

图2依托于LNG接收站天然气重整制氢流程图

通过分析，建议采用方式三作为天然气重整反应原料供应位置，方式二可作为备用方案。主要原因如下：

- （1）方式一—高压天然气（6~10MPag）在LNG接收站是通过低压泵和高压泵增压后气化获得，进入天然气重整炉中需要降压处理，造成了大量无用功，增加电耗。
- （2）方式二类似于传统的天然气制氢通过压缩机进行增压，但是与方式三采用低压LNG对比，在相同要求下泵增压比压缩机增压耗能低很多：例如从18kPag增压到反应压力2.0MPag，泵耗能5.7kJ/kg，采用压缩机需要耗能在400kJ/kg，相差非常大。
- （3）在利用LNG预冷制备液氢中，低压LNG的焓利用率比高压LNG更高，例如-160℃、1.0MPa条件下LNG的焓值约929kJ/kg，其气化到0℃（接收站天然气外输要求温度）焓值为307.4kJ/kg，焓利用率66.91%；10.0MPa条件下LNG的焓值为954.9kJ/kg，其气化到0℃焓值为586.8kJ/kg，焓利用率38.55%，低压LNG明显效率高。
- （4）接收站燃料气系统主要是从气化后的高压天然气引出一条气相管线，通过多级降压输送至燃气用户和SCV气化器（若有），如果采用方式三可从气化后的低压天然气直接引入到燃料气系统，降低能耗，详见图2。

综上所述，方式三是最优选择，但是方案二同时兼顾处理LNG接收站产生的BOG，可降低站内低压BOG压缩机能耗，因此不同的接收站可根据实际情况进行方案选择。

### 1.1.2 天然气重整制氢工艺优化

目前LNG接收站主要从东南亚地区、中东地区或者澳大利亚地区进口，亚太地区LNG气源的组成和特性如表1所示。

表1 亚太地区典型LNG的组分 摩尔分数/%

组分	设计组分		
	平均组分	重组分	轻组分
氮气	0.40	0.10	0.451
甲烷	96.299	86.35	97.032
乙烷	2.585	8.25	2.014
丙烷	0.489	3.05	0.346
异丁烷	0.100	0.80	0.070
正丁烷	0.118	1.20	0.078
戊烷及其他	0.003	0.25	0.009
总计	100.00	100.00	100.00

 能源情报

表2 亚太地区典型LNG物性参数

物性参数	设计组分		
	平均组分	重组分	轻组分
分子量/ (kg·kmol <sup>-1</sup> )	16.69	19.05	16.541
高热值/ (kJ·m <sup>-3</sup> )	38762	10578	38441
低热值/ (kJ·m <sup>-3</sup> )	34941	44260	34642
液体比重/ (kg·m <sup>-3</sup> )	440.1	465	437.6
气相密度/ (kg·m <sup>-3</sup> )	0.706	0.817	0.709
Wobble指数/ (kJ·m <sup>-3</sup> )	51064	54390	50862
硫化氢 (体积分数, ×10 <sup>-6</sup> )	<0.5~3.5	< 0.5~3.25	<0.5~3.5

能源情报

如表1所示，接收站LNG中  
不含有硫醇、噻吩等有机硫，烯烃含量可忽略，仅有微量  
H<sub>2</sub>S，可能会出现超过0.5 × 10<sup>-6</sup>  
的现

象，因此

在天然气制氢的过

程中可以对天然气制氢工艺中原料气

预处理工段进行改造，仅保留ZnO脱硫（H<sub>2</sub>

S）装置作为备用即可。处理后的天然气进入蒸汽转化装置，在镍催化剂的作用下，在转化炉发生吸热反应，生成氢气、CO等产物；然后再进入CO变化工段，进一步与水蒸气反应制得氢气；最终产物通过冷却分离和气体净化得到纯净的氢气，在该过程可利用LNG冷能利用区产出的冷冻水进行冷却。

