

LNG卫星站冷能用于冷库技术开发及示范

□ 佛山市顺德区港华燃气有限公司 (528300) 刘宗斌 黄建卫
□ 华南理工大学天然气利用研究中心 (510640) 徐文东

摘要: 随着我国能源问题的日益严峻、LNG产业的迅猛发展和节能工程的全面展开, LNG的气化冷能的高效利用已备受重视。LNG冷能的充分利用不仅可以节约大量用于制冷的电能, 而且将有利于降低LNG使用的气化成本, 对我国发展循环经济具有重大意义。广东省佛山市顺德杏坛LNG站冷能利用项目是国内首次将冷能的量化和计量用于实际工程并商业化运营的冷能利用项目, 也是国内首个LNG冷能利用运营示范项目。该项目总投资128.96万元, 每小时可向冷库提供 $-35^{\circ}\text{C}\sim-45^{\circ}\text{C}$ 的液氨800 kg~1 600kg, 商业运营1个月以来, 各项参数指标均符合用户使用要求。

关键词: LNG卫星站 冷能 冷库 示范

1 绪论

1.1 杏坛LNG站的冷能利用项目研究的目的和意义

生产1t LNG需要消耗850kWh的电力, 其焓值只有120kWh左右, 在液化的过程中, 不可逆损失达到730kWh, 这是制冷的过程中所不能避免的。如果把这些冷量等温位传递给冷能用户, 并考虑传热温差和过程损失, 则一般可以节约500kWh~700kWh的电力。按照目前顺德电价用于深冷项目计算, -162°C LNG冷能的理论价值约为500元/t, 以杏坛LNG卫星站每天气化3万 Nm^3 天然气计算, 则冷能的理论价值约为440万元/年。

在当前我国极其严峻的能源形势下, 我们有责任充分利用这些宝贵的冷能。在充分吸取国外经验和教训的基础上, 进一步自主创新, 开发具有知识产权的LNG冷能综合优化利用技术。这将有利于降低LNG的使用成本, 符合我国向节约型社会发展的国策, 因而具有重大的现实经济和技术意义与及其深远的社会和战略意义。

1.2 国内外LNG冷能利用技术发展现状

目前, 国际上LNG冷能利用技术主要应用于空气

分离、发电、轻烃分离、废旧物品(塑料制品和橡胶制品)低温粉碎、冷冻冷藏、海水淡化、干冰制造、生活娱乐取冷等。但国内的LNG冷能利用技术尚不成熟。

国外已有众多LNG冷能利用项目。位于日本神奈川县根岸基地的金枪鱼超低温冷库, 采用LNG作为冷库的冷源, 将载冷剂冷却到一定温度, 冷却后的载冷剂经管道进入冷冻、冷藏库, 通过冷却盘管释放冷量实现对物品的冷冻冷藏。日本神奈川县根岸基地的金枪鱼超低温冷库, 自1976年开始营业, 至今效果良好。

2007年9月28日, 由中海油基地集团控股投资建设的我国首个利用LNG冷能进行空气分离的生产项目在福建省莆田市正式开工奠基。但该项目至今尚未正式运营, 宁波、珠海、大连等几个大型接收站LNG冷能利用项目都处于规划设计阶段。

顺德港华与华南理工大学共同开发的杏坛LNG卫星站冷能用于冷库技术项目尚属国内首个运营的LNG冷能利用项目, 在该领域起到引领示范作用。

1.3 杏坛LNG站的冷能利用项目背景及概况

本项目位于佛山市顺德区港华燃气有限公司杏

坛LNG卫星站，此卫星站是顺德区燃气输配系统的补充气源。站内共有100m³ LNG储罐6个，其中最高工作压力0.8MPa的储罐有2个，最高工作压力0.6MPa的储罐有4个；LNG空温气化器8台，单台气化器气化能力为2 000Nm³/h。杏坛LNG卫星站所用气源大多来自于深圳大鹏的LNG，最大供气能力为15万Nm³/d，目前的气化量为2万Nm³/d~10万Nm³/d，气化压力为0.4 MPa~0.7MPa，管网外输压力为0.3MPa。

