西南石油大学学报(自然科学版)
2024 年 6 月 第 46 卷 第 3 期
Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)
Vol. 46 No. 3 Jun. 2024

**DOI**：10.11885/j.issn.1674−5086.2022.03.22.01
**文章编号**：1674−5086(2024)03−0130−17
**中图分类号**：TE832
**文献标志码**：A

# 能量计量体系下多气源管网运行优化研究

刘诗桃[1]，周 军[1]*，刘 翠[1]，秦一雄[2]，梁光川[1]

1. 西南石油大学石油与天然气工程学院，四川 成都 610500
2. 北京燃气集团(天津)天然气销售有限公司，天津 滨海新区 300450

**摘 要**：针对全国“一张网”的多气源天然气供应格局现状，传统的体积计量交易体系已不适合中国天然气管道的运营与发展，使用能量计量更能体现出天然气本身具有的能量特征，促进天然气市场的整合与升级。在考虑天然气能量计量体系实施方案和非居民用户对天然气气质需求的基础上，创新性地提出了能量计量体系下多气源管网运行优化模型，模型以管道运营利润最大化为目标，以气源供气量和全线增压方式为决策变量。将所建模型应用于国内某长输管道，并利用 GAMS/ANTIGONE 求解器获得了模型最优解。结果表明，不同能量计量体系实施方案下优化结果均优于现场实际运行方案，最高提升了 32.05% 的运营利润。其中，购气成本在管道运营成本中占比最高，受各气源气价、供气量和热值的综合影响；管输成本和压气站运行成本受各气源供气量的间接影响；需求节点处天然气热值含量越高，售气收益越高。

**关键词**：天然气；能量计量；运行优化；管道运营利润；多气源管网

# A Study on Operation Optimization of Multi-gas Source Pipeline Network in Energy Measurement System

LIU Shitao[1], ZHOU Jun[1*], LIU Cui[1], QIN Yixiong[2], LIANG Guangchuan[1]

1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China
2. Natural Gas Sales Co. Ltd., Beijing Gas Group (Tianjin), Binhai New Area, Tianjin 300450, China

**Abstract:** In view of the current situation of the multi-source natural gas supply pattern of “one network” in China, the traditional volume measurement and trading system is no longer suitable for the operation and development of China′s natural gas pipeline. The use of energy measurement can better reflect the energy characteristics of natural gas itself and promote the integration and upgrading of the natural gas market. On the basis of considering the implementation scheme of natural gas energy metering system and the demand of non-resident users for natural gas quality, this paper creatively puts forward the operation optimization model of multi-gas source pipe network under the energy measurement system. The model takes the maximization of pipeline operation profit as the goal and the gas supply volume and pressurization mode of the whole line as the decision variables. The model is applied to a long-distance pipeline in China, and the optimal solution of the model is obtained by using GAMS/ANTIGONE solver. The optimization results show that the optimization results under different energy measurement system implementation schemes are better than the actual operation schemes on site, and the maximum operating profit is increased by 32.05%. Among them, the gas purchase cost accounts for the highest proportion in the pipeline operation cost, which is comprehensively affected by the gas price, gas supply volume and calorific value of each gas source; the pipeline transportation cost and compressor station operation cost are indirectly affected by the gas supply volume of each gas source; the higher the calorific value content of natural gas at the demand node is, the higher the gas sales revenue.

**Keywords:** natural gas; energy measurement; operation optimization; pipeline operating profit; multi-gas source pipeline network

**网络出版地址**：http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20240522.0833.002.html

刘诗桃，周 军，刘 翠，等. 能量计量体系下多气源管网运行优化研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2024，46(3)：130−146.

LIU Shitao, ZHOU Jun, LIU Cui, et al. A Study on Operation Optimization of Multi-gas Source Pipeline Network in Energy Measurement System[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(3): 130–146.

