

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2015.07.004

# LNG接收站非设计工况下接船卸料所面临的问题及对策

□ 广东珠海金湾液化天然气有限公司 ( 519000 ) 方灿明

**摘 要:** 近年来,我国沿海地区新建并投入运营的LNG接收站有愈来愈多的趋势,而有一部分新接收站的下游市场需求和外输管道等配套设施并未完全匹配,导致这些接收站很容易出现非设计工况运营。非设计工况运营会使正常的接船卸料流程带来一些新的问题。本文首先简要介绍了LNG接收站产生非设计工况的原因,并分析了接收站在非设计工况下进行储罐控压的应对方法;然后对LNG船舶的货舱压力控制系统进行了简单的分类和归纳,指出在不同的压力控制系统下LNG船舶对接收站储罐和火炬放空系统的控压依赖程度具有本质的区别。最后,具体分析了在非设计工况下的接船卸料,LNG接收站和船舶将面临的问题并给出了相应的对策。

**关键词:** LNG接收站 非设计工况 储罐压力 BOG再液化 LNG船舶控压 接船卸料 火炬放空 经济纠纷

## 1 引言

随着中国经济的快速发展,国产气和管道进口气无法满足日益增长的天然气消费需求。为了弥补国内的天然气供应缺口,加快调整我国的能源消费结构,缓解日益严重的环境污染问题,我国政府明确提出了要大力发展天然气产业,增加天然气在一次能源消费结构中的比重。而根据能源界的共识,增加天然气供应最直接有效的方法就是在沿海建设LNG接收站,通过大型的LNG船舶引进LNG。

在这种背景下,我国三大国有石油公司相继建设和投用了宁波LNG、珠海LNG、海南LNG、天津浮式LNG、唐山LNG、粤东LNG等一大批接收站。这些接收站建成和投产以后,所引进的LNG规模基本能弥补我国的天然气供应缺口。

然而,近年来,出于抢占市场份额、占领天然气

战略制高点的目的,一些新建的接收站出现了建设进度超前的情况,即在下游的市场需求和相关配套设施还没有完全匹配的情况下将接收站建成并投入运营。再加上自产的海上天然气资源(简称海气)、内陆管道气源供应的冲击和进口LNG购销价格严重倒挂,已有部分新建的LNG接收站出现了限量管道外输甚至是零管道外输的情况。众所周知,LNG接收站最基本的作用是将LNG船舶上的货物接卸、储存和气化管道外输,其设计、建设和运营管理的理念都是建立在这个基础上的。因此,限量管道外输甚至是零管道外输必将使LNG接收站的生产运营出现非设计工况。

## 2 长期在非设计工况下运行使接收站储罐产生的问题

由于LNG超低温的物理特性(-162℃),接收

站在无接船卸料的正常运行操作期间, 储罐吸热、管道循环保冷、槽车装车和低压泵等设备做功发热等因素均会引起LNG蒸发气化产生BOG (BOIL OF GAS蒸发气)。随着BOG量的累加, 储罐压力随之上升。如果BOG气体不能及时处理, 储罐最终将超过其设计压力, 对接收站的设备和安全生产产生严重的威胁。而对储罐降压主要有几种方式<sup>[2]</sup>:

- (1) BOG压缩低压外输;
- (2) BOG高压外输;
- (3) BOG再冷凝高压外输;
- (4) 火炬、安全阀放空。

由以上降压方式可见, 主要和正常的储罐降压方式都涉及到管道气化外输, 只有到万不得已的情况下才会采取火炬和储罐安全阀直接放空, 因为这两种操作不仅仅造成资源的极大浪费而且放空的气体会产生温室效应, 严重污染环境。根据国际气象组织(WMO)下属的气候变化专门委员会(IPCC)测定, 等质量甲烷所造成的温室效应是二氧化碳的21倍。

因此, 在缺少外输的情况下, 接收站储罐必然升压直至超压, 迫使接收站将多余的BOG用火炬燃烧放空。某新建的LNG接收站针对这种情况, 为了减少所燃烧浪费的BOG, 在整个接收站的工艺流程中增加了一套液化能力为5万m<sup>3</sup>的BOG再液化系统, 使一部分的BOG得以回收, 损失得到有效的控制。增加再液化系统后的接收站工艺流程图如图1所示。