冷库毗邻杏坛LNG卫星站，主要的经营范围是水产品的加工及储存，库容总量为3 000t，含有-30℃冷冻库和-15℃储藏库，并计划扩建至8 000t~9 000t，而且还计划开展新的冷加工业务。冷库目前共有氨压缩制冷装置3套，其中制冷量为163kW/h的制冷装置2套，制冷量为184kW/h的制冷装置1套；根据所处理的水产品量及加工要求选择制冷装置的开启数量。冷库在实际运行时，夏天每天开2台压缩机，一般开15h~16h，需冷负荷为4 890 kWh~5 216kWh，冬天每天开1台压缩机，一般开18h~20h，需冷负荷为3 100kWh。一年耗电量达120多万元，扩建后耗电

量和费用都会大幅递增。

2 LNG冷能利用项目技术方案

2.1 技术方案设计

LNG冷能用于冷库技术方案设计如图1。该技术方案主要包括3个部分：LNG气化系统、低压氨制冷循环系统和电压缩氨制冷循环系统。技术特点：当LNG供量不足时，可启动电压缩氨制冷循环系统，两个氨制冷系统可同时向冷库供冷。

在本方案中，通过换热器中氨气的压力确定进入换热器的LNG流量；通过冷库温度调节进入冷库的液氨量；再通过低温液氨流量确定冷能费用。

具体流程为：将LNG分成两路，一路LNG进入原空温气化器气化为常温的天然气，经调压阀调压至0.3 MPa~0.35 MPa后，进入城市管网，完成LNG的气化。另一路LNG将出冷库的氨气冷凝后经辅热空温气化器气化升温至常温，再与原LNG气化系统中的天然气混合，最终送入城市管网；同时，冷凝后的液氨，

