

引文:赵赏鑫. “双碳”目标下氢能产业高质量发展的管输战略与关键技术突破[J]. 油气储运, 2026, 45(1): 1-11.

ZHAO Shangxin. Pipeline transportation strategy and key technological breakthroughs for the high-quality development of the hydrogen energy industry under the “dual carbon” goals[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2026, 45(1): 1-11.

“双碳”目标下氢能产业高质量发展的管输战略与关键技术突破

赵赏鑫

国家石油天然气管网集团有限公司

摘要:【目的】在“双碳”战略与能源结构转型的背景下,氢能作为清洁低碳的二次能源,是实现交通、工业等领域深度脱碳的关键载体。但当前氢能产业存在用氢成本高、基础设施不足、技术成熟度低等问题,尤其是储运环节成为制约其规模化应用的核心障碍,亟需破解氢能供需错位难题,全面推动传统能源基础设施转型与构建新型能源体系。【方法】调研了国内外氢能产业的战略布局与发展现状,深入分析了中国氢能发展的国家战略与地区政策,梳理了氢能产业布局以及未来趋势,剖析了氢能产业发展的“痛点”,指出了氢能管输系统的关键技术难点及突破点,并结合中国氢能管输发展形势提出了相关建议。【结果】中国氢能产业市场需求持续增长,但较高的用氢成本制约了产业规模化发展;管道输送是实现大规模、低成本氢能输送的最优选择。当前中国氢能管输仍处于起步阶段,尚未形成跨区域输送网络,且面临输送工艺适配性不足、管材氢脆风险突出、安全运维难度大及标准体系不完善等多重技术挑战,制约了产业协同发展效率,应根据中国基本国情制订氢能管输系统短期、中期以及长期的技术发展路线。【结论】推动氢能产业高质量发展需以管输体系重构为重点,应建立健全氢能项目监管与标准体系,明确绿氢认证及管输安全规范,加快核心技术攻关。短期开展中低压氢能管道输送示范,中期构建全国氢能管网架构,远期形成多能协同的泛氢能源网络,并通过产业链协同与基础设施融合,系统降低氢能储运成本,实现从示范应用到商业化的跨越,构建低碳、高效、安全的能源体系,助力“双碳”战略目标的早日实现。(图1,表3,参43)

关键词: 氢能;“双碳”目标;产业化发展;管输;新型能源体系

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2026)01-0001-11

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2026.01.001

Pipeline transportation strategy and key technological breakthroughs for the high-quality development of the hydrogen energy industry under the “dual carbon” goals

ZHAO Shangxin

China Oil and Gas Pipeline Network Corporation

Abstract: [Objective] Under the “dual carbon” strategy and the ongoing energy transition, hydrogen energy—a clean, low-carbon secondary energy source—plays a crucial role in achieving deep decarbonization across transportation and industrial sectors. However, the hydrogen industry currently faces major challenges, including high utilization costs, inadequate infrastructure, and immature technology. Notably, storage and transportation have become primary barriers to large-scale adoption. Addressing the mismatch between hydrogen supply and demand, upgrading traditional energy infrastructure, and accelerating new energy system construction are urgent priorities. [Methods] The strategic layouts and development status of the hydrogen energy industry domestically and internationally were investigated. National strategies and regional policies for hydrogen energy development in China were thoroughly analyzed. The industry’s layout and future trends were delineated, and critical challenges in its development were examined. Key technological difficulties and breakthrough points in hydrogen pipeline transportation were identified. Relevant recommendations were proposed based on the current state of hydrogen pipeline

transportation in China. **[Results]** The market demand for hydrogen energy in China is rising, but high utilization costs continue to impede large-scale industry growth. Pipeline transportation offers the most efficient and cost-effective solution for large-scale hydrogen distribution. However, China's pipeline network remains underdeveloped, lacking a cross-regional system. The industry faces significant technical obstacles, including inadequate adaptability of transportation processes, prominent hydrogen embrittlement risks, difficulties in safe operation and maintenance, and an incomplete standards framework. These issues hinder efficient industry coordination. To address these challenges, a phased technological roadmap—short-, medium-, and long-term—tailored to China's national context is recommended. **[Conclusion]** To ensure high-quality development of the hydrogen energy industry, it is essential to prioritize the reconstruction of the pipeline transportation system, establish robust regulatory and standards frameworks, clarify certification and safety requirements for green hydrogen and pipeline operation, and accelerate research into core technologies. In the short term, demonstration projects for medium- and low-pressure hydrogen pipeline transportation should be initiated; in the medium term, a national hydrogen pipeline network should be developed; in the long term, an integrated hydrogen network featuring multi-energy collaboration should be established. Through industry chain collaboration and infrastructure integration, hydrogen storage and transportation costs can be systematically reduced, facilitating the transition from demonstration to commercialization. This will help build a low-carbon, efficient, and safe energy system and contribute to the early achievement of the “dual carbon” goals. (1 Figure, 3 Tables, 43 References)

Key words: hydrogen energy, “dual carbon” goals, industrialization development, pipeline transportation, new energy system

氢能具有零碳排、高效、可再生等突出优势，是实现“双碳”目标最具潜力的二次能源之一^[1-2]。国际氢能委员会预测，到 2050 年氢能可承担全球 18% 终端用能需求，减排 CO₂ 达到 60×10⁸ t，产业链产值将突破 2.5×10¹² 美元^[3]。2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》，首次在国家层面明确“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分”，并提出“可再生能源制氢-多元储运-终端应用”全链条协同发展的总体思路^[4]。然而，氢气具有密度低（0.089 kg/m³）、分子量小、点火能量低（0.02 mJ）的物理特性，决定其“制-储-输-用”全链条均面临不同于天然气的技术经济挑战^[5]。在制备端，可再生能源电解水制氢的成本仍高达 18~25 元/kg，是煤制氢的 3~4 倍；在储运端，20 MPa 气态长管拖车运输半径仅为 200 km，且每 100 km 的综合成本为 6~8 元/kg，能量密度仅为 LNG 的 1/6；管道输送虽具有规模优势，但氢脆、渗透、泄漏等安全问题尚未形成统一标准，中国当前仅建成 100 km 级纯氢试验管道，与欧美 3 000 km 纯氢管网差距较为明显^[6-7]。随着绿氢需求激增，单一高压气氢路径已难以支撑氢能规模化发展，以氨、甲醇为氢载体的“泛氢”储运模式成为新方向，可利用现有合成氨-港口-航运体系实现低成本跨海运输；绿色甲醇则兼具液体燃料与氢载体的双重属性，可直接用于船舶、化工及氢燃料电池在线重整，已在丹麦、新加坡等地开展万吨级示范^[8]。

