doi:10.3969/j.issn.1005－0329.2025.02.004

设计计算

液氢加氢站热管理系统与核心装备技术分析

韩冰川[1],陈永东[1,2],吴晓红[1],于改革[1],张秋双[1],邹宏伟[1],程　沛[1],宋嘉梁[1],吕岩岩[2]
（1.合肥通用机械研究院有限公司,合肥 230031;2.上海工业锅炉研究所有限公司,上海 201114）

摘　要:针对我国液氢加氢站热管理系统及核心换热装备相关研究不足,国外现有液氢站运行能耗偏高,难以实现大流率、低能耗运行等问题,探讨了液氢加氢站的基础运行特征,梳理了国内外热管理系统的典型工艺路线,分析了液氢加氢站热管理系统、换热装备相关的技术研究现状,并比较了不同液氢加氢站热管理系统技术特点;提出了一种新型的集汽化调温、混合接触与冷媒释冷功能三位一体的热管理系统,分析了高效热管理装备技术特征,并针对总加氢量 2 000 kg/d,最大加注速度 7.2 kg/min 的整站设计目标进行分析。研究表明:通过热管理系统及换热装备的有序用能,可至少回收 38% 的液氢冷能,同时减少汽化器热负荷和占地面积;通过对氢闪蒸气(BOG)的多效冷能利用,可以实现燃料电池工况下整站峰值电耗 ≤ 100 kW。相关研究可为液氢加氢站的发展和应用提供理论和技术支撑。

关键词:液氢加氢站;热管理系统;汽化;预冷;加注
中图分类号:TH49;U464.136;TB61　　**文献标志码:**A

Technical analysis of thermal management system and core heat exchanger equipment of liquid hydrogen refueling station

HAN Bingchuan[1],CHEN Yongdong[1,2],WU Xiaohong[1],YU Gaige[1],ZHANG Qiushuang[1],ZOU Hongwei[1],CHENG Pei[1],SONG Jialiang[1],LYU Yanyan[2]
(1.Hefei General Machinery Research Institute Co.,Ltd.,Hefei 230031,China;
2.Shanghai Industrial Boiler Research Institute Co.,Ltd.,Shanghai 201114,China)

Abstract: Given the lack of relevant research on thermal management systems and core heat exchange equipment in China,the high energy consumption,and the difficulty in realizing long-cycle and low-energy operation,the basic operation characteristics of liquid hydrogen refueling stations were first discussed,the typical process routes of various thermal management systems were sorted out,and the current technical research status and the technical characteristics were analyzed. Finally,a new thermal management system that integrates the functions of vaporization temperature regulation,mixing-heat transfer,and accumulated cooling capacity release is proposed,and the technical aspects of efficient thermal management equipment are analyzed. The total hydrogen refueling capacity of 2 000 kg/d and the maximum refueling rate of 7.2 kg/min station design objectives are also examined. The study shows that through the proposed thermal management system and heat exchanger equipment for the orderly use of energy,while reducing the heat load of the air ambient vaporizer and the footprint,62% of the cold energy of liquid hydrogen can be recovered;Moreover,through the multi-effective use of cold energy of the hydrogen BOG,the fuel cell conditions of the whole station peak electric power consumption ≤ 100 kW can be realized. It is hoped that pertinent research can offer theoretical and technical support and promote the development and application of the hydrogen energy.

Key words:liquid hydrogen station;thermal management system;vaporization;precooling;refueling

收稿日期: 2024－02－19　**修回日期:** 2024－11－25
基金项目: 国家重点研发计划(2024YFB4007003)安徽省重点研究与开发技术基础领域项目(2023z04020020);国机集团重大科技专项(ZDZX2021-1);合肥通用机械研究院有限公司博士科技基金(2020011748)

0 引言

我国氢能来源广泛，主要有灰氢、蓝氢、绿氢等，且应用场景丰富，如交通、航空航天、半导体、大规模储能、工业系统等领域，是电、热、气之间转化的媒介，以及未来跨能源网络协同优化的主要途径，因此，被认为是最具前景的“终极”能源[1]。氢热值较高（–285.8 kJ/mol），但密度较低（0.083 kg/m^3@0 ℃、0.1 MPa），为提高能量密度，目前的氢存储有物理储氢和材料储氢 2 种方式，物理储氢包括 35，70 MPa 高压气态储氢和 –250 ℃左右液态储氢；材料储氢包括化学储氢、金属氢化物储氢和 20 MPa 固态储氢等，但目前，材料储氢的总体成本偏高，基本处于实验室阶段，距离规模化、商业化还存在一定的距离[2-7]。

加氢站是氢应用场景的重要环节。加氢站主要分为气氢、液氢加氢站 2 种[8-9]。与气氢加氢站相比，液氢加氢站长距离运输经济性佳、建设投资低、储运效率高、站内能耗低、氢气纯度高，是支撑氢能大规模应用的发展趋势[10]。目前，我国气氢加氢站的技术非常成熟，已成功建设了大量加氢站；在液氢加氢站方面，由于具有我国自主知识产权的大规模氢液化技术尚未成熟应用，缺少民用液氢源，难以突破高压液氢泵、高效的热管理系统等技术瓶颈，国内发展缓慢，目前还没有成功实现商业运行的液氢站[11]。

70 MPa 液氢加氢站通过液氢储罐存有大量低压低温液氢（约 0.2 ~ 1.2 MPa，–250 ~ –240 ℃），加注时，通过相态转变，向 70 MPa 车载储氢气瓶充装 –40 ℃的氢气[12]。因此，液氢加氢站需同时配备汽化单元和预冷单元，消耗大量能量；另一方面，根据 SAE J2601 加注协议，需要在 30 s 内，将高压缓冲气瓶内的常温氢冷却至 –40~–33 ℃，此外，为缩减加注时间，峰值加注速率将由 3.6 kg/min 提升至 7.2 kg/min，这无疑对预冷单元的能耗和功率提出了更高要求，同时也会造成初投资和占地面积的增加[13]。

目前，还没有较为全面的阐述热管理系统的相关研究，此外，也缺乏对液氢加氢站用热管理系统及关键换热装备的优化及改进的相关技术分析。针对上述问题，本文首先分析了液氢加氢站的典型运行特征，梳理了国内外的典型运行工艺路线，并针对液氢加氢站的热管理系统及核心换热装备，介绍了当前相关技术进展，最后，提出了一种新型低能耗、大流量液氢加氢站热管理系统，指出进一步研究需要解决的核心问题，为液氢加氢站的发展和技术进步，提供技术参考。

