

不同边界条件下掺氢对天然气管网运行工况的影响分析

张博, 梁永图*, 魏雪梅, 徐宁, 廖绮, 邱睿

中国石油大学(北京)城市油气输配技术北京市重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, yongtulang@126.com

收稿日期: 2023-03-03; 修回日期: 2023-10-09

中国石油大学(北京)克拉玛依校区科研启动基金: 基于可靠性的大型掺氢天然气管网高效运行优化, 项目编号: KL01JB20230008 和克拉玛依市科技计划基金: 掺氢天然气管道可靠供应与安全运行关键技术研究, 项目编号: 2024hjcxcrc0051 联合资助

摘要 氢气与天然气在物性参数上的差异会导致掺氢后管道及压缩机等水力元件的运行工况发生改变。目前, 多数关于掺氢对管网运行工况影响的研究仅针对特定的边界条件及管网结构, 研究的结果不具有普适性, 研究结论也不相一致。基于此, 本文建立了混合气体在管网系统中的流动仿真模型, 逐一研究了不同边界条件组合下, 掺氢之后管道沿线压力、流量、热值流量、水力坡降以及压缩机的进出站压力和压比等运行参数的理论变化规律。其中, 管道的边界条件包括管道节点的压力、体积流量、质量流量以及热流量 4 种; 压缩机的边界条件包括压力、转速以及压比 3 种控制条件。算例结果表明: 掺氢后管道运行工况的变化情况与边界条件直接相关。当压缩机采用定出口压力或定压比控制时, 管网工况参数与掺氢比之间有确定的关系, 如随着掺氢比的增大, 管道压力以一定的函数关系减小; 压缩机在采用定转速控制时, 管网工况参数的变化较为复杂, 如随着掺氢比的增大, 管道压力在某些情况下增加, 而在某些情况下又会减小, 需要针对具体场景进行分析。文章总结了不同边界条件下掺氢对天然气管网运行工况的普适影响, 研究结论适用于任意支状管网, 可为掺氢之后管网系统的运行调控提供理论指导。

关键词 天然气管道; 掺氢; 运行工况; 压缩机; 边界条件

中图分类号: TE832; U171

Analysis of the influence of hydrogen blending on the operation of natural gas pipeline network under different boundary conditions

ZHANG Bo, LIANG Yongtu, WEI Xuemei, XU Ning, LIAO Qi, QIU Rui

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

Received: 2023-03-03; Revised: 2023-10-09

Abstract The difference in physical parameters between hydrogen and natural gas will lead to changes in the operating conditions of the pipeline system after hydrogen blending. At present, most related studies only focused on specific boundary conditions and pipeline network structure. Therefore, the research results among them are not universal or consistent. To address this issue, this paper proposed a flow simulation model for mixed gas within the pipe network system. This model enables an in-

引用格式: 张博, 梁永图, 魏雪梅, 徐宁, 廖绮, 邱睿. 不同边界条件下掺氢对天然气管网运行工况的影响分析. 石油科学通报, 2024, 09(05): 808-818
ZHANG Bo, LIANG Yongtu, WEI Xuemei, XU Ning, LIAO Qi, QIU Rui. Analysis of the influence of hydrogen blending on the operation of natural gas pipeline network under different boundary conditions. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(05): 808-818. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.05.062

depth investigation into the theoretical changes of various operating parameters. Specifically, parameters such as pressure, flow, heat flow, hydraulic gradient along the pipeline, inlet and outlet pressure of the compressor, and pressure ratio are analysed under different combinations of boundaries. The boundary conditions of the pipeline are classified into four types: pressure, volume flow rate, mass flow rate, and heat flow rate at the pipeline nodes. Meanwhile, the boundary conditions of the compressor consist of three control conditions: pressure, rotational speed, and pressure ratio. The computational results obtained from the Shaanxi - Beijing Natural Gas Pipeline and the Se-Ning-Lan Natural Gas Pipeline clearly demonstrate that the changes in pipeline operation conditions after hydrogen doping are closely related to the boundary conditions. In cases where the compressor employs a fixed outlet pressure or fixed pressure ratio control method, a definite relationship can be observed between the operating parameters of the pipe network and the hydrogen blending ratio. For instance, as the hydrogen blending ratio increases, the pipeline pressure decreases following a specific function relationship. However, when the compressor adopts a fixed rotational speed control method, the variations in the operating parameters of the pipe network become more complex. As an example, with an increase in the hydrogen blending ratio, the pipeline pressure may increase in certain scenarios while decreasing in others, thereby necessitating analysis based on specific situations. This article comprehensively summarizes the universal influence of hydrogen blending on the operating conditions of the natural gas pipe network under diverse boundary conditions. The research conclusions hold true for any branched pipe network and possess significant value in providing theoretical guidance for the operation and control of the pipe network system after hydrogen blending. This is of great importance for ensuring the efficient and stable operation of the pipeline system in the context of hydrogen blending. It allows for a more accurate prediction and management of the system's performance, taking into account the various factors and boundary conditions that come into play.

Keywords natural gas pipeline; hydrogen blending; operation conditions; compressor station; boundary conditions

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.05.062

0 引言

在双碳愿景下,中国的能源供应与消费体系将从传统的化石能源向高效、低碳的能源加速转型。作为一种灵活高效、清洁零碳的二次能源,氢能在未来可再生新型能源系统中具有巨大的发展潜力^[1]。将氢气以一定的比例掺入现有的天然气管道进行输送,是当前实现氢气大规模、长距离、安全高效输送的重要途径^[2]。近年来,国内外针对掺氢之后天然气管道输送技术开展了一系列的研究,相关研究可以分为管材相容性^[3-4]、工艺适应性^[5-6]、安全完整性^[7-8]以及用氢稳定性^[9-10]共4个方面。其中,工艺适应性方面主要考虑掺氢后,混合气体的密度、热值、压缩性等参数的变化,构建掺氢天然气在管道及水力元件中的流动仿真模型,探究天然气管道、压缩机、燃气轮机以及计量设备的运行工况及状态参数随掺氢比的变化规律。

从目前的研究进展来看,多数研究的结果不具有普适性,研究得到的结论也不一致。这是因为大多数研究得到的结论仅仅针对其文章算例中的气体物性参数、管道拓扑结构以及运行边界条件。当天然气的物性发生变化(不同气田天然气的密度、热值等参数相差较大),管道(网)的连接方式发生变化或运行边界条件发生变化时,掺氢带来运行工况的变化规律可能截然不同。因此,在掺氢输送大规模应用之前,需对比、补充、拓展已有的研究结论,总结出具有普适性