中国是全球最大的制氢与消费国，2024 年氢产量超过 3 650×10⁴ t，但绿氢占比不足 1%；已建加氢站 350 座，平均负荷率低于 30%，关键装备仍主要依赖进口，氢能基础设施与终端应用呈现“两头热、中间冷”的失衡状态^[9]。如何立足中国“富煤、缺油、少气”的资源禀赋与庞大的可再生能源装机优势，构建安全、高效、经济的氢能储运体系，已成为氢能产业高质量发展的核心瓶颈。针对上述问题，系统梳理了国内外氢能产业发展历程与国家间战略差异，结合政策布局分析了中国氢能产业发展的战略定位以及未来发展趋势，对当前氢能产业基础设施的融合潜力进行了评估，探讨了中国氢能发展面临的挑战。以氢能管道输送为切入点，剖析材料氢脆、泄漏监测、运行控制等关键技术难点，提出氢能产业高质量发展的战略路径，以期为中国氢能产业规模化发展提供参考。

1 氢能产业战略布局与发展现状

1.1 全球氢能产业区域战略布局及导向

在能源安全与深度脱碳双重目标的驱动下，各国纷纷将氢能作为能源转型与实现气候承诺的重要支撑，积极推动氢能产业发展。欧盟作为全球氢能发展的重要推动者，在氢能产业发展中发挥着重要的引领作用。2020 年，欧盟委员会推出《气候中性的欧洲氢能战略》^[10]，大力促进氢能产业发展，确定了氢经济的

中长期发展目标,强调绿色氢能作为未来能源体系的关键支柱。此外,欧盟将氢能战略整合到各成员国的国家能源计划中,促进法规与市场框架的建设,培育氢能产业生态,促进氢能与传统能源行业的融合与应用。在技术创新方面,欧盟侧重发展绿氢制备技术,推动水电解技术生产氢气;在基础设施建设方面,致力于构建跨境氢能输送网络,提升氢气的储存与运输能力。同时,建立清晰的氢能贸易体系,确保市场透明与公平,并积极推动国际氢能联盟的建设,促进全球合作。

美国政府针对氢能产业的发展,制定了通胀削减

法案、清洁能源转型能源供应链战略等政策,设立多个专项基金提高氢气制造、储存及输送的效率与安全性^[11],并通过财政激励的方法推动政策驱动与市场创新双轨并行(图1)。针对氢能成本高昂、市场认可度不足的问题,美国通过《基础设施投资与就业法案》^[12]大力提供资金支持,并制定了国家氢能技术路线,旨在实现氢能在交通、电力领域的大规模应用^[13]。该国的科研机构联合企业推动技术革新,在氢气生产、储存及燃料电池技术上大力开展前沿研究;同时,其地方政府也积极参与氢能基础设施建设,如加利福尼亚州建设了美国最大的氢燃料车加氢站网络。

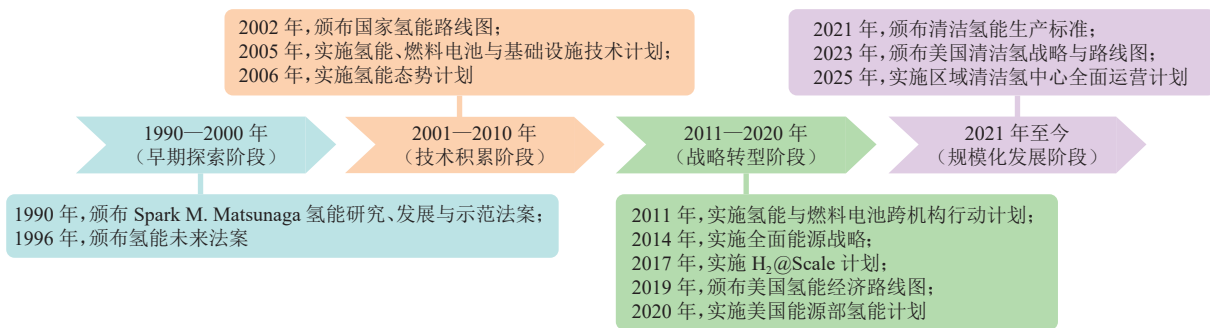


图1 1990—2025年美国氢能政策发展历程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of hydrogen energy policy development in the United States from 1990 to 2025

自“双碳”战略目标提出后,中国氢能产业热度不断攀升,国家层面及各地区相继出台与完善氢能产业政策体系,以“中央规划+地方试点”双轨制推进氢能产业化,相关政策覆盖氢能“制-储-输-用”全产业链,呈现出覆盖广、力度大的特点。2021年10月24日,国务院发布《2030年前碳达峰行动方案》,明确将“绿色低碳转型行动”列为碳达峰10大行动之一^[14]。在2022年《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》中,首次明确了氢能的战略地位及其在国家能源体系中的重要作用^[15]。2024年,氢能作为能源属性列入《中华人民共和国能源法》。2025年6月12日,国家能源局印发《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》,提出遴选部分项目与区域开展氢能试点工作,试点方向包括氢能的制取、储运、应用及共性支撑4大环节。中国各省(市)积极响应氢能发展趋势,制定并推出各自的氢能发展政策^[16]。同时,诸多能源企业也深度绑定国家战略,并全面布局。相关能源企业将氢能业务纳入战新业务发展重点,积极推动氢能管输规划,形成了以技术引领为核心、基础设施为支撑、政策协同为保障、场景创新为驱动的立体化发展路径,为中国

氢能产业高质量发展提供重要支撑。

1.2 中国氢能产业格局及发展趋势

当前,中国是全球最大的氢能生产与消费国。截至2024年底,中国氢产能超过 $5\,000\times 10^4$ t/a,其产量已超过 $3\,650\times 10^4$ t/a。中国制氢来源主要包括化石能源制氢、工业副产氢及电解水制氢,其中化石能源制氢占氢气供应主导地位,占比达到81%,主要包括煤制氢、天然气制氢;电解水制取绿氢处于初步发展阶段,占比仅为1%。随着全球绿氢产能的快速增长,未来绿氢产业将成为氢能发展的必由之路。

整体来看,中国绿氢产业的布局呈“西氢东送、北氢南运”的特征(表1)。从资源聚集看,“三北”地区太阳能、风能资源极为丰富,具备大规模开发绿电用于制氢的潜力,是绿氢产能的主要聚集地。