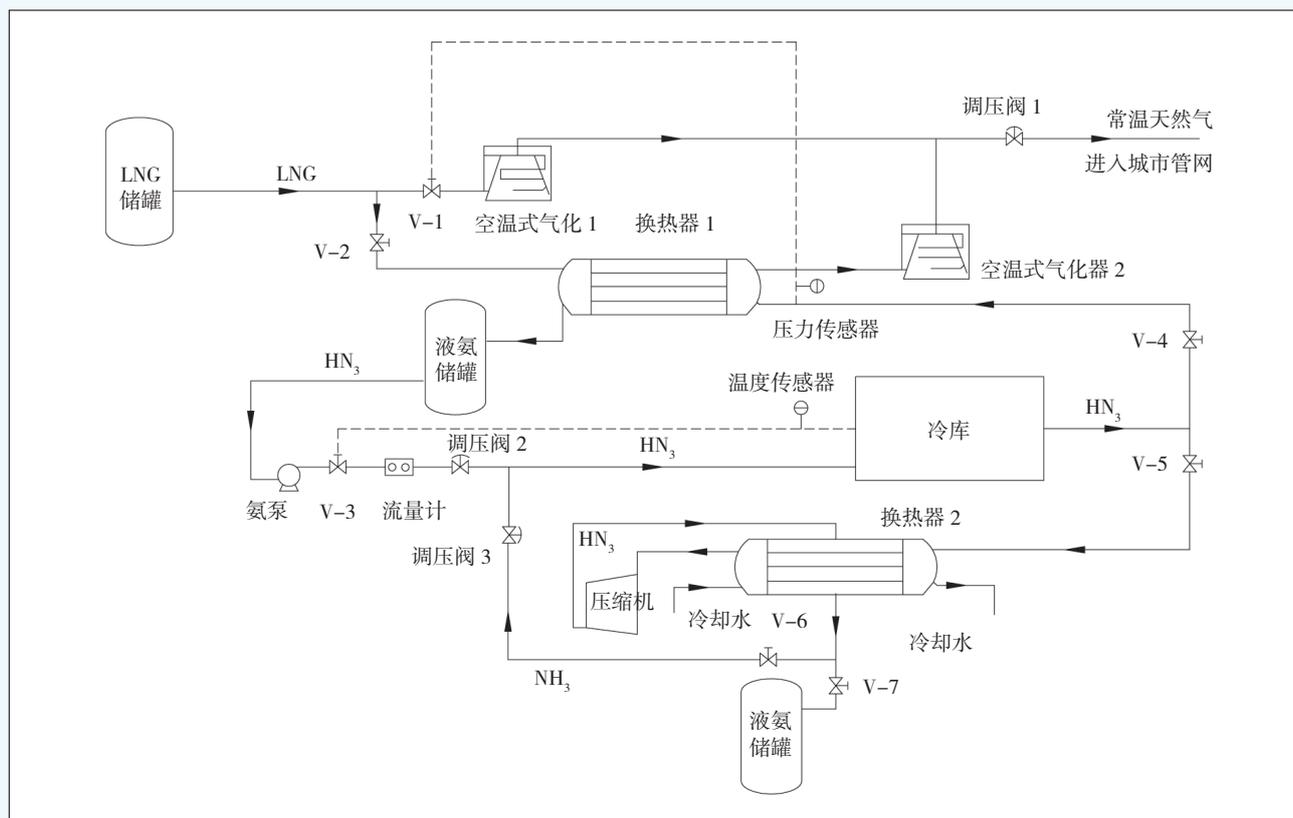


图1 LNG冷能利用工艺流程

经氨泵加压至0.3MPa~0.5MPa后顺序经流量计流至调压阀, 降压至0.15MPa, 最后送入冷库制冷, 完成低压氨制冷循环。

当冷库的需冷量较大, 或LNG量供应不足时, 为满足要求, 在进行低压氨制冷循环的同时, 开启电压缩氨制冷循环系统。电压缩氨制冷循环系统冷凝后的液氨经调压阀调压至0.15MPa后, 与来自低压氨制冷循环中经调压阀调压后0.15MPa的液氨混合, 最后进入冷库制冷。

2.2 项目方案实施进度

- 2009年7月完成总体方案设计;
- 2009年8月进行主体设备设计制作和工艺设计;
- 2009年11月完成附属设备订购;
- 2009年12月完成主体设备制造;
- 2010年1月底完成整体流程及设备安装;
- 2010年2月进行工艺调试;
- 2010年5月项目正式商业运营。



图2 冷能利用系统

3 LNG冷能利用项目经济性分析

为实现冷能的量化和计量应用于实际工程并商业化运营, 对LNG冷能价值计算方法做以下初步探索:

T温度下单位冷能价值计算公式为:

$$C_{q_T} = \frac{C_e \times \text{Exp}}{Q} + \frac{\Delta P}{Q}$$

式中: C_{q_T} 为T温度下的单位冷能价值

C_e 为电价

Exp为制冷耗电量

Exp/Q为制得单位冷量所耗的电

$\Delta P/Q$ 为制得单位冷量所需付出的投资折旧费用和运行费用, 在难以获得准确的具体数据条件下, 暂设 $\Delta P/Q$ 费用占冷量成本的15%。

冷能价值计算公式可表示为:

$$C_{q_T} = 82.85 \times C_e \times \text{Exp} (-0.0217 \times T)$$

LNG的温焓状态随压力变化较大, 其低温焓值也差别较大, 不同温度下LNG释放出不同的冷能, 其冷能价值应为:

$$C_{q_{LNG}} = \int_{T_1}^{T_2} C_{q_T} \times C_{p_T} \times dT$$

综上, LNG冷能价值计算公式应为:

$$C_{q_{LNG}} = \int_{T_1}^{T_2} 82.85 \times C_e \times \exp(-0.0217 \times T) \times C_{p_T} \times dT$$

