

引文: 周大可, 杨嘉, 刘伟, 等. 中国中长期天然气干线管网规划布局方法[J]. 油气储运, 2025, 44(3): 301–310.

ZHOU Dake, YANG Jia, LIU Wei, et al. The methodology for medium- and long-term planning of natural gas trunk pipeline network in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2025, 44(3): 301–310.

中国中长期天然气干线管网规划布局方法

周大可 杨嘉 刘伟 周美领 陈希 张峰 张也 赵洋

国家管网集团工程技术创新有限公司

摘要:【目的】“双碳”目标下,中国天然气需求在 2040 年前仍将保持较快增长速度,天然气管网规模将进一步扩大。以往天然气管网规划布局侧重局部资源与市场点对点匹配,对于全国市场需求分布与资源统筹优化配置考虑不足,难以适应“全国一张网”背景下的天然气管网规划、建设与运营,因此需建立科学、系统的方法体系,为“十五·五”与远期天然气干线管网规划布局提供参考。【方法】基于全国资源市场空间分布与已建天然气干线管网布局特征,构建“区域+通道”模式的干线管网简化模型;建立以最小周转量为优化目标,以管输能力为约束的流向流量分析方法,采用 GLPK(GNU Linear Programming Kit)求解器求解各通道负荷率,基于 $N-1$ 原则提出各通道负荷率上限并识别通道瓶颈;结合通道瓶颈提出多个可行的规划布局方案,建立由建设投资等因素构成的综合评价指标体系,以综合成本最低为导向确定最优规划布局方案。【结果】基于 2040 年天然气供需预测数据开展流向流量分析,识别出已建天然气干线管网主要存在 4 个瓶颈,提出 3 种可行的规划布局方案,通过综合比选确定未来中国需要在 I、III、VI、VIII 等通道进行规划布局。【结论】通过建立“区域+通道”模式的干线管网简化模型能够聚焦天然气资源配置核心问题,为优化管网输送方案提供支撑;构建基于 $N-1$ 原则的瓶颈识别准则与以综合成本为导向的综合比选方法为规划布局提供了主要依据,进而建立了一套科学、系统的天然气管网规划布局方法体系。该体系能够实现在保障国家能源安全与民生用气需求的前提下,发挥有效投资的关键作用,降低管网运行能耗,为中长期天然气干线管网规划与建设决策提供参考。(图 2,表 5,参 23)

关键词: 天然气; 干线管网; 拓扑模型; 流向流量; 瓶颈分析; 综合评价; 规划布局

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2025)03-0301-10

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2025.03.006

The methodology for medium- and long-term planning of natural gas trunk pipeline network in China

ZHOU Dake, YANG Jia, LIU Wei, ZHOU Meiling, CHEN Xi, ZHANG Feng, ZHANG Ye, ZHAO Yang

PipeChina Engineering Technology Innovation Co., Ltd.

Abstract: [Objective] In light of the “carbon peaking and carbon neutrality” goals, China’s natural gas demand is expected to grow rapidly until 2040, necessitating an expansion of the natural gas pipeline network. Traditionally, the layout of natural gas pipeline network has focused on point-to-point local matching between resources and markets, neglecting the distribution of national market demand and overall resource allocation optimization. This approach is inadequate for the planning, construction, and operation of “one pipeline network nationwide”. Therefore, a scientific and systematic methodology must be established to guide the planning and layout of the natural gas trunk pipeline network during the “15th Five-Year Plan” period and beyond. [Methods] A simplified “zone + channel” model of the trunk pipeline network was developed based on the spatial distribution of national resource markets and the characteristics of the existing natural gas trunk pipeline network. A flow direction and volume analysis method was established, taking the minimum turnover as the optimization objective and the pipeline throughput as the constraint. The GNU Linear Programming Kit (GLPK) solver was employed to calculate the load rate of each channel. Utilizing the principle of $N-1$, the maximum load rate for each channel was established, enabling the identification of bottlenecks. Based on these bottlenecks, several feasible planning and layout schemes were proposed. A comprehensive evaluation index

system, incorporating construction investment, operational energy consumption, and other factors, was developed to determine the optimal planning and layout scheme based on minimizing overall costs. **[Results]** Based on the projected natural gas supply and demand data for 2040, the analysis of flow direction and volume identified four main bottlenecks in the existing natural gas trunk pipeline network, leading to the proposal of three feasible planning and layout schemes. The comprehensive comparison determined that China should plan for channels I, III, VI, and VIII in the future. **[Conclusion]** The simplified “zone + channel” model of the trunk pipeline network effectively highlights core issues in natural gas resource allocation and provides data support for optimizing pipeline network transmission schemes. The development of bottleneck identification criteria based on the principle of $N-1$, along with the comprehensive comparison method oriented by social benefits, serves as the foundation for planning and layout, then a scientific and systematic approach to natural gas pipeline network planning is established. The planning enables effective investment to play a key role while ensuring national energy security and meeting public gas demand. Additionally, it aims to reduce energy consumption in pipeline operation and offers guidance for medium- and long-term planning and construction decisions for the natural gas trunk pipeline network. (2 Figures, 5 Tables, 23 References)

Key words: natural gas, trunk pipeline network, topology model, flow direction and volume, bottleneck analysis, comprehensive evaluation, planning and layout

天然气是主流化石能源品类中最清洁的能源,扩大天然气在一次能源消费中的比重能够显著降低城市燃气、交通运输、化工、发电等领域的碳排放量;同时,天然气发电能够大幅提升电力系统的自身调节能力,扩大天然气发电装机规模,有效提升电力系统消纳风电、光伏等新能源电力的能力^[1]。2023 年,中国天然气消费量为 $3\,945 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[2],在终端能源消费中占比 8.7%^[3],相对全球平均水平的 25% 差距明显。预计到 2040 年,中国天然气需求总量可达 $6\,500 \times 10^8 \sim 7\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4]。天然气干线管网是由多条长距离输气管道及其配套设施组成的基础设施,管道压力等级高,管径大,输送能力强,传输距离跨省域^[5],很大程度上决定着跨区域进行天然气资源配置的效率。2020 年 9 月,国家管网集团举行油气管网资产交割暨运营交接签字仪式^[6-7],中国天然气干线管网正式进入“全国一张网”发展新阶段。由国家管网集团负责统一规划、建设与运营,从顶层设计角度合理规划中长期天然气管网布局具有必要性。