自2021年中国开展风光耦合制氢示范工程(表2)以来,内蒙古自治区已累计获批相关项目44项,形成年产绿色氢能 114×10^4 t/a的规模。乌兰察布市—京津冀地区的输氢管道工程建成后,将缓解中国绿氢供需错位问题,对跨区域氢气输送管网建设具有战略性的示范引领作用。

表 1 中国绿氢生产潜力与城市氢能发展的空间格局统计表
Table 1 Spatial pattern of green hydrogen production potential and urban hydrogen energy development in China

生产与消费区域	代表地区及 管输通道	核心特征与定位	主要输送方向与目标市场
西部生产基地 (西氢)	内蒙古	国家规划的大型风电光伏基地, 绿氢产能全国领先, 先行先试管道掺氢	东送至京津冀城市群, 主要服务于交通运输、化工及发电
	新疆	风光资源丰富, 致力于打造千亿级绿氢的产业集群生产基地, 成本优势明显	东送至中东部地区, 作为化工原料、清洁能源
北部生产基地 (北氢)	吉林	东北老工业基地转型代表, 利用风光资源发展绿氢, 合成高价值化学品	南运至长三角沿海地区, 主要作为化工原料与能源储备
	宁夏	中国首个新能源综合示范区, 绿氢与化工产业耦合示范效应突出	兼顾本地化工消纳与东送至华北地区
南部消费与枢纽 (南运目标)	广东(粤港澳 大湾区)	氢能汽车推广领先, 氢能需求的市场巨大, 是“北氢南运”的重要目标地区	接收来自北方的绿氢资源, 满足交通、工业及电力调峰需求
东部消费与枢纽 (东送目标)	江苏/浙江 (长三角地区)	经济发达, 能源需求旺盛, 且港口条件优越, 是未来氢能进口与消费中心	接收“西氢东送”的氢能资源, 并布局“海氢上岸”, 服务长三角氢能走廊
跨区域输送通道	西氢东送	依托现有及规划中的长输天然气管道进行掺氢输送, 是跨区域长距离输氢的主干管道	将内蒙古、宁夏等地区的绿氢东送至长三角及华北、华中
	北氢南运	目前以液氢/高压气体卡车运输为主, 未来则将结合管道进行大规模输送	将东北、华北的绿氢南运至粤港澳大湾区等南方市场

表 2 中国“三北”地区绿能项目布局统计表
Table 2 Statistics on the layout of green energy projects in the “Three Norths” of China

所在省 (区)	代表项目	产能规模	核心应用场景
内蒙古	宁东示范区项目	0.45×10^4 t/a	煤化工耦合、 管道输氢
	乌兰察布—京津冀 氢气管道工程	近期 10.00×10^4 t/a, 远期 50.00×10^4 t/a	
	中煤风光制氢 合成绿氢项目	50.00×10^4 t/a	
新疆	中石化库车光伏制氢	2.00×10^4 t/a	炼化减碳、 绿氢合成
	大唐集团多伦 风光制氢项目	0.54×10^4 t/a	
吉林	大安绿氢合成氨	18.00×10^4 t/a	化工原料、 能源储备
宁夏	宝丰能源绿氢项目	4.00×10^4 t/a	氢储能、 绿色甲醇

氢能的应用范围极其广泛, 涵盖工业、交通、建筑、电力等多个领域, 未来中国对绿氢需求的增长空间将极为广阔。在工业领域, 如传统炼铁工艺碳排放高, 而氢基竖炉直接还原铁技术可实现吨钢碳减排超过 70%, 是钢铁行业深度脱碳的重要方向^[17]。在交通领域, 截至 2024 年底, 全国燃料电池汽车保有量已达到 1.5×10^4 辆, 重卡占比超过 60%; 氢燃料电池船舶“三峡氢舟 1 号”实现了内河航运零突破, 发展氢燃料电池船舶可有效降低航运的碳排放^[18]。在能源与储能领域, 氢储能能在长时储能、电网调峰领域具有独特优势,

可利用电能与氢能的互变性, 实现“电-氢-电”能量的灵活转化。目前, 宁夏、河北等地已启动了百兆瓦级的“风光制氢-储氢-燃料电池发电”一体化项目, 可实现长达 72 h 以上的连续储能供电, 其综合电力成本为 1.2~1.5 元/(kW·h)。在电网谷时段利用富余电力制氢, 而峰时段则通过燃料电池发电, 可实现氢能电力调峰。

从供给角度看, 绿氢发展主要依赖风光资源、水资源及土地资源, 中国“三北”地区拥有全国 80% 的风光能资源、90% 的荒漠戈壁资源。然而, 从需求角度看, 氢消费场景集中在人口密度高、风光及土地资源紧缺的东部沿海地区。因此, 氢能供需时空错位对规模化长距离经济性输氢提出了挑战^[19]。

1.3 氢能产业“痛点”分析

氢气的经济可行性是制约氢能大规模商业化应用的关键障碍之一, 特别是使用可再生能源电解生产的绿氢。目前, 电解水制氢主要有 4 种方法, 即碱性水电解(Alkaline Water Electrolysis, AWE)、质子交换膜(Proton Exchange Membrane, PEM)、固体氧化物电解电池(Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)及固体聚合物阴离子交换膜(Anion Exchange Membrane, AEM)^[20]。其中, AWE 方法成本低且操作便捷, 但设备占地大; PEM 方法设备体积小, 但成本高; SOEC 方法效率高, 但条件苛刻且设备寿命短; AEM 方法则尚处于研究阶

段。随着可再生能源发电成本的下降以及电解槽效率的提升,绿氢成本持续降低将取决于电解制氢技术的突破与产业链的规模化发展。此外,氢气产地与市场之间的储运成本对氢能经济性的影响也不容忽视。当前,受制于氢能运输成本,高耗氢企业更倾向于就近获取灰氢或选择“就地制氢”,甚至出现“运氢不如输电”的现象^[1]。完善氢气长距离输送体系、降低储运成本,可有效降低氢气终端价格,释放绿氢在全国范围内流通应用的经济潜力。

输氢管道作为长距离、大规模氢能输送的重要设施,目前全球范围内总里程已超过 5 000 km,主要集中在美国、欧洲,多为工业管道。在“碳中和”愿景下,中国的氢能需求将持续增长,管输业务也将大大增加。但目前中国输氢管道建设尚处于起步阶段,总里程仅约 400 km,且多为园区或炼化企业内部管道,尚未形成跨省级输氢干线网络^[21],氢能基础设施建设仍需加强。

