

浅谈油水井小修作业井控风险细化管控

王 宁 张仲尼

(辽河工程技术分公司兴作一, 辽宁 盘锦 124200)

摘 要: 油水井井控风险存在于修井作业过程与完井投入生产的各个环节。本文主要针对小修作业过程中可能存在的井控风险, 以及完井投产后井口存在的潜在风险, 提出相关防范措施。例如, 通过采取井控风险量化评估, 细化井场数据管理, 提高现场安装标准, 加强井控装备运行状态检查, 细化特殊环节管理等。希望通过本文的研究能够为小修作业井控风险控制提供一些参考。

关键词: 小修作业 井控风险 密闭性检测 油水井

DOI: 10.12319/j.issn.2096-1200.2022.04.116

油水井井控风险存在于修井作业过程与完井投入生产的各个环节。在采油生产与修井作业过程中, 井下情况存在诸多的不确定因素, 无论压力系数高低, 都存在发生井喷的危险。随着油气勘探开发工作的不断深入, 古潜山井、注气井等高风险井施工逐年增多, 对井控工作提更高要求。同时, 作业施工标准逐步提高, 施工工序更为复杂。只有不断研究油水井井控管理方法, 才能安全、有效地实施井下作业, 保障油气上产。

一、油水井小修作业井控风险现状

(一) 对井控风险识别不足

对生产信息的实时掌握与次日风险预判, 是修井作业持续平稳运行的重要保障。若管理人员仅仅通过井控级别来判定井控风险, 而不能对井身结构数据、动态数据、次日工序内容来细化风险, 提前做出预判, 显然不足以预判井控风险。

(二) 作业现场布置欠妥

修井作业设备与工具需要重型起重设备吊运和摆放, 在摆放到指定位置后, 后期难以移动。作业现场设备较多, 情况复杂, 修井机、油管桥、工具房、压井、放喷管线等每件修井工具与井控设备都有不同的摆放要求, 而且在摆放安装前, 还需考虑当地季节风向与动态生产的相关要求, 如需要进货、出货、配合车辆保障等应急情况。

(三) 井控装备安装不符合标准

井控装备安装是开展井控工作的前提, 矿渣或冻土地面很难保持平整。而且, 低标准的施工很容易使管线的基墩倾斜甚至倒塌。井控装备的连接往往通过丝扣、法兰连接, 其连接部位是井控安装的薄弱环节。一些细微的破损难以检验, 在后续使用过程中可能存在井控装备失效的情况。

(四) 井控装备状态不符合要求

井控装备的状态直接影响施工人员是否能够快速、有效地完成井口控制。抢喷工具选用错误, 抢喷装置存在堵塞或开关状态错误, 会直接导致无法关井, 错过抢险的黄金时间, 后期难以处理。此外, 井控装备检测有效性, 闸板芯的完整性, 旋塞球阀的密封性, 开关过位, 密封胶圈的完整性, 液控箱的油质等这些容易被忽略之处缺乏相关技术人员的足够重视。

(五) 现场技术管理能力不足

修井作业过程中, 压井是平衡压力最有效的方式。压井液量不足, 压井液性能达不到要求, 可能会导致压井的失败。因此, 技术人员对进货质量的检验最为重要。在施工前, 技术人员需掌握三项设计的相关内容, 如未进行充分技术交底与风险识别, 后期施工将存在较大隐患。而且, 施工前技术人员需要对井场周边环境和井场内部环境进行复核, 需确认环境与设计一致, 方可进行技术交底。

(六) 关键环节缺乏有效控制

除常规的采油生产和井下作业环节外, 一些特殊环节的井控风险很容易被忽视。例如, 射孔前最后一次安装采油树后, 缺少对法兰连接部位进行试压, 可能会导致射孔后产生高压, 井口法兰部位产生刺漏。这种险情比较难以处理。此外, 在倒换防喷器、井口四通、长时间停工、开层后不明确井底压力的情况下, 存在较高的井控风险。

(七) 井控应急能力不足

应急关井是现场井控工作的最后一道保障。在出现紧急情况时, 如果应急人员自身能力不足, 或班组配合不够默契, 是很难顺利完成井口控制的。在班组应急关井的过程中, 对班组每个岗位要求均有不同。若班组人员不能够熟练掌握自身的关井职责, 在应急情况下, 会很容易产生程

序混乱、工具缺失、操作不当等情况，甚至出现人员伤亡。

二、井口风险控制技术

(一) 完善应用“次日井控风险量化系统”

该系统每天录入次日施工井的各项数据，包括井别、压力系数、闸板匹配情况、是否开气层、倒换井口是否能够封堵井口、次日工序内容及分类评估每项高风险工序的分值。用户需要录入第二天施工的相关信息，系统通过对各项信息量化分值进行累加。若总分值超过120分，说明该井次日井控风险较高，相关部门及施工队伍应予以重视，并制定相应的防范措施。需要录入的信息主要包括以下方面。井别包括生产井、注水井、气井、超深井（3000米以上），以及部分特殊情况的井。压力系数按数值分为0.7及以下，介于0.7与1.0之间，超过1.0的。是否存在溢流史、井喷史这一项，通过历次作业及异常情况记录可查询该井是否存在井溢流史或井喷史。闸板匹配情况分为三个选项，完全匹配、部分匹配和完全不匹配。

