脱硫脱碳单元吸收塔泛塔原因分析及操作优化

张童景[1] 黄 禧[1] 王全宇[1] 张凌轩[2] 何 钰[1]

1. 中国石油塔里木油田公司塔西南勘探开发公司， 新疆 喀什 844000；

2. 中国石油工程建设有限公司西南分公司， 四川 成都 610041

摘 要：为解决西北地区某含硫天然气处理脱硫脱碳单元吸收塔频繁泛塔的问题，通过对胺液循环量、原料气温度与进气量、贫液入塔温度、原料气组分等因素开展多组现场控制实验，精准诊断出诱发泛塔的核心因素是原料气温度与进气量协同升高，而非胺液发泡或设备设计缺陷。再经多方案技术经济性对比，创新性地提出了在吸收塔底部加装不锈钢鲍尔环填料的物理破泡方案。实施后，吸收塔平均压降降低 3.06 kPa，消泡剂加注周期从 3.8 d/次显著延长至 8.8 d/次，系统抗干扰能力提升 47.6%。研究结果表明操作参数波动对泛塔有关键影响，方案成功解决了泛塔瓶颈，具有运行成本低、效益显著的特点。研究结果为含硫天然气脱硫脱碳单元的工艺优化与设备改造提供了理论依据与技术方案。

关键词：脱硫脱碳；泛塔机理；吸收塔泛塔优化；物理破泡

DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2026.04.004

Cause analysis and operation optimization for flooding in the absorption tower of the desulfurization and decarbonization unit

Zhang Tongjing[1], Huang Xi[1], Wang Quanyu[1], Zhang Lingxuan[2], He Yu[1]

1. PetroChina Tarim Oilfield Company, Southwest Tarim Exploration and Development Company, Kashi, Xinjiang, 844000, China;

2. CPECC Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China

Abstract: To address the frequent flooding issue in the absorption tower of a desulfurization and decarbonization unit of a natural gas processing plant in Northwest China, this study accurately identified through multiple on-site control experiments that the core factor inducing flooding is the synergistic increase in feed gas temperature and flow rate, rather than amine solution foaming or equipment design defects. Through experiments including adjusting amine circulation rate, coordinated/independent control of feed gas temperature and flow rate, control of lean amine inlet temperature, and monitoring of feed gas composition changes, and after multi-scheme technical and economic comparison, an innovative physical defoaming scheme was proposed by installing stainless steel Pall ring packing at the bottom of the absorption tower. After implementation, the average pressure drop of the absorption tower decreased by 3.06 kPa, the defoamer injection period significantly extended from once every 3.8 days to once every 8.8 days, and the

收稿日期：2026-04-09

作者简介：张童景（1990-），男，高级工程师，学士，主要从事含硫气田开发、深冷处理技术研究工作。E-mail：zhangtj1-txn@petrochina.com.cn

通信作者：黄 禧（1992-），男，工程师，学士，主要从事油气田开发、深冷处理技术研究工作。E-mail：huangxi-txn@petrochina.com.cn

system's anti-interference capability improved by 47.6% . This study result shows that the critical impact of operating parameter fluctuations on flooding. The scheme successfully resolves the flooding bottleneck with low operating cost and significant benefits. The research results provide theoretical basis and technical solutions for process optimization and equipment retrofitting of sour gas desulfurization and decarbonization units.

Keywords: Desulfurization and decarbonization; Flooding mechanism; Absorption tower flooding optimization; Physical defoaming

0　前言

天然气作为清洁高效的化石能源，在全球能源转型中占据关键地位[1-2]。然而，原始天然气常含 H_2S、CO_2 等酸性组分[3-5]，这些组分不仅腐蚀设备、降低热值，其燃烧产物更会造成环境污染，致使产品气无法达到管输标准[6-9]。因此，脱除酸性组分是天然气上游处理的核心环节[10]。

在诸多净化工艺中，胺法脱硫脱碳工艺，尤其是配方甲基二乙醇胺(Methyldiethanolamine，MDEA)溶剂吸收法[11-13]，因选择性高、能耗较低且溶剂稳定，已成为工业主流。该工艺的核心设备为吸收塔，其运行状态直接决定装置的净化效果、能耗水平及操作稳定性[14-15]。

吸收塔运行中胺液发泡非常常见，严重时出现泛塔现象[16-17]。泛塔指气液两相逆流操作中，因气相流速过高或液相负荷过大，导致下流液体被上升气体阻滞并在塔内积聚[18-19]，气液传质失效。泛塔不仅造成出口气质量超标，引发环保风险，还会因胺液夹带加剧设备腐蚀与管线堵塞，提高维护成本；而动态压差的异常波动还可能诱发连锁性工艺失控，威胁装置安全运行[20]。因此，探究泛塔的形成机制，建立精准预警与调控策略，对保障脱硫单元长周期高效运行、推动绿色低碳转型具有重要工程意义。

