

混合冷剂制冷循环在 LNG 工艺中的应用研究

郭锋

内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司

摘要: 本文以内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限公司 LNG 装置为依托,研究了混合冷剂节流制冷循环在天然气液化工艺中的应用。介绍了混合冷剂的组成及各组分热力特性,分析了压缩、冷却、节流和换热等关键环节的工艺流程。通过运行参数评估系统能效,结合在线分析仪表数据,探讨了安全控制策略与冷剂组分调节机制。结果表明,该系统结构紧凑、能效高、控制灵活,适用于中型 LNG 装置的节能改造与稳定运行。

关键词: LNG 液化;混合冷剂;节流制冷;能效优化

天然气液化是实现储运便利化的重要环节,其中低温制冷技术是核心工艺。为提升液化效率与系统稳定性,混合冷剂节流制冷循环逐步取代传统阶梯式制冷方式。本文结合具体装置运行实例,对其构成原理与应用成效展开分析。

1 混合冷剂制冷循环工艺原理

1.1 混合冷剂构成与热力特性

1) N_2 、 CH_4 、 C_2H_4 、 C_3H_8 、 $i-C_5H_{12}$ 各组分功能。混合制冷剂制冷系统中的制冷剂,主要由氮气、甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷等物质按照一定比例混合而成。此种制冷方式大大降低了制冷能耗,同时减低了设备维护量。各组分沸点不同,协同构成从常温至 -162°C 范围内多个冷量平台,满足 LNG 降温全过程热负荷需求。轻组分(如 N_2 、 CH_4)负责低温段,重组分(如 C_3H_8 、 $i-C_5$)为中高温段供冷,形成分布式冷能输出结构^[1]。

2) 多组分冷剂逐级冷凝/蒸发特性。利用多组分混合制冷剂,各组分沸点不同,部分冷凝的特点,进行逐级冷

凝、蒸发、节流膨胀得到不同温度水平的制冷量,以达到逐步冷却和液化天然气的目的。与单一工质相比,混合冷剂可在多个热力学平台提供持续稳定的换热能力,实现精准分布式换热,显著提升换热效率与冷能利用率。

1.2 制冷循环原理与流程

1) 压缩-冷却-节流-换热-复温过程。冰机制冷是利用高压液体在低压下蒸发,在等温条件下从外界吸收热量,利用液体汽化的相变热吸收热量,来达到制冷的目的。本装置制冷系统采用“混合冷剂节流制冷”工艺,天然气液化所需的冷量由混合冷剂节流提供。混合冷剂经多级压缩、冷却后进入板翅式换热器换热降温,节流后为各换热段提供冷量,完成闭路循环。

2) 热量转移路径与温降过程分析。混合冷剂系统中,液相冷剂经节流后进入板翅式换热器,从天然气流中吸热汽化;气相冷剂则通过主换热器、再沸器、塔顶冷凝器等逐级降温并输出冷量;随后经过多级复温再进入压缩机入口。整套系统实现了从 0°C 到 -162°C 冷

量的分段输出及热量逐级回收,冷量分配效率高,系统能耗低^[2]。

2 混合冷剂制冷系统工程应用设计

2.1 分离器、节流阀配置及流程安排

制冷系统各级压缩后均配有水冷却器与分离器,确保气液相有效分离,提升换热效率。

一级压缩后混合冷剂经水冷却器(752-W101)冷却至 40°C ,进入一级分离器(752-B101)进行气液分离,液相直接送入冷箱节流降压供冷。二级压缩后则进入二级分离器(752-B102),分离出的液体经节流阀(LV752102)为主换热器(751-W401)提供冷量。部分高压气相冷剂进一步进入精馏塔顶部冷凝器与再沸器,通过节流阀(HV751406)实现不同温区冷量输出,完成分级供冷布置,精馏塔工作流程如图1所示。

