

# 液化天然气供气站的操作技术和运营管理

吴创明

(新奥集团股份有限公司)

吴创明.液化天然气供气站的操作技术和运营管理.天然气工业,2006,26(8):126-129.

**摘要** LNG供气站的安全、规范操作是稳定、可靠供气的前提和保障。供气站正式投运前须用液氮对工艺系统进行干燥、预冷、置换。控制预冷速度、进液速度、储罐压力、预冷时间,可防止产生较大的冷收缩和温差应力而损坏设备与工艺管道。利用自力式增压调节阀为储罐自动增压可保证LNG储罐的平稳操作和安全供气。储罐正常工作压力由增压阀的开启压力与关闭压力所控制,储罐的允许最高工作压力由自力式减压阀的开启压力所控制,为保证增压阀和减压阀工作时互不干扰,增压阀的关闭压力与减压阀的开启压力区间应大于等于0.05 MPa。储罐上安装自力式减压阀、压力报警手动放空、安全阀起跳三级安全保护装置是防止储罐超压运行的有效措施。测满口和差压式液位计对保证储罐的安全充装至关重要。液位计接头须采用同种材料以防止冷收缩量不同导致螺纹连接副松动引起LNG泄漏。密度不同会导致静置的LNG产生翻滚引发超压事故,定期倒罐可防止LNG翻滚事故。

**主题词** 液化天然气 供气站 储罐 安全设备 安全措施 操作 技术 管理

LNG供气站承担着接受、储存LNG并将LNG气化后输配到各类用户的重要功能,是把LNG配送到终端用户的中间调节场所和用气城市的气源基地。作为一门新兴技术和朝阳产业,掌握LNG供气站的操作技术,对其进行规范化管理,是安全使用LNG、稳定可靠地向用户供气的前提和保障。

## 一、投运前的准备

LNG供气站竣工验收合格正式投运前,对整个工艺系统必须进行干燥→预冷→模拟试运行→惰化→天然气置换氮气(即钝化)。

### 1.干燥和预冷

干燥就是利用氮气将供气站工艺系统设备、管道中的水分置换出去,避免系统内的水分在低温下冻结,堵塞和损坏设备、管道与阀门。干燥前,工艺系统应完成吹扫、试压、仪表联校、安全阀就位并校验铅封、设备与管道保冷完毕。

由于LNG的低温和易燃易爆性,投运前须用-196℃的液氮对工艺系统的设备和管道进行低温处理,合格后再充装LNG(即预冷)。LNG储罐的预冷是设备和管道预冷的核心。利用在LNG储罐中充装液氮的方法使其彻底预冷。储罐预冷中要防止

液氮大量蒸发使储罐超压,通常1台100 m<sup>3</sup>储罐的预冷时间约5~6 h。为防止局部急冷损坏设备和管道,通常控制设备和管道的冷却速度小于等于1℃/min。预冷时管线或设备温度每降低20℃,就停止冷却,检查系统气密性和设备与管道位移。预冷液氮的需要量可根据储罐的容积及数量通过冷量计算确定。通常1台100 m<sup>3</sup> LNG储罐预冷约耗液氮10~15 m<sup>3</sup>。液氮的耗量及预冷时间与供气站的规模不成正比,其关键是液氮冷能的充分利用<sup>[1]</sup>。

### 2.系统模拟试运行、惰化与置换

模拟试运行的目的是利用-196℃的液氮对LNG工艺系统进行工艺参数调试和运行性能检验。由于液氮温度低至-196℃,系统出现白雾处即为泄漏点,需处理。用液氮模拟试运行可大大提高在LNG工况参数下系统的运行可靠性。

利用预冷后留在储罐内的液氮气化成氮气置换出设备和工艺管道中的空气,并使系统中气体的含氧量小于等于2%(即惰化)。惰化时在供气站出口设置放散点,当检测的放散气体含氧量小于等于2%时为合格。系统完成惰化后,应将保留在储罐中的液氮气化放散,在储罐中还留有少量液氮时(为保持储罐的预冷效果所必需),将LNG充装进储罐置