2 氢能储运体系重构与基础设施融合

2.1 氢能输送模式对比

氢能输送是氢能全生态产业链中的关键环节,也是制约氢能大规模应用的关键因素之一。稳定安全的氢能储输方案,是当前直至未来氢能大规模应用的首要保障。目前,氢能输送方式主要为高压气态输氢、低温液氢运输、有机液氢运输及管道输氢,同时也在积极探索以醇氨作为载体的新型输氢方式。

1) 高压气态输氢。该方法是将氢气压缩注入耐高压容器内进行运输,主要以长管拖车、高压储氢瓶为主。当前中国氢能产业处于发展初期,基础设施建设尚不完善,长管拖车是应用最为广泛的氢能输送方式。当氢能运输距离为 50 km 时,使用长管拖车的运输成本为 4.9 元/kg;随着运输距离增加,长管拖车运输成本逐渐上升,当运输距离增至 500 km 时运输成本约为 22 元/kg。因此,考虑经济性问题,长管拖车运输氢能一般适用于 200 km 内的短距离与输送量较少的运输场景。

2) 低温液氢运输。该方法是将气态氢压缩后深冷至 -253 ℃ 以下,使其转变为液态,并存储于绝热真空的容器中进行运输。低温液氢的密度约为气态氢的 845 倍,具有输氢量大、纯度高、距离远、输运成本低等诸多优点。韩笑等^[22]利用氢气运输场景分析模型对

低温液氢输送的经济性进行分析,认为液氢罐车在 200~400 km 距离之内的储运成本最低。在长距离、大流量场景下,其综合运输成本明显低于高压长管拖车。但液氢的制备过程耗能极大,整个运输链条需保持极低温与严密绝热,一旦有少量热能渗入即会引发液氢气化,造成压力升高,导致氢能蒸发损失。同时,耐压、耐低温且密封性强的特殊容器制造难度大、成本高。因此,上述问题共同制约了低温液氢运输在短期内的大规模推广。

3) 有机液氢运输。该方法是基于甲苯、甲基环己烷等不饱和有机物在催化剂作用下与氢气之间的可逆化学反应,从而实现氢的储存、释放。液态储氢的质量储氢密度在 5%~10%,储氢量大,储氢材料为液态有机物,可以实现常温常压运输,方便安全,适合长距离、跨境氢贸易。有机液氢运输的关键在于加氢与脱氢反应,两步反应均需贵金属催化剂,且脱氢反应温度高、设备投资高,进而影响有机液氢运输的成本。

4) 管道输氢。该方法是实现大规模、长距离、低成本输氢的有效方式,包括天然气管道掺氢输送与纯氢管道输送。在氢能产业发展初期,修建大规模、长距离的纯氢管道需要突破技术、投资收益率等方面的限制。目前,中国相关企业正在开展多项掺氢管道示范项目(表 3)^[23]。

5) 醇氨载体输氢。该方法是通过二氧化碳加氢合成甲醇或氮气加氢合成氨,将甲醇与氨作为载体间接储运氢气的方式。考虑到氢气的能量密度低、易燃以及对管道金属材料产生影响等问题,醇氨作为载体输氢逐渐成为研究热点。与有机液体输氢不同,醇氨与氢之间的可逆反应极易实现且成本较低,同时甲醇与氨均为大宗化学品,已建立完善的基础设施,故醇氨作为氢载体具有更高的经济性、技术成熟度。此外,利用现有成品油管道长距离运输甲醇、液氨,也为成品油管道向新能源储运基础设施转型提供了有效途径。

随着氢能产业的持续发展,氢能运输将呈现协同作用、动态互补的特点。在上述 5 种输氢方式中,高压气态输氢拖车主要承载城市内短距离补给,低温液氢运输槽车在跨区域干线及航空航天领域快速渗透,有机液氢运输则可充分利用现有成品油基础设施架构,管道输氢以氢能长距离、规模化管道输送为突破,醇氨载体输氢是多种方式协同发展,最终形成贯通全国的氢能长距离输送“主动脉”。

表 3 中国天然气掺氢管道示范案例统计表
Table 3 Statistics on demonstration cases of hydrogen-blended natural gas pipelines in China

项目名称	原有管道类型	特点
辽宁朝阳天然气掺氢项目	燃气管道	中国首个电解水制氢天然气掺氢项目, 其利用可再生能源电解碱液产生绿氢, 在管道天然气中掺入 10% 的氢气, 用于输送及燃烧
陕西天然气公司干线掺氢项目	长输天然气管道	中国天然气主干线首次掺氢可行性论证, 掺氢管道全长为 97 km, 掺氢比例为 5%, 管径为 323.9 mm, 管材选用 L360Q 无缝钢管, 钢管等级为 X65, 设计压力 4 MPa, 一期、二期计划输量分别为 4.2×10^4 t/a、 11.7×10^4 t/a
宁夏天然气掺氢降碳示范化工程中试项目	长输氢气管道	中国首个省级掺氢综合实验平台, 管道全长为 7.4 km, 管径为 219~406 mm, 设计压力为 4 MPa
深圳燃气掺氢综合实验平台	燃气管道	掺氢平台下游用户为场站内食堂与小区用户, 占地约 3 000 m ² , 设计压力为 4 MPa, 流量范围为 0~100 m ³ /h, 主要研究掺氢比为 5%~20% 的燃气管道的管材相容性、工艺适用性、调压稳压精度等
包头—临河掺氢示范管道	长输天然气管道	中国首条具备掺氢输送能力的长距离高压管道项目, 管道全长为 258 km, 设计压力为 6.3 MPa, 管径为 457 mm, 管材钢级为 X52(定制), 最大掺氢比为 10%, 设计输量为 12×10^8 m ³ /a

2.2 油气管道基础设施融合利用

在“双碳”目标下, 为快速突破氢能储运瓶颈, 融合利用成熟的油气基础设施输氢是目前最经济合理的方法^[24]。然而, 氢气的引入对传统天然气管道的相容性、安全性及完整性等产生了新的挑战, 如氢气对管材机械性能的影响、阀门密封性以及氢气泄漏燃爆事故等^[25]。

新建一条纯氢管道的投资成本是新建相同管径天然气管道的 110%~150%, 而利用现有天然气管道掺氢输送的改造成本仅是新建相同管径氢气管道的 10%~35%, 建设周期也远低于新建管道所需的时间。依托“全国一张网”的存量资产推进氢能输送, 既是缓解绿氢供需空间错配的最短路径, 也是盘活低利用率管道、实现基础设施低碳升级的现实抓手。