天然气管网规划布局与运行优化是现今行业研究热点之一。国际上, Misra 等^[8]以维持管网运行压力的同时取得最小运行成本为优化目标,对美国西海岸长输管道系统进行了优化分析。Alves 等^[9]则关注管输收益,并构建了管输收益最大化目标函数。Bazyar 等^[10]构建了包含经济目标、环境目标、社会目标的多元优化模型。在中国,陈志华^[11]以天然气市场社会福利最大化为目标函数,构建了长输天然气管网流量优化配置模型,指出互联互通不充分是制约管网基础设施效能发挥的瓶颈。刘定智等^[12]将优化目标设置为年度内

供应与管输总成本最低,引入气量平衡、管段、气源等运行约束,选用 Gurobi 求解器计算分析,有效求解多情景规划方案。张瀚轩^[13]建立了流量分配、场站运行以及设备开机 3 步优化模型,配套采用非线性最小费用循环流算法、动态规划法求解等方法。

国内外学者与技术人员在天然气管网规划布局与运行优化研究方面做出大量尝试,主要是基于多元目标函数优化求解,从不同角度建立有效优化模型。然而,现有研究仍存在不足之处,主要集中在:①缺乏全局角度、宏观层面的统筹与布局。在传统天然气产业上中下游一体化的运营模式下,天然气管网的建设决策来源于各主体分别对自有资源配置的市场调研,尚未形成全国统筹的规划布局理念;②关注企业短期经济效益,对运行效率、环境保护、社会效益等方面的综合考量不足;③对未来市场趋势、技术进步、能源转型等长远因素的深入分析不足。对于此,首次构建针对全国天然气干线管网的规划布局方法体系,聚焦管道跨区域资源输送的核心功能,建立简化拓扑模型,开展流向流量分析、瓶颈识别与方案比选,确立管道建设最优方案;摒弃以企业经营效益为核心的规划理念,聚焦新形势下“全国一张网”对于保障国家能源供应安全、服务民生用气需求等核心作用,以社会效益为导向,综合考虑安全可靠、低碳运行等因素进行规划布局;首次从管网安全的角度,基于 $N-1$ 原则提出天然气干线管网的负荷率上限设定方法,实现提升管网在调峰、应急等方面的适应性,为规划布局与优化运行提供安全保障。

1 天然气管网规划原则与总体方案

1.1 规划原则

综合能源政策与法律法规取向, 考虑天然气管网运营企业经营发展的实际需要, 天然气管网布局原则可以总结为以下 5 个方面:

1) 保障国家能源安全。中国超 40% 的天然气资源来自进口, 国际环境的动荡将极大影响国内能源供应安全^[14]。因此需进一步提升进口油气资源多元化水平, 合理配置陆海通道规模, 提高进口资源通道的抗风险能力, 加强资源上载通道建设, 推动中小气源接入天然气管网, 提高国产气资源上载能力。

2) 维护市场供应安全。天然气管网应具有足够的能源供应能力, 满足全国天然气市场增量需求。一方面, 经济发达地区天然气市场持续发展, 天然气管道实现基本连环成网^[15], 充分考虑管网故障工况下的安全保供能力; 另一方面, 经济水平相对落后地区需推动管网设施覆盖, 释放市场需求, 带动经济发展。

3) 科学合理的布局与规划, 实现天然气资源的优化配置与高效利用。应确保管网系统具备多个可靠的气源选择^[16], 在某一地区气源供应紧张时, 可以通过跨区域资源调配, 保障整体供气稳定。

4) 合理安排投资。天然气管道的建成时间应与核价周期相协调^[17], 以便价格核定结果能够及时反映成本变化, 确保企业获得合理的价格补偿。基于充分的市场调研与风险评估, 合理安排投资规模与资金来源, 制定详细的投资计划与进度表, 确保资金按时到位, 工程进度有序进行。

5) 降低全社会用气成本。通过流向流量优化与制定合理的输配气方案降低全网周转量^[18], 减少能源消耗, 降低企业运营成本, 提高经济效益。

1.2 总体方案

基于天然气管网规划布局的基本原则, 构建形成中长期天然气管网规划布局的总体思路框架(图 1)。首先, 对全国范围内天然气资源市场进行集约化处理, 对跨区域天然气管道进行等效化处理, 形成能够突出表征资源市场分布与干线管网布局的简化拓扑模型。然后, 从降低全社会用气成本的角度, 以最小周转量为优化目标进行流向流量分析, 确定各天然气输送通道输送需求与负荷率, 从保障管网安全输送的角度识

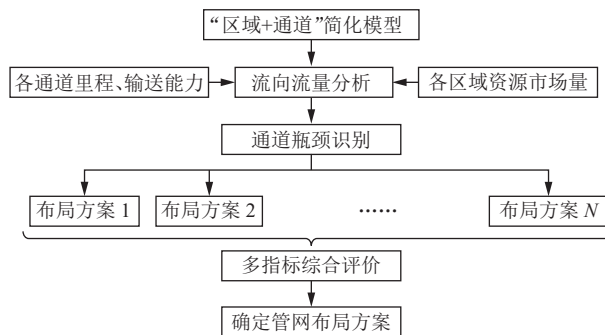


图 1 中国中长期天然气干线管网规划布局总体方案图
Fig. 1 Overall scheme for medium- and long-term natural gas pipeline network planning and layout in China

别管网天然气调配瓶颈并提出多个规划建设方案。最后, 以综合成本为导向, 从发挥有效投资的关键作用、降低管网运行能耗等方面进行综合比选, 提出天然气管网规划布局最优方案。

