

基于变压吸附制氮系统的 BOG 再冷凝工艺

薛 鹏¹ 张引弟¹ 杨建平² 伍丽娟¹ 田 磊¹ 沈秋婉¹
史宝成¹ 张兴凯¹

1. 长江大学石油工程学院 2. 中国石油辽河油田公司 SAGD 开发项目管理部

摘 要 为了解决 LNG 接收站在低输量工况下闪蒸气 (Boil-Off Gas, 以下简称 BOG) 回收不完全的问题, 在不增加冷凝工艺复杂性的前提下, 基于现有设备的实际工况及工艺流程, 以热力学原理、静态仿真计算结果为依据, 在传统的蓄冷式 BOG 冷凝方案的基础上, 结合 LNG 冷能利用方式, 提出了一种基于 LNG 接收站制氮系统的蓄冷回收 BOG 新工艺, 并进行了 BOG 温度、冷凝器入口压力、LNG 组分等参数的敏感性分析, 明确了新工艺的适用条件。运用效果表明: ①新工艺充分利用了 LNG 接收站的现有设备, 每年可为 LNG 接收站节能创收近 160 万元; ②新工艺可实现高负荷下的 BOG 冷凝, 其冷凝外输工艺可作为辅助冷凝工艺, 冷凝回罐工艺可作为应急工艺——液氮用于蓄冷、气氮用于吹扫, 可满足接收站的多种需求; ③较之于前人提出的 4 种 BOG 处理工艺 (多级压缩、级间冷却、预冷和透平回收轴功), 新工艺在对外输量的依赖性、流程安全性及操作性等方面均有优势。结论认为: 新工艺在设备投资、能耗、工艺安全性及经济效益上都具有明显的优势, 值得推广应用。

关键词 LNG 接收站 BOG 处理 冷能利用 蓄冷 再冷凝 站场吹扫 液氮 工艺模拟

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.12.013

A BOG reconcondensation process based on a PSA nitrogen system

Xue Peng¹, Zhang Yindi¹, Yang Jianping², Wu Lijuan¹, Tian Lei¹, Shen Qiwan¹, Shi Baocheng¹ & Zhang Xingkai¹

(1. Petroleum Engineering College, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. SAGD Development Project Management Department, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning 124010, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 12, pp.92-98, 12/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The boil-off gas (BOG) cannot be recovered completely in the operational mode of low flow rate at LNG receiving terminals. In view of this, a new cold-storage BOG recovery process based on the nitrogen system of an LNG receiving terminal was proposed without increasing the complexity of a condensation process. This new process was developed bases on the actual behavior and technological process of existing equipments, the thermodynamic principles and the static simulation calculation results. Its development is on the basis of the traditional cold-storage BOG condensation program, combined with an LNG cold energy utilization mode. Then, sensitivity analysis was conducted on BOG temperature, inlet pressure of the condenser and LNG composition, and the applicable conditions of this new process were determined. And the following operation results were obtained. First, this new process makes full use of the existing equipments at an LNG receiving terminal and provides the terminal with annual revenue of CNY 1 600 thousand owing to energy saving. Second, by virtue of this new technology, the BOG condensation under high loads can be realized. And various requirements of an LNG receiving terminal can be satisfied with the condensation transportation process as an auxiliary condensation process and the condensation backflow as an emergency process (liquid nitrogen used for cold storage and gas nitrogen for purging). Third, compared with the four previously proposed BOG treatment processes (compound compression, interstate cooling, precooling and turbine recovery shaft work), this new process is more advantageous in terms of transportation dependency, process security and operability. It is concluded that this new process is remarkably advantageous in equipment investment, energy consumption, technological safety and economic benefit, so its application is worth popularizing.

Keywords: LNG receiving terminal; BOG treatment; Cold energy utilization; Cold storage; Reconcondensation; Station purging; Liquid nitrogen; Process simulation

基金项目: 中国石油科技创新基金 (编号: 2015D-5006-0603)、国家自然科学基金 (编号: 51306022)、长江青年科技创新团队基金 (编号: 2015cqt01)。

作者简介: 薛鹏, 1993 年生, 硕士; 主要从事油气储运工程 LNG 方面的研究工作。地址: (430100) 湖北省武汉市蔡甸区大学路 111 号长江大学武汉校区。电话: 18672869601。ORCID: 0000-0002-7793-4624。E-mail: xuep93@sina.com

通信作者: 张引弟, 女, 1978 年生, 副教授, 博士; 主要从事油气储运工程、燃气工程及油气采输节能环保方面的研究工作。地址: (430100) 湖北省武汉市蔡甸区大学路 111 号长江大学武汉校区。电话: (027)69111061, 18971693567。ORCID: 0000-0003-2355-1537。E-mail: zhangyindhust@foxmail.com

