

LNG 应急储备中心气化设备的配置及优化应用

冯朝阳[✉]

(西安交通燃气有限公司, 陕西 西安 710077)

摘要: [目的] LNG (液化天然气, Liquefied Natural Gas) 储备中心气化区工艺设备运用的技术分析与调研, 是为解决西安引镇 LNG 应急中心气化区单一空温气化器编组运行结霜结冰问题而展开。[方法] 内地在用的 LNG 气化技术主要有空温式与水浴式气化两种形式, 空温式气化器在大负荷与低温季节运行时, 设备周边易起浓雾, 外表常会结霜结冰, 水浴式气化器则无此现象。通过调研比较近年各地 LNG 储备中心以及沿海 LNG 接收站等各类场站气化工艺区气化设备的运行情况, 工程上采用独立的 LNG 水浴式气化器能够实现设备外表无霜冰雾的气化生产; 利用水浴式气化器与空温式气化器组合系统联合优化 LNG 的气化运行, 既可获取利用空气蕴含的热能进行 LNG 气化生产, 也能消除低温起雾及冰霜对 LNG 气化生产的影响。[结果] 内地大储存量液化天然气的气化工艺, 能够不受低温影响, 顺利完成气化过程的生产。[结论] 构建绿色能源体系, 基于新型能源网络的形成, 高效能源输配与储存转换技术以及天然气与风光水氢等气电再生清洁能源的融合互补发展, 完善的储能工程与技术具有重要支撑作用, 大型 LNG 气化技术的优化是一项重要的工程实践。

关键词: LNG 气化工艺; 结霜结冰; SCV 气化器 (浸没燃烧式气化器); 解决方案; 优化应用

中图分类号: TK01; TE97

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2023)06-0120-12

开放科学(资源服务)二维码:



Configuration and Optimal Application of Gasification Equipment in the LNG Emergency Reserve Center

FENG Zhaoyang[✉]

(Xi'an Communication Gas Corporation Ltd., Xi'an 710077, Shaanxi, China)

Abstract: [Introduction] The technical analysis and investigation on the application of process equipment in the gasification area of the LNG (Liquefied Natural Gas) emergency reserve center, is carried out to solve the problems of frosting and icing in the operation of a single grouping of ambient air vaporizers, in the gasification area of Xi'an Yinzhen LNG emergency reserve center. [Method] The LNG gasification technology in use mainly included ambient air vaporizing and water-bath vaporizing in Chinese Mainland. When the ambient air vaporizer was operated with high load and in low temperature seasons, it was easy to fog around the equipment, and the equipment surface would always be covered with frost and ice but the water-bath vaporizer did not have this phenomenon. After the investigation and comparison of the operation of gasification equipment in various station gasification process areas, such as LNG reserve centers and coastal terminals in recent years, the independent LNG water bath vaporizer could realize the gasification production without frost, ice and fog on the surface of the equipment in engineering; The combined operation system of the water-bath vaporizer and the ambient air vaporizer could combine and optimize the LNG gasification, which could not only obtain the heat energy contained in the air for LNG gasification production, but also eliminate the impact of low-temperature fogging, ice and frost on LNG gasification production. [Result] The gasification process in Chinese Mainland of LNG with large reserve can smoothly complete the production without being affected by low temperatures. [Conclusion] To build a green energy system, based on the formation of a new energy network, high-efficiency energy transmission, distribution, storage and conversion technologies as well as the integration and complementary development of the natural gas, wind, solar, water, hydrogen, and other renewable clean energies for gas power generation, have important supporting roles in perfecting energy storage engineering and technology, thus the optimization of large-scale LNG gasification technology is an important engineering practice.

Key words: LNG gasification process; frosting and icing; SCV (Submerged Combustion Vaporizer) vaporizer; the solution; optimized

applications

2095-8676 © 2023 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

基本 LNG(液化天然气, Liquefied Natural Gas)空温气化器编组气化工艺系统由两台空温气化器并联组成, 气化运行时, 气化器常一开一备; 将其中每台空温气化器再串联相同型号与相同数量的气化器, 形成相同规格的两列气化器组, 仍使这两列串联气化器组保持并联结构, 就形成技术上通用的 LNG 空温气化器编组气化系统。采用 LNG 空温气化器编组系统对液态 LNG 进行气化的工艺, 可基本满足小型 LNG 储备场站及 L-CNG(液化-压缩天然气, Liquid-Compressed Natural Gas)加气站气化工工艺的需要。空温气化器利用空气中蕴含的热能, 在大于 -5°C 的空气环境可承担小规模 LNG 的气化生产, 并可近零能耗运行, 但占地面积比较大。

内地城镇 LNG 应急储备中心 LNG 气化外输, 常因没有足量外来热源可以利用, 早期工程的气化工艺模块, 多采用单一编组空温气化器系统完成气化生产, 低温季节外输天然气时, 在气化设备外表面会长期形成冰霜, 引起气化区与周边地区大面积起雾, 环境气温最低降至 -40°C 左右, 冬季需经常对气化器清霜除冰; 大载荷工况下, 冰霜甚至使气化器无法进行气化生产, 停止向城市燃气输配管网供气。

从 LNG 储备场站的气化过程来看, 由于在运行气化设备管线内部的 LNG 液体温度为 -162°C , 与外界空气最高温差超过 180°C , 在气化器与环境空气之间高强度对流换热气化时, 遇到环境湿度过大, 极易在 LNG 气化器换热表面形成低温边界层而产生霜冰雾, 对设备与 LNG 管线运行造成危害^[1]。起初在气化区采用蒸汽加热气化器周围空气、防爆风机进行机械排雾、SCADA 智能监控系统控制气化器交替运行的时间等被动技术, 对气化设备外表清霜除冰的技术指标并不稳定^[2]; 将开架式海水气化器(ORV, Open Rack Vaporizer)与浸没燃烧式气化器(SCV, Submerged Combustion Vaporizer), 在 LNG 气化过程组合运用, 是沿海 LNG 接收站防止气化设备结霜结冰的配置模式, 气化技术上保证了 LNG 气化设备外表与周围环境不受低温季节 LNG 气化生产

过程的影响, 其工程成果是研究提高规模化 LNG 气化工艺技术的重要参考。

梳理现在 LNG 应急储备中心气化工工艺运行情况及问题点, 客观分析 LNG 应急中心气化工工艺路线的特点, 明确 LNG 气化工工艺设备的配置及性价比, 就有了解决 LNG 应急储备中心气化过程设备外表结冰结霜, 周边环境低温起雾的技术基础。