2 天然气管网规划方法

2.1 拓扑模型构建

2.1.1 建模思路

全国天然气管网系统规模庞大且结构异常复杂, 截至 2023 年底, 全国长输天然气管道总里程已达到 12.4×10^4 km^[19], 其中包含的站场与管道数量庞大, 如按照实际情况建模, 远期资源市场预测数据难以细化至站场级别, 求解时间与规划布局方案数量将呈指数级增长, 不利于管道瓶颈识别与布局方案制定, 因此需进行简化拓扑处理。天然气干线管网的核心功能为实现天然气大规模、长距离输送^[20], 基于全国资源市场空间分布与已建天然气干线管网布局特征, 可按照资源外输、集散枢纽、末端市场三大类功能将全国各省、自治区、直辖市划分成 9 个区域。资源外输区域天然气资源丰富, 满足本地天然气需求后可外输供应其他区域, 该类区域干线管网以资源通道为主、流向单一。集散枢纽区域承接其他区域来气, 区域资源供应充足, 满足本地需求后可向多个区域转供, 该区域干线管网纵横交错、流向复杂。末端市场区域天然气需求高, 以其他区域来气供应为主, 缺口通过进口 LNG 补充, 在 LNG 供应充足、价格走低时也可转供其他区域。按照上述原则, 将功能分类一致、地理位置相近的省、直辖市归集形成 9 个区域并制定具体的天然气干线管网划分方案(表 1)。

表 1 中国天然气干线管网区域划分表
Table 1 Zoning of natural gas trunk pipeline network in China

编号	所包含的省级行政区	功能类型	区域特征
1	新疆维吾尔自治区、甘肃省、青海省、西藏自治区	资源外输	中亚管道、塔里木气田、煤制气等资源产量丰富，满足本地需求后，富余资源通过西气东输系统外输至宁夏中卫
2	黑龙江省、吉林省、辽宁省	资源外输	进口俄罗斯天然气供应量高且呈持续增长态势，满足本地需求后，富余资源通过中俄东线、永唐秦等管道外输至河北永清
3	云南省	资源外输	进口缅甸天然气满足本地需求后，富余资源通过中缅管道外输至贵州贵阳，预计未来资源供应不足，功能类型转变为市场中心
4	宁夏回族自治区、陕西省、山西省	集散枢纽	承接区域 1 来气，区域内长庆油田天然气、煤层气等资源丰富，满足本地需求后，富余资源向京津冀、河南、川渝等地区外输
5	北京市、天津市、河北省、内蒙古自治区	集散枢纽	承接区域 2、区域 4 来气，区域内进口 LNG 等资源供应稳定，满足本地需求后，富余资源向山东、河南等地区外输
6	四川省、重庆市、贵州省	集散枢纽	承接区域 3、区域 4 来气，区域内川渝页岩气等资源丰富，满足本地需求后，富余资源向湖北、广西等地区外输
7	河南省、安徽省、湖北省、湖南省、江西省	集散枢纽	承接区域 4、区域 5、区域 6 来气，满足本地需求后，富余资源向江苏、浙江、福建、广东等地区外输
8	山东省、江苏省、浙江省、上海市	末端市场	2023 年天然气消费量约占全国 20%，承接区域 5、区域 7 来气，资源缺口通过进口 LNG 资源补充
9	广西壮族自治区、广东省、福建省、海南省、香港特别行政区、澳门特别行政区	末端市场	2023 年天然气消费量约占全国 16%，承接区域 6、区域 7 来气，资源缺口通过进口 LNG 资源补充

注：台湾省通过进口 LNG 实现供需平衡，暂不纳入分析。

2.1.2 拓扑模型

在实际管网布局中，各区域间天然气管道输送能力、功能作用、运行状态各不相同。中国天然气长输管道压力等级主要分为 4.0 MPa、6.3 MPa、10.0 MPa、12.0 MPa，其中 4.0 MPa、6.3 MPa 管道通常为省内管

道与支线管道，以及运行年限较长的老旧跨省管道，难以承担资源跨区域输送需求，因此仅选取区域间压力等级 10 MPa 及以上的干线管道作为虚拟通道组成部分。根据 9 个区域划分与 12 条通道连接，构建形成“区域+通道”模式的简化模型(图 2)，支撑流向流量

