

引文: 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.

LIU Yang. Improvement and application of trial operation technology for LNG receiving terminal[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(12): 1383-1389.

LNG接收站试运投产工艺改进及应用

刘洋

国家管网集团深圳天然气有限公司

摘要: LNG接收站是中国接收进口LNG资源的重要中转站,但目前仍存在试运投产成本高、物料消耗大、试车时间长等问题。为此,以国家管网集团深圳天然气有限公司LNG接收站试运投产为例,对低温管道预冷及填充、LNG储罐预冷及BOG系统试车4个流程进行了工艺改进,并开展了试运投产实践应用,结果表明:利用液氮对低温管道预冷可实现卸料总管、码头保冷循环管道、LNG低压输出管道的同步预冷和填充,并可对预冷卸料总管后的氮气进行二次利用;对先预冷好的储罐进行小流量卸料的同时,即启动下一个储罐的预冷,可实现两个储罐预冷完成后同时全速卸料;改进后的工艺实现了试运投产物料消耗有效降低、节约了试车成本,同时缩短了试运投产时间,保障了试运投产过程安全。研究成果可为保障LNG接收站试运投产安全、平稳、高效进行提供实践参考。(图3,表1,参22)

关键词: LNG接收站; 试运投产; 工艺改进; 液氮预冷; 储罐预冷; 试车流程

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2023)12-1383-07

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2023.12.008

Improvement and application of trial operation technology for LNG receiving terminal

LIU Yang

PipeChina Shenzhen Natural Gas Co. Ltd.

Abstract: LNG receiving terminal, as an important transfer station for China to receive imported LNG resources, still has problems such as high trial operation costs, large material consumption and long trial operation time. In response to this, technology improvement was implemented in the four processes of pipeline precooling, unloading pipeline filling, tank precooling and BOG system trial operation based on the trial operation of the LNG receiving terminal of PipeChina Shenzhen Natural Gas Co. Ltd., and the trial operation technology was applied practically. The results show that: pipeline precooling with liquid nitrogen could realize the precooling and filling of the unloading pipeline, the wharf circulation pipeline for cold insulation and the low-pressure LNG export pipeline at the same time, and the nitrogen can be recycled after precooling the unloading pipeline. Besides, the precooling of the next tank can be started while the first precooled tank is unloaded at a small flow. Thus, the two precooled tanks can be unloaded at full flow simultaneously. In addition, the improved technology optimization method effectively reduces the material consumption of trial operation, saves the trial operation cost, and shortens the time for trial operation, thereby ensuring the safety of trial operation. Generally, the research results could provide a practical reference for the safe, stable and efficient trial operation of LNG receiving terminals. (3 Figures, 1 Table, 22 References)

Key words: LNG receiving terminal, trial operation, process improvement, liquid nitrogen precooling, tank precooling, test process

LNG接收站是接收、存储、气化、外输天然气的中转站,是中国接收进口LNG资源的重要中转站,其建设情况将直接影响中国的LNG供应能力^[1-3]。近年来,随着中国对LNG需求逐年增加,LNG接收站

数量呈快速上涨趋势,且仍有一大批LNG接收站建设规划正在落地,以强化LNG接收储存能力,预计到2030年,接收站数量将达到47座左右^[4-6]。同时,全球LNG生产与贸易日趋活跃,LNG已成为稀缺清洁资

源,并成为世界油气工业新的热点。为保证能源供应多元化、改善能源消费结构,能源消费大国愈发重视 LNG 的引进,日本、韩国、美国、欧洲均在大规模兴建 LNG 接收站^[7]。

目前,LNG 接收站试运投产依然存在成本高、物料消耗大、试运投产时间长等一系列难题。如何有效降低 LNG 物料的试车消耗,实现节能减排与降本增效,已成为 LNG 接收站试运投产过程中的热点问题^[8-10]。中国 LNG 接收站试运投产模式及工艺的发展主要经历了从国外团队辅助试运投产到自主进行、从卸料管道预冷的船方 BOG 介质到液氮介质、从首船试运预冷 1 个储罐到分别预冷 2 个储罐等阶段。但目前受限于液氮预冷主工艺后低温氮气的冷能未能充分再利用、冷却管道后的低温氮气就地排放不安全、各系统试运投产过程未达到无缝衔接、相关工艺改进与流程设置缺乏整体化理念等,LNG 首船接卸试运投

产时间较长,导致物料消耗大、试车成本高^[11-16]。

为此,以国家管网集团深圳天然气有限公司 LNG 接收站(简称深圳 LNG 接收站)试运投产为例,提出低温氮气冷能再利用与安全排放工艺,充分利用冷能梯度节约预冷物料并减少 BOG 排放,同时对关键流程进行工艺改进使各系统试运流程有效衔接以节约时间,以期保障 LNG 接收站试运投产安全、平稳、高效进行。