### 1.1.3原料成本分析

目前天然气制氢的成本主要受天

然气价格影响，如果要求氢气成本低于2元 / m<sup>3</sup>，则天然气价格要维持在3.5元 / m<sup>3</sup>

以下，若利用LNG接收站内天然气作为原料气将有很大优势。目前我国LNG到岸价约7.25美元/MMBtu，汇率折算后约为1.88元/m<sup>3</sup>

，按照LNG进口增值税11%计算，税后LNG出站价格约2.1元/m<sup>3</sup>（由于近几年天然气价格波动频繁，文章仅选择较为稳定时间段作为说明）。在接收站内建设不需要考虑管道运输费（运费约0.8元/t·km）和门站管理等费用，仅考虑气化成本后终端售价约2.4元/m<sup>3</sup>。相比于目前工业天然气在3.5~4.0元/m<sup>3</sup>，每1m<sup>3</sup>天然气可以节省1元左右，这从一定程度上大大降低氢气的制备成本。

### 1.1.4副产干冰（或液态CO<sub>2</sub>）

在天然气蒸汽重整制备氢气的过程中副产大量CO<sub>2</sub>  
，排放量约为65~70kg/GJ，因此

可以利用LNG冷能区增设干冰制备工序，同时减少CO<sub>2</sub>捕集流程和装置。在LNG直接预冷制备干冰的流程中，通过多级LNG-CO<sub>2</sub>换热实现液态CO<sub>2</sub>和干冰的制备，图3所示。选择制造干冰（或液态CO<sub>2</sub>）

原因一是解决原料副产问题，二是市场原因，LNG接收站大部分靠近海边，水产业发达，且大部分分布在南方，市场可保障。该工艺核心装置是LNG-CO<sub>2</sub>换热器，主要流程图如图3所示。

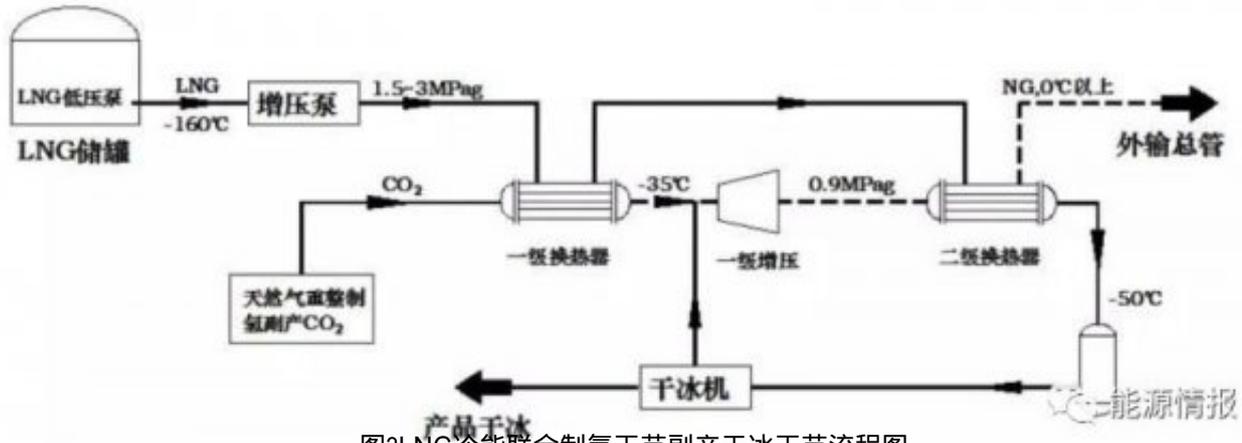


图3 LNG冷能联合制氢工艺副产干冰工艺流程图

该工艺是利用LNG直接与CO<sub>2</sub>进行换热，没有采用中介冷媒介质，流程相对简单，易于操作，采用低温LNG直接预冷可以降低CO<sub>2</sub>的液化温度，进而大幅度降低CO<sub>2</sub>液化压力。本工艺采用CO<sub>2</sub>液化参数为-46.0、0.80MPa，固化率保持在0.5以上；采用副产品CO<sub>2</sub>作为生产干冰原料，产品纯度高且能

耗低，充分利用回收LNG冷能，加工1tCO<sub>2</sub>耗电65kW·h（所得液化CO<sub>2</sub>和干冰比例为2:1时），可比传统方法节约50%以上的电耗和10%的建设费。从能源角度分析，采用天然气制氢不是最终的手段，但是对于短期内氢能的发展，天然气制氢从成本和技术成熟度方面分析为上佳选择。通过表3分析，LNG接收站联合制氢与常规传统制氢相比，从工艺流程、成本、能耗、环保等方面具有节能降本等优势。