2.2 工艺流程详述

1) 一级压缩+冷却+气液分离路径。来自混合冷剂平衡罐的混合冷

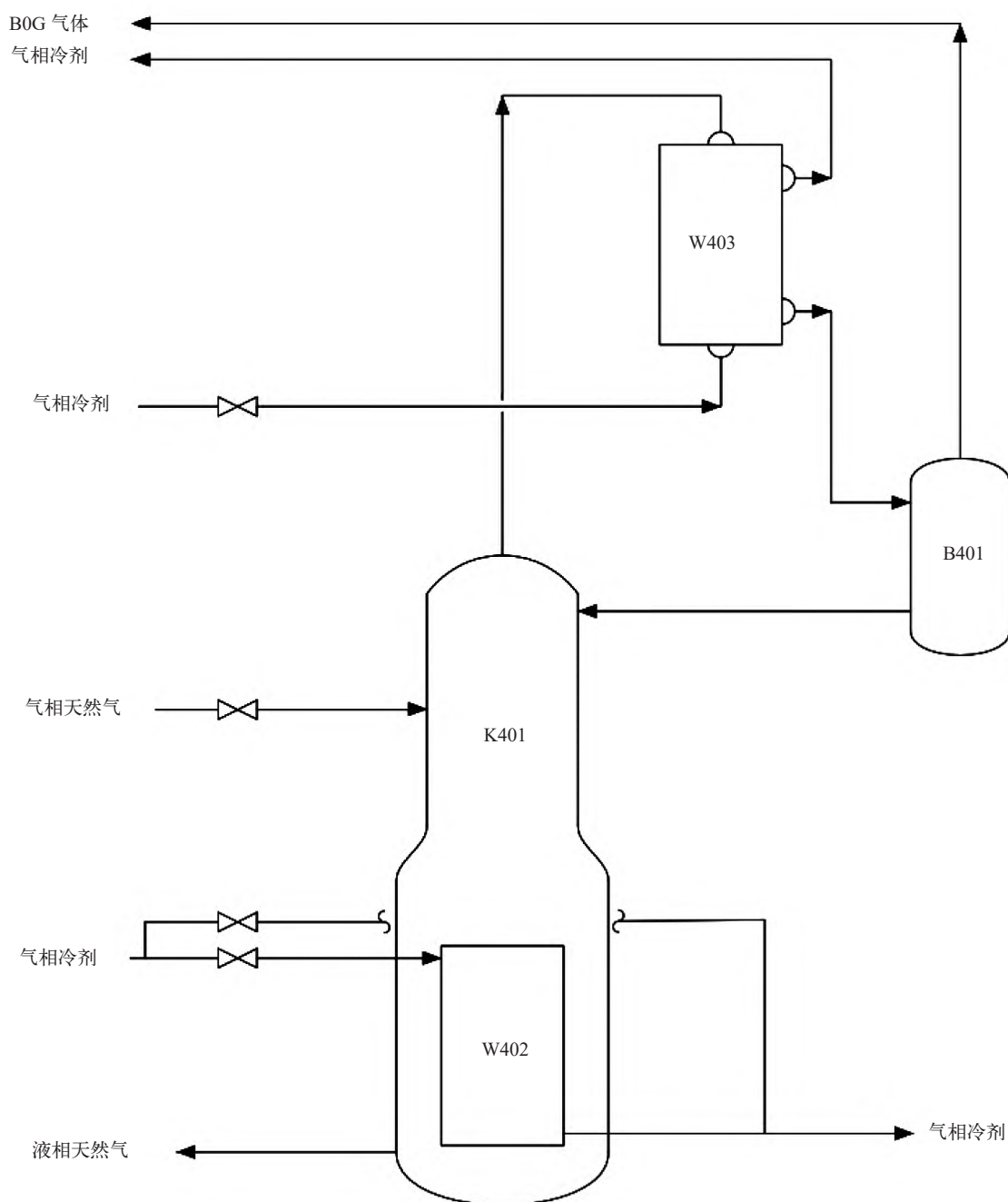


图 1 精馏塔工作流程图

剂首先进入压缩机一级压缩段，被压缩至 0.9 MPa 后送入一级水冷器（752-W101），冷却至 40℃。经冷却后的混合冷剂进入一级分离器（752-B101）进行气液分离。分离得到的液相部分直接进入冷箱，通过板式换热器进行降温，并经节流阀（LV752101）减压至 0.25 MPa 后汽化，向天然气侧提供第一段冷量。