换液氮,打开储罐的出液阀门,继续气化储罐内残留的液氮。当放散口气体中天然气浓度大于等于 90% 时,天然气置换氮气合格,供气站即可正式投运。

## 二、LNG 供气站操作技术

### 1. 供气站的气化工艺流程

为降低气化 LNG 的操作费用,国内大部分地区的城市供气站都用空气作为热源气化 LNG。城市 LNG 供气站工艺流程见图 1。

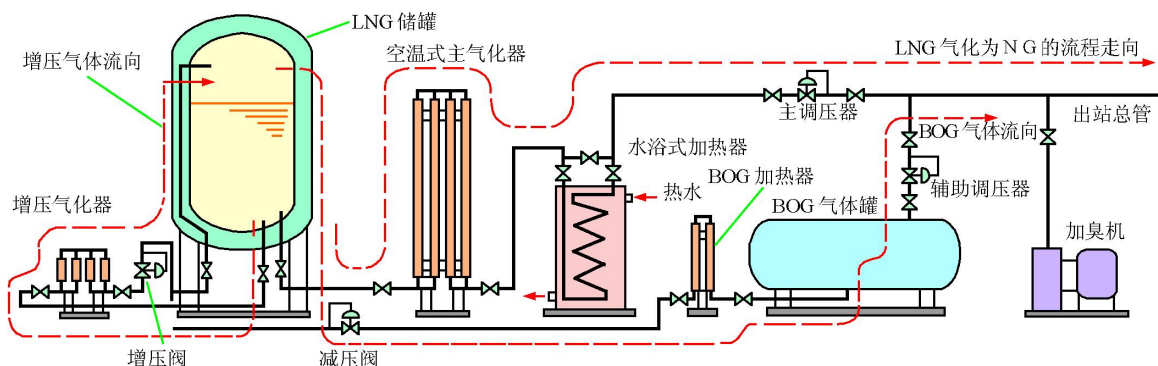


图 1 城市 LNG 供气站工艺流程图

卸 1 槽车 LNG 约需 2 h。

卸车时,为防止储罐内压力升高而影响卸车速度,当槽车中 LNG 温度低于储罐中 LNG 的温度时,采用储罐上进液方式,低温 LNG 通过储罐上进液管以喷淋状态进入储罐,将部分气体冷却为液体而降低罐内压力,使卸车得以顺利进行。若槽车中 LNG 温度高于储罐中的 LNG,采用下进液方式,高温 LNG 由下进液口进入储罐,与罐内低温 LNG 混合而降温,避免高温 LNG 由上进液口进入罐内蒸发而升高罐内压力导致卸车困难。由于长途运输 LNG 缓慢升温 and 现场测温困难,所以除首次充装 LNG 外,实际操作中多采用下进液方式。

为防止卸车时急冷产生较大的温差应力损坏管道或影响卸车速度,每次卸车前都应用储罐中的 LNG 对卸车管道进行预冷。同时应防止快速开启或关闭阀门使 LNG 的流速突然改变而产生水击损坏管路。

### 3. LNG 储罐的自动增压

靠压力推动,LNG 从储罐中流向空温式气化器,气化后供应用户。随着罐内 LNG 的流出,罐内压力不断降低,LNG 出罐速度逐渐变慢直至停止。因此,正常运营操作中须不断向储罐补充气体,将罐

### 2. LNG 卸车工艺

通过公路槽车或罐式集装箱车将 LNG 从气源地运抵用气城市 LNG 供气站后,利用槽车上的空温式升压气化器将槽车储罐升压到 0.6 MPa (或通过站内设置的卸车增压气化器对罐式集装箱车进行升压),同时将储罐压力降至约 0.4 MPa,使槽车与 LNG 储罐间形成约 0.2 MPa 的压差,利用此压差将槽车中的 LNG 卸入供气站储罐内。卸车结束时,通过卸车台气相管线回收槽车中的气相天然气。通常

内压力维持在一定范围内,才能使 LNG 气化过程持续下去。储罐的增压是由自力式增压调节阀和小型空温式气化器组成的自动增压系统来完成的。当罐内压力小于等于自力式增压阀的设定开启值时,增压阀自动打开,罐内 LNG 靠液位差流入小型空温式气化器气化成 NG (天然气),经增压阀和气相管至储罐内,将罐内压力升至所需的工作压力。罐内压力随增压过程的持续而升至增压阀的关闭压力时(比设定的开启压力约高 10%),增压阀关闭,增压过程结束。随着气化过程的持续,当罐内压力又低于增压阀设定的开启压力时,增压阀自动打开,开始新一轮自动增压。