1 LNG 应急储备中心应对气化器结冰结霜的状况

采用单一空温式气化器气化 LNG 的应急储备场站, 冬季供气高峰期, 工作班组不得不专门安排空温气化区的清霜除冰作业。如近南方气候的淮北华润马场门站, LNG 储存规模为 $4\times 150\text{ m}^3$ LNG 储罐, 气化外输供气流量 $1.2\times 10^4\text{ Nm}^3/\text{h}$, 安装 10 台空温气化器(4 台气化能力 $3\times 10^3\text{ Nm}^3/\text{h}$ 、6 台气化能力 $6\times 10^3\text{ Nm}^3/\text{h}$), 3 台气化区出口水浴式加热气化器, 日高峰外输气量 16 万 m^3 以上, 每年的 11 月中到次年 2 月初为冬季大负荷供气调峰期, 如图 1 所示, 一个工作日的班组人员, 日均除霜冰作业约 8 h, 才能保证气化生产。

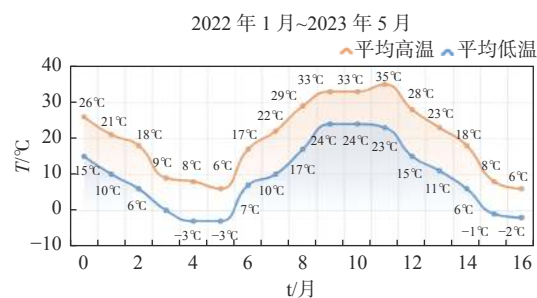


图 1 淮北市年平均气温走势

Fig. 1 Annual average temperature trend of Huaibei City

西安引镇 LNG 储备中心主体工程分为三大区: LNG 装卸车区、两座各 1 万水立方储罐区、2 992 m^2 气化工工艺区。气化区配 EAG(Escape Air Gas)加热器 1 台; 外输 LNG 主要采用空温式气化工工艺, 配气化量 $5\times 10^3\text{ Nm}^3/\text{h}$ 的 LNG 空温气化器 20 台, 分别串联两列同数量与型号的空温式气化器各 10 台形成两列空温气化气组, 然后再将这两列气化器组并联,

形成 LNG 应急储备中心气化工工艺区的空温气化器编组气化系统。气化器系统输出口串联加装了循环水浴式加热气化器 2 台,当气化器出口外输天然气温度过低时,通过循环水浴式加热气化器的加热,保证外送天然气温度高于 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$,不低于环境温度 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的要求。2015 年引镇应急储备中心开始运行,日外输天然气 120 万 Nm^3 。西安气候干燥,每年的 11 月底到次年 3 月初为冬季大负荷供气调峰期如图 2 所示,站内气化生产时,气化区总会起雾,气化器设备表面结霜结冰,影响正常外输能力,极冷季节时,气化区 $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的低温与雾气已扩展到 2 km 外西安火车站周边地区,如图 3(a),由于气化区编组气化器数量多,冬季投入清霜除冰作业的工作量很大,如图 3(b) 所示。

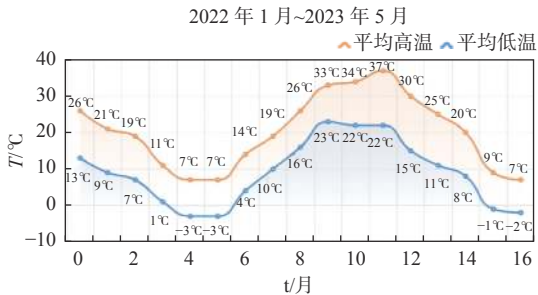


图 2 西安市年平均气温走势

Fig. 2 Annual average temperature trend in Xi'an



(a) 气化区起雾



(b) 除霜冰作业

图 3 引镇应急中心气化工工艺区

Fig. 3 Yinzhen emergency center gasification process area

在 2019 年底,西安已建有引镇与北郊六村堡南北两座 LNG 应急储备场中心,两站一期气化工工艺主要依靠空温气化设备组生产,冬季均因冰霜与周边环境低温,影响气化机组供气调峰的生产运行。

秦华燃气六村堡 LNG 储备中心的储气能力 2.58 万水立方 ,外输能力 $1\,746\text{ 万 Nm}^3/\text{d}$,二期进行扩能工程时,在原单一空温气化器组的基础上,采用锅炉燃烧加热的循环水为热源,增加一组独立循环水浴气化器系统以消除生产上的问题^[3],循环水浴气化器系统单独运行两年多,克服了冰霜雾对生产与设备的影响。2020 年下半年,秦华集团公司将六村堡 LNG 新增燃烧锅炉循环水浴气化器与一期的空温式气化器组两套独立系统并联联通,组成双气化工工艺系统,在 2021 年冬季供气高峰,两套并联设备系统联合运行生产,系统安全可靠,气化过程未出现雾霜与结冰。国内常采用循环水浴气化器的现场设备,如图 4 所示。



图 4 循环水浴气化器

Fig. 4 Circulating water-bath vaporizer

陕西杨凌 LNG 应急储备调峰工厂,年生产 LNG 40 万 t ,LNG 储备能力 $6\,600\text{ 万 Nm}^3$,储气区一期有 3 万水立方 的 LNG 全容储罐 2 座,2015 年 11 月 15 日投产运行,二期增加 5 万水立方 LNG 全容储罐 1 座后,目前储存 LNG 能力共 11 万水立方 ,气化能力为 $900\text{ 万 Nm}^3/\text{d}$ 。设计建设一二期工程时,分别配备韩国 Wonil T&I 气化能力为 $300\text{ 万 Nm}^3/\text{d}$ 与 $600\text{ 万 Nm}^3/\text{d}$ 的 LNG 浸没燃烧式 SCV 气化器各一台,气化工工艺全程实现无冰霜雾生产,气化器出口对外输出气态天然气温度保持在 $5\sim 20\text{ }^{\circ}\text{C}$,安全运行至今,对周边环境温度影响很小。

大中型 LNG 应急储备中心,若采用两组并联空温式气化器编组系统交替运行来消除气化器外表结霜结冰,经热平衡校核设计,气化能力须为城市高峰小时流量的 1.5 倍,两组大规模的编组空温气化器并联气化系统交替切换运行,控制技术精度要求严格复杂,系统需占用很大的土地面积,但运行消除霜冰雾的效果却仍不彻底^[4]。因此后续各 LNG 应急储备

中心在扩容扩建时,陆续在编组空温气化器系统基础上再并联增加一套可独立运行的水浴式气化器系统,目前 LNG 气化工艺用水浴式气化器主要有循环水浴气化器和浸没燃烧式气化器(SCV)两类气化设备^[5]。

