

耦合LNG冷能和余热回收的氢液化系统热力学分析及优化

胡涛¹, 李建立¹, 李敬法², 胡涛³, 宇波²

(1. 北京石油化工学院 机械工程学院, 北京 102617; 2. 长江大学 石油工程学院, 湖北 武汉 430100;
3. 长庆工程设计有限公司, 陕西 西安 710018)

摘要: 氢液化能耗在液氢终端应用的成本构成中占据较大比例(30%~50%)。为降低大型氢液化装置的能耗, 提出了一种耦合液化天然气(LNG)冷能和余热回收的新型氢液化工艺。新工艺以“LNG预冷+多级氦布雷顿制冷”为基础, 并集成两套能量回收系统。其中, LNG预冷段增设直接膨胀发电循环, 回收LNG气化压力能发电并强化预冷; 氦压缩段增设有机朗肯循环(ORC), 回收高温氦气余热发电。通过Aspen HYSYS软件开展稳态流程模拟和热力学分析(能耗、焓分析和换热器评估), 验证了新工艺可行性。结果表明, 当液氢产量为120 t/d时, 新工艺比能耗为6.22 kW·h/kg, 系统总焓效率达到48.95%。与基础工艺相比, 新工艺的LNG消耗量降低了29.2%, 比能耗降低了5.61%。此外, 通过回收压缩机余热驱动ORC发电, 显著降低了冷却器的焓损失(降低60.54%)。在确保合理换热效率的前提下, 适当增大LNG流量和优化ORC蒸发压力可进一步降低能耗。新工艺具有能耗低、焓效率高的优势, 可为LNG接收站实现冷能资源化利用和高效氢液化提供参考。

关键词: 氢液化工艺; LNG预冷; 直接膨胀发电; 有机朗肯循环; 比能耗; 焓分析

中图分类号: TQ116.27 文献标志码: A 文章编号: 2097-2547(XXXX)XX-001-10

Thermodynamic analysis and optimization of hydrogen liquefaction system coupled with LNG cold energy and waste heat recovery

HU Tao¹, LI Jianli¹, LI Jingfa², HU Tao³, YU Bo²

(1. School of Mechanical Engineering, Beijing Institute of Petrochemical Technology, Beijing 102617, China; 2. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China; 3. Changqing Engineering Design Co., Ltd., Xi'an 710018, Shaanxi, China)

Abstract: Hydrogen liquefaction energy consumption accounts for a large proportion (from 30% to 50%) of the total cost in liquid hydrogen end-use applications. To reduce the energy consumption of large-scale hydrogen liquefaction plants, a novel hydrogen liquefaction process coupled with liquefied natural gas (LNG) cold energy and waste heat recovery was proposed. The new process is based on the configuration of “LNG precooling + multi-stage helium Brayton refrigeration” and incorporates two energy recovery subsystems. Specifically, a direct expansion power generation cycle is introduced in the LNG precooling section to recover the pressure energy during LNG vaporization for power generation and enhance the precooling performance. Meanwhile, an Organic Rankine Cycle (ORC) is integrated into the helium compression section to recover the waste heat of high-temperature helium for power generation. The feasibility of the proposed process was verified through steady-state process simulation and thermodynamic analysis, including energy consumption, exergy analysis and heat exchanger evaluation, using Aspen HYSYS. The results indicate that, at a liquid hydrogen production capacity of 120 t/d, the specific energy consumption of the proposed process is 6.22 kW·h/kg, and the overall exergy efficiency reaches 48.95%. Compared with the baseline process, the proposed process reduces LNG consumption by 29.2% and specific energy consumption by 5.61%. In addition, the recovery of compressor waste heat to drive the ORC significantly decreases the exergy destruction in the cooler by 60.54%. Under the premise of ensuring reasonable heat transfer efficiency, further energy reduction can be achieved by appropriately increasing the LNG flow rate and optimizing the ORC evaporation pressure. The proposed process exhibits advantages of low energy consumption and high exergy efficiency, providing a useful reference for LNG receiving terminals to realize cold energy utilization and high-efficiency hydrogen liquefaction.

Keywords: hydrogen liquefaction process; LNG precooling; direct expansion power generation; organic Rankine cycle; specific energy consumption; exergy analysis

收稿日期: 2025-07-17; 修回日期: 2025-09-03。

基金项目: 国家自然科学基金(52372311); 福建省“揭榜挂帅”引导性项目(2023H0054); 中国石油天然气集团有限公司科技项目(2023ZZ31YJ04)。

第一作者: 胡涛(1999—), 硕士研究生, 研究方向为氢液化及过冷工艺, E-mail: 2023520121@bipt.edu.cn。

通信作者: 李建立(1979—), 博士, 副教授, 研究方向为储氢工艺及装备, E-mail: lijianli_gz@bipt.edu.cn。

随着世界经济的快速发展,化石能源消费带来的环境问题越发严重,人们越来越关注节能减排和清洁能源发展。氢气作为一种清洁、高效的二次能源和燃料,被认为是可替代化石燃料、解决能源危机的“终极能源”^[1-2]。在标准大气压下,液氢(LH₂)的体积能量密度为8.5 MJ/L,显著高于氢气(0.01 MJ/L)^[3],可适应长途运输和大规模存储。研究者已开展了将液氢用于飞机、重卡等民用交通领域的研究^[4-6],各国也正积极开发多样化的液氢载具。随着液氢技术不断发展和成熟,液氢应用的领域及需求正不断扩大。在我国,目前单台套氢液化装置的产量较低(多在5 t/d以下),其中基于氨制冷循环的大型氢液化装置还存在比能耗(SEC)较高、焓效率(EXE)较低等问题,限制了液氢产业的发展^[7]。因此,亟需深入开展大型氢液化装置的工艺优化研究,从预冷工质选择、高效换热、制冷工质压力能回收和压缩机余热回收等角度,挖潜降耗,提升大型氢液化装置的技术水平和经济效益。