的变化规律。

基于此,本文提出了不同边界条件下,掺氢对管道系统运行工况的影响规律研究。边界条件是指系统边界处的流动状态或相邻边界处流动状态之间的关系,这里将管道系统边界条件分为2类:一是管道边界条件(指管道起终点处压力、流量的控制模式),二是压缩机边界条件(指压缩机进出口处的压力、流量或转速等控制模式)。本文中,管道起点边界条件选取最常用的定压力控制模式,终点边界条件采用定压力、定流量以及定热值流量3种控制方式中的某一种;本文中压缩机采用定出口压力、定压比以及定转速3种控制方式中的某一种。最终,本文总结出不同边界组合下,掺氢之后管道沿线压力、流量、热值流量、水力坡降以及压缩机的进出站压力和压比等运行参数的理论变化规律。针对某些边界条件下,掺氢后运行工况理论变化规律难以判断的场景,分析了我国几条典型的长距离输气管道及典型气田的气体物性,总结了我国真实输气场景下的一般性变化规律。文章的研究结论可以为掺氢之后管网系统的运行调控提供理论指导。

1 掺氢对无压缩机管道的影响

对于不含压缩机的管道,无需考虑压缩机的控制方式及特性曲线,只需分析掺氢前后管道的水力变化情况即可。将氢气掺入天然气管道之后,混合气体的

热值、密度、可压缩性等参数均会发生变化,其中,热值和密度的变化幅度较大,而压缩因子和摩阻系数的变化幅度相对较小^[11]。使用计算精度高的BWRS方程计算混合气体的定压比热容和压缩因子。在工况温度在 293 K,压力在 5 MPa、7 MPa时、天然气掺氢比例在 24%,混合气体定压比热容、压缩因子相比未掺氢气体相对变化值均小于 10%,在天然气管道水力计算时可以忽略不计。因此,对于无压缩机的管道,在不同边界条件下,管道全线压力、流量以及热值流量的变化规律主要取决于混合气体的密度以及热值的变化情况。

$$P_Q^2 - P_Z^2 = \frac{\lambda Z \rho T L}{C_0^2 D^5 \rho_{\text{air}}} Q^2 \quad (1)$$

$$\Delta P = k \rho Q^2 \quad (2)$$

式(1)为管输水力方程式,式中, P_Q 和 P_Z 分别为管道的终点和起点压力,MPa; λ 为水力摩阻系数; Z 为压缩因子; ρ 为混合气体的密度, kg/m^3 ; T 为输送温度,K; L 为管道长度,km; C_0^2 为系数参数; D 为管径,m; ρ_{air} 为干空气的密度; Q 为流量, $10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[12]。管道压降取决于密度、温度、流量、管径等参数。为了

简化研究,设 $k = \lambda Z T L / C_0^2 D^5 \rho_{\text{air}}$, k 不随管道掺氢变化。式(2)为简化后的方程,式中, $\Delta P = P_Q^2 - P_Z^2$ 。表示管道压降(压力平方降)。

当管道定流量输送时,输气量不变,但混合气体密度降低。根据式(2),管道全线压降减小,压力升高。当管道定热值流量输送时,因氢气热值较低,故输气流量增大,但混合气体的密度降低,根据式(2),需判断密度与流量综合作用下管道的压降变化情况。设掺氢前管道压降为 $\Delta P = k \rho Q^2$,掺氢后管道压降为 $\Delta P' = k \rho' Q'^2$,掺氢后管输气体密度为 $\rho' = [\rho(1-\theta) + \rho_{\text{H}_2} \theta]$,式中: θ 为掺氢比; ρ_{H_2} 为氢气的密度。因为管道热值流量保持不变,因此掺氢后管流量为:

$$Q' = Q H_{\text{NG}} / [H_{\text{NG}}(1-\theta) + H_{\text{H}_2} \theta] \quad (3)$$

式中: H_{NG} 为天然气的热值, H_{H_2} 为氢气的热值。

$$F(\theta) = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = \left[\frac{H_{\text{NG}}}{H_{\text{NG}}(1-\theta) + H_{\text{H}_2} \theta} \right]^2 \frac{[\rho(1-\theta) + \rho_{\text{H}_2} \theta]}{\rho} \quad (4)$$

式(4)表示掺氢前后管道压降之比,该比值与掺氢比 θ ,天然气热值 H_{NG} ,氢气热值 H_{H_2} ,天然气密度 ρ 以及氢气密度 ρ_{H_2} 相关。天然气密度取值范围为 $0.65 \sim 1 \text{ kg}/\text{m}^3$,