和干冰比例为2:1时），可比传统方法节约50%以上的电耗和10%的建设费。从能源角度分析，采用天然气制氢不是最终的手段，但是对于短期内氢能的发展，天然气制氢从成本和技术成熟度方面分析为上佳选择。通过表3分析，LNG接收站联合制氢与常规传统制氢相比，从工艺流程、成本、能耗、环保等方面具有节能降本等优势。

表3 常规与LNG接收站联合制氢对比

对比项	常规制氢	LNG接收站联合制氢	备注
工艺流程	相比常规天然气制氢，依托于LNG接收站，可减少两程加氢工序、有机胺脱碳工序，降低脱无机硫工作负荷；同时产品气体预冷可采用LNG冷能区冷却水产品。	依托于LNG接收站，可减少两程加氢工序、有机胺脱碳工序，降低脱无机硫工作负荷；同时产品气体预冷可采用LNG冷能区冷却水产品。	
原料成本	常规天然气制氢原料成本约2.4元/m <sup>3</sup> ，相比传统方法可降低30%以上成本。	依托于LNG接收站，原料成本约2.4元/m <sup>3</sup> ，相比传统方法可降低30%以上成本。	
能耗	常规制氢能耗高，LNG冷能利用可减少，降低海水泵和汽化器使用负荷。	依托于LNG接收站，原料成本约2.4元/m <sup>3</sup> ，相比传统方法可降低30%以上成本。	在本次第2章节中提及利用LNG冷能液化氢气
环保方面	冷能利用可减少海水泵送的冷量，保护海域；制氢反应得到的CO <sub>2</sub> 可回收制干冰或者液态CO <sub>2</sub> 。	依托于LNG接收站，原料成本约2.4元/m <sup>3</sup> ，相比传统方法可降低30%以上成本。	

## 1.2 电解水制氢

电解水制氢是生产成本相对较高的工艺路线，那为什么要选择电解水制氢且可以作为长期的发展思路？首先电解水制氢原料是水，水干净无污染，地球储备量丰富；第二，虽然目前电解水项目相比天然气和甲醇制氢成本较高，但是从长远角度考虑，如果利用无法进入电网的弃电，或者采用弃风、弃光进行发电，这将很大程度降低其生产成本，这是氢能行业在未来突破的主要方式，特别是可再生能源技术实现突破以后。对于LNG接收站，实际上存在大量优质能源LNG冷能一直处于浪费的现状。

