

Analysis of Ethylene Glycol Loss in Natural Gas Dehydration Process and Countermeasures

Haibin Yu

PetroChina Liaoning Oil Storage Co., Ltd., Panjin, Liaoning, 124000, China

Abstract

In the natural gas dehydration systems of onshore gas gathering stations, purification plants, and offshore platforms, ethylene glycol solvents can serve both as hydrate inhibitors under low-temperature conditions and as circulating dehydrating agents in glycol absorption processes. Ethylene glycol loss is not a single equipment issue but is often driven by factors such as gas entrainment, foaming contamination, regeneration venting volatilization, and on-site cleaning and drainage. The loss tends to accumulate more easily during conditions of rising liquid hydrocarbon levels, compressor operation fluctuations, and frequent equipment startups and shutdowns. Increased loss can lead to reduced dehydration depth, pump and valve erosion, and higher alcohol content in wastewater. Additionally, offshore scenarios often include ethylene glycol regeneration and recovery units, where solvent loss is also reflected through wastewater pathways. This paper analyzes the causes of ethylene glycol loss in typical China gas stations and proposes control strategies for operation and maintenance.

Keywords

natural gas; dehydration process; ethylene glycol loss; cause analysis; countermeasures

天然气脱水工艺乙二醇损耗原因分析及应对策略

于海滨

中石油辽油(辽宁)储气库有限公司, 中国·辽宁 盘锦 124000

摘要

在陆上集气站、净化厂及海上平台的天然气脱水系统中, 乙二醇类溶剂既可作为低温工况的水合物抑制剂, 也可作为甘醇吸收法的循环脱水剂。乙二醇损耗并非单一设备问题, 常由气相夹带、发泡污染、再生放空挥发与现场排污清洗等因素共同驱动, 且在含液烃上升、压缩机工况波动和装置启停频繁时更易累积。损耗上升会引起脱水深度下降、泵阀磨蚀与污水含醇增加。同时, 海上场景常配套乙二醇再生回收单元, 溶剂损耗还会通过污水路径体现。本文对中国典型站场乙二醇损耗成因进行拆解, 并提出面向运行维护的控制策略。

关键词

天然气; 脱水工艺; 乙二醇损耗; 原因分析; 应对策略

1 引言

乙二醇是油气场站常见的水合物抑制剂, 对天然气净化处理至关重要, 但乙二醇损耗会造成重大经济损失。乙二醇在接触、分离、闪蒸与再生回路内循环, 损耗通常由夹带、发泡污染、挥发放空及排污清洗等环节叠加放大^[1]。运行经验显示, 原料气温度升高会增加甘醇气化损耗, 贫液入塔温度过低则可能诱发烃液冷凝并导致发泡。下文据此展开成因分析与对策研究。

2 天然气脱水工艺乙二醇损耗原因分析

2.1 气相夹带与捕雾失效

乙二醇在接触塔内以液膜或雾滴形式与湿气逆流接触,

当塔顶气速偏高、塔板起泡或填料表面被凝析油润湿后, 雾滴粒径细化并随气相上升。塔顶捕雾器压降偏低常对应丝网破洞或旁路短路, 压降偏高则可能因油泥与盐类黏附而堵塞, 两种状态都会削弱雾滴聚集回流能力, 使乙二醇随干气带出。中国不少集气站处理量季节性波动明显, 叠加压缩机喘振或旁通切换, 瞬时气速脉动会诱发液泛并放大夹带。该类损耗具有突发性和隐蔽性, 外输水露点有时仍处在合格临界附近, 但回收罐液位、污水含醇及下游过滤器压差会同步上升, 运行人员若仅从再生温度判断易出现误诊, 且常伴随下游计量偏差。

2.2 液烃与药剂污染引发发泡

在含凝析油或伴生轻烃的气田, 气井计量分离器脱液不彻底时, 微量液烃进入乙二醇回路会在吸收塔内形成稳定泡沫膜。泡沫占据传质空间并诱发液位计抖动, 液相表观黏度上升后更易发生塔顶夹带。污染物来源除液烃外, 还包括