我国 LNG 接收站广泛分布于各沿海城市, 未来还有更多的 LNG 接收站将兴建^[1-2]。LNG 接收站的核心工艺是闪蒸气 (BOG) 处理, 它是储存与外输工艺间的纽带。因此优化 BOG 处理系统性能, 对 LNG 接收站的安全运行以及节能降耗具有重要意义。然而 BOG 处理工艺的改进空间因流程的复杂性而降低, 为此, 在不增加冷凝工艺复杂性的前提下, 从 LNG 接收站工艺需求着手, 探讨一种兼顾 BOG 冷凝与站场管线排液吹扫的方案。以热力学原理为基础, 利用静态仿真结果作为基础设计的依据^[3-5]。

1 LNG 接收站 BOG 处理系统

1.1 BOG 的产生

LNG 接收站作为进口 LNG 的接卸终端, 身兼液化天然气储存、低压外输、装车、增压气化和外输计量等功能。在正常工况下, BOG 的产生主要有以下 3 个来源: ①漏热 (罐体导热、空气对流及日照辐射) 引起的 LNG 自然蒸发^[6]; ② LNG 设备运行产生的热量被 LNG 吸收, 引起蒸发量上升; ③卸船过程中 LNG 置换储罐气相空间与液相存在一定温差, LNG 接触罐壁并与气相换热, 引起蒸发气增加。

1.2 BOG 处理工艺

LNG 接收站 BOG 的处理工艺主要分为两大类: ①直接高压压缩外输; ②再冷凝增压外输。分述于下。

1) 直接高压压缩外输工艺设备简单, 流程控制方便, 其主要设备是 BOG 高压压缩机, BOG 经压缩机加压至匹配下游管网压力后外输。

2) 再冷凝增压外输工艺相比直接压缩工艺在设备与控制上更为复杂, BOG 先经蒸发气压缩机增压, 后与来自低压外输泵的一股 LNG 于再冷凝器充分接触, 由 LNG 提供冷量将 BOG 冷凝液化, 最后经高压外输泵增压、气化器气化后外输。我国 LNG 接收站普遍采用此工艺。

2 LNG 接收站工况及流程模拟

2.1 工况及模拟假设

为维持 LNG 密度均匀, 预防分层与旋涡现象^[7-9], 常用低压泵在罐内打循环, 促进 LNG 混合均匀, 因此, 将储罐 LNG 视为均质饱和液, 因环境漏热从外界输入热流, 饱和液吸收热量气化形成闪蒸气。某 LNG 接收站建有 3 座全容式储罐, 总有效容积为 48×10^4

m^3 , 设计最大外输量为 28 800 t/d。以日蒸发率为 0.5% (质量分数) 计算自然蒸发的 BOG 量, 约为 4 620 kg/h。考虑管线漏热, 假定蒸发气总量为最大外输量的 5% (6 000 kg/h)。再冷凝器入口 BOG 温度为 -130°C , 操作压力 0.7 MPa, 气化器为开架式气化器 (ORV)。海水泵扬程为 32 m, 外输天然气温度不低于 2°C ; 海水温度为 15°C , 最大温度降不大于 5°C ^[10]; 输气干线压力为 9 MPa。

工质状态远离理想体系, 应采用真实流体状态方程法进行物系相平衡及焓熵计算。选用 PR (Peng-Robinson) 方程的相平衡计算结合 LKP (Lee-Kesler Plocker) 方程的焓熵计算方法。在天然气的低温流程设计中, 常采用 PR 方程, 因其在预测烃体系稠密区液体密度等方面比 SRK (Soave-Redlich-Kwong) 方程更具有优势。SRK 与 PR 方程对天然气组分进行气液相平衡计算, 其结果与国外实验值进行比较, PR 方程计算气相摩尔分数精度略高于 SRK 方程^[11]。

LKP 方程是被广泛认同的计算物质压缩因子、热容及焓熵的最佳方法^[12]。其焓熵的计算具有很高的精度。工质的焓熵常用余函数法表示, 实际流体总焓熵值等于理想流体焓熵值与余焓熵之和。

2.2 新工艺模拟

2.2.1 LNG 接收站氮气系统

LNG 接收站设有氮气系统, 氮气的主要功能为密封与吹扫, 根据其消耗特征可分为连续用氮与间断吹扫用氮。连续用氮包括: ①低温泵及压缩机密封用氮; ②火炬吹扫。间断用氮包括: ①卸船臂及气相返回臂吹扫; ②吹扫 LNG 储罐绝热空间; ③吹扫和置换管道。变压吸附 (PSA) 制氮系统为 LNG 接收站提供连续用氮, 另设有液氮储存与气化系统, 用于高峰用氮。液氮外购, 由槽车运至 LNG 接收站卸入液氮罐, 需用氮气时由空气加热气化器气化。