评估高风险工序包含四项：开层、射孔、超大直径和气举。其中，开层工序主要体现在冲砂、冲捞封、钻灰等这一类需要打开层位的工序。当涉及这一工序时，需要依据该井其他层位是否封堵分级判断。射孔工序依据待射层的风险情况进行分级。若目的层为气层或未解释，则处于最高风险级别。常规射孔、投棒射孔列为中风险。其他相对可控情况列为低风险情况。超大直径的风险分为三级。其中封隔器未完全解封列为高风险。封隔器完全解封，但被封堵层位为气层、高压水层、油气层等高风险层位的列为中风险。封隔器完全解封，且被封堵层位风险较低，列为低风险。气举诱喷工序针对气举过程中出口是否可控分为三个风险级别。上述每项工序都有与之对应的分值。通过建立算法对上述各类风险进行累加得出最终风险分值。

(二) 细化井场设备数据管理

作业井场情况不一，包括近些年相对规范的新井井场、丛式井井场、年久缺乏维护的弃置井井场、注水井井场、电泵井井场、捞油井井场等。又因其所处位置不一，部分井位于城区街巷内或是工厂、学校、小区等人员密集场所，亦可能处于水田、荒漠、保护区内。井场内部环境千差万别，通过对井场风险及作业现场布置创建数据库来进行管理和分析。

井场布置首要考虑压井管线与放喷管线的朝向。压井管线优先便于车辆进出，应朝向季节风向的上风口或侧上风口。放喷管线朝向季节风向的下风口。出口不得有障碍物，且不能朝向井场入口。

液控箱的摆放要求，操作者在操作液控箱时应确保能够观察到井口方向。在井场满足条件的情况下，液控箱距离放喷管线两米以上，周围十米不得有易燃易爆、腐蚀性物品。由于作业现场往往先安置作业设备，最后安置液控箱等井控装备，因而，在前期搬迁设备过程中，必须预留管线位置。如需使用液控箱，应提前规划液控箱摆放位置。井场风险数据库通过以上诸多因素，结合施工井所需装备，可自动生成作业井场平面图，然后系统会自动推算出各类设备的最佳摆放位置。如果井场出现条件受限的情况，系统可以自动提示不满足条件的相关内容。

(三) 提升井控装备安装标准

作业现场涉及的井控装备包括防喷器、旋塞阀、简易井口、液控箱、压井放喷管线，以及配合读取压力的压力表及表补芯等。其中，管线存在的风险主要体现在：油管丝扣连接，基墩摆放不稳固，内防喷管使用卡瓦连接，存在弯曲变形等，主要采用目测和试压进行排查。防喷器安装地易出现的问题包括：防喷器上下端面法兰连接螺丝松动。防喷器通径中心、转盘、天车三点偏差不超过10毫米，避免因未对中而导致防喷器内腔损伤。防喷器法兰面因安装护板避免端面受损。液控防喷器因安装接头护板，避免接头损坏。使用液动防喷器需在使用前对液控管线试压，观察是否有渗漏的情况。检查液控箱内部是否有渗漏，液控箱内压力表是否安装牢靠，液控箱的机体、壳体若有橡胶垫连接，需分别进行接地。若车辆必须跨越液控管线，需安装过桥盖板或掩埋后安装钢板在地面。对压力表的检查体现在压力表量程需与防喷器等级相匹配，直立安装，表盘需朝向便于读取数据的方向，补芯方向严禁反装，观察压力表内指针归零，油面充足，且无变质浑浊现象。

(四) 严查井控装备状态

由于修井作业所涉及工况较多，在不同工况下，井控装备的状态要求有所不同。在停工时，双翼闸门应打开内侧闸门，关闭外侧闸门，油、套安装压力表，并保证压力表准确，易于读取数据，表补芯放压孔无堵塞。起下油管时，应确保管柱、防喷短接的外径与防喷器闸板一致，闸板总成、闸板胶芯无损伤，能够实施有效关井。在井口两米内摆放抢装工具，旋塞阀开关旋钮不可过位三十度，且旋塞阀处于打开状态。防喷短接丝扣清洁完好，本体无变形、缩径，无液压钳咬痕等损伤，防喷器闸板清洁无杂物。涉及使用液控箱的，需确保液控箱无论是否压力充足，都不允许断电。液控箱在工作状态时，油液高度位于上下限之间，要求油液无变质现象。液控管线本体胶皮护

