

LNG 接收站工艺技术的初选

王 雷 王伟哲 邓国安 (寰球工程项目管理(北京)有限公司, 北京 100029)

摘要: LNG 接收站是由众多相关系统总成的一个有机整体, 通过这些系统的相互协作, 才能将海上运输来的 LNG 通过一定的工艺流程存储在 LNG 储罐并外输至用户。本文对 LNG 接收站进行了介绍, 并对其中比较关键的储存系统、BOG 处理系统和气化外输系统的不同工艺方案进行了分析总结, 给出了工艺方案比选的合理建议, 为以后的接收站工艺设计方案比选提供参考和建议。

关键词: LNG 接收站; 储罐; BOG 处理; 气化器

根据国家“十四五”和 2030 远景规划纲要能源发展政策, 我国包括 LNG 在内的天然气储存能力预计从 2021 年到 2025 年将每年增长 17%, 到 2025 年达到 400 亿 m³。LNG 接收能力预计将年增 8.6% 在 2025 年前达到 1 亿 t。截止目前, 我国已建成投产 LNG 接收站 22 座, LNG 接收站总能力超过 8000 万 t/a。全国拟在建 LNG 接收站项目共 64 个。LNG 接收站作为液化天然气产业链下游的关键中间设施, 将在“2030 碳达峰、2060 碳中和”目标实现中发挥十分重要作用。

LNG 接收站按照系统功能可以划分为卸/装船系统、LNG 储存系统、BOG 处理系统、气化外输系统等功能单元。本文针对 LNG 接收站不同功能系统, 对不同工艺方案进行了对比分析和总结。

1 LNG 储存系统

LNG 储罐是实现接收站储存功能的最核心设备, 由能够承受低温 LNG 的金属容器、外部金属或混凝土支撑结构等组成。LNG 储罐按结构形式可以划分为单容罐、双容罐、全容罐和薄膜罐^[1]。

1.1 单容罐

单容罐是 LNG 工业发展早期通常采用的储存容器, 由一个耐低温容器组成, 该容器为自支撑式钢制筒状结构。单容罐建造成本较低, 一般优先使用双拱顶结构, 由于外壳不能够容纳低温 LNG, 在单容罐外须修建围堰以容纳事故状态下泄漏的低温 LNG 液体, 因而单容罐占地面积相对较大, 同时单容罐由于其建造材料的固有特性, 难以承受一般飞行物撞击和一定规模的爆炸冲击波, 其安全性较差^[2]。

1.2 双容罐

双容罐内罐结构跟单容罐类似, 为自支撑式耐低温钢制圆筒结构, 由于设有混凝土外罐, 能够容纳内罐发生泄露情况下溢出的低温液体, 所以不需要设置围堰, 因此占地面积相对单容罐来说较小。但由于双容罐外罐并没有设置罐顶, 其裸露的罐顶在受到爆炸冲击波或小型飞行物撞击的时候, 储罐的安全性能仍然存在隐患, 在设备布置时需要较大的安全防护距离, 并且相对远离人口稠密地区。

1.3 全容罐

全容罐由内罐和封闭的外罐组成, 外罐既能储存气

体也能储存低温液体。全容罐又分为双金属全容罐和预应力混凝土全容罐, 双金属全容罐的内外罐都为 9% Ni 钢板或耐低温不锈钢材料建造而成, 因此不需要设置围堰, 相比较单容罐其占地面积较小。预应力混凝土全容罐的内罐材料为耐低温 9% Ni 钢, 外罐为预应力混凝土建造而成, 其结构能够承受小型飞行物撞击和一般爆炸冲击波的攻击, 而且也有相当强的罐外火灾耐受能力, 所以从安全行方面来讲, 预应力混凝土 9% Ni 钢全容罐是最高的^[3]。复杂的结构和高级别的安全行使得全容罐的建造需要相对较高的成本, 而且施工难度增大, 施工周期变长。

1.4 薄膜罐

薄膜罐同样是由内罐和封闭外罐组成, 其外罐与预应力混凝土全容罐外罐差别不大, 由底板、罐壁和穹顶组成, 用于承载薄膜内罐传导的 LNG 重量、罐顶设备重量、气相压力以及保护内罐免受外部物体打击和冲击波攻击等。内罐是耐低温金属薄膜制造而成, 能够盛装低温 LNG, 但不具备自支撑能力, 薄膜通过保温层将 LNG 的压力传导至外罐。

