

# 长距离氢气管道运输的技术经济分析

朱珠<sup>1</sup>, 廖绮<sup>1\*</sup>, 邱睿<sup>1</sup>, 梁永图<sup>1</sup>, 宋悦<sup>2</sup>, 薛杉<sup>2</sup>

1 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院, 城市油气输配技术北京市重点实验室, 北京 102249

2 中国石油天然气管道工程有限公司, 北京 100724

\* 通信作者, qliao@cup.edu.cn

收稿日期: 2022-08-19

国家自然科学基金项目“面向大规模成品油管网调度的数据解析与优化融合方法”(52202405)资助

**摘要** 管道输氢是实现氢气大规模、长距离运输的有效方式, 然而受高投资和运行成本影响, 实现管道输送氢气并非易事。现阶段, 技术经济模型可对管道的各个阶段进行预可行性和可行性评估, 并描述管道的技术内容和特点, 而对于氢气管道, 已有国内外氢气管道研究通常将氢气管道视为氢供应链流程中运输环节的一种运输方式进行宏观供应链系统优化, 而无法反映管道的详细技术特征和市场变化, 导致氢气管道成本的大幅度变化。为此, 本文结合现有管道的技术特征与成本分析法, 建立了氢气管道的预算型技术经济模型, 分析了氢气管道的主要构成成本、氢气管道平准化成本与运输规模之间的关系, 并采用氢气平准化成本为分析指标进行氢气管道运输与长管拖车、天然气掺氢管道和液氢槽车运输方式的对比, 最终获取国内纯氢管道的投资建设成本范围和平准化成本范围。此外, 本文提出降低氢气管道运输成本的主要方式为提高氢气输送规模、改造现有油气管道与优化包含氢气管道的运输方式布局。研究结果显示: ①当设计输量为2040年的需求量时, 氢气管道运行结果为选取管径为DN500的氢气管道进行运输, 沿线站场压力满足要求且管线流速均在安全范围内。②对于给定的150~550 km管道, 当设计输量为2040年的需求量时, 总建设投资范围为 $9.66 \times 10^8 \sim 35.43 \times 10^8$  CNY。③氢气管道运输平准化成本随运输距离增加而增加, 当运输规模一定时, 平准化成本最高不超过10.12 CNY/kg。④在给定运输规模和不同的运输距离下, 氢气管道运输成本较长管拖车和液氢槽车具有价格优势, 价格范围在2.76~10.12 CNY/kg。研究成果可为纯氢管道的成本估算提供依据, 对合理选择氢气管道工程投资和经济效益评价对比分析具有重要意义, 为管道建设提供参考。

**关键词** 氢气管道; 技术经济模型; 技术设计; 成本分析; 平准化成本

## Technical and economic analysis on long-distance hydrogen pipeline transportation

ZHU Zhu<sup>1</sup>, LIAO Qi<sup>1</sup>, QIU Rui<sup>1</sup>, LIANG Yongtu<sup>1</sup>, SONG Yue<sup>2</sup>, XUE Shan<sup>2</sup>

1 Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 China National Petroleum Pipeline Engineering Co., Ltd, Beijing 100724, China

**Abstract** Pipeline is an effective way to convey large-volume hydrogen for long distance. However, due to high investment and operating costs, it is not easy to transport hydrogen by pipelines. At this stage, a techno-economic model can carry out pre-feasibility

引用格式: 朱珠, 廖绮, 邱睿, 梁永图, 宋悦, 薛杉. 长距离氢气管道运输的技术经济分析. 石油科学通报, 2023, 01: 112-124

ZHU Zhu, LIAO Qi, QIU Rui, LIANG Yongtu, SONG Yue, XUE Shan. Technical and economic analysis on long-distance hydrogen pipeline transportation. Petroleum Science Bulletin, 2023, 01: 112-124. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.008

and feasibility assessment on each stage of the pipeline, and describe the technical content and characteristics of the pipeline. For hydrogen pipeline, the existing domestic and foreign research on hydrogen pipeline generally regards the hydrogen pipeline as a transportation mode of the transportation link in the hydrogen supply chain process for macro supply chain system optimization, but cannot reflect the detailed technical characteristics and market changes of the pipeline. This has led to significant changes in the cost of hydrogen pipelines. Aiming at this issue, this paper combines with the technical characteristics of existing pipelines and cost analysis method to develop a technical-economic model, analyzes the relationship between the main composition cost of hydrogen pipeline, the levelized cost of hydrogen pipeline and the transportation scale, and uses the levelized cost of hydrogen as the analysis index to compare the transportation mode of hydrogen pipeline with that of long-pipe trailer, natural gas hydrogen blending pipeline and liquid hydrogen tank car. Finally, the investment and construction cost range and levelized cost range of domestic hydrogen pipeline will be obtained. In addition, this paper proposes the main ways to reduce the transportation cost of hydrogen pipeline, mainly including increasing the scale of hydrogen transportation, reforming the existing oil and gas pipeline and optimizing the transportation mode layout including hydrogen pipeline. The research results show that: ① When the design throughput is the demand in 2040, the operation result of the hydrogen pipeline is to select the DN500 hydrogen pipeline for transportation, and the pressure of the stations along the line meets the requirements and the flow rate of the pipeline is within the safe range. ② Given the design capacity, the total construction investment range is  $9.66 \times 10^8 \sim 35.43 \times 10^8$  CNY for 150~155 km pipelines. ③ The levelized transportation cost of hydrogen pipeline increases with the increase of transportation distance but is no more than 10.12 CNY/kg when the transportation scale is constant. ④ Compared with long tube trailers and liquid hydrogen tankers, the cost of hydrogen pipeline transportation has price advantage under given transportation scale and different transportation distance, and the price range is 2.76~10.12 CNY/kg. The research results can provide the basis for the cost estimation of pure hydrogen pipeline, have important significance for the reasonable selection of hydrogen pipeline project investment and economic benefit evaluation and comparative analysis, and provide reference for pipeline construction.

**Keywords** hydrogen pipeline; technical economic model; technical design; cost analysis; levelized cost

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.008

## 0 引言

为助力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，氢能已成为加快能源转型升级的重要战略选择。全球主要发达国家高度重视氢能产业发展，我国作为世界上最大的制氢国，也具有发展氢能产业的良好基础<sup>[1]</sup>。氢气管道运输是大规模连续输氢的合理选择，其技术可行性和经济效益已在欧洲国家的应用中得到验证。目前全球范围内氢气输送管道总里程已超过 4600 km，其中美国氢气管道规模最大，总里程达到 2720 km，最大运行压力 5.5~10.3 MPa，中东地区也开展了些许氢气输送与储存的管道项目。我国的氢气输送系统建设较为滞后，与油气管道相比差距巨大。现有氢气输送管道总里程仅约 400 km<sup>[2]</sup>，制约了氢能产业的发展。虽然氢气管道储运技术已有实际应用，却缺乏公开数据和合理的技术经济分析，亟需对管道输送的技术经济特征进行分析，评估氢气储运基础设施建设的经济技术可行性。

目前，许多机构和组织已经制定了氢气管道建设和运行的指导方针和标准，如美国的 ASME B31.12—2014《Hydrogen Piping and Pipelines》<sup>[3]</sup>，欧洲的《Hydrogen Transportation Pipelines》，国内的 GB 50177—2005《氢气站设计规范》<sup>[4]</sup>，GB 50251—2015《输气管