2.2.2 基于 PSA 制氮系统的液氮蓄冷再冷凝工艺

笔者在蓄冷式 BOG 冷凝方案^[13-14]的基础上, 结合 LNG 冷能利用, 提出了一种基于 LNG 接收站 PSA 设备以液氮为蓄冷介质的再冷凝方案 (图 1-a)。PSA 制氮系统气源为工厂空气系统, 空气经加压、干燥脱除游离水进入 PSA 制氮系统。氮气含氧量低于 1%, 温度为常温, 压力为 0.6 ~ 0.7 MPa。PSA 系统氮气进入冷能液化装置, LNG 正常外输提供高品质冷量, 将氮气液化储存于液氮储罐。当下游用气需求量降低时, 外输 LNG 减少, 冷量不足的部分由液氮系统供给。BOG 冷凝后外输, 或是节流后分

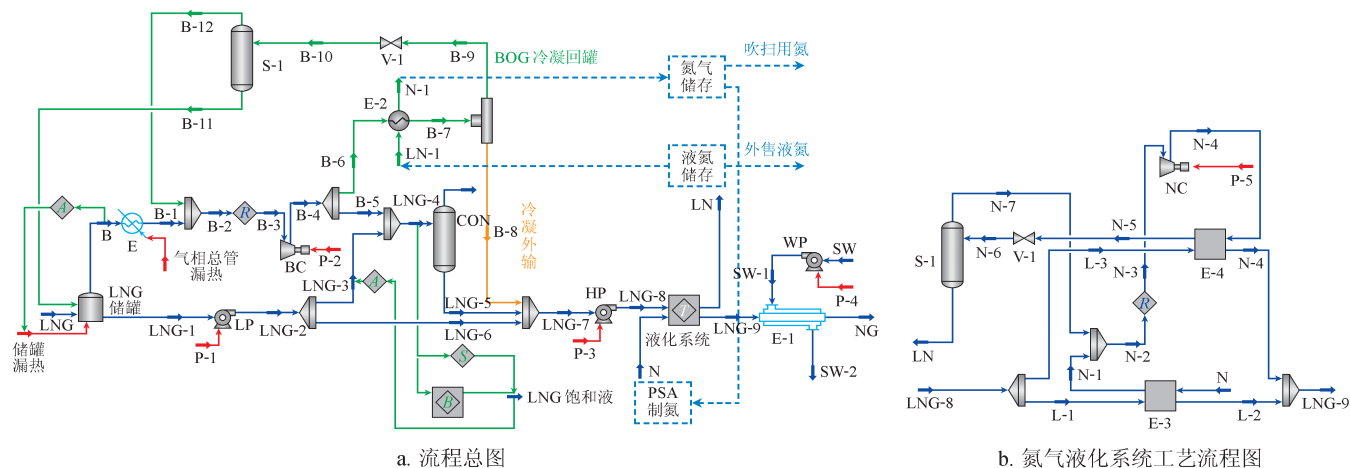


图1 基于PSA制氮系统的液氮蓄冷再冷凝工艺流程图

注：LNG表示液化天然气；B表示闪蒸气；NG表示天然气；N表示氮气；LN表示液氮；SW表示海水；P表示能耗；BC表示闪蒸气压缩机；CON表示再冷凝器；LP表示低压泵；HP表示高压泵；E表示换热器；V表示节流阀；S表示分离器

离出凝液后返回罐内储存。

2.2.3 HYSYS 工艺模拟

在BOG再冷凝工艺基础上增加了氮气液化系统（图1-b）、BOG冷凝外输及回罐流程，PSA系统供氮（ N_2 摩尔分数为99.5%， O_2 摩尔分数为0.5%），氮气温为15℃，压力为0.7 MPa。换热设备压降取10 kPa，换热条件最小温差大于2℃，对数平均温差大于5℃。

正常外输LNG流程如图1-a中深蓝色所示。LNG首先进入氮气液化系统，分出两股物流，一股用于氮气预冷降低氮气压缩机功耗，另一股用于深冷氮气使其液化。经节流减压至0.69 MPa，进入分液罐，液氮输出进入储存系统；氮气与预冷氮气混合进入压缩循环。

计算表明，单位质量氮气液化能耗为0.034 kW。因液氮消耗部分冷能，气化器需求海水量减少使得海水泵需求能耗降低。PSA制氮系统生产单位质量氮气能耗约为0.4 kW，液氮在气化后进入氮气储存系统或直接用以吹扫站场相关设施设备或是对外销售，不将制氮能耗计入蒸发气处理系统。

