

# 煤制油气化装置低压灰水结垢治理及水质优化实践

马金明

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司煤制油分公司气化一厂 宁夏 银川 750411

**【摘要】**：针对煤制油气化装置低压灰水系统长期存在的管道堵塞、设备结垢、水质恶化以及装置运行周期缩短等问题，深入剖析低压灰水结垢的核心成因、垢样组成以及水质影响因素。（结合干燥粉气化装置配套工艺的运行特点，）制定“源头控垢+过程抑垢+末端治理+水质精细化调控”的综合治理方案。通过优化原料煤配比、调整闪蒸系统工况、升级水处理药剂、增设过滤设施、优化废水置换流程等一系列措施，有效攻克低压灰水碳酸钙、硅酸盐复合结垢的难题，实现灰水水质稳定达标，降低管道与设备的结垢速率，延长气化装置的连续运行周期。同时，达成水资源循环利用与节能减排的双重效益，为同类气化装置及煤制油化工装置灰水系统的稳定运行提供实践参考。

**【关键词】**：国能炉；低压灰水；结垢治理；水质优化；煤制油；密相输送

DOI:10.12417/2811-0722.26.06.034

## 1 装置概况与低压灰水系统运行现状

煤制油为全球首套大规模工业化运行气化集群装置，核心采用煤粉密相输送工艺，载气可实现高压氮气与高压二氧化碳双向切换。其中，低压灰水系统作为气化装置重要的配套公用工程，主要承接气化炉激冷水和洗涤冷却废水。这些废水经过沉降、降温、过滤处理后循环回用，是保障气化炉长周期稳定运行的关键环节。

装置运行初期，低压灰水系统逐渐暴露出结垢问题，且随着运行时间的增加，该问题持续恶化。主要表现为：低压灰水管线内壁的垢层不断增厚，导致流通截面积减小；灰水输送泵入口出现堵塞，流量下降；换热器的换热效率大幅降低；洗涤塔塔盘发生堵塞；部分阀门因结垢卡涩而无法正常工作。这些问题严重影响了气化装置的负荷稳定和运行安全。同时，灰水水质持续变差，硬度、碱度和悬浮物含量长期超标。这不仅加剧了结垢和设备腐蚀，还增加了污水处理单元的负荷，提高了整体的能耗和物耗。

为解决这一行业共性难题，我们结合气化装置的工艺特点以及低压灰水的水质特性，开展了结垢成因的专项分析和综合治理实践，从而实现了系统运行工况的全面优化。

## 2 低压灰水结垢成因分析

### 2.1 核心结垢物质与垢样组成

通过对装置停车检修期间低压灰水管线、泵体、换热器垢样取样检测，结合成分分析确定，系统结垢以碳酸钙复合垢为主，辅以硅酸盐垢、硫酸盐垢及少量铁氧化物垢，硅酸盐与硫酸盐占比约12%，其余为机械杂质与腐蚀产物。该类垢层质地坚硬、附着力强，常规冲洗与机械清理难度大，清理周期短且易损伤设备内壁，属于典型的煤化工气化灰水难清理垢型。

### 2.2 结垢核心诱因

#### 2.2.1 水质离子超标，结垢驱动力强

干燥粉气化炉煤粉燃烧过程中，原料煤中钙、镁、硅等矿

物质随高温反应进入液相灰水，导致低压灰水中钙镁硬度离子、碳酸根、碳酸氢根、硅酸根浓度持续升高。灰水在循环过程中，温度、压力频繁波动，二氧化碳气体不断解吸，促使水中碳酸氢根分解为碳酸根，与钙镁离子快速结合生成碳酸钙、碳酸镁结晶析出，附着在管道与设备内壁形成初始垢层。同时，系统中硅酸根与钙镁离子进一步反应生成硅酸钙、硅酸镁，叠加形成致密复合垢，加剧结垢速率。

#### 2.2.2 工艺运行工况匹配度不足

在装置煤粉密相输送载气（高压N<sub>2</sub>与CO<sub>2</sub>）切换过程中，气化炉的反应工况出现小幅波动，粗煤气洗涤量和激冷水流量也随之改变。这致使黑水处理单元的闪蒸压力和温度控制不稳定，黑水中的酸性气体解吸不充分，灰水的pH值偏离最优控制区间，进而加速了碳酸盐的结晶。此外，黑水处理单元沉降槽的絮凝效果欠佳，灰水中的悬浮物含量持续处于高位。细微的煤灰颗粒为结垢晶体提供了大量的结晶核心，显著加快了垢层的生长速度，形成了“悬浮物沉积-结垢加剧”的恶性循环。