1 液氢加氢站的典型工艺流程

液氢在加氢站内可以提供 35，70 MPa 高压气氢加注和液氢直接加注。对于气氢加注，气氢加氢站和液氢加氢站的基本功能单元对比如图 1 所示。

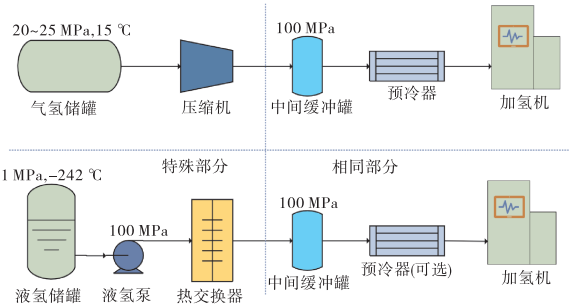


图 1 气氢加氢站和液氢加氢站的基本对比

Fig.1 Basic comparison of gas hydrogen and liquid hydrogen stations

液氢加氢站与气氢加氢站的区别主要在于站用氢源的储存方式和增压方式[14]。对于气氢加氢站，常采用 20 MPa 的站用氢气储气瓶和压缩机的组合，而液氢加氢站采用的是低压液氢储罐和高压增压泵，1 MPa 的 –242 ℃液氢的储氢密度是 20 MPa 的常温氢的 3.4 倍以上，当存储 1 000 kg 氢时，所需的体积仅为 22 m^3，同时，由于液氢难以压缩，液氢泵的功耗仅为氢压缩机的 10% ~ 20%，且流量最大可达 100 kg/h[15]。因此，随着加氢站的设计加氢量进一步提高，使用液氢作为站用氢源将具有规模和成本优势。

热管理系统主要由增压汽化单元、预冷单元和加注单元三部分组成，共同维持着液氢加氢站的常规运行。增压汽化过程中，储罐底部的液氢首先被液氢泵增压进入空温式汽化器，吸收空气中的热量，升温后进入高压缓冲罐完成充装；当车辆等待加注时，高压缓冲罐中的氢进入热管理系统，利用预冷单元所提供的冷量将自身冷却至 –40 ℃后，通过加注枪对车载缓冲气瓶进行加注[16]。由于液氢储罐内外的大温差和增压泵加压产热所引发的液氢闪蒸（boiling off），这些低温闪蒸气复热后进入压缩机加压至 90 MPa，充装至站用高压缓冲罐。一种典型的液氢加氢站流程如图 2 所示[17]。

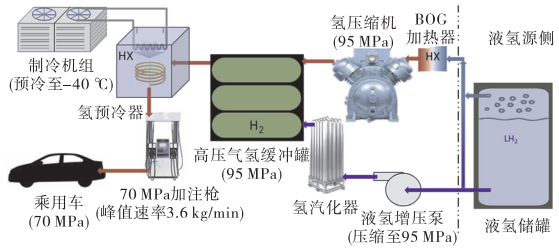


图 2　典型的液氢加氢站基础流程

Fig.2　Typical basic process of liquid hydrogen refueling station

2　液氢站热管理系统及核心换热装备

2.1　热管理系统

为了实现连续、高可靠性的长时间运行，增压汽化单元、预冷单元和加注单元需要配备高效的热管理系统及装备作为支撑[18-19]。因此，国内外的相关研究机构和企业也提出了相应的热管理系统。

在液氢加氢站领域，林德公司目前是液氢加氢站技术与装备的主力供应商。目前，应用成功且技术成熟的液氢加氢站流程为 CP3.0，其主要流程如图 3 所示[19]。增压汽化时，液氢泵出口的超临界氢依次进入高压汽化器、电加热器，调温至 0 ℃以上，进入高压缓冲气瓶；当乘用车等待加注时，液氢泵与缓冲气瓶内的氢通过三通阀混合，将氢气温度精准调节至 -40 ℃，实现 3.6 kg/min 的峰值加注速率。

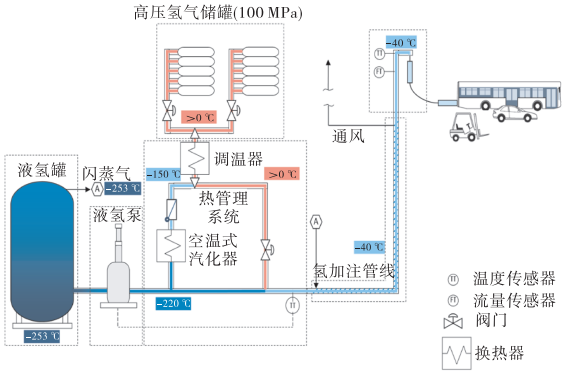


图 3　林德的液氢加氢站流程 CP3.0

Fig.3　Liquid hydrogen refueling station process of Linde CP3.0

由于我国目前尚无投入运行的液氢加氢站，仍以理论研究为主。倪中华等[20]提出如图 4 所示的混合加注系统，在汽化器上设置了能量回收管路，以吸收高压液氢冷能的换热介质作为液氢储罐冷屏的冷源；加注时，站用缓冲气瓶中的高压氢气经预冷后，进入气液混合器，与液氢混合后加注。

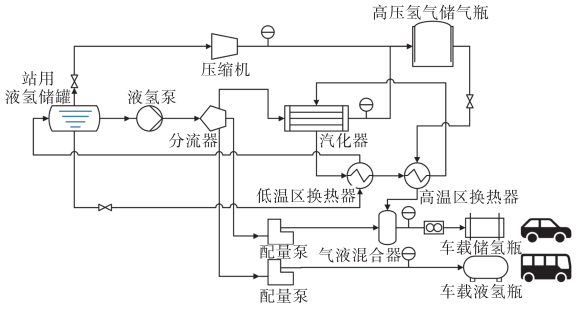


图 4　液氢加氢站的混合加注系统

Fig.4　Mixed filling system for liquid hydrogen refueling stations

陈丽娟等[21]提出了液氢的冷量回收系统，如图 5 所示，通过设置的冷媒回路系统实现冷量回收，并利用二回路将冷媒的冷量与载冷剂进行交换，用于高压氢的预冷。

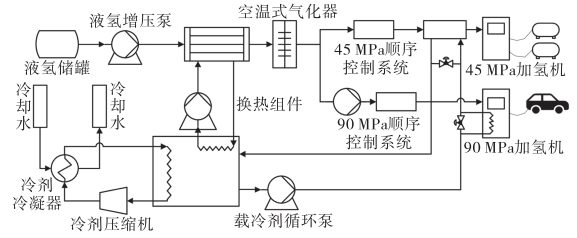


图 5　集成冷量回收功能的加氢系统

Fig.5　A system and method for recovering and utilizing the cold capacity of a liquid hydrogen refueling station

