

常规岛热交换器堵管技术及应用研究

王玥晖

三门核电有限公司 浙江台州 318000

DOI: 10.32629/ems.v8i2.18538

[摘要] 常规岛热交换器的稳定运行直接关系到机组的安全性、可靠性与经济性。传热管堵管是热交换器维护中的关键技术手段, 主要用于解决传热管腐蚀、磨损、泄漏等问题, 防止故障进一步扩大。本文通过系统梳理国内外的研究成果和全球行业的运行经验, 构建了常规岛热交换器专项堵管技术体系, 填补了常规岛热交换器传热管专项堵管技术研究的空白。从工程应用层面, 深入分析了堵管关键技术环节的优化方案, 包括在役检查方法优化、堵管裕量计算、堵管准则动态调整等, 旨在减少堵管相关故障, 提高热交换器运行可靠性, 为核电企业提供切实可行的技术参考, 保障核电厂长期安全稳定运行。

[关键词] 热交换器; 传热管; 堵管技术; 在役检查; 堵管裕量; 堵管准则

一、引言

1.1 研究背景

在全球“双碳”目标引领下, 核电作为一种清洁、高效且稳定的能源形式, 已成为能源结构优化的核心支撑。第三代非能动核电技术, 凭借其被动安全系统设计、简化的系统配置以及较低的运维成本等优势, 已在多个国家实现商业化运行, 成为全球核电发展的重要方向。常规岛作为能量转换的核心环节, 承担着将反应堆产生的热能转化为机械能并最终发电的关键任务, 其核心设备包括凝汽器、高压给水加热器、低压给水加热器、除氧器等多种类型的热交换器。这些热交换器均采用管壳式结, 其中传热管作为核心传热元件, 直接参与高温高压蒸汽与给水之间的热量交换, 是保障热交换器功能实现的关键载体。

常规岛热交换器的运行工况极为苛刻: 凝汽器需在真空环境下实现蒸汽冷凝, 工作温度范围为 30-60℃, 管内介质为循环冷却水(含氯离子、悬浮物等腐蚀性成分); 高压给水加热器则需承受 200-300℃ 的高温和 10-20MPa 的高压, 管内介质为高压给水, 管外为汽轮机抽汽(含微量杂质)。传热管在长期高温、高压、腐蚀性介质冲刷、流体诱导振动等复杂工况作用下^[1], 易发生应力腐蚀开裂(SCC)、支撑板腐蚀、ID 凹坑、磨损和腐蚀等缺陷, 进而导致管内泄漏。应力腐蚀开裂多发生于管板与传热管焊接接头区域, 由残余应力与腐蚀介质共同作用引发; 支撑板腐蚀的产生主要由于支撑板与传热管之间的间隙内介质流动不畅, 形成局部腐蚀环境, 导致管壁减薄; ID 凹坑腐蚀由管内介质中的氯离子等腐蚀性离

子引发的点蚀扩展形成; 磨损腐蚀因流体高速冲刷或传热管与支撑结构的振动摩擦导致管壁均匀减薄; 疲劳裂纹由流体诱导振动产生的交变应力引发, 多出现于传热管的弯头或隔板孔区域。这些缺陷若不及时处理, 会逐渐导致传热管发生泄漏, 不仅会降低热交换器传热效率, 影响机组运行经济性, 严重时还可能引发设备损坏、非计划停机停堆的风险。因此, 堵管便成为解决传热管缺陷问题的重要手段。管道泄漏是热交换器缺陷的直接表现形式, 主要由腐蚀穿孔、裂纹扩展、管接头密封失效等原因导致。凝汽器的管道泄漏会导致循环水进入凝结水系统, 影响给水水质; 核岛区域热交换器的泄漏则可能导致放射性介质扩散, 威胁人员安全与环境安全。此外, 热交换器管道的结垢、堵塞等问题也会影响传热效率, 增加设备运行负荷, 间接加剧其他缺陷的产生与发展。

然而, 常规岛热交换器结构特殊性和运行工况复杂性, 使得传热管堵管技术面临诸多挑战。以第三代核电机组(AP1000、华龙一号)为例, 传热管堵管存在以下的风险挑战: (1) 不同类型的热交换器的设计参数、介质特性、缺陷机理存在显著差异, 导致堵管准则存在差异, 需根据实际运行工况制定堵管准则; (2) 热交换器传热管的堵管裕量的确定需要平衡传热效率与设备安全, 过度堵管会导致传热面积不足, 单管内流动速率过大, 加速管磨损, 堵管不足则无法保障运行安全; (3) 作为第三代核电技术, 其热交换器的结构设计(如传热管排列方式、管板厚度、支撑结构等)与传统二代机组存在差异, 现有堵管技术经验难以直接套用。因此, 开展核电厂常规岛热交换器堵管技术的专项研究, 具有