1 工程概况

深圳 LNG 接收站(图 1)的设计建设规模达到 400×10^4 t/a,共建设有 4 座 16×10^4 m³ 的 LNG 储罐及 $3\ 000 \times 10^4$ m³/d 的生产气化设施,且有 1 个 $8 \times 10^4 \sim 26.6 \times 10^4$ m³ 的 LNG 船接卸泊位。其配套气化外输管道有深燃联络线、大鹏联络线、广东省管网联通线,可与国家管网集团管道互联互通。

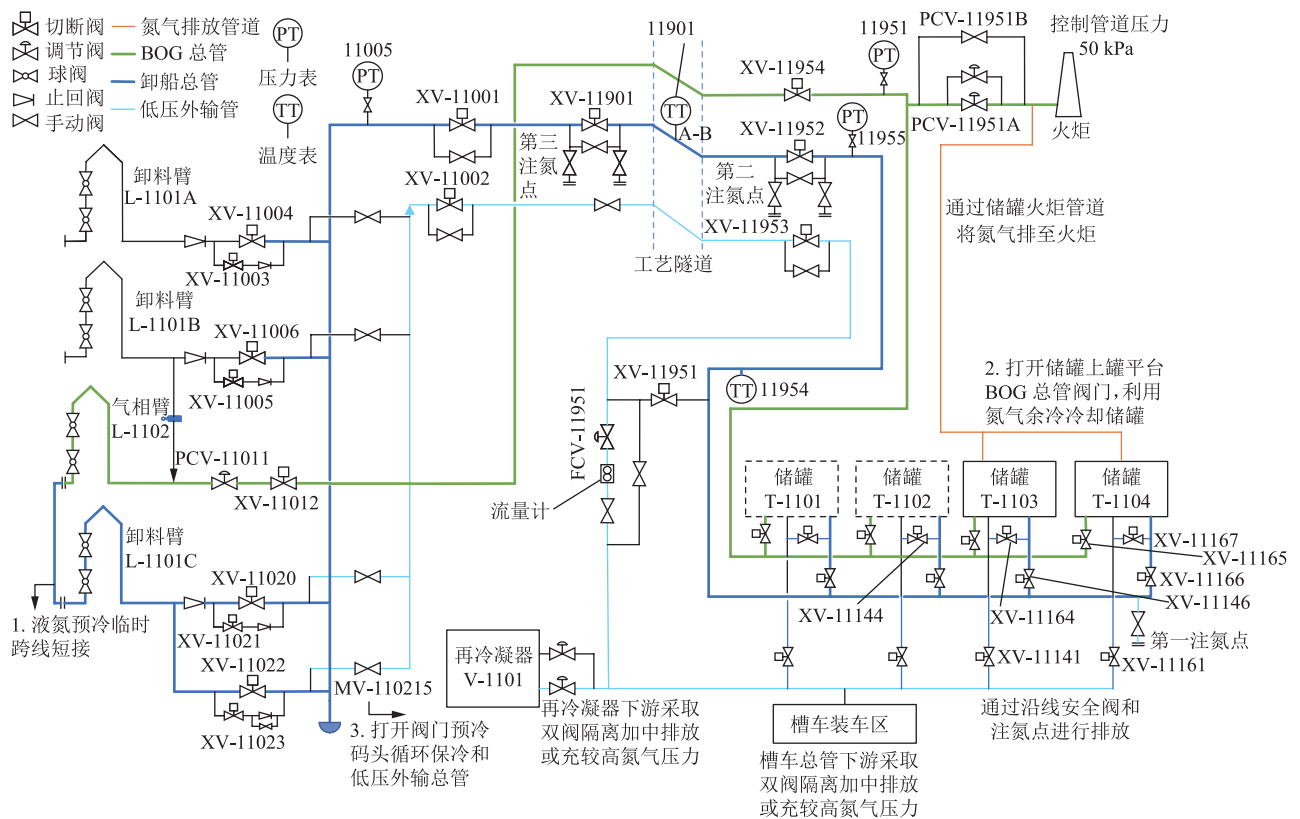


图 1 深圳 LNG 接收站工艺流程示意图

Fig. 1 Process flow of Shenzhen LNG receiving terminal

LNG 接收站试运投产流程包括生产准备、预试车及试运投产 3 个阶段。生产准备工作包括组织机构准备、生产人员准备、体系文件准备、政府许可准备、技术准备、生产物资准备、外部条件准备以及运营承包商准备;预试车包括设备单试、公用工程试运行、电气仪表