当外输LNG量低于最小冷凝外输量，可由液氮提供冷能将BOG冷凝，冷凝外输流程如图1-a中橙色流程所示。若LNG处于“零输出”工况，BOG冷凝后可返回罐内储存。BOG冷凝后经节流装置减压至储罐压力，气液分离后气相进入压缩循环，液相回罐。需注意回罐LNG的密度变化，BOG轻烃组分含量高，冷凝后为低密度LNG，须从储罐底充注防止分层。冷凝回罐流程如图1-a中绿色流程所示。

回罐流程每小时需要液氮23.06 m³（0.69 MPa，-174.8℃），折合为氮气的液化能耗为555.8 kW。BOG冷凝节流后气相进入压缩循环，使得压缩机进口流量增大，压缩能耗为419.3 kW，相比正常外输工况增加15.5%。冷凝回罐工艺综合能耗为975.2 kW，能耗为直接压缩方案的0.78倍；冷凝外输流程每小时需要液氮18.31 m³（0.69 MPa，-174.8℃），综合能耗为804.4 kW，为直接压缩方案的0.65倍。

3 工艺参数灵敏度与经济性分析

BOG从储罐到气相总管再到冷凝器入口，因管线漏热导致其温度升高。管道保冷差异使得BOG升温不同，不同LNG接收站的再冷凝器操作参数不同，LNG气源不同气质存在差异，因此需研究工艺参数及工质组分变化对工艺能耗的影响。

3.1 BOG温度对工艺的影响

3.1.1 BOG温度对冷凝回罐流程的影响

BOG被液氮冷凝并具有一定过冷度，须满足高压泵吸入口0.1 MPa的汽蚀余量要求。凝液节流至储存压力115 kPa并将气液进行分离，液化率（回罐凝液与BOG总质量之比）为84.4%。回罐BOG凝液温度约-166.2℃，低于储罐LNG温度，会发生二次闪蒸。图2示出了BOG温度对冷凝回罐流程的影响。可以看出温度对物料比（耗氮量与冷凝BOG质量之比）及BOG液化率的影响不显著；工艺能耗为氮气液化能耗与BOG压缩能耗之和，由物料比曲线可知氮气液化能耗变化不明显，能耗增长是压缩功

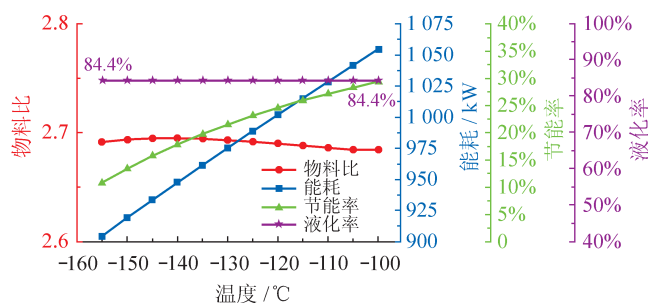


图 2 BOG 温度对冷凝回罐流程主要工艺参数的影响图

增加所致；节能率（此工艺相对于直接压缩工艺的节能比例）随温度上升有所提高，说明在气相总管保冷措施较弱的场合其优势增大。

3.1.2 BOG 温度对冷凝外输流程的影响

图 3 反映了 BOG 温度对冷凝外输流程主要工艺参数的影响。由图 3 可知，BOG 温度对物料比影响不显著；由于外输流程不存在二次闪蒸与液化率的影响，物料比为 2.15，低于冷凝回罐流程的物料比（2.7），同时在能耗方面也具有明显优势，节能率随温度升高而增加，且高于冷凝回罐流程的节能率，最高可达 41 %。说明在一般工况下应选择冷凝外输方式。

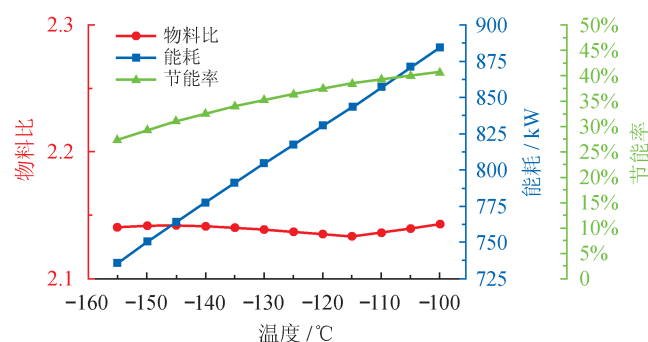


图 3 BOG 温度对冷凝外输流程主要工艺参数的影响图

3.2 再冷凝器进口压力对工艺流程的影响

3.2.1 再冷凝器进口压力对冷凝回罐流程的影响

国内 LNG 接收站再冷凝器操作压力约 0.7 MPa，国外可达 1.1 MPa^[15]。BOG 液化率随着操作压力增大而降低，因 BOG 冷凝后的过冷度相对减小，节流后需消耗更多潜热而达到气液相平衡；由于分离器气相的低温 BOG（-166 °C）将高温 BOG（-130 °C）冷却，使得耗氮量随操作压力升高而略有降低，而液化率的降低表明未冷凝的 BOG 增加，消耗的液氮转而上升；节能率随压力上升而降低，当操作压力为 1.2 MPa 节能率仅为 3.4 %（图 4）。说明该流程并不适用

