

储罐压力控制策略在蒸发气处理系统中的实践研究

杜文锋, 汪洋

(中海油江苏天然气有限责任公司, 江苏 盐城 224553)

摘要 为降低LNG接收站BOG压缩机运行能耗并优化储罐压力控制方式, 在分析不同工况下储罐压力变化规律和压缩机运行对压力影响的基础上, 提出一套基于实际运行状态的BOG压缩机运行优化策略。本研究选取三种代表性储罐液位与外输负荷组合工况, 测试不同压缩机台数下的储罐压力变化趋势, 制定针对非卸船、卸船前与卸船时三类典型工况的压缩机控制逻辑及参数。研究结果表明, 该策略能有效控制储罐压力波动, 保障卸料安全, 延长压缩机设备运行寿命。优化方案实施后压缩机日均运行时长明显下降, 节能效果显著, 具备良好的工程推广价值。

关键词 LNG储罐; 蒸发气处理; BOG压缩机; 压力控制策略; 运行优化

中图分类号: U653

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.02.024

0 引言

随着LNG接收站储罐规模逐渐扩大和节能减排要求不断提升, 合理控制储罐压力成为保障蒸发气处理系统稳定运行的重要环节。BOG压缩机作为关键设备, 其运行方式对储罐压力变化具有显著影响。本研究基于典型工况数据, 结合不同压缩机运行数量与储罐压力的响应关系, 探索适用于卸船与非卸船阶段的运行策略, 旨在为提升系统运行经济性与安全性提供参考。

1 储罐压力与BOG压缩机运行关系分析

1.1 不同工况下储罐压力变化规律测试

国内LNG接收站普遍采用大型全容式储罐结构, 该类储罐由内罐、外罐及夹层绝热系统构成, 内罐承担液体储存功能, 外罐提供结构支撑与二次防护, 夹层内填充高效绝热材料以降低外界热量侵入。在正常运行条件下, 储罐内LNG不可避免地吸收环境热量, 导致部分液体发生相变形成蒸发气, 蒸发气的持续产生是储罐压力变化的主要内因。蒸发气生成速率受储罐液位高度、罐内外温差、外输工况及绝热性能等因素共同影响, 当蒸发气未能及时外排或处理时, 罐内压力将逐步升高。因此, 准确掌握不同运行工况下储罐压力的变化规律, 是制定BOG压缩机运行策略与压力控制参数的重要基础。为深入掌握在不同工况条件下的压力变化趋势, 结合站内典型运行场景, 选取

三个具有代表性的液位与外输组合情况作为试验对象, 开展压力监测测试。测试采用罐顶压力变送器配合实时数据采集系统, 按10分钟间隔记录压力变化, 确保动态过程反映真实运行特性^[1]。表1汇总了本次测试所采用的三种工况参数设置。

表1 LNG储罐运行工况参数对比

工况	储罐平均液位(米)	气态外输计划(万方)	液态外输计划(车)
工况1	18.2	1 450	180
工况2	17.6	1 350	120
工况3	16	700	300

测试数据显示, 在工况1下, 液位较高且气态外输量较大, 系统整体处于蒸发气生成与排放量均高的状态, 压力波动明显快于其他工况; 工况2的液位略低, 外输负荷与工况1接近, 但表现出相对平缓的压力变化趋势; 工况3中液位最低, 气态外输计划明显下降而液态外输计划显著增加, 导致储罐自身压力释放路径以液态为主, 蒸发气累积速率低于前两种工况, 整体压力变化更为平稳。

1.2 压缩机运行数量对储罐压力的影响分析

在上述三种工况条件下, 分别测试1台、2台与3台BOG压缩机并联运行对储罐压力控制效果的影响。各试验在同一时间段内开展, 采用固定储罐起始压力,

作者简介: 杜文锋(1983-), 男, 专科, 工程师, 研究方向: 液化天然气接收站技术管理。

并维持其他边界条件不变，确保变量单一性与对比有效性。以工况 1 为例，在 1 台压缩机运行条件下，储罐压力每 2 小时平均上升 0.5 KPag，至第 6 小时累积上升至约 1.2 KPag，之后呈现趋缓态势，每两小时上升幅度下降至 0.06 KPag。2 台压缩机运行时，初始阶段压力每 2 小时下降约 0.6 KPag，至第 6 小时下降 1.3 KPag，之后下降速率放缓为每两小时 0.1 KPag。3 台压缩机联合运行时，前期下降速率与 2 台运行相近，6 小时累计下降 1.1 KPag，后续稳定在每两小时下降 0.06 KPag 左右^[2]。

在工况 2 中，1 台压缩机运行时的初期储罐压力略有下降后逐步上升，总体控制效果有限；2 台压缩机运行状态下压力下降幅度保持在每小时 0.25 KPag 左右，6 小时后累计下降值为 1.3 KPag；3 台压缩机运行表现出更为快速的压力下降趋势，但在第 8 小时后下降速率明显减缓，表明蒸发气已逐步压缩完毕，储罐内部趋于压力稳定。工况 3 数据则表明，在液态外输量显著上升的情形下，1 台压缩机运行时储罐压力仍缓慢下降，12 小时内下降幅度约为 1.0 KPag，2 台压缩机运行下降至约 1.8 KPag，3 台压缩机最大下降幅度达 2.2 KPag，前 6 小时为主要变化阶段，之后基本稳定。

