查正常。

5. 通井、下套管及洗井情况简述:

该井电测完通井使用完钻钻具通井,通井正常,2017年8月23日14:00开始下套管,24日9:00下完,25日15:00下完送入钻具,并开始洗井,用排量25L/S.,泵压8MPa,洗井至17:00停泵。下放至90吨倒扣,正转5圈,无倒转,再转5圈,无倒转,再转10圈,无倒转,再转15圈上提1.2米,悬重指示在90吨无变化,倒扣正常^[7]。

6. 施工过程描述:

17:55~18:00通管试压25MPa;

18:00~18:20注密度为1.00g/cm³的前置液13m³;

18:20~20:00注密度为1.90g/cm³的水泥浆87m³;

20:00~21:00替密度为1.15g/cm³的泥浆,替浆至48.8m³碰压,替浆量与理论计算量相符。碰压从17~23MPa;

21:00~21:30来回5次放回水不断流,确认回压凡尔、钻杆胶塞与套管胶塞锁紧和密封失效,后期平衡压力9MPa,附加2MPa,憋压11MPa候凝,~22:30水泥浆稠化时间到,放回水至5.4MPa,保持压力平衡不让水泥浆回流到套管内,继续憋压候凝至23:00,放回水至0MPa,回水断流。卸掉水泥头,接方钻杆,开泵,憋压至8MPa,上提钻具拔出中心管,悬重90吨,无变化^[8]。开泵洗井,排量30L/s,返出混浆约5m³。

7. 该井尾管下部附件失效原因分析:根据该井管串结构来看,一个浮鞋、二个浮箍加上自锁胶塞共有四道防水泥浆回流密封防线,四道防线同时失效非常罕见,但还是发生了。参照上述导致尾管下部附件失效的8条原因以及本井的施工过程分析,该井下套管顺利,而且水平段较短,第一条原因即套管发生屈曲变形的可能性小,因此,其余7条原因都有可能致尾管下部附件失效^[9]。

8. 该井固井质量情况:水泥浆返高符合设计要求,固井质量合格。

9. 总结:该井应对措施成功的实施,有几个关键条件和把控要点:一是水泥浆的稠化时间试验数据与在井底的实际环境基本一致,避免因水泥浆的稠化时间相差太大造成误判及增加应对风险。二是等候尾浆稠化时间到之后,领浆还有足够被循环排出井外的安全时间。三是放回水不断流要经过多次操作和尝试恢复进行确认之后,才能最终下结论尾管下部附件已失效,而且在这多次操作和尝试过程中,要控制好压力平衡、以及保持顶替进去的液体量与放出的回水量相同,防止多留水泥塞或替空。四是不要

一定要等到尾浆试验数据的稠化时间到了之后才开始操作去验证放回水是否断流,可以提前操作进行验证,因为在井底环境条件下水泥浆的稠化时间可能会与试验数据有出入,若可以在尾浆试验数据的稠化时间内得到提前验证,就能为喇叭口以上多余的水泥浆循环洗出井外争取到更多的安全时间,从而降低发生“插旗杆”固井事故的风险。五是若在操作尝试时发现尾浆试验数据的稠化时间延迟太久,应优先考虑给起钻和循环洗井留出安全操作时间,防止“插旗杆”固井事故发生。六是固井队在应急操作和尝试过程中,钻井队的起钻和循环设备、工具、操作人员要准备就绪,一接到起钻和循环指令,能迅速实施^[10]。

七、认识和建议结论

(一) 认识

虽然在尾管第一次固井质量不好、或者经过挤水泥补救作业后依然不理想,导致喇叭口窜气影响后续钻井施工作业时,可以通过尾管回接作业进行补救。虽然对于某些天然气井或页岩气井已设计了进行回接作业。而对于固井施工来说,不论回接与否,为了给后续钻采作业创造良好条件、以及延长油井的生产生命周期,追求每一次固井施工质量优良是我们的责任和目标。

(二) 建议

上述分析以及案例中该井成功的应对措施,对于在固井设计上由于现场条件的限制、没有采取压力平衡法施工的井,当碰到类似的问题时,对于现场实施正确应对、降低施工风险和保证固井质量,具有积极的参考价值和意义。虽然存在一定操作风险,但只要精准把控,还是可以安全实施的。建议根据现场实际情况,在保证施工安全的前提下,灵活参考实施。同时,始终坚持“预防为主、应对为辅”的工作理念开展工作。

参考文献

- [1] 陈勇;吴欣袁;蒋祖军;练章华;陈敏.水平井钻井减摩降阻工具研制及流场分析[J].石油矿场机械,2014(08) 27-30.
- [2] 冯光彬;唐世忠;蔺玉水;王宇.ZH8Es-H5大位移水平井钻井技术[J].石油钻采工艺,2009(03) 14-17.
- [3] 谢桂芳.水力加压器在钻井施工中的作用[J].石油矿场机械,2009(05) 89-91.
- [4] 刘晖.梁9-平1水平井井眼轨迹控制技术[J].石油钻采工艺,2005(04) 9-11+89.
- [5] 张桂林.胜利油田水平井钻井技术现状与发展趋势[J].石油钻探技术,2005(02) 66-70.
- [6] 肖建波,雷宗明.水平井井底钻压的研究[J].天然气工业,2001(03) 41-44+7.
- [7] 王海栋;刘义坤;孟文波;张崇.水平井环空预设多级井底控锥增油实验[J].特种油气藏,2020(05) 145-150.
- [8] 肖建波,雷宗明,晏凌.水平井井底钻压的研究[J].钻采工艺,2001(03)6.
- [9] 席境阳.基于有限元法的井底应力场随井底压差变化规律研究[J].钻探工程,2021(05) 60-68.
- [10] 黄志强;单代伟;李琴;谭军;杨茂君;刘少彬.潜孔钻头井底流场数值模拟研究[J].石油机械,2006(08) 11-14+18+85.