

液化天然气接收站零气态外输的新型蒸发气回收技术

刘雨轩（中石油江苏液化天然气有限公司，江苏 南通 226000）

摘要：在液化天然气接收站的建设使用初期，在外输需求低或是尚未建立气态外输系统的情况下，需要实现零气态外输，对蒸发气进行回收，本文从液化天然气接收站的工艺流程出发，分析了蒸发气产生的主要原因，并对直接压缩工艺、再冷凝工艺以及小型撬装式再液化工艺进行了分析，以此为液化天然气接收站的蒸发气处理提供新的思路，降低生产成本，提高经济效益。

关键词：LNG 接收站；BOG 回收；技术分析

液化天然气因其高效和环保特性，在全球能源市场中扮演着重要角色，然而在运输和储存过程中，液化天然气会由于各种原因产生蒸发气，传统处理蒸发气的方法主要是燃烧，不仅会导致经济效益受损，还会对环境造成污染，因此开发高效的蒸发气回收技术已经成为液化天然气领域的一个重要课题，特别是那些能够实现零气态外输的回收技术。

1 液化天然气（LNG）接收站工艺流程

1.1 卸料系统

液化天然气接收站的卸料系统是整个接收站的关键部分，负责将液化天然气从运输船安全、高效地卸载到接收站的储罐中。卸料系统的主要组成部分为：卸料臂，连接运输船与接收站管线；蒸发气回流臂，将接收站储罐内的蒸发气返回到运输船；液化天然气取样器，采集样本，进行质量检测；卸船管线、循环保冷管线等。具体工作流程为：运输船进港靠泊后，通过安装在码头上的卸料臂，将运输船上的液化天然气出口管线与岸上的卸船管线连接起来。然后由船上储罐内的输送泵，将所载的液化天然气输送到岸上。卸船作业结束后，使用氮气吹扫卸料臂及管线，消除残留的液化天然气。

1.2 储存系统

液化天然气接收站的储存系统主要由液化天然气储罐及其配套设施组成。常见的储罐类型有混凝土全容储罐、薄膜型全容罐、重力式沉箱等。以上储罐都能够承受高压并在一定程度上保持液化天然气的低温状态。同时具有良好的绝热性能，可以减少热量传递。部分储罐还会配置液位、温度、密度等监控系统，便于日常管理。在配套设施上，主要有进出料及液化天然气外输管道系统、紧急切断阀、安全阀、呼吸阀以及用于维护和应急响应的罐顶吊机和干粉罐消防设施。这些配套设施通过先进的自动化控制系统来实现

对储气过程的精确监控和管理，可以提高工作效率。

1.3 蒸发气（BOG）处理系统

蒸发气处理系统是确保接收站安全、高效运行的重要组成部分。蒸发气的产生主要由于液化天然气在储存和运输过程中从环境吸热，或是受外界因素影响。如果处理不当，可能会导致储罐超压，造成安全隐患。根据采取的处理工艺不同，各个接收站的蒸发气处理系统组成也不同，一般情况下，蒸发气处理系统包括压缩机、再冷凝器、高压泵、气化器以及控制系统^[1]。

2 蒸发气（BOG）产生的主要原因及危害

2.1 产生原因

首先，储罐漏热会产生蒸发气，以大型全容型液化天然气储罐为例，其内外两层结构会存储热量，而罐壁部分的吸热量受液位影响严重不足，该种储罐在静态条件下每小时会产生 4.5~9.5t 的蒸发气。其次，由于液化天然气的低温特性，其管线在未使用时需要进行循环保冷，在该过程中也会产生一定量的蒸发气。最后，泵运行也会产生一定热量，这部分热量也会被罐内的液化天然气吸收，从而气化产生蒸发气，同时低压泵与高压泵产生的蒸发气量也不相同，高压泵产生的气量更多。此外，外界因素也会额外产生蒸发气，例如当大气压力变化时，储罐内的液化天然气操作压力会升高和降低，导致罐内的气相空间膨胀，液化天然气会过热蒸发，从而产生蒸发气。

2.2 危害

蒸发气的主要成分是甲烷，并且在实际工作，蒸发气的产生不可避免。蒸发气的存在会提高储罐压力，使液化天然气接收站存在安全隐患，如果没有应急措施及设备，大量的蒸发气会导致接收站超压，进而引发事故。而在传统方法的处理中，一般对蒸发气进行燃烧、排放处理，这样既浪费了能源，又污染了环境。如果不能及时进行回收利用，将造成巨大的经济损失。

3 液化天然气接收站零气态外输分析

液化天然气接收站的主要功能是从运输船上卸载液化天然气,并将其存储在接收站的储罐中,在某些特定情况下,例如,市场需求不足或设施维修,接收站需要执行零气态外输操作,要求蒸发气必须重新液化并返回储罐,而不是以外输气体的形式出售。在该种情况下,蒸发气的压缩机负荷会增加,设备运行负担加大,还需要精确控制再冷凝器中的蒸发气流量,以匹配蒸发气的液化需求。