近年来，国内外学者大量研究了胺液发泡机理。Liang Meiqing 等人[21]研究了温度、压力和盐度对两种泡沫性能的影响。根据这项研究，盐度增加会对两种泡沫成分的稳定性产生负面影响。胺中的烃基污染物和表面活性剂是泡沫形成的主要原因，因为这些污染物会改变胺的表面性质并降低胺的表面张力[22]。表面活性剂增强了溶剂化壳的密度和动力学特性，提高了胺和水分子之间的协同作用，表面活性剂的引入优化了吸收剂的界面特性和分子分布，间接促进了反应产物的积累[23]。

现有研究多集中于胺液本身而忽视外部操作条件，本研究在上述理论基础上，深入分析含硫天然气净化装置中由操作参数波动引发的非稳态泛塔问题，探究吸收塔泛塔的根本成因，并从设备、工艺与操作等多维度提出综合防治策略，以期为保障天然气净化装置长周期安全平稳运行、实现降本增效提供借鉴。

1　工艺介绍

西北地区某含硫天然气处理厂采用配方 MDEA 溶剂深度脱除天然气中的 H_2S、CO_2 和有机硫，工艺流程图见图 1，原料气组成见表 1。

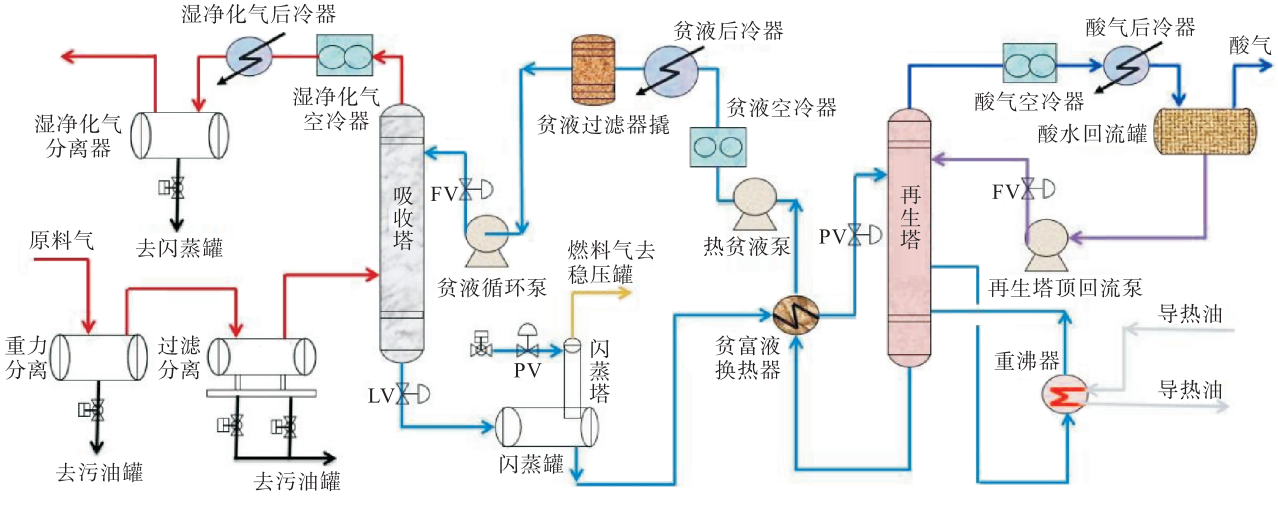

图 1　脱硫脱碳单元工艺流程图

Fig. 1　Desulfurisation and decarbonisation unit flowchart

注：FV 为流量调节阀；PV 为压力调节阀；LV 为液位调节阀。

表 1　原料气组成表

Tab. 1　Composition of raw gas

组成	摩尔分数	组成	摩尔分数
H_2S	1.39%	戊烷	0.080 8%
CO_2	9.06%	C_6^+	0.071 2%
甲烷	77.46%	N_2	10.009 6%
乙烷	0.920 4%	羰基硫	0.002 1%
丙烷	0.313 5%	甲硫醇	0.013 9%
丁烷	0.171 9%	乙硫醇	0.000 7%

