

# 对 LNG 冷能利用中几个问题的讨论

江楚标

江楚标.对 LNG 冷能利用中几个问题的讨论.天然气工业,2008,28(9):126-128.

**摘要** 我国已规划建设 10 个以上从国外进口 LNG 的大型接收站,还在不断建设一些中小型 LNG 气化站。进口 LNG 不仅进口了燃料,同时也进口了宝贵的冷能。不同气化管理压力下 LNG 的可利用冷能和冷能的品位或利用价值有很大的不同。阐述了常压 LNG 和加压 LNG 气化时可利用冷能的数量和冷能的品位或低温价值所发生的变化。讨论了 LNG 冷能的梯级利用和 LNG 加压气化后天然气的外输压力问题。认为目前我国最应关注的是以成熟的 LNG 冷能利用技术为基础,在现有和即将建设的 LNG 接收站尽可能充分地利用冷能。接收站在规划之初就应同时把冷能的利用给予通盘考虑。对接收站的建设提出了建议。

**关键词** 液化天然气 冷能利用 温位 梯级利用 输气压力

某城 LNG 冷能综合利用规划书中写道:“LNG 气化过程中将释放大冷能、约 860~830 kJ/kg,其中潜热约 508.6 kJ/kg,显热 351~321 kJ/kg”,并以此计算该项目相当于进口了多少冷能,合多少 kWh,冷能价值多少亿人民币,如该冷能不利用而在海水中直接气化将产生多大范围的冷污染等。参考文献[1-4]也有类似的数据。应该指出,这些都是常压下的数据,没有考虑压力的影响。笔者就管输压力下 LNG 的可利用冷能和冷能利用的其他问题提出观点,与同行交流讨论。

## 一、LNG 的可利用冷能

为说明问题,先以纯组分甲烷为例。图 1 是甲烷的  $T-S$ (温-熵)图。甲烷的临界温度约为 190.7 K,临界压力约为 4.58 MPa。如图,由 1、2、3 点连成的线为 0.01 MPa 的等压线。由 4、5、6、7 点连成的线为 7.9 MPa 的等压线。各点的物性值如下: $p_1$ 、 $p_2$ 、 $p_3$  均为 0.01 MPa; $T_1=112.56$  K, $i_1$ (焓,下同) $=-5577$  kJ/kg; $T_2=112.56$  K, $i_2=-5066.3$  kJ/kg; $T_3=273$  K, $i_3=-4727.1$  kJ/kg;潜热 $=i_2-i_1=510.7$  kJ/kg;显热 $=i_3-i_2=339.2$  kJ/kg;总冷能=潜热+显热=849.9 kJ/kg,其中温度为 112.56 K 的潜热占 60%。

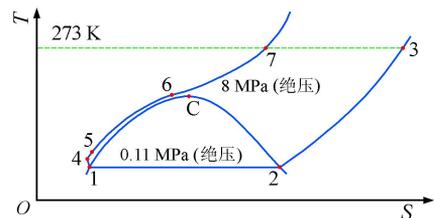


图 1 甲烷的  $T-S$  图

在 7.9 MPa 的等压线上,4 点是经多级离心泵加压到 7.9 MPa 后的状态点。5 点是由 4 点经保温管道送到冷能利用装置处的状态点。

在液体甲烷压缩升压的过程中,离心泵电机的耗功转化成热能使升压的液体甲烷同时也升温,可以认为是将部分冷能转化成了压力能。该升温值与泵的效率有关。取泵的效率为 50%,则液体甲烷在压缩过程中的温升约为 8℃。压力液体甲烷从接收站到冷能利用点因沿线漏热造成的温升与两地距离及输水管的保温情况等有关,这里取 2.44℃。因此 5 点的温度为 123 K。6 点是 7.9 MPa 时气液转化的温度点,经试算约为 198 K。有些接收站在实际使用时由接收站将 LNG 压到 0.6~1.0 MPa,用保温管道送到冷能利用点,再在冷能利用点用泵加压到最终压力。