即便如此, 接收站面对每天巨大的BOG产生量, 每天5万m<sup>3</sup>左右的BOG再液化能力经常显得杯水车薪, 所以在下游外输之前, 每天都通过火炬燃烧放空了大量BOG。为了尽量避免BOG的放空浪费, 该接收站采用了将BOG尽量储存在储罐内, 让储罐升压并保持在其工作压力范围内较高压力水平的方法。如该接收站储罐的高压报警压力位为25kPa, 通过让储罐的压力长时间保持在23kPa左右的高压位, 而非正常外输时所推荐的12kPa~18kPa的方法, 配合BOG再液化系统和下游每天约25万m<sup>3</sup>的高压外输量, 基本杜绝了BOG直接火炬放空浪费的现象。

### 3 LNG船舶货舱控压系统介绍

#### 3.1 LNG船舶的BOG处理系统

LNG船舶按照货舱围护系统主要分为薄膜型和MOSS型<sup>[3]</sup>。国内接收站所接卸的LNG船舶, 薄膜型占绝大多数。其中Moss球LNG船舶的货物围护系统是一种自支承压力容器式液舱, 液舱壳体以膜应力的形式承受了所有货物载荷, 且球形液舱通过赤道圈和围裙支承于船体的中和轴附近。所以, Moss型液罐具有很强的结构设计, 可允许货舱在正负向过压的情况下进行作业, 一般不会受到岸方非设计工况的影响。而

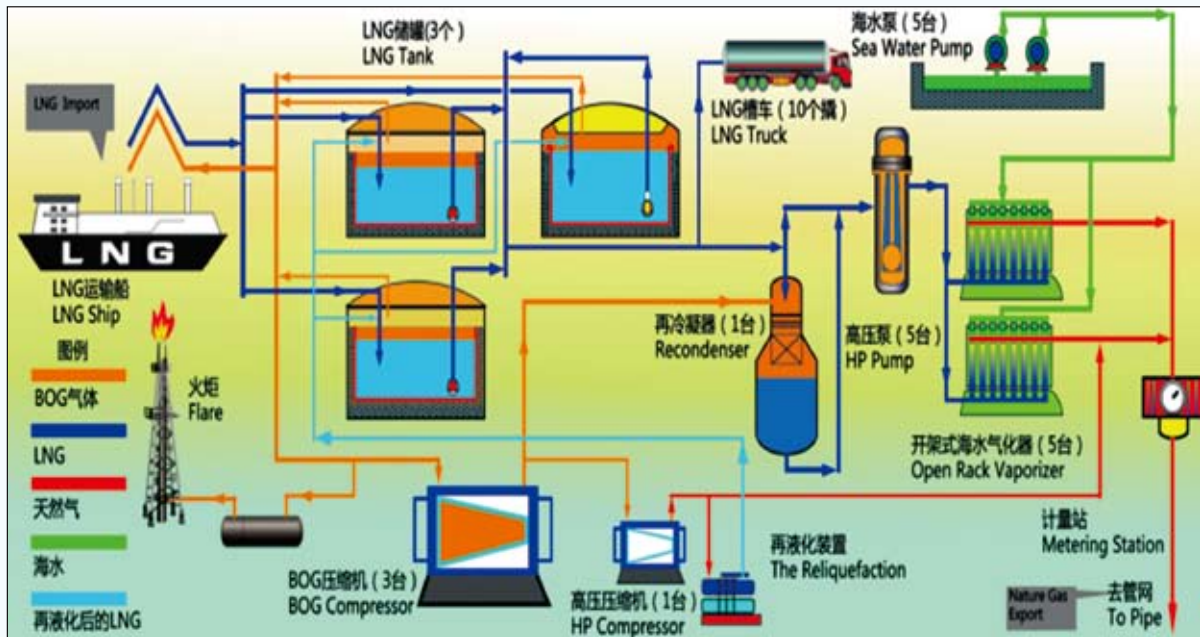


图1 增加再液化装置后的接收站工艺流程

薄膜型货物围护系统液舱与船体为一个整体。船体除了作为船体梁所承担的静水和波浪载荷外，船体内壳体还承担所有的围护系统和货物载荷，另外，薄膜型LNG船与货物直接接触的绝缘层的厚度只有0.7mm左右。因此，薄膜型LNG船舶的货舱设计压力一般为-1kPa~25kPa,操作压力为7kPa~19kPa,若船舱压力超过操作压力，则会发出报警并触发逻辑连锁，导致卸料作业无法正常进行<sup>[4]</sup>。