* **收稿日期**：2022−03−22 **网络出版时间**：2024−05−24
**通信作者**：周 军，E-mail：zhoujunswpu@163.com

# 引　言

天然气作为一种清洁能源，在世界能源结构中的地位不断上升。中国天然气相关产业发展迅速，在《中长期油气管网规划》中明确，预计在 2025 年天然气消费量将达到 4 200×10$^8$ m$^3$，在能源消费结构中的比例将达到 12% 左右，全国天然气管网里程将达到 16.3×10$^4$ km，逐渐形成全国“一张网”的多气源天然气供应格局[1]。随着天然气管网规模逐渐扩大，管网结构日益复杂，这对管道系统的日常调度和运营管理提出了更高的要求[2]。因此，利用优化技术对天然气管道的运营进行合理优化，提高管道运营利润显得十分迫切和重要。

关于管道运行优化问题，国内外学者已进行了大量研究，主要集中于模型的建立和求解上。在数学模型中包含优化目标、决策变量和约束条件等，其中，常见的优化目标有压气站能耗最小化[3−5]、管道经济效益最大化[6−7] 和管道流量最大化[8−9] 等。决策变量一般为气源供气量和各压气站中压缩机开机台数和转速，约束条件常为非线性约束。因此，现有的天然气管网运行优化模型是一个混合整数非线性规划模型。利用优化算法求解该模型存在一定的难度，常用的求解方法包括传统的确定性算法[10−11]、现代随机优化算法[11−14] 和商业求解器[15−17] 等。

国家管网公司的成立，正式标志着中国天然气产业实现了产、运、销分离，区域间的天然气交易将会变得更加频繁，同时用户对于气质的需求也越来越高。目前，中国以体积计量为主的天然气贸易计量结算方式，不利于体现天然气燃烧时产生的能量价值，也会影响中国天然气基准价格的形成和国家级天然气交易中心的国际化发展[18]，而能量计量方式因使用范围广和相对精准，是现阶段国际通用的贸易计量方式[19−20]。2019 年，中国发布《油气管网设施公平开放监管办法》，旨在提高贸易的公平性和便利性，大量学者针对天然气能量计量问题进行了相关研究。文献[21−23]对实施天然气能量计量的经济必然性和技术可行性进行了论述。文献[24−26]针对中国天然气计量现状提出了可行的能量计量体系的实施方案。

基于对管网运行优化方面和实施能量计量体系方面的调研可知，现有运行优化问题仍未考虑建立能量计量体系后，多气源混合供应条件下诸多因素对管道运营经济效益的影响。因此，研究能量计量下的天然气管网运行优化问题，探析该体系与传统体积计量体系下管网最优运行方案的差异，具有十分重要的价值和意义。

能量计量体系的实施会对管网运营利润产生明显影响，本文以管网运营利润最大化为优化目标，建立能量计量下多气源管网运行优化模型，模型将气源供气量、压缩机开机数和转速作为决策变量，并考虑用户气质与气量需求、节点压力、管道水力和压缩机运行等约束条件。以中国某条跨省长输天然气管道为优化实例，借助 GAMS/ANTIGONE 求解器进行求解。对不同能量计量体系实施方案下的优化结果进行技术和经济性分析，对运营商制定管道运营方案具有指导意义。