**作者简介:**江楚标,1941 年生,教授级高级工程师;1964 年毕业于武汉机械学院制冷与深度冷冻装置专业;先后在杭州制氧机研究所、四川空分设备厂、中国空分设备公司工作,曾任四川空分设备厂厂长及中国空分设备公司总经理、总工程师,国务院政府特贴获得者;现已退休。地址:(310009)浙江省杭州市长明寺巷长庆里 44 号 302 室。电话:(0571)87021539。E-mail:annjianghad@yahoo.com.cn

$p_5 = 7.9 \text{ MPa}, T_5 = 123 \text{ K}, \dot{i}_5 = -5\,531 \text{ kJ/kg};$   
 $p_6 = 7.9 \text{ MPa}, T_6 = 198 \text{ K}; \dot{i}_6 = -5\,204.4 \text{ kJ/kg}; p_7$   
 $= 7.9 \text{ MPa}, T_7 = 273 \text{ K}, \dot{i}_7 = -4\,831.8 \text{ kJ/kg}.$

因甲烷的压力已高于其临界压力,潜热已不存在。这里把液体的焓差称为过冷焓,把气体的焓差称为显热。

过冷焓  $= \dot{i}_6 - \dot{i}_5 = 326.6 \text{ kJ/kg};$  显热  $= \dot{i}_7 - \dot{i}_6 =$   
 $372.6 \text{ kJ/kg};$  总冷能  $=$  过冷焓  $+ 显热 = 699.2 \text{ kJ/kg}.$

可见,纯液体甲烷经压缩输送到冷能利用点后,气化升温时其可利用冷能已减少  $150.7 \text{ kJ/kg},$  只有  $0.01 \text{ MPa}$  时的  $82\%.$  更为重要的是冷能的品位已大大降低。 $0.01 \text{ MPa}$  时甲烷液体的潜热  $510.7 \text{ kJ/kg}$  其温位全部是  $112.56 \text{ K}.$   $7.9 \text{ MPa}$  时甲烷液体的过冷焓是  $326.6 \text{ kJ/kg},$  只有  $0.01 \text{ MPa}$  时潜热的  $64\%,$  且处于  $123 \sim 198 \text{ K}$  的温位之间,可见其气化时冷能的低温价值已打了极大的折扣。

LNG 是甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷及少量氮气的混合物。由于相平衡的关系,它不存在如纯甲烷那样温度不变释放出潜热的液体气化过程。以组分为甲烷  $95.58\%、$  乙烷  $2.30\%、$  丙烷  $1.13\%、$  异丁烷  $0.36\%、$  正丁烷  $0.41\%、$  氮  $0.22\%$  (体积百分比)的 LNG 为例,当  $p_1 = 0.01 \text{ MPa}$  时,饱和液体的温度为  $T_1 = 112.37 \text{ K}, \dot{i}_1 = -5\,338.4 \text{ kJ/kg}.$  饱和气体  $T_2 = 187.45 \text{ K}, \dot{i}_2 = -4\,676.9 \text{ kJ/kg}.$  当  $T_3 = 273 \text{ K}$  时,  $\dot{i}_3 = -4\,501 \text{ kJ/kg}.$  压力  $0.01 \text{ MPa}$  时 LNG 的潜热为  $\dot{i}_2 - \dot{i}_1 = 661.5 \text{ kJ/kg},$  潜热的温度范围是  $112.37 \sim 187.45 \text{ K}.$  显热为  $\dot{i}_3 - \dot{i}_2 = 175.9 \text{ kJ/kg}.$  总冷能为  $837.4 \text{ kJ/kg}.$  与纯甲烷一样用泵压到  $7.9 \text{ MPa},$  取泵的效率为  $50\%,$  管路温升为  $2.44 \text{ }^\circ\text{C}$  时,外送冷能使用点处的  $T_5 = 122.8 \text{ K}, \dot{i}_5 = -5\,292.4 \text{ kJ/kg}.$  气液转化处的  $T_6 = 206.23 \text{ K}, \dot{i}_6 = -4\,949 \text{ kJ/kg}.$   $T_7 = 273 \text{ K}$  时,  $\dot{i}_7 = -4\,614.1 \text{ kJ/kg}.$  其过冷焓为  $\dot{i}_6 - \dot{i}_5 = 343.4 \text{ kJ/kg},$  过冷焓的温度范围是  $122.8 \sim 206.23 \text{ K}.$  显热为  $\dot{i}_7 - \dot{i}_6 = 334.9 \text{ kJ/kg}.$  总冷能为  $678.3 \text{ kJ/kg}.$