调试等;试运投产涉及 LNG 卸料与码头冷循环系统、LNG 储罐系统、气体返回系统、低压输送系统、BOG 压缩机系统、再冷凝器、高压泵及高压输出系统、汽化器、LNG 排净系统、NG 计量输出系统、火炬系统及 LNG 槽车装车系统等诸多系统^[17-20]。深圳 LNG 接收

站试运投产主要步骤为:①在首艘 LNG 船舶靠泊后,利用船方汽化器产生的低温 BOG 对岸方的低温管道与设备进行预冷,一般先预冷填充码头气相返回管道、卸船总管、码头冷循环管道及低压输出总管^[11];②对 LNG 储罐进行 BOG 置换、LNG 喷淋预冷、填充并建立液位,接收 LNG 船舶卸料;③对 LNG 低压泵进行性能测试,之后启动低压泵,建立低压 LNG 输出、码头保冷循环;④预冷高压 LNG 系统并对 LNG 高压泵进行性能测试;⑤进行 BOG 压缩机性能测试、再冷凝器与下游管道预冷、填充 LNG 与开架式气化器(Open Rack Vaporizers, ORV)预冷,建立接收站零输出保冷循环;⑥向下游用户输送高压 NG;⑦预冷槽车充装系统并填充 LNG,建立槽车保冷循环,进行试装车;⑧高压外输管道置换、升压,向下游用户正式供气。

2 工艺改进及应用效果

2.1 管道预冷

由于 LNG 接收站首次试运投产初期产生的 BOG 无法回收,必须全部通过火炬燃烧处理,因此造成极大浪费^[21-22]。为节约 LNG 放空量,提出低温氮气预冷技术方案,在首船到达前利用液氮汽化产生低温氮气对卸料总管、码头保冷循环管道及低压输出总管进行预冷。

低温氮气预冷技术方案设计采取多点进气的方式^[12-15],以第一、第二注氮点为主注氮点,第三注氮点为辅注氮点(图 1)。开始预冷卸料总管时,低温氮气从第一注氮点处进入卸料总管,经沿线阀门 XV-11952、XV-11901 及 XV-11001 穿越 584 m 长的工艺隧道和 325 m 长的码头栈桥至码头卸料臂平台,通过两路排放至火炬。第一路通过码头保冷循环管道进入 LNG 低压输出总管,通过再冷凝器液相压力控制阀 PCV-11203 (根据整体试车进度判断,如果需要把再冷凝器本体预冷到一定温度,则可通过再冷凝器液相流量控制阀 FCV-11201)进入再冷凝器,之后通过再冷凝器超压控制阀 PCV-11202 进入 BOG 总管,最终通过火炬控制阀 PCV-11951A/B 排放到火炬。此外,根据接收站整体试车进度进展状况,槽车装车系统若满足其试车工况进度要求,可引入二次利用的低温氮气对槽车系统管道预冷,进入 LNG 低压总管的氮气则通过槽车 LNG 总管末端排放至大气或通过每台槽车装车橇的

安全阀旁路排放至火炬。第二路通过导通卸料液相臂 L-1101B 与气相臂 L-1102 的跨接,由气相臂压力控制阀 PCV-11011 排放至 BOG 总管,最终通过火炬控制阀 PCV-11951A/B 排放至火炬,以确保低温惰性气体的排放安全。原则上氮气尽可能通过第一路排放,多余的氮气通过第二路排放,通过调整 PCV-11011 开度控制压力保障两路氮气顺利排放,预冷温度均匀下降。当第一注氮点与第二注氮点之间的管道冷却至 $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右时,控制第二注氮点前阀门 XV-11952 开度,打开 T-1104 储罐倒罐阀 XV-11167,调整第一注氮点低温氮气温度,预冷 LNG 低压输出总管,通过再冷凝器排放至火炬。根据卸料总管沿线的温降及管托位移情况,逐渐增加第二注氮点处的注氮量并降低氮气温度。若卸料总管末端温度降低缓慢或管壁上下温差较大,则投入使用第三注氮点。

对于预冷后的氮气排放,考虑到现场就地排放的安全性、原有设计排放点的泄放量及排放空间不理想等状况,改进排放工艺流程,在码头卸货平台跨接液相与气相管道,一部分由气相返回管道通过火炬排放,既保障了低温氮气的排放安全及泄放量足够,又能同时把气相返回管也预冷完全;另一部分导入码头保冷循环管道来预冷循环保冷管道和低压输出总管,使预冷卸料管道后的氮气冷量得到充分回收利用。