浸没燃烧式气化器(SCV)核心研发生产厂家是德国林德与韩国 Wonil T&I 两公司。国产浸没燃烧式气化器(SCV)的应用方面,中石化青岛和天津 LNG 接收储备站配装的江苏中圣建造的 196.1 t/h、178.5 t/h 和 207.8 t/h 三套 SCV 系统,中石油如东接收储备站配装中船 711 所建造的 200 t/h 一套 SCV 系统,均达到无霜冰雾产生的稳定运行^[6]。

依气化工艺流量和运行成本等实际情况,及场站运行气化系统的设备基础,结合场地环境与布局,西安引镇 LNG 储备中心技术上拟采用空温式气化器与浸没燃烧式气化器(SCV)或循环水浴气化器的组合配置,组成可靠的无霜冰雾的气化生产工艺。以下以上海交通大学与无锡特莱姆公司联合设计制造的 1 台 35 t/h 撬装浸没燃烧式气化器(SCV),与“加热锅炉+2 台 35 t/h 循环水浴气化器(一用一备)”,进行工程运用的技术经济分析比较。

2 两种 LNG 水浴气化器配置与应用比较

2.1 储备场站气化工程的建设周期与设备使用年限

2.1.1 工程建设周期

采用整体撬装的 SCV 机组,设备总体积小,启动快速。目前单台撬装式 SCV 规格从 40~80 t/h,更大流量可以通过多机组合模式获得。浸没燃烧式气化器(SCV)是 LNG 接收站中的关键核心设备,天津南港 LNG 应急储备项目中,中国寰球工程公司开发的 SCV 模块化技术已得到成功推广,因此,在城镇大中型 LNG 应急储备中心按现场要求规格,靠标组合成大流量 LNG 气化器组的方案可行,无锡特莱姆、天津华迈已生产有多种规格的 SCV 产品。

SCV 气化器采用撬装式结构且模块化,如表 1 所示,在生产工厂完成制造装配,进行控制系统调试与参数验证,运行成功后,运至现场,现场安装工序任务只有电力电缆与气液管线接管连接,一周内可以完成安装调试,投入系统运行,如图 5 所示。

“加热锅炉+循环水浴式气化器组”气化工艺需配套建设锅炉房。锅炉及水浴气化器的工艺安装,

表 1 模块化 SCV

Tab. 1 Modular SCV

华迈速供	规格型号	额定气化量/ (Nm ³ ·h ⁻¹)
站用型 (可模块化)	HSCV-3000	3×10 ³
	HSCV-5000	5×10 ³
	HSCV-10000	1×10 ⁴
	HSCV-20000	2×10 ⁴
	HSCV-30000×N	3×10 ⁴ ×N
撬装模块型(集装箱型)	HSCV-1000	1×10 ³
	HSCV-3000	3×10 ³
	HSCV-5000	5×10 ³
	HSCV-10000	1×10 ⁴
	HSCV-20000	2×10 ⁴



图 5 SCV 浸没燃烧式气化器工厂制造

Fig. 5 Factory manufacturing of SCV (submerged combustion vaporizers)

连接管道数量与种类很多。LNG 储备工程常用低温金属材料主要有铝合金、不锈钢、9%Ni 钢和含 Ni36 的 INVAR 殷瓦钢,在-162 ℃ 运行的 LNG 输送管道须有良好的低温综合机械性能,尤其良好的低温韧性、抗腐蚀性能和焊接性能。铝合金管材线膨胀系数偏高,强度偏低,管道热应力大,且壁厚大;不锈钢技术成熟,耐腐蚀性能好,在与低热膨胀系数的合金材料 INVAR 殷瓦钢和 9%Ni 钢两者比较中,工程上多选用综合性价比好的 0Cr18Ni9 镍钢(ASME 标准 304),奥氏体不锈钢管 0Cr18Ni9,低温机械性能优异,但冷收缩率却高达 0.003, LNG 管道在常温下安装,低温下运行,前后温差 180 ℃,管道运行存在着较大的冷收缩量和温差应力,施工因此采用了补偿装置与补偿工艺管道,工程焊接节点多且技术等级要求高。这些 LNG 管路及设备需要做批量的保温工作,以防止过量热损,因此建设安装调试周期相对较长,一般在 2~3 个月以上。

2.1.2 设备使用年限

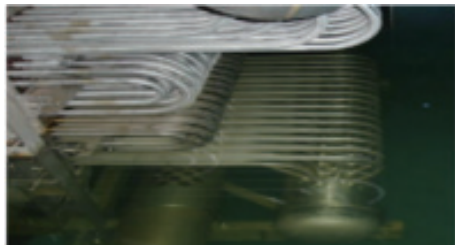
撬装 SCV 多用在 LNG 接收站、LNG 工厂与城

市应急储备中心,主要由燃烧系统、水浴加热系统和 LNG 管束气化系统 3 部分组成,包含燃料气供给系统、助燃鼓风机、冷却水泵、PH 值控制系统、NO_x 控制等部件系统,有较高运行稳定与安全性的工作要求,运行时间长,连续工作载荷大,因此设备的燃烧器、风机等核心部件,多采用法、德、美国国际品牌产品。SCV 燃烧炉膛均为耐高温不锈钢专用材料,并配备炉膛冷却系统,换热器材料采用 316 L 超低碳不锈钢材质,设备整机使用寿命大于 20 a 以上^[7]。

通用循环水浴气化器 LNG 气化绕管焊接点非常多,如图 6(a),较 SCV 每台单机对接焊缝仅几百个如图 6(b),设备系统运行时,长期热胀冷缩交替,很容易因开裂造成产品返厂维修或者直接报废。正常情况下“加热锅炉+通用循环水浴式气化器组”气化工组合,设备的使用寿命约为 10 a。



(a) 水浴式气化器的内胆结构



(b) SCV 内胆结构

图 6 SCV 和水浴式气化器的内胆结构

Fig. 6 Liner structure of SCV and the water-bath vaporizer

2.2 循环水浴气化器和浸没燃烧式气化器 (SCV) 的投资成本

以 LNG 储备中心气化工工艺为例,采用 2 台 35 t/h 循环水浴气化器,单机价格约为 300 万元,加上锅炉房等设施建造、锅炉系统设备、材料费用、安装与调试等费用,综合投资约 800 万元,系统之间配合复杂,运行人员专业要求高。单台 35 t/h 撬装 SCV,在工厂完成整机制造调试工作,现场整撬安装并程式化运行,SCV 整体价格约为 700 万元,不用建设辅助设施与复杂电力线缆敷设,项目比普通循环水浴气

化器系统总投资少 100 万元。

2.3 两类气化设备运行原理及能耗成本

1) SCV 的启动流量为 10%~110%,燃烧的高温烟气直喷于水中,产生极大的水扰动与换热管充分冲刷换热,气化时 SCV 烟气排放温度只有 35 °C 左右,表 2 为京唐液化天然气 SCV 设备的运行实例数据。