陈永东等[22]提出了一种可实现大流量、连续液氢加注系统，如图 6 所示，在液氢泵出口设计了并行的高压供氢管线，通过微混合器、低温蓄冷器、高压汽化器之间的有序布置，实现了连续汽化与二次混合、二级预冷相组合的热管理技术路线。

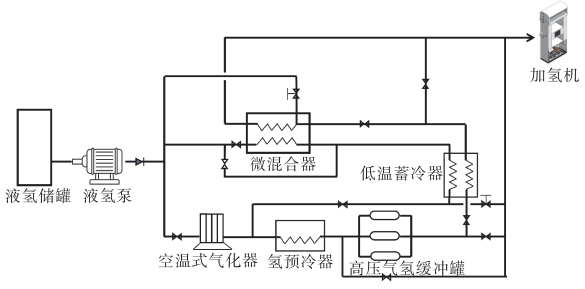


图 6　大流量、连续加注多级预冷液氢站加注系统

Fig.6　Large flow, continuous hydrogen refueling system

以上分析的各种不同液氢加氢站热管理系统的技术特点对比见表 1。

表 1 不同液氢加氢站热管理系统技术特点对比

Tab.1 The characteristics of thermal management systems for liquid hydrogen refueling station

热管理系统	优势	不足
Linde CP3.0	汽化器结构紧凑，调温器精准控温	峰值加注速率偏低、系统控制难度高
液氢加氢站的储氢混合加注系统	汽化器冷能用于液氢冷屏保冷，减少 BOG 释放	未考虑充冷、释冷的用能时空差异性，缺少储能部分
集成冷量回收的加氢系统	设置冷媒和载冷剂回路，分别用于汽化和预冷	汽化、预冷的负荷难匹配，多回路的耦合使系统流路控制较复杂
大流量、连续加注多级预冷液氢站加注系统	通过两次混合、两级预冷，整体能耗更低	液氢在汽化器中的冷量未得到充分回收

2.2 加氢站换热装备

为了实现冷能和热能的有效利用，热管理系统需要匹配不同类型特征的换热装备，实现液氢加氢站整体的高效和节能运行。

2.2.1 汽化器

汽化器是液氢加氢站的各种热管理系统都必备的基础换热设备，一般配备有高压、低压汽化器，其中，高压汽化器使液氢泵出口的氢汽化，低压汽化器一般用于闪蒸气（BOG）汽化。由于液氢加氢泵出口氢的压力极高（≥ 90 MPa），需要高压汽化器具有高可靠性的承压能力，常规 LNG 空温式汽化器的承压能力有限，林德为未势能源建设的基于 CP3.0 工艺流程的液氢站所采用的薄壁超高压钢管作为换热管，其材质为 S31608，外部无翅片，高压氢整体呈蛇形曲折流动；法液空、空气产品公司的液氢加氢站所采用的是铝合金翅片内衬不锈钢基管，但具体的 100 MPa 高压空温式氢气化器复层材料与复合翅片成型工艺尚未公开。国内方面，厚普股份已开发了工作压力为 40 MPa 的翅片式汽化器和 99 MPa 的不锈钢光管汽化器，如图 7 所示。目前，国内的超高压液氢空温翅片式气化器还没有实现工业应用。

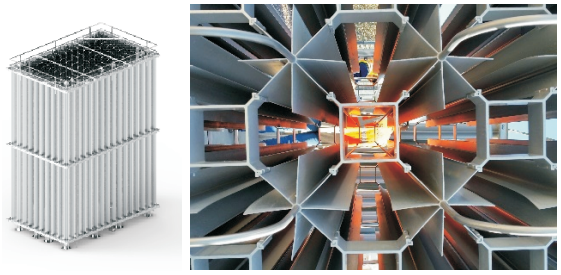


图 7 铝制复合翅片复层金属空温式气化器

Fig.7 Aluminum composite fin ambient air vaporizer

2.2.2 氢预冷器

70 MPa 氢燃料电池汽车等待加注时，根据 SAE J2601 加注协议，需要将待加注氢在 30 s 内冷却至 –40 ℃左右。Hairpin 换热器、印刷电路板式换热器（Printed Circuit Heat Exchanger，PCHE）是该应用场景下最常采用的 2 种换热器形式。Hairpin 换热器的体积较大，传热能力有限，而 PCHE 具有紧凑、高效的特点，且能直接集成到加注单元的控制模块内，已成为市场上最受欢迎的预冷设备[23]。

PCHE 是一种水力直径在 1 mm 以下的半圆形微通道换热器[24-25]。为了保证氢的快速冷却，氢预冷器往往是采用差异化的流道设计，即冷媒侧采用大通道或紧密排列通道，高压氢侧采用小通道或稀疏排列通道设计，以匹配冷热侧不等流量以及承压差异带来的机械性能影响。通过数值模拟，差异化流道氢预冷器在操作工况下芯体板片结构温度分布如图 8 所示，可以较好满足氢的迅速预冷需求。

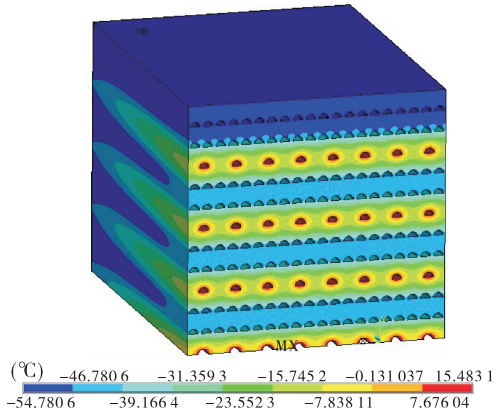


图 8 操作工况下芯体板片结构温度分布

Fig.8 Temperature distribution of core plate structure under operating conditions