2) 二级压缩 + 冷却 + 节流膨胀路径。一级分离器的气相组分进入压缩机的二级压缩段，进一步压缩至 3.2 MPa 后，通过二级水冷器（752-W102）再次冷却至 40℃，随后进入二级分离器（752-B102）进行二次气液分离。液相进入冷箱主换热器降温，节流后为板式换热器提供中低温冷量，部分高压气相则送入精馏塔相关装置，实现更深冷

工况的制冷供能^[3]。

3) 精馏塔冷凝与再沸换热段供冷分析。在 LNG 精馏塔系统中，节流后的深冷混合冷剂分别用于塔釜再沸器（751-W402）与塔顶冷凝器（751-W403）供冷。塔釜使用 3.1 MPa、-112℃ 混合冷剂提供加热作用，使甲烷不断提纯；塔顶冷凝器则通过冷剂汽化降温，回收甲烷气并促使其液化返回塔内，未冷凝

表 1 在线分析仪表

序号	位 号	名 称	单位	设计 操作值	操作值	报警值			
						HH	H	L	LL
1	AIA-751301a	天然气 CO ₂ 含量分析	ppm	20	< 20	50			
2	AIA-751301b	天然气 H ₂ O 含量分析	℃	-76	< 76	-65			
3	AIA-751501-1	色谱分析仪—氮气	%	11	—				
4	AIA-751501-2	色谱分析仪—甲烷	%	25	—				
5	AIA-751501-3	色谱分析仪—乙烯	%	28.8	—				
6	AIA-751501-4	色谱分析仪—丙烷	%	18.2	—				
7	AIA-751501-5	色谱分析仪—异戊烷	%	17	—				

部分为富氮气，后续回收利用。此设计充分利用不同压段制冷剂的热力特性，实现塔内高效热质交换。

4) 混合制冷剂回收与系统闭环控制逻辑。经过各冷段吸热后的混合制冷剂逐级复温后，最终汇合并返回混合制冷剂平衡罐(751-B501),完成闭路循环。此外，为应对装置开停工等非稳态工况，系统设置了高压制冷剂回收罐（751-B502），用于暂存升温后气化的制冷剂，防止系统超压或制冷剂损耗。混合制冷剂组分由在线色谱分析仪监控，其补充可通过平衡罐统一进行，实现组分控制、循环平衡和闭环管理的智能化运行目标。

3 运行参数与性能分析

3.1 热力参数与能效评估

1) 压缩压力、节流温度、混合比例调控。本装置采用两段六级压缩结构，混合制冷剂在一级压缩后压力达到 0.9 MPa，在二级压缩后升至 3.2 MPa，其后通过分离器进入冷箱进行节流膨胀。节流后液体混合制冷剂降至 0.25 MPa 和更低压力段，依靠汽化吸热为板翅式换热器提供冷量，确保天然气降温至 -140℃，最终实现 LNG 产品出口温度约 -160℃。系统对混合制冷剂组分进行动态调控，包括 N₂、CH₄、C₂H₄、C₃H₈、i-C₃H₁₂ 在内的各组分比例通过在线色谱分析实时检测，并在混合制冷剂平衡罐（751-B501）入口进行精准补充，以保障多温区供冷的匹配性和节流效果^[4]。

2) 典型操作值与系统 COP 评估。根据在线分析仪表数据，见表 1，系统运行时 CO₂ 含量低于 20 ppm，干气露点控制在 -76℃ 以下，液化效率与气质控制良好。压缩机功耗与单位冷量输出比值维持在较优水平，初步估算系统综合 COP（Coefficient of Performance）约为 0.3 ~ 0.4, 优于传统阶梯式压缩系统。系统的多段节流和分级供冷策略有效提升了能效比，特别适用于 70×10⁴ m³/d LNG 装置规模，具备良好的负荷响应与节能潜力。