现场实际投产时,在首船到达前利用液氮汽化产生低温氮气预冷 2 400 m、DN 1 050 卸料管道,共耗时 88 h,消耗液氮 1 322 t,按照 LNG 价格 8 000 元/t、液氮价格 1 000 元/t 计算,改进后工艺与原有工艺相比,可节约成本 925.4×10^4 元(表 1)。若码头保冷循环管道、LNG 低压输出总管及高压输出总管全部利用液氮预冷,预计可以节约超过 $2\,000 \times 10^4$ 元。相比行业内相同投产案例,液氮预冷卸料管道(管径等于或小于 DN 1 050)的液氮物料消耗为平均每预冷 1 m 卸料管道,约消耗 1 t 液氮,而该工程液氮消耗量为行业应用相同投产案例平均液氮消耗量的 48%,节省能量折

表 1 深圳 LNG 接收站试运投产管道预冷成本计算结果表
Table 1 Calculation results of the precooling cost of pipelines in trial operation of Shenzhen LNG receiving terminal

预冷工艺	预冷介质	预冷介质消耗量/t	预冷介质单价/(元·t ⁻¹)	成本/(10 ⁴ 元)
改进前	LNG	1 322	8 000	1 057.6
改进后	液氮	1 322	1 000	132.2

合约 1 678.7 t 标准煤, 预冷后的低温氮气二次利用效果较理想。同时, 采取低温氮气预冷还缩短了船舶在港时间 5 天, 按照 LNG 运输船滞留码头花费 19×10^4 元/日计算, 可节约船舶滞留费 95×10^4 元。

2.2 卸料管道填充

目前, 中国 LNG 接收站试运投产首船接卸时, 通常在首船卸载完成离泊后, 利用液氮预冷或储罐内低压泵输出 LNG, 对码头保冷循环管道和 LNG 低压输出总管进行预冷填充。

改进深圳 LNG 试运投产卸料总管填充工艺, 对码头保冷循环管道和 LNG 低压输出总管利用液氮预冷卸料总管后生成的低温氮气进行再利用, 实现码头保冷循环管道、LNG 低压输出总管及卸料总管 LNG 深冷、填充的同步进行。此外, 在卸料总管氮气冷却过程结束后, 由于码头循环保冷管道末端与卸料总管的手动联络阀 MV-110215 已开启, 导通了码头循环保冷管道与卸料管道, 并通过码头循环管道导通到了低压输出总管, LNG 船输出的 LNG 对卸料臂及卸料管道进行预冷、填充时, 气化后的低温 BOG 及小流量 LNG 会同时向下游流向这两条在同一水平面布置、同一流向的管道。LNG 在热态 ESD 测试后直接通过预冷卸料臂, 避免了卸料管道温度升高, 此时利用预冷卸料臂输出的 LNG 对卸料管道填充并同时码头保冷循环管道和低压输出总管进行填充。

现场实际投产中, 当 T-1104 储罐底部操作平台管道温度低于 -140 °C 时, 卸料总管、码头保冷循环管道、低压输出总管填充完成, 2 400 m 的卸料总管填充耗时 17 h, 填充 LNG 约 $1 884 \text{ m}^3$, 与原有工艺相比, 节约预冷物料成本 80×10^4 元, 节约预冷时间 2 天。码头保冷循环管道、LNG 低压输出总管及卸料总管同步预冷、LNG 填充的工艺方式, 不仅节约了管道单独预冷的试车时间和预冷物料消耗, 还减少了 BOG 的燃烧排放, 节约了试车成本。

2.3 储罐预冷

深圳 LNG 接收站预冷储罐时, 当 T-1104 储罐预冷完成时, 船方启动卸货泵对 T-1104 储罐进行小流量卸载, 储罐液位达到 5 m 左右时, 船方停止卸货泵, 再启动预冷泵用同样的流程对 T-1103 储罐进行预冷, 导致储罐喷淋预冷 LNG 的压力和流量波动较大, 最大时可达 $0.3 \sim 0.5 \text{ MPa}$, 致使卸料管道压力变化大、流量不平稳, 极易发生水击, 影响试运投产安全; 同时 LNG