道工程设计规范》<sup>[5]</sup>。然而国内外氢气管道规范细致程度不一，均只能参照执行，且不完全适用现场氢气管道的技术特征<sup>[6-8]</sup>。氢气管道项目的投资决策依赖于管道成本，随着管道输送技术的发展，管道的工艺结构和技术逐渐复杂，氢气长输管道的技术经济分析很大程度上取决于管道经营的外部环境及内部条件<sup>[9]</sup>。而技术经济模型可满足宏观经济、预可行性和可行性研究管道评估的各个阶段，并描述了管道的技术内容和特点<sup>[10]</sup>。现阶段，国内外技术经济研究多应用于天然气管道、二氧化碳管道等。张传平<sup>[9]</sup>对天然气长输管道的技术经济特性进行系统性分析，描述天然气管道长输管道技术经济特性的规律。Ning Wei<sup>[11]</sup>基于二氧化碳管道现有技术特点和预算参数构建预算型二氧化碳管道技术经济模型，以较小的不确定性评估平准化成本。其中，成本构成的详细程度和类型会极大地影响成本评估。氢气管道相关研究尚处于对氢供应链的技术经济分析，大多以制氢点运输至氢需求点之间的平准化成本为分析指标，且考虑多种输氢方式和储氢方式。例如，Markus Reuß<sup>[12]</sup>构建氢供应链的技术经济模型，评估了电解厂至加氢站之间的氢气运输潜力，并分析成本和二氧化碳排放量。Ayodeji Okunlola<sup>[13]</sup>通过技术经济学评估从加拿大向亚太地区，欧洲和北美内陆目的地出口气态氢的交付成本。Alireza Salmachi<sup>[14]</sup>

通过蒙特卡洛方法对石油和天然气管道储存氢气进行技术经济评估。Ju-Sung Lee<sup>[15]</sup>以氢和碳强度的平准化成本为评估指标,对涵盖五种储氢技术的氢气供应链进行经济和环境性能分析。以上研究均聚焦于宏观的供应链系统,无法反映管道的详细技术特征和市场变化,导致氢气管道成本的大幅度变化。因此,长距离氢气管道技术经济模型仍有待研究。

因此,在对氢气管道技术特征研究的基础上,分析氢气管道项目的主要构成成本,分析氢气管道平准化成本与运输规模之间的关系,采用氢气平准化成本为分析指标完成氢气管道运输与长管拖车等其它运输方式的对比,最终得到氢气管道运输的价格优势范围,为纯氢管道的设计和建设运行提供理论指导意义。

## 1 氢气管道的技术经济模型

### 1.1 氢气性质

对于管输状态下的氢气输送,氢气的物理性质极大地影响了氢气管道项目的技术设计和经济评估。氢气的物性参数见表1所示。氢气管道的设计压力为4 MPa,可通过Pressure Swing Adsorption(简称为PSA)装置或者压缩机组进行压力输送。根据《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》(GB/T 37244-2018)<sup>[16]</sup>和《氢气第2部分:纯氢、高纯氢和超纯氢》<sup>[17]</sup>,经PSA提纯后的氢气纯度检测结果需符合99%以上。

表1 氢气物性参数

Table 1 The physical parameters of hydrogen

物性名称	高位发热值/MJ·kg <sup>-1</sup>	低位发热值/MJ·kg <sup>-1</sup>	密度/kg·m <sup>-3</sup>	相对密度/标准状态
氢气	143	120	0.089	0.069

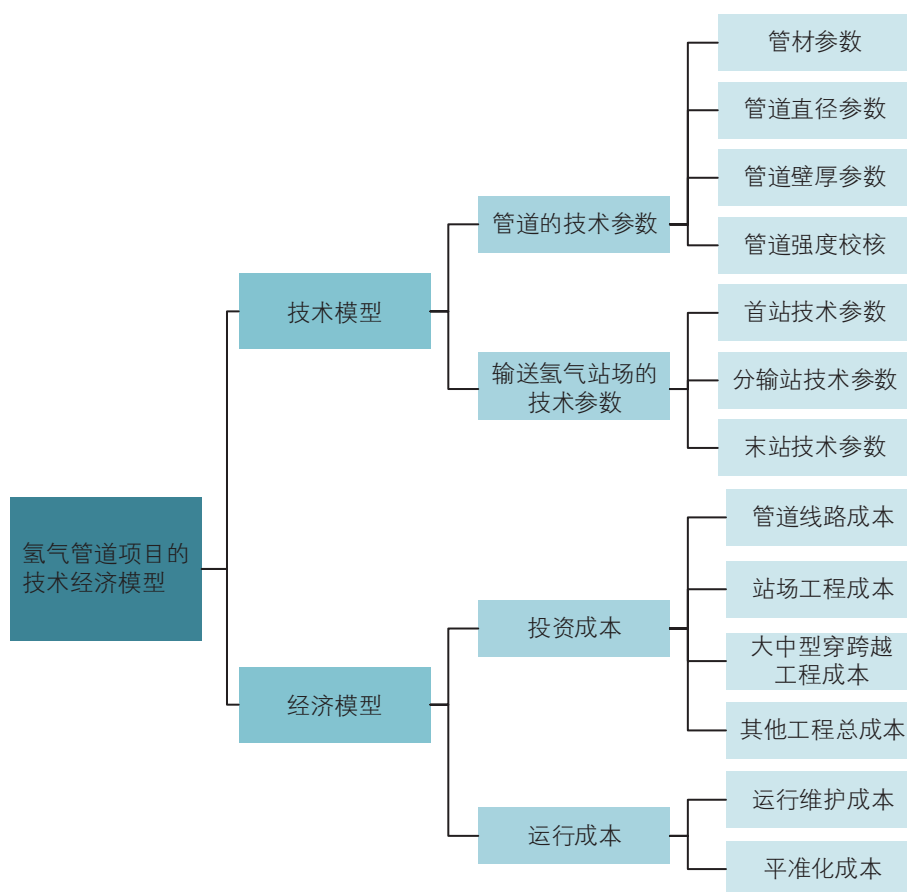


图1 氢气管道项目的技术经济模型组成图

Fig. 1 Composition diagram of technical and economic model of hydrogen pipeline project

## 1.2 技术模型

氢气管道项目的技术经济模型包含技术模型和经济模型,如图1所示。技术模型由管道沿线的技术参数和输送氢气站场的技术参数组成。经济模型由管道线路资本成本、站场工程资本成本、大中型穿跨越工程成本、运行维护成本和其他成本组成。

### 1.2.1 氢气管道

在可考虑的技术参数中,管道的设计输送能力、设计压力、线路钢材用量、管道长度、管道直径、管道运营计算期等,影响管道项目的技术评估。其中,管道直径在现有的技术经济模型中起着关键作用,可通过各种方程和参数来确定,包含水力计算公式、液压方程和基于速度的方程等<sup>[18]</sup>。本文采用水力分析软件Stoner Pipeline Simulator(简称为SPS)模拟优选管段直径。将管线的设计输量、首站压力、温度作为管径比选中输入条件,根据是否满足线路管道流速、沿管道分输压力等要求选定最终的氢气管道直径。最后通过投资和运营成本之间的经济权衡、成本最小化、能源最小化和其他技术约束等,进一步优化管道直径。

SPS软件气体状态方程采用Benedict-Webb-Rubin-Starling(简称BWRS)状态方程:

$$P = \rho RT + \left( B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{C_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) \rho^2 + \left( bRT - a - \frac{d_1}{T} \right) \rho^3 + \alpha \left( a + \frac{d}{T} \right) \rho^6 + \frac{c\rho^3}{T^2} (1 + \gamma\rho^2) e^{-\gamma\rho^2} \quad (1)$$