#### 2.2.3 水处理药剂适配性差，循环水置换不及时

装置初期采用常规阻垢分散剂与絮凝剂，干燥粉气化灰水高硬度、高硅、高悬浮物的特性适配性不足，阻垢、分散、絮凝效果达不到预期，无法有效抑制晶体析出与颗粒团聚。同时，为节约水资源，灰水循环倍率过高，系统内盐类、悬浮物持续累积，结垢离子浓度远超饱和溶解度，进一步放大结垢风险；外加部分回水携带微量甲醇、酚类有机物，干扰药剂作用效果，进一步恶化灰水水质与结垢态势。水质总硬度高（将近2000mg/L），严重超指标1500mg/L；全碱度偏高，超出指标规定的10mmol/L。硬度、碱度越高，越易形成碳酸钙结垢。经对比煤质分析数据，掺用钙含量高的煤种时，会造成水质钙硬度、总硬度明显增加。低压灰水水质较差，直接导致设备、管道、阀门结垢、堵塞，这些都会造成低压灰水系统无法长期运行。

### 2.2.4 配套设备运行缺陷

低压灰水系统未设置专用旁滤设施,无法在线去除循环灰水中的细微颗粒与结垢前驱物,导致杂质持续累积,为结垢创造有利条件。通过对低压灰水管线检查发现:运行2年后的管线结垢厚度高达6-7cm。废水冷却器运行时间短,运行6-8天就堵塞严重。低压灰水设备和管道结垢会造成管道过量不足、废水外送流量减少、换热器换热效果差、清洗难度大、增加了人力物力,同时恶性循环导致水质置换困难,水质进一步变差。



图1 管道结垢

## 3 低压灰水结垢综合治理与水质优化方案

结合结垢成因分析结果,遵循“源头管控、过程抑制、末端治理、精细化调控”的原则,制定全方位综合治理方案,同步优化水质指标,实现结垢有效控制与系统长效稳定运行。

### 3.1 优化原料煤与气化工况

源头管控是破解低压灰水结垢的核心环节,只有从进料和气化反应端减少结垢离子生成与带入,才能从根本上降低后续灰水处理压力。一是严控原料煤质,建立煤质进厂检测机制,稳定配煤比例,严格限制高钙、高硅、高灰分、高硫煤种的掺烧量,安排专人每日监测原料煤工业分析与元素分析数据,将原料煤收到基灰分稳定控制在12%以内,钙镁氧化物总含量控制在3%以下,同时避免煤质大幅波动导致气化工况突变,减少矿物质高温分解后进入灰水系统的总量;二是优化干燥粉煤气化炉煤粉密相输送工艺,结合装置前期载气切换运行经验,优先采用高压二氧化碳作为煤粉输送载气,替代部分高压氮气,一方面减少氮气惰性气体对气化反应的稀释影响,稳定气化炉燃烧室温度与炉膛压力,避免局部温度波动加剧矿物质熔融析出,另一方面优化煤粉流化状态,提升煤粉燃烧效率,减少未完全燃尽的煤灰颗粒进入黑水系统。同时精细化调整气化炉氧煤比、激冷水流速、洗涤塔液位与塔顶压力,优化粗煤气洗涤流程,降低黑水含固量与杂质浓度,减轻后续黑水处理与灰水沉降负荷;三是精细化调控三级闪蒸系统,即高压闪蒸、低压闪蒸、真空闪蒸的压力与温度参数,逐级降低黑水中酸性气体分压,确保黑水中二氧化碳、硫化氢等酸性气体完全解吸,防止酸性气体残留导致灰水pH值偏低,将灰水pH值稳定控制在7.5-8.5的最优区间,破坏碳酸钙结晶析出的环境条件,从反应端抑制碳酸盐结垢生成。

### 3.2 升级水处理药剂与加药流程

过程抑垢主要针对灰水循环过程中的结晶析出与颗粒团聚问题,通过适配性药剂升级与精准加药管控,阻断结垢晶体生长与附着路径。装置初期选用的常规阻垢分散剂与絮凝剂,针对普通煤化工灰水水质设计,无法适配干燥粉煤气化灰水高硬度、高硅、高悬浮物且含微量甲醇、酚类有机物的特殊工况,阻垢分散效果差、絮凝沉降效率低,难以满足现场运行需求。本次治理全面摒弃原有常规药剂,更换为专为干燥粉煤气化灰水研发的无磷高效阻垢分散剂与高分子絮凝剂,该款阻垢分散剂兼具整合、分散、晶格畸变三重作用,能针对性络合水中钙镁硬度离子,破坏碳酸钙、硅酸钙晶体的正常晶格结构,阻止晶体长大与附着,同时分散水中细微煤灰与结垢前驱颗粒,避免其团聚沉积;高分子絮凝剂则具备电荷密度高、沉降速度快的特点,能快速吸附灰水中悬浮物与胶体颗粒,形成密实絮团,加速沉降分离。同时优化加药点与加药流程,改变原有单点加药的粗放模式,在沉降槽进料管线、低压灰水泵入口、灰水槽溢流管线、旁滤单元进水口分设专用加药点,根据不同点水质特性精准投加对应药剂,实现全程抑垢;建立药剂投加量动态调整机制,安排岗位人员每2小时监测一次灰水核心水质指标,结合硬度、碱度、浊度数据实时调整阻垢剂、絮凝剂、分散剂投加浓度,杜绝药剂过量投加造成浪费或药剂不足影响效果,确保药剂利用率最大化,全程抑制结垢生成。