2.2.3 调温器

当汽化器出口的氢温度较低时，或汽化器中氢的流量较大的情况下，需要进一步对氢温度进行调节，以满足站用缓冲气瓶的充装温度要求，承担该功能的换热器被称为调温器。

调温器的低温侧为汽化器出口高压低温氢，高温侧为低压热媒，可以采用的换热器形式有Thermoblock、PCHE 等。Thermoblock 是林德早期提出的一种调温器结构，可以认为是螺旋盘管换热器的一种改进形式。其中，高压氢在浸没于载热工质的螺旋盘管内流动，为了增强传热效果，螺旋盘管外包裹有带有大量通孔的厚铝包层，thermoblock 的顶部安装有搅拌桨，通过搅拌形成局部扰流强化传热，将氢调节至所需的温度。该设备制造复杂、投资成本较高，运行控制难度大，目前已被弃用[26]。

调温器选择 PCHE 时，热侧为低压热媒，冷侧为高压低温氢，差异化流道布置方案如图 9 所示。

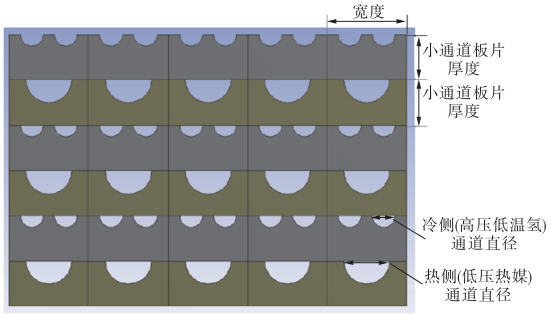


图 9　PCHE 型调温器流道布置方案

Fig.9　A feasible PCHE flow path arrangement scheme for temperature regulator

2.2.4　其他类型换热器

为了实现热量、冷量的储存，目前，文献中还公开了一种被称为 Aluminium Block 或 Cooling Block 的换热器形式，如图 10 所示[27]。整体呈长方形的铝制金属块，外部填充有保温材料，其制造成本较低，但占地面积和运输成本较高。

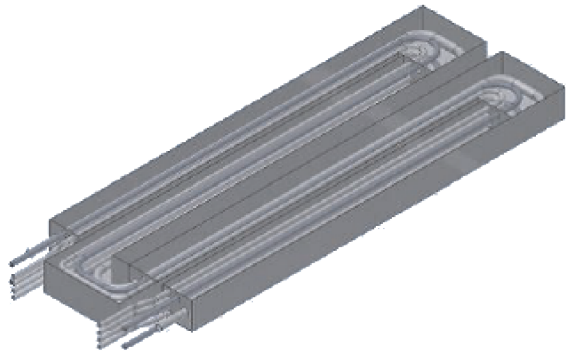


图 10　Thermoblock 预冷器流道结构

Fig.10　Flow channel structure of thermoblock hydrogen precooler

3　新型热管理系统及核心装备

3.1　新型热管理系统

新型低能耗液氢加氢站热管理系统基本流程如图 11 所示。

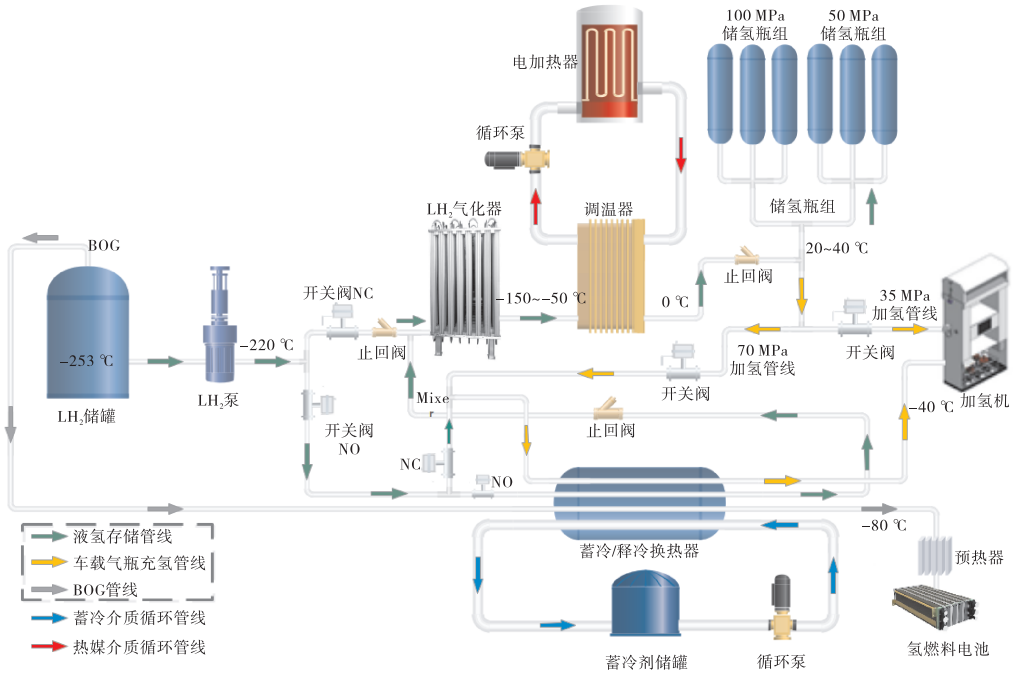


图 11　新型低能耗液氢加氢站热管理系统

Fig.11　A novel thermal management system for liquid hydrogen refueling station

传统液氢加氢站热管理系统依赖空温式汽化器、电热调温的组合方式，能耗较高，难以满足大流量、低能耗、快速加注的需求；外部供能（环境供热）、自身低温冷能以及增压汽化与预冷用能间时空差异性大、难以有效组织。由于 70 MPa 燃料电池车所需的加注温度为 –40 ℃，氢源包括缓冲气瓶和液氢储罐，而目前站用缓冲气瓶的常温高压氢自身所蕴含的热能、液氢泵出口以及液氢储罐氢 BOG 所携带的冷能尚未得到很好地利用。因此，提出一种新型的集汽化调温、混合接触与冷媒释冷功能三位一体的热管理系统。