式中,  $P$ —压力, Pa;  $T$ —温度, K;  $\rho$ —气体密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $M$ —摩尔质量,  $\text{kg}/\text{mol}$ ;  $R$ —摩尔气体常数,  $8.314\ 459\ 8\ \text{J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$ ,  $A_0$ 、 $B_0$ 、 $C_0$ 、 $b$ 、 $a$ 、 $c$ 、 $\gamma$ —均与状态方程相关的系数;  $D_0$ 、 $E_0$ 、 $d_1$ —BWRS状态方程相较于Benedict-Webb-Rubin(简称为BWR)状态方程增加的3个系数。

$$q_v = 1051 \left\{ \frac{[P_1^2 - P_2^2(1 + a\Delta h)] d^5}{\lambda Z \Delta T L \left[ 1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.5} \quad (2)$$

式中,  $q_v$ —气体( $P_0=0.101\ 325\ \text{MPa}$ ,  $T=293\ \text{K}$ )的流量,  $\text{m}^3/\text{a}$ ;  $P_1$ —输气管道计算段的起点压力(绝), MPa;  $P_2$ —输气管道计算段的终点压力(绝), MPa;  $d$ —输气管道直径, cm;  $Z$ —气体的压缩系数;  $\Delta$ —气体的相对密度;  $L$ —输气管道计算段的长度, km;  $\Delta h$ —

输气管道终点和起点的标高差, m;  $n$ —输气管道沿线高差变化所划分的计算段数;  $h_i$ ,  $h_{i-1}$ —各分管段终点和起点的标高, m;  $L_i$ —各分管段长度, km;  $\lambda$ —水力摩擦系数。

水力摩擦系数采用科尔布鲁克(Colebrook)公式<sup>[19]</sup>计算可得:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2.01 \lg \left[ \frac{k}{3.71d} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}} \right] \quad (3)$$

式中,  $k$ —管内壁绝对粗糙度, m;  $Re$ —雷诺数。

管道设置内涂层, 管内壁粗糙度为  $10\ \mu\text{m}$ <sup>[20]</sup>。管道总传热系数按式4计算<sup>[21-24]</sup>:

$$\frac{1}{KD_j} = \frac{1}{a_1 D_n} + \sum_{i=1}^n \frac{\ln \frac{D_{i+1}}{D_i}}{2\varepsilon_i} + \frac{1}{a_2 D_w} \quad (4)$$

式中,  $K$ —总传热系数,  $\text{W}/(\text{M}^2\cdot\text{K})$ ;  $a_1$ —管内气体至管内表面的放热系数,  $\text{W}/(\text{M}^2\cdot\text{K})$ ;  $D_j$ —计算管径, m;  $D_n$ —管内径, m;  $D_w$ —管道最外径, m;  $D_i$ —管子、绝缘层等内径, m;  $D_{i+1}$ —管子、绝缘层等内径, m;  $\varepsilon_i$ —土壤的导热系数,  $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ;  $a_2$ —管道外表面至周围介质的放热系数,  $\text{W}/(\text{M}^2\cdot\text{K})$ 。

管道壁厚分为直管段壁厚和弯管壁厚。管道壁厚与设计压力、钢管外径、钢管强度等级、强度设计系数等有关, 其中直管段壁厚按下式计算<sup>[25]</sup>:

$$\delta = \frac{pD_w}{2\sigma_s \phi Ft} \quad (5)$$

式中,  $\delta$ —直管段计算壁厚, mm;  $p$ —设计压力, MPa;  $\sigma_s$ —直管段的最低屈服强度, MPa;  $F$ —强度设计系数, 按文献<sup>[5]</sup>取0.4;  $\phi$ —焊缝系数, 按文献<sup>[5]</sup>取1.0;  $t$ —温度折减系数, 按文献<sup>[5]</sup>取1.0。

根据《输气管道工程设计规范》(GB 50251-2015)中5.3.3公式<sup>[5]</sup>, 热煨弯管的壁厚按下式计算:

$$\delta_b = m \cdot \delta \quad (6)$$

$$m = \frac{4R - D_r}{4R - 2D_r} \quad (7)$$

式中,  $\delta_b$ —热煨弯管管壁计算厚度, mm;  $m$ —热煨弯管的管壁厚度增大系数;  $R$ —热煨弯管的曲率半径,  $R=6D$ , mm;  $D_r$ —热煨弯管的外直径, mm。

参照《输气管道工程设计规范》(GB50251-2003)要求, 当管子直径与厚度比  $D/\delta > 140$  时, 才会在管道正常运输、铺设、埋管情况下出现圆截面失稳。对于埋地管道必须进行当量盈利校核。校核条件为: 受约束热胀直管段, 按最大剪应力强度理论计算的当量应力强度理论计算的当量应力必须满足下式:

$$\sigma_e = \sigma_h - \sigma_L < 0.9\sigma_s \quad (8)$$

$$\sigma_h = \frac{Pd}{2\delta} \tag{9}$$

$$\sigma_L = 2\sigma_h + E\alpha(t_1 - t_2) \tag{10}$$

式中,  $\sigma_L$ —管道的轴向应力, MPa;  $\sigma_h$ —由内压产生的管道环向应力, MPa;  $\sigma_e$ —当量应力, MPa;  $E$ —钢材的弹性模量, MPa;  $\alpha$ —钢材的线膨胀系数,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;  $t_1$ —管道下沟回填时温度, 取  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $t_2$ —管道的工作温度, 取  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

当热煨弯管所受的环向应力  $\sigma_h$  小于许用应力  $[\sigma]$  时, 组合应力  $\sigma_e$  应按《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)中C.0.1公式计算:

$$\sigma_e = \sigma_h + \sigma_{h\max} < \sigma_b \tag{11}$$

$$[\sigma] = F\varphi t\sigma_s \tag{12}$$

$$\sigma_{h\max} = \beta_q\sigma_0 \tag{13}$$

$$\beta_q = 1.80 \left[ 1 - \left( \frac{r}{R} \right)^2 \right] \left( \frac{r^2}{R\delta} \right)^{2/3} \tag{14}$$

$$\sigma_0 = \frac{Mr}{I_b} \tag{15}$$

式中,  $\sigma_e$ —由内力和温差作用下的热煨弯管组合应力, MPa;  $\sigma_b$ —材料的强度极限, MPa;  $[\sigma]$ —材料的许用应力, MPa;  $F$ —设计系数;  $\varphi$ —焊缝系数, 取  $\varphi=1.0$ ;  $t$ —温度折减系数, 温度小于  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$  时, 取  $t=1.0$ ;  $\sigma_{h\max}$ —由热煨弯矩产生的最大环向应力, MPa;  $\beta_q$ —环向应力增强系数;  $r$ —热煨弯管截面平均半径, m;  $R$ —热

煨弯管曲率半径, m;  $\sigma_0$ —热煨弯矩产生的环向应力, MPa;  $I_b$ —热煨弯管截面惯性矩,  $\text{m}^4$ ;  $M$ —热煨弯管的热煨弯矩,  $\text{MN}\cdot\text{m}$ 。

### 1.2.2 输氢站场

与天然气管道项目类似<sup>[26]</sup>, 在氢气管道沿线可设置站场, 分别为首站、分输站和末站, 并于全线设置线路截断阀室<sup>[27]</sup>。如图2所示, 首站的功能为过滤、计量和发球; 分输站接收首站来气并经过滤、计量后分输至末站; 末站的功能为收球、过滤和计量。线路截断阀室具备线路截断(紧急截断, 计划关闭)、线路放空、实现远程操作等功能。

站场内部包含进站管线、过滤支路管线、干线计量管线、分输用户计量支路管线、分输用户出站管线、越站管线和出站管线等管线。站内管线直径可采用下式进行计算:

$$D = \sqrt{\frac{q}{0.785v}} \tag{16}$$

$$q = \frac{P_0 T Z q_v}{86400 T_0 P} \tag{17}$$

式中,  $q$ —操作条件下气体的工况流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $v$ —站内气体流速, m/s;  $P_0$ —标准状况下气体的绝对压力, MPa;  $T_0$ —标准状况下气体的绝对温度, K。