按照LNG冷能价值计算公式, 在-34℃下, 电价为0.85元/kWh条件下, 此时冷能价值约为0.394元/kWh, 相当于160.1元/t(液氨)。

本项目总投资128.96万元(其中建设投资123.66万元, 建设期利息2.44万元, 流动资金2.86万元), 年均销售收入85万元/年, 年均税后利润30.07万元/年。内部收益率31.69%(税后), 静态投资回收期(税后)4.10年(含建设期), 动态投资回收期(税后)5.12年(含建设期)。

对于冷库方, 其收益在于: (1)冷能费用减少0.05元/kWh, 每年总体节省电费约25万元; (2)减少循环冷却水系统的运行和维修费用15万元; (3)故障少、维修简单、操作控制容易; (4)易于冷库扩建和冷加工业务的开展; (5)节省冷库扩建的电制冷用地和建设投资。

4 杏坛LNG卫星站冷能远期利用方案

目前, LNG卫星站由于冷能较少、大部分LNG卫星站的供气规模在10万Nm³/d以下, 而且冷能随时间频繁波动等原因而未能得到迅速发展。LNG卫星站数量多、分布广、可用的总冷能大, 而且卫星站的气化压力远低于大型接收站的气化压力, 气化释放的冷能品位更高, 因此, LNG卫星站冷能的高效利用, 对于实现节能减排的目标具有重大的意义。

LNG卫星站冷能用于冷库技术的成功应用是冷能

强化管理 落实措施 系统控制 降低输差

□ 自贡市燃气有限责任公司（643000） 王 勤

摘 要： 本文结合燃气公司的输差管理工作实际情况，积极进行输差成因分析与相应控制措施的探讨，力求将输差控制在一个合理的范围。

关 键 词： 输差控制管理 输差成因分析 相应控制措施

一直以来，输差控制管理都与燃气公司的两大工作主题——安全与效益紧密联系在一起。一方面，输差所带来的直接经济损失；另一方面，输差背后所隐藏的安全隐患，为此，各燃气公司高度重视输差管理工作，在计量技术、仪器仪表以及人员技能提高等方面都加大了投入和管理力度。

输差控制管理是一个系统控制管理工作，由于输差问题存在其多面性、反复性以及复杂性，有纯技术方面、也有管理方面的原因，需坚持不懈的针对影响输差的各个环节加以环环控制，需相关责任部门积极参与、配合。现结合本人所从事的输差管理工作情况，对输差成因分析与相应控制措施提出一些浅薄的想法和做法，共同探讨和拓展输差管理思路，创新、

改进输差管理方式，将输差控制在一个合理的范围。输差分析与控制措施阐述如下：

1 上游对口计量输差

虽然与上游（石油部门）的对口差不是输差的主要原因，但将其尽可能的降低，也是一个有效的辅助控制。

原因分析：

（1）大多数燃气公司以前的对口计量多采用双波纹差压计计量，温度、差压、压力取算存在较大人为误差，且随着测压元件波纹管的老化及腐蚀，对仪表本身也造成较大计量误差，与石油部门先进的工控

利用的第一步。在此基础上，我们将继续开发冷媒循环换热网络设计和优化技术、相变储能技术，建立冷媒循环系统来回收利用LNG冷能，用于废旧橡胶低温粉碎、干冰制备等中试项目，建成国内首个LNG冷能高效利用技术示范基地。

参考文献

1 李静，李志红，华贲. LNG冷能利用现状及发展前景

景. 天然气工业，2005；25

2 严铭卿，廉乐明. 天然气输配工程. 北京：中国建筑工业出版社，2005

3 王强. 液化天然气冷能分析及回收利用. 流体机械，2003；1

4 王坤，顾安忠. LNG冷能利用技术及经济分析. 天然气工业，2004；7

5 李亚峰. 液化天然气冷能利用特性研究. 能源利用与研究，1997；1