货舱的压力限制必然要求LNG船舶配备相应的BOG处理系统。而LNG船舶对BOG的处理方式主要基于“将BOG作为主机燃料”和“再液化处理”这两大完全不同的处理理念，并根据不同的BOG处理理念配备不同的船舶主动力推进装置。具体区别如表1。

### 3.2 不同的BOG处理系统对于LNG船舶在靠泊期间控压的影响

LNG货舱的压力是LNG船在港作业期间的重要参考指数，其稳定与否将直接影响到LNG船舶卸料作业的效率与安全。

对于配备再液化装置的Q-FLEX和Q-MAX型LNG船舶而言，由于再液化系统对BOG的再液化处理属于LNG船舶货舱内的货物循环，对于货物计量和货物交割影响不大，而且其对计量结果的影响完全可以通过第三方独立检验通过详细核算后计入最终报告。

因此BOG再液化系统可以在靠泊卸料期间一直运作。Q-FLEX和Q-MAX型LNG船舶在港靠泊期间所产生的BOG也无需依赖接收站的储罐和火炬系统进行泄压，岸罐高压的非正常工况自然不会对其货舱的压力控制产生太大影响。

相反，对于以BOG作为船舶主机燃料的LNG船舶，在其靠港以后，船舶主机关停。主机关停以后唯一能处理BOG的设备只剩下GCU（传统的蒸汽轮机船型甚至没有GCU，只依靠锅炉），为了不影响货物计量和贸易交割，GCU或锅炉必须在卸前计量前及时关停，直至卸后计量以后才能开启。因为根据贸易双方的SPA协定，卸前计量的货物数量扣除卸后计量所余的底脚料（HEEL CARGO）数量即为本次卸料作业的最终卸货数量，也是贸易双方所交割的货物数量。如果在卸料期间开启GCU，相当于船方燃烧使用了已经交割给买方的货物，严重违反贸易条款，会引发一系列的贸易纠纷（GCU系统无计量设备）。所以，卸前计量后，此类船舶泄压的唯一方式就是通过返气臂向接收站储罐输气泄压。

## 4 在储罐高压的非设计工况下如何接船卸料

Q-FLEX和Q-MAX型LNG船舶由于配备了BOG再

表1

BOG处理理念	船舶主推进装置	主要应用船型	BOG处理装置	靠泊期间BOG处理
BOG作为主机燃料燃烧	蒸汽轮机（STEAM）	较早期建造的常规型 <sup>①</sup> LNG船舶	锅炉燃烧，过热水蒸气海水冷却	货物初始计量前和货物完卸计量后用GCU燃烧；初始计量后至完卸计量前（卸料阶段）通过岸方返气臂向岸罐泄气
	双燃料电力推动（DFDE）	后期建造的常规型LNG船舶	BOG压缩机、GCU <sup>②</sup>	
将BOG再液化	带液化装置的低速柴油机（DRL），完全用燃料油作为船舶燃料	卡塔尔天然气公司的Q-FLEX和Q-MAX型 <sup>①</sup> 船舶	BOG再液化处理系统、GCU	可以一直使用再液化系统回收BOG；卸料期间用岸方返气臂补气

注：①常规型又称标准型，指载货容积为130 000m<sup>3</sup>~170 000m<sup>3</sup>的LNG船舶；Q-FLEX和Q-MAX型分别指载货容积为210 000m<sup>3</sup>和266 000m<sup>3</sup>左右的LNG船舶。其中常规型LNG船舶为主力船型，世界上绝大多数的大型LNG船舶都属于这类型号；Q-FLEX和Q-MAX型LNG船舶为卡塔尔天然气运输公司（Nakilat）独有，卡塔尔天然气运输公司目前拥有世界上最大的LNG运输船队，其LNG运输船达到61艘<sup>[5]</sup>。