2.3 氢能输送路径规划

依托现有天然气管道及新建输氢管道, 逐步构建区域互联的氢能输送体系, 是中国氢能输送战略的重要方向^[26]。中国氢能输送体系将逐渐从“点状示范”逐步向“网状耦合”演进, 形成以管道输氢、港口接卸、化学储运等多元路径互补支撑的复合型网络架构。

1) 西氢东送, 北氢南运。在《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》中, 明确支持建设多能互补的氢气输送干线, 这一政策将推动西氢东送、北氢南运的战略通道建设, 有效缓解中国绿氢供需错配的问题。通过建立“风光发电-绿电制氢-氢气管输-炼化与交通用氢”的一体化氢产业发展模式, 实现氢能产业“制-储-输-用”全产业链示范布局, 打造“风光制氢-管道输

氢-东部消纳”一体化输氢通道, 可助力全国范围内氢能走廊的高效构建。

2) 海氢上岸。在中国东南沿海地区, 依托开放港口条件、LNG 接收站基础设施, 积极谋划建设氢能进口与分拨枢纽, 为未来国际氢供应链奠定基础。以舟山、天津为代表的 LNG 接收站正在开展“液氢接收-储存-分发”功能拓展布局, 如舟山六横岛风光制氢项目规划依托港口建设液氢接收基础设施, 服务于长三角氢能运输与重工需求。同时, 可借鉴国际相关经验^[27-28]初步建设液氢海运通道, 如日本川崎重工主导建造的世界首艘液氢运输船“Suiso Frontier”, 已于 2021 年实现从澳大利亚向日本的液氢跨洋运输, 这也验证了该路径的技术可行性。目前, 中国部分企业、港口城市也正积极开展液氢接收与装卸码头预研, 旨在为未来的“海氢上岸”路径建立通道预留能力。

3) 以物运氢。为克服氢气输送在技术、成本方面的瓶颈, 中国积极推动“以物运氢”的化学储运策略, 即通过甲醇、液氨等化学载体的形式实现氢能的大规模储运与远距离输送。甲醇、液氨在构建国际氢能贸易体系中展现出的潜力, 使其有望成为“以物运氢”方案的主力。多种技术的协同发展不仅提升了氢能利用的时空灵活性, 也为氢能与电力、天然气系统的融合发展提供了更多可能性。

3 管道输氢关键技术难点与突破方向

作为实现氢能规模化利用、构建国家级清洁能源

网络的战略基础设施, 输氢管道输送技术的成熟度是产业发展的关键瓶颈之一。当前, 亟待从工艺、材料、安全、标准 4 大核心维度深化关键技术研究, 突破制约管输产业化的瓶颈。

3.1 输送工艺

氢气与甲烷在物性方面具有明显的不同, 当管输介质中引入氢气组分时, 输送工艺及设备运行均需进行适应性验证^[29]。当前, 天然气管道掺氢输送的工艺适应性研究主要集中于基础物性预测模型的适用性、管输过程流动传质、天然气与氢气高效均匀掺混分离、管输计量系统适应性、压缩机组适应性等方面的分析。目前, 成熟的商业软件可计算掺氢比小于 30% 的混合气体物性参数, 能够满足掺氢示范工程需求。国家石油天然气管网集团有限公司(简称国家管网集团)建立了中国最大的 100 m 深井掺氢分层试验平台^[30], 通过开展全尺寸掺氢天然气静置分层试验, 探讨掺氢天然气流动、静置浓度分布规律, 结果表明在静置及流动状态下管道内的掺氢天然气未出现明显的分层现象, 不会对管道安全运行产生影响。

设备适应性也是氢能管输中重点关注的问题之一。在需要维持高流量输送的氢气管道中, 离心式压缩机是首选的动力设备, 但其叶轮与氢气接触后材料可能受到影响。同时, 由于氢气分子质量小、难压缩等特性, 当前输氢管道多采用往复式压缩机用于氢气输送。长输管道采用超声波、涡轮等流量计, 对不同比例的掺氢天然气适应性仍需开展研究, 进一步明确流量计在不同掺氢比、不同输送工况下的计量精度。

3.2 管材适应性

输氢管道氢致损伤机理成因复杂, 国内外尚无统一结论。目前达成共识的是, 暴露在气态氢环境中的钢材会受到氢脆影响, 导致钢材的机械性能下降, 给管道运输氢气的安全性带来风险, 是管道输氢材料领域亟需突破的关键难点。为加速推进解决输氢管道示范工程的落地难题, 大量学者^[31-33]针对输氢管材开展了气相氢环境中慢拉伸与断裂韧性测试研究。国家管网集团通过对组分、压力、掺氢比等要素组合条件下 X52~X80 的在役天然气管道母材、焊缝及管件在中高压气相氢环境中的力学性能进行研究^[34], 建立了管材适应性评价方法、指标, 并发布了 Q/GGW 00020—2024《输氢钢制管道材料慢应变速率拉伸试验方法》及 Q/GGW 00021—2024《掺氢天然气钢制管道管材相

容性评价方法》等标准。此外, 通过系统研究组织成分、微观组织及制管工艺对氢环境下管材力学性能的影响规律, 开发研制了中高钢级抗氢管材^[35]。其中, 试制的 X52 抗氢直焊缝管的氢脆指数下降 10%, 抗氢性能优异; 在研的 X60 抗氢直焊缝管已完成单炉试制, 性能良好。

当前, 国际上针对定量表征管材氢脆仍缺少统一的实验方法、判定模型。今后, 根据氢损伤机理, 应对加载情况下的氢渗透行为开展技术攻关, 通过判定管材发生氢脆的时间及疲劳寿命, 进一步保障输氢管材的服役安全。

3.3 安全运维

氢气的爆炸极限远大于甲烷, 高压状态下泄漏的氢气易发生自燃。同时, 氢气分子直径是甲烷分子直径的 75%, 在管接头处的渗漏速率约为天然气的 3 倍。如果氢气在管道输送过程中发生连续泄漏, 在受限空间内易积聚形成爆炸性气体混合物, 若未及时切断泄漏源, 将会引起窒息危险, 遇明火容易发生爆燃^[36]。上述特性均导致氢气的安全运维风险远高于天然气等传统燃料, 输氢管道安全保障技术仍面临挑战。

当前, 国家管网集团分别在掺氢比为 0~30% 与纯氢环境下, 针对气体的燃爆热辐射强度、压力变化规律进行实验研究与技术探索, 开发了开放空间与密闭空间输氢管道燃爆计算模型^[37-39], 并基于热导与电化学原理研发了高灵敏、快响应的站场掺氢天然气泄漏监测系统^[40-41]。未来, 针对输氢管道、站场/阀室的安全特性, 将持续开展安全防护、消氢抑爆等核心技术研究, 进一步突破泄漏监测-安全评估-消氢抑爆一体化安全防护技术的瓶颈。