套完好，确保内层钢丝无腐蚀。

（五）提升技术人员现场管理水平

现场技术人员应掌握三项设计内容，并核实井场周边环境是否与设计一致，对施工人员进行数据、风险等井控交底，射孔、打开密闭空间等关键工序，需制定相应防范措施，地处城区等敏感区域的井，应针对该井制定相应的应急预案，明确地层连通情况，对于受效连通井，需提前停注。三项设计按程序审批后，放置现场，洗压井、灌液应严格执行施工设计，性能满足要求。在安装井控装备后，现场技术人员组织对井控装备试压，试压值应与设计相符，按试压单规范填写，压降数值应符合压力表可观察最小单位。涉及使用液控装备的防喷器，技术人员应按要求填写液控管线试压记录。对于倒换采油树、射孔、钻塞、捞封、起下大直径工具等井控风险较高的工序，应在施工设计中做出识别，采取相应的控制措施。对于超大直径工具，全程限速不超过五米每分钟。对于周边环境发生变动的，应及时在编写施工设计时有所体现。

（六）细化特殊环节管理

以往在射孔前通常在地面对采油树进行试压，而最后一次安装在井口后，无法试压，现场作业往往凭经验判断，没有系统性量化。针对上述困难，辽河工程技术分公司兴隆台作业一大队自主研发采油树井口密闭检测工具。该工具应用液压胀封原理，通过井口总阀门封堵油管挂，视线井口大四通上部，采油树密封性检验，目前试压最高压力35MPa。该项技术兼具远程检测数值显示，现场试压曲线可实时打印留存，检测信息通过无线网络发送至手机终端，管理人员可实时检测、查阅试压情况。对于试压不合格的井口，可通过曲线判断渗漏原因，及时整改不合格部位。针对倒换井口、空井筒采油试压，该技术采用由皮碗封、旋塞阀、自制悬挂器构成，可实现井口大四通、短套高效试压检测，完善井口防喷器全封闸板、半封闸板高效密封线检验，压力25MPa。为解决空心杆抢喷后，内部油液无法清洗的情况，自主研发空心杆抢喷洗井装置。通过该装置的设计与应用，在抢装空心杆后，三通侧面的高压球阀可控制流体进出，实施下步放压、空心杆内循环等作业。

以上针对关键环节的各项技术，可解决采油树与大四通连接部位密封性无法检验的问题，系统解决井口密封性问题，同时提升各级管理人员现场监督管控能力。组合式封堵工具完善了大四通上法兰以下密封性高效检测，增加了防喷器全封闸板试压检测工艺方法。多功能空心杆抢喷工具解决了空心杆抢喷后续放压洗井的难题。

（七）提升井控应急能力

油水井井控应急主要体现作业现场在位井的应急和非在位井的应急。作业施工井的井控应急主要体现在以下几种情况：起下油管、起下抽油杆、起下大直径工具或空井筒、其他特殊作业。为了使全体员工能够熟练掌握防喷演练的基本操作，一旦发生井喷，能够及时有效地处理突发事件，降低财产损失，减少人员伤害。作业施工井每两天做一次常规防喷演练。每个班组都有自身薄弱环节，如信号发出不及时，鸣笛时间不足，人员配合不默契，关井动作不规范等，各班组应结合自身薄弱环节进行有针对性地练习。

在下超大直径工具施工时发生溢流，应提前做好好旋塞阀连接油管挂抢喷工具组合。确保短接外径与闸板芯尺寸相匹配，油管悬挂器下部扣型与大直径工具扣型相匹配。

涉及使用液动防喷器时，应有专人操作液控箱。在操作液控箱时，注意观察井口位置的班长手势，在完成操作关闭液动防喷器后，应向班长打关闭手势。班长在井口观察，确认防喷器关闭后，应予以回应。

针对非在位井发生险情时，通常采用先压后换的方式，对于能够建立循环的井，应先进行循环洗井。对于无法循环洗井的，往往采取挤压的方式。个别年久失修，缺乏维护的老井，可能存在井口锈蚀，闸门无法打开的情况。当此类井发生异常高压时，先从可以打开的闸门泵入压井液。若所有闸门都无法打开，需要先进行带压打孔处理，从闸门位置打开通道，后将流体泵入井内。处理锈蚀的四通法兰时，可能遇到螺丝锈蚀无法拆卸的情况，在保证压井液灌满井筒的情况下，可以对短套进行切割更换。

当现场遇到井喷失控时，迅速停机、停车、断电，并设置警戒区，组织人员撤离至安全区域清点人员，并告知附近居民。现场值班干部应按照应急预案向上级汇报，立即启动应急预案。

三、结语

综上所述，通过对井控风险全面预判、细化作业设备管理、提升井控装备安装标准、保持正确的井控装备状态、提升现场技术人员井控管理能力、细化特殊环节管理、不断提升井控应急能力等七个方面的齐抓共管，促使小修作业井控管理水平总体逐步提升。其特点是对薄弱环节与关键步骤进行重点管控，在实践过程中积累经验，不断总结，使小修作业井控管理进一步细化与完善，有效控制井控安全风险，为常规修井井控技术服务探索新思路，实现经验管理向精细管理提升，为推进新时代石油行业高质量发展作出贡献。