以上计算表明,LNG 在加压到超临界压力后的可利用冷能与纯甲烷一样,有了明显的减少,冷能的品位也有很大的降低。结论是:LNG 加压后的压力越高,其可利用冷能将减少得越多,其品位或低温价值也降低得越多。因此,再用常压气化时的潜热、显热和总冷能数据来计算分析其可利用的价值及对海水的冷污染影响等都是不正确的,会得出错误和夸大的结论。当然,这绝不应该妨碍对 LNG 冷能的利用。超临界压力下大量 LNG 气化时仍然具有非常

可观的冷能。中小气化站在  $0.6 \text{ MPa}$  压力下气化时的可利用冷能和冷能的品位接近于  $0.01 \text{ MPa}$  时的数值,其利用价值更高。对 LNG 冷能的利用符合我国节能降耗,保护环境和实现循环经济的既定国策,应该毫不动摇和尽可能地加以充分利用。

## 二、关于 LNG 冷能的梯级利用

为了制取不同温位下相同数量的冷能(冷量),要消耗不同的功率。温位越低,即冷量的品位越高,低温价值越大,要得到这样的冷量,消耗的功就越多。高压 LNG 具有从  $120 \text{ K}$  到常温这一温度范围内不同温位的冷能,如果能分成多段在不同的温位下充分利用,就可以取得最大的效益。因此,一些学者提出了 LNG 冷能应梯度综合、集成利用的建议<sup>[3-4]</sup>。从理论上讲,这无疑是正确的,可最大限度地、也是最充分地回收利用 LNG 的冷能,达到最大程度节约能源的目的。但从工程实际来看,要这样做却是很不容易的。

首先,几种不同的 LNG 冷能利用方法对不同温位的冷能数量要求是否相当、能否很好地衔接? 即利用最低温位冷能的 A 方法所留下的中等温位冷能及高温位冷能是否恰好符合利用中等温位冷能的 B 方法之所需? B 方法所留下的同品质高温位冷能与 A 方法所留下的高温位冷能是否相同? 是否恰好符合利用高温位冷能的 C 方法之所需? 这在实际上是很难衔接好的。

其次,除 LNG 冷能用于发电因其产业链很短,可以说受其他因素干扰外,其他的 LNG 冷能利用产业链都很长,会受到市场、资源、环境、运输等诸多因素的影响,从冷能梯级利用的角度可能是比较匹配的项目,却在其他因素上存在诸多困难和矛盾,放在一起很难实现。

因此,笔者认为,当前首要的问题是加快实施 LNG 冷能的利用。过多考虑 LNG 冷能的梯级利用,可能反而会延缓甚至阻碍 LNG 冷能利用的脚步。根据日本的经验<sup>[5]</sup>,空气液化分离、液体二氧化碳和干冰、低温冷库和深冷发电都是利用 LNG 冷能的成熟方法。据文献<sup>[5]</sup>的数据,日本东京煤气公司 Negishi 终端在  $1993 \sim 1994$  年 1 a 中被利用了冷能的  $95$  万吨 LNG 中,  $36.3\%$  用于空气液化分离,  $56.3\%$  用于深冷发电,其余用于生产液体二氧化碳和干冰及低温冷库。其中,空气的液化分离是最合理、最能充分利用 LNG 低温位冷能的方法;低温冷库是节能效果最明显的 LNG 冷能利用方法;深冷

发电是最可能大规模利用 LNG 冷能的方法。这几种 LNG 冷能利用的方法,我国目前的技术水平都能自主掌握、独立实现。以目前较为成熟的 LNG 冷能利用技术为基础,在现有及即将建设的 LNG 接收站做到尽可能充分的冷能利用,应是第一位的当务之急。