该厂脱硫脱碳单元的设计处理能力为 100×10^4 m^3 /d，溶液循环量为 160 m^3 /h。质量分数为 70% 的溶液通过气液逆流接触在吸收塔进行脱硫，在 5.0 MPa. a 高压、40 ℃温度下吸收天然气中的酸性组分，然后在 0.23 MPa. a 低压、132.8 ℃温度下解吸再生吸收的组份。下游为天然气低温处理装置，要求脱硫脱碳单元的产品气中 CO_2 含量≤0.002 0% 、H_2S 含量≤0.000 6% 、羰基硫含量≤0.000 1% 、硫醇含量≤0.001% 。

2　吸收塔泛塔过程及影响

脱硫脱碳单元投产过程中吸收塔泛塔现象频发，导致生产出现波动，成为制约脱硫脱碳单元长周期稳定运行的瓶颈。

2.1　吸收塔泛塔过程

某次投产过程中吸收塔泛塔差压上涨过程变化曲线见图 2。18:28 开始脱硫吸收塔差压在 11 min 内从 56.93 kPa 升至 63.41 kPa；6 min 后回落至 56.01 kPa。自 18:44 起，在 24 min 升至满量程 103 kPa 并维持，19:25 现场人员采取应急措施后，差压降至 52.81 kPa，脱硫脱碳单元溶液循环基本恢复。

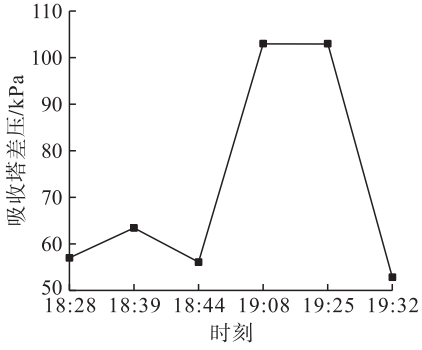

图 2　吸收塔泛塔差压上涨过程图

Fig. 2　Increase in differential pressure across the flooding in the absorption tower

2.2　吸收塔泛塔影响

吸收塔泛塔过程中，脱硫脱碳单元吸收塔液位持续降低，吸收塔顶部富集大量胺液，泛塔导致气液接触面积缩小，传质效率降低，H_2S 和 CO_2 的脱除率逐步下降，致使净化气酸性组分不合格[3-5]。随着泛塔时间的持续，发泡的胺液被气体夹带进入下游管线及设备，加速腐蚀与结垢，同时造成胺液大量流失，推高生产成本，经济损失巨大[6-7]。

3　吸收塔泛塔原因分析

对胺液循环量、原料气温度、进气量、贫液入塔温度、原料气组分等影响吸收塔泛塔的因素开展现场控制实验，确定核心因素，得出泛塔主要原因。

3.1　提高胺液循环量的影响分析

提高胺液循环量对吸收塔参数影响变化曲线见图 3。5 月 19 日 22:30 至 5 月 20 日 01:30，将胺液循环量由 155 m^3 /h 提至 170 m^3 /h 运行 3 h，吸收塔压差稳定于 55 kPa，脱硫脱碳单元运行平稳。

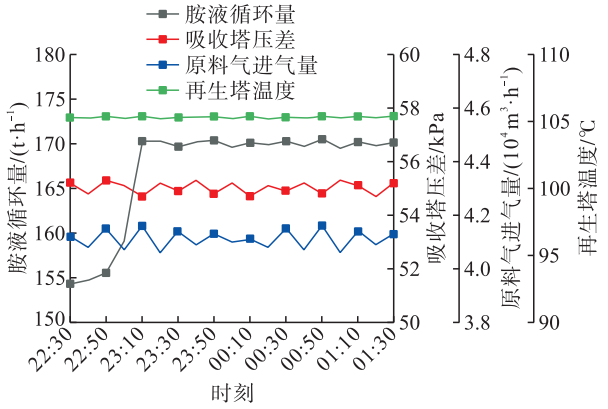

图 3　提高胺液循环量对吸收塔参数影响变化曲线图

Fig. 3　Effect of increasing amine circulation rate on absorption tower parameter variation curves

检查液位调节阀、原料气进气量、再生塔温度等关键参数均无波动或操作异常；溶液取样清澈透亮，指标正常，两级分离及过滤液位稳定，排除前端带液。溶液无发泡迹象，提高胺液循环量后压差未升，排除降液管流通能力不足；未加消泡剂仍快速恢复，溶液性能正常，泛塔非胺液循环量偏大导致。