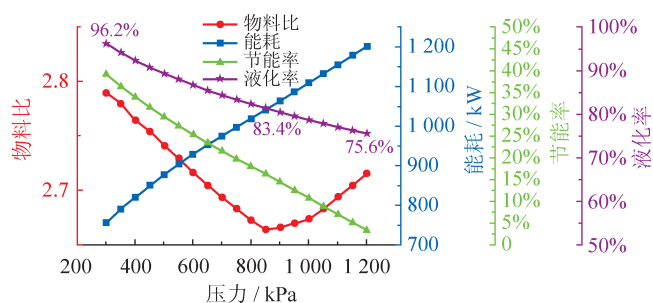


图 4 再冷凝器进口压力对冷凝回罐流程主要工艺参数的影响图

于再冷凝器较高操作压力的工况。

3.2.2 再冷凝器进口压力对冷凝外输流程的影响

物料比随操作压力上升而下降，压缩功的增长占主导地位使总能耗增加，由于不存在循环 BOG，所需液氮较少，综合能耗低于冷凝回罐流程（图 5）。当处于较高操作压力时，其节能优势比冷凝回罐流程更明显。

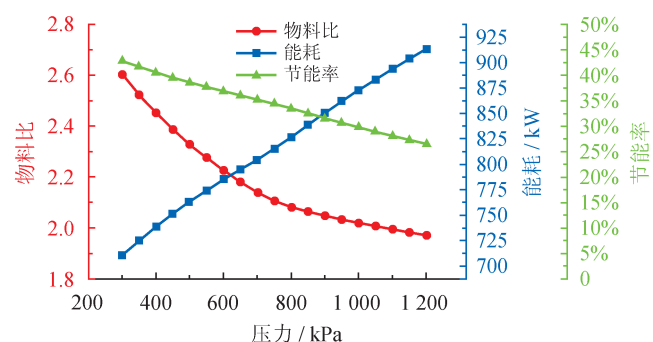


图 5 再冷凝器进口压力对冷凝外输流程主要工艺参数的影响图

从能耗角度分析，该工艺对 BOG 温度敏感性低，对压力更为敏感。在蒸发气管线保冷不充分的场合节能率更大。在低冷凝压力下需要储备更多的液氮，在高冷凝压力下节能率降低。冷凝外输流程能耗低于冷凝回罐流程，应优先选择冷凝外输流程。冷凝回罐流程可用于外输泵停车等特殊工况。

3.3 LNG 组分变化对工艺能耗的影响

LNG 接收站接卸海外 LNG，因气源以及 LNG 生产工况波动造成气质差异，在此分析 LNG 中变化范围较大的 3 种典型组分（甲烷、乙烷、氮气）变化对工艺能耗的影响（图 6），LNG 组分变化如表 1 所示。冷凝回罐流程比能耗（回收单位质量 BOG 所消耗的能量）高于冷凝外输流程，组分对液氮生产以及冷凝 BOG 的比能耗影响具有一致性，乙烷含量增加使得

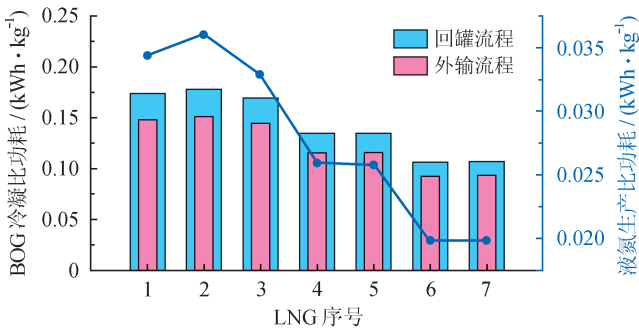


图 6 LNG 组分变化对液氮比功耗、BOG 冷凝比功耗的影响图

比能耗增加，敏感度较低。氮含量增加，使得比能耗降低，且敏感性较高。因此对于氮含量较高的 LNG，此流程更具有优势。

3.4 新流程特点及运行经济性

前人对再冷凝工艺进行的优化采用了多级压缩、级间冷却、预冷^[16]和透平回收轴功等方式，都对主要的工艺设备进行了改换，设备投资较大。新工艺与前人在再冷凝工艺上提出的优化工艺相比其特点如表 2 所示。