## 1　天然气能量计量体系的建立

### 1.1 天然气供应链分析

天然气供应链见图 1，由上游生产、中游运输以及下游销售 3 部分构成，根据下游用户需求信息，将上游生产和进口的天然气运输到下游进行销售。

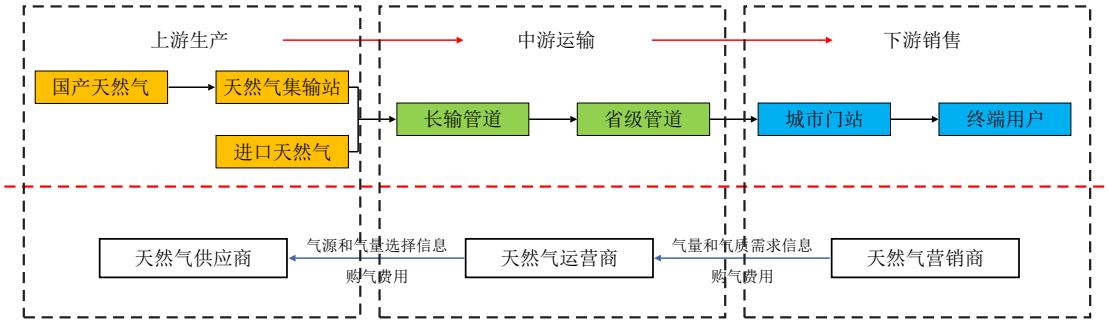



**图 1　天然气全产业链各环节示意图**

**Fig. 1　Schematic diagram of each link of the whole natural gas industry chain**

天然气供应商负责天然气的上游原材料供应、勘探开采和净化加工 3 个环节，天然气供应商在文中起到天然气供应气源的作用；管道运营商负责进行天然气调配，根据下游用户签订的气量和气质需求合同，合理选择上游供应商的气源和气量，承担管输任务，将天然气交付给各天然气营销商；天然气营销商负责下游的销售业务，负责天然气的配送规划。

天然气营销商是指向运营商购买天然气的单位，包括城镇天然气经营企业和以天然气为工业生产原料的用户等。不同用户天然气用途如表 1 所示，可将用户分为两大类：1) 居民用户：城市燃气企业；2) 非居民用户：工业用户、发电厂用户和化工用户[27−28]。对于非居民用户，工业用户一般具有自己的气质处理系统，对天然气气质的敏感度较低，当天然气气质发生变化时，可通过实施技术方案来降低热值变化给生产带来的影响，但要求接收的天然气热值不低于最小需求热值；发电厂用户发电方式主要为燃气−蒸汽联合循环发电，设备对天然气气质的敏感度高，需保证接收的天然气热值不低于最小需求热值；化工用户主要将天然气作为生产原料，主要用气设备为反应装置，对天然气气质组分的敏感度较高，因此，需要接收的天然气中甲烷含量满足最低要求。

**表 1　天然气用户分类及其用途**

**Tab. 1　Uses of natural gas for different class of users**

| 天然气用户 | 天然气主要用途 |
|---|---|
| 居民用户 | 居民生活、城市供暖、工商业、交通运输、学校和福利机构 |
| 工业用户 | 工业锅炉、窑炉、玻璃、陶瓷、建材、机电、轻纺、食品和医药等 |
| 发电厂用户 | 电力系统调峰、城市供热和分布式能源 |
| 化工用户 | 化肥(合成氨、尿素)、纯碱、二硫化碳和甲醇等 |

由于上游天然气供应商和下游用户的多样化以及天然气价格的波动性，管道运营商需根据与下游用户签订的气量和气质需求合同，合理选择上游天然气供应商及其供应气量。同时，运营商承担着管输任务，将天然气交付给各天然气用户，需支付管输成本费用和天然气增压费用，因此，运营商需制定详细的管道运营方案，以保证自身利益。

### 1.2 能量计量体系实施方案

天然气计量是对天然气现场交付量进行测量测算的过程，并以此为结算依据。天然气作为一种多组分混合气体，不同区域间的天然气热值存在差异，因此，为了体现其燃烧时的能量价值，有必要建立能量计量体系。GB/T 22723—2008《天然气能量的测定》[29] 中指出，天然气的能量计量是基于体积流量和体积热值的测量来完成的，天然气的能量计算公式为

$$E = QH \tag{1}$$

式中：

$E$—天然气的能量，MJ；

$Q$—天然气标准状态的体积，$m^3$；

$H$—天然气高位热值，$MJ/m^3$。

供应商、运营商和营销商的经济效益与天然气价格密切相关。实施能量计量必将导致天然气计价方式由体积计价转换为能量计价，即从元/$m^3$ 转换成元/GJ。为使天然气计量体现改革平稳进行，应在科学合理的前提下制定价格转换方法，保持天然气价格总水平基本稳定[30]。同时，由于天然气供应链上中下游价格环节多，若天然气的输送和购销采取不同的计量制定，则计算繁琐，容易造成混乱，因此，各环节同步实施能量计量有利于衔接管理，实施方案如图 2 所示。