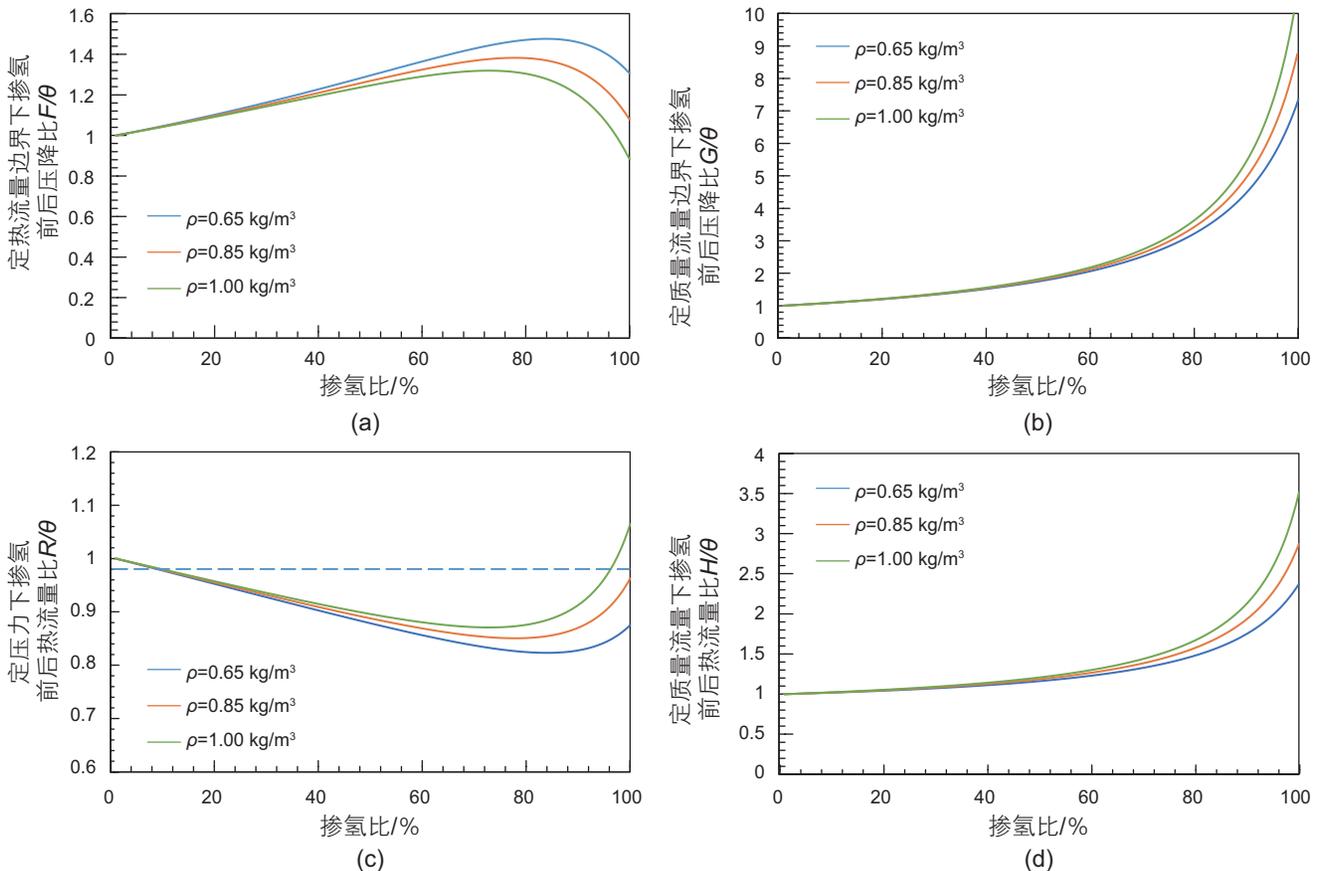


图1 不同边界下掺氢前后管段压降及热值流量比值图

Fig. 1 Pressure drop and calorific flow before and after hydrogen doping under different boundaries

不同密度取值下, $F(\theta)$ 的函数图像如图 1(a)所示。由图可知: (1)对于一般的掺氢管道, $F(\theta)>1$ 说明随着掺氢比的增大, 输送相同的热流量所需的管道压降逐渐增大, 起点定压的前提下, 全线压力降低。(2)当掺氢比例较高时(不同密度下大于 71%~82%), 掺氢比的增大会导致管道压降逐渐减少, 但 $F(\theta)$ 仍大于 1, 因此相比于未掺氢时, 全线压力仍降低。(3)当天然气密度和掺氢比均较大时, 如密度为 1 kg/m^3 , 掺氢比大于 96%时(接近于纯氢管道), $F(\theta)<1$, 此时输送相同的热流量所需的管道压降比未掺氢时小, 全线压力升高。因此, 一般情况下, 对于掺氢管道均可认为掺氢降低管道沿线压力。同理, 可推出定质量流量输送时, 掺氢后管线所需压降同掺氢前的比值函数为:

$$G(\theta) = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = \frac{\rho}{\rho(1-\theta) + \rho_{\text{H}_2}\theta} \quad (5)$$

$G(\theta)$ 的函数图像如图 1(b)所示。由图可知: (1)随着掺氢比的增大, 输送相同的质量流量所需的管道压降逐渐增大。(2)混合气体的密度越大, 管道压降越大。

当管道定压力输送时, 随着掺氢比的增大, 全线输气流量增大, 但混合气体的热值降低, 根据式 $HF=QH$ (式中, HF 为热值流量), 需判断定压力输送时管道的热值流量变化情况。设掺氢前管道压降为 $\Delta P=k\rho Q^2$, 掺氢后管道压降为 $\Delta P'=k\rho'Q'^2$, 因为管道压降保持不变, 因此掺氢前后: $k\rho Q^2=k\rho'Q'^2=k(\rho(1-\theta)+\rho_{\text{H}_2}\theta)Q'^2$ 。设掺氢前热值流量: $HF=QH_{\text{NG}}$, 掺氢后热值流量: $HF'=Q'(H_{\text{NG}}(1-\theta)+H_{\text{H}_2}\theta)$ 。则掺氢前后热值流量之比为:

$$R(\theta) = \frac{HF'}{HF} = \frac{\sqrt{\rho}[H_{\text{NG}}(1-\theta)+H_{\text{H}_2}\theta]}{H_{\text{NG}}\sqrt{\rho(1-\theta)+\rho_{\text{H}_2}\theta}} \quad (6)$$

不同密度取值下, $R(\theta)$ 的函数图像如图 1(c)所示。由图可知: (1)对于一般的掺氢管道, $R(\theta)<1$ 说明随着掺氢比的增大, 相同压降输送的管道热流量逐渐减少。(2)当掺氢比例较高时(一般大于 75%), 掺氢比的增大会导致管道热值流量逐渐增加, 但 $R(\theta)$ 仍小于 1, 因

此相比于未掺氢时, 全线热值流量仍降低。(3)当天然气密度较高, 掺氢比较大时, 如密度为 1 kg/m^3 , 掺氢比大于 96%时(接近于纯氢管道), $R(\theta)>1$, 此时, 掺氢会导致相同压降输送的管道热流量升高。因此, 一般情况下, 对于掺氢管道均可认为掺氢降低管道热流量。同理, 可推出定质量流量输送时, 掺氢后全线热值流量同掺氢前的比值函数为:

$$H(\theta) = \frac{HF'}{HF} = \frac{\rho_{\text{NG}}(H_{\text{NG}}(1-\theta)+H_{\text{H}_2}\theta)}{H_{\text{NG}}(\rho_{\text{NG}}(1-\theta)+\rho_{\text{H}_2}\theta)} \quad (7)$$

$H(\theta)$ 的函数图像如图 1(d)所示。由图可知: (1)随着掺氢比的增大, 输送相同的质量流量时管输热值流量逐渐增大。(2)混合气体的密度越大, 热值流量增大的幅度越大。

不同边界条件下, 掺氢之后的管道运行变化情况如表 1 所示。该表得到的结论适用于任意参数的管道。

2 掺氢对含压缩机管道的影响

对于含压缩机的管道而言, 除了要分析管道的水力变化情况之外, 还需进一步耦合分析压缩机不同的控制模式以及特性曲线对掺氢的影响。压缩机作为一种活性水力元件, 在运行时多种控制模式可供选择, 如定进口压力、定出口压力、定转速、定压比、定流量、定效率、定功率等, 本文选取定出口压力、定压比以及定转速 3 种常用的控制模式作为压缩机的边界条件来分析掺氢对管道以及压缩机的影响。

不同转速下压缩机的特性曲线如图 2 所示(图示压缩机特性曲线在后文的算例中会用到), 每条曲线表征压缩功或能头与进口流量之间的关系。采用变转速二次拟合法表征压缩机的特性曲线是工程中常用的一种方法^[13]。同时, 在分析同转速下压缩功的变化时, 需要根据压缩机的入口压力 p , 入口温度 T 以及标准流量 Q 换算成入口条件下的工况流量 Q^{in} 。

$$Q^{\text{in}} = p_0 T Z Q / p T_0 \quad (8)$$

表 1 掺氢之后的管道运行变化情况(无压缩机)

