

天然气集气站脱水装置运行效果评价方法分析

孙天贺（中海石油（中国）有限公司天津分公司，天津 300450）

摘要：天然气集气站是指收集气井生产天然气的站场，能够实现天然气的加热、调压计量，为避免天然气中含有的水、泥沙对天然气生产造成不良影响，需要依靠脱水装置进行杂质滤除。基于此，本文将围绕天然气集气站脱水装置运行效果评价方法开展分析讨论，以三甘醇脱水工艺为原理，以某页岩气区块为研究对象，阐述影响天然气水露点的主要因素，并提出一系列切实可行的调控措施，确保脱水装置的安全使用。

关键词：集气站；重沸器；脱水装置；HYSYS 软件

0 引言

为更好地响应我国提出的碳达峰目标，某页岩气区在过去几年不断提高开发力度，但也在一定程度上造成气井压力的持续降低，容易引发内部积水，影响集气站开采作业。为此，当地施工单位决定增设加压装置，确保区块产能顺利建设，维持天然气的稳定供应，也能有效契合管网压力要求。在此基础上，有必要对脱水装置增压作业下的运行效果进行评估。

1 天然气集气站脱水装置运行效果评价路径

1.1 现有脱水装置运行情况

根据实际调查显示，在天然气集气站开展能源运输作业时，当出现温度与压力等参数的改变时，容易产生水合物，若参数变化波动较大，甚至会出现凝结成冰的现象，最终堵塞管道。因此在集气站运营过程中，需要严格把控天然气水含量，凭借脱水系统，结合项目需求，控制水蒸气占比。在设备运行前需要考虑研究区域的主要特征，对于页岩气来说，通常不具有酸性组份，所以只需实施脱水作业便可达到天然气的管输标准。该集气站采用的脱水设备以成熟的三甘醇工艺为核心，由高压吸收系统以及加热再生系统组成。

设备设计处理量达到 $1.6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ ，操作压力大约在 4~6mpa 之间，至于溶液循环量则达到 $1.2 \text{ m}^3/\text{d}$ ，原料气水含量在 40~58kg 之间，气体气量在 $6 \text{ m}^3/\text{h}$ ，操作温度约 22~33℃。为了更全面的评估原料气质条件对设备脱水性能的影响程度，笔者将采用 HYSYS 软件，是指一种油气加工模拟软件项目企业研发的专家系统程序，能够进行工程建设设计以及炼油设计的计算分析，具有人工智能、集成式工程环境、数据回归包、时间驱动等工具，能够凭借彭-罗宾森方程模拟三甘醇脱水作业，也能对设备运行效果以及处于增压状态下的运行水平实施科学评价。

1.2 增压模式下装置运行效果评估

1.2.1 流程模拟

在集气站井口原料压力不超过脱水系统的最低操作压力时，需要凭借增压作业，使天然气压力超出 4mpa，从而符合脱水系统安全运行的标准。当天然气井压缩机处理后，压力、温度都会呈现小幅度增长。由于施工现场采用的是无循环水系统，更多的依靠空冷器冷却，依赖于环境空气作为冷却介质，通过与管内高温流体实现热交换，达到冷却高温物质的目的，使冷却后的气体顺利流入脱水设备。在操作过程中若出现大气温度超出 25℃ 的情况，即便经过冷却操作，集气站原料温度仍会超出脱水系统的最高操作温度。根据研究显示，若处于高温季节进行机组运行，脱水装置的进口温度甚至可达 50℃。之后天然气在与水混合后，依托分离器实施分离作业，生成具有饱和水的原料。对于原料天然气来说，当处于 2mpa，30℃ 的环境下，需要持续增压至 6mpa 左右，此时天然气温度迅速提升，装置冷却至 47℃ 左右，才可通入后端的脱水系统。

1.2.2 天然气水含量

依靠专家系统软件实施模拟分析后可以发现，集气站天然气饱和水的含水量在一定程度上受温度、压力等条件影响，其中温度与饱和含水量存在正相关，而压力与饱和含水量则表现为负相关。不同设计工况以及增压工况下，集气站原料的饱和水含量主要表现为：工况 A，压力 4mpa，温度 22℃，含水量达到 35kg/h；工况 B，压力 4mpa，温度 36℃，含水量达到 35kg/h；工况 C，压力 6mpa，温度 22℃，含水量达到 35kg/h；工况 D，压力 6mpa，温度 36℃，含水量达到 35kg/h；增压工况，增强前后的压力分别为 2mpa、6mpa，增压前后的温度分别为 31℃、50℃，增压前后的含水量分别 120、110kg/h。

根据上述数据可知,在集气站气井压力持续减少时,压缩机进口天然气的水含量明显提升,直至增压处理,并进行冷却操作后,天然气水含量达到110kg/h,阐述上述四种工况下的天然气水含量。