表 2 京唐液化天然气 55~200 t/h 处理能力 SCV 浸没燃烧式气化器运行参数

Tab. 2 Operation parameters of SCV with a treatment capacity of 55~200 t/h of Jingtang LNG

性能参数	运行参考值
启动时间/min	15~30
处理能力/(t·h ⁻¹)	55~200
设计压力/MPa	13.9
操作压力/MPa	入口: 8.88; 出口: 8.68
设计温度/°C	-170~65
操作温度/°C	入口: -158; 出口: 4

机组自动化程度高,安全性好,使用热效率在 95%~98%^[8],图 7(a),热效率很高,运行成本低,内地结冰地区的气化工工艺一般适合安装 SCV 系统如图 7(b)。

2) 采用“加热锅炉+通用循环水浴式气化器组”的组合气化 LNG,利用不间断循环水的热量,加热盘管中的液态 LNG,从而使低温液体气化成气体,锅炉热效率低,需要热水管道较长,因而热损大。燃烧运行时,烟气排放温度在 200 °C 以上,综合热效率为 70%~75%,较同效率 SCV 气化要多支出约 25% 的燃气费。

3) 运行耗能实例。LNG 气化量 35 t/h 的 SCV 总耗气量约为 750 Nm³/h 天然气,可利用场站工艺中的 BOG(闪蒸气, Boiled off Gas)气体;气化量 35 t/h 的“加热锅炉+普通循环水浴式气化器组”耗气量约为 950 Nm³/h 天然气,按天然气均价 3.0 元/Nm³,每小时多用天然气 600 元,月较同样工作效率的 SCV 要多余耗能约 43 万元左右。

2.4 两类气化设备环保排放影响与用地比较

SCV 气化器气化运行要求对燃烧器燃烧质量有良好的控制。燃烧过程高温、空气富氧量和氮气高温区停留时间是影响氮氧化物 NO_x 生成率与排空量的 3 个主要因素,其中任何一个指标都会影响 NO_x

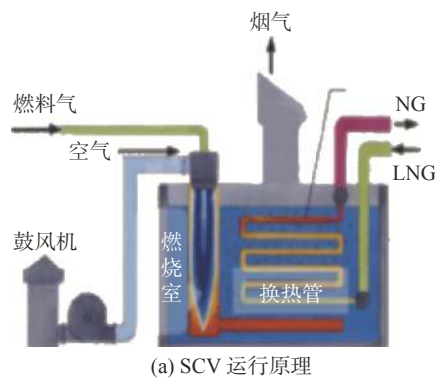


图 7 SCV 气化工作原理与设备运行现场
Fig. 7 SCV gasification working principle and equipment operation site

生成,以过量空气系数 λ 变化为例: λ 在 0.8~1.0, 排出尾气 NO_x 浓度随 λ 增大而增大; λ 在 1.0~1.2 时, 温度高, 空气含氧多, 尾气 NO_x 浓度达到最大值; λ 再大时, 空气量也大, 带走热量多, 尾气 NO_x 浓度少量降低, 如图 8 所示。因此 SCV 气化器 NO_x 的生成速率可控制^[9]。燃烧烟气经过水浴池充分混合后排放, 产生氮氧化物技术上可以控制在 30~50 ppm 以内, 工艺技术上, 保证了国家环保规范的要求。采用“加热锅炉+普通循环水浴式气化器组”气化工艺, 锅炉烟气是直接排放到大气中, 若要保证氮氧化物排放达到 50 ppm 以内, 需要配套工艺处理工程, 项目综合造价将会增大。

占地面积比较: 撬装式 SCV 系统高度集成化, 运行过程不采用明火, 35 t/h 的撬装 SCV, 出厂已经具备运行条件, 连接好电源, 接通工艺管线即可开机运行, 整机占地面积为 4 m×22 m 左右, 如图 9(a), 远小于同等气化能力的空温气化器组约 50 m×60 m 占地, 如图 9(b)。引镇 LNG 应急中心二期气化工艺区工程采用空温式气化器与浸没燃烧式气化器(SCV)的组合配置, 增加的浸没燃烧式气化器(SCV)的安装位置可设计放在一期空温气化器系统工艺区内, 从而减少用地面积。

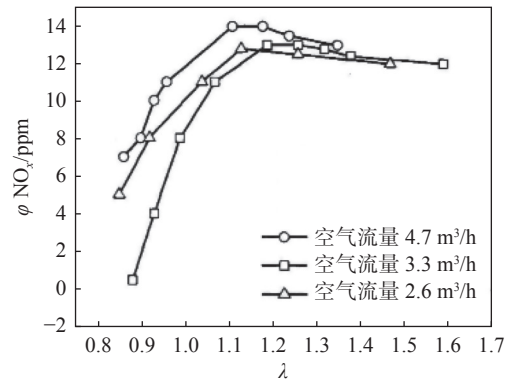


图 8 NO_x 排放浓度随过量空气系数 λ 的变化
Fig. 8 The concentration of NO_x emissions varies with the change in excess air coefficient (λ)



图 9 撬装式 SCV 与西安 AAV 空温气化器用地面积比较
Fig. 9 Comparison of land area of skid-mounted SCV and AAV (ambient air vaporizer) in Xi'an

“加热锅炉+热水锅炉房建设+循环水浴气化器”的 LNG 气化系统, 现场需安装较多工艺管道, 且锅炉燃烧属明火, 按照燃气锅炉与两台水容积各 10^4 m^3 LNG 储罐最小安全间距均大于 40 m 要求, 整套系统布置面积会很大, 需占用更多新土地。

2.5 运行稳定性和维修检测频次的比较

撬装式 SCV 配置智能化程度高, 原理与运行机制上, 只要燃烧器点火成功, 故障问题很少, 如图 10。国内厂家现阶段实行 3 a 内, 年可免费维护 1~2 次的技术支持方式, 正常运行以后, 只有很少的年度维护与人工费用支出。