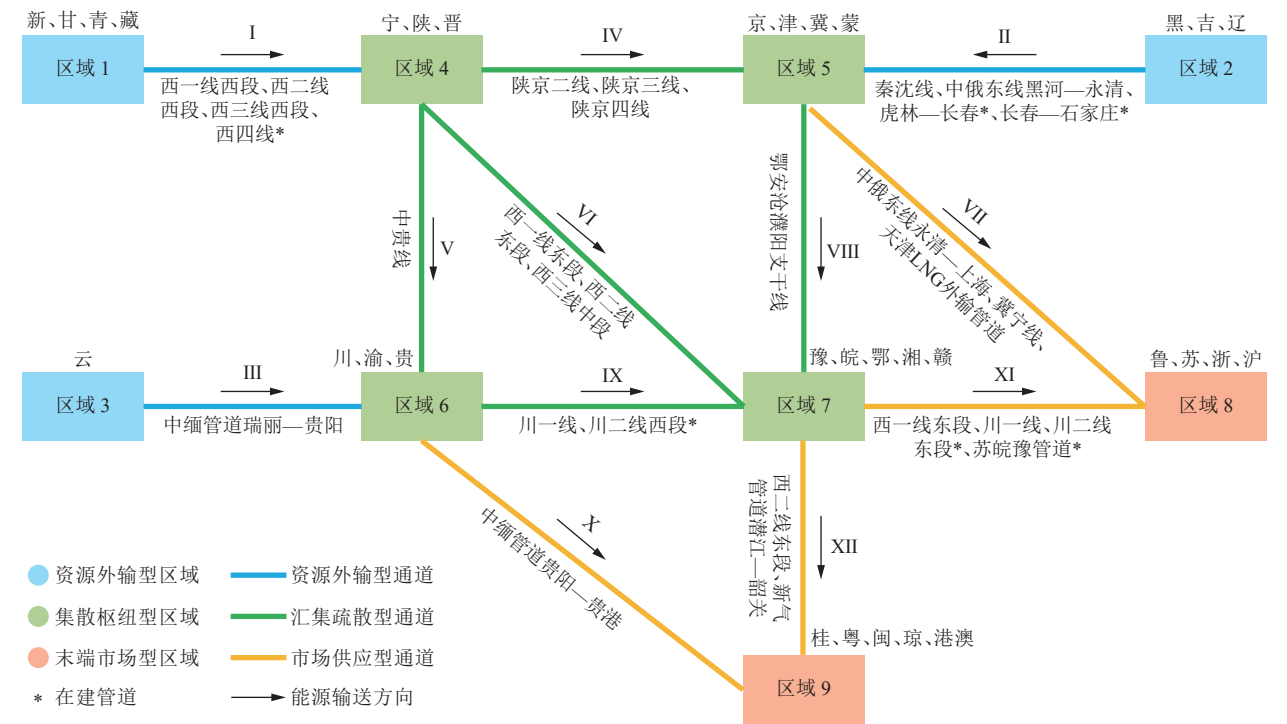


图 2 中国天然气干线管网简化模型示意图
Fig. 2 Simplified model of natural gas trunk pipeline network in China

分析求解、瓶颈识别与布局方案决策的高效开展。区域间的连接通道承担功能可分为3类: 资源外输通道、汇集疏散通道、市场供应通道。其中, 资源外输通道包括通道 I、II、III, 主要功能是提供西北、东北、云南向中东部地区的天然气输送保障; 汇集疏散通道包括通道 IV、V、VI、VIII、IX, 主要功能是实现西北、东北、云南来气以及陕西、川渝等地区国产气的优化分配, 保障中东部地区天然气供应并向沿海地区转供; 市场供应通道包括通道 VII、X、XI、XII, 主要功能是保障山东、长三角、东南沿海地区重点市场的用气需求。

2.2 流向流量分析

流向流量分析是管网规划的基础, 基于“区域+通道”模型, 结合各区域的资源市场状况, 开展流向流量分析, 求解天然气最优输送方案。

2.2.1 优化目标

周转量指各通道输量乘以通道长度的总和, 周转量越小, 管网总体的运行能耗以及用户的用气成本越低。由于各区域间通道总体呈网状结构, 存在多种可行的输送方案。因此, 为降低管网运输成本, 提高资源输送效率, 以最小周转量作为流向流量分析的优化目标, 目标函数如下:

$$\min F = \sum_j^M S_j = \sum_j^M (|Q_{\text{pass},j}| L_j) \quad (1)$$

式中: F 为全国天然气管网干线运输资源的周转量, $10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km/a}$; M 为通道数量; S_j 为通道 j 的周转量, $10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km/a}$; $Q_{\text{pass},j}$ 为通道 j 的输量, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; L_j 为通道 j 的等效长度, km 。

$$L_j = \sum_{n=1}^m \left[\frac{C_n}{C} (\alpha L_n^i + \alpha L_n^t) \right] \quad (2)$$

式中: m 为通道连接区域间 10.0 MPa 及以上干线管道的数量; C 为通道输送能力, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; C_n 为通道连接区域间第 n 条干线管道的年输送能力, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; L_n^i 、 L_n^t 分别为第 n 条干线管道在区域 i 、区域 t 内的里程, km ; α 为长度系数, 当管道起点或终点在区域内时, $\alpha=1$, 否则 $\alpha=0.5$ 。

2.2.2 约束条件

该模型的约束条件主要考虑区域供需平衡、季节性波动、全国供需平衡与通道输送能力等。

区域供需平衡约束用于确保每个区域的资源供应与市场需求之间的平衡。区域的外输量定义为该区域资源总量与市场总量之差:

$$Q_{\text{tran},i} = Q_{\text{sour},i} - Q_{\text{cons},i} \quad (3)$$

式中: $Q_{\text{tran},i}$ 、 $Q_{\text{cons},i}$ 、 $Q_{\text{sour},i}$ 分别为区域 i 的外输量、资源总量、本地市场需求量, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

季节性波动约束用于考虑季节性资源供应与市场需求对管网的影响, 确保通道适应高月、低月等不同工况下输送需求, 为所提出方案提供适应性保障。

$$Q'_{\text{tran},i} = Q_{\text{sour},i} u'_i - Q_{\text{cons},i} v'_i \quad (4)$$

式中: $Q'_{\text{tran},i}$ 为区域 i 在冬季的外输量, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; u'_i 为冬季资源波动系数, 通过综合考虑区域内国产管道气资源与进口管道气资源供应波动、进口 LNG 现货采购情况、储气库采气外输情况等因素以确定; v'_i 为冬季需求波动系数, 通过结合区域内不同用气类型, 考虑供暖等因素以确定。

$$Q''_{\text{tran},i} = Q_{\text{sour},i} u''_i - Q_{\text{cons},i} v''_i \quad (5)$$

式中: $Q''_{\text{tran},i}$ 为区域 i 在夏季的外输量, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; u''_i 为夏季资源波动系数, 通过综合考虑区域内国产与进口管道气资源供应的波动、储气库注气等因素以确定; v''_i 为夏季需求波动系数, 通过结合区域内不同用气类型, 考虑发电等因素以确定。

通道进出量平衡约束用于确保全国内各区域的资源总量与市场总量之间达到平衡状态。

$$\mathbf{B}_{\text{NM}} \mathbf{Q}_{\text{pipe}(M \times 1)} = \mathbf{Q}_{\text{regi}(N \times 1)} \quad (6)$$

式中: $\mathbf{B}_{\text{NM}}$ 为根据拓扑结构生成的关联矩阵, 实现将物理模型转化为矩阵方程, 描述模型中区域与通道的连接关系; N 为区域数量; $\mathbf{Q}_{\text{pipe}(M \times 1)}$ 为通道输量向量, 由 $Q_{\text{pass},j}$ 构成; $\mathbf{Q}_{\text{regi}(N \times 1)}$ 为区域外输量向量, 由 $Q_{\text{tran},i}$ 、 $Q'_{\text{tran},i}$ 、 $Q''_{\text{tran},i}$ 构成。