增压汽化过程中，液氢储罐底部流出的液氢进入液氢泵，增压至 100 MPa 左右，直接进入蓄冷 / 释冷换热器，将冷量传递至壳层逆流流动的冷媒工质，自身温度升高，随后，流入高压空温式汽化器，吸收环境中的热量，进一步汽化，再进入调温器，温度调整为 0 ℃至室温，进入站用缓冲气瓶，蓄冷 / 释冷换热器的冷媒的平均温度不断降低，实现蓄冷。

当 70 MPa 车载气瓶等待加注时，首先，来自于站用缓冲气瓶的一部分常温气氢与来自于液氢泵的低温高压液氢在微混合器内直接混合，由于液氢泵的排量有限，混合后的温度仍高于 –40 ℃，混合氢进入蓄冷 / 释冷换热器，将热量释放给逆流冷媒，并将加注温度进一步调整至 –40 ℃，实现释冷与快速加注。

为了实现氢 BOG 的充分回收与冷能利用，将液氢储罐顶部的低温 BOG 通入蓄冷 / 释冷换热器，将自身冷量释放至冷媒，流出后，进入低压空温式汽化器，并最后进入站用燃料电池发电机组，此外，发电后的阳极尾气，除作为自身的回热器的热源外，还可以进一步作为调温器的热源，实现热量梯级利用。

通过回收外部环境供热、自身低温冷能，以及基本工艺过程的组合，还可以进一步实现蓄冷、释冷、汽化、混合、充装、加注等多种功能，从而实现供能与用能间的有序匹配。

为了实现新型热管理系统的高效运行，需要对换热调温组件进行功能匹配和开发，对新型热管理系统进一步调整结构如图 12 所示。液氢泵出口高压液氢分为两股，其中一股依次进入氢微混合 / 预冷一体化换热器、蓄冷 / 释冷换热器，与另外一股高压液氢混合后，依次进入高压空温式汽化器、微通道调温器、站用缓冲瓶组，实现蓄冷、汽化、站用瓶组充装；加注时，站用缓冲瓶组出口的常温高压氢与液氢泵出口的低温高压氢在氢微混合 / 预冷一体化换热器直接接触混合、换热，实现第一级预冷，随后进入蓄冷 / 释冷换热器，被进一步调温至 –40 ℃，直接加注，实现混合、预冷、释冷、加注；此外，液氢储罐顶部的氢 BOG 依次进入蓄冷 / 释冷换热器、站用燃料电池机组、调温器等，实现蓄冷、发电、调温。

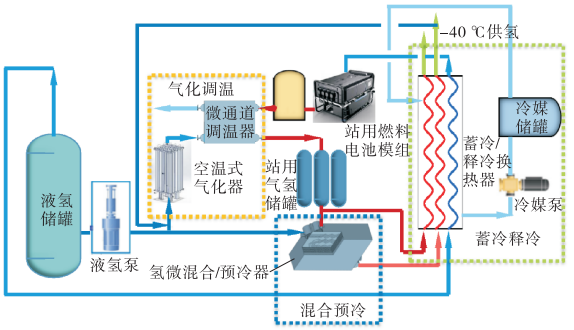


图 12 三位一体有序用能高效热管理系统与装备

Fig.12 Trinity orderly efficient energy utilization thermal management system and equipments

以总加氢量≥ 2 000 kg/d，全站整体峰值电功率≤ 150 kW，加注压力≥ 70 MPa，最大加注速度≥ 7.2 kg/min 的加氢站整站设计目标为例，进行核心换热设备的参数分析和能量衡算。其中，数据来源方面，由于液氢站以仲氢为主，LEACHMAN 等[27]提出的状态方程因其较高的计算精度和权威性，被国内外广泛认可并大量应用。氢的热导率、黏度、定压比热等物性数据来源于 Coolprop 6.4.1。根据所需的进出口状态，基于质量守恒和能量守恒，建立了对应的参数方程，利用物性状态方程并进行求解，并依据各换热装备的冷热负荷进行设计计算。

空温式气化器与液氢泵、蓄冷 / 释冷换热器存在耦合，考虑液氢泵最大流量 / 温度 / 功耗（100 kg/h@80 MPa、–220 ℃、130 kW）、环境温度、占地面积、经济性，将出口温度设置为 –80 ℃，此时换热量为 60.18 kW，当不采用蓄冷时，相应的汽化器换热量为 97.07 kW，减少了 38%；调温器与空温式气化器存在耦合，吸收燃料电池阳极尾气余热，用于当空温式气化器出口温度不满足缓冲瓶组要求时，调节高压氢温度，保证缓冲气瓶加注安全，考虑 BOG 最大流量 / 温度（静态 / 燃料电池工作状态）、气化器出口流量 / 温度、缓冲瓶组进口温度，出口定为 0℃，此时换热量为

39.84 kW；蓄冷 / 释冷换热器与液氢泵和站用缓冲气瓶存在耦合，液氢增压气化时，用作蓄冷，回收高压氢和液氢储罐 BOG 低温冷能，并储存于冷媒系统；当需要大流量加注时，用于释冷。考虑 7.2 kg/min 加注策略、液氢泵最大流量 / 温度、加注车辆、连续加注时间、蓄冷时间，此时换热量为 153.20 kW。

根据美国劳伦斯国家实验室的液氢泵实验研究，优化后理想状态的蒸发率数值（泵池 2.9%），计算基准为泵的总流量[28]。按照设计要求，加氢站加注量按 2 000 kg/d 计算，BOG 蒸发主要产生于 2 个关键设备：液氢储罐和液氢泵池。储罐按 40 m^3 计算，日蒸发率按国标 0.8% 计算，液氢泵池蒸发量按加注量的 3% 计算，则一天的 BOG 总量约为 76 kg（液氢储罐 16 kg，泵池 60 kg）。BOG 作为燃料电池燃料用于发电，产生的电能和热能供给站内自用，提升系统能源利用率，降低能耗。氢燃料电池电堆发电效率一般在 40% ~ 60%，按照 50% 效率计算，1 kg 氢气可发电量在 16 kW·h 左右。100 kW 燃料电堆每小时约消耗 6 kg 氢气，燃料电池满负荷工作，可持续约 12 h，若在 50 kW 下工作（可延长电堆寿命），可持续约 24 h。在输出 50 kW 电能的同时，燃料电池产热 50 kW，燃料电池工况下整站总耗电功率 ≤ 100 kW，且产热量满足调温器的热负荷要求，无需外供热量。此外，为确保燃料电池的工作温度，燃料电池的冷却循环水进、出口温度分别约为 70，80 ℃，可用于辅助液氢气化升温。