4 基于零气态外输的新型蒸发气回收技术

4.1 直接压缩工艺

直接压缩工艺是液化天然气接收站的主要蒸发气回收工艺,主要利用压缩机将液化天然气储罐产生的蒸发气进行加压,可适用于建设初期,外输不足的工况中,该方法更加经济有效,同时还能配合其他工艺进行使用。

4.1.1 主要步骤

首先,收集从液化天然气储罐中蒸发产生的蒸发气,通过收集系统将其汇集到压缩机入口处。然后,蒸发气通过多级压缩机进行压缩,逐步提升压力。在压缩过程中,蒸发气温度会逐渐升高,需要在加压过程中进行冷却。经过压缩后的液化天然气经过冷却器降温,并通过脱水装置去除其水分,可以有效避免在回收过程中形成冰化合物。压缩冷却后的蒸发气可以与来自低压汽化器的天然气混合,从而实现有效回收。在实际操作中,根据接收站的实际工作情况,可采用一台或多台蒸发气压缩机,并结合液化天然气汽化器进行换热处理,避免低温蒸发气外输。

4.1.2 关键技术细节

首先,在设备方面,压缩机是直接压缩输出工艺的核心设备,通常采用多级压缩以提高回收效率,并降低能耗。低温压缩机则适用于蒸发气温度较低的情况,造价高昂。常温压缩机的成本较低,但是需要对蒸发气进行预热,使其处于常温压缩机的工作温度范围,压缩效率较低。其次,在工艺方面,在多级压缩过程中,蒸发气需要进行多次冷却来降低温度,以提高压缩效率,该过程通常使用水冷或空气冷凝器实现。最后,在脱水上,压缩和冷却过的蒸发气需要通过分子筛或其他脱水装置来去除水分,确保天然气干燥,避免冰堵塞的同时,保证蒸发气的回收质量。

4.1.3 技术优缺点

直接压缩工艺由于无需额外的冷凝设备,因此不需要加装复杂的冷凝系统,工艺流程更加简单,降低

了初期投资和运营维护成本,更加适用于零气态外输的工况。并且直接压缩工艺的灵活性更高,可以适用于不同规模的液化天然气接收站,特别是小型接收站和调峰站,能够灵活应对不同的外输需求。此外,对于小型液化天然气接收站而言,直接压缩工艺的能耗较低,经济性好。直接压缩工艺的使用会受到蒸发气的成分限制,例如,当蒸发气中含有较多轻烃组分时,在压缩过程中容易出现气阻,从而影响压缩效果。并且如果液化天然气对其压力较高时,直接压缩工艺可能无法满足需求,需要考虑与其他工艺结合使用,从而增加经济成本。

4.1.4 实际案例分析

以国内某液化天然气接收站为例,该站点处于建设初期,外输需求不足,下游用户用气较少,该接收站内蒸发气的产量为6t/h,根据其需求可以采用直接加压工艺。该项目主要使用常温蒸发气压缩机,一用一备。同时配置四台电加热器、一辆蒸发气压缩机吊车。经过实际应用,总能耗为 $0.1\text{kW}\cdot\text{h}/\text{Nm}^3\text{LNG}$ 。经工艺核算,该改造成本较低,蒸发气放空量较少,整体经济性较好。

4.2 再冷凝工艺

再冷凝工艺主要与压缩工艺配合使用,在使用压缩机对蒸发气增压后,将其导入再冷凝器中,并与过冷的液化天然气接触,使蒸发气被冷凝处理掉,从而再次回收到储罐中。

4.2.1 传统蒸发气再冷凝系统

传统的蒸发气再冷凝工艺流程较为简单。该系统主要是回收因环境热量深入而导致的蒸发气,为了避免安全隐患。生成的蒸发气会通过管道进入压缩机进行压缩,提高蒸发气压力,方便后续处理。压缩后的蒸发器会进入换热器,与外部冷源进行热交换,降低温度,这一步骤是利用液化天然气本身的低温特性,使蒸发气降温。经过换热降温后的蒸汽会进入再冷凝器中,进一步被冷却直至液化,最后回流至储罐中,而未能液化的气体则返回继续循环^[2]。传统蒸发气再冷凝系统虽然流程简单,但具体设计较为复杂,其中再冷凝器就包括填料床层、液体分布器等多个组件,可以有效保证蒸发气和冷液化天然气之间的接触面积,从容提高冷凝效率,这种系统设计不仅能耗较高,控制系统也十分复杂,不便于检查维护。