新工艺中 1 Nm³ BOG 的回收耗能为 0.09 ~ 0.11 kW · h，电力价格以工业峰谷电价加权平均值 0.64 元 / (kW · h) 计，回收成本为 0.06 ~ 0.07 元 / m³。作为液氮生产工艺，液氮生产比能耗约为 0.44 (kW · h) / kg，远低于传统深冷能耗 [1.05 ~ 1.25 (kW · h) / kg]^[21]，略高于 LNG 冷能空分工艺的能耗 [0.39 (kW · h) / kg]^[22]。

LNG 接收站配置有 PSA 制氮系统两套，一套用于日常连续用氮，另一套用于液化系统蓄冷。PSA 制氮系统产品氮气的流量约为 100 Nm³/h (116.6 kg/h)，使氮气液化所需的 LNG 量仅为最大 LNG 输量的 2.4%，因此液化系统所需设备的规格小、投资少。经计算，制氮及液化能耗为 397.8 (MW · h) / a，折合电费为 25 万元 / a。以某 LNG 接收站为例，年接卸 35 船次，每次卸船排液吹扫时间为 90 min，吹扫峰值流量为 900 Nm³/h，则吹扫用氮气年消耗 4.725 × 10⁴ m³ (55.09 t)，其中外拉液氮为 42.85 t。PSA 制氮系统年制氮气可达 84 × 10⁴ m³ (979.44 t)，若采用新工艺，其液氮可冷凝 BOG 量为 53.4 × 10⁴ m³，回收 BOG 价值为 134.7 万元(以 LNG 出厂价 2.52

表 1 LNG 组分变化表

不同组成的 LNG 序号	各组分含量 ¹⁾						
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	N ₂
1	88.77%	7.45%	2.59%	0.45%	0.56%	0.10%	0.08%
2	83.77%	12.54%	2.59%	0.45%	0.56%	0.01%	0.08%
3	93.77%	2.54%	2.59%	0.45%	0.56%	0.01%	0.08%
4	87.77%	7.54%	2.59%	0.45%	0.56%	0.01%	1.08%
5	88.77%	6.54%	2.59%	0.45%	0.56%	0.01%	1.08%
6	86.77%	7.54%	2.59%	0.45%	0.56%	0.01%	2.08%
7	88.77%	5.54%	2.59%	0.45%	0.56%	0.01%	2.08%

注：1) LNG 各组分以摩尔分数计

表 2 工艺对比表

项目	对比内容及结果				
工艺	新工艺	混合制冷剂 BOG 再冷凝工艺 ^[17]	带有高压透平膨胀机的再冷凝工艺 ^[18]	直接压缩、再冷凝混合使用工艺 ^[19]	BOG 多阶压缩再液化工艺 ^[20]
设备	较少	多	较少	少	较少
能耗	低	低	极低	低	低
安全性	高	中 (制冷剂可燃)	较低 (高压泵送)	中 (高压压缩)	高
适应性	强	强	弱	强	强
特点	适应性强，安全性高，效益显著	适应性强	工况稳定时，节能效果明显	设备相对少，流程控制相对方便	随压缩阶数增加能耗降低，节能趋势减小

元/ Nm^3 计)。气化后再次进入液化系统可生产产品液氮 $79.275 \times 10^4 \text{ m}^3$ (924.35 t), 以 5% 液氮损耗率计算, 外售液氮为 878.1 t, 可盈利 45.5 万元。此外,