3.2　提高原料气温度和进气量影响分析

第一次提高原料气温度和进气量对吸收塔参数影响变化曲线见图 4。5 月 19 日 14:31，关闭原料气后冷器冷冻水流程，原料气温度由 16.28 ℃升至 34.01 ℃，同时进气量由 3.2×10^4 m^3 /h 增至 4.1×10^4 m^3 /h。43 min 后吸收塔压差由 53 kPa 激增至 91.77 kPa，发生泛塔。数据表明原料气温度与进气量双增是泛塔主因。

为进一步分析影响泛塔原因，第二次提高原料气温度和进气量对吸收塔参数影响变化曲线见图 5。5 月 21 日 10:22，关闭原料气后冷器冷冻水供应，原料气温度由 17.32 ℃升至 35.13 ℃，进气量由 3.2×10^4 m^3 /h 提至 4.15×10^4 m^3 /h，吸收塔压差显著上升。紧急投用后冷器并下调进气量后，压差恢复可控。

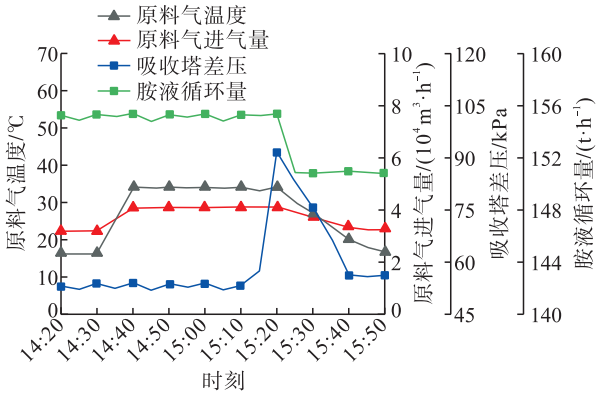

图 4　第一次提高原料气温度和进气量对吸收塔参数影响变化曲线图

Fig. 4　Change curves of absorption tower parameters with the first increase in raw gas temperature and flow rate

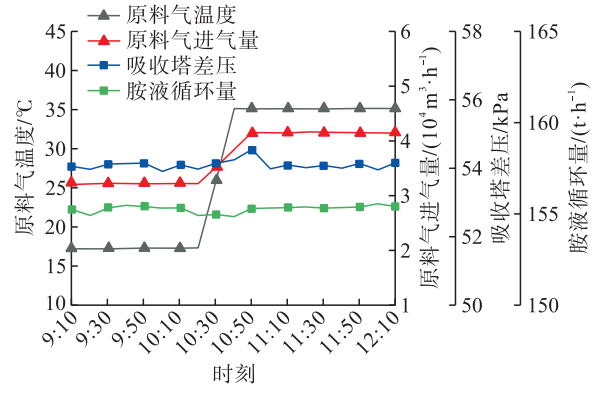

图 5　第二次提高原料气温度和进气量对吸收塔参数影响变化曲线图

Fig. 5　Change curves of absorption tower parameters with the second increase in raw gas temperature and flow rate

原料气温度与进气量双增导致压差快速升高(35 ℃属夏季正常空冷范围);应急时单独降温效果有限,需同步降低原料气温度及进气量以稳定系统。可见原料气温度升高叠加进气量增加是泛塔直接诱因,双重作用远大于单一因素影响。

气相造成泛塔工艺过程为温度升高→气体体积流量增大→塔内空塔气速升高→靠近泛点。

本次实验证实原料气温度升高是泛塔的主因,其内在机理可解释为气相负荷显著增加。根据理想气体状态方程,在进气摩尔流量不变的情况下,温度升高直接导致气体体积流量增大,致使塔内空塔气速升高,逼近液泛极限。因此控制原料气温度可降低气体体积流量,减缓塔内气体上升速度,稳定塔内气相负荷,避免因气液接触失衡引发的液泛;同时稳定溶液黏度可减少泡沫生成倾向,从而有效预防吸收塔泛塔。

3.3　降低原料气温度和提高进气量影响分析

降低原料气温度和提高进气量对吸收塔参数影响变化曲线见图 6。5 月 20 日 21:00 至 23:40,投用原料气后冷器控制原料气温度约 16 ℃,进气量由 3.42×10^4 m^3 /h 逐步提至 4.96×10^4 m^3 /h,吸收塔压差稳定于 54 kPa,系统参数正常。

原料气温度≤20 ℃时,气量提升至设计值 115% 未引发压差波动;结合 3.2 节实验,确认原料气温度升高是泛塔主因。系统在超设计值 110%~115% 工况下运行稳定,排除吸收塔设计容量不足的可能性。