【作者简介】于海滨(1988-), 男, 中国河北唐山山人, 本科, 高级工程师, 从事地面建设和油气储运研究。

缓蚀剂、破乳剂串入、消泡剂反复补加后的残留聚合物、地层细砂及铁硫化物等固体颗粒，这些物质会改变乙二醇表面张力与界面电荷，促进乳化并使泡沫难以破碎。渤海某平台运行总结指出，天然气携带杂质可造成甘醇溶液发泡并伴随高温降解，现场不得不频繁收油而带来显著溶剂消耗。酸性气田还可能因有机酸盐累积导致溶液起泡倾向增强，页岩气返排液夹带的表面活性剂残留也会加重乳化，形成持续性损耗背景。该类损耗通常呈缓慢爬升态势^[2]。

2.3 再生放空与气化损耗

乙二醇在再生塔或再沸器中被加热脱水，塔顶通过冷凝与放空排出水蒸气、轻烃及溶解气。若再沸器热通量过高或液位偏低，局部过热会促使乙二醇及其轻组分挥发并随塔顶蒸汽带走，形成不易被现场察觉的气化损耗。工程资料指出，入口天然气温度升高会增加甘醇的气化损失，同时也可能诱发发泡。部分站场为追求更低水露点而提高再生温度或加大汽提气量，塔顶蒸汽负荷随之上升，冷凝器换热不足或结垢后，放空含醇量会明显增大，且火炬气热值随之波动。在采用气体辅助循环泵的系统，富乙二醇夹带的高压湿气进入再生器后会与水蒸气一并排放，密封磨损还会污染贫液并迫使提高循环量，进而放大放空路径的醇损耗。

2.4 排污清洗与物料外排

乙二醇系统为维持溶液品质，通常设置闪蒸罐、颗粒过滤器和活性炭过滤器，并在运行中进行排污、收油、换芯及化学清洗。若气质含液烃偏高或固体杂质多，滤器很快被油泥与铁硫化物覆盖，现场往往通过频繁放空和排净来恢复压差，排出的富醇液难以完全回收而形成管理性损耗。渤海 J 平台统计显示，受污染溶液需要现场频繁收油并造成日常消耗，同时系统年度碱洗也会带来额外的甘醇损失^[3]。在海上气田，含水乙二醇富液进入乙二醇再生回收系统处理，脱出的水进入生产水处理系统，若分离界面控制不稳或排水带液，同样会把乙二醇带出闭路循环。该类损耗具有持续性，并可能在清管与停产检修期间集中暴露。

3 天然气脱水工艺乙二醇损耗的应对策略

3.1 分离端稳态化改造

要把乙二醇损耗压在可控范围内，分离端的稳态化改造应优先把夹带链条在进入接触塔前后两段切断。第一，在原料气入口设置旋风预分离或高效过滤分离器，并与前置三相分离器联动选型，使游离水、凝析油及固体颗粒在高压区完成脱除，排液采用双阀隔离加定时排放，液位控制采用窄幅比例调节并与压缩机防喘振及切换逻辑做硬联锁，压缩机启停与旁路投切时强制锁定排液阀开度，避免工况波动时液体卷吸进入塔内，同时对入口管线低点、冷端阀组与采气汇管设置保温伴热和凝液收集罐，减少二次成液与杂质冲击。第二，接触塔内件需按最大负荷与最小负荷共同校核气相表观速度、允许压降和塔内分布均匀性，产量季节差异大的站场可采用分段进气或可更换节流孔板控制入口动能，并配置