通道输送能力约束用于确保通道的输送量不超过其输送能力, 保证所提出输送方案的可行性。

$$C = \sum_{n=1}^m C_n \quad (7)$$

$$|Q_{\text{pass},j}| \leq C_j, \quad j \in J_s \quad (8)$$

$$Q_{\text{pass},j} \leq C_j, \quad j \in J_d \quad (9)$$

式中: C_j 为通道 j 的输送能力, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; J_s 、 J_d 分别为双向、单向输送通道集合, 且 $J = J_s \cup J_d$ (J 为通道集合)。

2.2.3 模型求解

输入模型参数(表 2), 结合目标函数与约束条件, 构建出非线性优化数学模型 A; 即通过式(3)~式(9), 计算出式(1)中 F 的最小值。

表2 非线性优化数学模型输入输出参数统计表
Table 2 Statistics of input and output parameters for nonlinear optimization mathematical model

参数	类别	参数内容
输入参数	区域	序号、区域名称、区域编号、资源量、市场量、资源波动系数、需求波动系数
	通道	序号、通道名称、通道编号、起点区域、终点区域、设计流向、管道长度、输送能力
输出参数	区域	序号、区域名称、区域编号、区域外输量
	通道	序号、通道名称、编号、通道流向、通道输量、通道负荷率、通道周转量

模型 A 含有绝对值项,属于非线性规划问题。为了解决这一问题,引入实数辅助变量 $Q_{\text{pass},j}^+$ 与 $Q_{\text{pass},j}^-$ 来实现绝对值项的线性化,绝对值项可以表示为以上两个变量之和:

$$|Q_{\text{pass},j}| = Q_{\text{pass},j}^+ + Q_{\text{pass},j}^- \quad (10)$$

同时,原始变量 $Q_{\text{pass},j}$ 可以表示为正辅助变量与负辅助变量的差值:

$$Q_{\text{pass},j} = Q_{\text{pass},j}^+ - Q_{\text{pass},j}^- \quad (11)$$

通过引入式(8)与式(9),模型 A 的优化目标函数被线性化为:

$$\min F = \sum_j^M S_j = \sum_j^M (Q_{\text{pass},j}^+ + Q_{\text{pass},j}^-) L_j, \quad j \in J \quad (12)$$

线性化的通道输送能力约束条件为:

$$Q_{\text{pass},j}^+ + Q_{\text{pass},j}^- \leq C_j, \quad j \in J_s \quad (13)$$

$$Q_{\text{pass},j}^+ - Q_{\text{pass},j}^- \leq C_j, \quad j \in J_d \quad (14)$$

通过线性化处理,模型不仅保持了原始目标与约束条件,而且可以通过线性规划方法求解,从而显著提高求解效率。因此,非线性优化数学模型 A 等价于线性优化数学模型 B:即通过式(3)~式(6)以及式(11)、式(13)、式(14),计算式(12)中 F 最小值。

模型 B 是一个线性规划模型,调用 GLPK(GNU Linear Programming Kit)求解器,指定内点法(Interior Point Method)进行求解,即通过在可行域的内部寻找一条路径来逼近最优解,这种方法在处理数据规模较大的问题时更为高效。

2.3 瓶颈识别准则

基于 $N-1$ 原则设定各通道负荷率上限,将各通道输量控制在一定范围内,一方面预留管容用于调峰以及资源或管道发生失效情况下的应急保供,另一方面实现各通道充分利用,保证管输效益。按照通道类型

分别提出负荷率上限确定方法。当由流向流量分析确定的通道实际负荷率超出负荷率上限时,判定出现瓶颈。

1)通道负荷率:指通过流向流量分析求解得到的管输量与通道输送能力之比。

$$D_j = \frac{Q_{\text{pass},j}}{C_j} \times 100\% \quad (15)$$

式中: D_j 为通道 j 的负荷率。

2)资源外输通道负荷率上限:根据模型拓扑结构,资源外输区域通过单一通道外输,当通道中输送能力最大的管道发生失效时,通过其余管道满负荷运行仍能满足资源外输需求。

$$R_j = \frac{C_j - \max C_n}{C_j} \times 100\%, \quad 1 \leq n \leq m \quad (16)$$

式中: R_j 为通道 j 负荷率上限。

3)汇集疏散通道负荷率上限:根据模型拓扑结构,集散枢纽区域存在多条相连的通道,既承接上游通道来气供应,又通过下游通道外输。当下游通道中输送能力最大的管道发生失效时,通过上一个集散枢纽区域将资源向其他区域调配,同时下游通道中其余管道满负荷运行,仍能满足输送需求。

$$R_j = \frac{\sum (C_j - \max C_n + C_u)}{\sum (C_j + C_u)} \times 100\%, \quad 1 \leq n \leq m \quad (17)$$

式中: C_u 为上一个集散枢纽区域下游通道中输送能力最大管道的输送能力, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 当上游为资源外输区域时,上游通道为单一通道无法实现优化调配, $C_u=0$ 。

4)市场供应通道负荷率上限:根据模型拓扑结构,末端市场区域存在多条通道供气。当市场供应通道中输送能力最大的管道发生失效时,通过其余管道满负荷运行仍能满足区域市场供应需求。

$$R_j = \frac{\sum (C_j - \max C_n)}{\sum C_j} \times 100\%, \quad 1 \leq n \leq m \quad (18)$$

2.4 算例分析

基于 2040 年的天然气供需情景开展规划布局分析,验证所提出方法的有效性及其结果的合理性。按照 2040 年中国天然气需求总量 $7\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 考虑,结合各类资源规模与增长潜力进行各区域资源配置(表 3)。按照现状天然气管网设施数据计算模型中各通道的输送能力、等效长度和负荷率限定值,通过流向流量分析确定各通道的实际输量与负荷率(表 4)。

表 3 2040 年各区域天然气资源总量及本地市场需求量表

Table 3 The total amount of natural gas resources and local market demand in the zones of China's natural gas trunk pipeline network in 2040