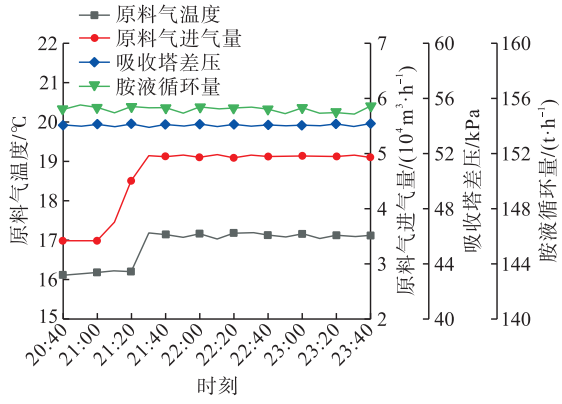

图 6　稳定原料气温度和提高进气量对吸收塔参数影响变化曲线图

Fig. 6　Change curves of the influence of increased feed gas flow rate on absorption tower parameters with stable feed gas temperature

3.4　提高贫液入塔温度影响分析

提高贫液入塔温度对吸收塔参数影响变化曲线见图 7。5 月 21 日 16:00 至 22:13,通过调节贫液空冷器及后冷器,将贫液入塔温度由 45.25 ℃逐步提至 63.42 ℃,吸收塔压差随贫液入塔温度同步波动但未泛塔。后控制贫液入塔温度≥55 ℃持续运行约 6 h,22:13 压差由 57.16 kPa 升至 80.5 kPa。

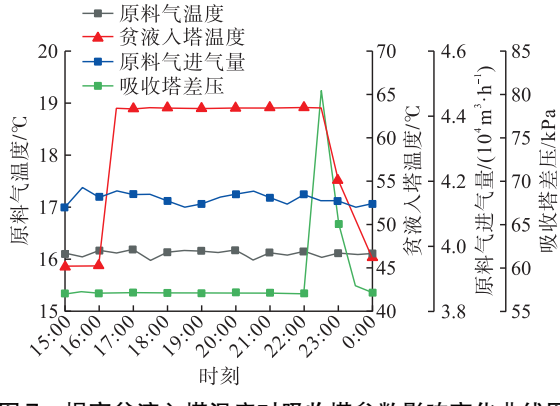

图 7　提高贫液入塔温度对吸收塔参数影响变化曲线图

Fig. 7　Effect of increasing the temperature of the poor liquid entering the tower on the absorption tower parameter

贫液入塔温度升高直接导致压差上升,短期可控但存在累积效应;长期(约 6 h)维持高温(≥55 ℃)引发压差显著波动,最终触发泛塔风险。贫液入塔温度升高还会降低吸收效率,增加塔内气速,长期叠加时间因素加

剧泛塔风险。

贫液入塔温度升高虽可降低胺液黏度，促进流动，但同时也降低了其表面张力，并可能促进溶解的烃类物质析出。这些变化共同作用，在一定程度上降低了体系的抗发泡能力，增加了泛塔风险。

液相造成泛塔工艺过程为：温度升高→胺液黏度降低、表面张力变化→可能改变填料的持液量和液沫夹带量→压降升高。

因此稳定贫液入塔温度可保持液相物性黏度和表面张力稳定，同时可防止胺液浓度发生波动，高浓度胺液容易造成结晶，结晶颗粒充当气泡成核位点，促进泡沫生成，同时结晶会改变胺液的黏度和表面张力，使气泡更稳定[8-10]；保持胺液循环量能确保气液充分接触，提高吸收效率。两者协同作用，可维持塔内液气比稳定，有效预防吸收塔泛塔。

3.5 原料气 CO_2、H_2S 浓度升高影响分析

根据前 5 次实验性分析，原料气温度变化可直接影响泛塔。考虑到胺液与 H_2S、CO_2 反应属于放热反应，原料气组分变化也是吸收塔泛塔诱因。

原料气组分变化对吸收塔参数影响变化曲线见图 8。5 月 28 日及 30 日，吸收塔压差异常升高时，原料气中 H_2S 浓度最高达 52 943 mg/m^3、CO_2 浓度 12.7%，均超设计值（H_2S 浓度≤22 465 mg/m^3，CO_2 浓度≤9.068 3%）。追溯发现，自 5 月 13 日新增 MA2、MA8 高含硫气源后，CO_2 浓度持续高于 11%，与泛塔时段高度重合。

MA8 干线因流量低、流速慢，在末端混合不均匀，有形成“组分段塞流”的可能，导致进料 H_2S、CO_2 浓度突增；5 月 22—23 日清管后分离器液位无异常，排除气液两相流干扰，确认浓度波动主因为原料气组分波动。