### 3.3 完善分离与过滤设施

在低压灰水系统增设旁滤单元,采用双介质过滤器,在线连续过滤循环灰水中的悬浮物与细微颗粒,降低灰水浊度与含固量;定期清理膨胀冷凝器、夹套蒸汽分离器、煤尘旋风分离器等配套设备,避免设备内部结垢脱落进入灰水系统,减少二次结垢隐患。结垢的设备、管道检修、清洗后,管道阻力降减小,尤其是废水冷却器的入口管道、出口管道清洗后,废水外排泵电流上涨、外排流量增大,可有效对灰水系统存量水进行水质置换,改善水质,提高了低压灰水系统稳定性。

### 3.4 优化循环与置换流程

建立灰水水质实时监测体系,重点监控硬度、总碱度、pH值、浊度、悬浮物、硅酸根等核心指标,设定预警阈值,实现水质异常快速响应。合理控制灰水循环倍率,避免盐类过度累积,根据水质监测数据,定时定量进行系统废水置换,定期对气化炉补入新鲜优质再生水,可实现置换水质的目的,有效改善了低压灰水水质。单个区4台气化炉运行和2台气化炉运行工况相比(2台炉运行工况下单炉新鲜水补水量相对较大),灰水总硬度可由1800mg/L降至800mg/L。证明新鲜水补水量对灰水水质影响很大。

## 4 治理效果与水质指标对比

综合治理方案实施后,对低压灰水系统核心运行参数与水

质指标进行连续跟踪监测，对比治理前后数据，结垢问题得到根本性解决，水质全面优化达标，装置运行稳定性大幅提升，具体指标对比见表1。

表1 低压灰水治理前后核心水质指标对比

监测指标	治理前控制值	治理后控制值	指标优化幅度
总硬度（以CaCO <sub>3</sub> 计，mg/L）	1600-2200	≤800	下降50%以上
总碱度（以CaCO <sub>3</sub> 计，mg/L）	1300-1800	≤700	下降46%以上
悬浮物含量（mg/L）	200-300	≤100	下降55%以上
浊度（NTU）	120-180	≤50	下降65%以上
pH值	6.5-7.0	7.5-8.5	回归最优区间
硅酸根含量（mg/L）	80-120	≤40	下降50%以上

#### 4.1 结垢治理效果

治理后，低压灰水管线、泵体、换热器结垢速率大幅下降，管线内壁垢层厚度由治理前的3-5mm降至0.5mm以下，灰水输送泵流量稳定达标，换热器换热效率恢复至设计值的95%以上，阀门卡涩、管道堵塞问题彻底解决。装置检修周期由原来的3-4个月延长至8-10个月，非计划停车次数大幅减少，气化炉连续稳定运行周期显著延长，完全满足长周期满负荷运行要求。

#### 参考文献：

[1] 代厚鑫.水煤浆气化系统结垢探讨及应对措施[J].山东化工,2021,50(18):147-151.  
 [2] 梁海祥,雷玉龙,李闯.气化灰水结垢处理及灰水回用技术创新研究与应用[J].氮肥与合成气,2026,54(03):3-7+18.  
 [3] 刘佳佩,王祎昞,王学江.过氧化钙基缓释氧化剂复合材料对灰水中磷污染物的去除性能及机制[J/OL].环境科学学报,1-13[2026-03-16].  
 [4] 陈国刚.水煤浆气化灰水管线结垢应对措施与长周期运行优化实践[J].氮肥与合成气,2025,53(11):19-23.

#### 4.2 系统运行与经济效益

水质优化后，处理效率提升，药剂消耗量减少30%以上；灰水循环利用率提升至92%以上，新鲜水补水量降低40%，废水外排量减少35%，契合节能减排与绿色生产要求。结合国能炉二氧化碳载气循环利用工艺，实现水资源与碳资源双重高效利用，降低整体能耗与运行成本，年节约水资源费用、检修费用、药剂费用超百万元，经济效益与环保效益十分显著。

#### 5 结论

(1) 干煤粉气化装置低压灰水结垢核心为碳酸钙复合垢，受煤质、工艺工况、药剂适配性、设备运行等多重因素叠加影响，需采用源头、过程、末端全方位综合治理方案，方可实现长效控垢。

(2) 结合煤粉密相输送载气优化、闪蒸工况精细化调控、高效药剂升级、旁滤设施增设及水质动态监测的综合措施，可有效降低灰水硬度、碱度、悬浮物等核心指标，彻底解决低压灰水结垢难题，稳定系统运行。

(3) 煤制油气化装置灰水系统优化，需与气化核心工艺、配套分离回收工艺协同适配，兼顾结垢治理、水质优化、节能减排与成本控制，实现装置安全、高效、绿色长周期稳定运行。

本次实践针对干煤粉气化工业化装置低压灰水结垢问题形成的成套治理方案，具备较强的针对性与可复制性，可为同类煤粉气化、煤制油化工装置灰水系统运行优化、结垢防控提供实践参考，同时助力煤化工行业水资源高效利用与低碳减排目标实现。