3.2 安全控制策略

1) 在线分析仪表监控。制冷系统配置多路在线色谱分析仪与专用气体检测器，实现运行状态实时监控。具体包括天然气中 CO₂ 含量分析仪（AIA-751301a）、H₂O 含量分析仪（AIA-751301b）和混合制冷剂中五种主要组分的色谱分析仪（AIA-751501-1 至 -5）。

其中 CO₂ 报警上限设为 50 ppm，H₂O 报警设为 -65℃，确保液化系统在安全干燥条件下运行，防止冷箱结冰和

设备冻堵。

2) 压缩机级联锁与放空控制。系统压缩机配置有自动联锁保护机制。若一级或二级压缩压力异常升高，将自动联动切断相应进出口阀门，触发放空装置将压力释放至安全水平。同时设有程控阀、紧急切断阀、安全阀等多重保护装置，如当出稳压计量撬块压力超过 5.98 MPa 时，安全阀 751SV101a/b 跳闸进行泄压，保障设备及人员安全。

3) 高压制冷剂回收罐的安全功能。为应对停车期间冷剂系统温升及蒸发引起的压力升高，装置专设高压制冷剂回收罐（751-B502），高压制冷剂回收流程如图 2 所示。该设备能储存系统中多余的气化制冷剂，有效防止压缩机启动困难和系统超压。必要时可通过压缩机入口泄压阀门进行控制，实现制冷剂不排放、系统不超压的绿色安全控制目标。

3.3 节能效益与经济性分析

1) 节能率与制冷剂提取可行性。本装置混合制冷剂系统设计充分考虑了从天然气中提取部分组分（如甲烷）作为制冷剂原料的可能性。

装置运行稳定时，部分制冷剂可通过冷剂平衡罐入口补充，实现资源内循环。系统采用单回路压缩节流方式，结构简洁，冷量分配集中可控。根据实际运行数据，与传统阶式制冷方式相比，预计节能率可达 15% ~ 20%，制冷剂使用效率和循环利用率均较高。

2) 与多级阶式制冷系统的投资与运行对比。相比于阶式制冷系统，其优

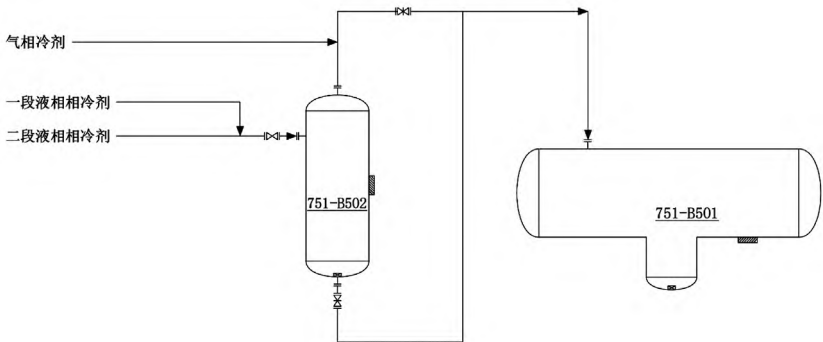


图 2 高压制冷剂回收流程

点是：机组少、流程简单、投资省，投资比阶式制冷循环少 15% ~ 20%；管理方便；制冷剂可从天然气中提取和补充。混合冷剂系统不仅设备台数少、布局紧凑，而且能耗更低、故障点更少，减少了长期运行中的维护成本。

特别是在技改或扩产项目中，该系统可在不新增高压压缩级的基础上实现冷量提升，具有良好的工程经济性与推广价值。

4 混合冷剂系统运行优化建议

4.1 冷剂组分优化与在线监测

1) 不同比例对换热效率的影响。混合冷剂由氮气、甲烷、乙烯、丙烷和异戊烷等多种组分构成，其比例配置直接影响各温区的制冷能力。不同组分沸点差异显著， N_2 与 CH_4 适用于低温段（-160℃以下）换热， C_3H_8 与 $i-C_5H_{12}$ 则承担中高温段（-40℃ ~ -100℃）冷量输出。比例配置不当将导致特定温区换热不足或冷剂过早蒸发，降低冷能利用率。因此，应结合实际天然气进气负荷、LNG 出液温度和精馏塔热负荷，动态调整混合比例以优化换热效率，提升整体系统能效。