3.4 标准体系建设

目前, 国际上已发布多个适用于管输氢气的相关标准, 如 ASME B31.12-2023《氢气管道与管道系统》、AIGA 033/14-2014《氢气管道系统》等, 对中国输氢管道建设与运行具有借鉴意义^[42-43]。但随着中国对氢能管输技术的深入研究, 迫切需要建立适用于中国的标准规范体系。当前, 相关企业发布的氢能企标, 如 Q/GGW 00043—2024《纯氢长输管道安全规范》、Q/GGW 00042—2024《纯氢长输管道运行规范》等, 已涵盖输氢管道设计、建设、运行、完整性管理的全生命周期。《天然气管道掺氢输送技术要求》《输氢管道完整性管理》等国家标准正在立项编制阶段, 有助于加快中国氢

能管输行业的发展,将为构建氢能管输“全国一张网”提供基础性的支撑。截至目前,中国氢能管输标准体系建设正处于“从无到有、由粗到细”的加速制订阶段,呈现出“顶层设计已出台、关键标准在填补、系统性缺口仍存在”的总体格局。

4 结论及展望

氢能产业未来仍需持续投入、释放潜力以应对发展中的诸多挑战。当前,复杂的审批流程以及尚未健全的标准体系,增加了氢能项目的前期投入与不确定性。因此,亟需尽快建立氢能项目的市场机制与科学持久的扶持激励机制,健全管理规范与支持政策,持续完善涵盖氢能“制-储-运-用”全产业链的标准与认证体系,明确监管职责,保障项目建设的质量与安全。同时,通过为氢能研发、示范项目及基础设施等建设提供财政补贴,降低企业成本,提升市场积极性。此外,充分盘活现有油气管道基础设施,在风光资源富集区优先推动氢能管输示范工程,同步攻克材料相容性、安全监控等共性难题,制定覆盖设计、施工、运营的全流程标准体系,为中国大规模、长距离、高压力的氢能管网建设积累技术与管理经验。

在“双碳”目标的引领下,中国氢能产业管道输送的发展路径将采取“近期激活存量、中期突破干线、远期融合多网”的递进式策略,以满足不同时期的氢能运输需求与目标要求:①在短期阶段(2025—2030年),各能源企业在氢能管输环节积极挖掘新兴市场应用场景,在适宜地区建设“点到点”的输氢管道,实现氢气在本地消纳与就地转化的需求。推动醇氨外输供应,利用现有成品油管道贯通下游化工企业或发电企业,支撑“风光氢氨醇”一体化项目。②在中期阶段(2030—2040年),初步构建全国氢能管网架构,促进上游风光制氢项目规模发展,引领下游市场广泛应用。建设多条长距离的纯氢管道,逐步拓展城市燃气管道的掺氢范围,稳步推进中高压干线天然气管道掺氢输送。同时,通过现有成品油管网的升级改造、新建醇氨管道,初步打造醇氨管输主干网络。③在长期阶段(2040—2060年),大力建设多能协同的泛氢能源网络,推动纯氢管道“由线到网”规模化发展与天然气掺氢管道在全国范围内的布局,通过互联互通进一步形成“醇氨管输一张网”。依托管网贯通清洁能源制氢到

多元氢能终端用户的信息流、能量流及资金流,形成安全稳定、绿色低碳、经济高效的氢能供应体系,全面建成完备且充满活力的氢能产业体系。

参考文献:

- [1] 中华人民共和国国家发展和改革委员会,国家能源局. 氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)[EB/OL]. (2022-03-23)[2024-05-08]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Medium and long term plan for the development of hydrogen energy industry (2021–2035)[EB/OL]. (2022-03-23)[2024-05-08]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm.
- [2] 刘玮,万燕鸣,熊亚林,等. “双碳”目标下我国低碳清洁氢能进展与展望[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(2): 635–642. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0385.
LIU W, WAN Y M, XIONG Y L, et al. Outlook of low carbon and clean hydrogen in China under the goal of “carbon peak and neutrality”[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(2): 635–642.
- [3] 徐铤明. 氢能引领: 绿色化与数字化趋势下的未来能源革命[J]. 前瞻科技, 2024, 3(4): 147–150.
XU D M. Hydrogen energy-led future energy revolution for environmental protection and digitization[J]. Science and Technology Foresight, 2024, 3(4): 147–150.
- [4] 孔莹莹,崔继彤,韩辉,等. 国内外氢气管道输送技术标准对比与探讨[J]. 油气储运, 2023, 42(8): 944–951. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2023.08.011.
KONG Y Y, CUI J T, HAN H, et al. Comparative analysis and discussion on domestic and foreign technical standards for hydrogen pipeline transportation[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(8): 944–951.
- [5] 王灿,李浩,张洪秩,等. 全球温控目标对我国氢能发展的影响评估[J]. 技术经济, 2023, 42(2): 121–132.
WANG C, LI H, ZHANG H Z, et al. Impact assessment of global temperature control targets on hydrogen energy development in China[J]. Journal of Technology Economics, 2023, 42(2): 121–132.
- [6] 卢奇秀. 氢能加速向“泛氢”能源方向发展[N]. 中国能源报, 2024-08-26(8).