1.2.3 产品气水露点

对于增压工况来说,需要依靠设计模型,在分析程序内导入相关天然气参数,实现产品气水露点的模拟计算,以及脱水率的计算,具体信息表现为:工况A,进塔压力与温度分别为4mpa、21℃,原料气、产品气水含量分别为40kg/h,1.8kg/h,产品气水露点达到-27.1℃,脱水率为95.3%;工况B,进塔压力与温度分别为4mpa、36℃,原料气、产品气水含量分别为85kg/h,5.3kg/h,产品气水露点达到-7℃,脱水率为94.2%;工况C,进塔压力与温度分别为6mpa、22℃,原料气、产品气水含量分别为30kg/h,1.3kg/h,产品气水露点达到-29℃,脱水率为96%;工况D,进塔压力与温度分别为6mpa、36℃,原料气、产品气水含量分别为58kg/h,3.6kg/h,产品气水露点达到-12.4℃,脱水率为94.3%;增产工况,进塔压力与温度分别为6mpa、50℃,原料气、产品气水含量分别为110kg/h,10kg/h,产品气水露点达到+7.3℃,脱水率为92%;降产工况,进塔压力与温度分别为6mpa、50℃,原料气、产品气水含量分别为100kg/h,6kg/h,产品气水露点达到-6.5℃,脱水率为93.9%。

结合上述数据可以发现,当脱水设备处于工况A、B、C、D条件下维持运行状态,若原料气压力提升,天然气温度随之增高,水含量明显增加,不利于水露点的控制。且在三甘醇脱水负荷等指标的要求下,也难以避免的造成产品气水含量提高,三甘醇脱水率降低。此时,水露点指标难以符合外输标准。若想达到工况A、B、C、D条件下的最低水露点标准,则需将脱水系统降产至 $1.2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

1.2.4 三甘醇吸收塔

该装置的作用在于将污染物吸收至化学吸收剂内,从而进行处理。其性能质量将直接影响原料脱水效果,对于三甘醇脱水系统来说,主要采用泡罩塔,天然气经过每层塔板后,与三甘醇发生接触。在进行吸收塔规格设计时,需要考虑天然气处理量,对于增压工况下,由于天然气处理量恒定不变,且三甘醇的循环量也未发生明显改变,因此不会对吸收塔产生影响。

1.2.5 三甘醇重沸器

三甘醇重沸器的功能在于对经过贫液精馏柱,进

入的三甘醇实施加热处理,蒸发掉在吸收塔吸收的水分。在保证汽提气量等参数不变的条件下,对工况A、B、C、D以及增压工况开展中三甘醇重沸器模拟计算,具体结果为:五种工况的产品气水露点分别为,-27.1℃、-7℃、-29℃、-12.4℃、+7.3℃;五种工况的三甘醇重沸器负荷分别为60kW、90kW、50kW、72kW、105kW。

根据上述信息可知,当处于增压条件下,三甘醇重沸器负荷达到最大值,且产品气水露点同样处于最高值。究其原因在于,因天然气饱和水含量增加,从吸收塔脱除的水量大大幅度提升,进而加大重沸器的再生负荷。此时设计工程下的重沸器尺寸难以契合再生负荷标准^[1]。

1.2.6 三甘醇贫富液换热器

对于贫富液换热器的模拟计算结果为:工况A、B、C、D以及增压工况的换热器负荷分别为102kW、98kW、104kW、65kW、87kW。由此可见,增压工况下,换热器负荷最低。究其原因在于原料温度在进入脱水设备后,会出现温度的小幅度增长,此时吸收塔底富三甘醇的温度也会进一步提升,从而降低换热器负荷。

1.3 增压模式下装置调控方法

结合上述提出的集气站脱水装置运行效果的评价结果,考虑在增压状态下脱水装置的适应性,并严格遵从装置调整的经济性原则,可将具体调控措施设为以下几类。

1.3.1 三甘醇重沸器

对于重沸器来说,应尽可能在保持设计负荷恒定的基础上,适当降低三甘醇的再生温度,并提高气体气量,从原本的 $5 \text{ m}^3/\text{h}$ 提高至 $15 \text{ m}^3/\text{h}$ 。直至模拟计算分析后发现,调整后的产品气水露点大约在8℃,而重沸器的负荷也从以往的110kW降低至85kW。根据《天然气》规定中的产品气水露点要求,并结合地温信息后,确定该水露点负荷外输标准^[2]。

1.3.2 三甘醇循环量

根据上文分析可知,当系统压力减少后,会使脱水系统内的原料水含量大幅度提高,此时,若想满足水露点指标,势必要提高三甘醇的循环量。但要注意,对于三甘醇的循环量来说,在一定程度上受限于过滤器容量以及循环泵的设计裕量。对于本次采用的三甘醇脱水系统来说,过滤器与循环泵的设计能力大约在 $1.5 \text{ m}^3/\text{h}$,依照软件模型分析可知,在增压添加下,若三甘醇循环量维持在 $1 \sim 1.5 \text{ m}^3/\text{h}$,则水露点不会发生改