船方需要在预冷泵与卸料泵之间进行来回切换, 延长了试车时间。为此, 对该工艺流程进行改进, 对先预冷好的储罐进行小流量卸料, 同时启动下一个储罐的预冷, 即在 T-1104 储罐进行小流量卸载时, 同时启动 T-1103 储罐预冷, 船方不需要在卸货泵与预冷泵间来回切换。由于过程中减少了人为的操作, T-1104 储罐小流量卸载时的流量和压力稳定, 卸料管道压力也较稳定, T-1103 储罐仅需从卸料管道中分出很少一部分流量进行喷淋预冷。改进后的流程保证了降温趋势的平稳, 从而使长距离的卸料管道内 LNG 处于过冷状态, 可防止卸料管道产生气堵, 大大减少了阀门的频繁操作, 同时可避免 LNG 船方在预冷泵和卸货泵之间来回切换, 减少船方与岸方的频繁操作与通讯沟通, 降低储罐预冷 LNG 压力、流量调节的控制难度, 减少 BOG 的燃烧排放。

现场实际投产时, 船方启动预冷泵(额定流量 $50 \text{ m}^3/\text{h}$), 卸料总管压力控制为 $0.5 \sim 0.6 \text{ MPa}$, LNG 喷淋预冷流量由 $15 \text{ m}^3/\text{h}$ 逐步增至 $70 \text{ m}^3/\text{h}$, 对 T-1104 储罐进行喷淋冷却、建立基本液位(500 mm)。之后, 船方停止预冷泵、启动卸料泵(额定流量 $1 680 \text{ m}^3/\text{h}$), 在对 T-1104 储罐继续填充、卸料的同时, 利用 LNG 船上稳定的压力(约 500 kPa), 保持流量为 $1 000 \sim 6 000 \text{ m}^3/\text{h}$, 开始对 T-1103 储罐进行喷淋预冷。由投产过程中储罐 T-1104、T-1103 预冷曲线(图 2)可以看出, 相比原有工艺下的 T-1104 储罐, T-1103 储罐喷淋冷却效果更好, 从喷淋开始储罐内温度下降趋势平缓、稳定。同时, 与总包原设计投产方案相比, 该接收站 4 座 LNG 储罐预冷节约预冷成本约 280×10^4 元。改进后的工艺既保证了 T-1103 储罐喷淋预冷 LNG 压力的稳定和流量的均匀, 又使 LNG 船方不需要在预冷泵与卸料泵之间来回切换, 无缝衔接了两个储罐的卸料和预冷, 有效节约了储罐预冷试车成本和试车时间。

2.4 BOG 系统试车

LNG 接收站试运投产时, 在未达到有效回收条件之前, BOG 通常全部放空到火炬燃烧, 有的甚至连续放空燃烧 1 至 2 个月, 浪费巨大且不环保。为减少 BOG 放空燃烧, 深圳 LNG 接收站在项目可研、初设时进行统筹规划, 设计建设 BOG 外输处理工艺流程(图 3), 通过 BOG 加压外输至下游管道用户的方式对 BOG 进行处理利用。接收站配备 3 台 BOG 低压压缩机, 每台处理能力为 8.5 t/h , 可将 BOG 由储罐运行压

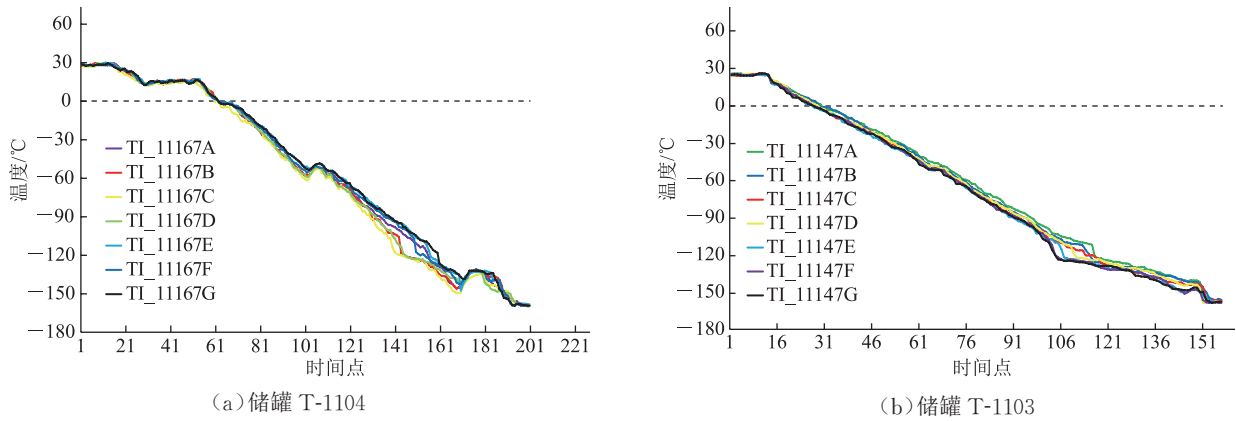


图2 深圳 LNG 接收站试运投产储罐预冷温度趋势图

Fig. 2 Precooling temperature trend of the storage tanks in trial operation of Shenzhen LNG receiving terminal