Table 1 Change of pipeline operation after hydrogen mixing (without compressor)

管道终点边界	全线压力	全线流量	全线热值流量
定流量	升高	不变	降低
定热值流量	降低*	升高	不变
定压力	不变	升高	降低*
定质量流量	降低	升高	增加

注: *表示管道掺氢比大于 96%时, 管道运行朝着与表中相反的方向变化。但一般情况下, 变化规律如表 1 所示。

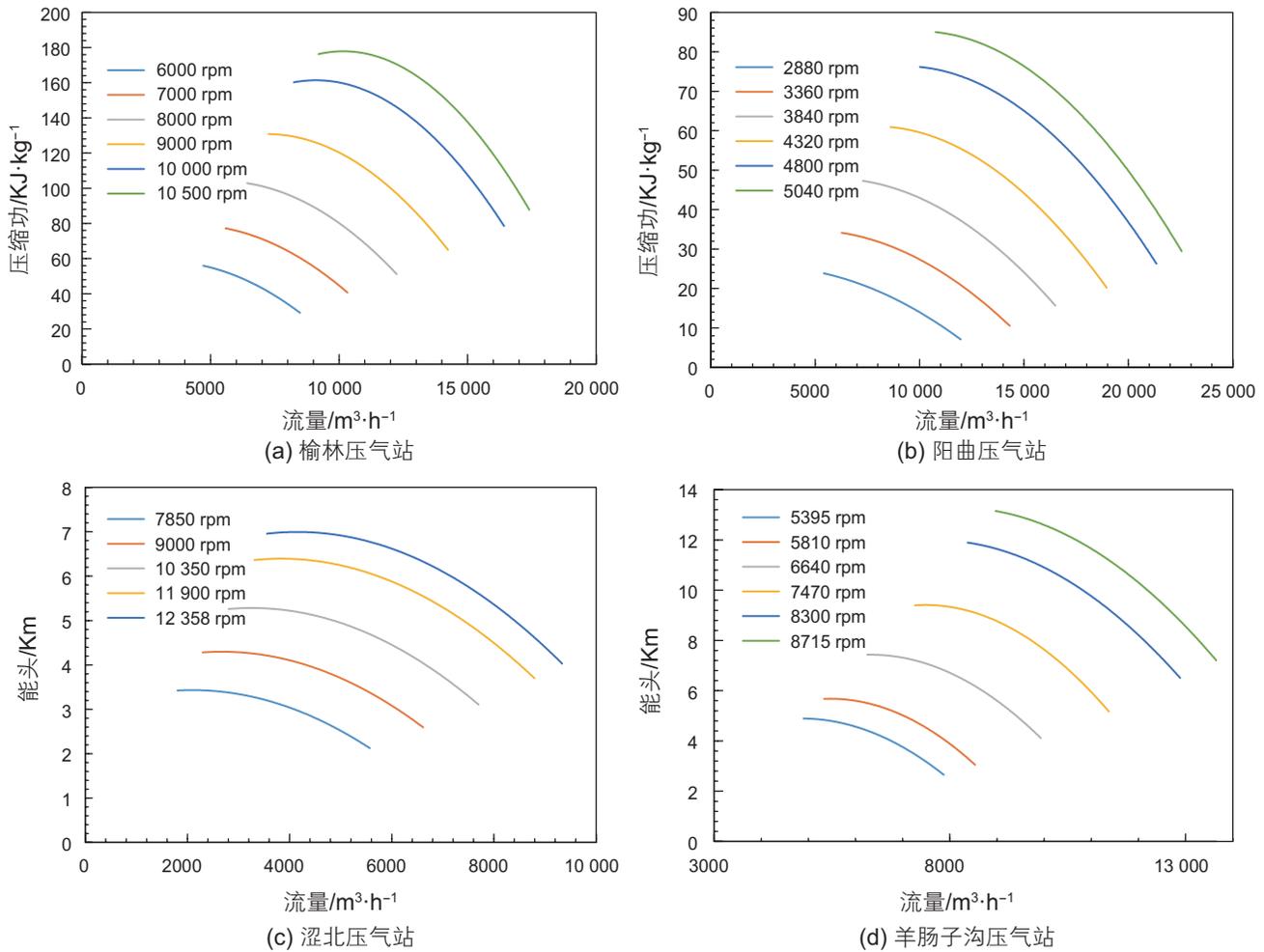


图2 部分站场压缩机特性曲线图

Fig. 2 Compressor characteristic curve of some stations

$$h = (a_0 n^2 + a_1 n + a_2) (Q^{\text{in}})^2 + (b_0 n^2 + b_1 n + b_2) Q^{\text{in}} + c_0 n^2 + c_1 n + c_2 \quad (9)$$

$$h = a - b(Q^{\text{in}})^2 \quad (10)$$

式(8)中, Q^{in} 为入口条件下的工况流量; Q 为标准流量; P_0 , T_0 分别为工程标准压力与标准温度; 式(9)表示变转速下压缩机的特性曲线, 其中, h 为压缩功, kJ/kg或m; a_0 , a_1 , a_2 , b_0 , b_1 , b_2 , c_0 , c_1 , c_2 , 表示变转速下的系数; n 表示转速, rpm; 式(10)表示固定转速下压缩机的特性曲线, 其中, a , b 表示固定转速下的系数。

需要注意的是压缩机的特性曲线是指在一定输送介质与进气状态下(进口压力、温度), 压缩机性能参数和进口流量之间的函数曲线。在压缩机入口条件变化及输送介质变化时, 需要进行压缩机特性曲线的换算。如文献^[14]指出, 某长输管道首站配置GE某型号离心压缩机, 其特性曲线在入口压力 3.9 MPa、入

口温度 45 °C 的实验工况下测得, 某日压缩机入口条件为入口压力 4.02 MPa, 入口温度 2.7 °C, 实测压比、转速与理论值的误差分别为 25.36%、19.67%; 文献^[15]指出: 某压缩机控制压比为 1.13、转速为 5500 r/min时, 与输送纯天然气时相比, 天然气掺氢比分别为 10%、20%、30%时, 压缩机入口标准体积流量分别降低了 13%、26%、42%。因此, 在探究不同边界条件下, 掺氢对管网运行工况的影响时必须考虑介质对压缩机特性曲线的影响。

压缩机特性曲线的换算主要有 3 种方法, 第 1 种方法是依据压缩功不变原理换算其它物理量^[16], 假设同一台压缩机压缩 2 种气体, 如果转速相同, 则 $H-Q$ 曲线基本相同, 再根据压缩功与压比、相对分子质量等参数之间的函数关系确定其它量的变化情况; 第 2 种方法依据压缩过程几何相似、动力相似、热力相似理论进行换算, 具体包括特征马赫数不等, 气体绝热指数相等的换算以及特征马赫数不等, 气体绝热指数不