LNG冷能发电是最直接、也是最有机动性的LNG冷能利用方式，不像冷库、冰雪世界等需要考虑人口密集程度、



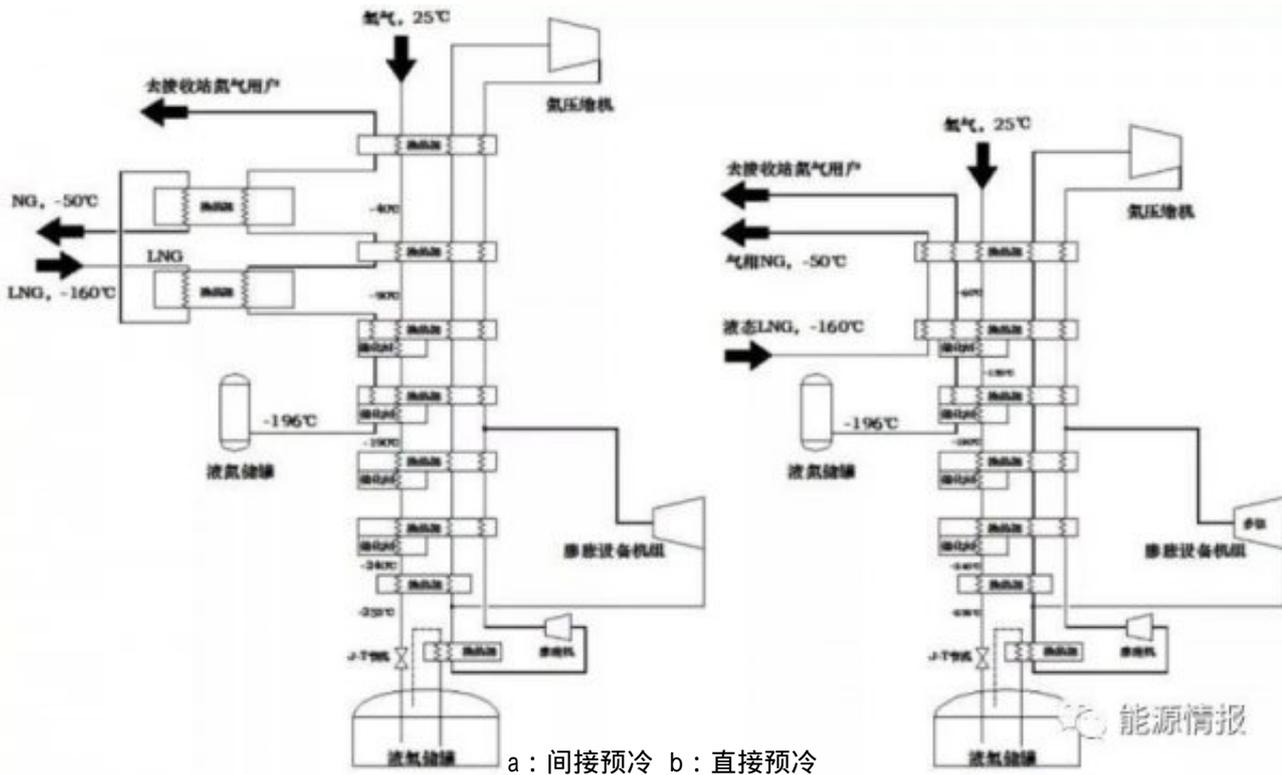


图5LNG预冷实现氢气液化流程图

在该流程中采用LNG预冷-膨胀制冷-节流制冷等多种制冷工序，通过多级换热实现对LNG的冷量利用，最终实现氢气的液化。

### 3氢气与天然气混合管道外输分析

气体管道运输具有运输损耗少且成本低、发生泄露危险小、安全性能高、无“三废”排放、受恶劣气候影响小、建设周期短等优势，国内所有的LNG接收站都与天然气管网相连接，输送至燃气用户。截至2017年，我国长输天然气管道长度达到7.7万km，因地制宜，是否可以利用天然气管道实现氢气与天然气混合外输？

#### 3.1必要性分析

目前  
全球氢能正处  
于快速发展阶段，每年我国  
钢铁、焦炉尾气、烧碱等行业副产氢气排放量远超过500  
亿 $m^3$

。由于氢气液化难度大，造成氢气运输成本非常高，目前运输主要依靠高压气体（35MPa或者70MPa）罐运输，其成本占到交货成本6%左右。随着制氢技术的发展，其成本势必下降，反之运输成本的占比会上升。

同时氢气液化技术工业化成功后，将带动液氢的国际市场交易方式，例如LNG产业通过LNG运输船解决世界LNG进出口国的供需问题，此时液氢接收站建设势在必行。氢气接收站和LNG接收站共同建设，既可以实现氢气自给自足（制备与液化），又可以参与国际进出口贸易，如果能够实现氢气与天然气混合运输，将很大程度解决目前内陆氢气运输成本过高的问题，这将是未来天然气管道发展大趋势，也是快速实现大规模应用的最好方式之一。

#### 3.2可行性分析

本章节主要介绍天然气管道输送氢气与天然气混合对管道材料本身性能的适应性分析。

当天然气管道中添加氢气体积分数 10%时，可参照标准ASMEB31.12。

根据ASMEB31.1要求，需要从氢气环境韧性、输送压力、杂质种类等多个因素进行分析，针对不同氢气浓度需要采用不同的措施。例如管道输送压力和钢级方面，根据ASMEB31.12-2014中要求，如果采用X60（不包含X60）以上钢级管道，则输送最大操作压力不应超过10MPa。

当天然气管道中添加氢气体积分数 < 10%时，ASMEB31.12标准不再适用，此时可参照欧洲CGA-5.6《Hydrogen Pipeline System》，同时参考目前已有的研究结论。例如管道钢级低于X52（包含X52），可直接用于输送，但是如果钢级高于X52，则需从韧性、管材强度等方面考虑采取相应措施。