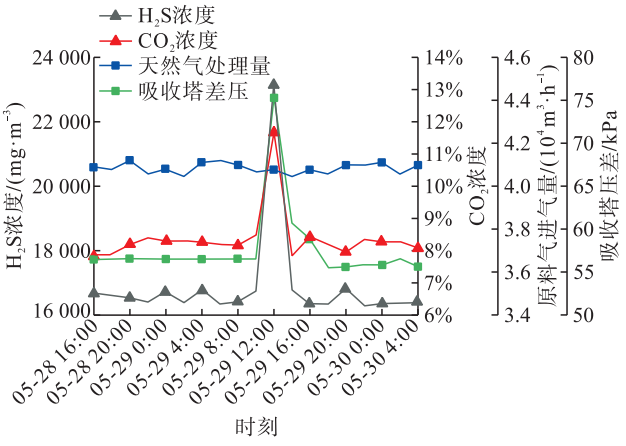

图 8 原料气组分变化对吸收塔参数影响变化曲线图

Fig. 8 Change curves of the effects of raw gas composition changes on absorption tower parameters

高浓度 H_2S、CO_2 与胺液反应是放热过程，导致塔内局部温度进一步升高，形成恶性循环。维持原料气组分稳定可避免 H_2S、CO_2 浓度超标，防止胺液过载，引发放热加剧。高浓度酸性气体还会加剧胺液黏度上升、发泡倾向，导致气液分布不均，引发泛塔。

综上，原料气温度与进气量同时升高是触发泛塔的最直接诱因，而原料气组分波动造成的酸性气浓度瞬时超高是另一个重要风险点。

4 消除吸收塔泛塔的操作优化

现有措施（如控温、稳组分、加注消泡剂）侧重于抑制泡沫生成条件，但若要进一步提升系统抗风险能力，需从泡沫本质入手，降低原始泡高，减少同等工况下泡沫体积，提高胺液发泡冗余能力。消除吸收塔泛塔优化方案对比见表 2。

表 2 消除吸收塔泛塔优化方案对比表

Tab. 2 Comparison of optimization schemes for eliminating absorption tower flooding

优化方案	主要原理	优势	劣势	适用场景	经济性
塔底加装鲍尔环填料	物理破泡，破坏泡沫结构，降低原始泡高；改善气液分布	一劳永逸、无需额外能耗、几乎无运行成本、维护简单、可靠性高	需停工改造，一次性投入；对设计安装精度有一定要求	发泡倾向严重的现有装置改造；作为新塔设计的冗余保障	极佳，投资回收期短（消泡剂节省费用可快速抵消改造投资）
改进液体分布器	改善液相分布均匀性，消除壁流，防止局部干/溢泛	从根源上提升传质效率，降低泛塔风险	改造复杂，需停工且成本高；对设计、制造和安装要求极高	新塔设计或确定因分布器故障导致效率低下的大修	一般，作为一次性投资，主要效益体现在效率提升而非直接降本
增设在线消泡剂注入系统	化学破泡，通过连续或间歇注入消泡剂破坏泡沫稳定性	见效快，改造简单（仅需加药点和控制系统），无需停工	持续运行成本高；可能引入新的污染物，导致胺液发泡或降解	作为应急或临时性措施；处理波动性、间歇性发泡问题	较差，属于持续性支出，且存在胺液污染的风险成本

通过对比可知，本研究所采用的塔底加装鲍尔环填料的物理破泡方案优势在于：投资小、经济效益突出、安全性与可靠性较高、实施便利性大。采用人工在吸收塔塔底装填不锈钢鲍尔环（通径 DN50，装填体积 5.4 m^3），富液在塔底与鲍尔环接触，通过鲍尔环的舌片改善气液分布，增大破泡几率，实现物理破泡，减少溶解到富液的气体。鲍尔环在塔底的 3 种形态见图 9。

5 月检修期间完成鲍尔环填料，经过 6 月过渡期，采集操作前后各 60 d 数据可知，3—4 月平均差压 52.29 kPa，7—8 月平均差压 49.23 kPa，鲍尔环装填后吸

收塔差压平均降低 3.06 kPa,3—4 月累计加入消泡剂 16 次,7—8 月累计加入消泡剂 7 次,加注频率由 3.8 d /次,下降至 8.8 d /次,系统抗干扰能力提升 47.6% ,大幅降低吸收塔泛塔发生频率。吸收塔差压平均变化过程见图 10。消泡剂加入频率变化过程见表 3。