区域编号	$Q_{\text{sour}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	$Q_{\text{cons}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	区域编号	$Q_{\text{sour}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	$Q_{\text{cons}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	区域编号	$Q_{\text{sour}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	$Q_{\text{cons}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$
1	1 279	350	4	1 091	810	7	9	957
2	676	373	5	875	808	8	1 047	1 719
3	0	98	6	1 102	784	9	919	1 099

表 4 中国天然气干线管网不同区域及区域通道间各参数计算结果表

Table 4 Calculation results of various parameters for the zones and the channels connecting the zones of China's natural gas trunk pipeline network

通道类型	起止区域	通道序号	L/km	$C_f/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	$\Sigma C_f/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	$\max C_u/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	$C_u/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	R_j	$Q_{\text{pass}}/(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{a}^{-1})$	D_j
资源外输	1~4	I	2 212	920		300		67%	929	101%
	2~5	II	1 667	608		260		58%	303	50%
	3~6	III	1 436	50		50		0	98	196%
汇集疏散	4~5	IV	1 021	570					420	74%
	4~6	V	1 234	150	1 420	280	0	85%	110	73%
	4~7	VI	924	700					680	97%
	5~7	VIII	553	70	472 ^(a)	189		75%	460	657%
	6~7	IX	1 020	352	472 ^(b)	202	280	73%	260	73%
	5~8	VII	1 131	402	1 037	189		82%	330	82%
市场供应	7~8	XI	952	635					342	54%
	6~9	X	835	120	640	280	0	56%	50	42%
	7~9	XII	1 067	520					130	25%

注: (a)通道VII与通道VIII的输送能力之和; (b)通道IX与通道X的输送能力之和。

通过对比各通道负荷率和负荷率限定值, 识别出以下瓶颈:

- 1)通道 I 未来输送需求量为 $929 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 通道负荷率达到 101%, 负荷率上限为 67%, 超出管输能力。主要原因是中国—中亚天然气管道 D 线^[21]建成后, 新增进口天然气资源使区域 1 资源外输需求增加。
- 2)通道 III 未来输送需求量为 $98 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 通道负荷率达到 196%, 超出管输能力。主要原因是中缅资源逐渐减少^[22], 但区域 3 用气需求会不断提升。届时, 通道III将成为区域 6 向区域 3 供气的主要通道。
- 3)通道 VI 未来输送需求量为 $680 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 通道负荷率达到 97%, 负荷率上限为 85%, , 超出管输能力。主要原因是通道 I 来气量增加, 同时区域 4 的长庆油田天然气持续增储上产^[23], 区域 4 的外输需求增加, 从而导致通道VI外输需求增加。
- 4)通道 VIII 未来输送需求量为 $460 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 负荷率达到 657%, 负荷率上限为 75%, 超出管输能力。主要原因是新增进口俄气资源使区域 5 资源外输量大幅增加, 导致通道VIII外输需求增加。

3 建设方案比选

按照现行天然气干线管网价格监管“准许成本+合理收益”规则与降低全社会物流成本政策导向, 当前公路、铁路、水运成本不断降低, 天然气管网作为重要的能源运输基础设施之一, 需要更加注重市场竞争力与社会效益。提出“综合成本”的概念, 从成本角度进行建设方案比选。核心技术经济参数包括新增固定资产折旧与年能耗费用, 年能耗费用以外的输气成本在管网企业平均经营能力水平的基础上按照输气量折算, 以最小投资满足未来天然气资源输送需求, 同时最大限度降低管网运行能耗。对各建设方案进行流向流量分析与指标计算, 以综合成本最低的方案作为最优布局。

1)新增固定资产折旧指天然气管网布局方案在研究时期范围内, 新增管道项目的投资按国家规定的折旧方法与折旧年限, 分摊到每一年的折旧费。

$$C_{\text{inv}} = \frac{\sum f(L_{\text{plan}}, D, \delta, p)}{T}$$

(19)

式中: C_{inv} 为规划方案的新增固定资产折旧, 10^8 元; L_{plan} 为规划管道里程(根据规划方案与区域间已建天然气管网实际布局情况分析确定), km; D 为规划管道管径, mm; δ 为规划管道壁厚, mm; p 为规划管道压力等级, MPa; T 为折旧年限, a。

2) 年能耗费用指天然气管网运行过程中, 因输送天然气消耗电、气等能源产生的费用。

$$C_{ene} = \sum [E_i(Q, D, L)C_i] \quad (20)$$

式中: C_{ene} 为规划方案的年能耗费用, 10^8 元; E_i 为第 i 种能源的能耗; C_i 为第 i 种能源的价格定额; Q 为各通道的输量, $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

3) 年能耗费用以外的输气成本根据国家发展与改革委员会 2021 年发布的《天然气管道运输定价成本监审办法(暂行)》计算, 包括材料费、修理费、职工薪酬、输气损耗以及其他相关费用。

$$C_{other} = \sum (Q\lambda_i) \quad (21)$$

式中: C_{other} 为除燃料动力费以外的成本, 10^8 元; λ_i 为管输企业往年的单位管输量的费率。

4) 综合成本指在规划方案实施后, 每年产生的新增固定资产折旧与能耗费用的总和。

$$C_{cons} = C_{inv} + C_{ene} + C_{other} \quad (22)$$

式中: C_{cons} 为综合成本, 10^8 元。

针对 4 条通道瓶颈, 通道 I、通道 III 为资源外输通道, 具有单一通道的特点, 通过增输或新建管道可提升通道输送能力; 通道 I 中西气东输四线管径大, 且沿线站场具备增压条件, 增压后可大幅提升输送能力; 通道 III 沿线高后果区密集, 管道存在一定程度的安全隐患, 因此通过新增供应管道可提高输送能力。通道 VI、通道 VIII 为汇集疏散通道, 提升这两条通道的输送能力, 或通过资源调配利用其他通道进行资源外输都能够排除瓶颈问题。提出 3 种可行的建设方案, 其中, 方案一是在通道 VI、通道 VIII 新建管道; 方案二、方案三是在与区域 4、区域 5 相连的各个汇集输散通道上新建管道, 将资源调配至其他通道进行资源外输, 优先在已建通道能力低或沿线市场需求高的通道上新建管道。通过计算新增固定资产折旧、年均能耗费用、燃料动力费以外成本共 3 个经济指标确定各建设方案的综合成本, 根据计算结果, 方案一综合成本最低, 可作为规划期内最优的天然气管网布局方案(表 5)。