3.2 核心换热装备

热管理系统由空温式汽化器、调温器、氢微混合 / 预冷一体化换热器、蓄冷 / 释冷换热器四类换热器的换热网络构成。对于空温式汽化器、调温器，其结构与常规的液氢加氢站对应的换热设备相同。新型热管理系统的核心换热装备的性能比较见表 2。

表 2 热管理系统核心换热装备的性能对比

Tab.2 Performance comparison of heat transfer equipments in the proposed thermal management system

热管理换热组件	物理尺寸	单侧比表面积 /（$m^2 \cdot m^{-3}$）	总体传热系数 U/（$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$）	价格	其他特点
空温式汽化器	最大	~100	≥ 30	较低	占地面积大、安装场地有要求
微通道调温器	紧凑	~800	≥ 2 000	最高	可集成在控制模块撬装内部
氢混合 / 预冷器	紧凑	~800	≥ 2 000	最高	可集成在控制模块撬装内部
蓄 / 释冷换热器	较大	~200	≥ 800	较高	热容量大，直接埋入地下

空温式汽化器的换热量为 64.7 kW，氢流量 100 kg/h，翅片材料为 6063–T5，外径 200 mm，主翅 4 片，副翅 4 片，换热管为 316L 材质，管径 19.05 mm，换热管长度为 43.5 m，换热面积 41.3 m^2。

氢微混合 / 预冷一体化换热器，同时具备氢的微混合和预冷两部分功能，被认为是一种新型的氢预冷器形式，PCHE 被认为是能适应该角色的最具前景的换热器类型，氢微混合 / 预冷一体化换热器的结构如图 13 所示。张秋双等对不同混合结构和雷诺数下的 PCHE 微通道混合、传热性能进行了数值模拟分析[29]。金属板片在氢的混合入口侧采用双面蚀刻流道布置结构，通过并行的亚毫米微通道，实现多点注射的流体均布与微混合设计，常温氢和低温氢在并行的微通道混合点混合后，通过在局部弯曲和整体多回程的流道实现进一步混合和传热强化，并保证氢的温度的整体均匀性。此外，可以额外布置换热板片，与混合板片交替布置，其中换热板片内的微通道内可为冷媒或高压低温液氢，在混合接触换热的同时，进行间壁式换热，可以根据加注协议调控两侧流量，系统整体调节更具有灵活性。

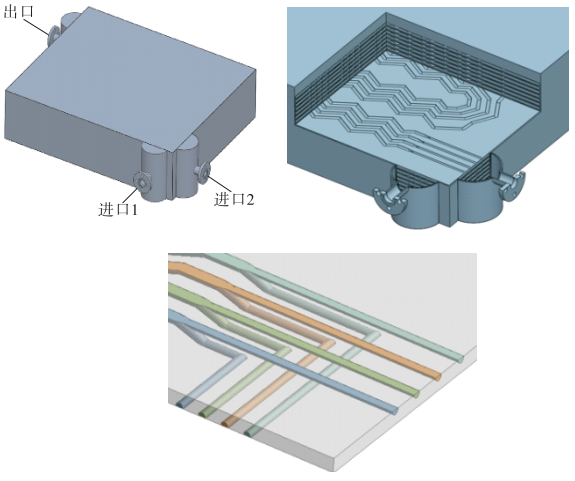


图 13 新型氢微混合 / 预冷一体化换热器

Fig.13 A novel hydrogen micro–mixing/precooling integrated heat exchanger

蓄冷 / 释冷换热器的工质包括冷媒、来自于缓冲气瓶的高压常温氢、液氢泵的高压液氢、液氢储罐的氢 BOG 的低压气氢，压力、温度、流量各不相同，现有的换热器类型中，能够实现多股流的换热器形式主要包括板翅式、印刷电路板式、缠绕管式换热器。板翅式换热器承压能力较差，PCHE 的流通阻力较大，且冷媒的持液量较小，蓄冷 / 释冷能力受限，缠绕管式换热器的壳程体积较大，冷媒可以通过维持较大的热容量保证加注温度的稳定，多股缠绕的管程设计可在阻力降较小的前提下实现较好的换热，此外，将缠绕管换热器设计为卧式、细长型，作为连接氢预冷器与加注枪加注管线的组成部分直接埋入地下，可以维持系统的紧凑、高效、节能、高可靠运行，其结构如图 14 所示。

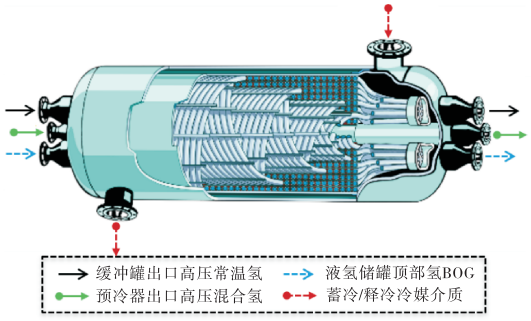


图 14 氢蓄冷 / 释冷多股流缠绕管式换热器

Fig.14 Hydrogen cooling capacity storage/release multi-stream spiral wound heat exchanger

以设计加氢量 2 000 kg/d 的液氢加氢站为例，目前，液氢加氢泵的流量最大可达 100 kg/h，为实现峰值加注速度≥ 7.2 kg/min（432 kg/h），需要制定多种加注策略，其中，假定液氢泵出口的低温氢与站用缓冲瓶组的常温氢在预冷器中能充分接触混合，比较典型的释冷加注工况包括：无混合加注、液氢泵 60 kg/h 混合后加注、液氢泵 100 kg/h 混合后加注等，所需要的换热量分别为 153.2，99.9，52.3 kW；比较典型的蓄冷工况包括：液氢泵 60 kg/h 蓄冷、液氢泵 100 kg/h 蓄冷、间歇期液氢储罐氢 BOG 10 kg/h 蓄冷等。假定此时的蓄冷出口温度为 −90 ℃，则相应的蓄冷量分别为 33，55，6.18 kW。此外，由于增压时，BOG 的产生速率迅速增加，2 种蓄冷工况相互叠加，相应的蓄冷量也会相应增加。