对最高工作压力为 0.8 MPa、容积为 100 m<sup>3</sup> 的立式 LNG 储罐,通常设定增压阀的开启压力小于等于 0.63 MPa、关闭压力小于等于 0.693 MPa,增压区间约为 0.093 MPa<sup>[2]</sup>。

维持增压过程自动进行的推动力是增压气化器与储罐之间由安装高度差产生的 LNG 液体净压差,且随罐内 LNG 液位的升降而变化,故增压气化器的安装高度必须低于储罐的最低液位。

运行中常出现因开启压力调试不当,致使新安装的增压阀形同虚设,操作人员不得不打开旁通管

进行人工增压的情况。人工增压时,应缓慢打开增压气化器液相进口阀,防止阀门开大而导致事故。曾经发生手工增压时增压气化器液相进口阀开度过大,大量 LNG 涌入增压气化器后不能完全气化,以气液两相状态进入增压气化器出口管道并冲出安全阀喷射在 LNG 储罐外壁,将储罐外罐冻裂 350 mm 的事故。因此,应尽可能采用自力式增压阀自动增压。

夏季空温式气化器天然气出口温度可达 15℃,可直接进管网使用。在冬季或雨季,气化器气化效率大大降低,尤其在北方,气化器出口天然气的温度(比环境温度约低 10℃)远低于 0℃而成为低温天然气。为防止低温天然气直接进入城市中压管网导致管道阀门等设施产生低温脆断和过大的供销差,对空温式气化器出口天然气需再经水浴式加热器将其温度升到 5~10℃,然后再进城市输配管网(见图 1)。通常设置两组以上的空温式气化器组,切换使用。当一组使用时间过长,气化器结霜严重,导致气化器气化效率降低,出口温度达不到要求时,人工(或自动或定时)切换到另一组使用,本组进行自然化霜备用<sup>[2]</sup>。

#### 4. LNG 储罐的压力控制

储罐的正常工作压力由自力式增压调节阀的定压值(后压)所限定和控制。储罐的允许最高工作压力由设置在储罐气相出口管道上的自力式减压调节阀定压值(前压)所限定和自动控制。当储罐正常工作压力低于增压阀的开启压力时,增压阀开启自动增压;当储罐允许最高工作压力达到减压阀设定开启值时,减压阀自动开启卸压,以保护储罐安全。为保证增压阀和减压阀工作时互不干扰,增压阀的关闭压力与减压阀的开启压力不能重叠,应保证 0.05 MPa 以上的压力差。例如,若增压调节阀的关闭压力设定为 0.693 MPa,则减压调节阀的开启压力为 0.76 MPa。考虑两阀的实际制造精度,合适的压力差应在现场安装阀门时精心调试确定。

#### 5. LNG 储罐的超压保护

LNG 在储存过程中会由于储罐的“环境漏热”而缓慢蒸发,导致储罐的压力逐步升高,最终危及储罐安全。因此,设计上采用在储罐上安装自力式减压调节阀、压力报警手动放空、安全阀起跳三级安全保护措施来进行储罐的超压保护。国内普遍使用的最高工作压力为 0.80 MPa、单罐公称容积为 100 m<sup>3</sup> 的真空压力式储罐,减压阀的最高开启压力设定为 0.76 MPa,报警压力设定为 0.78 MPa,储罐安全阀

的开启压力和排放压力分别设定为 0.8 MPa 和 0.88 MPa。其保护顺序为:当储罐压力升到减压阀设定值时,减压阀自动打开泄压;当减压阀失灵罐内压力升至压力报警值 0.78 MPa 时,压力报警,手动放散卸压;当减压阀失灵且未能手动放散,罐内压力升至 0.80 MPa 时,储罐安全阀开启,至排放压力 0.88 MPa 时,安全阀排放卸压。这样既保证了储罐的安全,又充分发挥了储罐的强度储备(储罐设计压力为 0.84 MPa)。随着安全阀的排放,当罐内工作压力降低到安全阀排放压力的 85% 时,安全阀自动关闭将储罐密封。正常操作中不允许安全阀频繁起跳。