等的换算^[17], 经计算得天然气混氢比小于 30% 时, 其绝热指数变化较小, 不超过 0.28%。因此, 当混氢比小于 30% 时, 可忽略气体绝热指数的变化, 采用绝热指数相等, 特征马赫数不等的近似相似换算^[18]; 第 3 种方法是基于实测(实验)数据, 完成特定条件下特性曲线的拟合、补全, 这种方法可以确定理论换算不能考虑的沉积、结垢, 内部密封效果恶化等因素, 具有较好的工程应用前景^[19]。在工程误差范围内, 本文采用第 1 种换算方法, 即同一台压缩机在进口体积流量及压缩机转速不变的前提下, 其单位流量的压缩功保持不变, 再根据压缩功与压比、相对分子质量等参数之间的函数关系确定其它量的变化情况。

$$\varepsilon = \left[\frac{hgM}{ZRT} \frac{k-1}{k} + 1 \right]^{\frac{k}{k-1}} \quad (11)$$

$$\varepsilon = \alpha \lambda \cdot h \cdot M \quad (12)$$

式(11)表示压比与压缩功、相对分子质量等参数之间的函数关系, 其中: ε 为压比, h 为压缩机的压缩功, m ; Z 为压缩因子, R 为通用气体常数, 8.314 k J/(kmol·K); M 为相对分子质量, g/mol; k 为气体绝热指数。为方便研究, 将不随掺氢而变化的参数简化为一个新的参数 λ , 式(12)表明, 压比正比于压缩功与相对分子质量的乘积。

不同边界条件下(压缩机边界指压缩机的控制方式, 包含定出口压力、定压比以及定转速 3 种; 管道边界指分输点的控制方式, 包含定压力、定流量、定热值流量 3 种), 掺氢之后全线流量、站前压力、进站压力、出站压力、压比、站后压力以及水力坡降的变化情况如表 2 所示。

2.1 压缩机定出口压力或压比

在压缩机边界采用定出口压力或定压比控制时, 无论管道边界采用何种控制方式, 掺氢后全线的运行参数变化规律均较易分析。本文采用图 3 所示的简单算例, 验证了掺氢后运行参数变化规律。图示算例由 8 个节点组成, 其中, N1 为气源点, N4、N7、N8 为分输点。管道长度从左至右, 从上至下分别为 38、25、11、11、25 以及 20 km, 管径均为 460 mm。

在压缩机定压力或定压比控制时, 可根据管流程, 压缩机出口压力(定出压控制)以及压缩机压比(定压比控制)来判断掺氢前后管道及压缩机的运行工况变化情况, 因为定压力及定压比控制时不涉及到压缩机的特性曲线, 变化规律较易分析, 图 4 展示了不同管道边界下, 压缩机定压力及定压比控制时节点压力及流量随掺氢比的变化情况, 其中(a)、(b)、(c)图分别表示压缩机固定出口压力时, 不同掺氢比下, 定流量分输时全线压力变化, 定热值流量分输时全线压力变化以及定压力分输时全线流量变化情况。(d)、(e)、(f)图分别表示压缩机固定压比时, 相应的运行参数变化。

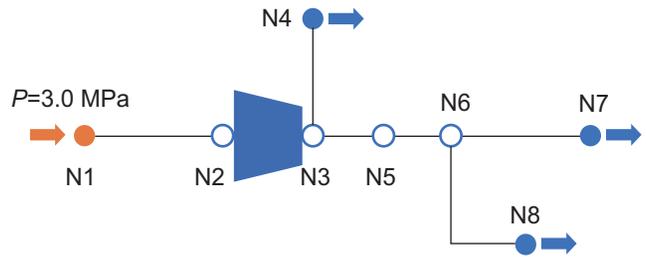


图 3 管道结构示意图
Fig. 3 Pipeline structure diagram

表 2 掺氢之后的管道运行变化情况(含压缩机)

Table 2 Change of pipeline operation after hydrogen addition (including compressor)

压缩机边界点	管道边界点	全线流量	站前管线压力	进站压力	出站压力	压比	站后管线压力	水力坡降
定出口压力	定压力	增加	不变	不变	不变	不变	不变	不变
	定流量	不变	增加	增加	不变	降低	增加	降低
	定热值流量	增加	降低	降低	不变	增加	降低	增大
定压比	定压力	增加	不变	不变	不变	不变	不变	不变
	定流量	不变	增加	增加	增加	不变	增加	降低
	定热值流量	增加	降低	降低	降低	不变	降低	增大
定转速	定压力	不一定	增加	增加	降低	降低	降低	降低
	定流量	不变	增加	增加	不一定	降低*	不一定	降低
	定热值流量	增加	降低	降低	降低	降低	降低	增大

注: * 在压缩机采用定转速控制时, 若管道边界采用定压力或定流量分输, 则掺氢后管道运行参数的变化规律较为复杂, 本文以我国几条长输管道及压气站为例, 分析了不同可能出现的场景, 并总结了一般性的规律。

