天然气增压压缩机常见故障诊断与维保方案

刘崇尧

中国石化中原油田 河南 濮阳 457001

【摘　要】：天然气增压压缩机是采气站、输气管道场站核心增压设备，承担提升天然气输送压力、保障管网稳定供气的关键作用。增压机组长期在变负荷、介质含杂质频繁波动工况运行，极易出现气路泄漏、润滑失效、振动超标、冷却系统故障、密封组件损坏等问题，诱发机组联锁停机，造成天然气输送中断，带来经济损失与易燃易爆安全风险。本文以油气场站广泛应用的往复式天然气增压压缩机为主要研究对象，梳理机组热力系统、机械传动系统、润滑冷却系统、自控系统典型故障表现，结合运行工况深度剖析故障诱发机理，建立参数监测、振动检测、油液分析相结合的综合故障诊断流程。同时摒弃传统被动抢修模式，构建日常点检、定期预防性维保、状态检修相结合的分级维保体系，提出针对性故障处置方案与长效管控措施。研究成果可提升增压机组故障预判能力，延长设备运行周期，降低非计划停机频次，为油气场站同类增压设备运维管理提供工程参考。

【关键词】：天然气增压压缩机；故障诊断；振动监测；预防性维护；场站设备

DOI:10.12417/2811-0536.26.10.010

1 引言

在天然气产业链中，增压压缩机广泛布置于采气集输站、管道中间压气站、储气库配套场站。地层产出天然气压力无法满足长距离输送要求，依靠增压压缩机提升介质压力，维持管网流量稳定。近年来国内气田开采工况日趋复杂，部分气源产出天然气携带凝析液、固体粉尘、微量酸性腐蚀介质；同时供气负荷随居民用气、工业用气存在明显季节性波动，压缩机长期频繁启停、变工况运行，各类零部件损耗速度加快，故障发生率持续上升。

现场运维调研表明，现阶段多数场站仍采用定期大修结合故障后抢修模式，存在三大短板：一是故障诊断手段单一，依靠人工经验判断，内部隐性缺陷难以早期识别；二是维保周期固化，无法根据设备实际健康状态动态调整检修计划，出现“过度检修”或者“欠维护”现象；三是维保工艺标准化不足，检修装配、密封更换、对中调整不规范，导致检修后短期内重复发生同类故障。

为保障天然气连续安全输送，本文系统总结增压压缩机高发故障类型，建立系统化故障诊断方法，形成分级、标准化维保方案，推动设备运维从故障事后处置转向事前预测防控。

2 天然气增压压缩机系统构成与运行工况特点

天然气往复式增压压缩机主要由主机气缸组件、气阀机构、曲轴连杆传动机构、润滑系统、冷却系统、进出口管路分离装置、PLC 自控联锁系统构成。工作原理依靠曲轴带动活塞往复运动，周期性完成天然气吸气、压缩、排气流程，逐级提升介质压力。

机组运行工况具备显著特征：第一，介质为易燃易爆天然气，一旦密封失效发生泄漏，极易引发火灾、爆炸事故，设备密封性要求极高；第二，气缸内部存在交变压力，活塞、气阀持续承受循环载荷，疲劳磨损风险突出；第三，天然气携带凝析油、游离水、固体杂质，易冲刷、腐蚀气缸内壁与气阀组件；第四，机组启停频繁，温度、压力大幅波动，管路与机体易产生振动共振；第五，设备设置多重安全联锁，温度超高、油压过低、振动超标会直接触发停机保护。

3 增压压缩机典型故障现象、成因及诊断方法

按照系统划分，将故障分为热力性能故障、机械振动故障、润滑冷却系统故障、密封泄漏故障、自控仪表故障五大类别。

3.1 热力性能故障（排气量不足、排气温度超标）

故障现象：压缩机额定工况下排气压力达不到设定值、输气量持续下降；气缸排气温度快速升高，频繁触发高温联锁停机。故障主要诱因：（1）吸气阀、排气阀失效。阀片疲劳开裂、弹簧弹性衰减、密封面被固体颗粒冲刷形成沟槽，造成压缩过程高压气体回流，压缩效率下降，回流气体二次压缩进一步推高排气温度，是场站最高发故障。（2）活塞环、填料密封磨损。活塞环间隙增大，气缸高低压腔窜气；活塞杆填料函密封损坏，缸内高压介质向外泄漏，有效排气量降低。（3）进气系统堵塞。前置过滤器滤芯积尘、积液过多，进气阻力上升，压缩机吸气不足。（4）压缩比超出设计范围。下游管网压力异常波动，实际压缩比超限，排气温度急剧上升。