重要的工程实践意义。为解决热交换器传热管泄漏问题,国内外对相关内容进行了一系列研究,发布了相关的管理指南,系统梳理了核电行业热交换器堵管的技术规范、实践经验与优化方向,为堵管技术的标准化应用提供了重要依据。

本文基于国内外的研究成果和行业运行经验,结合核电站常规岛热交换器的结构特点和运行工况,构建系统的堵管技术体系,填补该机型专项堵管技术研究的空白;从工程应用层面,明确堵管关键技术环节的优化方案,包括在役检查方法的优化、堵管裕量的精准计算、堵管准则的动态调整等,旨在减少堵管相关故障,提高热交换器运行可靠性,为核电企业提供切实可行的技术参考,保障核电站机组安全稳定运行。

二、热交换器传热管在役检查

我国核电站常规岛热交换器传热管的在役检查是识别缺陷、判断是否需要堵管的关键依据,其检测结果的准确性直接关系到堵管决策的科学性与合理性。依据《核动力厂运行安全规定》(HAF103)及核电站运维技术规范要求,传热管在役检查必须定期执行,检查周期一般为1-2个燃料循环(约12-24个月)。对于缺陷高发区域或安全相关的热交换器,则需将检查周期缩短至6-12个月。在役检查的核心任务在于精确识别传热管的缺陷类型、位置、尺寸(包括深度、长度及壁厚减薄量等参数),全面评估缺陷的严重程度和发展趋势,从而为堵管决策提供可靠的数据支撑。

2.1 涡流检查

涡流检查是核电站常规岛热交换器传热管在役检查的核心技术,其原理是利用电磁感应现象,将激励线圈靠近传热管表面,当线圈通以交变电流时,会在传热管内产生感应涡流^[3]。若传热管存在缺陷(如腐蚀、裂纹、壁厚减薄等),会导致涡流场的分布发生变化,通过检测线圈阻抗的变化(电阻和电抗变化),可反推缺陷的相关信息。该技术具有检测速度快、灵敏度高、可实现自动化检测等优势,可精准识别传热管的点蚀、外径蒸汽侵蚀、管道振动导致的断裂、壁厚减薄、应力腐蚀开裂等多种缺陷,是保障热交换器管道结构完整性的关键技术手段。

涡流检查的优势不仅在于缺陷识别的精准性,还在于其可通过长期数据积累,建立传热管缺陷发展趋势模型,预测缺陷的增长速率,为预防性堵管提供依据^[5]。此外,通过涡

流检查的精准检测,可建立切实可行的堵管标准,避免过度堵管或堵管不足,同时可根据检测结果适当延长检查时间间隔,降低维护成本^[6]。

2.2 补充检查

直接目视检查是涡流检查的重要补充,主要适用于管板及管口区域的检查^[2]。由于管板区域结构复杂,涡流探头难以完全覆盖,且管口区域易发生焊接缺陷、腐蚀坑等问题。直接目视检查可通过内窥镜或工业相机,直接观察管口区域的表面状态,识别涡流检查难以发现的缺陷(如管口焊接裂纹、管板腐蚀、堵头密封面损伤等)。在核电站机组的运维实践中,通常在涡流检查完成后,对管口区域进行100%直接目视检查,对涡流检测信号异常的区域进行重点复核。

内窥镜检查主要用于解决涡流检查中存在的探头不匹配或缺陷信号幅值太低无法确定缺陷类型的问题。对于部分结构特殊的传热管(如弯头区域、异形管段),涡流探头难以顺利通过或检测信号失真,可采用柔性内窥镜进行检查;对于涡流检测发现的疑似缺陷(如信号幅值较低的微小裂纹、点蚀),可通过内窥镜直接观察缺陷的形态,明确缺陷类型(如裂纹、腐蚀、磨损等),为堵管决策提供更直观的依据。

三、热交换器堵管准则制定

堵管准则是指导堵管决策的核心依据,包括堵管阈值确定、扩大堵管要求、预防性堵管条件、堵管准则调整机制等内容。常规岛热交换器的堵管准则需结合行业运行经验和机组实际情况,针对性制定,确保堵管决策的科学性、合理性和安全性。

3.1 堵管阈值确定

堵管阈值的确定通常需要使用涡流检查,当传热管缺陷到达临界值时,需要进行堵管。通常使用壁厚减薄、伤深等参数表示。根据行业经验,与蒸汽发生器堵管准则类似,大多数电厂保守使用“对壁厚减薄大于40%的传热管进行堵管”。但各电厂仍需根据热交换器实际运行情况,结合堵管限值进行管理。

对于第三代核电机组而言,热交换器管理范围内的热交换器均不执行核安全相关功能。对于非安全相关热交换器,若缺陷增长速率缓慢,且泄漏后果较轻,堵管阈值可适当放宽至50%-60%。此外,缺陷类型也会影响堵管阈值,例如,疲劳裂纹缺陷的堵管阈值应低于腐蚀缺陷,通常发现裂纹即