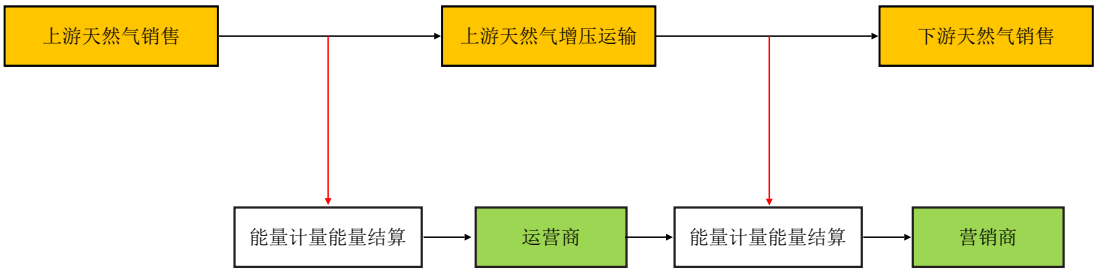



**图 2　天然气供应链各环节实施能量计量方案示意图**

**Fig. 2　Schematic diagram of energy measurement scheme in each link of natural gas supply chain**

参考国外天然气计量体系实施现状，均对购买、管输和销售环节实行能量计价，说明各环

节同步实施具有可行性[26]。考虑统一和操作方便，将现行管输价格也转换为能量计量价格，即从元/(km³·km)转换为元/(GJ·km)，以合理保证购、运、销三方利益。

1.2.1 天然气价格转换方法

天然气价格转换方法由不同价格转化公式构成，即找到一个衡量每立方米天然气中所蕴含热值的基本参数，再将天然气体积单价转化为表示天然气蕴含能量的热值单价。

1) 天然气价格转换方法 1(下文简称方法 1)

国家管理各省市区及长输管道的天然气按能量计价的价格表：确定一个单位天然气体积中蕴含的热值，建立全国性标准热值，国家利用该热值标杆直接将现有基准门站价表和管道运输价格表中的价格进行统一折算，形成基于天然气热值的价格表。该方法下天然气购买价格、销售价格以及运输价格的转化公式分别如式(2)、式(3)和式(4)所示。

$$C^1_{\text{purchase,H}} = \frac{C_{\text{purchase,V}}}{H_0} \times 1000 \tag{2}$$

式中：

$C^1_{\text{purchase,H}}$—方法 1 下购买天然气时能量计量价格，元/GJ；

$C_{\text{purchase,V}}$—购买天然气时体积计量价格，元/m³；

$H_0$—天然气价格从体积计价转换为能量计价的基准热值，MJ/m³。

$$C^1_{\text{sell,H}} = \frac{C_{\text{sell,V}}}{H_0} \times 1000 \tag{3}$$

式中：

$C^1_{\text{sell,H}}$—方法 1 下天然气销售能量计量价格，元/GJ；

$C_{\text{sell,V}}$—省市区基准门站价格表中的价格，元/m³。

$$C^1_{\text{pipe,H}} = \frac{C_{\text{pipe,V}}}{H_0} \tag{4}$$

式中：

$C^1_{\text{pipe,H}}$—方法 1 下天然气管输能量计量价格，元/(GJ·km)；

$C_{\text{pipe,V}}$—天然气管道运输价格表中的价格，元/(km³·km)。

此方法直接形成基于天然气能量的价格表，包括基准门站价格表和管道运输价格表。优点是能量计量实施后，各省天然气门站价和管道运输价都直接按价格表严格执行，简单易行；各省在管控天然气价格时有明确的依据，易于监管。缺点是前期在计算各地平均热值时工作量大，且实际气源热值和当地平均热值仍有差距，在交接时会出现彼此利益被平均的情况。

2) 天然气价格转换方法 2(下文简称方法 2)

国家管理天然气价格转换的基准热值，即向社会公布一个单位天然气体积中蕴含的热值，各地各用户各管道利用该热值标杆，根据实际热值来计算每次交易和服务的价格，相当于完全放开销售价格的管制。该方法在方法 1 的基础上引入价格波动系数，如式(5)所示，表示各地、各用户交易时实际天然气的热值与国家发布的热值标杆之间的差异引起的价格波动。天然气购买价格、销售价格以及运输价格的转化公式分别如式(6)、式(7)和式(8)所示。

$$w = \frac{H_e - H_0}{H_0} \tag{5}$$

式中：

$w$—价格波动系数，无因次；

$H_e$—各地各用户各管道的实际气体热值，GJ/m³。

$$C^2_{\text{purchase,H}} = \frac{C_{\text{purchase,V}}}{H_0}(1+w) \times 1000 \tag{6}$$