4.2.2 蒸发气再冷凝工艺优化

目前有一种改进后的蒸发气再冷凝系统,主要采用了静态混合器和气液分离器的组合,取代了传统的

再冷凝器。在该系统中,静态混合器用于液化天然气和蒸发气的混合换热,通过特殊的内部结构设计(如左右旋交替周期分布的叶片),使蒸发气产生大量微小的气泡,从而增加气体表面积,促进与液化天然气的接触与换热,从而提高冷凝效率。而气液分离器则用于分离静态混合器出口的气液介质,确保液化天然气储罐外的增压泵不会产生“汽蚀”,从而保障系统可以安全稳定的运行。

气液分离器顶部出口连接液化天然气储罐的蒸发气总管,底部出口连接根据需求连接外输总管或断开。静态混合器一端连接气液分离器,另一端连接低压外输总管。蒸发气总管依次连接压缩机和换热器后,接入静态混合器。罐外增压泵出口连接高压外输总管,分为两路,一路通过换热器后再与另一路汇合,共同进入气化器。在实际应用中,为了确保系统的高效、稳定运行,需要对蒸发气压缩机的出口温度和压力、进入静态混合器的液化天然气流量以及气液分离器的液位和压力进行精确控制,以此实现蒸发气的完全冷凝^[3]。

优化后的蒸发气再冷凝系统设备结构简单,便于检修和维护,同时冷凝效果得到了大幅提高,可达90%以上。该优化还简化了控制方案,使操作更加方便。

4.3 小型撬装式再液化工艺

小型撬装式蒸发气再液化工艺是指用于小型液化天然气接收站、卫星站和小型调峰站的紧凑型蒸发气再液化处理装置。这些装置具有高度集成、操作灵活的特点,适合于处理间歇性和小规模产生的蒸发气。

4.3.1 原理及工艺流程

小型撬装式蒸发气再液化工艺主要利用氮气作为制冷剂,利用其膨胀过程提供的冷量来实现蒸发气的再液化,也就是利用氮气经过压缩、冷却、节流膨胀等一系列热力学过程产生的低温效应。

首先,对氮气进行压缩,使其具备较高的压力,通常会分阶段进行压缩,并且在每个阶段利用中间冷却器来移除压缩过程中产生的热量,例如,在第一级压缩中,氮气需要从常压压缩到5bar,第二级需要进一步压缩至15bar,主要在该两级之间进行冷却,以维持较低温度。其次,被压缩后的氮气处于高温高压状态,因此需要进入冷却器,使用外部冷却介质(如海水或空气)将其温度降至预定水平,比如从150℃冷却至40℃,确保后续节流膨胀过程的有效性。然后将经过冷却的高压氮气通过节流阀进行膨胀,同时压力也会大幅降低,从而使得氮气温度骤降,从而形成

所需的低温环境,具备高效的制冷效果。最后,将氮气导入热交换器中与蒸发气进行热交换,蒸发气被冷却并最终液化,而氮气自身温度升高。根据实际情况,热交换过程可能会往复循环,逐步降低蒸发气温度直至液化。最后,液化天然气需要通过分离器进行气液分离,未液化的部分返回前端继续处理,液化部分则储存于储罐中^[4]。

4.3.2 优缺点

小型撬装式再液化工艺设备十分紧凑,基本上所有设备都会集成在一个撬块上,大大节省了空间,十分适合有限的场地。同时其灵活性强,可根据蒸发气的产生量调整运行负荷。其模块化的设计使得系统可以快速启动和关闭,响应及时。但是由于其制冷效率较低,在大规模的液化天然气生产中,单位能耗较高,因此更适合小规模的应用场景。

4.3.3 具体案例分析

以某液化天然气加气站为例,该站点的液化天然气储槽体积为30m³,每天的蒸发气排放量在50~200kg。基于其需求,安装了小型撬装式再液化系统,根据实际测试,装置的日均蒸发气的再液化量可达106kg,净制冷量在550W@120K以上。可以有效满足其回收需求。

5 结论

针对液化天然气在投产初期外输需求不足的情况,本文对液化天然气接收站的工艺流程进行分析后,提出使用直接压缩工艺、再冷凝工艺以及小型撬装式再液化工艺来对蒸发气进行回收,并对其技术特点、优缺点以及经济性等进行了分析。相关技术人员必须结合站点的实际情况,对不同的蒸发气回收方案进行比较,从而挑选出最合适的处理方法,以实现蒸发气的零外输。

参考文献:

- [1] 郑志,吕艳丽,姚景,等.基于液氮冷凝的LNG罐箱BOG回收技术研究[J].化工管理,2024,(23):94-97.
- [2] 王雅倩,马荣荣.LNG接收站BOG处理工艺的优化对策探索[J].山西化工,2024,44(10):134-136.
- [3] 吴昊,王城景,王傲,等.新投产LNG接收站BOG处理方法优化探究[J].山西化工,2024,44(05):111-113.
- [4] 孙大伟,李嘉旭.小型撬装式LNG液化天然气气化站设计[J].化学工程与装备,2023,(05):57-58.

作者简介:

刘雨轩(1996-),男,汉族,黑龙江大庆人,助理工程师,大学本科,研究方向:天然气接收站。