有效容积相同的情况下, 薄膜罐相比较于预应力混凝土 9%Ni 钢全容罐, 在投资上可减少 10%~35%, 建设周期能够缩短大约 4 个月的工期^[3]。此外在地震频发区, 9% Ni 钢全容罐的内罐需锚固在混凝土底板上, 而薄膜罐内罐通过保温层与外罐融为一体则不需这样的加固措施, 可以节省相应投资。但由于薄膜内罐不能独立承压, 安全性相比预应力混凝土 9% Ni 钢全容罐较低。

2 BOG 处理系统

接收站在 LNG 接卸、储存、装车、保冷循环等过程当中, 由于动设备的扰动和同环境的热交换, 会产生大量的蒸发气 (Boil of gas, 即 BOG), 如不对其进行处理, 储罐的压力会逐渐上升, 直至超出储罐的设计压力。根据 LNG 接收站的功能定位、外输方案、BOG 处理量和国家及地方的环保政策要求的不同, 可以有多种不同的 BOG 处理方案, 主要有直接输出、再冷凝、再液化三种比较成熟的工艺方案。

2.1 BOG 直接输出工艺

直接输出工艺流程是利用压缩机将储罐漏热产生的 BOG 升压后直接输送至下游低压用户管网的工艺方案。

通常来讲直接输出在工艺上是最简单、采用设备最少的方案,但由于BOG增压需要消耗大量的压缩功,不利于接收站的运营成本控制,为了使接收站建设工程管理增值,该工艺适用于外输用户管网压力较小(通常为2~3MPa)或者BOG产量小以及LNG外输量不稳定的情况^[4]。

2.2 再液化工艺

该工艺是将BOG经过BOG压缩机增压,输送至再液化装置与超低温制冷剂进行换热,从而将BOG液化成LNG的过程。再液化装置主要由原料气压缩机、冷剂压缩机、冷箱、冷剂配置罐、冷机输送泵等装置组成,相比较于其他BOG处理工艺,再液化工艺装置多、流程复杂,而且能耗大、运营成本相对较高。但受功能定位和规划进度的影响,新建的接收站有时候不建设外输管线或外输管线不能与接收站同步投产,这个时候再液化工艺方案就能够完美的解决不浪费BOG和达到环保要求的问题。付海泉等对再液化工艺方案进行了能耗分析和经济性研究,提出了再冷凝和再液化相结合的工艺,能够有效减少或者避免BOG放空的同时,降低接收站的操作运营成本^[5]。

2.3 再冷凝工艺

再冷凝工艺是将BOG经过压缩机加压后送入再冷凝器,利用过冷的LNG将BOG冷凝,经过升压、气化后进入高压外输管网输送到下游用户。再冷凝工艺方案的主要设备是再冷凝器,有工艺设备少、流程简单的优点,并能够充分利用低压泵输出的过冷LNG的冷量来进行BOG的冷凝,运营操作费用较低,能够有效地节约接收站的运营成本。但再冷凝工艺要求的BOG和LNG的气液质量比至多为1:9,也就是说冷凝1t的BOG需要至少9t的过冷LNG,所以只有在高压外输达到一定量之后,再冷凝工艺才能够兑现其节省运营成本的优势。

陈蒙等结合具体工程案例,从投资回收期的经济性视角对直接外输方案和再冷凝工艺方案进行了对比研究,发现外输管网压力越高、高压气化外输量越大,再冷凝工艺方案的投资回收期越短。在其案例背景下,外输管网压力为2MPaG时,选择直接压缩处理工艺更为经济合理;而当外输管网压力高于2MPaG时,选择再冷凝处理工艺更有优势^[6]。

3 气化外输系统

LNG气化是实现液化天然气接收站实现其外输功能的重要环节,主要是通过高温介质与低温LNG换热,并将之气化外输的一个过程。目前全球的液化天然气接收站主要采用三种类型的气化器,分别为开架式气化器(ORV)、浸没燃烧式气化器(SCV)、液体介质气化器(IFV)。下面就各种不同的气化器的特点和优劣势进行全面的对比分析,为今后LNG接收站气化器的设计选型和配置提供建议和参考。

3.1 开架式气化器(ORV)

ORV的基本单元是传热管,由若干传热管组成管板,

再由一定数量的管板组成气化器^[7]。ORV以海水作为加热介质,海水从气化器上部进入,喷淋在管板的外表面,依靠重力自上而下流动,LNG在铝合金管内部自下而上流动,与海水逆向流动进行换热从而被气化。