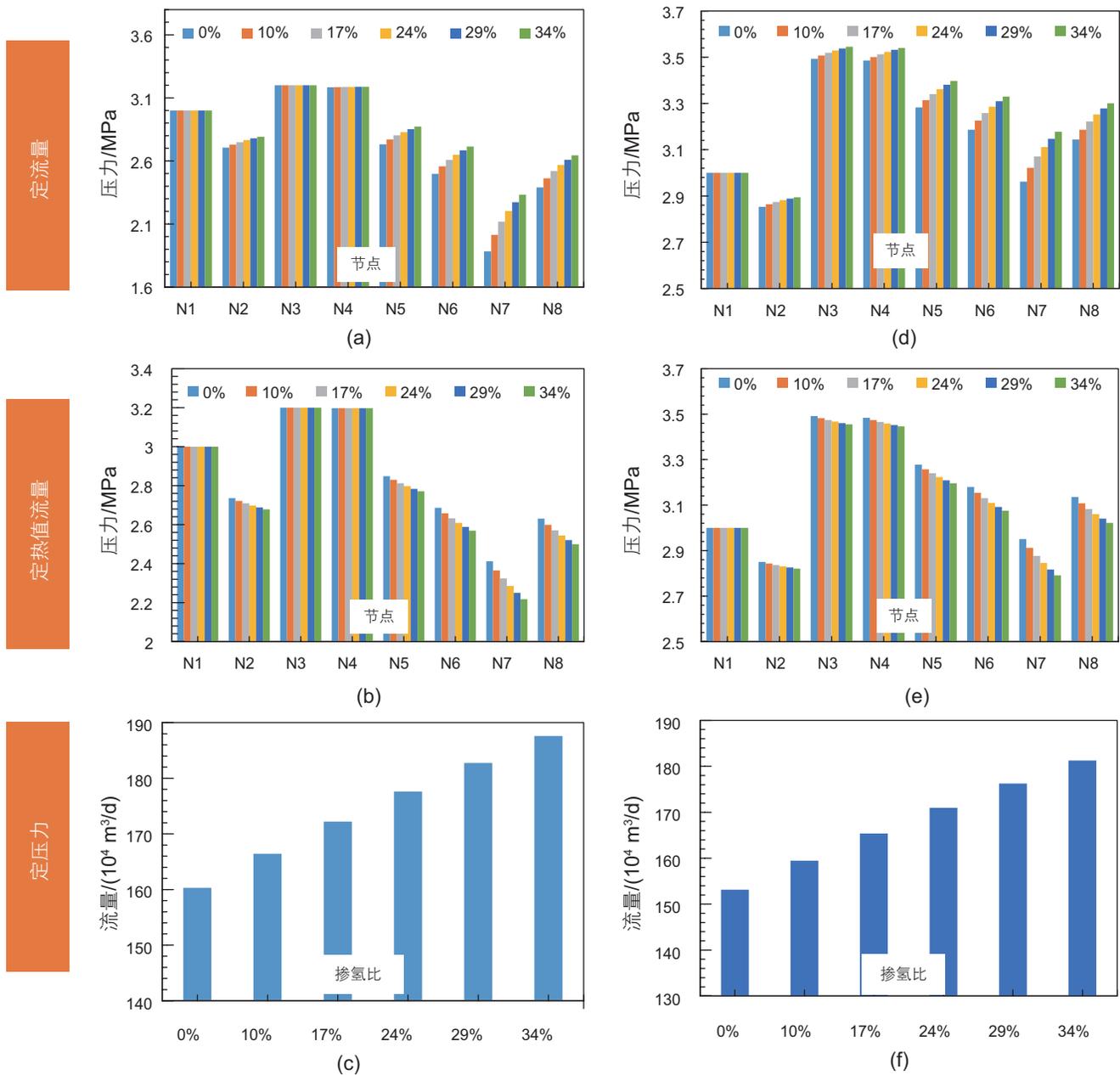


图4 压缩机定出口压力和压比下掺氢前后节点压力及流量变化图

Fig. 4 Node pressure and flow rate before and after hydrogen blending under constant outlet pressure and pressure ratio of compressor

由图4(a)可知:在压缩机定出口压力控制,末站定流分输的场景下:当掺氢比为10%、17%、24%、29%以及34%时,全线压力均较未掺氢有所上升,其中末站N8分别上升了3.0%、5.4%、7.4%、9.2%以及9.8%(a图);在末站定热值流分输的场景下:全线压力均有所下降,其中末站N8分别下降了1.2%、2.3%、3.3%、4.2%、5.0%以及5.2%(b图);在末站定压力分输的场景下:全线压力保持不变,流量上升了3.8%、7.4%、10.8%、14.0%以及17.0%(c图)。当管道结构及输送计划发生改变时,掺氢带来的变化规律与图3所

示管道保持不变。以分输点定热值流量分输为例(图b的边界条件):因氢气体积热值较低,故掺氢后输送流量增大,根据第一节分析结果,水力坡降增大,所以压气站站前压力降低,出口压力不变,压比增加,同理可得站后压力降低。其它管道边界条件下的分析同理。当压缩机定压比控制,定流量分输时全线压力变化(d),定热值流量分输时全线压力变化(e),定压力分输时全线流量变化(f),分析逻辑同上,得到的结论如表2所示。

2.2 压缩机定转速

在压缩机采用定转速控制时，需要依据输送介质的变化换算压缩机特性曲线，并耦合换算后的特性曲线与管道水力来探究掺氢对压缩机及管道运行的影响。本节分3部分分别讨论分输点在定热值流量分输、定压力分输以及定流量分输时管网参数的变化情况。

1) 管道定热值流量输送

管道边界定热值流量输送时，根据第一节的研究结果，水力坡降及输气流量均增大，因此压气站站前压力降低，压缩机进口体积流量增大，根据式(9)得同转速下压缩功减少。同时，气体相对分子质量减少，根据(11)得压比减少，故出站压力及站后压力均降低。图5展示了管道边界定热值流量输送时，不同掺氢比

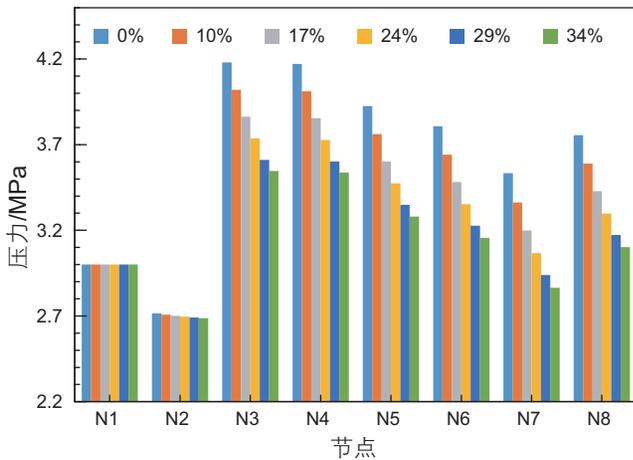


图5 定热值流量输送下掺氢前后N8节点压力变化图
Fig. 5 Pressure change of N8 before and after hydrogen blending under constant calorific flow

下全线压力变化情况。由图5可知：当管道边界定热值流量输送时，在掺氢比为10%、17%、24%、29%以及34%时，全线压力均有所降低，其中末站N8分别降低了15.1%、24.1%、30.2%、34.4%以及37.7%。

2) 管道边界定压力输送

管道边界定压力输送时，全线流量可能增大也可能减少，具体的分析方法可以采用作图法(见图6)。图中，蓝色的曲线表示压缩机特性曲线，可用函数 $f(Q)=Ap_s^2 - BQ^2$ 表示。式中， A 、 B 表示压缩机的特征参数， P_s 表示管道起点压力， Q 表示流量，随着掺氢比的增大，由式(11)可得因混合气体的相对分子质量的降低，压比及出口压力均降低，因此压缩机的特性曲线向下移动。橙色的曲线表示管路特性曲线，可用函数 $g(Q)=p_e^2 + kQ^2$ ，式中， P_e 表示管道终点压力， k 表示管路特性参数，随着掺氢比的增大，由式(1)可得因混合气体的密度的降低，管路特性曲线也向下移动。综上可得，掺氢之后，压缩机特性曲线与管路特性曲线均不断下移(斜率降低)，因此两曲线的交点可能位于原交点的左下方(图a)，也可能位于右下方(图b)，即流量可能增大也可能减少。