通用循环水浴式气化器由于采用绕管式结构,

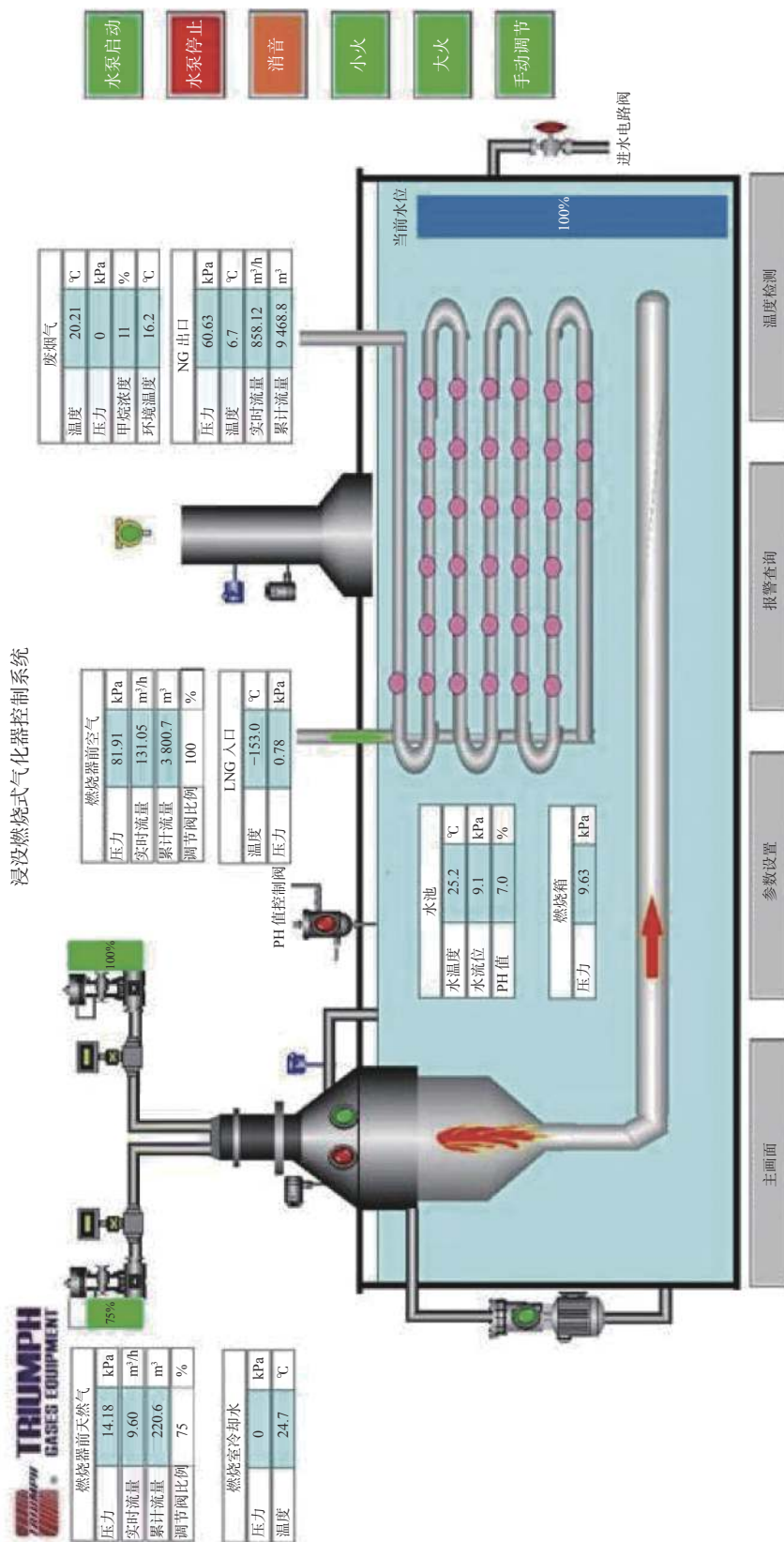


图 10 SCV 的全过程自动化运行工艺

Fig. 10 The full-automatic operation process of SCV

绕管承压和规格偏高,组装与焊接工艺链长,技术严格。热胀冷缩容易引起管裂或焊接应力等损伤,若漏气时,国内返厂维修需 30 d 左右,维修过程经常报废,只能直接用新成品更换。按照新版国家安全生产监察条例^[10],锅炉每年都要监检,系统运行操作时,需要配备专员,具有专用资质,符合条件方能进行正常运行。

2.6 浸没燃烧式气化器(SCV)运用情况

上海交大制冷与低温工程研究所、中石油京唐液化天然气公司^[11]、无锡特莱姆气体有限公司、天津华迈以及江苏中圣压力容器等装备研制单位,在 SCV 气化器设计制造与工程建设方面进行了多年的实践。2017 年国内首台 SCV 在江苏 LNG 接收站试运行成功;2018 年 2 月中石化天津液化天然气(LNG)项目投产,正在建设的二期项目,设计安装有 6 台高压浸没燃烧式(SCV)气化器;2019 年无锡特莱姆与上海交大联合研制的国产 SCV 成功投入使用并开始量产;中圣压力容器于 2019 年发布了《LNG 浸没燃烧式气化器》标准。以下为 LNG 接收站气化设备的技术设计,与环境温度变化时 SCV 设备的运行情况。

含盐海水结冰温度是 $-1.9\text{ }^{\circ}\text{C}$,所以开架式(ORV)气化器可设计在 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 海水温度连续运行,气化后的天然气较海水的温度低。目前 LNG 接收站中,韩国仁川接收站开架式(ORV)气化器海水入口设计温度为 $5\text{ }^{\circ}\text{C}$,当入口海水温度为 $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,ORV 还能继续工作,当温度继续降低时,ORV 的气化能力也相应降低,降低值取决于通过开架式(ORV)气化器海水温度降低量;一般设计开架式(ORV)气化器入口海水温度 $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上、出口温度 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上。中海油天津接收站海水温度降至 $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 即无法支持 ORV 运行,就只用浸没燃烧式气化器(SCV)进行 LNG 的气化生产,整个生产过程设备外部无任何冰霜^[12]。江苏 LNG 接收站开架式(ORV)气化器的运行,夏季海水流量在 $7\ 800\text{ t/h}$ 即可以满足 200 t/h 气化量的满负荷运行,冬季,海水温度较低,海水流量必须满足 $9\ 180\text{ t/h}$,小于此流量时管束会结冰,出口天然气温度会降低,尤其是海水温度低于 $5.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的情况下,需要采用开架式(ORV)气化器与浸没燃烧式气化器模式配合运行,因此《液化天然气接收站工程设计规范》(GB 51156—2015)要求,当设计使用海水作为气化器气化热源时,

海水温降不应大于 $5\text{ }^{\circ}\text{C}$,这对降低 LNG 气化器的海水用量是较大挑战,可供应海水流量小将使流入气化器气化海水温度过低,开架式(ORV)气化器不能运行,只能使 SCV 气化器直接进行 LNG 气化生产^[13]。国内外实践证明:开架式(ORV)气化器与浸没燃烧式气化器(SCV)的双系统转换运行配置,具备不结冰结霜运行的稳定性,(ORV)开架式气化器因环境温度过低无法气化生产的情况无论多复杂,解决问题的关键是运行浸没燃烧式气化器(SCV)。