站内管线的壁厚计算和强度校核与氢气管道计算相同, 包含式5~15。

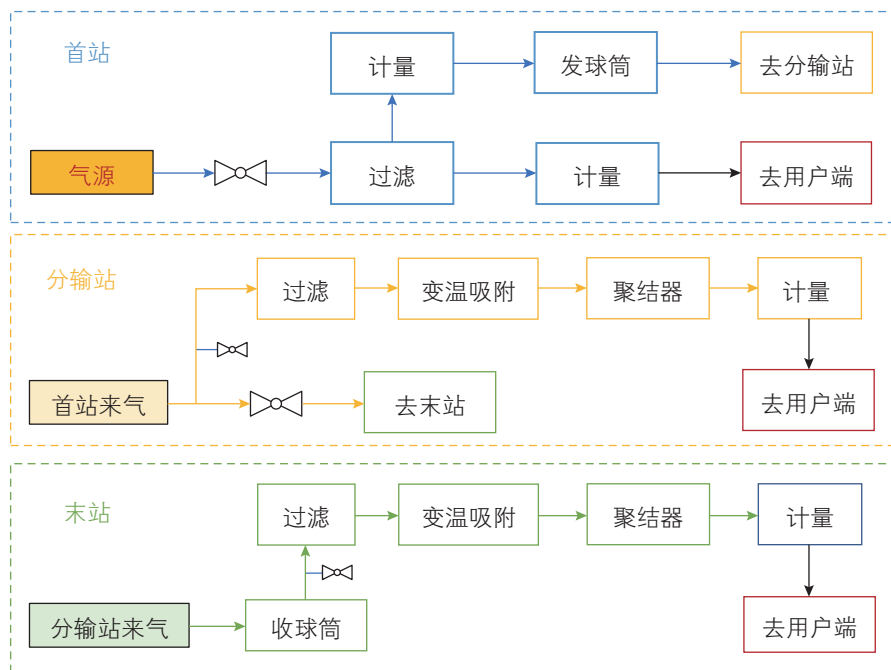


图2 氢气各站场流程图

Fig. 2 Flow chart of hydrogen stations

### 1.3 经济模型

在氢气管道项目的经济模型中,氢气管道总成本主要分为初始建设成本、运行维护成本以及其它辅助成本。氢气管道项目初始建设成本主要由管道线路工程和沿线站场的资本成本决定。管道线路工程的资本成本一般分为4类,即管材、管道安装和保护、运维成本、其他成本。其中,管材费用包含直管段和弯管的管材及运费、管段防腐成本,主要取决于运输距离、压力、运输规模、管径与管材等因素;运行维护成本包括电费、设备、管道维护费等,其他成本包含水土保持工程、土地征用成本和赔偿费用等。站场工程的资本成本包含总图、建筑、结构、工艺设备、电力设备、仪表设备等成本。以下部分阐述了管道和沿线站场的资本和运维成本。

#### 1.3.1 管道线路总成本

管道线路的工程建设包括根据实际情况选择管路、永久征地、临时征地等施工构件。管道线路的资本成本包括材料费用、土地征用费用以及包含沿线管路通信工程、路线勘探等其他杂项成本。

$$C_{\text{管线成本}} = C_{\text{材料}} + C_{\text{土地征用}} + C_{\text{其他材料}} \quad (18)$$

式中,  $C_{\text{管线成本}}$ —氢气管道的管线总成本, CNY;  $C_{\text{材料}}$ —氢气管道沿线的材料费用, CNY;  $C_{\text{土地征用}}$ —氢气管道沿线土地征用费用, CNY;  $C_{\text{其它成本}}$ —氢气管道沿线的其它费用, CNY。

管道线路的材料成本主要包括钢材、防腐材料、保温材料等成本,其中钢材成本是管道线路材料成本的主要部分,可通过下式计算:

$$C_{\text{钢材}} = P_{\text{钢材}} \times W_{\text{钢材}} \\ = P_{\text{钢材}} \times \rho_{\text{钢材}} \times (D^2 - d^2) \times \pi \times \frac{L}{4} \quad (19)$$

式中,  $C_{\text{钢材}}$ —管道的钢材成本, CNY;  $W_{\text{钢材}}$ —钢材的重量, t;  $P_{\text{钢材}}$ —钢材价格, CNY/t;  $\rho_{\text{钢材}}$ —钢材的密度, kg/m<sup>3</sup>;  $D$ —管道的外径, mm;  $d$ —管道的内径, mm;  $L$ —管道的总长度, km。

选择管道防腐材料需综合考虑工程所处地区的地质条件、管道运输、施工等因素。国内现有所有长输管道均采用3LPE防腐层,主要在于3LPE防腐层的PE层不仅能够保护熔结环氧粉末涂层,还有利于管道运输和减小管道防腐层的修补工作量。管道防腐材料成本通过下式计算:

$$C_{3\text{PE}} = \pi \times D \times L \times P_{3\text{PE}} \quad (20)$$

式中,  $C_{3\text{PE}}$ —3PE材料的成本, CNY;  $P_{3\text{PE}}$ —3PE材料的价格, CNY/m<sup>2</sup>。

土地征用包含永久性征地和临时性征地。土地征用价格按永久性征地价格30万元/亩,临时征地2万元/亩计算。根据预算指南或石油和天然气行业的经验,土地征用费用可根据土地征用价格乘以不同地区的相应地形因素得到。

$$C_{\text{土地征用}} = C_{\text{永久性征地}} + C_{\text{临时性征地}} \quad (21)$$

式中,  $C_{\text{土地征用}}$ —土地征用的费用, CNY;  $C_{\text{永久性征地}}$ —永久性征地的费用, CNY;  $C_{\text{临时性征地}}$ —临时性征地的费用, CNY。

#### 1.3.2 穿跨越成本

管道可能会跨越许多自然和人为障碍物,如河流、山谷或地质条件复杂的地区。管道穿越项目取决于穿越类型、土壤条件、位置、首选穿越方法和地形条件。为了简单起见,穿跨越成本  $C_{\text{cross}}$  可通过单价  $P_{\text{cross}}$  和穿跨越长度  $L_{\text{cross}}$  进行估算,如下式:

$$C_{\text{cross}} = P_{\text{cross}} \times L_{\text{cross}} \quad (22)$$

#### 1.3.3 站场工程总成本

站场工程的资本成本占氢气管道项目总资本成本的很大一部分,主要取决于分输站的数量、装机容量、所处地形、燃料类型、运输等因素。站场工程的资本成本主要包含设备成本和材料成本、土地征用成本、其他成本。

$$C_{\text{站场工程}} = C_{\text{设备费}} + C_{\text{材料}} + C_{\text{土地征用}} + C_{\text{其它}} \quad (23)$$

式中,  $C_{\text{站场工程}}$ —氢气管道项目的站场工程成本, CNY;  $C_{\text{设备费}}$ —站场工程的设备费用, CNY;  $C_{\text{材料}}$ —站场工程的材料费用, CNY;  $C_{\text{土地征用}}$ —站场工程的土地征用费用, CNY;  $C_{\text{其它}}$ —站场工程的其它费用, CNY。

#### 1.3.4 其它成本

氢气管道项目的中管道线路成本和站场工程成本均包含其它费用。其它费用包括建设用地的赔偿费、前期工作费、建设管理费、专项评价及验收费、勘察设计费、工程保险费、水保其他相关费用等,如下式所示:

$$C_{\text{其它}} = C_{\text{赔偿费}} + C_{\text{前期工作}} + C_{\text{建设管理}} + C_{\text{专项评价及验收费}} + C_{\text{勘察设计费}} + C_{\text{工程保险费}} + C_{\text{水保其他相关费用}} \quad (24)$$