目前,氢液化工艺研究主要集中于混合制冷剂(MR)开发、预冷工质选择及预冷工艺优化,以及各种能量梯级利用等方面^[8-11]。朱璟琦等^[12]设计了一种液氢产量6 t/d的混合工质预冷、氢膨胀深冷氢液化流程,并采用改进正交实验的方法得到最佳混合工质配比,在混合工质配比为甲烷10.2%(物质的量分数,下同)、乙烷29.3%、丙烷39.3%和氮气21.2%时,该流程的比功耗(SPC)为3.916 kW·h/kg。曹学文等^[13]设计了一种液氮预冷、混合制冷剂深冷的逆布雷顿循环氢液化流程,采用试错法分析得出混合制冷剂的最佳配比。当液化产能为120 t/d时,该系统的SEC为6.99 kW·h/kg, EXE为33.96%。FARAMARZI等^[14]提出了一种利用液化天然气(LNG)预冷的混合制冷剂 Joule-Brayton (J-B)级联制冷循环系统,其产能为369 t/d, SEC为8.85 kW·h/kg,与未使用LNG气化冷能的基础系统相比, SEC降低了34%。孙恒等^[15]将LNG预冷与双混合制冷剂氢液化工艺耦合,并采用粒子群算法(PSO)优化流程以降低SEC,优化后该工艺 SEC为5.263 kW·h/kg, EXE为58.18%。KHODAPARAST等^[16]提出了一种集成了有机朗肯循环(ORC)发电和吸收式制冷循环(ARC)的氢液化流程,该流程使用地热能驱动ARC系统。为实现液氮(LN₂)的闭式循环使用,该研究对比了两种制冷循环:方案一采用Claude循环,方案二采用逆布雷顿循环。结果表明,采用Claude循环的方案具有更低的SPC和更高的EXE,其SPC和EXE分别为14.8 kW·h/kg

和71%。耿金亮等^[17]耦合太阳能吸收式制冷系统,设计了一种MR预冷、双压Claude深冷的氢液化工工艺,该工艺液氢产能为302.4 t/d,通过PSO算法优化后系统SEC和EXE分别为5.6769 kW·h/kg和56.04%。研究者发现,充分利用氢液化预冷过程中的冷能和深冷过程中的压缩机余热,还可进一步降低系统的整体能耗、提高系统效率。YANG等^[18]设计了一种耦合LNG气化预冷系统的氢液化流程,该流程基于双压J-B循环,在预冷部分设计了低温ORC系统,该系统以LNG冷能作为冷源,以原料氢气余热作为热源,循环工质为乙烯与丙烷组成的二元混合物,优化后系统的SEC为6.59 kW·h/kg, EXE为47%。李秋英等^[19]为回收液氮预冷型Claude氢液化中压缩机出口的氢气余热以及LN₂冷能,采用ORC进行冷能发电,通过优化ORC蒸发压力和冷凝压力,系统SEC可从8.17 kW·h/kg降低至7.93 kW·h/kg。BIAN等^[20]提出了一种将LNG预冷与膨胀发电相结合的氢液化流程,在预冷过程中增设LNG直接膨胀发电单元以降低系统能耗,该系统的产能为120 t/d, SEC为6.60 kW·h/kg。

多级布雷顿制冷循环具有冷流与热流温度曲线匹配性高的优点,常用于大型氢液化工工艺^[21-22]。然而,布雷顿循环中压缩后的高温循环工质(通常高于200 °C)直接在冷却器中冷却,会大量造成热能的不可逆损失^[23]。目前,缺少对布雷顿循环压缩机余热回收的工艺设计和系统研究。本文基于文献^[20]提出的LNG冷能利用形式,设计一种液氢产量为120 t/d的LNG预冷多级布雷顿循环深冷系统,通过耦合LNG直接膨胀循环与ORC循环,以回收LNG气化压力能和高温氢气的部分热能,两种循环所产生的电能用于系统中泵和压缩机等耗电设备,以减少系统SEC。借助Aspen HYSYS软件对新工艺进行稳态流程仿真,模拟得出系统中各流股的热力学参数和设备能效数据,并基于模拟结果对工艺流程的能耗结构、焓损分布和系统运行参数开展分析。相关结果可为提高大型氢液化装置能效提供参考。

1 氢液化工艺及稳态仿真

1.1 氢液化工工艺

本研究提出的氢制冷氢液化工工艺主要包括4个子系统:LNG预冷及直接膨胀发电(后文简称“LNG预冷发电”)、多级氨布雷顿制冷、氢气液化和基于ORC的氢压缩机余热回收(图1)。在氢液化过程中,25 °C、2100 kPa的进料H₂经过5级换热器

(HX1~HX5)逐级降温 and 正仲氢转换,最终通过液体膨胀机膨胀降压为 $-252.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 130 kPa 的液氢。LNG 预冷发电系统中,LNG 首先经过泵P1 增压至 3000 kPa ,经 HX1 与进料氢气换热,气化后的低温天然气 L2 在分离器 S1 中进行气液分离。气相的低温天然气 L3 通过膨胀机膨胀发电,并降压至 120 kPa ,随后再次进入 HX1 吸收进料氢气的热量并被加热至 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右;液相的 L6 通过节流阀 V1 降压后同样再次进入 HX1 进行换热。氢制冷系统主要提供氢液化深冷部分的冷量,由四级布雷顿循环级联组成。常温高压氢气 7 首先通过氢气换热器 HX6 降温,换热后

的低温高压氢气经过三次分流膨胀和最终膨胀后回流。回流换热后的常温低压氢气 1 首先在中压压缩机 C1 中增压,而后被 ORC 系统中的有机工质吸收部分余热,温度仍较高的中压氢气被冷却器中的冷却水降到常温,然后进入高压压缩机 C2;同样,压缩升温的氢气 5 由 ORC 蒸发器 HX8 吸收热量后经冷却器 Co2 降到常温。ORC 系统的有机液体工质在泵 P2 增压后分为两股,分别在 HX7 和 HX8 中吸收高温氢气热量后蒸发,随后进入膨胀机 E7 膨胀做功发电,做功后的低压气体工质被冷却水降温为常温液态。