诊断方式：采集各级气缸进出口压力、温度历史

曲线；停机开展气阀气密性试验；内窥镜观测气缸内部磨损状态；对比机组实时输气量与理论设计参数，定位泄漏层级。

3.2 机械异响与振动超标故障

故障现象：机组运行过程机体、进出口管道出现异常撞击声、摩擦噪音；振动检测数值持续超过规范限值，管线支架焊缝开裂、地脚螺栓反复松动。故障诱因：①传动部件间隙异常。曲轴瓦、十字头滑道间隙超标，连杆螺栓预紧力不足或发生疲劳松动，往复运动产生冲击异响。②转子与传动对中偏差。电机与压缩机联轴器偏移，运行产生周期性附加载荷，放大整机振动。③管线气流脉动与共振。往复压缩机间歇排气引发气流脉动，管道支撑布置不合理，激发管路共振。④气阀碎片、金属异物落入气缸内部，活塞往复运动产生金属撞击声响。诊断方式：采用便携式振动采集设备，在气缸、轴承座、进出口管线布置测点，分析振动频谱特征；区分机体振动与管道振动来源；停机拆解检查运动副配合间隙。

3.3 润滑系统故障

故障现象：润滑油压力偏低、油压波动大；油温异常升高；润滑油快速乳化、杂质含量上升；轴承、十字头等摩擦副过热。故障诱因：①油泵磨损、油路过滤器堵塞，供油流量不足，摩擦副无法形成稳定润滑油膜。②天然气介质窜入曲轴箱，天然气携带凝析水进入油箱，造成润滑油乳化变质，润滑性能失效。③润滑油选型不匹配，长期高温工况下油品快速氧化，产生油泥堵塞细小油路。④冷却器换热效果变差，润滑油无法正常降温。诊断方式：持续监测供油压力、温度；定期采集油样开展理化分析、铁谱分析，检测油品粘度、水分、金属磨粒含量，预判轴承、传动部件磨损程度。

3.4 密封与介质泄漏故障

故障现象：活塞杆填料函向外渗漏天然气、曲轴箱渗漏润滑油；法兰、阀门、气缸端盖位置持续漏气。故障诱因：填料函内密封圈长期高温摩擦老化；天然气中微量硫化氢等介质腐蚀密封元件；检修密封安装时存在划伤、预紧力不均衡；管路法兰垫片老化变形。天然气泄漏属于重大安全隐患，轻微泄漏持续发展极易引发爆炸风险。现场可采用可燃气体检测仪、肥皂水检漏法开展排查。

3.5 自控与联锁系统故障

故障现象：机组无故联锁停机，仪表显示参数失真；温度、压力传感器信号漂移；紧急停机保护装置失效。故障诱因：现场传感器长期处于震动、潮湿环境，元件老化；信号线路磨损短路、接地；PLC 程序模块故障；联锁设定参数被随意修改。诊断优先调取控制器内部故障代码，逐一对传感器进行现场校准，检查线路绝缘状况。

4 综合故障诊断技术流程

为改变单纯依靠人工经验排查故障的局限性，建立“参数预警→在线监测→离线检测→停机拆解验证”四级诊断流程：第一级：日常远程监控。依托场站 DCS 系统实时采集排气压力、温度、润滑油压力、机组电流等运行参数，设置上下限预警，当参数持续偏离正常区间，判定机组存在异常；第二级：离线定期检测。周期性开展振动测试、油液取样分析，捕捉零部件早期磨损信号，识别隐性故障；第三级：工况试验排查。通过调整负荷、分段隔离进出口管路，区分故障位于气缸本体、外部管线还是辅助系统；第四级：停机解体检查。对于预警持续加剧、无法稳定运行的机组，制定停机方案，拆解零部件直观确认缺陷类型、磨损程度。整套流程实现故障由事后发现转变为早期预警，避免小缺陷持续恶化引发重大设备损坏。

5 天然气增压压缩机分级维保体系与实施方案

结合设备故障规律，构建日常点检维保、短期预防性维保、中期项修、长期大修四级维保模式，结合状态监测数据动态优化维保周期。

5.1 日常点检（每班执行）

落实设备“十字作业法”：清洁、润滑、紧固、调整、防腐。主要内容：①检查机组有无异响、异常振动，可燃气体检测，排查天然气、润滑油泄漏点；②记录各级气缸进出口压力、温度、润滑油压力与温度；③及时排放进气分离器、缓冲罐内部凝析液，防止液体带入气缸造成液击；④检查地脚螺栓、管道支架有无松动，冷却水路畅通情况；⑤发现参数异常第一时间上报，严禁机组带病长时间运行。