- LU Q X. Hydrogen energy accelerates its development towards 'pan hydrogen "energy direction"[N]. China Energy News, 2024-08-26(8).
- [7] VIGNESWARAN V S, GOWD S C, RAVICHANDRAN V, et al. Green ammonia as hydrogen carrier: current status, barriers, and strategies to achieve sustainable development goals[J]. Science of the Total Environment, 2025, 982: 179646. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2025.179646.
- [8] 熊文杰, 涂远东, 曹圆媛, 等. 中国绿色甲醇产业展望与建设[J]. 现代化工, 2025, 45(12): 7-12, 18. DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4302.2025.12.002.
- XIONG W J, TU Y D, CAO Y Y, et al. Outlook and suggestions for China's green methanol industry[J]. Modern Chemical Industry, 2025, 45(12): 7-12, 18
- [9] 李桂亮, 张文昌, 刘家敏, 等. 我国“氢能产业 2.0 阶段”发展现状与展望[J]. 现代化工, 2025, 45(8): 1-5.
- LI G L, ZHANG W C, LIU J M, et al. Development status and prospects of China's "Hydrogen Industry 2.0 Stage"[J]. Modern chemical industry, 2025, 45(8): 1-5.
- [10] European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe: COM (2020) 301[R]. Brussels: European Commission, 2020: 1-3.
- [11] 张乾志, 王文涛, 陈文颖. 欧盟及英国能源与气候政策及启示[J]. 中国人口·资源与环境, 2023, 33(2): 81-91. DOI: 10.12062/cpre.20221056.
- ZHANG Q Z, WANG W T, CHEN W Y. Energy and climate policies of the EU and UK and their implications[J]. China Population, Resources and Environment, 2023, 33(2): 81-91.
- [12] U. S. Congress. Infrastructure investment and jobs act[R]. Washington, D. C.: U. S. Congress, 2021. Pub. L. No. 117-58.
- [13] 万燕鸣, 熊亚林, 王雪颖. 全球主要国家氢能发展战略分析[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(10): 3401-3410. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0132.
- WAN Y M, XIONG Y L, WANG X Y. Strategic analysis of hydrogen energy development in major countries[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(10): 3401-3410.
- [14] 陈秋阳, 陈云伟. 国际氢能发展战略比较分析[J]. 科学观察, 2022, 17(2): 1-12. DOI: 10.15978/j.cnki.1673-5668.202202001.
- CHEN Q Y, CHEN Y W. Comparative analysis of international hydrogen energy development strategies[J]. Science Focus, 2022, 17(2): 1-12.
- [15] 中华人民共和国国务院. 国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知[C]//中国企业改革与发展研究会. 中国企业改革发展 2021 蓝皮书. 北京: 中国商务出版社, 2021: 473-483.
- State Council of the PRC. Notice of the State Council on issuing the action plan for peaking carbon emissions before 2030[C]//China Enterprise Reform and Development Research Association. China Enterprise Reform and Development 2021 Blue Book. Beijing: China Commerce and Trade Press, 2021: 473-483.
- [16] 孙旭东, 赵玉莹, 李诗睿, 等. 我国地方性氢能发展政策的文本量化分析[J]. 化工进展, 2023, 42(7): 3478-3488. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2022-1580.
- SUN X D, ZHAO Y Y, LI S R, et al. Textual quantitative analysis on China's local hydrogen energy development policies[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2023, 42(7): 3478-3488.
- [17] 张智, 许宝进, 梁斌, 等. “双碳”背景下中国氢能发展回顾、面临挑战及建议[J]. 天然气工业, 2025, 45(4): 179-192. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.04.015.
- ZHANG Z, XU B J, LIANG B, et al. Review, challenges and suggestions for China's hydrogen energy development in the context of "dual carbon" strategy[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(4): 179-192.
- [18] 宋鹏飞, 张超, 肖立, 等. 对天然气产业与氢能产业融合发展的战略思考[J]. 油气与新能源, 2023, 35(2): 37-45. DOI: 10.3969/j.issn.2097-0021.2023.02.005.
- SONG P F, ZHANG C, XIAO L, et al. Strategic thinking of the integrated development of natural gas industry and hydrogen industry[J]. Petroleum and New Energy, 2023, 35(2): 37-45.
- [19] 周颖, 周红军, 徐春明. 氢能的思考及发展路径判断和实践[J]. 化工进展, 2022, 41(8): 4587-4592. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2022-0396.
- ZHOU Y, ZHOU H J, XU C M. Exploration of the development path for the hydrogen energy[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2022, 41(8): 4587-4592.
- [20] 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. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.04.001.
- 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.

- [21] 孟翔宇, 陈铭韵, 顾阿伦, 等. “双碳”目标下中国氢能发展战略[J]. 天然气工业, 2022, 42(4): 156–179. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.04.015.
- MENG X Y, CHEN M Y, GU A L, et al. China's hydrogen development strategy in the context of double carbon targets[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 156–179.
- [22] 韩笑, 张兴华, 闫华光, 等. 全球氢能产业政策现状与前景展望[J]. 电力信息与通信技术, 2021, 19(12): 27–34. DOI: 10.16543/j.2095-641x.electric.power.ict.2021.12.004.
- HAN X, ZHANG X H, YAN H G, et al. Current situation and prospect of global hydrogen energy industry policy[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2021, 19(12): 27–34.
- [23] 张志银, 胡慧敏, 杨洁, 等. 规模化氢运输方式的技术经济性比较[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(5): 17–28. DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.CN24052901.
- ZHANG Z Y, HU H M, YANG J, et al. Comparison on technical-economic analysis of large-scale hydrogen transportation modes[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(5): 17–28.
- [24] 黄瑀. 长距离管道纯氢与天然气掺氢输送技术分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(16): 159–161. DOI: 10.3969/j.issn.1673-4076.2024.16.054.
- HUANG Y. Analysis of long-distance pipeline pure hydrogen and natural gas hydrogen blending transportation technology[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2024, 44(16): 159–161.
- [25] 尚娟, 鲁仰辉, 郑津洋, 等. 掺氢天然气管道输送研究进展和挑战[J]. 化工进展, 2021, 40(10): 5499–5505. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2020-2140.
- SHANG J, LU Y H, ZHENG J Y, et al. Research status-in-situ and key challenges in pipeline transportation of hydrogen-natural gas mixtures[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2021, 40(10): 5499–5505.
- [26] 张镭, 周理, 张佩颖, 等. 天然气管道掺氢对天然气分析计量的影响[J]. 天然气工业, 2023, 43(8): 135–145. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.08.013.
- ZHANG P, ZHOU L, ZHANG P Y, et al. Influence of hydrogen blending in natural gas pipeline on natural gas analysis and measurement[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(8): 135–145.
- [27] ABE A, NAKAMURA M, SATO I, et al. Studies of the large-scale sea transportation of liquid hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 1998, 23(2): 115–121. DOI: 10.1016/S0360-3199(97)00032-3.
- [28] YOU Y, KIM S, LEE J C. Comparative study on ammonia and liquid hydrogen transportation costs in comparison to LNG[J]. International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, 2023, 15: 100523. DOI: 10.1016/j.ijnaoe.2023.100523.
- [29] 蒲亮, 余海帅, 代明昊, 等. 氢的高压与液化储运研究及应用进展[J]. 科学通报, 2022, 67(19): 2172–2191. DOI: 10.1360/TB-2022-0063.
- PU L, YU H S, DAI M H, et al. Research progress and application of high-pressure hydrogen and liquid hydrogen in storage and transportation[J]. Chinese Science Bulletin, 2022, 67(19): 2172–2191.
- [30] PENG S Y, CHAI C, LIU Q Q, et al. Experimental and molecular dynamics study on the concentration distribution characteristics of methane-hydrogen mixtures under static conditions[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 136: 321–331. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.05.091.
- [31] 牛化昶, 李毅, 宋卫臣, 等. 不同含氢环境下 X80 管线钢的慢应变速率拉伸性能[J]. 机械工程材料, 2025, 49(3): 100–104. DOI: 10.11973/jxgcccl230479.
- NIU H C, LI Y, SONG W C, et al. Slow strain rate tensile properties of X80 pipeline steel in different hydrogen-containing environments[J]. Materials for Mechanical Engineering, 2025, 49(3): 100–104.
- [32] 喻斌, 沙胜义, 张庆东, 等. 氢气对不同焊接工艺 X70 管道环焊缝断裂韧性的影响研究[J]. 材料保护, 2025, 58(5): 168–178. DOI: 10.16577/j.issn.1001-1560.2025.0089.
- YU B, SHA S Y, ZHANG Q D, et al. Effect of hydrogen on the fracture toughness of X70 pipeline girth welds fabricated by different welding processes[J]. Materials Protection, 2025, 58(5): 168–178.
- [33] 费凡, 魏仁超, 杨志文, 等. 掺氢环境中在役 X60 管线钢氢脆和疲劳性能研究[J]. 材料保护, 2025, 58(3): 147–154. DOI: 10.16577/j.issn.1001-1560.2025.0051.
- FEI F, WEI R C, YANG Z W, et al. Study on the hydrogen embrittlement and fatigue performance of in-service X60 pipeline steel in hydrogen-blended environments[J]. Materials Protection, 2025, 58(3): 147–154.
- [34] 李元, 潘婷, 李安, 等. 基于 GTN 模型的 X80 管线钢环焊缝参