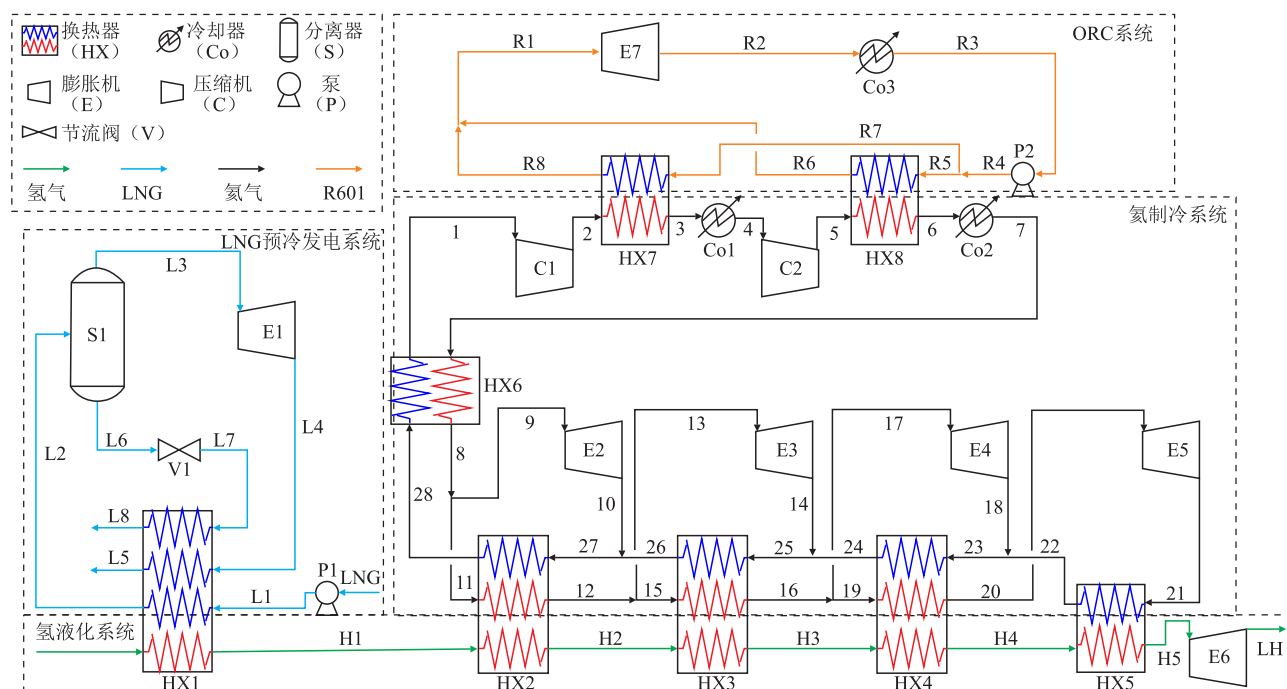


图1 耦合 LNG 冷能和余热回收的氢液化系统工艺流程

Fig. 1 Process flow of hydrogen liquefaction system coupled with LNG cold energy and waste heat recovery

为突出显示增加 LNG 预冷发电和压缩机余热发电带来的节能效益,又模拟了仅有 LNG 预冷且无 ORC 余热发电的基础工艺作为对照。基础工艺主要的仿真初始参数与前述新工艺相同,主要包括 3 个子系统:LNG 预冷(不含气化后直接膨胀发电)、多级氢布雷顿制冷和氢气液化。与新工艺不同的是,基础工艺中 LNG 经泵 P1 增压进入换热器 HX1 预冷氢气后流出,两个氢压缩机出口的高温氢气直接通过冷却器冷却;其余流程与新工艺一致,在此不作赘述。

1.2 仿真假设及参数设置

采用 Aspen HYSYS 软件对新工艺流程进行稳态仿真,分别采用氢包^[24]和 Peng-Robinson 状态方

程^[25]计算氢气和其他工质的物性变化,其中氢包可以基于温度变化实时计算平衡状态下的正仲氢组成,而无需在流程中增设额外的转换器。为便于仿真计算及分析,提出如下假设:(1)系统所有过程为稳态,忽略动能和势能;(2)忽略冷却器和换热器中的压降;(3)膨胀机输出功可完全转换为电能;(4)HX1~HX5 中的催化剂足量;(5)膨胀机等熵效率为 85%,压缩机绝热效率为 80%,泵绝热效率为 75%^[13-15]。

氢气初始温度为 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$,压力为 2100 kPa ,液化产量为 120 t/d 。氢有正氢和仲氢两种核自旋异构体,仲氢含量会随温度的降低而增加。正氢向仲氢转换是放热过程,若不及时移走正仲氢转化热,将导致多达 50% 的液氢在 10 d 内气化^[26]。因此,在氢

气液化过程中需要使用催化剂加速正仲氢转化。赵欣等^[27]发现正仲氢转化催化与热交换一体化设计相比于设置独立转换器的氢液化系统,具有SEC低、EXE高和流程简单等优点,故本研究采用催化转化与热交换一体化设计。氢气的正仲氢转化率计算方法见式(1)。

$$\eta = C_0 + C_1 T + C_2 T^2 \quad (1)$$

式中, η 为转化率,%; C_0 、 C_1 和 C_2 为转换系数; T 为温度,K。

LNG组成为甲烷91.3%、乙烷5.4%、丙烷2.1%、正丁烷0.5%、异丁烷0.5%和氮气0.2%,初始温度为-160℃,初始压力为120 kPa。ORC系统中循环工质为R601^[28],化学式为C₅H₁₂,沸点为36.06℃,临界温度和临界压力分别为196.55℃和3.37 MPa,臭氧耗损潜值(ODP)和全球变暖值(GWP)分别为0和11。为使工质R601能够完全液化进入泵中,同时避免液滴进入膨胀机,ORC系统中蒸发器的过热度和冷却器的过冷度分别设置为5℃和3℃。

1.3 热力学分析方法

采用SEC(kW·h/kg)和EXE(%)作为系统综合性能的评价指标。在氢液化过程中,SEC定义为生产单位质量液氢所消耗的功(式(2))。EXE定义为系统液化过程的理论最小功耗与实际净功耗之比(式(3))。

$$\text{SEC} = \frac{W_{\text{net}}}{q_{m,\text{LH}_2}} = \frac{\sum W_c + \sum W_p - \sum W_e}{q_{m,\text{LH}_2}} \quad (2)$$

式中, W_{net} 为系统的净功耗,kW; q_{m,LH_2} 为液氢的质量流量,kg/h; W_c 和 W_p 分别为压缩机和泵的功耗,kW; W_e 为膨胀机的输出功,kW。

$$\text{EXE} = \frac{W_{\text{net,min}}}{W_{\text{net}}} = \frac{q_{m,\text{LH}_2}[(H_{\text{LH}_2} - H_0) - T_0(S_{\text{LH}_2} - S_0)]}{\sum W_c + \sum W_p - \sum W_e} \quad (3)$$

式中, $W_{\text{net,min}}$ 为系统理论最小功耗,kW; H 为质量焓,kJ/kg; S 为质量熵,kJ/(kg·℃);下标0代表标准状况(25℃,101.325 kPa)下。

流程中关键设备的性能使用焓损失(ΔE ,kW)和焓效率进行评价。各设备(换热器/冷却器、膨胀机、泵和压缩机)焓损失的计算方法分别见式(4)~式(7)。焓流量(E ,kW)的计算方法见式(8)。

$$\Delta E = E_{\text{in}} - E_{\text{out}} \quad (4)$$

$$\Delta E = E_{\text{in}} - E_{\text{out}} - W_c \quad (5)$$

$$\Delta E = E_{\text{in}} - E_{\text{out}} + W_p \quad (6)$$

$$\Delta E = E_{\text{in}} - E_{\text{out}} + W_c \quad (7)$$

$$E = q_m e = q_m [(H - H_0) - T_0(S - S_0)] \quad (8)$$

式中,下标in代表入口流股,out代表出口流股; e 为焓,kJ/kg。

2 结果与讨论

氢液化工艺仿真过程中,每个流股的参数都会影响到系统的综合性能,合适的流股参数设置可有效减小系统的SEC和氢气质量流量,并提升EXE。本研究主要通过试错法确定制冷剂(氢气)的质量流量、压缩机出口压力和膨胀机出口压力,仿真计算得到了各流股参数(表1)。新工艺流程中,原料氢以1.39 kg/s的质量流量输入,经五级换热器降温 and 连续正仲氢转换后,仲氢含量(物质的量分数)提高到99.78%,氢气液化率达100%。根据仿真结果以及式(2)和式(3),可得新工艺SEC为6.22 kW·h/kg,EXE为48.95%。