目前澳大利亚科学实验室已经对混合气体管道运输进行实验研究，结论显示输送氢气浓度可达到10%。

### 3.3 风险性分析

氢气和甲烷（天然气的主要组分）的物性参数如表4所示，两者相差较大，且氢气本身具有特殊性，会对管材造成破坏（例如氢脆），进而有可能会降低管道的使用寿命。

表4 氢气和天然气（甲烷）物性参数对比

物性参数	天然气（甲烷）	氢气
相对分子质量	2.02	16.04
密度/ (kg·m <sup>-3</sup> )	0.0852	0.6801
临界压力/MPa	1.315	4.54
临界温度/°C	240	82.5
低热值/ (MJ·m <sup>-3</sup> )	10.23	34.04
高热值/ (MJ·m <sup>-3</sup> )	12.09	37.77
爆炸极限/%	18.2~58.9	5.7~14
空气扩散系数/ (m <sup>2</sup> ·s)	6.1×10 <sup>-5</sup>	1.6×10 <sup>-5</sup>

能源情报

#### （1）氢损伤风险

如果管道中含有氢气，从分子角度分析，氢有可能和金属中的某些成分发生反应，从而有可能降低金属材料的韧性，导致管道脆裂的发生，出现氢脆现象和氢开裂现象等，但是对于氢脆问题由于使用年限的问题，对其质量分析很难精确得到数据。

#### （2）氢气渗透风险

氢气的渗透率远大于天然气，在PE管道中大约是天然气的5倍；对于钢材材质管道输送氢气会产生微量的氢气损失，可忽略不计；但是如果采用纤维水泥管道，氢气的渗透可能性很高。

综上所述，在不考虑用户端设备对燃气成分要求的基础上，如果使用已建天然气管道，必须按照要求对管材开展全面适应性分析；对于新建天然气管道，可根据区域中远期规划，尽可考虑将来输送混合气体的改造，在管材选择上考

虑氢脆风险，施工和管理过程中加强对管道损伤检测、裂缝探查和防护处理。

#### 4联合管理的可行性

虽然目前国内氢气发展较缓慢，但是日本已经开始着手对氢气液化和液氢运输船做技术准备，日本充分利用澳大利亚煤资源和丰富弃电能源等，通过大规模制备与液化后运输至国内。氢能产业如果在世界范围内全面铺开，液氢接收站将类似于LNG接收站普遍发展，这也是未来氢能产业市场分布的发展趋势。针对依托LNG接收站进行改造或者联合发展液氢接收站，除了以上介绍的相关技术，还有以下几个方面：

（1）低温流体——氢气和天然气属于低温流体，在低温流体设计中调节阀、仪表、管材等设计和传统的化工有很大区别，目前国内LNG接收站有高效的储存和运输设备，依托LNG的管理将更有利于促进氢能的发展。

（2）基础设施——除了公用工程、生活居所等可以共用，氢气接收站和LNG接收站同时可以共用码头、槽车区等，本身LNG和H<sub>2</sub>同属于甲类物质，更容易实现统一管理与设计。

（3）技术发展——目前做低温行业的企业多数集中于LNG、空分等行业，在将来能源由LNG转向氢能，相关的设备将基于LNG接收站进行深度研发，例如目前日本开始着手于对液化运输船和陆地上储罐进行研究，在原有LNG储罐的基础上将更快实现液氢大型储罐的建设。

（4）人力资源——LNG接收站已经培养了一大批LNG行业的专业技术人员和管理人员，对超低温易挥发物质的管理有着丰富经验。

#### 5结论

如何依托LNG接收站进行改造或者联合发展，是短时间内快速发展液氢接收站的创新途径。本文在LNG接收站正常运行的基础上，从氢气的制取、液化、运输以及冷能利用方面进行技术分析，实现氢气产业链的建设，同时实现降成本和节能减排，为今后氢气接收站的建设发展提供技术思路。依托LNG接收站的建设发展，氢能产业将迎来突破。（文/王江涛杨璐，中海油石化工程有限公司）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/147382.html>