表 2 反映出压缩机运行数量与储罐压力控制效果存在显著相关性。在蒸发气生成量较大的工况 1 与工况 2 中，2 台压缩机运行能够基本稳定维持压力不升，3 台压缩机则可实现压力快速下降。而在蒸发气累积速度相对较低的工况 3 中，多台压缩机运行的优势体现不如前两种工况明显，甚至可能造成能源浪费。总体来看，储罐压力在前 6 小时变化最为显著，压缩机运行控制策略应主要聚焦这一阶段的调度优化，后续阶段则可适度回收运行台数以降低电耗负担。

表 2 不同压缩机运行数量下储罐压力变化趋势 (KPag)

工况	压缩机 台数	运行时间						
		0 h	2 h	4 h	6 h	8 h	10 h	12 h
工况 1	单台	21.0	21.5	21.9	22.2	22.3	22.4	22.5
工况 1	两台	21.0	20.4	19.9	19.7	19.6	19.5	19.5
工况 1	三台	21.0	20.5	19.8	19.6	19.5	19.4	19.4
工况 2	单台	22.5	22.8	23.0	23.2	23.3	23.4	23.5
工况 2	两台	22.5	21.8	21.2	20.9	20.8	20.7	20.6
工况 2	三台	22.5	21.6	20.7	20.3	20.2	20.1	20.0
工况 3	单台	23.0	22.5	22.0	21.8	21.6	21.5	21.4
工况 3	两台	23.0	22.0	21.2	20.8	20.6	20.5	20.4
工况 3	三台	23.0	21.6	20.5	20.0	19.8	19.7	19.6

2 储罐压力控制策略制定

2.1 非卸船工况压缩机运行策略

在非卸船工况下，LNG 储罐液位处于相对稳定状态，外输节奏以气态与液态双通道为主，储罐压力变化幅度有限。依据前期测试中不同压缩机台数下的压力响应规律，非卸船工况采用逐级判断与动态调整原则。正常情况下保持 1 台压缩机运行，当储罐压力达到 23.0 KPag 且具备持续上升趋势时，启动第 2 台压缩机运行，若压力上升后未显著回落，在维持一定时间后仍持续增长，且超过 23.5 KPag 则投入第 3 台压缩机参与运行^[3]。当压力下降至 21.0 KPag 以下并维持稳定下降速率，且连续 4 小时内压力下降小于每 2 小时 0.2 KPag 时，可考虑停止第 2 台压缩机，保留 1 台持续运行。若进一步下降至 22.0 KPag 以下且压力波动维持小幅变化，则可关闭第 3 台压缩机，仅保留 2 台压缩机运行。该运行模式通过对储罐压力拐点识别、上升趋势判断与变化速率评估，动态调整运行台数，实现压缩机运行的实时响应与精准控制。在港无船作业期间，该策略以最低运行台数支撑系统稳定，兼顾系统安全与节能要求。

2.2 卸船工况压缩机运行策略

卸船工况压力控制策略需细分为卸料前阶段与卸料执行阶段，前者侧重维持卸料准备条件，后者关注卸料过程中储罐压力波动管理。在卸料前阶段，随着 LNG 船舶接靠与引航员登轮，卸料系统进入预冷准备状态，蒸发气释放速率显著上升，若控制不及时可能导致储罐压力接近上限。策略要求储罐压力需提前维持在 21.0 KPag 以内，尽量向 20 KPag 靠近，为后续卸料阶段预留足够压力空间。当已有 1 台压缩机运行且储罐压力在 21.0 KPag 以上并呈缓慢下降趋势，每 2 小时压力下降值接近 0.3 KPag 时，需启动第 2 台压缩机。当已有 2 台运行且压力下降趋势不明显，或压力值接近 22.0 KPag，且下降幅度不足以覆盖蒸发气增量时，需启用第 3 台压缩机。进入正式卸料阶段后，压缩机运行策略需根据进料方式动态匹配，若卸料过程中包含一期储罐下液操作，储罐中 LNG 与已存液相接触产生剧烈闪蒸，压力迅速上升，此时要求至少运行 2 台压缩机以保障压力快速释放。当储罐压力在 21.0 ~ 23.0 KPag 之间，运行 2 台压缩机；压力超过 23.0 KPag 并继续上升时投入 3 台联合运行。若卸料方式不包含一期储罐下液过程，蒸发气释放量相对平稳，储罐压力控制可适度放缓，当压力低于 20.0 KPag 且每 2 小时下降速率维持在 0.3 KPag 左右时，仅运行 1 台压缩机即可维持稳定运行。当压力处于 20.0 ~ 22.0 KPag

范围内时,建议运行2台压缩机进行调节;当压力超过22.0 kPag并持续上升时,则需投入3台压缩机保障卸料安全。压缩机投入与退出应根据阀门开启状态与卸料阶段转换点进行同步调整,结合预冷、换热与气液转化特性,动态调节运行模式,避免储罐因压力异常而触发保护措施^[4]。卸船工况中对压缩机调控的及时性直接关系到卸料流程连续性,合理控制可有效提升船舶接卸效率与岸站运行安全水平。