图 9　鲍尔环在塔底的 3 种形态图

Fig. 9　Three different forms of Pall rings at the bottom of the tower

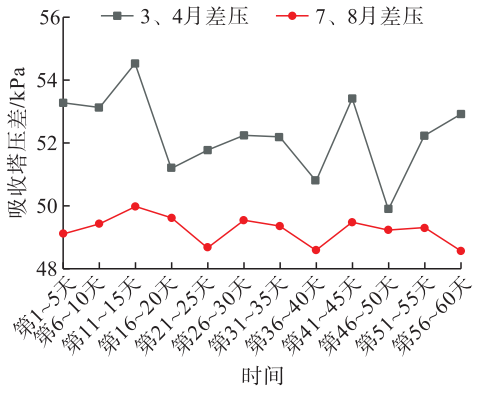

图 10　吸收塔差压平均变化过程图

Fig. 10　Average variation process of absorption tower differential pressure

表 3　消泡剂加入频率变化过程表

Tab. 3　Changes in the frequency of antifoaming agent addition

时间	频率 /次	
	3—4 月	7—8 月
第 1 ~ 5 天	3	1
第 6 ~ 10 天	2	0
第 11 ~ 15 天	1	0
第 16 ~ 20 天	1	1
第 21 ~ 25 天	1	0
第 26 ~ 30 天	2	1
第 31 ~ 35 天	0	0
第 36 ~ 40 天	1	1
第 41 ~ 45 天	1	1
第 46 ~ 50 天	0	1
第 51 ~ 55 天	1	0
第 56 ~ 60 天	3	1

5　结论

本研究针对吸收塔泛塔问题,通过加装鲍尔环填料,几乎完全替代了持续性的消泡剂消耗,实现了运行成本的永久性降低,投资回报率极高。作为一种物理方法,它避免了化学药剂引入对胺液系统造成的污染风险,保证了溶剂的长周期稳定运行。

通过优化吸收塔塔底结构,降低原始泡高,提高胺液发泡冗余能力,增强系统对杂质、温度波动的耐受性,避免意外发泡导致的操作失控,优化气液流动与抗干扰性能,为吸收塔稳定运行提供了有力保障,大幅降低了吸收塔泛塔发生的概率。

揭示了原料气温度—进气量协同效应是填料塔泛塔的共性规律,对同类含硫天然气脱硫脱碳单元的操作优化有参考意义。所采用的物理破泡技术作为一种低成本、高可靠性的改造方案,值得在行业内推广。

参考文献:

[1] 苏海鹏. 天然气醇胺法脱硫脱碳工艺模拟及其过程调节[J]. 石油和化工设备,2025,28(4):15-18.
Su Haipeng. Study on process simulation and process regulation of natural gas desulfurization and decarburization using alcohol amine method [J]. Petro & Chemical Equipment, 2025, 28 (4): 15-18.

[2] 车　明. 天然气在城市能源低碳转型中的作用研究[J]. 城市管理与科技,2023,24(2):35-37.
Che Ming. Study on the role of natural gas in urban energy low-carbon transition [J]. Urban Management and Science & Technology, 2023, 24 (2): 35-37.

[3] 何　玲. 高含硫天然气脱硫脱碳技术研究进展[J]. 化学工程师,2018,32(4):62-66.
He Ling. Research progress of high-sulfur natural gas desulphurization and decarbonization technology [J]. Chemical Engineer, 2018, 32 (4): 62-66.

[4] 李　泽,王宏喜. 天然气脱酸工艺[J]. 云南化工,2017,44(7):18-19.
Li Ze, Wang Hongxi. Natural gas deacidiate process [J]. Yunnan Chemical Technology, 2017, 44 (7): 18-19.

[5] 黄黎明. 高含硫气藏安全清洁高效开发技术新进展[J]. 天然气工业,2015,35(4):1-6.
Huang Liming. New progresses in safe, clean and efficient development technologies for high-sulfur gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35 (4): 1-6.

[6] 李　欣,聂小龙,段　棋,等. 天然气脱硫化氢工艺研究进展[J]. 石油炼制与化工,2025,56(4):33-41.
Li Xin, Nie Xiaolong, Duan Qi, et al. Review of hydrogen

sulfide removal technology from natural gas [J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2025, 56 (4): 33-41.

[7] 王 翀,朱鑫鑫,朱丽君. 天然气中硫化氢深度吸附剂的研究进展[J]. 石油化工,2022,51(11):1354-1360.
Wang Chong, Zhu Xinxin, Zhu Lijun. Research progress of adsorbents for deep removal of hydrogen sulfide from natural gas [J]. Petrochemical Technology, 2022, 51 (11): 1354-1360.