表1 新工艺中各流股参数

Table 1 Parameters of each stream in proposed process

流股	温度/℃	压力/kPa	质量流量/(kg·s ⁻¹)	焓/(kJ·kg ⁻¹)	熵/(kJ·kg ⁻¹ ·℃ ⁻¹)	仲氢含量/%
Feed	25.0	2100	1.39	1.107	-11.66	24.80
H1	-153.0	2100	1.39	-2463	-24.33	34.43
H2	-207.0	2100	1.39	-3269	-33.83	58.17
H3	-225.2	2100	1.39	-3634	-40.69	77.83
H4	-245.2	2100	1.39	-4288	-58.72	97.89
H5	-252.5	2100	1.39	-4401	-63.40	99.78
LH	-252.9	130	1.39	-4416	-63.27	99.78
LNG	-160.0	120	3.54	-5167	4.29	
L1	-158.5	3000	3.54	-5159	4.314	
L2	-77.0	3000	3.54	-4642	7.436	
L3	-77.0	3000	2.84	-4824	8.306	
L4	-155.9	120	2.84	-4983	8.548	
L5	10.5	120	2.84	-4563	10.96	

表 1 新工艺中各流股参数(续)
Table 1 Parameters of each stream in proposed process (coninued)

流股	温度 / $^{\circ}\text{C}$	压力 /kPa	质量流量 / $(\text{kg}\cdot\text{s}^{-1})$	焓 / $(\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1})$	熵 / $(\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	仲氢含量 /%
L6	-77.0	3000	0.70	-3903	3.90	
L7	-135.5	120	0.70	-3903	4.251	
L8	10.5	120	0.70	-3329	7.242	
1	23.65	250	20.6	-7.177	19.11	
2	196.2	650	20.6	889.7	19.51	
3	140.7	650	20.6	601.1	18.85	
4	25	650	20.6	-0.452	17.15	
5	186.6	1600	20.6	839.3	17.53	
6	170.0	1600	20.6	752.8	17.34	
7	25	1600	20.6	-1.062	15.28	
8	-168.2	1600	20.6	-1008	9.83	
9	-168.2	1600	4.6	-1008	9.83	
10	-215.1	250	4.6	-1249	10.62	
11	-168.2	1600	16	-1008	9.83	
12	-207.0	1600	16	-1212	7.402	
13	-207.0	1600	3	-1212	7.402	
14	-236.7	250	3	-1362	8.184	
15	-207.0	1600	13	-1212	7.402	
16	-225.2	1600	13	-1309	5.69	
17	-225.2	1600	10.5	-1309	5.69	
18	-246.9	250	10.5	-1415	6.46	
19	-225.2	1600	2.5	-1309	5.69	
20	-245.2	1600	2.5	-1418	2.729	
21	-258.2	250	2.5	-1476	3.455	
22	-246.5	250	2.5	-1413	6.547	
23	-246.8	250	13	-1415	6.477	
24	-229.5	250	13	-1324	9.133	
25	-230.9	250	16	-1331	8.968	
26	-209.7	250	16	-1221	11.08	
27	-210.9	250	20.6	-1227	10.98	
28	-170.1	250	20.6	-1014	13.61	
R1	185.0	2630	13	-1784	2.585	
R2	99.80	100	13	-1895	2.638	
R3	32.0	100	13	-2384	1.093	
R4	33.52	2630	13	-2378	1.098	
R5	33.52	2630	3	-2378	1.098	
R6	185.0	2630	3	-1748	2.585	
R7	33.52	2630	10	-2378	1.098	
R8	185.0	2630	10	-1748	2.585	