2.3 控制原则与参数设定

压缩机运行控制以储罐压力变化趋势为主导判据,结合实际液位高度、进出站物料流量及环境换热条件,构建以“趋势识别+阈值判断+响应调节”为核心的控制体系。储罐压力上升趋势采用2小时区间平均值判定,若区间内压力上升值超过0.5 kPag且无显著波动反转,即判定为持续上升趋势,需投入额外压缩机增强蒸发气处理能力。下降趋势判断原则为连续两个周期压力下降值超过0.2 kPag且无反弹迹象,若区间内下降值低于0.1 kPag则视为下降趋缓,需适当减少运行台数防止过度抽吸造成能耗浪费。在压力临界值设定方面,非卸船工况下高限建议设为23.5 kPag,低限设为21.0 kPag,卸船阶段根据蒸发气集中释放特性将高限设为24.0 kPag,低限设为20.0 kPag。液位控制参数主要作为运行补充依据,当储罐液位接近上限时调节压力响应速度,避免因液相膨胀造成压力突升。进料阀启闭顺序严格遵循比例控制原则,在卸料启动前阶段保持阀门10%~20%阶梯开度,预留蒸发气缓冲空间。切舱过程需以5分钟为单位缓慢开阀,避免压力急剧上升。在切换压缩机运行状态时要求控制操作频次,每4小时内压缩机启停不超过1次,避免频繁操作造成设备机械冲击与系统节奏失衡。控制系统建议引入分时电价优化模块,在11:00至13:00与22:00至08:00等低谷电价区间内优先安排多台运行任务,高峰时段则压缩运行规模,在不影响压力安全边界的前提下实现经济运行目标^[5]。

3 储罐压力控制策略实施与运行优化

3.1 分时电价下的运行时机选择

BOG压缩机运行时间直接影响接收站电力成本,结合分时电价机制进行策略调整具有现实意义。站内电价通常划分为低谷、平段与高峰时段,低谷为22时至次日8时与11时至13时,平段为8时至11时与13时至18时,高峰为18时至22时。在控制策略中设置电价识别模块,可使压缩机在压力允许范围内优先安排于低谷时段运行。在夜间22时至次日6时,将目标压力区间下移至20.0 kPag或更低,非卸船工况中可

提前开启第2台压缩机提升抽气效率,减轻高电价时段的运行负担。卸船准备阶段若预计进入高峰区间,可提前处理压力,缩短高负荷时间。卸料时如需3台压缩机并联运行,可结合卸船节奏错峰启动,尽量避开高峰。控制系统需具备电价联动功能,实现运行时机与储罐压力变化的协同调整^[6]。

3.2 关键操作要点与注意事项

压缩机运行需依据储罐压力趋势与蒸发气特性进行动态调节,避免以瞬时波动为依据进行启停。判断压力变化需结合连续采样周期与液位、温度等参数,确保判断准确性。压缩机启停频率建议每日不超过两次,间隔不少于4小时,避免因频繁操作引发设备疲劳或系统不稳定。卸料前阶段的压力预降应在压力上升拐点前完成,防止蒸发气集中释放造成响应滞后。卸料期间应结合阀门开度与切舱节奏调整压缩机运行台数,避免闪蒸引发压力突升。切舱操作需分步进行,每步间隔控制在5分钟至10分钟,保留足够气相空间缓冲压力波动。压缩机多台运行时需保持负荷均衡,采用运行时长均摊策略提升设备利用效率。高温或强热负荷条件下应适当下调压力控制上限,减少突发蒸发气量积累。运行人员需熟悉策略逻辑与关键参数,定期开展演练与复核,在远程监控系统支持下建立报警联动机制,提升响应速度与调节精度。

4 结语

本研究基于LNG接收站储罐压力变化特性,构建了分时段、分阶段的BOG压缩机运行控制策略,明确了各运行条件下的压力阈值与启停逻辑,结合分时电价优化手段,实现了运行成本与系统安全的双重提升。实际应用结果表明,该策略具备良好的适应性与可操作性,能够有效降低压缩机能耗并平稳调控储罐压力,为类似工程提供了可推广的运行优化路径与管理依据。

参考文献:

- [1] 赵保林,王海,王海波,等.丁烷全冷冻储罐蒸发气处理方案优化探讨[J].化肥设计,2024,62(02):24-26.
- [2] 龙德才.LNG接收站BOG产生及储罐压力控制研究[J].广州化工,2024,52(03):157-160.
- [3] 同[2].
- [4] 黄毅雄.LNG接收站蒸发气处理工艺研究[J].辽宁化工,2023,52(11):1620-1622,1626.
- [5] 陈烨,郭梁,杨少柒,等.液氢零蒸发储存系统研究现状与展望[J].真空与低温,2023,29(05):447-458.
- [6] 林本卿.基于普遍化压缩因子对小型LNG储罐蒸发气的计算研究[J].辽宁化工,2022,51(06):857-859,869.