综合比较释冷加注和蓄冷充装，无混合加注时，热负荷最大，依据此设计参数，进行蓄冷 / 释冷换热器设计，其换热管材质为 S31608，采用 228.6/404.4 mm 换热管，数量为 50 根，管长为 17.6 m，总换热面积为 11.76 m^2，整体的外形尺寸为 DN 450 mm×2 500 mm，可以满足 2 000 kg/d 加注量加氢站蓄冷 / 释冷需求。

4 结论

（1）相比于气氢加氢站，液氢加氢站在储氢密度、占地面积、加注规模上具有显著优势，因此，随着加氢站的设计加氢量、加注速率的进一步提高，使用液氢作为站用氢源将具有极大的规模和成本优势，是目前加氢站氢能利用的主要技术路线。

（2）回收液氢泵出口的低温液氢的冷能用于预冷，可以实现系统节能和节省汽化器投资；换热装备方面，高压空温式氢气化器复层材料与复合翅片成型工艺、70 MPa 氢预冷器、调温器的差异化流道热力与机械完整性设计技术仍待开发。

（3）通过新型热管理系统及换热装备的储能和有序用能，可至少回收 38% 的液氢冷能，同时减少汽化器热负荷和占地面积；通过对氢 BOG 的多效冷能利用，可以实现燃料电池工况下整站峰值电耗≤ 100 kW。

参考文献：

[1] 郑津洋，马凯，叶盛，等 . 我国氢能高压储运设备发展现状及挑战 [J]. 压力容器，2022，39（3）：1–8.
ZHENG J Y，MA K，YE S，et al.Development status and challenges of equipment for storage and transportation of high pressure gaseous hydrogen in China [J]. Pressure Vessel Technology，2022，39（3）：1 – 8.

[2] LE T T，SHARMA P，BORA B J，et al.Fueling the future：A comprehensive review of hydrogen energy systems and their challenges [J].International Journal of Hydrogen Energy，2024，54：791 – 816.

[3] 邹才能，李建明，张茜，等 . 氢能工业现状、技术进展、挑战及前景 [J]. 天然气工业，2022，42（4）：1 – 20.
ZOU C N，LI J M，ZHANG Q，et al.Industrial status，technological progress，challenges and prospects of hydrogen energy [J].Natural Gas Industry，2022，42（4）：1 – 20.

[4] 张杰，蒋文杰，杨锐，等 . 70 MPa 碳纤维缠绕储氢气瓶结构设计与力学性能研究 [J]. 压力容器，2023，40（3）：28 – 37.
ZHANG J，JIANG W J，YANG R，et al. Study on

structural design and mechanical properties of 70 MPa carbon fiber wound hydrogen storage cylinder [J]. Pressure Vessel Technology, 2023, 40(3): 28 – 37.

[5] 熊耀强,吴平,赵建平. Ⅳ型储氢气瓶内衬材料的氢渗透行为分子动力学模拟[J]. 压力容器,2023,40(7):19 – 28.
XIONG Y Q, WU P, ZHAO J P. Molecular dynamics simulations on hydrogen permeation of modified polymer liner for type Ⅳ storage vessels [J]. Pressure Vessel Technology, 2023, 40(7): 19 – 28.

[6] 肖强,张乐,张建军,等. 大规模地下储氢用压缩机现状与发展趋势[J]. 流体机械,2024,52(2):75 – 82.
XIAO Q, ZHANG L, ZHANG J J, et al. Current situation and development trends in compressors for use in large-scale underground hydrogen storage [J]. Fluid Machinery, 2024, 52(2): 75 – 82.

[7] 肖剡韬,惠虎,黄淞. 含微振磨损缺陷蒸发器传热管爆破压估算方法[J]. 压力容器,2023,40(9):31 – 36.
XIAO Y T, HUI H, HUANG S. Prediction method on bursting pressure of steam generator tube with fretting defects [J]. Pressure Vessel Technology, 2023, 40(9): 31 – 36.

[8] 陈正文,刘海山,韦志超,等. 往复式液氢泵研究现状及展望[J]. 流体机械,2021,49(9):68 – 75.
CHEN Z W, LIU H S, WEI Z C, et al. Research status and prospect of reciprocating liquid hydrogen pump [J]. Fluid Machinery, 2021, 49(9): 68 – 75.

[9] 韦炜,何志龙,邢子文,等. 高压液氢泵研究进展[J]. 流体机械,2022,50(7):79 – 84.
WEI W, HE Z L, XING Z W, et al. Overview of advances in the research of high-pressure liquid hydrogen pump [J]. Fluid Machinery, 2022, 50(7): 79 – 84.

[10] 张震,解辉,苏嘉南,等. “碳中和”背景下的液氢发展之路探讨[J]. 天然气工业,2022,42(4):187 – 193.
ZHANG Z, XIE H, SU J N, et al. Development of liquid hydrogen under the background of carbon neutrality [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 187 – 193.

[11] 薛明喆,师存阳,刘家宁,等. 液氢加氢站及其关键装备的发展现状及展望[J]. 同济大学学报(自然科学版),2023,51(12):1959 – 1971.
XUE M Z, SHI C Y, LIU J N, et al. Development status and prospects of liquid hydrogen refueling station and its key equipment [J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2023, 51(12): 1959 – 1971.

[12] BOURGEOIS T, AMMOURI F, BARALDI D, et al. The temperature evolution in compressed gas filling processes: A review [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(4): 2268 – 2292.

[13] BLAZQUEZ-DIAZ C. Techno-economic modelling and analysis of hydrogen fuelling stations [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 44(2): 495 – 510.

[14] BAUER A, MAYER T, SEMMEL M, et al. Energetic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(13): 6795 – 6812.

[15] 张震,解辉,苏嘉南,等. “‘碳中和’背景下的液氢发展之路探讨[J]. 天然气工业,2022,42(4):187 – 193.
ZHANG Z, XIE H, SU J N, et al. development of liquid hydrogen under the background of carbonneutrality [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 187 – 193.

[16] METZ S. Linde pioneers hydrogen compression techniques for fuel cell electric vehicles [J]. Fuel Cells Bulletin, 2014, 2014(9): 12 – 15.

[17] REDDI K, ELGOWAINY A, RUSTAGI N, et al. Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(34): 21855 – 21865.