### 三、关于 LNG 气化后的管输压力

LNG 接收站加压气化并升温到常温后的天然气需送到有一定距离的城市,输气压力与送气距离、送气量及输气管管径有关。在本文开头提到的规划书中明确的输气压力是 9.5 MPa。输气压力是根据管输要求确定的,这无可非议,问题是在确定输气压力时还宜充分考虑到 LNG 冷能利用的要求。

前已提到,生产液体空分产品的空分装置及生产为其他产业链服务的内压缩气体空分产品的空分装置是 LNG 冷能利用最充分、最合理的方式,日本、我国台湾省等都有利用 LNG 冷能的空分装置在运行中。在这些空分装置中,要用到高压的特殊氮压机和两个换热通道间压差很大的板翅式换热器。LNG 是易燃易爆的介质,安全是首先要考虑的第一要素。因此,在确定天然气的管输压力时必须同时考虑如空分装置等冷能利用装置中的一些特点和要求。

笔者认为,LNG 接收站规划设计单位应在一开始就对输气压力、输气距离、输气管径及 LNG 冷能的安全有效利用这几个相互关联和影响的因素作深入的论证和经济性分析比较,找到一个合理、经济和安全的规划方案。

### 四、对 LNG 接收站建设的建议

利用 LNG 的冷能发电虽然节能效果相对较差,但具有流程和产业链短、占地少、投资省、易于实施等优点。在其他冷能利用产业链尚难决策或这些产业链仍不能完全利用 LNG 冷能的情况下,可优先考虑冷能发电。据报道,日本的 LNG 接收站共配备了 15 台独立的冷能发电装置<sup>[4]</sup>,一些接收站可解决包括各种冷能利用产业链在内的大部分自用电力。为此,对 LNG 接收站的建设提出以下建议:

(1)在接收储罐的 LNG 输出总管上,建议接 6~8 个液体 LNG 引出支管,并配上带成对法兰的阀门;与此对应,在压力天然气外输总管上同样先接好

6~8 个压力天然气接入支管,并配上带成对法兰的阀门(对中小型 LNG 气化站来说,预先各接一个带成对法兰的支管就可以了)。这样,以后想上冷能利用项目时再加上置换气的进出口管阀,就可以很方便和安全地与 6~8 个 LNG 冷能利用产业链相连接,其中 3~5 个接口可连接冷能发电装置(因该装置的单台规模有限)。不然,以后想上冷能利用项目就需动火,会很麻烦。液体出口和气体进口的管、阀口径最好根据规划确定。

(2)在接收站包括各种冷能利用产业链的电网设计上,应考虑自发电的接入和使用。自发电上国家电网价格低,自己用最经济合理。电网应优先使用自发电,不足部分再使用外供电。

(3)为充分利用 LNG 冷能,特别是低温位的冷能,LNG 接收储罐的输出液总管及上述各引出支管应很好地保温,尽可能减少热量漏入,这对低温泵的启动和稳定连续运行也是很重要的。

(4)对 LNG 接收站作总体规划时,要在接收储罐周围留出足够的土地供 LNG 冷能回收项目使用。在确保安全、满足防火规范的前提下,LNG 冷能回收项目应尽可能靠近接收储罐,以缩短 LNG 管的输液距离,减少沿途的热量漏入,尽可能降低低温位冷能的损失。

在我国准备陆续进口 LNG、建设 LNG 接收站的时候,必须从一开始就把 LNG 冷能的利用放在重要的位置同时予以考虑。

#### 参 考 文 献

- [1] 朱刚,顾安忠.液化天然气冷能的利用实际[J].能源工程,1999(3):1-2.
- [2] 曹文胜,鲁雪生,顾安忠,等.液化天然气接收终端及其相关技术[J].天然气工业,2006,26(1):112-115.
- [3] 李静,李志红,华贲.LNG 冷能利用现状及发展前景[J].天然气工业,2005,25(5):103-105.
- [4] 徐文东,华贲,李志红,等.LNG 冷量优化集成利用技术[J].天然气工业,2006,26(7):127-129.
- [5] IKAR1 M. Energy saving by utilization of cryogenic energy from LNG regasification [C]// 19th International Congress of Refrigeration. The HAGUE, The Netherlands: [s.n.], 1995: 1159-1166.

(修改回稿日期 2008-06-17 编辑 赵勤)