需堵管。

堵管阈值的制定还需考虑无损检测(NDE)结果的准确性。NDE检测存在测量误差,通常为10%左右,堵管阈值需纳入该误差因素,避免因测量偏差导致堵管决策失误。例如,若NDE检测显示管壁损失率为35%,考虑10%测量误差后,实际管壁损失率可能达到38.5%,接近40%经验阈值,需优先制定堵管计划。

3.2 扩大堵管

扩大堵管是指在已确认泄漏或存在严重缺陷的传热管周边,额外堵塞一定数量的传热管,以防止周边传热管因泄漏影响出现次生缺陷。常规岛换热器的结构紧凑,传热管排列密集,一旦某根传热管发生泄漏,高速泄漏的介质会对周边传热管产生冲刷、腐蚀等影响,导致次生缺陷的产生。因此,合理的扩大堵管是保障热交换器整体安全的重要措施。例如:根据行业经验,第三代核电机组常规岛热交换器扩大堵管的应用场景包括以下三类:(1)凝汽器泄漏:凝汽器的管内介质为循环冷却水(含氯离子、悬浮物等腐蚀性成分),若传热管泄漏,循环冷却水会进入壳程(蒸汽侧),导致壳程内介质污染,加速周边传热管的腐蚀(尤其是氯离子引发的应力腐蚀开裂)。因此,需在泄漏管周围堵塞传热管,形成隔离带,防止扩散。(2)高压加热器给水加热器泄漏:高压给水加热器的运行压力高,若某根传热管泄漏,管内高压给水会以高速射流的形式喷出,对周边传热管产生强烈的冲击冲刷,导致管壁减薄速率加快,因此需在泄漏管周边进行扩大堵管。通常情况下,需堵塞泄漏管相邻的传热管。(3)缺陷集中区域:若涡流检查发现某一区域内有多根传热管存在相似缺陷,说明该区域存在共性的失效原因(如介质流动不畅、局部腐蚀环境等),需扩大堵管范围,堵塞该区域内所有存在缺陷的传热管及周围邻近缺陷管的无缺陷传热管,避免缺陷进一步扩散。

3.3 预防性堵管

预防性堵管是指在传热管缺陷未达到堵管阈值,但存在快速恶化风险时进行的堵管。预防性堵管一般适用于以下情况:缺陷增长速率较快,预计下次检查前会达到堵管阈值;热交换器内部部件退化,可能导致传热管快速损坏;机组长期运行,无法在短期内安排停机检修。

屏障堵管是预防性堵管的一种特殊形式,通过堵管构建防护屏障,保护管束内部传热管免受外部损伤。例如,管板出现局部腐蚀,可能导致传热管与管板的焊接接头密封性能下降,引发泄漏。可在腐蚀区域周边的传热管进行堵管,形成屏障,防止腐蚀进一步扩散,同时减少泄漏风险。

3.4 堵管准则的灵活性调整

堵管准则并非固定不变,而应依据换热器的实际运行状况、维护经验积累以及技术革新等因素进行灵活调整。调整过程必须严格遵循“安全优先、数据支撑、流程规范”的核心原则。对于非安全相关的热交换器,若存在充足的堵管裕度,且缺陷发展态势平缓,可适度提高堵管阈值,但必须详细记录调整依据并加强后续监管力度。

四、结论

常规岛热交换器传热管存在应力腐蚀开裂、磨损腐蚀等缺陷,与高温高压工况、流体诱导振动等因素相关。堵管是缺陷处理关键手段,需依托以涡流检查为核心的综合无损检测体系获取精准数据,配套专项技术方案,不可直接套用传统机组经验,需根据电厂实际运行情况,热交换器的设计执行。堵管准则按设备安全等级划分阈值,依缺陷类型进行优化,明确扩大、预防性等堵管适用场景。该技术体系填补了我国第三代核电厂常规岛热交换器堵管技术研究空白,应用后可显著降低故障发生率,为机组安全经济运行提供支撑。未来可结合大数据、人工智能及新材料工艺,推动堵管决策智能化与运维技术升级。

[参考文献]

- [1]罗瑞鹏.凝汽器换热管腐蚀泄漏检修与防腐技术[J].设备管理与维修,2025,23,107-109.
- [2]赵敏,贺志清,宋双官.目视检验在核电厂凝汽器热交换器检查中的应用[J].科技资讯,2021,19(34).
- [3]冯俊,曾玉华,陈川,冯盛.热交换器换热管管板区的涡流检测[J].无损检测,2021,44(3),32-35.
- [4]张明,南通.某电厂工业冷却水热交换器传热管缺陷的成因分析[J].无损检测,2019,(4).
- [5]袁建中,叶琛,刘一舟,杨敏,未永飞.热交换器传热管钛管的涡流检测及失效分析[J].腐蚀科学与防护技术,2010,22(1).