式中：

$C^2_{\text{purchase,H}}$—方法 2 下购买天然气时能量计量价格，元/GJ。

$$C^2_{\text{sell,H}} = \frac{C_{\text{sell,V}}}{H_0}(1+w) \times 1000 \tag{7}$$

式中：

$C^2_{\text{sell,H}}$—方法 2 下天然气销售能量计量价格，元/GJ。

$$C^2_{\text{pipe,H}} = \frac{C_{\text{pipe,V}}}{H_0}(1+w) \tag{8}$$

式中：

$C^2_{\text{pipe,H}}$—方法 2 下天然气管输能量计量价格，元/(GJ·km)。

此方法仅确定一个热值标杆，优点是能量计量实施后，各地各用户各管道可以根据实际的气体热值来确定结算价格，能完全体现不同热值天然气的价值，将价格市场化与能量计价的推进同步实施。缺点是不同气源和不同管道均自主定价，会造成较大的价格差异，导致天然气市场价格混乱，难以监管。目前，实施价格完全市场化的时机尚不成熟。

1.2.2 基准热值的选择方式

进行价格转换需选取基准热值，即规定某基准热值的天然气价格水平，其他天然气按照该热值含量确定自身的价格，主要依据如下：1）全国天然气的基准热值统一；2）基准热值与中国实际热值水平及发展趋势相符合；3）基准热值符合国家文件及行业标准[30]。结合中国的实际热值情况和政府的相关文件要求，可选的基准热值如表 2 所示。对比分析表 2 中可供选择的基准热值方式，在方式 1 中以全国天然气平均热值为基准热值时，天然气价格波动较小，其中，国内自产天然气的平均热值最符合实际情况，即 36.86 MJ/m$^3$；在方式 2 中以国家发展和改革委员会规定的热值标准为基准热值时，高位热值标准与中国实际热值水平相差较小，为 36.84 MJ/m$^3$，仅会引起小范围的价格波动；在方式 3 中以国家一类气质标准为基准热值时，2018 年前的国标中热值比 2018 年新国标高，为 36.00 MJ/m$^3$，更接近中国天然气热值实际水平，引起天然气价格的波动较小。

**表 2 基准热值的选择方式及其依据**

**Tab. 2 Method and basis of reference calorific value selection**

| 基准热值选择方式 | 基准热值选取标准 | 基准热值选取细则 | 热值/(MJ·m$^{-3}$) |
|---|---|---|---|
| 方式 1 | 全国平均热值 | 国内自产天然气的平均热值 | 36.86 |
| | | 国内气和进口气的平均热值 | 37.04 |
| | | 全国所有天然的平均热值 | 37.31 |
| 方式 2 | 国家发展和改革委员会提出的低位热值标准 | 国家发展和改革委员会出的高位热值标准 | 36.49 |
| | | 国家发展和改革委员会提出的高位热值标准 | 36.84 |
| 方式 3 | 国家一类气质标准 | 2018 年前的国标 | 36.00 |
| | | 2018 年新国标 | 34.00 |

结合 2 种天然气价格转换方法以及 3 种基准热值选择方式，共产生 6 种天然气能量计量体系实施方案，如表 3 所示。

**表 3 天然气能量计量体系的 6 种实施方案组合表**

**Tab. 3 Combination of 6 implementation schemes of natural gas energy measurement system**

| 能量计量体系实施方案 | 天然气价格转换方法 | 基准热值选择方式 |
|---|---|---|
| 1 | 方法 1 | 方式 1 |
| 2 | 方法 1 | 方式 2 |
| 3 | 方法 1 | 方式 3 |
| 4 | 方法 2 | 方式 1 |
| 5 | 方法 2 | 方式 2 |
| 6 | 方法 2 | 方式 3 |

## 2 多气源管网组分跟踪与热值计算

### 2.1 多气源管网结构描述

典型的多气源混合供气管网系统整体结构如图 3所示，该系统由气源、用户以及天然气运输系统构成。而天然气运输系统又由集输管道系统、长输管道系统和配气管道系统构成，涵盖了天然气管道、压气站、调压器和阀门等一系列部件[31]。其中，长输管道连接了气田或处理厂等城市门站，在整个供气网络中发挥着重要作用。