[8] 谭更彬,王志泉,吴钟旺. 天然气脱除硫化氢的研究[J]. 应用化工,2020,49(12):3108-3110.
Tan Gengbin, Wang Zhiquan, Wu Zhongwang. Study on removal of hydrogen sulfide from natural gas [J]. Applied Chemical Industry, 2020, 49 (12): 3108-3110.

[9] Zhang Jianwen, Lei Da, Feng Wenxing. An approach for estimating toxic releases of H_2S-containing natural gas [J]. Journal of Hazardous Materials, 2014, 264: 350-362.

[10] Singh S, Raj A. Investigating the impact of co-combustion of acid gas and hydrogen in the Claus process for efficient sulfur production, contaminant destruction, and low carbon emissions [J]. Gas Science and Engineering, 2025, 134: 205535.

[11] 贠 莹,高 峰. 天然气脱硫脱碳工艺技术进展[J]. 化工管理,2020(19):168-171.
Yun Ying, Gao Feng. Technical progress of desulfurization and decarbonization of natural gas [J]. Chemical Enterprise Management, 2020 (19): 168-171.

[12] 刘 可,王向林,袁庆洪,等. 高酸性天然气脱硫脱碳工艺技术研究[J]. 石油与天然气化工,2020,49(3):14-20.
Liu Ke, Wang Xianglin, Yuan Qinghong, et al. Research on desulfurization and decarbonization process of highly sour natural gas [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2020, 49 (3): 14-20.

[13] Jassim M S. Sensitivity analyses and optimization of a gas sweetening plant for hydrogen sulfide and carbon dioxide capture using methyldiethanolamine solutions [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 36: 175-183.

[14] 李景辉,叶仲斌,吴基荣,等. 醇胺法天然气脱硫脱碳装置有效能分析与节能措施探讨[J]. 现代化工,2018,38(6):186-191.
Li Jinghui, Ye Zhongbin, Wu Jirong, et al. Analysis on effective energy and study on energy saving measures for natural gas desulfurization and decarbonization plant by alcohol amine method [J]. Modern Chemical Industry, 2018, 38 (6): 186-191.

[15] 陈赓良. 天然气脱硫醇工艺评述[J]. 石油与天然气化工,2017,46(5):1-8.
Chen Gengliang. A review on demercaptan process of natural gas [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2017, 46 (5): 1-8.

[16] 刘 博,侯辰光,李 强,等. 天然气脱硫装置工艺参数优化研究[J]. 能源化工,2024,45(5):26-30.
Liu Bo, Hou Chenguang, Li Qiang, et al. Study on optimization of process parameters of natural gas desulfurization unit [J]. Energy Chemical Industry, 2024, 45 (5): 26-30.

[17] 廖 铁,廖品全,苏梦瑶,等. 天然气净化厂脱硫溶液污染物来源及发泡控制措施[J]. 石油与天然气化工,2021,50(1):20-26.
Liao Tie, Liao Pinquan, Su Mengyao, et al. Pollutants source and foaming control measures for desulfurization solution in natural gas purification plant [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2021, 50 (1): 20-26.

[18] 赵长斌,张连怀. 胺液脱硫系统顽固性发泡的原因及对策[J]. 石化技术与应用,2024,42(1):60-63.
Zhao Changbin, Zhang Lianhuai. Causes and countermeasures of refractory foaming in amine solution desulphurization system [J]. Petrochemical Technology & Application, 2024, 42 (1): 60-63.

[19] 张宁峰. MDEA 脱硫胺液发泡原因分析及对策[J]. 石油化工应用,2020,39(3):116-118.
Zhang Ningfeng. Cause analysis and countermeasures of MDEA desulfurization amine solution foaming [J]. Petrochemical Industry Application, 2020, 39 (3): 116-118.

[20] Fouad W A, Berrouk A S. Using mixed tertiary amines for gas sweetening energy requirement reduction [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2013, 11: 12-17.

[21] Liang Meiqing, Zhao Xuezhi, Wang Ji, et al. A comparative study on CO_2-switchable foams stabilized by C22-or C18-tailed tertiary amines [J]. Molecules, 2023, 28 (6): 2567.

[22] Simjoo M, Rezaei T, Andrianov A, et al. Foam stability in the presence of oil: Effect of surfactant concentration and oil type [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2013, 438: 148-158.

[23] Ge Yucong, Wang Zeyu, Yang Li, et al. CO_2 capture performance and foaming mechanism of modified amine-based absorbents: A study based on molecular dynamics [J]. Carbon Capture Science & Technology, 2025, 15: 100384.