定压力输送时，掺氢之后流量减小的场景可参考文献^[20]，文献指出：随着掺混氢气百分比从0增加到30%，研究算例的平衡操作点向左下方移动，平衡状态下的压力和流量下降了6%和10%。掺氢之后流量增大的场景可参考文献^[21]，文献指出：随着掺氢比的增加，离心式压缩机特性曲线和管道特性曲线均下移，平衡工作点向高流量、低压力方向移动。此边界条件下，无论流量如何变化，管道的水力坡降一定降低。该结论可采用反证法证明：若水力坡降增大，则流量

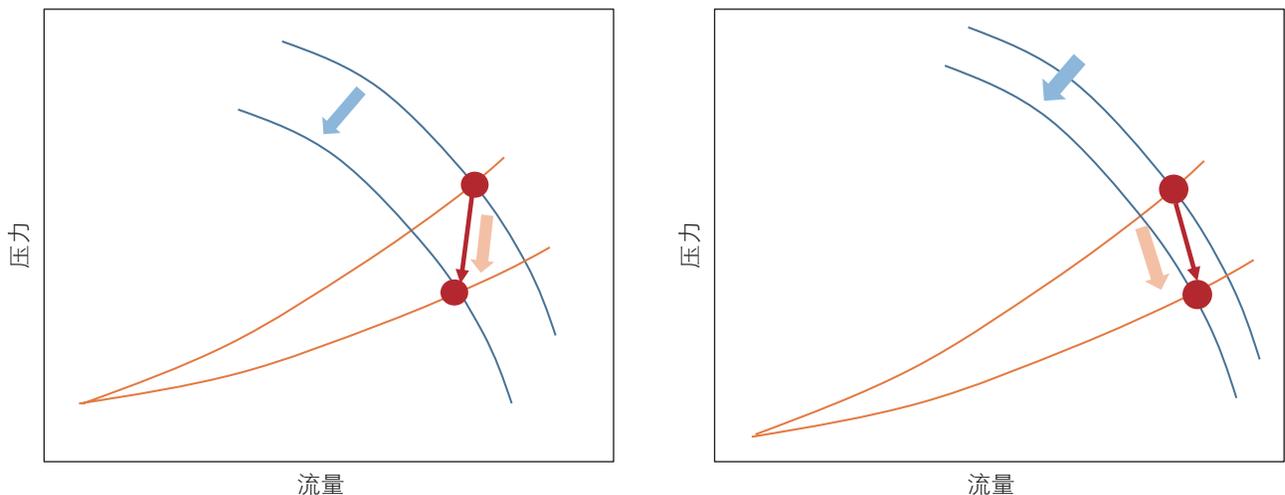


图6 管道及压缩机特性曲线图
Fig. 6 Characteristic curve of pipeline and compressor

增大,压缩机进站压力降低,压缩机进口工况流量增大,根据式(9)相同转速下压缩功减少,气体相对分析质量减少,根据式(11)得压比减少,故出站压力降低,由于水力坡降增大,故后续管道会有更大程度的压力下降,与管道边界点定压力控制不符,因此水力坡降一定降低。此时压缩机进站压力增大,出站压力降低,压比及站后管线压力均降低(见表2)。

3)管道边界定流量输送

管道边界定流量分输时,水力坡降减少,故压缩机站前管线压力及进站压力一定增加。同时,压缩机进口的工况体积流量减少,根据式(9)同转速下压缩功增加,但因气体相对分析质量减少,根据式(10)得压比的增减情况不定,因此压缩机的出站压力及压比理论上可能增加也可能降低。本文分析了我国部分输气管道干线及压气站在掺氢之后的变化规律,结果表明:一般情况下,掺氢会导致压缩机压比降低。

表3展示了陕京二线榆林压气站、阳曲压气站^[22],

涩宁兰管线涩北压气站、羊肠子沟压气站^[23]以及ZY管线M压气站^[22]在掺氢之后的运行变化情况,其中,榆林压气站和阳曲压气站还分析了高输量下2台压缩机并联以及低输量下一台压缩机运行的情况。算例中,管道的起点压力、管输流量以及压缩机的转速保持不变,计算了不同掺氢比下压缩机压比及出口压力的变化情况。表中,压比的变化幅度一列展示了10%、17%以及24%的掺氢比下,压缩机压比相较于未掺氢的变化幅度,可见随着掺氢比的增大,压气站的压比一般均呈现下降的趋势。

需要说明的一点是:即使出站压力可能降低,但是因为水力坡降小,所以随着输送距离的增加,有可能站后管线某处的压力相较于未掺氢的情况又会上升。如在掺氢比为10%、17%以及24%时,压缩机的出口压力(N3)下降了1.4%、2.9%以及3.8%;但是随着输送距离的增加,N7的压力相比于未掺氢时上升了1.2%、1.7%以及2.7%。

表3 掺氢对我国部分长输管道的工况影响(模拟工况)

Table 3 Influence of hydrogen doping on the operating conditions of some long-distance pipelines in China

管线	压气站	输气量/ 10 ⁴ m ³ /d	起点压力/MPa	压缩机转速/rpm	压缩机型号	压比变幅/%	压力变幅/%
1	陕京二线 榆林	1923	4.5	8900	RY3403	-5.2; -9.5; -13.0	-4.2; -7.7; -10.7
2	陕京二线 榆林	1457	4.5	8900	RY3403	-1.3; -2.6; -3.8	-0.8; -1.6; -2.4
3	陕京二线 阳曲	3526	9.5	4800	DY402	-2.4; -4.8; -7.1	4.1; 6.6; 8.0
4	陕京二线 阳曲	2500	9.5	4800	DY402	0.1; -0.5; -1.3	3.4; 5.6; 7.0
5	涩宁兰 羊肠子沟	745	5.29	7900	RV050/04	-4.1; -7.5; -10.4	-2.4; -4.6; -6.4
6*	ZY管线 M站	1850	8	6100	PCL802	-3.0; -5.5; -7.5	-3.0; -5.5; -7.5
7*	涩宁兰 涩北	1890	4.2	11900	RV050/02	-1.5; -2.8; -3.9	-1.5; -2.8; -3.9

注: *表示首站即为压气站的情况(算例1、3为两台压缩机并联;算例2、4为一台压缩机;算例5为一台压缩机)

3 结论及建议

考虑掺氢输送引起的物性参数的变化,建立了掺氢天然气在支状管网及压缩机等水力元件中的流动仿真模型,逐一研究了不同边界组合下,掺氢对管道系统运行参数的影响规律。针对无压缩机的管道,建立了不同管道边界条件下,掺氢前后管道水力坡降及热