式中,  $C_{\text{其它}}$ —氢气管道项目的其它成本, CNY/kg;  $C_{\text{赔偿费}}$ —氢气管道项目的赔偿费用, CNY;  $C_{\text{前期工作}}$ —前期工作费用, CNY;  $C_{\text{建设管理}}$ —建设管理费用, CNY;  $C_{\text{专项评价及验收费}}$ —专项评价及验收费, CNY;  $C_{\text{勘察设计费}}$ —勘察设计费, CNY;  $C_{\text{工程保险费}}$ —工程保险费, CNY;  $C_{\text{水保等其他相关费用}}$ —水保等其他相关费用, CNY。

### 1.3.5 运行维护成本

氢气管道项目的成本由管道线路和站场的资本成本组成。然而,运行维护成本同样重要。在没有统计数据和风险分析的明确支持下,管道和站场的年度运行维护成本通常简化为资本成本的百分比或每单位长度范围的固定值<sup>[15]</sup>,见表2。

### 1.3.6 平准化成本

氢气管道项目的平准化成本可使用以下等式计算,而对于不同年份的平准化成本会由于氢气管道输送的氢气和升级率而产生一定的变化。其中,氢气管道输送的氢气体积为是从周边氢气资源输送至各市的年输送氢气体积,也是设计年限内氢气管道目标市场的氢气需求量。

$$\text{Cost}_{\text{Lev}} = \frac{\text{Cost}_t}{M_{\text{H}_2}} \quad (25)$$

式中,  $\text{Cost}_{\text{Lev}}$ —氢气管道项目的平准化成本, CNY/kg;  $\text{Cost}_t$ —氢气管道项目的总成本, CNY;  $M_{\text{H}_2}$ —氢气管道输送的氢气体积, kg。

## 2 案例分析

### 2.1 基础数据

以中国某地区为研究对象,该地区内可建氢气管道的氢气资源主要来源于7个制氢厂M1~M7,下游市场将辐射8个市S1~S8。资源与需求的统计数据分别如图3所示。

根据目标市场周围氢气资源统计和目标市场的氢气需求量分布,选用氢气管道进行运输。氢气管道的基础数据如表3所示,以此为基础分析氢气管道的建设成本与平准化成本的范围。

本文选用长管拖车和液氢槽车两种运输方式和氢气管道进行对比分析。其中长管拖车是目前国内应用最为广泛的一种氢运输方式,国内长管拖车储氢罐压力均为20 MPa,以285 kg运送氢气重量为例,长管拖车进行运输的成本约为10元/100 km,其具体运输成本表如表4所示<sup>[28]</sup>。采用液氢槽车储运在长距离大

表2 氢气管道投资清单及关键技术参数

Table 2 Investment list and key technical parameters of hydrogen pipeline

类型	工程项目	技术内容	相关数据	费用	
固定投资	1. 管线投资	线路工程	—	$256.35 \times 10^4$ CNY/km	
		管材费	—	$129.08 \times 10^4$ CNY/km	
		直管段管材	L245 无缝钢管	8500 CNY/t	
		直管段管材运费		600 CNY/t	
		弯管管材	L245 无缝钢管	8500 CNY/t	
		弯管管材运费		13500 CNY/t	
		管段防腐与保温	3PE防腐; 双层熔结环氧粉末+聚丙烯冷缠带	$19.81 \times 10^4$ CNY/km	
		管道安装	—	$75.67 \times 10^4$ CNY/km	
		无损检测	—	$3.87 \times 10^4$ CNY/km	
		阴极保护	—	$1.23 \times 10^4$ CNY/km	
		线路保护	—	$13.76 \times 10^4$ CNY/km	
		土石方工程	—	$20.93 \times 10^4$ CNY/km	
		施工便道及便桥	—	$5.76 \times 10^4$ CNY/km	
		2. 大中型穿跨越工程	定向穿跨越	—	4800 CNY/m
			阀室工程	座	$250 \times 10^4$ 元/座
站场工程	座		$2830 \times 10^4$ 元/座		
3. 站场投资	配套工程	—	$28.79 \times 10^4$ CNY/km		
	水土保持工程	—	$1600 \times 10^4$ CNY		
运行	1. 管线运维费用	按管线固定投资的比例进行估算	—	5%	
		按站场固定投资的比例进行估算	—	5%	
总计	建设投资	工程费用	—	$644.09 \times 10^4$ CNY/km	

规模运输方式中有一定的竞争力,在现有技术条件下,液化过程成本占整个液氢储运环节的90%以上,因此尽管长距离运输会带来成本的提高,但提高的幅度

并不大,液氢槽车的具体液化总成本与运输成本如表5所示<sup>[28]</sup>,并以此为基础分析不同运输方式的成本范围。

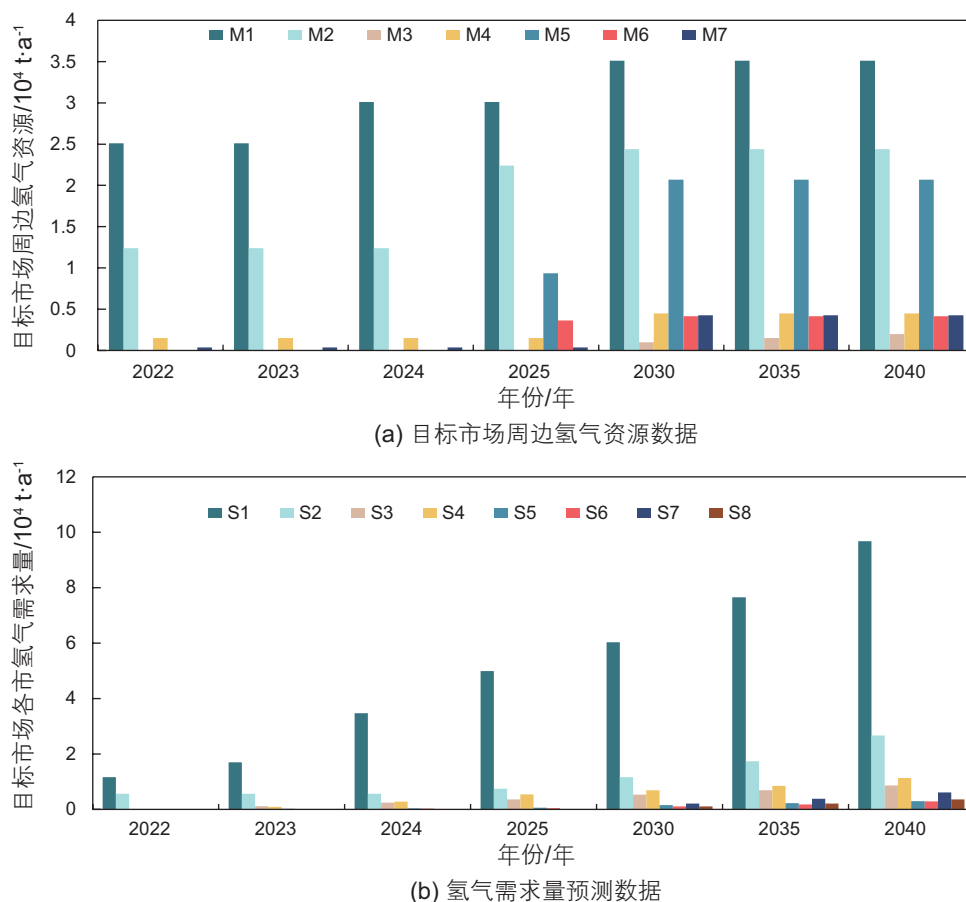


图3 目标市场周边氢气资源及各市氢气需求量预测统计图

Fig. 3 Statistical chart of hydrogen resources around the target market and hydrogen demand forecast of each city