2) 色谱分析反馈机制与组分动态调节。装置设有多组在线色谱分析仪（AIA-751501-1 至 -5），分别监测氮气、甲烷、乙烯、丙烷和异戊烷浓度。通过实时数据反馈，可精准掌握冷剂配比状态。当系统检测到某组分浓度偏离设计值时，可通过冷剂平衡罐（751-B501）入口自动调节补充组分，实现闭环控制。该机制可避免冷剂组成波动对节流过程、板翅换热器负载及精馏塔运行的影响，提高系统适应性及稳定性。

4.2 冷剂补充与回收管理

1) 乙烯、丙烷、异戊烷的补充路径。为维持制冷剂系统浓度与压力的稳定运行，系统设置了完备的补充机制。乙烯采用低温带压储槽（753-B101），经乙烯空温器（753-W101）汽化后进入冷剂补充管线；丙烷与异戊烷则储存在 21 m³ 常温带压容器中，与压缩机一级出口的热气混合汽化后，经配管统一进入混合冷剂平衡罐（751-B501）中。上述路径设计确保各组分能在液化系统运行中实现精准快速补充，满足冷负荷变化的实时调节需求^[5]。

2) 高压冷剂回收罐应用效果评估。在装置停车后，由于冷箱与管道系统的冷剂温度缓慢升高，易导致压力持续上升。为应对此类情况，系统专设高压冷剂回收罐（751-B502），用于存储膨胀气体。该设备可显著缓解压缩机重启前的超压风险，避免将多余冷剂排放至放空系统，从而兼顾了设备安全与环保目标。

4.3 开停车与异常工况处理策略

1) 停车后升压缓释方案。装置停车后，系统内残余冷剂因环境温度升高而逐步气化，造成系统压力上升。根据设计，冷剂温度缓慢升高，容易挥发的组分气化使系统压力升高，这种升温增压过程可能持续一个星期使系统达到稳定。当系统压力接近安全上限时，可通过高压冷剂回收罐进行吸收存储；如仍不足以控制压力，则可通过阀门从压缩机入口泄压以降低系统的压力，而不需要将所有的冷剂排掉。

2) 开车过程冷剂调配与流程调整要点。装置启动时应优先对冷剂配比、压缩级联、换热器前温度进行动态核

查。建议首先确认混合冷剂平衡罐储液充足、在线色谱组成稳定，然后依次启动压缩机一级、二级压缩段，结合节流阀控制调节板翅换热器各段温度。在初期负荷未满足状态下，应合理控制精馏塔热负荷，避免冷量集中引起结霜或换热效率突变。

5 结语

通过对混合冷剂制冷系统的结构设计、运行参数、安全控制及优化策略的全面梳理，验证了该系统在 LNG 液化工艺中具有良好的运行稳定性和显著的节能优势。尤其在负荷适应性、冷剂调控灵活性和非稳态运行应对方面表现出较强的工程适配性。后续可进一步研究智能调控与深冷热集成路径，以推动其在更大规模 LNG 装置中的推广应用。

参考文献：

- [1] 孙允会，孙春福，李姜楠. LNG 储罐安全泄放装置的选用 [J]. 化工机械, 2025, 52 (01):179-184.
- [2] 王炎兵，张宏，夏梦莹，等. LNG 储罐进液管道应力状态计算及潜在失效风险识别 [J]. 油气储运, 2025, 44 (05):528-538.
- [3] 李文彬. LNG 罐内 BOG 应用于卸料总管预冷的研究 [J]. 石化技术, 2024, 31 (10):39-41.
- [4] 姜英宇，张奕，艾绍平. LNG 接收站节能减排措施 [J]. 煤气与热力, 2024, 44 (09):9-11.
- [5] 刘洋. LNG 接收站试运投产工艺改进及应用 [J]. 油气储运, 2023, 42 (12):1383-1389.