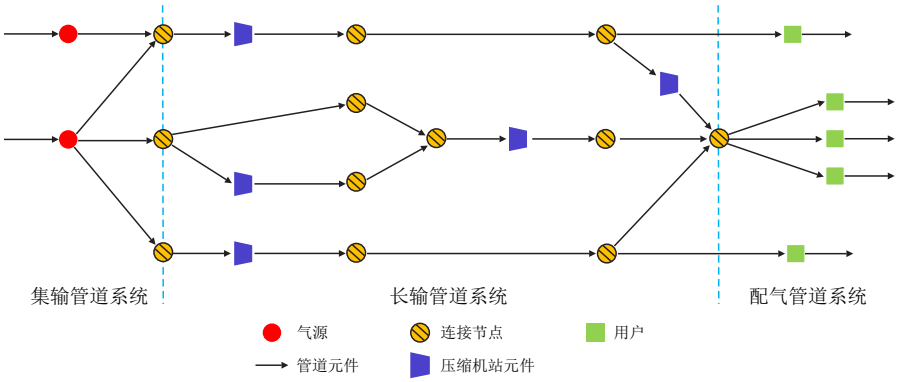



**图 3 典型多气源混合供气管网系统结构**

**Fig. 3 System structure of typical multi gas source mixed gas supply network**

多气源混合供气管网系统常运用运筹学中有向图理论 $G=(N,U)$ 来表示，其中，$N$ 为管网节点 $i$ 的集合，包括注入节点 $I_n$、传输节点 $T_n$ 和分输节点 $D_n$，所有 $i$ 满足 $i \in N$，节点与集合间关系如式(9)所

示；$U$ 为管道元件 $e$ 的集合，包括管道元件 $p_l$ 和压气站元件 $C_S$，所有 $e$ 满足 $e \in U$，元件与集合间关系如式(10)所示[32]

$$N = N_{I_n} \cup N_{T_n} \cup N_{D_n} \tag{9}$$

式中：

$N$—管网节点集合，集合中元素用 $i$ 表示；

$N_{I_n}$—注入节点集合，集合中元素用 $I_n$ 表示；

$N_{T_n}$—连接节点集合，集合中元素用 $T_n$ 表示；

$N_{D_n}$—分输节点集合，集合中元素用 $D_n$ 表示。

$$U = U_{\mathrm{pl}} \cup U_{\mathrm{cs}} \tag{10}$$

式中：

$U$—管道元件集合，集合中元素用 $e$ 表示；

$U_{\mathrm{pl}}$—管道元件集合，集合中元素用 $p_l$ 表示；

$U_{\mathrm{cs}}$—压气站元件集合，集合中元素用 $j$ 表示。

### 2.2 天然气组分跟踪模型

组分跟踪分析主要针对上游气源多元化的情况，通过对各气源进行采样，设定各气源气质组成，并确定气体管输路径和流动方向，基于组分跟踪模型，实现对管网中各节点气质参数(即管网各节点天然气组成及热值等)随时间变化的跟踪和预测[33]。由于注入节点的流量以及气体气质不是一成不变的，所以正确计算管网各节点处天然气组分变化，是实现组分跟踪的基础，管网各节点处天然气组成的计算如式(11)所示[34]

$$x_o = \frac{1}{\sum\limits_{I_n=1}^{R} \frac{m_{I_n}}{M_{I_n}}} \sum_{I_n=1}^{R} \left( \frac{m_{I_n}}{M_{I_n}} x_{o,I_n} \right) \tag{11}$$

式中：

$x_o$—混合气体中组分 $o$ 的摩尔含量，%；

$M_{I_n}$—注入节点 $I_n$ 注入气的摩尔质量，kg/mol；

$m_{I_n}$—各注入节点注入气体的质量流量，kg/s；

$R$—混气节点处气源数量；

$x_{o,I_n}$—注入节点 $I_n$ 中组分 $o$ 的摩尔含量，%。

### 2.3 天然气热值计算

天然气热值计算的是基础物理量，即气体混合物中各气体组分的理想气体(标准)摩尔燃烧焓。在国标 GB/T 11062—2014《天然气发热量、密度、相对密度和华白指数的计算方法》中将天然气热值分为摩尔热值、质量热值及体积热值，通常国内出具的热值报告均按体积热值来进行核算。