表3 某氢气管道基本参数

Table 3 Basic parameters of a hydrogen pipeline

设计压力/MPa	进口压力/MPa	出口压力/MPa	运行温度/ $^{\circ}\text{C}$	运行年限/a
4.0	2.7~3.0	$\geq 2.0$	20	20

表4 长管拖车运输成本表

Table 4 Transportation cost table of long tube trailer

运距/km	运送氢气质量/kg	租金/CNY	运费/CNY $\cdot \text{kg}^{-1}$	运价率/CNY $\cdot (\text{kg} \cdot \text{km})^{-1}$
90	285	3700	12.98	0.144
170	285	6100	21.40	0.126

表5 液氢槽车运输成本表

Table 5 Transportation cost table of liquid hydrogen tanker

液化成本/CNY $\cdot \text{kg}^{-1}$	34.29
运输成本/CNY $\cdot \text{kg}^{-1}$	1.40



## 2.2 结果分析

### 2.2.1 氢气管道运行结果

以2040年的需求量为氢气管道的输入量,管道流速和压力要求为判定条件,流速判定条件主要表现为管道流速按照《氢气站设计规范》中的线路管道流速一般不超过10 m/s要求;压力判定条件表现为首站压力小于设计压力,分输站和末站压力满足用户给定压力要求。经SPS软件求解选定管径为DN500的氢气管道进行运输,沿线站场压力满足要求且管线流速均在安全范围内。运行结果如表6所示。

根据技术模型中的式16~17,站内管道选型结果详见表7。其中,为尽量减小站内压损,在设计输量下站内气体流速应满足不大于10m/s,站内主要管道流速如表7,均满足气体流速校核要求。

根据技术模型中的式5~15,站内管线规格详见表8。

### 2.2.2 氢气管道成本构成

当运输规模一定时,氢气管道建设投资费用随着运输距离的增大而必然增加,主要是管道线路成本和

大中型穿跨越工程成本的增加所致。而管道线路成本和大中型穿跨越工程均主要由管材、土地征用等成本组成。当运输距离增大时,氢气管道采用的管材数量和土地征用面积均会增加,因此,管道的投资建设费用会显著增加。由氢气管道建设投资与运输距离的关系曲线(图4)可知,当运输距离在150~550 km时,氢气管道投资建设费用范围为 $9.6 \times 10^8 \sim 35.43 \times 10^8$  CNY。

氢气管道项目成本由五类构成,即管道线路成本、站场成本、大中型穿跨越工程成本、其他成本、运行维护成本。成本构成比例随不同的输送规模和管道长度而变化,如图5所示,管道线路成本和大中型穿跨越成本占管道项目总成本的比例与运输距离呈正相关,均占30%~40%左右,主要原因在于:当输送规模一定时,受管材和土地征地费用影响,管道线路成本和大中型穿跨越成本与运输距离密切相关。站场工程占比与运输距离呈负相关,约占10%~20%,主要原因在于站场工程的建设与压力和分输流量相关,当站场建设规模一定时,站场工程成本一定,而氢气管道项目总成本与运输距离正相关。运维成本约占氢气管道项目总成本的4%~5%;其它成本占比与运输距离呈负相

表6 管径为DN500的氢气管道运行结果

Table 6 Operation results of hydrogen pipeline with diameter of DN500

站场名称	进站压力/ MPa	出站压力/ MPa	进站温度/°C	出站温度/°C	进站流量/ $10^4 \text{Nm}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	出站流量/ $10^4 \text{Nm}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	管线流速/ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
首站	3.0	3.0	20.0	20.0	336.6	320.3	7.1
分输站	2.9	2.9	19.5	19.5	320.3	199.3	7.0
末站	2.8	—	19.5	19.5	199.3	—	4.5

表7 站内管道选型结果

Table 7 Selection results of hydrogen pipeline in the station

站场名称	位置	管径 × 壁厚/mm	最大流量/ $10^4 \text{Nm}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	最低操作压力/MPa	最高操作温度/°C	校核流速/ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
首站	进站管线	D508 × 11.1	340.4	2.7	21	8.10
	出站管线	D508 × 11.1	323.94	2.7	21	7.71
分输站	进站管线	D323.9 × 7.1	123.17	2.55	19.51	7.64
	出站管线	D323.9 × 7.1	123.17	2.55	19.51	7.64
末站	进站管线	D406.4 × 8.8	200.78	2.53	19.50	7.90
	出站管线	D406.4 × 8.8	10.1	2.53	19.50	5.82

表8 站内管线规格表

Table 8 Specification table of hydrogen pipeline in the station

序号	钢管种类	管径/mm	计算壁厚/mm	选用壁厚/mm	钢级/PSL2	适用压力等级/MPa
1		508	10.54	11.1	L245N	4
2	无缝钢管	406.4	8.43	8.8	L245N	4
3		323.9	6.72	7.1	L245N	4

关, 约占总成本的不到 5%, 原因在于其它成本包含的前期工作费、专项评价及验收费、勘察设计费、工程保险费、水保其它相关费用等费用较为固定, 受运输距离影响较小, 而氢气管道项目总成本与运输距离正相关。

2.2.3 氢气管道平准化成本

精准预测氢气管道平准化成本范围是构建经济高效的氢气管道的重要基础, 管道平准化成本与氢气管道建设成本、氢气运输规模密切相关, 而氢气管道建设成本与氢气运输规模、运输距离等因素有关。因此, 在固定的运输规模下, 氢气管道平准化成本与运输距离密切相关。如图 6 所示, 当运输规模处于  $1.8 \times 10^4 \sim 15.9 \times 10^4 \text{ t}\cdot\text{a}^{-1}$  范围内, 在一定运输规模下, 平准化成本与运输距离呈正相关, 平准化成本最高不超过 10.12 CNY/kg。当运输距离处于 150~550 km 范

围内, 运输规模从  $1.8 \times 10^4 \text{ t}\cdot\text{a}^{-1}$  增长至  $4.6 \times 10^4 \text{ t}\cdot\text{a}^{-1}$  时, 管道平准化成本大幅降低, 且运输规模超过  $4.6 \times 10^4 \text{ t}\cdot\text{a}^{-1}$  时, 平准化成本降低幅度逐渐平缓。大容量氢气管道储运存在明显的规模经济效应, 氢气管道的平准化成本随运输距离的增加而增加, 随输送规模的增加而降低。

2.2.4 不同运输方式成本对比

目前, 氢气可通过氢气管道、天然气掺氢管道、长管拖车和液氢槽车多种运输方式输送至氢气需求市场。考虑了将氢气输送到终端用户输送方式的不同, 本文分别对氢气管道、长管拖车、液氢槽车的运输成本进行分析。在一定运输规模下, 不同运输方式的平准化成本与运输距离的关系曲线如图 7 所示, 当运输距离介于 150~550 km 时, 氢气管道的运输成本在 2.76 CNY/kg~10.12 CNY/kg 之间, 与长管拖