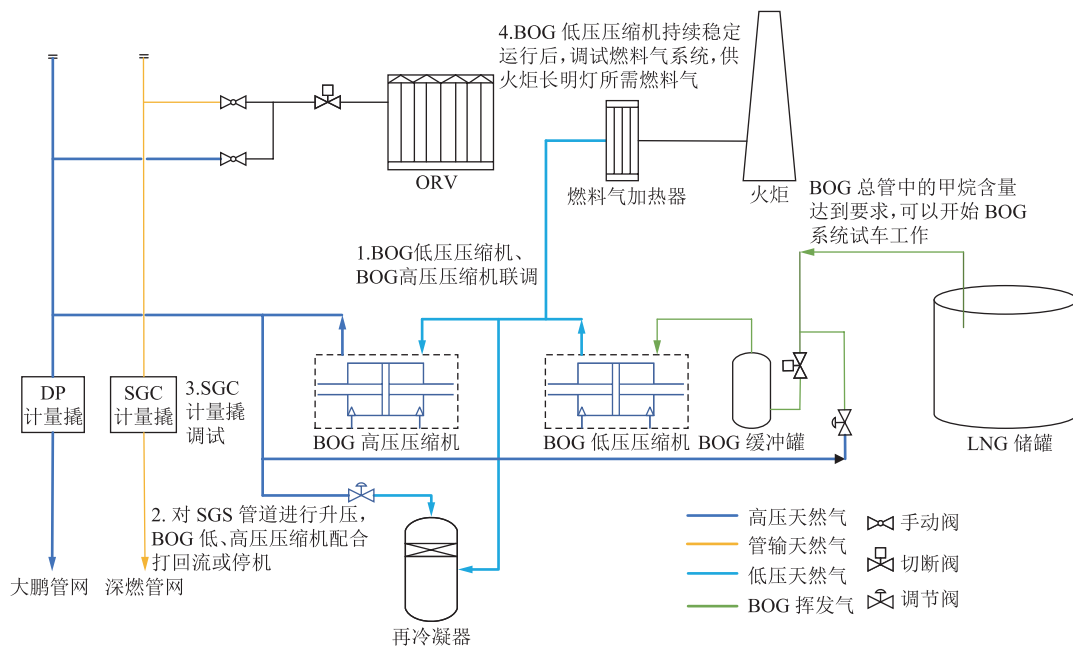


图3 深圳 LNG 接收站 BOG 外输处理工艺流程

Fig. 3 BOG export processing flow of Shenzhen LNG receiving terminal

力加压至约 0.7 MPa;另外配备 2 台相同处理能力的高压压缩机,可将 0.7 MPa 的 BOG 加压至 5~9 MPa 后外输至下游用户管网。此外,由于再冷凝器及下游管道、设备试车事先采用液氮预冷卸料总管后的低温氮气进行了二次利用预冷,而后采用 BOG 深冷,相比直接用 BOG 将管道从常温状态冷却到可接受 LNG 填充状态,节约了预冷物料的消费,有效降低了试车成本 30×10^4 元。BOG 气体中压直供下游用户,首船卸料结束的同时即实现了 BOG 压缩机成功运行,并在低/高压 BOG 压缩机联动试车前协调好下游用户接收,确保了 BOG 中压直供气业务的顺利开展,在首船试车 LNG 船舶离泊后即实现了 BOG 外输,减少了 BOG 放空燃烧,节约了试车成本。

3 结论

针对深圳 LNG 接收站试运投产面临的投产成本高、物料消耗大、试车时间长等问题,对管道预冷、卸料总管填充、储罐预冷及 BOG 系统试车 4 个流程进行了工艺改进,通过试运投产实践,验证了上述工艺改进的先进性和实用性,并实现了可观的经济、安全及社会效益。采用返回气管道通过火炬排放预冷后的氮气,保障了氮气的排放安全;对预冷卸料管道后的氮气进行二次利用,预冷码头保冷循环管道和 LNG 低压输出总管,无缝衔接并实现了卸料管道、码头保冷循环管道、LNG 低压输出总管同步预冷和填充;对先预冷好的储罐进行小流量卸料的同时,即启动下一个储罐的

预冷,预冷完成后两个储罐同时全速卸料。实践证明,深圳 LNG 接收站试运投产应用的工艺改进方法缩短了首船在港时间,提高了试车工作效率,降低了试运投产实施费用,试车流程及过程达到无缝衔接,有力保障了试运投产过程的安全。未来,可将上述工艺改进方法纳入 SY/T 6711—2014《液化天然气接收站试运投产技术规范》并进行宣贯和推广,以期保障 LNG 接收站试运投产安全、平稳、高效进行。