并联塔或富液回流维持稳定负荷，填料或塔盘需核对泛点裕度与液体分布器喷淋密度，循环量调整应以塔差压与出口露点联动为依据，避免低负荷下气速过高形成射流穿透，导致雾滴细化并携带乙二醇外排。第三，塔顶捕雾器实行压差、拆检和材料老化并行管理，压差偏低时按旁路短路、丝网破损、端面密封失效逐项排查，压差偏高时重点处理油泥黏附、盐类结晶和支撑格栅变形，清洗宜采用热水或低压蒸汽冲洗并回收含醇液，检修后要复核捕雾器压紧比和端面平整度，必要时更换耐腐蚀丝网或纤维床并补做防静电接地，避免盲目升温或加大循环量掩盖夹带。第四，在塔顶或干气出口增设二级聚并除雾单元并设置独立回流通道的，使夹带乙二醇在高压条件下完成聚并后回收至富液侧，回流点设置缓冲容积与阻尼孔板吸收脉动，回收罐配套单独排液与计量，避免与凝析油混排造成再乳化，塔体校核时同步核对上升段有效高度与内件形式，保证雾滴有足够停留时间回落，外输气设置带液报警阈值时应联动校核分离器排液周期、回收罐有效容积和放空冷凝负荷，防止排液滞后引起二次夹带。

3.2 溶液品质与发泡闭环

围绕乙二醇脱水系统的携带损耗，需把溶液品质与发泡控制做成可闭合的运行链条。其一，在站场建立乙二醇品质判据并形成月度取样与现场快检组合，除含水量外跟踪 pH、电导率、氯离子与总无机盐、悬浮固体，并把颜色加深、黏度上升与再生釜底盐泥增多作为劣化提示，用量筒按固定次数振荡开展起泡试验，记录泡高与泡沫衰减至液面清晰的时间，将消泡时间设为准入阈值，超限即启动旁路净化、降低循环量或安排再生排盐，并设置溶剂报废阈值与回收频次，pH 控制窗口以 7.0–8.0 为宜。其二，将污染源控制前移至井口与计量分离器侧，重点稳住分离器液位与排液节奏，液烃夹带明显时采用油相旁路或单独外输，必要时在进塔前加高效聚结分离并严控切换工况的液体卷吸，渤海 J 平台通过液烃流程优化并引进能量交换泵后，报告显示甘醇品质提升且年节约约 8000 L 补加量。其三，对循环液实施分级净化，先以 5–10 μm 颗粒滤器截留铁硫化物、细砂与锈蚀产物，压差达限即切换反冲洗，防止固体成为起泡核，随后配置活性炭吸附去除溶解态液烃与降解物，并在旁路串联旋流脱固以削减细颗粒和夹带雾滴，同时定期测 Ca²⁺、Mg²⁺ 硬度离子与乙二酸类有机酸，超限则排放部分富液并补加新液，形成连续净化回路^[4]。其四，药剂管理强调相容性与剂量边界，缓蚀剂、破乳剂、消泡剂与中和剂在同一乙二醇浓度和温度下先做瓶试，按泡高、消泡时间与相分离情况筛选投加体系，现场投加采用小步递增并固定注入点与混合段，避免过量导致界面活性物累积，气田酸性组分波动时以 pH 回控为主同步修正中和剂窗口，并将异常起泡与药剂批次、投加量和过滤压差关联核查。

3.3 再生热工与放空治理

乙二醇脱水装置的隐性损耗多集中在再生热端与放空

链路,应把热工控制与回收治理作为同一条物料衡算来运行。再沸器以火管表面热通量为核心控制量,连锁约束再沸器液位下限与循环泵最小流量,确保火管全浸没并避免局部干烧造成轻组分挥发和溶液变色,燃烧器按贫液含水量分段整定燃气量与过量空气,塔釜温度设置硬上限,富液进塔前优先经空冷或富贫液换热稳住进料温度,避免入口气温升高放大气化损失。塔顶冷凝器按最大水蒸气与汽提气量核算并保留污垢裕度,冷凝液进入回收罐后采用液封和连续坡度回流,必要时引入小回流稳定塔顶温度窗口以保证冷凝液回至贫液槽,日常用冷却介质压差、进出口温差与放空空气含醇取样三项指标触发清洗或检修,且规范要求再生塔顶配置回流冷凝器。富乙二醇再生前实行分段闪蒸脱气,闪蒸罐压力、温度与停留时间按轻析出规律整定并保持液位窄幅,闪蒸气优先并入燃料气或火炬回收,气出口设置除雾与小冷凝回收罐拦截夹带液,海上平台乙二醇再生回收装置将闪蒸作为预处理以降低带入再生塔的轻烃负荷。若循环仍采用气体辅助泵驱动,应核算驱动气携湿与脉动对再生放空的增量,并在驱动气入口增设小型分离器、过滤器与干燥单元,排凝液并回收至闭式排液系统,防止湿气直接窜入再生器与放空管线,同时将泵出口旁通、密封泄漏与检修排放统一接入回收罐,条件允许时替换为电驱泵或液压能量交换泵以压降放空通量并减少密封磨损引入的二次污染。