站场吹扫无需外拉液氮, 每年可节省资金 4.28 万元。综上, 新工艺每年可为 LNG 接收站节能创收达 159 万元 (图 7)。

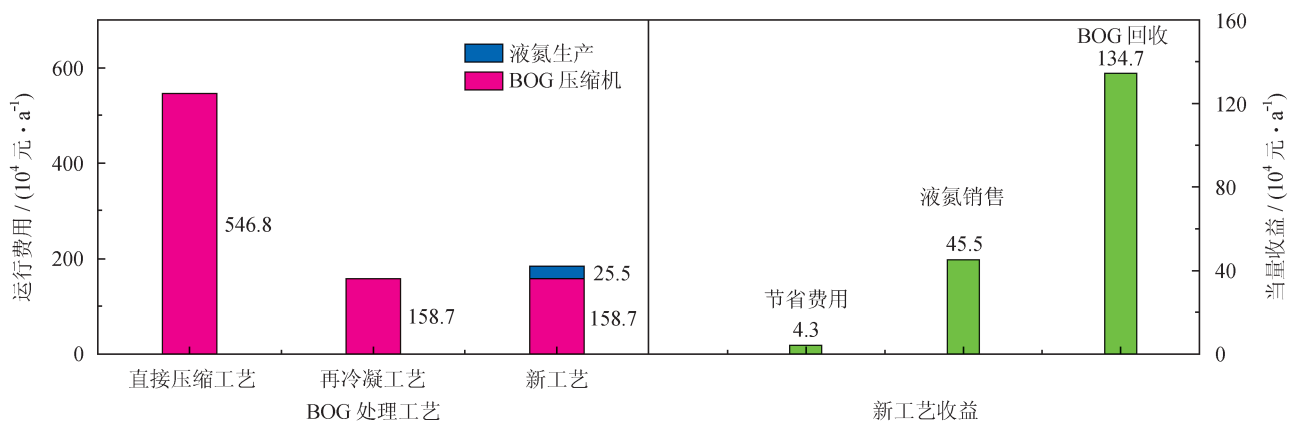


图 7 3 种 BOG 处理工艺运行费用及新工艺当量收益图

4 结论

1) 新工艺在设备投资、能耗、工艺安全性及经济效益上有明显优势。新工艺利用了 LNG 接收站已有的设备, 降低了设备投资; 液氮作为蓄冷工质其安全性佳、便于储存, 可直接用于站场设施吹扫, 富余液氮可出售。该工艺既是 BOG 处理工艺, 又可看做是液氮生产工艺, 相比冷能空分工艺, 该工艺启动速度快、设备投资少、适应性强, 每年可为 LNG 接收站节能创收 159 万元。

2) 新工艺适用于 LNG 含氮量较高、再冷凝器操作压力不高、气相管线保冷要求一般及实际峰值 BOG 产生量高于原设计负荷的 LNG 接收站, 其冷凝外输工艺可作为辅助冷凝工艺, 冷凝回罐工艺可作为应急工艺用于应对特殊工况。液氮用于蓄冷, 氮气用于吹扫, 可满足 LNG 接收站多种工艺需求。

参 考 文 献

- [1] 陈银泉, 唐振宇, 张晓锋. 关于推动我国 LNG 产业发展的思考 [J]. 中国海上油气, 2015, 27(1): 125-130.
Chen Yingquan, Tang Zhenyu & Zhang Xiaofeng. Considerations on the promotion of China's LNG industry[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(1): 125-130.
- [2] 张耀光, 刘桂春, 刘锴, 张洪月. 中国沿海液化天然气 (LNG) 产业布局与发展前景 [J]. 经济地理, 2010, 30(6): 881-885.
Zhang Yaoguang, Liu Guichun, Liu Kai & Zhang Hongyue. Study on development and distribution of LNG industry of coastal in China[J]. Economic Geography, 2010, 30(6): 881-885.
- [3] 朱建鲁, 李玉星, 王武昌, 多志丽, 谢彬, 喻西崇. LNG 接收终端工艺流程动态仿真 [J]. 化工学报, 2013, 64(3): 1000-1007.

- Zhu Jianlu, Li Yuxing, Wang Wuchang, Duo Zhili, Xie Bin & Yu Xichong. Dynamic simulation of LNG import terminal process[J]. CIESC Journal, 2013, 64(3): 1000-1007.
- [4] 宋鹏飞, 侯建国, 陈峰. LNG 接收站工艺流程模拟计算 [J]. 天然气化工 (C1 化学与化工), 2014, 39(4): 47-49.
Song Pengfei, Hou Jianguo & Chen Feng. Process simulation of LNG receiving terminal[J]. Natural Gas Chemical Industry, 2014, 39(4): 47-49.
- [5] 贾士栋, 吕俊, 邓青. 浙江 LNG 接收站卸料管线 BOG 预冷模拟研究 [J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 84-88.
Jia Shidong, Lü Jun & Deng Qing. A simulation study of boil-off gas (BOG) pre-cooling process in unloading pipelines in an LNG terminal in Zhejiang[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 84-88.
- [6] 顾安忠. 液化天然气技术手册 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2010.
Gu Anzhong. Handbook of LNG technology[M]. Beijing: China Machine Press, 2010.
- [7] 付子航. LNG 接收站蒸发气处理系统的动态设计计算模型 [J]. 天然气工业, 2011, 31(6): 85-88.
Fu Zihang. Dynamic boil-off rate (BOR) modeling of LNG receiving and re-gasification terminals[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(6): 85-88.
- [8] 林文胜, 顾安忠, 李品友. 液化天然气的分层与涡旋研究进展 [J]. 真空与低温, 2000, 6(3): 125-132.
Lin Wensheng, Gu Anzhong & Li Pinyou. Progress of research on LNG stratification and rollover phenomenon[J]. Vacuum and Cryogenics, 2000, 6(3): 125-132.
- [9] 王海蓉, 马晓茜. 液化天然气 (LNG) 储存容器中的分层与翻滚 [J]. 低温工程, 2006, 28(1): 50-54.
Wang Hairong & Ma Xiaoqian. Stratification and rolling of liquid natural gas in storage tank[J]. Cryogenics, 2006, 28(1): 50-54.
- [10] 中石油大连液化天然气有限公司. LNG 接收站投产运行关键技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
PetroChina LNG Dalian Company Limited. The key technology