参考文献:

- [1] 张朋程,王婉楠,李振华,逢正航,张景谦,林名栋. 大变局下全球天然气贸易形势及对中国的启示[J]. 天然气与石油, 2023, 41(2): 153-158. DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2023.02.022.
ZHANG P C, WANG W N, LI Z H, PANG Z H, ZHANG J Q, LIN M Z. Global gas trade development and implications for China under the great change[J]. Natural Gas and Oil, 2023, 41(2): 153-158.
- [2] 杨莉娜,韩景宽,王念榕,何军. 中国 LNG 接收站的发展形势[J]. 油气储运, 2016, 35(11): 1148-1153. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2016.11.002.
YANG L N, HAN J K, WANG N R, HE J. Development situations of LNG terminals in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(11): 1148-1153.
- [3] 张少增. 中国 LNG 接收站建设情况及国产化进程[J]. 石油化工建设, 2015, 37(3): 14-17. DOI: 10.16264/j.cnki.1672-9323.2015.03.005.
ZHANG S Z. The construction and localization process of LNG terminals in China[J]. Petroleum and Chemical Construction, 2015, 37(3): 14-17.
- [4] 王震,孔盈皓,李梦祯. 乌克兰危机背景下全球天然气贸易格局演变研究[J]. 天然气与石油, 2023, 41(3): 1-5. DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2023.03.001.
WANG Z, KONG Y H, LI M Y. Research on the evolution of global natural gas trade pattern under the background of the Ukraine crisis[J]. Natural Gas and Oil, 2023, 41(3): 1-5.
- [5] 王强,韩建玲,刘晓东. LNG 冷能回收利用在我国的发展前景[J]. 山东建筑大学学报, 2008, 23(4): 361-365. DOI: 10.3969/j.issn.1673-7644.2008.04.017.
WANG Q, HAN J L, LIU X D. Prospect of cold energy recovery and utilization of liquefied natural gas in China[J]. Journal of Shandong Jianzhu University, 2008, 23(4): 361-365.
- [6] 赵广明. 中国 LNG 接收站建设与未来发展[J]. 石油化工安全环保技术, 2020, 36(5): 1-6. DOI: 10.3969/j.issn.1673-8659.2020.05.002.
ZHAO G M. LNG terminal construction and future development in China[J]. Petrochemical Safety and Environmental Protection Technology, 2020, 36(5): 1-6.
- [7] 肖潇,肖溢. 中国的海外能源战略差异化研究: 以中东和东盟 LNG 进口为例[J]. 科技经济市场, 2016(5): 194-197. DOI: 10.3969/j.issn.1009-3788.2016.05.150.
XIAO X, XIAO Y. Research on the differentiation of China's overseas energy strategy: taking LNG imports from the Middle East and ASEAN as examples[J]. Science & Technology Economy Market, 2016(5): 194-196, 197.
- [8] 彭超,王鸿达,候旭光,王宏帅,吕宏爽,刘攀攀,等. LNG 接收站 BOG 联合处理运行方案优化[J]. 油气储运, 2023, 42(6): 624-631. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2023.06.003.
PENG C, WANG H D, HOU X G, WANG H S, LYU H S, LIU P P, et al. Optimization of operation scheme with combined BOG treatment process in LNG terminals[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(6): 624-631.
- [9] ECONOMIDES M J, MOKHATAB S, WOOD D A. Natural gas and LNG trade-a global perspective[J]. Hydrocarbon Processing, 2006, 85(7): 39-45.
- [10] PARK C, LEE C J, LIM Y, LEE S, HAN C. Optimization of recirculation operating in liquefied natural gas receiving terminal[J]. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 2010, 41(4): 482-491. DOI: 10.1016/j.jtice.2010.04.014.
- [11] 付海泉,屈晟,殷先平. 大型 LNG 接收站首船接卸作业流程分析[J]. 天然气技术与经济, 2013, 7(2): 52-55. DOI: 10.3969/j.issn.2095-1132.2013.02.015.
FU H Q, QU S, YIN X P. Technical process of first cargo receiving and unloading in large-scale LNG receiving terminals[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2013, 7(2): 52-55.
- [12] 刘猛. 低温氮气预冷 LNG 接收站卸料管道[J]. 煤气与热力, 2017, 37(2): 63-66, 72. DOI: 10.13608/j.cnki.1000-4416.2017.02.012.
LIU M. Unloading pipeline precooled by low temperature nitrogen in LNG receiving station[J]. Gas & Heat, 2017, 37(2): 63-66, 72.
- [13] 张峰,朱涛. 闵行 LNG 汽车加气与灌装示范站低温预冷技术