变。

1.3.3 增加汽提气量

当原料水含量提高,除了调整循环量大小外,也可在控制循环量恒定不变的基础上,适当提高汽提气量,并增加三甘醇质量浓度,以此起到改善水露点的作用。根据模拟计算可知,当汽提气量提升至 $12\text{m}^3/\text{h}$ 时,产品气水露点达到最低值,即 1.1°C ,但仍超出正常工况下的水露点,因此相较于上述几种调整措施来说,该方法有待进一步研究。

2 脱水装置常见故障与解决措施

2.1 故障

除增压状态下脱水装置可能出现运行异常外,还需要工作人员充分考虑脱水装置常见的故障类型,从而为日后的维修处理提供参考依据,比如:管路堵塞,包括换热器吸收大量杂质,从而形成淤积物。鲍尔环填料被铁腐蚀,形成焦结物质;滤芯固定问题,在过滤器设计时,通常只在下部固定滤芯,当设备长时间高压运行后,会进一步提高滤芯差压,使滤芯上部因气流影响,产生不稳定状态,甚至出现上端摆动,造成滤芯密封不严,影响过滤效果。

2.2 解决措施

为解决上述问题,笔者将提出以下几点解决对策。

2.2.1 定期检查

对于操作人员来说,需要具备丰富的实践经验,以及高水平的操作技能。由相关单位做好人员的专业培训,确保人员能够熟练掌握脱水装置的作业原理与流程,梳理常见的故障类型,编制切实可行的预防措施,树立良好的安全意识。考虑到天然气内夹杂的盐类物质会对三甘醇产生污染,并在高温溶解下,转变为固体形态,附着在火管上,加速管道腐蚀。并且对于重沸器来说,在高温条件下,也容易析出可燃气体,一旦出现火管穿孔,很容易引发燃烧事故,危及人员的生命安全。

为此,操作人员可采用可编程逻辑控制模块,进行炉头远程控制,及时更换受损火管,切实提高炉头点火成功率^[3]。

2.2.2 管路堵塞解决措施

对于鲍尔环填料胶结物堵塞来说,应充分考虑填料结构特点,编制完善的检查体系,定期进行拆卸清洗,对胶结物使用酸液浸泡,提高清洗效果。对于循环管路堵塞来说,则要设置机械过滤以及活性炭过滤,并适当调整过滤装置压差,提高杂质的处理效果,对

于过滤滤芯来说,则要适当提高更换频次。同时工作人员还要科学选用消泡剂、起泡剂,利用 $3\%\text{Na}_2\text{CO}_3$ 进行管线浸泡,清理氯化钠、有机碳等黑色沉淀物。

2.2.3 工艺流问题解决对策

第一,若在设备检修过程中,发现采用碱液清洗后,仍存在淤泥状物质,需要对其进行成分检测,通常来说是因为排污口口径较小,造成粘稠物质无法有效清除。为解决此类问题,可安装规格在 DN50 以上的排污口,并搭配控制阀门,用以在生产阶段实施污染物取样,从而为后续的针对性处理提供参考依据。

第二,在检修时需要构建滤芯防摆动支架,提高滤芯的固定质量,避免滤芯摇晃,影响脱水性能。比如:作业人员可在固定盘上加设调节手孔,将直径设定在 10cm ,以此降低安装难度,简化施工流程,保证固定板强度满足安全标准。

第三,进行换热器旁通改造,增加管线阀门,实现阀门倒换,从而在不停产的条件下,实施加热盘管的清洗,最大程度改善回路作业的连续性。

第四,在贫液进入吸收塔前,会优先在吸收塔内,进行干气热交换,通常来说,换热器管层材质为钢材,与加热盘管相同,容易在脱水过程中出现腐蚀穿孔的问题。为避免此类现象反复发生,可设计一条气液换热器的旁通管线。并做好三甘醇加注系统的优化,安装贫液缓冲罐的旁通,用以保证三甘醇能够持续不断的补充到缓冲罐,防止重沸器降温^[4]。

3 结论

综上所述,通过以某页岩气区块作为研究对象,阐述天然气集气站脱水装置运行效果的评价方法,并提出常见的脱水装置运行故障以及切实有效的解决措施,借助提高汽提气量,适当调整三甘醇质量浓度,达到减少产品气水露点的目的,并结合低温值、运输距离等因素,合理选择技术指标,促进脱水系统的稳定运行。

参考文献:

- [1] 汤国军,李牧松.TEG脱水工艺在凝析气田集气站的应用[J].天然气与石油,2022,40(05):38-43.
- [2] 张宇,桂洋.盐穴储气库三甘醇脱水装置的故障分析及解决方法[J].石化技术,2021,28(08):8-9+24.
- [3] 方超,石海龙.TEG脱水装置运行参数动态分析在故障诊断中的应用[J].化工管理,2020,(29):152-154.
- [4] 张林松.深度脱水装置循环气压缩机的选型及应用[J].中国盐业,2019,(11):29-31.