表 5 以综合成本最优为目标的中国天然气管网干线未来布局方案比选表

Table 5 Comparison and selection of future layout scheme for China's natural gas trunk pipeline network with the goal of optimal comprehensive cost

方案编号	建设内容	$C_{inv}/(10^8 \text{ 元})$	$C_{ene}/(10^8 \text{ 元})$	$C_{other}/(10^8 \text{ 元})$	$C_{cons}/(10^8 \text{ 元})$
一	通道 I 增输 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$	16.53	16.7	30.4	63.63
	新建通道 III, 规模 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
	新建通道 VI, 规模 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
	新建通道 VIII, 规模 $500 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
二	通道 I 增输 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$	17.87	16.3	30.0	64.17
	新建通道 III, 规模 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
	新建通道 VI, 规模 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
	新建通道 VIII, 规模 $250 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
三	通道 I 增输 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$	18.80	15.9	30.2	64.90
	新建通道 III, 规模 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
	新建通道 VI, 规模 $300 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				
	新建通道 VIII, 规模 $350 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$				

注: 新增固定资产折旧参照国家发改委 2021 年 6 月 8 日印发的发改价格规〔2021〕818 号《天然气管道运输价格管理办法(暂行)》, 采用年限平均法计算, 按 40 年摊销。

4 结论

从全局视角对中国天然气管网进行规划布局, 针对中长期跨区域干线管道规划提出总体规划思路, 建立管网拓扑模型、流向流量分析模型、瓶颈识别方法、

方案比选评价方法等, 以期为中长期天然气干线管网规划与建设提供参考。

1) 按照资源市场空间分布与已建天然气干线管网布局特征, 中国天然气干线管网可以划分为资源外输、集散枢纽、末端市场 3 类功能区域, 通过定义表征区

域间管网输送能力的“虚拟通道”, 能够将全国天然气管网进行合理简化, 形成“区域+通道”模式的简化模型, 能够清晰识别天然气干线管网的输送瓶颈, 并且大幅降低流向流量模型解算难度。

2) 在降低全社会物流成本的导向下, 公路、水运、铁路等运输方式与天然气管道运输形成竞争, 在天然气管网布局方面, 需要持续关注管道运输的成本竞争力。构建的基于最小周转量的流向流量优化模型与基于综合成本的建设方案比选方法, 能够兼顾节约投资、降低运行成本的双重规划目标, 符合当前政策趋势, 有益于天然气管道行业可持续发展。

3) 2040年前, 中国现有天然气干线管网中通道 I、通道 III、通道 VI、通道 VIII 存在瓶颈, 解决瓶颈的综合成本最低方案: 通道 I 增输 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、新建通道 III 规模 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、新建通道 VI 规模 $150 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、新建通道 VIII 规模 $500 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

4) 由于天然气管网规划是一个牵涉区域经济、国土空间布局、管输装备技术水平等因素的复杂系统工程, 未来仍需进一步加强研究, 考虑适度增加区域与通道数量、开展多情景多工况下的流向流量分析、充分考虑沿线路由条件、完善建设方案比选指标体系等, 进一步提升规划方法的科学性与合理性。

参考文献:

- [1] 周淑慧, 郝迎鹏, 沈鑫, 梁严, 王军. 对天然气在新型能源体系中地位和作用的认识[J]. 国际石油经济, 2024, 32(1): 2-16. DOI: [10.3969/j.issn.1004-7298.2024.01.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-7298.2024.01.002).
- ZHOU S H, HAO Y P, SHEN X, LIANG Y, WANG J. The position and role of natural gas in the new energy system[J]. International Petroleum Economics, 2024, 32(1): 2-16.
- [2] 段兆芳, 张晓宇, 吴珉颀, 崔子健, 段天宇. 2023 年国内外天然气市场回顾与 2024 年展望[J]. 国际石油经济, 2024, 32(3): 19-28.
- DUAN Z F, ZHANG X Y, WU M J, CUI Z J, DUAN T Y. China's natural gas markets review in 2023 and outlook for 2024[J]. International Petroleum Economics, 2024, 32(3): 19-28.
- [3] 李玲. 中国是全球天然气市场重要引擎[N]. 中国能源报, 2024-04-15(003). DOI: [10.28693/n.cnki.nshca](https://doi.org/10.28693/n.cnki.nshca).
- LI L. China is an important engine of the global natural gas market[N]. China Energy News, 2024-04-15(003).
- [4] 郑小强, 钱璐璐. 基于 LEAP 模型的中国天然气消费情景分析[J]. 天然气技术与经济, 2023, 17(1): 87-92. DOI: [10.3969/j.issn.2095-1132.2023.01.013](https://doi.org/10.3969/j.issn.2095-1132.2023.01.013).
- ZHENG X Q, QIAN L L. Scenario analysis on China's gas consumption based on LEAP model[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2023, 17(1): 87-92.
- [5] 赵洋, 徐水营, 张也, 郭旭, 崔振莹, 曹竞冉, 等. “天然气一张网”物理架构分层分级构建方法[J]. 油气储运, 2024, 43(12): 1321-1336. DOI: [10.6047/j.issn.1000-8241.2024.12.001](https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2024.12.001).
- ZHAO Y, XU S Y, ZHANG Y, GUO X, CUI Z Y, CAO J R, et al. Layered and classified construction of the physical architecture of “one natural gas pipeline network”[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(12): 1321-1336.
- [6] 梁盈盈. 管输独立改革下长输管网运营效率研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- LIANG Y Y. Research on the operation efficiency of long-distance pipeline network under its independence reform[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [7] 周淑慧. 国家管网集团全面接管油气管网资产中国油气管网运行机制开启新时代[J]. 国际石油经济, 2021, 29(1): 53-55. DOI: [10.3969/j.issn.1004-7298.2021.01.012](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-7298.2021.01.012).
- ZHOU S H. The full takeover of oil and gas network assets by PipeChina marks a new era for China's oil and gas pipeline network operation mechanism[J]. International Petroleum Economics, 2021, 29(1): 53-55.
- [8] MISRA S, FISHER M W, BACKHAUS S, BENT R, CHERTKOV M, PAN F. Optimal compression in natural gas networks: a geometric programming approach[J]. IEEE Transactions on Control of Network Systems, 2015, 2(1): 47-56. DOI: [10.1109/TCNS.2014.2367360](https://doi.org/10.1109/TCNS.2014.2367360).
- [9] DA SILVA ALVES F, DE SOUZA J N M, COSTA A L H. Multi-objective design optimization of natural gas transmission networks[J]. Computers & Chemical Engineering, 2016, 93: 212-220. DOI: [10.1016/j.compchemeng.2016.06.006](https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2016.06.006).
- [10] BAZYAR A, ZARRINPOOR N, SAFAVIAN A. Optimal design of a sustainable natural gas supply chain network under uncertainty[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2021, 176: 60-88. DOI: [10.1016/j.cherd.2021.09.006](https://doi.org/10.1016/j.cherd.2021.09.006).
- [11] 陈志华. 中国天然气管网流量配置与优化研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2019.
- CHEN Z H. Research on flow allocation and optimization of natural gas pipeline network in China[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2019.
- [12] 刘定智, 张元涛, 梁严, 李广, 刘烁, 倪杰清, 等. 基于“全国一张