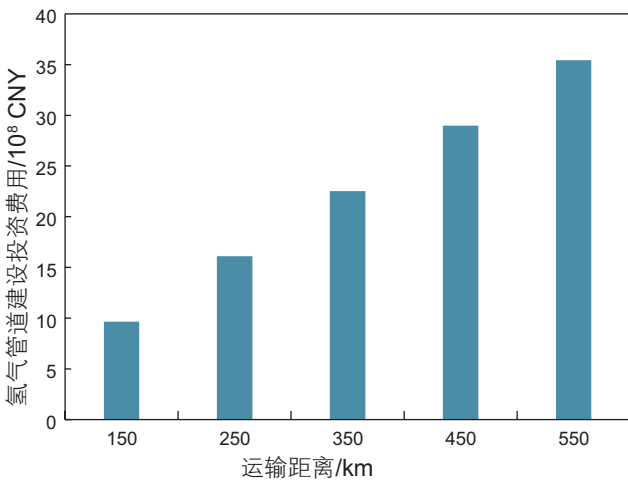


图 4 氢气管道项目建设投资与运输距离的关系曲线图  
Fig. 4 Relationship curve between construction investment and transportation distance of the hydrogen pipeline project

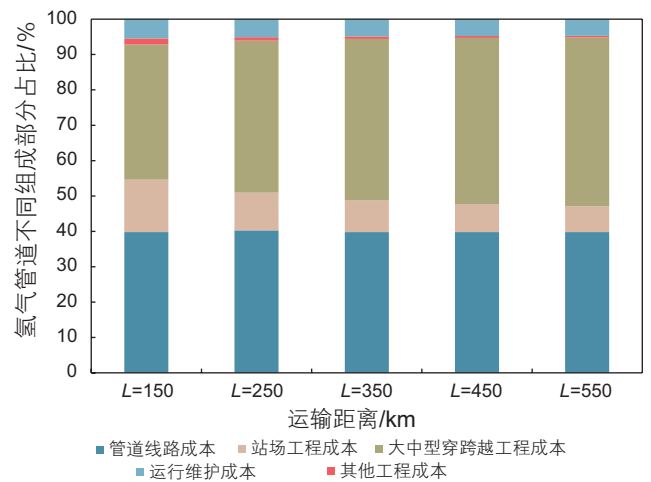


图 5 不同长度氢气管道建设投资费用的构成比例图  
Fig. 5 Proportion diagram of investment cost for hydrogen pipeline construction with different lengths

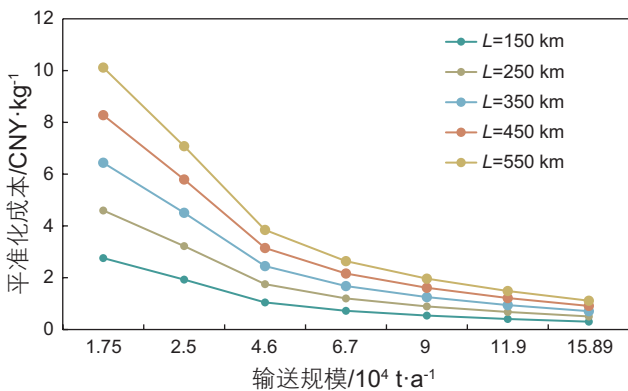


图 6 氢气管道平准化成本与运输规模和管道长度的关系曲线图  
Fig. 6 Relation curve between leveling cost of hydrogen pipeline and transportation scale and pipeline length

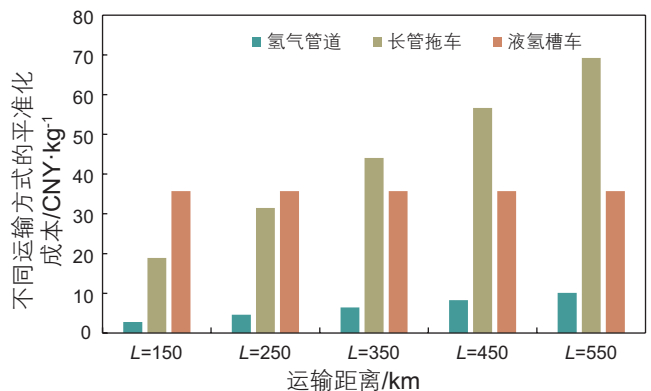


图 7 不同运输方式的平准化成本与运输距离的关系曲线图  
Fig. 7 Relation curve between leveled cost and transportation distance of different transportation modes

车和液氢槽车相比,选用氢气管道运输的价格优势明显。由于氢气液化成本偏高,运输成本占液氢槽车的平准化成本较低,所以液氢槽车的平准化成本随运输距离的变化不明显。而长管拖车的平准化成本随着运输距离的增大而明显增加。主要表现为:当运输距离小于350 km时,长管拖车的平准化成本低于液态槽车;当运输距离大于350 km时,长管拖车的平准化成本高于液氢槽车。

### 2.3 降低氢气管道运输成本的主要方式

提高氢气输送规模、改造现有油气管道与优化包含氢气管道的运输方式布局是氢气管道运输成本下降的重要因素,且三者相辅相成。

#### 2.3.1 提高氢气输送规模

氢气输送规模提升是提升氢气管道经济性的重要因素,其中由规模化运输带来的氢气管道成本降幅占比达到20%左右。大容量氢气管道存在明显的规模经济效应,主要表现为在给定的运输距离下,氢气管道的平准化成本随输送规模的增大而逐渐降低。与其它运输方式相比,长管拖车运输方式节省了液化成本与管道建设前期投资成本,在一定储运距离以内经济性较高。当运氢规模扩大、运输距离增大时,采用输氢管道运输方式才能满足高效经济的要求。因此,在未来长距离大规模的氢气运输中,管道输送氢气的成本低廉,经济高效,有望成为最优的运输方式。

#### 2.3.2 改造现有油气管道为氢气管道

改造现有油气管道为氢气管道是提高氢气管道经济性的另一重要因素,其中由改造现有油气管道为氢气管道带来的成本降幅占比达到60%左右。随着氢气需求量的逐渐增长,而长距离氢气管道的建设成本昂贵,据相关研究<sup>[29]</sup>氢气管道成本约为天然气管道的2.5倍,氢气基础设施成为限制氢储运规模化的瓶颈之

一。调整现有油气管道用途被诸多国家证实是可输送氢气的有效方式。截至目前,中国境内石油和天然气基础设施已处于成熟完备的状态,可利用这一已有优势,在原有油气管道的基础上改扩建为氢气管道,促进氢气管道的加快建设,并避免管道提前退役带来的资源浪费。

#### 2.3.3 优化包含氢气管道的运输方式布局

优化包含氢气管道的运输方式布局是提高氢气管道经济性的重要因素,其中由改造现有油气管道为氢气管道带来的成本降幅占比达到约20%。国内氢供应链的特点在于氢供应区域和氢消费城市在地理空间上不匹配,所以氢储运的实现是促进氢能发展的关键环节,且其技术性与经济性均占氢能产业链的很大比重。目前氢的运输方式主要有长管拖车运输、液态槽车运输、天然气掺氢管道运输、氢气管道运输等方式。但国内现有的氢运输方式研究大多数只考虑了长管拖车与液态槽车这两种运输方式,应进一步考虑氢气管道这一运输方式,在了解管道周围氢气资源分布和需求分布的基础上,考虑除管道之外的运输方式的经济竞争性和生态效益,进一步优化包含氢气管道在内的运输方式的分布,慎重决策氢气管道的建设和运行。

## 3 结论

(1) 以2040年的需求量为设计输量,流速和压力要求为判定条件,选取了管径为DN500的氢气管道,沿线站场压力满足要求且管线流速均在安全范围内。

(2) 当运输距离介于150~550 km时,氢气管道的总建设投资成本范围为 $9.66 \times 10^8 \sim 35.43 \times 10^8$  CNY和平准化成本最高不超过10.12 CNY/kg。