- of LNG receiving station put into operation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [11] 顾安忠. 液化天然气技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2015.
Gu Anzhong. LNG technology[M]. Beijing: China Machine Press, 2015.
- [12] 王卫晓. 利用液氮冷能的小型天然气液化流程研究 [D]. 天津: 天津大学, 2012.
Wang Weixiao. Study on small natural gas liquefaction process adopting liquid nitrogen[D]. Tianjin: Tianjin University, 2012.
- [13] 金光, 李亚军. LNG 接收站蒸发气体处理工艺 [J]. 低温工程, 2011, 33(1): 51-56.
Jin Guang & Li Yajun. Boil-off gas treatment in LNG receiving terminal[J]. Cryogenics, 2011, 33(1): 51-56.
- [14] Yamashita Y, Hirata Y, Iwata Y, Yamazaki K & Ito Y. Performance and heat transfer characteristics of a latent heat storage unit with finned tubes: Experimental study on liquefaction of LNG boil-off gas by melting n-pentane as a phase-change material[J]. Kagaku Kogaku Ronbunshu, 2004, 30(4): 399-406.
- [15] Kumar R. Aspen simulation liquefied natural gas import terminal safety and security study[D]. Texas: Lamar University, 2006.
- [16] Rao HN, Wong KH & Karimi IA. Minimizing power consumption related to BOG reliquefaction in an LNG regasification terminal[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2016, 55(27): 7431-7445.
- [17] 周姿潼. LNG 接收站 BOG 处理工艺流程模拟与优化研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
Zhou Zitong. Study on Simulation and optimization of BOG processing technology of LNG receiving station[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [18] 薛倩, 刘名瑞, 肖文涛, 王晓霖, 张久久. LNG 接收站 BOG 处理工艺优化及功耗分析 [J]. 油气储运, 2016, 35(4): 376-380.
Xue Qian, Liu Mingrui, Xiao Wentao, Wang Xiaolin & Zhang Jiujiu. Optimization and energy consumption analysis of BOG treatment processes in LNG terminal[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(4): 376-380.
- [19] 王小尚, 刘景俊, 李玉星, 多志丽, 王武昌. LNG 接收站 BOG 处理工艺优化——以青岛 LNG 接收站为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 125-130.
Wang Xiaoshang, Liu Jingjun, Li Yuxing, Duo Zhili & Wang Wuchang. A case study of processing and optimization of BOG gas treatment in an LNG terminal in Qingdao[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 125-130.
- [20] 李亚军, 陈蒙. LNG 接收站 BOG 多阶压缩再液化工艺优化分析 [J]. 化工学报, 2013, 64(3): 986-992.
Li Yajun & Chen Meng. Simulation-based optimization and analysis of BOG multi-stage compression and recondensation process at LNG receiving terminal[J]. CIESC, 2013, 64(3): 986-992.
- [21] 金滔, 胡建军. 一种利用 LNG 冷能的空分流程 [J]. 气体分离, 2005, 3(5): 15-20.
Jin Tao & Hu Jianjun. Air separation process using cold energy[J]. Gases Separation, 2005, 3(5): 15-20.
- [22] 杨勇. 基于 AspenPlus 的液化天然气冷能利用模拟分析 [D]. 大连: 大连理工大学, 2014.
Yang Yong. Simulation and analysis about cold energy utilization of liquefied natural gas based on aspen plus[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2014.
- (修改回稿日期 2017-10-22 编辑 何 明)

中石化页岩气水平井首次重复压裂施工获得成功

2017 年 12 月 1 日, 中石化涪陵页岩气田焦页 9-2HF 井完成页岩气水平井重复压裂施工, 标志着中石化页岩气水平井首次重复压裂施工获得成功。

涪陵页岩气田的页岩气井随着开采时间延长, 产量出现明显递减, 亟须对其进行重复压裂, 以提高气田的采收率。这对压裂设计水平、现场指挥能力均有很高的要求。面对工艺参数复杂、工期紧迫等困难, 中国石化江汉油田石油工程技术研究院 (以下简称江汉工程院) 精心组建一支由 6 名技术骨干组成的现场压裂施工和暂堵材料室内评价小组, 完成暂堵材料性能评价等相关室内试验, 经过反复精细优化设计, 完成了重复压裂方案。

施工人员缜密指挥, 时刻紧盯监控屏幕, 密切关注压裂曲线, 根据施工情况适时调整泵注参数, 顺利完成了 4 级重复压裂施工。

焦页 9-2HF 井重复压裂获得成功, 是涪陵页岩气田稳产开发的一次意义重大的尝试。从单井顺序压裂到多井交叉压裂, 再到多井同步压裂和重复压裂, 江汉工程院在页岩气措施改造领域的一次次探索, 为我国页岩气资源的高效开发奠定了坚实的基础。

(天工 摘编自《中国石化报》)