- 数标定及断裂行为研究[J]. 电焊机, 2025, 55(4): 8–15. DOI: 10.7512/j.issn.1001-2303.2025.04.02.
- LI Y, PAN T, LI A, et al. Research on the calibration of parameters and fracture behavior of X80 pipeline steel based on GTN model at the circular weld seam of pipe[J]. Electric Welding Machine, 2025, 55(4): 8–15.
- [35] 宁元星, 刘翠伟, 李玉星, 等. 长周期临氢服役管材适应性评价[J]. 油气储运, 2024, 43(10): 1118–1128. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.10.005.
- NING Y X, LIU C W, LI Y X, et al. Evaluation on pipeline steel adaptability for extended hydrogen-contacting service[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(10): 1118–1128.
- [36] 朱蔡文, 赫晓东, 李博. 天然气掺氢管道输送和终端分离利用的适用性[C]. 泰安: 2024 年中国城市燃气协会标准工作委员会年会暨燃气安全运营和智慧建设研讨会, 2024: 117–123.
- ZHU C W, HE X D, LI B. Applicability of natural gas mixed with hydrogen pipeline transportation and terminal separation and utilization[C]. Tai'an: 2024 China Urban Gas Association Standard Working Committee Annual Meeting and Gas Safety Operation and Smart Construction Seminar, 2024: 117–123.
- [37] 李嘉斌, 丁思宇, 储旭, 等. 航改燃机燃烧室掺氢燃烧特性研究[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(2): 443–451. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.232132.
- LI J B, DING S Y, CHU X, et al. Combustion characteristics of hydrogen-mixed methane in aeroderivative gas turbine combustors[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(2): 443–451.
- [38] 孙恒, 高小雨, 刘楚茹, 等. 高架火炬掺氢燃烧热辐射模拟研究[J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(5): 46–53. DOI: 10.3969/j.issn.1007-3426.2024.05.006.
- SUN H, GAO X Y, LIU C R, et al. Thermal radiation simulation study of hydrogen-blended elevated flare combustion[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2024, 53(5): 46–53.
- [39] 史润, 胡宏斌, 杜娟, 等. 氢燃料微混燃烧器燃烧特性研究[J]. 热能动力工程, 2024, 39(1): 127–136. DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2024.01.014.
- SHI R, HU H B, DU J, et al. Study on combustion characterization of hydrogen fuel micro mixing burner[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(1): 127–136.
- [40] 周芮, 支树洁, 彭世垚, 等. 不同掺氢比条件下掺氢天然气泄漏扩散规律研究[J]. 低温工程, 2024(6): 14–23. DOI: 10.3969/j.issn.1000-6516.2024.06.002.
- ZHOU R, ZHI S J, PENG S Y, et al. Study on leakage and diffusion law of hydrogen-blended natural gas with different hydrogen volume fractions[J]. Cryogenics, 2024(6): 14–23.
- [41] 贾文龙, 温川贤, 杨明, 等. 掺氢天然气输送管道阀室泄漏扩散规律研究[J]. 油气与新能源, 2021, 33(6): 75–82. DOI: 10.3969/j.issn.2097-0021.2021.05.014.
- JIA W L, WEN C X, YANG M, et al. Study on leakage and diffusion of hydrogen mixed natural gas in the valve chamber[J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33(6): 75–82.
- [42] 陈向春. 浅谈“双碳”战略目标下我国氢能标准化的发展[J]. 标准科学, 2022(10): 36–41. DOI: 10.3969/j.issn.1674-5698.2022.10.006.
- CHEN X C. Brief discussion on the development of hydrogen energy standardization in the context of “carbon peak and neutrality” strategic goal[J]. Standard Science, 2022(10): 36–41.
- [43] 黄晟, 杨振丽, 李振宇. 氢产业链发展的路径分析[J]. 化工进展, 2024, 43(2): 882–893. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2023-1497.
- HUANG S, YANG Z L, LI Z Y. Analysis of optimization path of developing China's hydrogen industry[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2024, 43(2): 882–893.

(编辑: 李在蓉)

基金项目: 国家管网集团揭榜挂帅课题“纯氢管道输送用管及试验平台关键技术研究”, DTXNY202302; 国家管网集团定向课题“在役天然气管道掺氢输送关键技术研究”, DTXNY202203。

作者简介: 赵赏鑫, 男, 1979 年生, 教授级高工, 2006 年博士毕业于中国石油大学(北京)机械设计及理论专业, 现主要从事管道安全输送技术方向的研究工作。地址: 北京市朝阳区东土城路 5 号, 100013。电话: 010-87981927。Email: zhaosx@pipechina.com.cn

• Received: 2025-10-15

• Revised: 2025-11-07

• Online: 2025-11-13