由于热介质海水免费且容易获取,加上结构简单、操作和维护方便,ORV已经被广泛应用于LNG发展较早的日本、韩国和欧洲等国家和地区的接收站项目^[8]。经过几十年的发展,ORV的制造技术和运营操作日趋成熟,越来越多的接收站选择使用ORV作为LNG气化器。

虽然ORV因其操作运营成本低廉而广受欢迎,但其选型和使用也受到海水水质和项目所在地气候环境及环保政策的制约。在选用ORV作为气化器的时候,通常主要考虑海水因素,具体包括:

①海水中的重金属离子含量。大量的重金属离子会造成ORV锌铝合金涂层的损坏,缩短气化器的使用寿命;②海水中泥沙和悬浮物的含量。过多的泥沙和固体悬浮物会加速ORV换热管防腐涂层的磨损,缩短涂层喷涂周期。同时沙子和悬浮物的过度沉积也会造成水槽和管路堵塞;③项目所在地的环境保护法律法规。通常热介质海水的温度降会控制在5℃以内;④海水的温度。海水温度低于7~8℃时,ORV的使用将会导致海水结冰,影响航道通行。

此外由于海水的腐蚀和固体悬浮颗粒对板面的冲刷磨损,ORV板面的防腐涂层7~8年需重新喷涂一次,会造成较长的停车时间,产生较高的维修成本。因此ORV的选用也会受到海水水质和环保法律规定的限制^[9]。

3.2 液体介质气化器(IFV)

IFV是一种管壳式热交换器,以液态丙烷、异丁烷、氟利昂、氨^[10]等介质作为中间加热介质,采用海水作为热源将中间介质加热气化,气化后的中间介质进而给低温LNG加热,使其在管程内气化为低温天然气,同时中间介质蒸气被冷凝成液态,就这样在换热器LNG气化单元以气-液动态平衡的形式循环使用。目前IFV使用较为广泛的中间介质是丙烷。

中间介质的使用可以避免热源海水与低温LNG直接进行换热,降低了热源和被热LNG的传热温差,使得气化设备结冰结霜的可能性大大降低,从而有效防止海水结冰附着在气化设备上,带来的传热效率下降或者生产事故的发生;同时中间介质与海水/LNG的换热过程为沸腾换热+凝结换热过程,其传热系数远大于强制对流换热的传热系数,使LNG气化过程中的传热效率更高^[11]。再加上IFV气化器结构紧凑,进一步提升了其换热效率。

而且为了抗海水腐蚀及固体悬浮物的腐蚀,IFV与海水接触部分采用钛管制造,使其拥有了能够适应不同水质海水的巨大优势,适用海水水质范围比ORV更广。同样因为IFV的制备采用了特殊材料,其造价投资相对来说会比较高。目前掌握IFV设计制造技术的厂商很少,仅有日本神户制钢一家厂商,所以IFV造价比较昂

贵,制造周期大约为 22~24 个月,相比较其他气化器制造周期较长^[9]。

因此 IFV 适用于建设地海水水质较差,对气化设备腐蚀和冲刷比较严重的项目所在地。

3.3 浸没燃烧式气化器 (SCV)

燃料气和助燃空气在 SCV 气化器的燃烧室内混合然后点燃,燃烧后的高温烟气通过喷嘴喷射进入水中,与水直接接触,以较高的传热速率和热效率将水加热,激烈地搅动形成湍流,LNG 经过浸没在水中的不锈钢盘管,由热水加热而气化。

SCV 气化装置的热效率在 98% 左右,有较强的加热能力,能够适应负荷突然增加的要求,可快速启动,并能对负荷的突然变化做出反应,适合于紧急情况或调峰工况下的使用。而且 SCV 气化器结构紧凑、节省空间,装置的购置成本相对较低。但 SCV 气化器需要消耗燃料气,通常使用接收站产生的 BOG 或者气化外输管线的天然气作为燃料,一般大约需消耗产品天然气的 1.5% 作为燃料气,全生命周期的运营成本相对较高^[12]。