值流量之比的判别函数,得到了掺氢后全线压力、流量、热值流量等参数的理论变化规律。针对含压缩机的管道,耦合分析压缩机不同的控制模式以及特性曲线对掺氢的影响,逐一研究了不同管道、压缩机边界组合下,沿线压力、流量、热值流量、水力坡降以及压缩机的进出站压力和压比等运行参数的变化情况。以陕京二线、涩宁兰管线为例,分析了同一种控制模式下可能出现的不同场景。文章的结论可为掺氢之后

管网系统的运行调控提供理论指导。但本文仅仅考虑了支状管网,对于环状管网及多种压缩机串并连接方式下的适用性不足,后续可拓展相关研究。

参考文献

- [1] 黄维和, 宫敬, 王军. 碳中和愿景下油气储运学科的任务[J]. 油气储运, 2022, 41(06): 607–613. [HUANG W H, GONG J, WANG J. Tasks of oil & gas storage and transportation discipline under the vision of carbon neutrality[J]. Oil & gas storage and transportation, 2022, 41(06): 607–613.]
- [2] 李敬法, 苏越, 张衡, 等. 掺氢天然气管道输送研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(04): 137–152. [LI J F, SU Y, ZHANG H, et al. Research progresses on pipeline transportation of hydrogen-blended natural gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(04): 137–152.]
- [3] Martin M L, Connolly M, Buck Z N, et al. Evaluating a natural gas pipeline steel for blended hydrogen service[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, 101: 104529.
- [4] 李玉星, 张睿, 刘翠伟, 等. 掺氢天然气管道典型管线钢氢脆行为[J]. 油气储运, 2022, 41(06): 732–742. [LI Y X, ZHANG R, LIU C W, et al. Hydrogen embrittlement behavior of typical hydrogen-blended natural gas pipeline steel[J]. Oil & gas storage and transportation, 2022, 41(06): 732–742.]
- [5] 崔兆雪, 田磊, 段鹏飞, 等. 掺氢天然气管道输送工艺特性[J]. 石油化工高等学校学报, 2021, 34(06): 81–88. [CUI Z X, TIAN L, DUAN P F, et al. Process Characteristics of Hydrogen Blend Natural Gas Pipeline Transportation[J]. JOURNAL OF PETROCHEMICAL UNIVERSITIES, 2021, 34(06): 81–88.]
- [6] ZHOU D, WANG C, YAN S Y, et al. Dynamic modeling and characteristic analysis of natural gas network with hydrogen injections[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022.
- [7] CHEN Z F, CHU W P, WANG H J, et al. Structural integrity assessment of hydrogen-mixed natural gas pipelines based on a new multi-parameter failure criterion[J]. Ocean Engineering, 2022, 247: 110731.
- [8] 刘翠伟, 裴业斌, 韩辉, 等. 氢能产业链及储运技术研究现状与发展趋势[J]. 油气储运, 2022, 41(05): 498–514. [LIU C W, PEI Y B, HAN H, et al. Research status and development trend of hydrogen energy industry chain and the storage and transportation technologies[J]. Oil & gas storage and transportation, 2022, 41(06): 607–613.]
- [9] 吴嫦. 天然气掺混氢气使用的可行性研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2018. [WU C. Feasibility study on Blending hydrogen into Natural gas Distribution Networks[D]. Chongqing: Chongqing University, 2018.]
- [10] XIE Y T, QIN C K, CHEN Z G, et al. The impact of hydrogen addition to natural gas on flame stability[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022.
- [11] TABKHI F, AZZARO P C, PIBOULEAU L, et al. A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(21): 6222–6231.
- [12] 沈孝凤. 输气干线管网瞬态模拟仿真与优化技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010. [SHEN X F. Studies on Transient Simulation and Optimization Technology for Trunk Gas Network[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2010.]
- [13] 曹志柱, 刘安, 宇波, 等. 天然气管道典型离心压缩机性能预测研究[J]. 北京石油化工学院学报, 2018, 26(03): 14–20. [CAO Z Z, LIU A, YU B, et al. Study on Performance Prediction of Centrifugal Natural Gas Compressors[J]. Journal of Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2018, 26(03): 14–20.]
- [14] 李晓平, 卓铭浩, 吕勃蓬, 等. 离心压缩机性能换算软件的开发与应用[J]. 油气储运, 2013, 32(08): 824–828. [LI X P, ZHUO M H, LU P B, et al. Development and application of performance conversion software for centrifugal compressor[J]. Oil & gas storage and transportation, 2013, 32(08): 824–828.]
- [15] 朱建鲁, 周慧, 李玉星, 等. 掺氢天然气输送管道设计动态模拟[J]. 天然气工业, 2021, 41(11): 132–142. [ZHU J L, ZHOU H, LI Y X, et al. Dynamic simulation of hydrogen blending natural gas transportation pipeline design[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 132–142.]
- [16] 姬忠礼, 邓志安, 赵会军, 等. 泵和压缩机[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 119–127. [JI Z L, DENG Z A, ZHAO H J, et al. Pump and Compressor[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 119–127.]
- [17] 王玉叶. 基于压缩机实测特性的输气管道优化与软件开发[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016. [WANG Y Y. Development of the Software for Optimizing the Natural Gas Pipeline Operation Based on the Measured Characteristic of Compressor[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.]
- [18] 王玮, 王秋岩, 邓海全, 等. 天然气管道输送混氢天然气的可行性[J]. 天然气工业, 2020, 40(03): 130–136. [WANG W, WANG Q Y, DENG H Q, et al. Feasibility analysis on the transportation of hydrogen–natural gas mixtures in natural gas pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(03): 130–136.]
- [19] 王菲玺. 基于现场数据的压缩机特性与输气管网优化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019. WANG F X. Research on

- Compressor Characteristics Based on Field Data and Gas Pipeline Network Optimization[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [20] 周静. 天然气管线掺混氢气的特性分析[D]. 辽宁: 辽宁石油化工大学, 2020. [ZHOU J. Characteristic Analysis of Mixing Hydrogen in Natural Gas Pipeline[D]. Liaoning: Liaoning Petrochemical University, 2020]
- [21] 张衡. 掺氢天然气管输水热力特性及管材力学性能数值模拟研究[D]. 北京: 北京石油化工学院, 2021. [ZHANG H. Numerical simulation of thermodynamic characteristics and mechanical properties of hydrogen doped natural gas pipeline[D]. Beijing: Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2021.]
- [22] 王丽燕. 天然气管道离心压缩机的特性计算研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018. [WANG L Y. Study on Calculation of Characteristics of Centrifugal Compressors for Natural Gas Pipeline[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.]
- [23] 王宁. 长距离输气管道运行优化研究[D]. 兰州交通大学, 2019. [WANG N. Study on operation optimization of long-distance gas transmission pipeline[D]. Lanzhou: Lanzhou Jiaotong University, 2019.]

(编辑 马桂霞)