- 网”的天然气管输优化模型构建及应用[J]. 石油规划设计, 2021, 33(5): 64–70. DOI: [10.3969/j.issn.2097-0021.2021.04.012](https://doi.org/10.3969/j.issn.2097-0021.2021.04.012).
- LIU D Z, ZHANG Y T, LIANG Y, LI G, LIU S, NI J Q, et al. Construction and application of the optimization model of natural gas pipeline transmission based on “national one network” [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2021, 33(5): 64–70.
- [13] 张瀚轩. 天然气管网输气路径优化方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- ZHANG H X. Research on optimization method of gas transmission route in natural gas pipeline network[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [14] 高芸, 王蓓, 胡逸丹, 高钰杰, 胡奥林. 2023年中国天然气发展述评及2024年展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 166–177. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2024.02.016](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2024.02.016).
- GAO Y, WANG B, HU Y D, GAO Y J, HU A L. Development of China's natural gas: review 2023 and outlook 2024[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(2): 166–177.
- [15] LI A, JIN F, LI Y, LAN W, LIU P, YU Z F, et al. A reliability assessment method for natural gas pipelines with corroded defects that considers detection cycles[J]. Energies, 2024, 17(14): 3366. DOI: [10.3390/en17143366](https://doi.org/10.3390/en17143366). DOI: [10.3390/en17143366](https://doi.org/10.3390/en17143366).
- [16] RATNER M, BELKIN P, NICHOL J, WOEHLER S. Europe's energy security: options and challenges to natural gas supply diversification: R42405[R]. Washington, D. C. : Congressional Research Service: 2013: 1–33.
- [17] 刘满平. 《天然气管道运输价格管理办法》解读[J]. 宏观经济管理, 2016(10): 49–52. DOI: [10.19709/j.cnki.11-3199/f.2016.10.014](https://doi.org/10.19709/j.cnki.11-3199/f.2016.10.014).
- LIU M P. Interpretation of the Management Measures for Natural Gas Pipeline Transportation Prices[J]. Macroeconomic Management, 2016(10): 49–52.
- [18] 金硕, 宁喜凤, 孟嘉岩, 孙云峰. 基于能耗最低的天然气管输计划优化编制方法[J]. 油气储运, 2021, 40(4): 467–473. DOI: [10.6047/j.issn.1000-8241.2021.04.017](https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2021.04.017).
- JIN S, NING X F, MENG J Y, SUN Y F. Optimized preparation method of natural gas pipeline transportation plan based on minimum energy consumption[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(4): 467–473.
- [19] 中国天然气发展报告编委会. 中国天然气发展报告(2024)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2024: 1–7.
- Editorial Committee of China Natural Gas Development Report. China natural gas development report (2024)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2024: 1–7.
- [20] 代玥. 基于水力工况的天然气管网供气可靠性研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- DAI Y. Research on the reliability of natural gas mainline pipeline supply based on hydraulic conditions[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [21] 彭云, 聂正雅, 熊靛, 郜峰, 张可宝. 中亚地区天然气合作形势及策略建议[J]. 国际石油经济, 2022, 30(8): 79–92. DOI: [10.3969/j.issn.1004-7298.2022.08.010](https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-7298.2022.08.010).
- PENG Y, NIE Z Y, XIONG L, GAO F, ZHANG K B. Situation and strategic suggestions of natural gas cooperation in Central Asia. International Petroleum Economics, 2022, 30(8): 79–92.
- [22] 熊胤期. 昆明中缅油气管道油气进口量减少[J]. 中国海关, 2019(3): 1.
- XIONG Y Q. The decrease of oil and gas import through the China-Myanmar oil and gas pipeline in Kunming[J]. China Customs, 2019(3): 1.
- [23] 何江川, 余浩杰, 何光怀, 张吉, 李娅. 鄂尔多斯盆地长庆气区天然气开发前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 23–33. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2021.08.003](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2021.08.003).
- HE J C, YU H J, HE G H, ZHANG J, LI Y. Natural gas development prospect in Changqing gas province of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 23–33.
- (编辑: 赵佳雄)
-
- 基金项目:** 国家管网集团科学研究与技术开发项目“全国天然气管网决策支持平台关键模型研发”, SJSGCXGS202301。
- 作者简介:** 周大可, 男, 1993年生, 工程师, 2019年硕士毕业于中国石油大学(北京)海洋油气工程专业, 现主要从事油气储运领域战略规划方向的研究工作。地址: 天津市滨海新区泰达街道泰达 MSD-B1, 300450。电话: 022-25381711。Email: zhoudk02@pipechina.com.cn
- Received: 2024-12-27
 - Revised: 2025-01-16
 - Online: 2025-01-27