②GCU英文全称为Gas Combustion Unit（气体燃烧装置），主要用于燃烧处理超过船舶再液化处理能力或船舶主机燃料需求的BOG，防止LNG船舶货舱超压。

液化系统，具有自我调节货舱压力的能力，除非BOG再液化系统出现故障，否则岸罐高压对此类船舶的卸料作业基本没有影响。

而在港期间依赖接收站进行货舱控压的常规型LNG船舶则将面临困境。根据我们已有的经验，常规型LNG船舶货舱压力失控，需要接收站协助降压的时间节点主要有以下两个：

(1) 卸前计量后，需对液相臂和部分卸料管线进行预冷和填充，直至液相臂和部分管线温度达到预定的低温时进行冷态的ESD测试，整个过程将持续约2个小时。由于此时还未开始卸货，LNG船舶货舱内的气态空间小，LNG货物较多，BOG蒸发量大。在此期间，LNG船舶的货舱将很可能快速升压。

(2) 完卸计量后至LNG船舶的GCU设备正常运转之前。完卸计量之后，LNG货舱内的剩余货物继续蒸发，压力持续上升。而由于某些LNG船舶的GUC系统启动较慢，有时需要花费2h甚至更长时间，此时如果不进一步采取措施将使LNG船舶货舱超压。

LNG货舱一般在超过17kPa之前就要尽快进行泄压，而此时接收站岸罐的压力高达23kPa，岸罐压力明显高于船舱压力，打开返气臂阀门后，接收站储罐内高压的BOG将自由流动至相对低压的船舱，此时的储罐根本无法起到给LNG船舶泄压的作用，反而会引起来LNG货舱压力加速升压。而在岸罐高压的情况下，接收站也不会接受船方采用压缩机将BOG通过气相返回臂“吹”到岸罐的方法，因为这样会给岸方带来不可控的压力风险。为了防止LNG船舱继续升压，直至触发安全阀让BOG直接放空甚至损坏货舱，船方只能通过接收站的火炬系统进行燃烧放空。

因常规接收站码头返气臂与连接火炬系统的BOG主管间并未设计切断阀，为了将LNG船舶多余的BOG通过返气臂进入BOG主管，接收站需要临时设置工艺流程，此时接收站内的整个BOG处理系统需停止运行，因此必须在临时设置流程的过程中安排专人监测LNG储罐压力状况，以免发生储罐超压。如BOG储罐发生超压的情况，必须人工开启位于每座LNG储罐顶部的大气排放阀进行直接放空降压。总而言之，这样的非常规操作除了带来安全隐患之外，将BOG直接排放至火炬燃烧，无法实现回收处理，造成的经济损失和浪费也较大<sup>[6]</sup>。另一方面，如LNG船舶的火炬放空

泄压发生在第(1)时间节点，由于此时已经完成卸前计量，货物已经交割，所燃烧的BOG损失只能由买方或者接收站承担，会引发经济纠纷。

## 5 接收站非设计工况下接船卸料的对策

非设计工况下接船卸料对于LNG船方和接收站都是相当不利的，为了避免安全风险，较少经济损失，减轻环境污染，建议采取以下对策：

(1) LNG接收站改良工艺流程，调动包括槽车外输在内所有的BOG处理方式，调节再液化系统，使储罐压力尽量降低至17kPa以下，以满足LNG船舶货舱返气升压和泄压的需求。

(2) 在LNG船舶抵港前，提前了解该LNG船舶的BOG处理方式。对于没有自带BOG再液化系统的船舶，提前告知船方调整LNG船舶的BOG压缩机功率和主机进料比例等，尽量降低货舱压力，为LNG船舶靠港后的升压和应急处理留有足够的缓冲时间。在正常卸料阶段，也应提前告知船方在完卸之前将船舶货舱的压力尽量降低。

(3) 接收站根据非设计工况的实际情况，提前做好LNG船舶向接收站火炬系统放空的临时流程设计和人员准备。

(4) 提前沟通协调在非设计工况的情况下，LNG船舶火炬放空所带来的经济损失的承担方或分担方式。安全永远是第一位的，应防止由于临时的经济纠纷所带来的时间延误。时间的延误很可能错过最佳处理时机，造成更大的安全隐患和事故。