中海油浙江宁波 LNG 接收站总罐容 96 万 m^3 ,年周转能力 600 万 t/a (约 $84\text{ 亿 m}^3/\text{a}$),接收站浸没燃烧式气化器(SCV)单机配有 140 t 的水池,LNG 的气化能力为 175 t/h ,即 25 万 Nm^3 天然气,SCV 运行时可使水浴温度基本保持在 $16\text{ }^{\circ}\text{C}$,且温度可以在 $2\sim 54\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的范围内调整,从 SCV 输出的气化天然气平常温度 $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右,改变水浴温度控制气化天然气输出时的实际温度,高温输出可达 $42\text{ }^{\circ}\text{C}$,接收站 2012 年 9 月起运行,通过完整 LNG 气化热平衡的工程校核计算,选用开架式(ORV)气化器与 SCV 气化器两套设备组合工艺,依环境温度情况,通过切换独立运行其中一套或者两套系统联合优化运行,设备外表气化过程消除了霜冰,环境不起雾,图 11(a)为 LNG 接收站气化工艺。开架式(ORV)气化器主用于接收站正常环境温度的 LNG 气化,运行成本较低;浸没燃烧式(SCV)气化器的运行成本相对较高,初期投资少、运行灵活可靠,用于低温环境及应急调节状态的 LNG 气化输出,适用范围广泛^[14],图 11(b)为 LNG 接收站气化现场设备示意图。沿海接收站工程气化区设备配置主要采用“开架式(ORV)气化器+浸没燃烧式(SCV)气化器”优化模式,可兼顾无冰霜及节能运行^[15],与内地城市 LNG 应急储备中心“空温式气化器+水浴式气化器”工艺搭配模式十分类似,只是内地环境温度足够好的情况下,气化量达 180 t/h 以上的开架式(ORV)气化器工作过程改由适合城镇 LNG 应急储备中心的编组空温气化器(AAV)执行^[16],目前国内单台空温气化器的规格为 $50\sim 5\ 000\text{ Nm}^3/\text{h}$ 。

大型 LNG 接收站终端气化工程的运行证明^[17],在 LNG 气化区,高集成度 SCV 浸没燃烧式气化器,通过燃烧提供气化热能,具备应急状态快速启动与主动气化 LNG 的能力,适合城市燃气 LNG 应急输

配气化器外表无霜冰,环境不起雾的运行要求,在城镇 LNG 应急储备系统中运用,十分灵活可靠。

“双碳”目标下,电力与天然气是目前城镇改变传统化石能源结构和能源供给安全的主要承担能源,内地发展建设的 LNG 应急储备场站及中心的数量与规模快速增大,在大中型电厂煤改气发电、区域性分布式多能源互补运用、构建现代城市能源供应网将发挥更大的支持作用,并为内地新能源领域工程

技术发展提供可行的实践经验^[18],如-253℃临界温度下,规模化氢能液气态转换储存及应用工程。为保证 LNG 应急储备场站的无霜冰雾气化运行生产连续性,气化工艺区配置气化器时,需坚持选择由两套可独立运行的并联气化器组成的气化工艺系统方案,城镇大型储备场站首先考虑用 AAV 空温气化器+SCV 浸没燃烧式气化器的配置,避免主要依靠空温气化器编组气化工系统进行气化的设备配置。

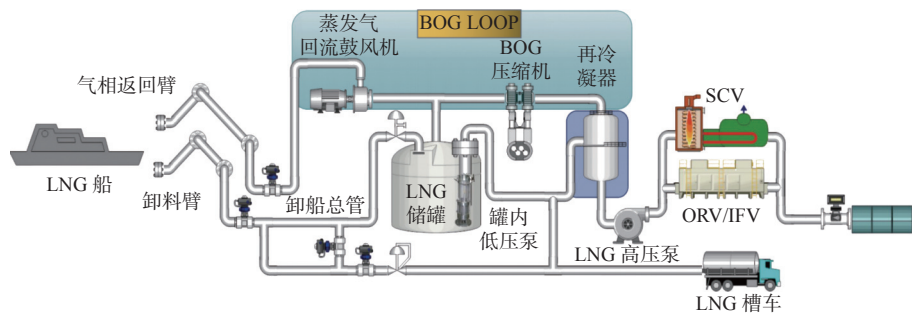
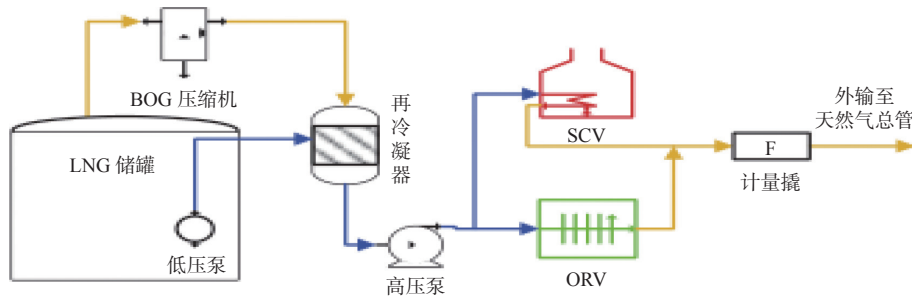


图 11 LNG 接收站气化工工艺

Fig. 11 Gasification process of LNG terminal

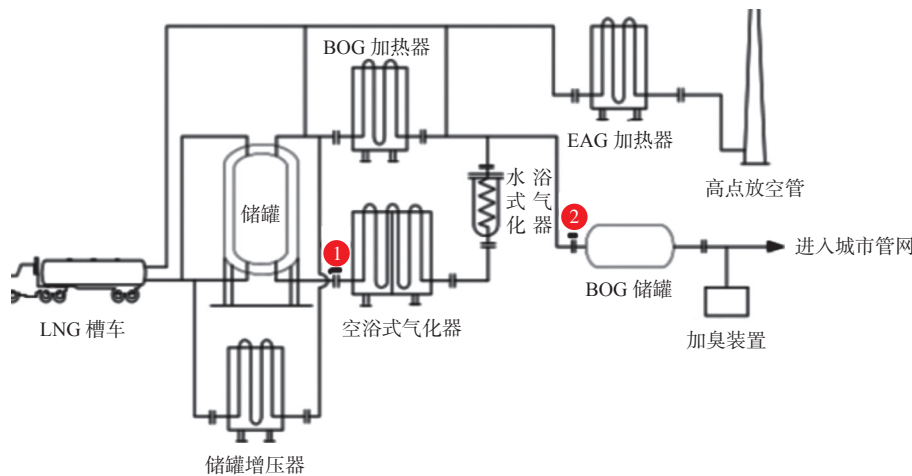


图 12 LNG 储备中心气化工工艺

Fig. 12 Gasification process of LNG reserve center

3 LNG 应急储备中心气化器并联双系统建设方案与编组优化运用

内地大中型 LNG 储备应急中心,采用空温气化器组的气化系统,如图 12 所示,气化过程中,储罐中常压 LNG 增压至 0.35 MPa,进入主空温气化器组系统与空气换热气化为气态天然气(NG, Natural Gas),气化器出口外输的气态 NG 压力 0.35 MPa,温度要求高于 5 ℃,不低于环境温度 10 ℃。当主空温气化器组出口气态 NG 温度达不到 5 ℃,串联水浴式气化加热器可继续升温气态 NG,保证输出天然气温度大于 5 ℃ 要求。