3.4 作业损耗的制度化控制

在甘醇脱水装置稳定后,乙二醇损耗常由排污、收油与拆检清洗作业触发,需以制度化控制把可回收富醇液留在闭路内。其一,物料平衡台账应按接触塔循环段、再生段与污水段统一口径核算,以补加、回收、排污和库存变化为四类原始数据,班次交接前完成贫液槽与富液槽液位盘点,并结合密度换算质量,排污水相按固定点取样,采用折光或色谱测定含醇,并将损耗折算为单位气量指标用于对标,差额超限时当班双人复核排污阀位、旁通与排放去向,并将异常记录追溯到具体作业票,形成可审计闭环。其二,收油、排污、清洗置换等高风险作业应配套专用暂存罐和回灌管线,作业液入罐静置分层并确认界面位置后再抽吸,按油相、富

醇相、水相分别计量,富醇相经回收泵定量回灌至富液槽或闪蒸罐入口,回灌量纳入台账并与再生负荷联动,水相外排前复测含醇与含油,采用试排取样复核,超限则回送污水处理或再生回收单元,禁止混合液直接排入生产水系统。其三,滤芯更换、碱洗、再沸器与换热器清理等开盖作业应固化隔离与置换步骤,先降压并与放空总管隔断,再置换至可燃和含氧指标合格后开启低点回收口,使用回收泵抽尽设备与管线残液回到循环罐,拆检区设置防渗托盘和带盖收集容器,拆下滤芯与油泥集中沥干回收,碱洗后首段冲洗液优先回收而非直排,并将每次拆检的回收量与遗洒量纳入班组考核^[9]。其四,废乙二醇与含醇污水按分质处置管理,陆上站场将可再生富液送再生系统或外送回收,外排水核算水相携醇与油相夹带并按排放标准控制,海上平台配置乙二醇再生回收单元并将脱水水并入生产水处理,高沸残液按危废要求密闭暂存、台账转运并核对去向,同时对阀组区与装卸口配置带盖收集桶和防渗托盘以削减滴漏外流。

4 结语

综上所述,乙二醇损耗控制应以闭路循环完整性为核心,从分离端的夹带源、溶液污染导致的发泡背景、再生放空路径的挥发外逸以及现场作业外排四个方面同时着手。中国站场和海上平台的运行实践表明,针对气质与负荷波动建立稳态化操作边界,并将溶液品质管理、设备点检与作业票数据纳入同一控制框架,可使乙二醇补加量回到可预测区间并保持脱水露点长期稳定,同时降低污水侧的含醇负荷与处理压力。

参考文献

- [1] 高海兰,姜东,刘汉广,等.天然气脱水工艺乙二醇损耗原因分析及应对措施[J].石油炼制与化工, 2025, 56(1):123-130.
- [2] 梁宁,杨勇,杜洋洋,等.真空脱水技术在乙二醇再生回收系统脱水单元的应用探索[J].四川化工, 2024, 27(2):19-22.
- [3] 王乾.乙二醇在天然气处理工艺中的损耗分析[J].中文科技期刊数据库(全文版)工程技术, 2022(5):4.
- [4] 刘东玉.天然气制乙二醇工艺技术比较及分析[J].中国科技期刊数据库 工业A, 2021(10):2.