注:焓、熵的计算基准为标准状况(25°C , 101.325 kPa)。

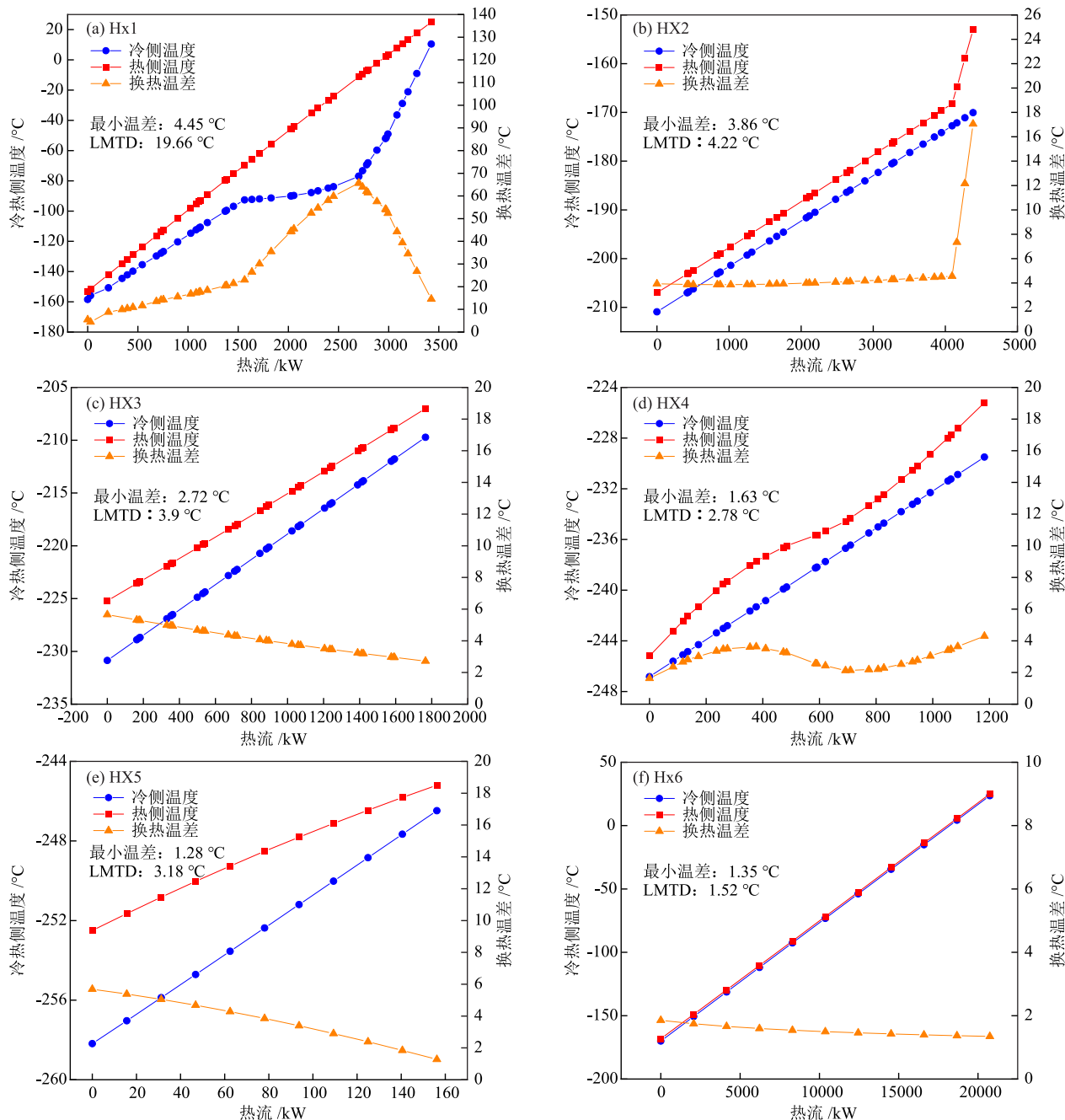
2.1 换热器复合曲线分析

换热器复合曲线可以直观地展示整个系统的加热和冷却需求。换热器HX1~HX6的复合曲线见图2。在氢液化过程中,换热器的最小换热温差和LMTD是影响系统效率、设备成本和运行稳定性的

关键参数。LMTD越大则换热器换热面积越小,但可能导致最小换热温差过低,受限于当前换热器技术最小换热温差不得低于 1°C 。由图2可知,在表1所示工艺参数下,换热器HX1~HX6的最小换热温差在 $1\sim 5^{\circ}\text{C}$ 之间,均满足换热器设计的需求。由图

2(a)、图2(b)和图2(d)可知,换热器HX1、HX2和HX4冷热侧复合曲线匹配较差。HX1冷侧复合曲线出现的较大波动主要源自LNG气化相变造成的不稳定性。因为LNG预冷的局限性造成了氢气进入深冷阶段的温度仍较高,致使HX2末端出现了热侧复

合温度骤升的情形。HX4处于正仲氢转换热集中释放的阶段,因此热侧复合曲线出现了轻微波动。除此之外,其余换热器均有足够低的最小换热温差和足够小的LMTD,说明设置的工艺参数有效确保了高的换热效率。



LMTD为对数平均温差。

图2 新工艺中换热器HX1~HX6的复合曲线

Fig. 2 Composite curves of heat exchangers HX1 to HX6 in proposed process

2.2 能耗分析

能耗分析是评价工艺性能和经济性的关键。新工艺中主要设备包括输入设备和输出设备,其功率见表2。质量流量为1.39 kg/s, 2100 kPa的原料氢

气经过五级降温液化后,通过液体膨胀机E6膨胀做功(21.06 kW)。在LNG预冷系统中,虽然LNG增压泵P1需以29.83 kW的功率将LNG的压力提升至3000 kPa,但是气液分离后质量流量为2.84 kg/s的

低温高压天然气通过膨胀机E1后净输出功率达到452.70 kW。氦制冷系统中两台氦气压缩机所消耗的功在整个新工艺流程中占比最大。低压氦气以20.6 kg/s的流率进入压缩机C1和C2分别增压至650 kPa和1600 kPa,耗功分别为18475.67 kW和17298.89 kW。两次增压后的高压氦气分流,分别通过膨胀机E2、E3、E4和E5膨胀至250 kPa降温做功,各膨胀机输出功率分别为1108.00 kW、449.40 kW、1118.00 kW和143.50 kW。

表2 新工艺中主要设备的功率

Table 2 Power of main equipment in proposed process			
设备种类	设备代号	功率/kW	小计/kW
泵(输入功)	P1	29.83	101.31
	P2	71.48	
压缩机(输入功)	C1	18475.67	35774.56
	C2	17298.89	
	E1	452.70	
	E2	1108.00	
	E3	449.40	
膨胀机(输出功)	E4	1118.00	4730.66
	E5	143.50	
	E6	21.06	
	E7	1438.00	

新工艺流程总系统及其子系统的净功耗见图3。

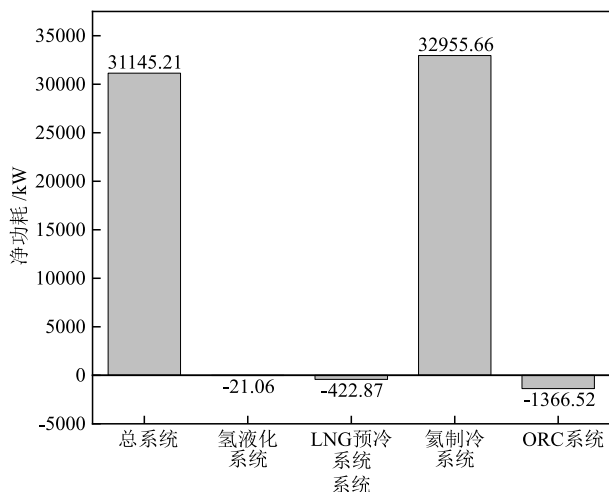


图3 新工艺中总系统及其子系统净功耗

Fig.3 Net power consumption of overall system and its subsystems in proposed process

由图3可知,氦制冷系统的净功耗高达32955.66 kW,氢液化系统、LNG预冷发电系统和ORC余热回收发电系统的净输出功率分别为21.06 kW、422.87 kW和1366.52 kW,整个系统的净功耗为31145.21 kW,SEC为6.22 kW·h/kg。而基础

工艺的模拟结果为:LNG质量流量为5 kg/s,系统净功耗为32976.73 kW,SEC为6.59 kW·h/kg。可见,由于增设了两个发电系统以降低系统净功耗,本研究提出的新工艺相较于基础工艺具有LNG用量少,SEC低的优点,其中LNG质量流量减小了29.2%,SEC降低了5.61%。