#### 2.3.1 理想气体体积热值

对于已知燃烧温度 $T_1$、计量温度 $T_2$、燃烧压力 $p_1$ 和计量压力 $p_2$ 时单组分天然气的理想气体体积热值，计算天然气混合物的理想气体体积热值，计算公式如式(12)所示

$$H^0_{\text{理想}}(T_1, V(T_2, p_2)) = \sum_{o=1}^{O} x_o H^0_o(T_1, V(T_2, p_2)) \tag{12}$$

式中：

$H^0_{\text{理想}}(T_1, V(T_2, p_2))$—混合物的理想气体体积热值(高位或低位)，MJ/m$^3$；

$T_1$—燃烧温度，K；

$O$—混合气体中组分数量；

$T_2$—计量温度，K；

$p_2$—计量压力，MPa；

$V(T_2, p_2)$—$T_2$ 和 $p_2$ 时的体积参比条件；

$H^0_o(T_1, V(T_2, p_2))$—组分 $o$ 的理想气体体积热值(高位或低位)，MJ/m$^3$。

在实际燃烧中，烟气排放温度均比水蒸气冷凝温度高得多，水蒸气并没有冷凝，其冷凝潜热得不到利用，所以在工程计算中，一般采用高位体积热值[35]。中国目前使用的计量参比条件与燃烧参比条件均为 101.325 kPa，293.15 K，天然气纯组分的理想高位体积热值如表 4 所示。

**表 4　天然气纯组分的理想高位体积热值(101.325 kPa，293.15 K)**

**Tab. 4　Ideal high calorific value of pure components of natural gas(101.325 kPa, 293.15 K)**

| 纯组分 | 高位热值/(MJ·m$^{-3}$) |
|---|---|
| 甲烷 | 37.03 |
| 乙烷 | 64.89 |
| 丙烷 | 92.33 |
| 正丁烷 | 119.66 |
| 异丁烷 | 119.31 |
| 氢气 | 11.89 |

#### 2.3.2 真实气体体积热值

在实际测量天然气热值时，理想气体与真实气体的特性存在一定的差异。气体混合物在燃烧温度 $T_1$ 和燃烧压力 $p_1$，计量温度 $T_2$ 和计量压力 $p_2$ 时的真实气体体积热值计算如式(13)所示

$$H^0_{\text{真实}}(T_1, V(T_2, p_2)) = \frac{H^0_{\text{理想}}(T_1, V(T_2, p_2))}{Z_{\mathrm{mix}}(T_2, p_2)} \tag{13}$$

式中：

$H^0_{\text{真实}}(T_1, V(T_2, p_2))$—真实气体体积热值(高位或低位)，MJ/m$^3$；

$Z_{\mathrm{mix}}(T_2, p_2)$—在计量参比条件下的压缩因子。

在计算体积热值时，考虑到气体的非理想性，压缩因子 $Z_{\mathrm{mix}}$ 被用于气体体积修正，计算公式如式(14)所示

$$Z_{\mathrm{mix}}(T_2, p_2) = 1 - \sum_{o=1}^{O} x_o \sqrt{b_o} \tag{14}$$

式中：$\sqrt{b_o}$—求和因子，无因次；

$b_o$—通过使用关系式 $b_o$=1 − $Z_o$ 获得的系数，无因次；

$Z_o$—组分 $o$ 的压缩因子，无因次。

## 3 数学模型

管道运营商制定管道运营方案时必须根据用户的基本需求制定，数学模型的决策变量包括各气源供应的流量以及干线增压方式，即各压气站内压缩机的开机方案和压缩机转速；模型的约束条件分为 4 组：气体压力约束、气体流量约束、压缩机约束以及天然气气质约束；模型以管道运营利润最大化为目标，包括天然气购气成本、管输成本、压缩机运行费用和售气收益 4 方面。

### 3.1 模型假设

多气源混合供应的天然气管网系统优化是一个十分复杂的问题，直接进行建模将带来巨大的困难，因此，在处理问题过程中作如下假设。

#### 3.1.1 稳态流动假设

在实际情况中，天然气在管道中的流动状态处于瞬态，即天然气的水力、热力参数将随时间进行变化。但当以季度或月度制定管道运营方案时，由于周期较长可以忽略系统不稳定性对研究结果的影响。因此，通常将长期天然气管道运行优化问题简化为稳态。