(5) 提前安排第三方计量人员和检验检疫CIQ人员及时登轮待命。计量检验工作非常重要，因为这是货物数量计算和贸易交割的唯一依据。同时计量检验工作也是接船卸料流程中不可或缺的一环，在卸前计量工作完成之前，不得开启船上的任何货泵和打开返气臂阀门向岸方卸料或泄压。为了缩减计量检验时间，让后续作业流程尽快开展，也防止LNG船舶由于等待时间过长，货舱压力失控，必须提前安排相关计量检验人员提前登轮待命。

(6) 船岸双方都应做好相关设备的日常保养维护并备有相应的应急预案，同时加强相关预案的演练，确保当相关设备出现故障时能够第一时间做出响

应，及时做出正确的应急反应。

## 6 结束语

随着我国天然气发展战略的加快，不仅三大国有石油公司加快了建设沿海大型LNG接收站的步伐，越来越多的民营企业也将加入竞争的行列。据报道，随着2014年LNG接收站的开发建设开始向社会资本开放，新奥集团、广汇能源等民企也已拿到LNG接收站规划建设的路条<sup>[7]</sup>。市场竞争的加剧必将导致更多新投用的LNG接收站面临非正常工况运行的情况。结合已经出现的实际问题，总结经验并探索出可行的应对策略，可以作为各大LNG接收站，特别是新投用和将要投用的LNG接收站的操作运营参考。同时建议各大天然气运营商在大力建设LNG接收站的同时，做好下游外输设备和市场开发的相关配套工作，尽量避免让LNG接收站长时间出现非正常设计工况运营的情况，减少不必要的经济损失。

### 参考文献

- 1 韩广忠. 中国新建LNG接收站的经营困境及其对策[J]. 天然气工业, 2014; 34(5): 168-173
- 2 陈彬. 浅谈LNG接收站储罐压力控制方式[J]. 油气冶炼, 2013; 13: 249-250
- 3 顾忠安. 液化天然气技术手册[M]. (H)北京: 机械工业出版社, 2010: 01
- 4 邢辉, 张荣旺. 液化天然气船到港接卸流程与优化[J]. 油气储运, 2012; 31(4): 381-386
- 5 商务部驻卡塔尔经商参处. 卡塔尔天然气运输公司将继续扩充LNG船队规模[EB/OL]. [2014-07-16]. <http://www.mofcom.gov.cn/article/i/jyjl/k/201407/20140700664564.shtml>
- 6 叶芬. 海南LNG接收站配合LNG运输船气体试验方案优化研究[J]. 化工管理, 2014; 14: 204-205
- 7 李卓. 中石化首个LNG接收项目山东投产 行业竞争加剧[N]每日经济新闻, 2014-12-15

## 工程信息

### 浙江省桐庐县首个天然气综合利用规划获批复

2015年6月，桐庐县首个《天然气综合利用规划（2014年~2020年）》正式获浙江省发改委批复。

据悉，此次规划分两阶段实施，近期为持续至2017年，县中心城区及江南镇实现管输天然气供应，横村镇及分水镇通过自建气源站实现天然气供应，天然气需求量达0.89亿m<sup>3</sup>，占一次性能源结构比重5.7%；中心城区居民管道气化率达50%，江南镇、横村镇及分水镇居民气化率达40%；公交车、出租车气化率分别达26%和60%；建设江南镇、横村镇和分水镇LNG气化站，建设城市中压燃气管道约78km，全县完成锅（窑）炉“煤改气”和车船“油改气”工程。远期为持续至2020年，

天然气需求量达1.73亿m<sup>3</sup>，占一次性能源结构比重11.4%；中心城区、江南镇、横村镇及富春江镇实现管输天然气供应，分水镇、瑶琳镇、百江镇、合村乡、钟山乡、新合乡通过自建气源站实现天然气供应；中心城区居民管道气化率达80%，江南镇、横村镇及分水镇居民管道气化率达60%，富春江镇、瑶琳镇居民管道气化率达40%，其他乡镇达20%，公交车、出租车气化率分别达到60%和90%；新建瑶琳镇、百江镇、合村乡、钟山乡、新合乡LNG瓶组气化站，新建城市中压燃气管道约118km。

（本刊通讯员供稿）