2.3 焓分析

焓分析可从热力学第二定律的视角为工艺优化指明方向。新工艺中各设备的焓损失及其占比见图4。

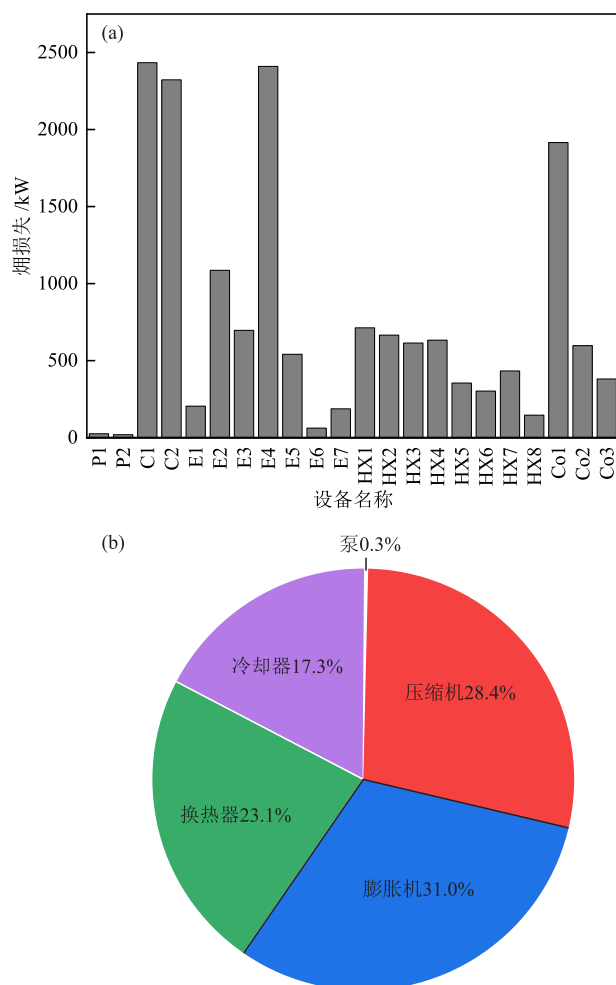


图4 新工艺中各设备的焓损失(a)及其占比(b)

Fig.4 Exergy destruction (a) and its proportion (b) of each equipment in proposed process

由图4可知,系统总焓损为16748.23 kW,泵、压缩机、膨胀机、换热器和冷却器的焓损失分别为42.24 kW、4757.14 kW、5188.41 kW、3863.51 kW和2893.92 kW,其中膨胀机焓损失最大,占系统总焓损的31.0%。深冷阶段氦气膨胀机E2~E6的焓损失随氦气质量流量的增大而降低。压缩机焓损失也与氦气的流量有关。压缩机C1的压力比(2.6)略高于

C2 的压力比 (2.46), 故 C1 的焓损失也相对较大。由于 LNG 气化相变和正仲氢转换热的影响, 换热器的焓损失主要集中于氢液化过程的前段。除此之外, 冷却器的焓损失占比也较大, 其原因是氢气冷却前后的巨大温差导致了冷却器内部换热过程产生大量的不可逆损失。本研究提出的新工艺相较于基础工艺, 冷却器焓损失从 7333.60 kW 降低到 2893.92 kW, 降幅达 60.54%。可见通过余热回收降低压缩机出口温度可有效降低焓损失。

新工艺中各设备的焓效率见图 5。氢制冷系统中的换热器焓效率较高, 均在 80% 以上; 受工质等温相变的影响, LNG 预冷系统中的换热器 HX1 和 ORC 系统中的换热器 HX7~HX8 焓效率较低, 分别为 71.92%、77.62% 和 75.48%。两台压缩机均有较高的焓效率, 分别为 86.82% 和 86.57%。用于天然气膨胀的膨胀机 E1 和用于 ORC 发电的膨胀机 E7 也有较高的焓效率, 分别为 68.90% 和 88.47%。而深冷阶段膨胀机的焓效率较低, 除 E2 为 50.49% 外, 其余均低于 50%。

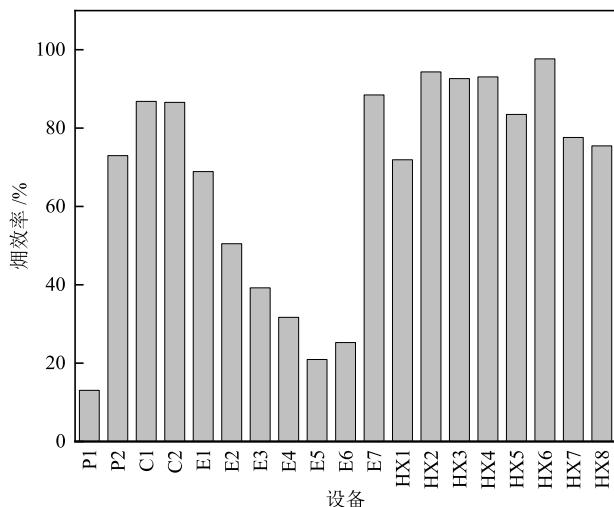


图 5 新工艺中各设备的焓效率

Fig. 5 Exergy efficiency of each equipment in proposed process

综上所述, 若能优化膨胀机的运行工况, 降低膨胀机造成的焓损失, 将能进一步提升系统经济性。同时, 采用更高效的 ORC 系统回收压缩机余热, 尽可能降低氢气出口温度, 也能降低冷却器造成的焓损失。

2.4 关键参数影响

与基础工艺相比, 新工艺主要通过增设 LNG 预冷发电电子系统和 ORC 余热发电电子系统降低了整个系统的 SEC。其中, LNG 的质量流量直接影响预冷强度和膨胀发电规模, ORC 系统的蒸发压力和冷凝

压力则关系到余热发电效率, 这些参数对系统总能耗均有重要影响。因此, 研究这些关键参数对系统性能的影响, 有助于进一步优化其能效。本节针对 LNG 质量流量以及 ORC 蒸发压力和冷凝压力等关键参数, 分析其在合理范围内变化时对系统净输出功率、换热器最小温差和 LMTD 等热力学参数的影响趋势。

在 LNG 预冷发电电子系统中, 影响工艺能耗的参数主要为 LNG 泵的增压压力和 LNG 的质量流量。虽然提高 LNG 泵的出口压力理论上可以增加膨胀机所做的功, 但实际上增压后 LNG 冷量减少, 会导致 LNG 需求量及泵送功耗增加; 同时, LNG 经换热后的气相分率下降, 导致进入膨胀机的做功工质流量减少, 从而使膨胀机输出功率减少。LNG 质量流量对 LNG 预冷发电系统净输出功率和 HX1 换热性能的影响见图 6。由图 6 可知, 随着 LNG 质量流量的增大, 系统输出净功率随之增大, 同时也会使换热器 HX1 中 LMTD 和最小换热温差增大, 即换热效率下降。在质量流量为 3.44 kg/s 时, LMTD 和最小换热温差分别为 16.62 °C 和 1.38 °C, 净输出功率为 410.91 kW, 相较于质量流量为 3.54 kg/s 工况下的换热效率更高, 但该质量流量下的总焓损失 (1058.71 kW) 大于 3.54 kg/s 工况 (943.30 kW), 且净输出功率下降了 2.8%。因此, 在合理的换热效率下, 适当增加 LNG 的质量流量有助于降低系统净功耗。