SCV 适用于接收站建设地气候严寒,不能够充分利用海水换热,以及外输调峰要求较高、应急保安需求较大的项目。

4 系统单元工艺方案建议

4.1 储存系统

作为 LNG 接收站的关键核心设备,LNG 储罐的容积和类型直接决定了接收站的规模和储气能力,LNG 储罐的选型应宏观考虑统筹决策。选型应从安全可靠、建造成本、技术先进性、施工周期及难易程度、配套设施、占地面积和适应性等方面进行全面综合考虑。

储罐有效容积 5000 m³ 以内,项目用地面积比较充裕的情况下,建议采用施工工艺简单、建设周期短、建造成本低廉的单容罐;罐容在 5000~50000 m³ 之间,推荐单容罐或者全容罐,若占地面积和安全性要求较高,建议选用双金属全容罐;罐容在 50000 m³ 以上,建议选用安全性更高的预应力混凝土全容罐或者薄膜罐。

4.2 BOG 处理系统

合理的 BOG 处理系统工艺方案的选择,不仅可以提高接收站操作运营的安全性、延长设备的保养维护周期和使用寿命,还能有效提高接收站的效益,所以优化的 BOG 处理工艺方案能够为接收站全生命周期增值创收。BOG 处理系统工艺方案的选择需要全面考虑接收站的外输方案,主要包括是否气化外输,气化外输设施是否与接收站同期投产,气化外输气量、外输压力,公用工程消耗品价格等。

在接收站不设置气化外输或者气化外输不与接收站同期投产的情况下,BOG 处理系统工艺方案选择再液化工艺来处理接收站产生的 BOG;在外输压力较低、外输气量较小的情况下,推荐选用 BOG 直接外输的方式来为下游低压用户提供低压天然气,这样能够节省设备投资成本和操作运行费用;当外输压力较高、外输气量很

大的情况下,应结合工程实际情况,采用设备投资成本和操作运营成本更经济的 BOG 再冷凝工艺方案。

4.3 气化外输系统

气化外输系统工艺方案的选择直接关系到接收站建设成本和操作运营成本。影响气化外输系统工艺方案选择的因素主要有项目建设地的气候环境、环保要求、海水水质等。

当项目建设地是沿海地区且年平均气温较高、海水水质优良,推荐使用设备设计和制造成熟、购置成本相对低廉、操作运行稳定,且运营成本非常经济的 ORV 气化器;若项目建设地是沿海地区且年平均气温较高、海水水质较差,对 ORV 设备的腐蚀和冲刷会比较严重的情况下,建议优先采用 IFV 气化器,虽然设备购置费用相对较高,但 IFV 优良的换热效率、稳定的设备运行及不使海水结冰的良好特质,会为接收站节省相当可观的操作运维费用;当项目建设地处在内陆或者气候较为严寒的地区,建议采用换热效率高、调峰能力突出,能够应对应急状况的 SCV 气化器。

当然以上建议并不绝对一一对应,接收站项目可以根据项目的实际情况,选择适合项目自身特点且经济可行的组合工艺方案。

参考文献:

- [1] 王立国.LNG 接收站工艺技术研究[J].东北石油大学专业学位硕士学位论文,2013.
- [2] 梁玉华等.LNG 调峰储备站储罐的选型[J].煤气与热力,2018,38(12):B22-B25.
- [3] 翁振中.液化天然气(LNG)全容罐结构和性能分析[J].化工管理,2016(20):5-6.
- [4] 吴海峰.LNG 储气调峰站 BOG 再液化工艺探讨[J].工艺技术,2019(13):233-234.
- [5] 付海泉.LNG 接收站 BOG 处理工艺综合对比分析[J].天然气集输处理,2021,40(2):32-37.
- [6] 陈蒙.LNG 接收站 BOG 处理量计算及处理工艺比选[J].山东化工,2016,45(6):97-99.
- [7] 顾安忠等.液化天然气技术[M].北京:机械工业出版社,2015:105-108.
- [8] 陈海平.液化天然气接收站气化器选型[J].石油化工设备,2018,47(3):18-21.
- [9] 裘栋.LNG 项目气化器的选型[J].化工设计,2011,21(4):19-22.
- [10] 王凯.中间介质气化器综述[J].云南化工,2020,47(10):38-42.
- [11] 蔡宪和.中间介质气化器国产化关键技术研究[J].中国海上油气,2013,25(4):60-63.
- [12] 梅鹏程.LNG 气化器的分类及选型设计[J].化学工程与装备,2016(5):65-70.
- [13] 韩猛.国内薄膜型 LNG 储罐可行性分析[J].科学管理,2019(7):168-169.