[18] ELGOWAINY A, REDDI K, LEE D Y, et al. Techno-economic and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(49): 29067 – 29079.

[19] SCHAFER S, KLEIN H. Thermodynamical analysis of a hydrogen fueling station via dynamic simulation [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(33): 18240 – 18254.

[20] 倪中华,严岩,魏蔚,等. 应用于液氢加氢站的混合加注系统:CN208397688U[P]. 2019-01-18.
NI Z H, YAN Y, WEI W, et al. Mixed filling system of liquid hydrogen refueling station: CN208397688U [P]. 2019-01-18.

[21] 陈丽娟,吴思录,唐伦江,等. 一种液氢加氢站冷量回收利用系统及方法:CN113531388A[P]. 2021-10-22.
CHEN L J, WU S L, TANG L J, et al. A system and method for recovering and utilizing the cold capacity of a liquid hydrogen refueling station: CN113531388A [P]. 2021-10-22.

[22] 陈永东,韩冰川,吴晓红,等. 一种大流量,连续液氢加注站加注系统及加注方法:CN115164097A[P]. 2022-10-11.

CHEN Y D, HAN B C, WU X H, et al. Large flow, continuous liquid hydrogen refueling system: CN115164097A[P]. 2022-10-11.

[23] 刘孝根,陈永东,胡伟民,等. 扩散焊换热器垮塌载荷预测与试验研究[J]. 压力容器,2022,39(9):1 – 8.
LIU X G, CHEN Y D, HU W M, et al. Collapse load prediction and experimental study of diffusion bonded heat exchanger[J]. Pressure Vessel Technology, 2022,39(9):1 – 8.

[24] CHENG Y, LI Y X, WANG J H, et al. Multi-objective optimization of printed circuit heat exchanger used for hydrogen cooler by exergoeconomic method[J]. Energy, 2023, 262(Part A):125455.

[25] 王丹,李家港,潘康,等. 基于遗传算法的非对称翼形翅片印刷电路板式换热器优化设计[J]. 压力容器,2023,40(7):36 – 46.
WANG D, LI J G, PAN K, et al. Optimal design of the printed circuit heat exchanger with asymmetric airfoil fins based on genetic algorithm[J]. Pressure Vessel Technology, 2023, 40(7):36 – 46.

[26] MAYER M. From prototype to serial production: Manufacturing hydrogen fuelling stations[C]// Proceedings of the A3PS Conference, 2014.

[27] LEACHMAN J W, JACOBSEN R T, PENONCELLO S G, et al. Fundamental equations of state for parahydrogen, normal hydrogen, and orthohydrogen[J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 2009, 38(3):721 – 748.

[28] PETITPAS G, ACEVES S M. Liquid hydrogen pump performance and durability testing through repeated cryogenic vessel filling to 700 bar[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(39):18403 – 18420.

[29] 张秋双,陈永东,韩冰川,等. 新型工业微反应器的开发研究[J]. 流体机械,2024,52(2):40 – 47.
ZHANG Q S, CHEN Y D, HAN B C, et al. Development and research of a novel industrial scale microreactor[J]. Fluid Machinery, 2024, 52(2):40 – 47.

作者简介:韩冰川(1993),男,助理研究员,主要从事传热与流动工艺、新能源利用系统研究,通信地址:230031 安徽省合肥市长江西路 888 号合肥通用机械研究院有限公司,E – mail:hbc1508@126.com。

本文引用格式:
韩冰川,陈永东,吴晓红,等. 液氢加氢站热管理系统与核心装备技术分析[J]. 流体机械,2025,53(2):23 – 32.
HAN B C, CHEN Y D, WU X H, et al. Technical analysis of thermal management system and core heat exchanger equipment of liquid hydrogen refueling station[J]. Fluid Machinery, 2025, 53(2):23 – 32.

(上接第 7 页)

[13] 王军,赵秀霞,刘文彬,等. 磷钼酸在酯化反应体系中对 316 不锈钢的腐蚀抑制机理[J]. 化工学报,2010,61(5):1196 – 1201.
WANG J, ZHAO X X, LIU W B, et al. Mechanism of corrosion inhibition of 316 stainless steel in esterification reaction by molybdophosphoric acid[J]. CIESC Journal, 2010, 61(5):1196 – 1201.

[14] 程建国,刘震,赵士光,等. 17-4PH 不锈钢在不同浓度 HCl 环境中的电化学腐蚀行为[J]. 材料保护,2021,54(10):29 – 35
CHENG J G, LIU Z, ZHAO S G, et al. Electrochemical corrosion behaviors of 17-4PH stainless steel in different concentrations of HCI solutions[J]. Materials Protection, 2021, 54(10):29 – 35.

[15] BIESINGER M C, PAYNE B P, GROSVENOR A P, et al. Resolving surface chemical states in XPS analysis of first row transition metals, oxides and hydroxides: Cr, Mn, Fe, Co and Ni[J]. Applied Surface Science, 2011, 257(7):2717 – 2730.

[16] SUZER S, KADIRGAN F, SOHMEN H M. XPS characterization of Co and Cr pigmented copper solar absorbers[J]. Solar Energy Materials and Solar Cells, 1999, 56(2):183 – 189.

[17] 葛涛,王玉,白宇,等. 煤化工装备中关键阀内件的失效行为及表面强化技术[J]. 流体机械,2024,52(2):1 – 7.
GE T, WANG Y, BAI Y, et al. The failure behavior and surface strengthening technology of valve trims in coal chemical industry equipment[J]. Fluid Machinery, 2024, 52(2):1 – 7.

作者简介:蔡丰义(1998),男,硕士研究生,主要研究方向为流体机械腐蚀防护与在线智能监测,E – mail:2272865421@qq.com。

通信作者:陈英华(1979),女,副教授,博士,主要从事化工装备腐蚀防护设计及应用工作,通信地址:221116 江苏省徐州市大学路 1 号中国矿业大学化工学院,E – mail:lhscyh@126.com。

本文引用格式:
蔡丰义,陈英华,李海生,等. 氯化氢隔膜泵膜片电化学腐蚀行为研究[J]. 流体机械,2025,53(2):1 – 7.
CAI F Y, CHEN Y H, LI H S, et al. Research on electrochemical corrosion behavior of diaphragm in hydrogen chloride diaphragm pump[J]. Fluid Machinery, 2025, 53(2):1 – 7.