在图 12 所示的 LNG 气化工艺管线的 1、2 两处,增加接入一套气化能力大的撬装浸没燃烧式气化器(SCV)系统,或者一套“锅炉+循环水浴气化器”气化系统,与原空温气化器组系统并联,配置成双系统气化的工程建设方案,应急储备中心的气化工艺设备实际也就形成具备一开一备的两套气化系统,原空温气化器组系统停机维护维修时,另一组仍可正常气化生产,二者可独立交替气化运行;同时也可以双系统联合优化运行,保证 LNG 气化过程全工况无霜冰雾正常运行,适合我国内地 LNG 应急储备中心建设的实际要求。

由于浸没燃烧式气化器(SCV)系统与原空温气化器组成的双气化系统,性能灵活,多数地区在春夏秋高气湿或低负荷气化时,可采用单一空温气化器组系统运行完成气化工艺的生产任务,并取得节能的效果;秋冬气温低或气化生产载荷过大时,选择撬装浸没燃烧式气化器(SCV)+空温气化器组并联系统联合优化运行,甚至单一 SCV 运行。2 种优化运行方式可以消除雾霜冰对生产的影响,减少运行人员工作量,保证设备的连续运行生产^[19],西安引镇 LNG 应急储备中心二期气化工程,选用的是这个气化工艺方案。

内地 LNG 应急场站的建设,周边有电厂与化工厂等单位的富余热源,可利用多余热源与循环水浴气化器组成的气化器系统,与空温气化器组并联进行 LNG 气化生产,也可以避免气化区设备起霜结冰与起雾,并且综合利用了工厂的热源^[20];无富余热源与条件不具备配备 SCV 气化器的寒冷地区,适度放宽用能量,也可选择“加热锅炉+通用循环水浴式气

化器组”与空温式气化器组组成两套均可独立运行的并联气化系统,完成 LNG 无霜冰雾气化生产。

4 结论

LNG 应急储备中心是重要的城镇能源基础设施,承担着城镇天然气输配网络的调峰与应急供给任务,场站运行的安全性、可靠平稳性、经济性是关键。在工程设计时,应选择在安装空温气化器组气化系统的基础上,并联一组可独立气化运行的 SCV 气化系统,或者“锅炉+水浴循环气化器组”气化系统,组成并联双气化系统,以确保 LNG 应急中心气化工艺的连续无霜冰雾生产。对受霜冰雾影响的 LNG 应急储备中心进行技术改建时,要做好完整的调研工作,设计与工艺安排,要与现场设备、土地面积和环境相适应。先前内地建设的 LNG 储备中心,技改优化后,应增强气化系统气化器编组运行与生产调度的优化,充分利用空气蕴含热能进行气化生产,满足生产过程的节能要求。

参考文献:

- [1] 严乐. 空温式气化器综述 [J]. 云南化工, 2019, 46(8): 184-185, 188. DOI: 10.3969/j.issn.1004-275X.2019.09.053.
YAN L. A review of the air-temperature gasifier [J]. Yunnan chemical technology, 2019, 46(8): 184-185, 188. DOI: 10.3969/j.issn.1004-275X.2019.09.053.
- [2] 黄中峰, 王云航, 邹伟. LNG空温式气化器结霜机理及控制技术 [J]. 煤气与热力, 2021, 41(8): 19-23, 36. DOI: 10.13608/j.cnki.1000-4416.2021.08.017.
HUANG Z F, WANG Y H, ZOU W. Frosting mechanism and control technology of LNG air temperature vaporizer [J]. Gas & heat, 2021, 41(8): 19-23, 36. DOI: 10.13608/j.cnki.1000-4416.2021.08.017.
- [3] 吴晓红, 陈永东, 李志. LNG缠绕管水浴式气化器防结冰分析及对策 [J]. 设备管理与维修, 2014(5): 56-58. DOI: 10.3969/j.issn.1001-0599.2014.05.034.
WU X H, CHEN Y D, LI Z. Anti-icing analysis and countermeasures of LNG winding tube water bath gasifier [J]. Plant maintenance engineering, 2014(5): 56-58. DOI: 10.3969/j.issn.1001-0599.2014.05.034.
- [4] 任乐梅, 焦文玲. LNG空温式气化器除霜判定指标及标准研究 [J]. 煤气与热力, 2020, 40(11): 21-27. DOI: 10.13608/j.cnki.1000-4416.2020.11.005.