#### 6. LNG 储罐的过量充装与低液位保护

LNG 的充装数量主要通过罐内的液位来控制。在储罐上装设有测满口和差压式液位计两套独立液位系统,用于指示和测量储罐液位。此外,还装备有高液位报警器(充装量 85%)、紧急切断(充装量 95%)、低限报警(剩余 10% LNG)<sup>[2]</sup>。储罐高液位(最大罐容)95%是按工作压力条件下饱和液体的密度设定的,实际操作中须针对不同气源进行核定(下调)。

#### 7. 液位计接头泄漏的处理措施

由焊接在储罐外罐上的上、下液位计接管(材质 0Cr18Ni9)、三合一程序阀、液位计显示表三大部件通过黄铜螺母接头连接在一起组成储罐的差压式液位计,可方便直观地显示出罐内 LNG 的液面高度、容积和重量<sup>[2]</sup>。由于不锈钢与黄铜的线膨胀系数相差 2.5%,在低温下不锈钢螺柱(接管)与黄铜螺母冷收缩量不同而导致螺纹连接副松动引起 LNG 泄漏,罐内 LNG 压力高时泄漏尤甚,近年来该隐患一直威胁着 LNG 供气站的安全运行。应高度重视不同材料在低温下的变形协调性,为保证液位计接头的密封可靠,液位计螺纹连接副必须采用同种材料(0Cr18Ni9)。

#### 8. LNG 的翻滚与预防

作为不同组分的混合物,LNG 在储存过程中会出现分层而引起翻滚,致使 LNG 大量蒸发导致储罐超压,如不能及时放散卸压,将严重危及储罐的安全。大量研究证明<sup>[1]</sup>由于以下原因引起 LNG 出现分层而导致翻滚:①由于储罐中先后充注的 LNG 产地不同组分不同因而密度不同;②由于先后充注的 LNG 温度不同而密度不同;③先充注的 LNG 由于轻组分甲烷的蒸发与后充注的 LNG 密度不同。

防止罐内 LNG 出现分层常用的措施如下。

(1)将不同产地的 LNG 分开储存。

(2)为防止先后注入罐中的 LNG 产生密度差,采取以下充注方法:①槽车中的 LNG 与罐中 LNG 密度相近时从储罐的下进液口充注;②槽车中的轻质 LNG 充注到重质 LNG 储罐中时从储罐的下进液口充注;③槽车中的重质 LNG 充注到轻质 LNG 储罐中时,从储罐的上进液口充注。

(3)储罐中的进液管使用混合喷嘴和多孔管,可使新充注的 LNG 与原有 LNG 充分混合。

(4)对长期储存的 LNG,采取定期倒罐的方式防止其因静止而分层。

### 三、运营管理安全

LNG 供气站运营安全管理的基本要求是:①防止 LNG 和 NG 泄漏与空气形成可燃的爆炸性混合物;②在储罐区、气化区、卸车台等可能产生天然气泄漏的区域均设置可燃气体浓度监测报警装置;③消除引发燃烧、爆炸的基本条件,按规范要求对 LNG 工艺系统与设备进行消防保护;④防止 LNG 设备超压和超压排放;⑤防止 LNG 的低温特性和巨大的温差对工艺系统的危害及对操作人员的冷灼伤。

必须制定严格的安全措施,认真落实安全操作

规程,消除潜在危险和火灾隐患。供气站站长应每日定时检查站内生产设备和消防设施。

### 四、结束语

(1)系统投运前,应认真做好干燥、预冷、惰化和置换工作。

(2)应尽可能采用自力式增压调节阀的自动开关功能,实现储罐的自动增压,为保证安全操作,增压阀和减压阀宜采用进口产品。

(3)液位计接头必须采用同种材料,以防止冷收缩量不同导致螺纹连接副松动引起泄漏。

(4)定期倒罐是防止储罐内 LNG 出现翻滚事故的有效措施。

### 参 考 文 献

- [1] 顾安忠,等.液化天然气技术[M].北京:机械工业出版社,2003.
- [2] 吴创明.液化天然气供气站的工艺设计[J].天然气工业,2006,26(1):116-119.

(修改回稿日期 2006-06-22 编辑 赵 勤)