- 探讨[J]. 上海煤气, 2016(4): 1-4, 12. DOI: 10.3969/j.issn. 1009-4709.2016.04.001.
- ZHANG F, ZHU T. Discussion on pre-cooling technology for cryogenic application in Minhang LNG station[J]. Shanghai Gas, 2016(4): 1-4, 12.
- [14] 胡超, 谢芝, 生动, 韩荣鑫, 刘庆胜. 山东 LNG 接收站卸料总管液氮预冷方法[J]. 油气储运, 2016, 35(5): 503-507, 512. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2016.05.010.
- HU C, XIE Z, SHENG D, HAN R X, LIU Q S. Liquid nitrogen pre-cooling method for the unloading manifold pipe at Shandong LNG terminal[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(5): 503-507, 512.
- [15] 曹学文, 吉俊毅, 杨文. LNG 卸料管道氮气预冷温度分布规律[J]. 油气储运, 2016, 35(5): 492-497. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2016.05.008.
- CAO X W, JI J Y, YANG W. Temperature distribution of LNG unloading pipelines during nitrogen pre-cooling[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(5): 492-497.
- [16] 金光. LNG 接收站储罐预冷工艺的优化[J]. 化工技术与开发, 2023, 52(1): 81-84, 57. DOI: 10.3969/j.issn.1671-9905.2023.01.018.
- JIN G. Optimization of LNG storage tank cooling process of LNG receiving terminal[J]. Technology & Development of Chemical Industry, 2023, 52(1): 81-84, 57.
- [17] 仇德朋, 陈景生. LNG 接收站卸料系统的预冷方案分析[J]. 能源化工, 2017, 38(2): 50-54. DOI: 10.3969/j.issn.1006-7906.2017.02.010.
- QIU D P, CHEN J S. Analysis of pre-cool down for unloading system in LNG terminal[J]. Energy Chemical Industry, 2017, 38(2): 50-54.
- [18] 刘小慷, 汪月圆. 基于 Aspen HYSYS 的某油田 LNG 冷能利用工艺优化模拟[J]. 石油工业技术监督, 2022, 38(3): 11-16. DOI: 10.3969/j.issn.1004-1346.2022.03.003.
- LIU X K, WANG Y Y. Simulation of LNG cold energy utilization process optimization in an oilfield using Aspen HYSYS software[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2022, 38(3): 11-16.
- [19] 刘光晓, 吴旻剑, 董贵君, 赵伟强, 张旭. LNG 接收站扩建储罐工程预冷工艺方案设计及建议[J]. 油气储运, 2023, 42(5): 517-524. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2023.05.004.
- LIU G X, WU Y J, DONG G J, ZHAO W Q, ZHANG X. Pre-cooling scheme design and suggestions for storage tank expansion project in LNG terminal[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(5): 517-524.
- [20] 刘旭红, 张湘凤, 宋贤生, 李东华. 火灾爆炸 CFD 数值模拟在 LNG 接收站中的应用[J]. 石油化工安全环保技术, 2017, 33(3): 29-32, 61.
- LIU X H, ZHANG X F, SONG X S, LI D H. Application of CFD numerical simulation of fire and explosion in LNG terminal[J]. Petrochemical Safety and Environmental Protection Technology, 2017, 33(3): 29-32, 61.
- [21] 田路江. 非卸船工况下 LNG 接收站 BOG 产生量的计算[J]. 油气储运, 2020, 39(8): 924-932. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.08.012.
- TIAN L J. Calculation of BOG production in LNG receiving terminal under nonunloading condition[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(8): 924-932.
- [22] 任东, 卢鼎, 王波飞. BOG 直接压缩外输工艺在 LNG 接收站的应用[J]. 浙江化工, 2014, 45(11): 43-45, 54. DOI: 10.3969/j.issn.1006-4184.2014.11.014.
- REN D, LU D, WANG B F. The application of direct compression process in LNG terminal[J]. Zhejiang Chemical Industry, 2014, 45(11): 43-45, 54.
- (收稿日期: 2023-04-07; 修回日期: 2023-09-30; 编辑: 张静楠)
-
- 作者简介:** 刘洋, 男, 1970 年生, 工程师, 2012 年毕业于中央广播电视大学工商管理专业, 现主要从事液化天然气接收站生产运行和管理方向的研究工作。地址: 广东省深圳市大鹏新区迭福路 3 号国家管网集团深圳天然气有限公司, 518116。电话: 13824334382。Email: liuyang02@pipechina.com.cn
- 开放科学(资源服务)标识码(OSID):