- REN L M, JIAO W L. Research on defrosting judgment index and standard of LNG ambient air temperature vaporizer [J]. *Gas & heat*, 2020, 40(11): 21-27. DOI: [10.13608/j.cnki.1000-4416.2020.11.005](https://doi.org/10.13608/j.cnki.1000-4416.2020.11.005).
- [5] 梅鹏程, 邓春锋, 邓欣. LNG气化器的分类及选型设计 [J]. *化学工程与装备*, 2016(5): 65-70.
- MEI P C, DENG C F, DENG X. Classification and selection design of LNG vaporizer [J]. *Chemical engineering & equipment*, 2016(5): 65-70.
- [6] 黄宇, 张超, 陈海平. 液化天然气接收站关键设备和材料国产化进程研究 [J]. *现代化工*, 2019, 39(4): 13-17. DOI: [10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2019.04.003](https://doi.org/10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2019.04.003).
- HUANG Y, ZHANG C, CHEN H P. China's progress in local manufacture of key equipment and materials for LNG terminal [J]. *Modern chemical industry*, 2019, 39(4): 13-17. DOI: [10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2019.04.003](https://doi.org/10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2019.04.003).
- [7] 刘世俊, 郭超, 雷江震, 等. 浸没燃烧式LNG气化器燃烧器的研究 [J]. *城市燃气*, 2016(5): 9-13. DOI: [10.3969/j.issn.1671-5152.2016.05.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-5152.2016.05.002).
- LIU S J, GUO C, LEI J Z, et al. Study on burner of LNG submerged combustion vaporizer [J]. *Urban gas*, 2016(5): 9-13. DOI: [10.3969/j.issn.1671-5152.2016.05.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-5152.2016.05.002).
- [8] 裘栋. LNG项目气化器的选型 [J]. *化工设计*, 2011, 21(4): 19-22,6. DOI: [10.3969/j.issn.1007-6247.2011.04.005](https://doi.org/10.3969/j.issn.1007-6247.2011.04.005).
- QIU D. Type selection of evaporator for LNG project [J]. *Chemical engineering design*, 2011, 21(4): 19-22,6. DOI: [10.3969/j.issn.1007-6247.2011.04.005](https://doi.org/10.3969/j.issn.1007-6247.2011.04.005).
- [9] 尹星懿. 浸没燃烧式气化器原理分析及方案优化 [J]. *城市燃气*, 2014(2): 9-12. DOI: [10.3969/j.issn.1671-5152.2014.02.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-5152.2014.02.002).
- YIN X Y. Principle analysis and scheme optimization of immersion combustion gasifier [J]. *Urban gas*, 2014(2): 9-12. DOI: [10.3969/j.issn.1671-5152.2014.02.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-5152.2014.02.002).
- [10] 中华人民共和国国务院. 特种设备安全监察条例 [EB/OL]. (2003-03-11) [2021-08-09]. https://www.gov.cn/zhengce/2020-12/26/content_5574590.htm.
- State Council of the PRC. Regulations on the safety supervision of special equipment [EB/OL]. (2003-03-11) [2021-08-09]. https://www.gov.cn/zhengce/2020-12/26/content_5574590.htm.
- [11] 杨信一, 刘筠竹, 李硕. 唐山LNG接收站浸没燃烧式气化器运行优化 [J]. *油气储运*, 2018, 37(10): 1153-1157. DOI: [10.6047/j.issn.1000-8241.2018.10.011](https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2018.10.011).
- YANG X Y, LIU Y Z, LI S. Operation optimization of submerged combustion vaporizer in Tangshan LNG receiving station [J]. *Oil & gas storage and transportation*, 2018, 37(10): 1153-1157. DOI: [10.6047/j.issn.1000-8241.2018.10.011](https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2018.10.011).
- [12] 荀海晶. 天津LNG项目气化器选型分析 [J]. *中国造船*, 2014, 55(增刊2): 138-143.
- XUN H J. Selection of vaporizer in Tianjin LNG project [J]. *Shipbuilding of China*, 2014, 55(Suppl. 2): 138-143.
- [13] 陈军, 孔令广. 浸没燃烧式汽化器的分析优化 [J]. *管道技术与设备*, 2012(4): 55-57. DOI: [10.3969/j.issn.1004-9614.2012.04.020](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-9614.2012.04.020).
- CHEN J, KONG L G. Analysis and optimization of submerged combustion vaporizer [J]. *Pipeline technique and equipment*, 2012(4): 55-57. DOI: [10.3969/j.issn.1004-9614.2012.04.020](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-9614.2012.04.020).
- [14] 彭超, 刘筠竹. LNG接收站冬季气化器联运方案 [J]. *化工管理*, 2014(33): 145. DOI: [10.3969/j.issn.1008-4800.2014.33.121](https://doi.org/10.3969/j.issn.1008-4800.2014.33.121).
- PENG C, LIU Y Z. Gasifier transport scheme in winter for LNG receiving station [J]. *Chemical engineering management*, 2014(33): 145. DOI: [10.3969/j.issn.1008-4800.2014.33.121](https://doi.org/10.3969/j.issn.1008-4800.2014.33.121).
- [15] 夏硕, 林剑彬, 董顺, 等. ORV和SCV冬季运行经验分析及运行优化 [J]. *石化技术*, 2017, 24(3): 210. DOI: [10.3969/j.issn.1006-0235.2017.03.169](https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-0235.2017.03.169).
- XIA S, LIN J B, DONG S, et al. Analysis and operation optimization of ORV and SCV winter operation experience [J]. *Petrochemical industry technology*, 2017, 24(3): 210. DOI: [10.3969/j.issn.1006-0235.2017.03.169](https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-0235.2017.03.169).
- [16] 吕俊, 王蕾. 浙江LNG接收站项目气化器选型及系统优化 [J]. *天然气工业*, 2008, 28(2): 132-135. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2008.02.039](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2008.02.039).
- LÜ J, WANG L. Selection of vaporizer types and optimization of vaporizer system in LNG receiving terminal project of Zhejiang province [J]. *Natural gas industry*, 2008, 28(2): 132-135. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2008.02.039](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2008.02.039).
- [17] 付子航, 宋坤, 单彤文. 空气热源式气化技术在大型LNG接收终端的应用 [J]. *天然气工业*, 2012, 32(8): 100-104. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2012.08.022](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2012.08.022).
- FU Z H, SONG K, SHAN T W. Application of ambient air based heating vaporizers in large LNG receiving terminals [J]. *Natural gas industry*, 2012, 32(8): 100-104. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2012.08.022](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2012.08.022).
- [18] 氢启未来网. 液态固态储氢技术取得突破, 储运成本有望大幅下降 [EB/OL]. (2023-04-25). <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1764114884317659686&wfr=spider&for=pc>.
- Hydrogen Kai Future Network. Breakthrough in liquid solid

hydrogen storage technology [EB/OL]. (2023-04-25). <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1764114884317659686&wfr=spider&for=pc>.

- [19] 矫依存. 不同气候分区LNG空温式气化器配置优化研究 [D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2020. DOI: [10.27061/d.cnki.ghgdu.2020.002433](https://doi.org/10.27061/d.cnki.ghgdu.2020.002433).

JIAO Y C. Optimization of air-temperature gasifier configuration in different climate zones [D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2020. DOI: [10.27061/d.cnki.ghgdu.2020.002433](https://doi.org/10.27061/d.cnki.ghgdu.2020.002433).

- [20] 冯道荣, 刘元向, 邓小明, 等. LNG接收站利用电厂温排水的取排水方案探讨 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(增刊1): 36-42. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.S1.006](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.S1.006).

FENG D R, LIU Y X, DENG X M, et al. Discussion on the water

intake and drainage schemes of LNG terminal using the thermal drainage from power plant [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(Suppl. 1): 36-42. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.S1.006](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.S1.006).

作者简介:



冯朝阳

冯朝阳 (通信作者)

男, 高级工程师, 学士, 主要从事城市燃气、清洁能源、车用能源综合加注工程与场站建设, 及设备技术研究与管理工(e-mail) 406693940@qq.com。

(编辑 赵琪)

广 告

封面图片——广东碳捕集测试平台项目 (GCCT) ----- 封一

南方能源建设订阅号彩图----- 封二

中国能建广东院 CCUS 技术中心----- 封三

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司----- 封四