5.2 短期预防性维保（运行 2000～3000h）

①更换润滑油、油过滤器、滤芯，油样检测不合格时提前更换；清洗冷却器，清除外壁灰尘、内部水垢；②拆解检查进出口气阀，清理阀座积碳、杂质，检测阀片、弹簧完好性，更换损伤密封组件；③校验温度、压力、振动各类传感器，测试联锁停机保护功能有效性；④检查联轴器同轴度，对松动的管线支架、连接螺栓统一紧固。

5.3 中期项修（运行 8000～10000h）

①拆解气缸组件，检测气缸内壁磨损情况，测量活塞环、填料密封间隙；②检查曲轴、连杆、十字头配合间隙，对巴氏合金轴瓦磨损情况进行评估；③全面清洗进气过滤器、缓冲容器、管路，清除沉积粉尘与凝析污物；④检查安全阀、止回阀性能，完成气密性试验；整改管路共振缺陷，优化支撑结构。

5.4 整机大修（运行 25000～30000h）

机组全部解体，对关键零部件进行无损检测；修复气缸磨损内壁；更换全部老化密封件、气阀组件；重新校正电机与压缩机对中；对基础沉降、机体水平度复测调整；大修完成后进行空载、带负荷试运行，各项指标达标后方可正式投运。

5.5 维保过程质量管控要点

①建立单机完整维保台账，记录每次检修时间、更换配件型号、检测数据、故障处置情况，形成设备全生命周期档案；②零部件更换坚持同材质、同规格标准，密封件、气阀等易损件采用原厂合格配件；③检修装配严格按照扭矩规范紧固螺栓，防止预紧力过大造成螺纹损伤、预紧不足出现运行松动；④检修开机前，对机组内部、管路采用氮气置换，检测可燃气体浓度合格，方可启动机组，规避检修后开机爆炸风险。

6 故障长效防控配套管理措施

（1）优化机组运行操作规范：合理控制机组升降负荷速率，避免短时间大幅度调节压力；尽量减少频繁启停操作；上游做好天然气预处理，降低进站介质粉尘、凝析液、腐蚀性组分含量，从源头减轻气缸、气阀冲刷腐蚀。严禁机组长期在超设计压缩比工况运行。

（2）推广状态检修代替固定周期检修：依托振动监测、油液分析、运行参数趋势分析结果，评估设备健康状态。磨损速度较慢的机组适当延长维保周期；缺陷发展较快的机组提前安排检修，解决定期维保模式“一刀切”的弊端，降低运维成本。

（3）完善人员技术培训：定期组织运维人员开展故障诊断实操培训，熟悉各类故障特征、联锁保护逻辑；编制标准化故障应急处置卡，当机组突发停机故障时，操作人员可以按照流程有序排查，缩短故障处置时长。

7 工程应用效果分析

某采气集输站配置 4 台往复式天然气增压压缩机，此前长期采用故障抢修模式，年均发生气阀损坏、排气高温、振动超标引发停机故障 8～11 次，严重影响外输供气稳定性。场站应用本文故障诊断方法与分级维保方案之后，完善日常参数预警，落实分级预防性维保，同步优化天然气前置过滤分离工艺。实施一年后，机组非计划停机故障下降 68%，气阀组件使用寿命提升约 35%，润滑油更换周期更加合理，大幅降低配件采购成本与停机供气损失，验证整套运维方案具备良好工程实用性。

8 结论与展望

天然气增压压缩机故障是介质腐蚀、交变载荷、操作工况波动、维保不规范多重因素共同作用结果。气阀失效、密封磨损、润滑系统异常、振动超标是现场最典型故障类型。依靠单一人工巡检难以实现早期隐患识别，需要融合运行参数监测、振动检测、油液分析建立综合故障诊断体系。

采用日常点检、预防性维保、状态检修相结合的分级维保模式，能够有效减少突发性设备故障。在后续运维工作中，可以结合智慧场站建设，搭建压缩机远程智能诊断平台，利用大数据算法自动识别参数异常趋势，实现故障提前预警，进一步推动增压机组运维管理智能化，保障天然气集输系统长期安全、稳定、高效运行。

参考文献：

[1] 李勇.往复式天然气压缩机典型故障分析及维护对策[J].石油和化工设备,2025,28(04):91-94.

[2] 王浩.气田增压压缩机振动故障诊断与治理技术研究[J].油气田地面工程,2024,43(09):67-71.

[3] 张建军.天然气压缩机润滑系统故障机理及油液监测技术应用[J].压缩机技术,2025(02):56-60.

[4] 刘明军.油气场站往复压缩机预防性维护体系构建[J].化工装备技术,2024,45(06):44-47.

[5] 陈磊.天然气压缩机气阀失效原因分析及优化措施[J].管道技术与设备,2025(03):38-41.

[6] 赵伟.智慧场站背景下压缩机组状态检修技术应用探讨[J].能源与环保,2025,47(05):136-139.