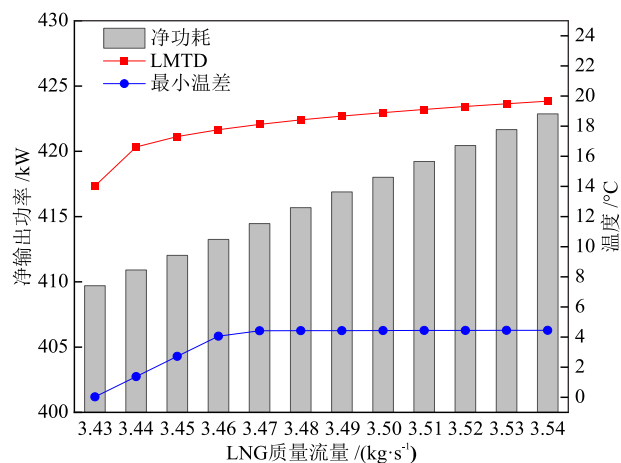


图 6 LNG 质量流量对 LNG 预冷发电系统净输出功率和 HX1 换热性能的影响

Fig. 6 Effect of LNG mass flow rate on net output power of LNG precooling power generation system and heat transfer performance of HX1

有机工质蒸发压力和冷凝压力对 ORC 系统净输出功率的影响见图 7。

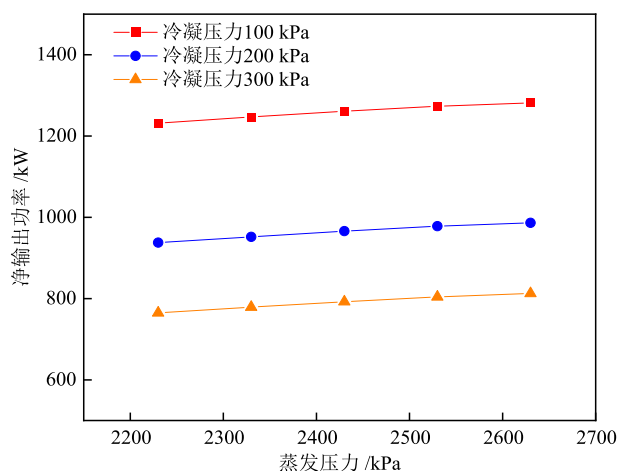


图7 有机工质蒸发压力和冷凝压力对 ORC 系统净输出功率的影响

Fig. 7 Effect of evaporation and condensation pressures of organic working fluid on net output power of ORC system

由图7可知,提高蒸发压力和降低冷凝压力均会增加 ORC 系统的净输出功率,从而降低系统综合能耗。但在设置蒸发及冷凝压力时,需保证工质泵压比在合适的范围内(< 27)。过高的蒸发压力或过

低的冷凝压力均会导致泵功耗剧增,并且蒸发压力过高会有超临界风险,冷凝压力过低会导致有机工质无法完全液化。此外,蒸发压力升高时,有机工质的饱和温度也随之升高,而压缩机出口的氢气温度是固定的,若有机工质在蒸发器出口的过热温度高于氢气温度,将导致换热器内出现温度交叉(即冷流体温度超过热流体温度),使换热无法正常进行。提高有机工质蒸发压力时要注意避免出现这种问题。

2.5 氢液化工艺比较

本研究提出的新工艺与几种氢液化工艺的比较见表3。由表3可知,相比于其他工艺,新工艺具有最低的 SEC 和最高的 EXE,相较于仅使用 LNG 冷能膨胀发电或 ORC 发电的氢液化工艺,SEC 分别下降了 5.76% 和 5.61%,而 EXE 均提高了 4.15%。这主要得益于新工艺有效回收了压缩机余热,降低了冷却器造成的焓损失。与使用 LN_2 预冷的工艺相比,虽然该工艺同样使用了 ORC 系统回收余热,但新工艺利用中高温余热驱动的 ORC 具有更高的效率,且利用 LNG 气化冷量可有效避免 LN_2 的损耗。

表3 氢液化工艺比较

Table 3 Comparison of hydrogen liquefaction processes

序号	预冷介质	制冷方式	耦合的节能技术	产量/(t·d ⁻¹)	SEC/(kW·h·kg ⁻¹)	EXE/%	参考文献
1	LNG	多级布雷顿循环	LNG 直接膨胀发电+ ORC 回收压缩机余热	120	6.22	48.95	新工艺
2	LNG	双压 J-B 循环	ORC 回收 LNG 冷能和原料氢余热	120	6.59	47.0	[18]
3	LN_2	双压氢 Claude 循环	ORC 回收压缩机余热	5	8.22	42.14	[19]
4	LNG	双压 J-B 循环	LNG 直接膨胀发电	120	6.60	47.0	[20]

3 结论

本文设计了一种产量为 120 t/d 的氢液化新工艺,新工艺在 LNG 气化预冷单元耦合了直接膨胀发电循环,以回收压力能并进一步降低 LNG 的温度,加强氢气预冷效果;同时,在氢气压缩单元增设基于 ORC 的余热回收发电子系统,产生的电能回馈至装置自用,增强节能效果。利用 Aspen HYSYS 软件对新工艺进行了稳态仿真,并以 LNG 预冷+氢气多级膨胀制冷为基础工艺开展研究,与相关报道进行对比,通过换热器复合曲线、能耗和焓分析等评估了新工艺的可行性,得到如下主要结论。

(1)当产能为 120 t/d 时,新工艺整体的 SEC 为 6.22 kW·h/kg, EXE 为 48.95%,与未集成其他能量回收措施的基础工艺相比,SEC 降低了 5.61%,LNG 消耗量减少了 29.2%。

(2)新工艺总焓损失为 16748.23 kW,其中膨胀机的焓损失占比最大(31.0%)。因此,优化膨胀机

性能、提高膨胀机的焓效率是减少系统焓损失的关键。此外,余热回收的加入大幅度降低了冷却器的焓损失(与基础工艺相比降低了 60.54%)。

(3)增大 LNG 质量流量和提高 ORC 有机工质的蒸发压力均能降低系统能耗。其中,增大 LNG 质量流量时要注意与换热器性能之间的平衡,提高有机工质蒸发压力时要避免过热温度高于热源温度。

本文提出的大规模氢液化工艺具有能耗低、效率高的突出优势,适用于 LNG 接收站,协同 LNG 蒸汽甲烷重整技术制液氢。未来,可通过使用二元混合物和双级 ORC 系统提高余热回收效率,进一步降低系统能耗。

参考文献

- [1] MAH A X Y, HO W S, HASSIM M H, et al. Targeting and scheduling of standalone renewable energy system with liquid organic hydrogen carrier as energy storage [J]. Energy, 2021, 218: 119475.
- [2] 王杰, 逯雅梅. “双碳”目标下氢能的发展现状与应用前景 [J]. 现代化工, 2025, 45(S1): 22-23+28.