(3) 与其它运输方式相比,氢气管道运输的价格范围在2.76~10.12 CNY/kg之间,价格优势明显。

## 参考文献

- [1] NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION N E A. The medium and long term plan for the development of hydrogen energy industry (2021–2035) [Z]. 2022.
- [2] 蒋庆梅,王琴,谢萍,等. 国内外氢气长输管道发展现状及分析 [J]. 油气田地面工程, 2019, 38(12): 6–8+64. [JIANG Q M, WANG Q, XIE P, et. al. Development status and analysis of long-distance hydrogen pipeline at home and abroad[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2019, 38(12): 6–8+64.]
- [3] 张小强,蒋庆梅. ASME B31.12 标准在国内氢气长输管道工程上的应用 [J]. 压力容器, 2015, 32(11): 47–51. [ZHANG X Q, JIANG Q M. Application of ASME B31.12 in a domestic long distance hydrogen pipeline project [J]. Pressure Vessel Technology, 2015, 32(11): 47–51.]
- [4] 中国电子工程设计院,西南化工研究设计院,武汉钢铁设计研究总院,等. 氢气站设计规范 [S]. 国家质检总局, 2005. [China Electronics Engineering Design Institute, Southwest Chemical Research and Design Institute, Wuhan Iron and Steel Design and

- Research Institute, et. al. Design code for hydrogen station [S]. AQSIQ, 2005.]
- [5] 中国石油天然气集团公司. 输气管道工程设计规范 [S]. 北京: 中国计划出版社, 2015. [China National Petroleum Corporation. Code for design of gas transmission pipeline engineering[S]. Beijing: China Planning Press, 2015.]
- [6] 梅健. AP1000 氢气管道设计分析 [J]. 中国核电, 2015, 8(01): 29–33. [MEI J. Design analysis for AP1000 hydrogen piping system [J]. China Nuclear Power, 2015, 8(01): 29–33.]
- [7] 陈勇, 姚勇, 王生吉. 中美核电氢气系统设计标准对比分析 [J]. 中国核电, 2020, 13(02): 161–164. [CHEN Y, YAO Y, WANG S J. Comparative analysis of design standards of the hydrogen system of nuclear power plant in china and the US [J]. China Nuclear Power, 2020, 13(02): 161–164.]
- [8] 陈勇. 中美核电氢气管道设计标准对比分析 [J]. 中国标准化, 2020, (04): 178–182. [CHEN Y. Comparative analysis of design standards of hydrogen pipeline for nuclear power between China and America [J]. China Standardization, 2020, (04): 178–182.]
- [9] 张传平. 长距离输气管道技术经济特性研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2006. [ZHANG C P. Study on techno-economic characteristics of long distance gas pipeline[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2006.]
- [10] 魏宁, 王倩, 李小春, 等. CO<sub>2</sub> 海洋管道运输的技术经济分析 [J]. 油气储运, 2015, 34(11): 1141–1146. [WEI N, WANG Q, LI X C, ZHAO S C, et. al. Technical and economic assessments on CO<sub>2</sub> transmission through subsea pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(11): 1141–1146.]
- [11] WEI N, LI X, WANG Q, et al. Budget-type techno-economic model for onshore CO<sub>2</sub> pipeline transportation in China [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, 51: 176–192.
- [12] REUß M, GRUBE T, ROBINIUS M, et al. A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany [J]. Applied Energy, 2019, 247: 438–153.
- [13] OKUNLOLA A, GIWA T, DI LULLO G, et al. Techno-economic assessment of low-carbon hydrogen export from Western Canada to eastern Canada, the USA, the Asia-Pacific, and Europe [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(10): 6453–6477.
- [14] SALMACHI A, HOSSEINI T, SHAIKH R A, et al. Techno-economic assessment of hydrogen pipe storage in decommissioned wellbores sourced from surplus renewable electricity [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(56): 23710–23720.
- [15] LEE J-S, CHERIF A, YOON H-J, et al. Large-scale overseas transportation of hydrogen: Comparative techno-economic and environmental investigation [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 165: 112556.
- [16] 同济大学, 中国科学院大连化学物理研究所, 中国标准化研究院, 等. 质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气 [S]. 国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会, 2018. [Tongji University, Dalian Institute of Chemical Physics, Chinese Academy of Sciences, China Institute of standardization, et. al. Fuel specification for proton exchange membrane fuel cell vehicles—Hydrogen[S]. State Administration of market supervision, China National Standardization Administration, 2018.]
- [17] 西南化工研究设计院, 江苏天鸿化工有限公司, 南京特种气体厂有限公司, 等. 氢气 第 2 部分: 纯氢、高纯氢和超纯氢 [S]. 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会, 2011. [Southwest Chemical Research and Design Institute, Jiangsu Tianhong Chemical Co., Ltd., Nanjing Special Gas Plant Co., Ltd., etc. Hydrogen—Part 2: Pure hydrogen, high pure hydrogen and ultrapure hydrogen[S]. General administration of quality supervision, inspection and Quarantine of the People’s Republic of China, China National Standardization Administration, 2011.]
- [18] 王鉴武. 确定管道直径的方法 [J]. 化工设计, 1995, (06): 36–39. [WANG J W. Method of determining pipe diameter [J]. Chemical Engineering Design, 1995, (06): 36–39.]
- [19] MORE A A. Analytical solutions for the colebrook and white equation and for pressure drop in ideal gas flow in pipes [J]. Chemical Engineering Science, 2006, 61(16): 5515–5519.
- [20] 陈凤, 余汉成, 孙在蓉, 等. 管道内壁粗糙度的确定 [J]. 天然气与石油, 2007, (06): 8–10+73. [CHEN F, YU H C, SUN Z R, et. al. Determination of inner wall roughness of pipeline[J]. Natural Gas and Oil, 2007, (06): 8–10+73.]
- [21] 杨筱蘅. 输油管道工程与管理 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006. [YANG X H. Oil pipeline engineering and management [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.]
- [22] 徐睿好. 油气管道总传热系数的计算与分析 [J]. 北京石油化工学院学报, 2019, 27(01): 29–32. [XU R Y. Calculation and analysis of overall heat transfer coefficient of oil & gas pipelines[J]. Journal of Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2019, 27(01): 29–32.]
- [23] 杨世铭, 陶文铨. 传热学 [M]. 北京: 高等教育出版社, 2007. [Yang S M, Tao W Q. Heat transfer[M]. Beijing: Higher Education Press, 2007.]
- [24] 李玉星, 姚光镇. 输气管道工程与管理 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2009. [LI Y X, YAO G Z. Pipeline engineering and management[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2009.]
- [25] 李奎. 钢质天然气管道弯头壁厚设计 [J]. 油气储运, 2009, 28(11): 24–26+81+4. [LI K. Wall Thickness Design of elbow for steel pipeline of natural gas[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2009, 28(11): 24–26+81+4.]
- [26] 刘自亮, 熊思江, 郑津洋, 等. 氢气管道与天然气管道的对比分析 [J]. 压力容器, 2020, 37(02): 56–63. [LIU Z L, XIONG S J

- ZHENG J Y, et. al. Comparative analysis of hydrogen pipeline and natural gas pipeline [J]. Pressure Vessel Technology, 2020, 37(02): 56-63.]
- [27] 关振业. 天然气分输站场的设计研究 [J]. 石化技术, 2022, 29(03): 254-256. [GUAN Z Y. Design and research of natural gas off load station[J]. Petrochemical Technology, 2022, 29(03): 254-256.]
- [28] EV 100 C. China hydrogen energy industry development report 2020[R]. 2020.
- [29] 毛宗强. 将氢气输送给用户 [J]. 太阳能, 2007(4): 18-20. [MAO Z Q. Deliver hydrogen to users [J]. Solar energy, 2007(4): 18-20.]

(编辑 付娟娟)