- WANG J, LU Y M. Development status and application prospect of hydrogen energy under “dual carbon” goals [J]. *Modern Chemical Industry*, 2025, 45(S1): 22-23+28.
- [3] VALENTI G. Hydrogen liquefaction and liquid hydrogen storage [M]//GUPTA R B, BASILE A, VEZIROGLU T N. *Compendium of hydrogen energy*. Amsterdam: Elsevier, 2016: 27-51.
- [4] BONAB S A, YAZDANI-ASRAMI M. Investigation on the heat transfer estimation of subcooled liquid hydrogen for transportation applications using intelligent technique [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 84: 468-479.
- [5] BÖHM M, DEL REY A F, PAGENKOPF J, et al. Review and comparison of worldwide hydrogen activities in the rail sector with special focus on on-board storage and refueling technologies [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(89): 38003-38017.
- [6] PIZZUTILO E, ACHER T, REUTER B, et al. Subcooled liquid hydrogen technology for heavy-duty trucks [J]. *World Electric Vehicle Journal*, 2024, 15(1): 22.
- [7] 滕钧杰, 王凯, 张志宇, 等. 基于氮制冷循环预冷的氢液化流程研究[J]. *低温工程*, 2022, (3): 27-32+45.
- TENG J J, WANG K, ZHANG Z Y, et al. Study on hydrogen liquefaction process based on nitrogen refrigeration cycle precooling [J]. *Cryogenics*, 2022, (3): 27-32+45.
- [8] ANSARINASAB H, MEHRPOOYA M, SADEGHZADEH M. An exergy-based investigation on hydrogen liquefaction plant-exergy, exergoeconomic, and exergoenvironmental analyses [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 210: 530-541.
- [9] CHO S, PARK J, NOH W, et al. Developed hydrogen liquefaction process using liquefied natural gas cold energy: Design, energy optimization, and techno-economic feasibility [J]. *International Journal of Energy Research*, 2021, 45(10): 14745-14760.
- [10] YUKSEL Y E, OZTURK M, DINCER I. Analysis and assessment of a novel hydrogen liquefaction process [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(16): 11429-11438.
- [11] EBRAHIMI A, GHORBANI B, ZIABASHARHAGH M. Introducing a novel integrated cogeneration system of power and cooling using stored liquefied natural gas as a cryogenic energy storage system [J]. *Energy*, 2020, 206: 117982.
- [12] 朱璟琦, 杨坤, 熊联友. 混合工质预冷的氢液化流程优化及工艺分析[J]. *低温与超导*, 2024, 52(7): 75-82+88.
- ZHU J Q, YANG K, XIONG L Y. Optimization and process analysis of hydrogen liquefaction process for precooling of mixed working medium [J]. *Cryogenics & Superconductivity*, 2024, 52(7): 75-82+88.
- [13] 曹学文, 张兴旺, 张师傅, 等. 大型氢气液化工艺流程设计及热力学分析[J]. *油气储运*, 2025, 44(4): 394-401.
- CAO X W, ZHANG X W, ZHANG S B, et al. Design and thermodynamic analysis of large-scale hydrogen liquefaction process [J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2025, 44(4): 394-401.
- [14] FARAMARZI S, NAINIYAN S M M, MAFI M, et al. A novel hydrogen liquefaction process based on LNG cold energy and mixed refrigerant cycle [J]. *International Journal of Refrigeration*, 2021, 131: 263-274.
- [15] 孙恒, 徐嘉明, 王超, 等. LNG预冷的新型氢液化工艺设计与优化[J]. *低碳化学与化工*, 2023, 48(6): 134-141+149.
- SUN H, XU J M, WANG C, et al. Design and optimization of novel hydrogen liquefaction process with LNG pre-cooling [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2023, 48(6): 134-141+149.
- [16] KHODAPARAST S H, ZARE V, MOHAMMADKHANI F. A comparative thermodynamic investigation of two novel geothermal-assisted hydrogen liquefaction cycles incorporated with liquid nitrogen supply systems [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, 122: 279-288.
- [17] 耿金亮, 孙恒, 荣海伦, 等. 耦合吸收式制冷系统氢液化工艺设计与优化[J]. *石油与天然气化工*, 2025, 54(3): 64-71.
- GENG J L, SUN H, RONG H L, et al. Design and optimization of hydrogen liquefaction process with coupled absorption refrigeration system [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2025, 54(3): 64-71.
- [18] YANG J, LI Y Z, TAN H B, et al. Optimization and analysis of a hydrogen liquefaction process integrated with the liquefied natural gas gasification and organic Rankine cycle [J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 59: 106490.
- [19] 李秋英, 花亦怀, 程昊, 等. 集成ORC系统的高效氢液化流程设计研究[J]. *化工学报*, 2025, 76(7): 3651-3658.
- LI Q Y, HUA Y H, CHENG H, et al. Design of efficient hydrogen liquefaction process integrated with ORC system [J]. *CIESC Journal*, 2025, 76(7): 3651-3658.
- [20] BIAN J, YANG J, LI Y X, et al. Thermodynamic and economic analysis of a novel hydrogen liquefaction process with LNG precooling and dual-pressure Brayton cycle [J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 250: 114904.
- [21] VALENTI G, MACCHI E. Proposal of an innovative, high-efficiency, large-scale hydrogen liquefier [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008, 33(12): 3116-3121.
- [22] ZHANG T T, URATANI J, HUANG Y X, et al. Hydrogen liquefaction and storage: Recent progress and perspectives [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, 176: 113204.
- [23] GHAMATI E, KHIADANI M, DAS B. Techno-economic and multi-objective optimization of a hydrogen liquefaction plant based on RBC integrated with ORC for waste heat recovery [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 83: 1349-1358.
- [24] BIAN J, ZHANG X W, ZHANG R, et al. Conceptual design and analysis of a new hydrogen liquefaction process based on heat pump systems [J]. *Applied Energy*, 2024, 374: 124020.
- [25] QYYUM M A, QADEER K, HAIDER J, et al. Nitrogen self-recuperation expansion-based process for offshore coproduction of liquefied natural gas, liquefied petroleum gas, and pentane plus [J]. *Applied Energy*, 2019, 235: 247-257.
- [26] KANZ B, TAFONE A, STOPS L, et al. A novel approach to simulate *ortho-para* conversion in hydrogen liquefaction based on the van't Hoff equation [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, 140: 870-880.
- [27] 赵欣, 陈强, 文键, 等. 正仲转化换热一体化大规模氢液化流程模拟[J]. *化学工程*, 2023, 51(1): 36-40.
- ZHAO X, CHEN Q, WEN J, et al. Simulation on large-scale hydrogen liquefaction process integrating *ortho-para* conversion and heat exchange [J]. *Chemical Engineering*, 2023, 51(1): 36-40.
- [28] BAO J J, ZHAO L. A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle [J]. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2013, 24: 325-342.