#### 3.1.2 等温流动假设

由于管输天然气与外界存在温差，在沿管道流动过程中温度将不断变化，最终趋于埋深处土壤温度。但在实际应用中，天然气温度的变化对压力、流量影响不大。因此，假设天然气沿管道为等温流动，温度为 293.15 K。

### 3.2 目标函数研究

管道运营的收益主要来源于天然气销售，但同时也承担着管道运营成本费用，包括购气成本、管输成本和压气站运行费用，因此，管道运营利润由售气收益减去管道运营成本费用得到。管道运营利润最大化目标函数如式(15)所示

$$\max C_{\mathrm{E,profit}} = \sum_{D_n \in N_{D_n}} C_{\mathrm{E,sell}}^{D_n} H_{D_n} Q_{D_n} - \sum_{I_n \in N_{I_n}} C_{\mathrm{E,purchase}}^{I_n} H_{I_n} Q_{I_n} - \sum_{i \in N} \sum_{p_l \in U_{\mathrm{pl}}} C_{\mathrm{E,pipe}}^{\mathrm{pl}} Q_{\mathrm{pl}} L_{\mathrm{pl}} \frac{H_i + H_{i+1}}{2} - \sum_{j \in U_{\mathrm{cs}}} \delta_j W_j C_j t_j \tag{15}$$

式中：

$C_{\mathrm{E,profit}}$—管道运营利润，元；

$C_{\mathrm{E,sell}}^{D_n}$—用户处天然气售气价格，元/GJ；

$H_{D_n}$—用户处天然气热值，MJ/m$^3$；

$Q_{D_n}$—用户处天然需求气量，m$^3$/d；

$C_{\mathrm{E,purchase}}^{I_n}$—气源处购气价格，元/GJ；

$H_{I_n}$—气源处天然气高位热值，MJ/m$^3$；

$Q_{I_n}$—气源注入气量，m$^3$/d；

$C_{\mathrm{E,pipe}}^{\mathrm{pl}}$—管输费率，元/(GJ·km)；

$Q_{\mathrm{pl}}$—管输流量，m$^3$/d；

$L_{\mathrm{pl}}$—管道长度，km；

$H_i$—管道 $p_l$ 上游节点处天然气热值，MJ/m$^3$；

$H_{i+1}$—管道 $p_l$ 下游节点处天然气热值，MJ/m$^3$；

$\delta_j$—压气站压缩机开机台数；

$W_j$—压气站耗电量，kW·h；

$C_j$—压气站能耗价格，元/(kW·h)；

$t_j$—压气站运行时间，h。

其中，压缩机的驱动设备多为电动机，耗电量计算公式如式(16)所示

$$W_j = \frac{t_j p_{j,\mathrm{t}}}{\eta_j}, \qquad j \in U_{\mathrm{cs}} \tag{16}$$

式中：

$p_{j,\mathrm{t}}$—压气站内压缩机运行总功率，kW；

$\eta_j$—压气站内压缩机驱动效率，%。

### 3.3 约束条件分析

#### 3.3.1 气体压力约束

1) 分输节点压力约束

通常末端天然气用户在接受天然气后，会再输送至其他用户，因此，在各末端分输节点处压力应满足节点用户最低需求压力，如式(17)所示

$$p_{D_n}^{\min} \leqslant p_{D_n} \tag{17}$$

式中：

$p_{D_n}^{\min}$—分输节点最低需求压力，MPa。

2) 管道压力约束

为保证天然气可以输送至指定位置，需确保管输压力不小于要求的最小运行压力；同时为防止天然气在管道内流动时，对管道内壁产生较大的应力，造成管道变形，从而影响天然气的安全输送，规定

管输运行压力不可超过管输的最大允许运行压力，如式(18)所示

$$p_{\mathrm{pl}}^{\min} \leqslant p_{\mathrm{pl}} \leqslant p_{\mathrm{pl}}^{\max} \tag{18}$$

式中：

$p_{\mathrm{pl}}$—管道运行压力，MPa；

$p_{\mathrm{pl}}^{\min}$—管输最小允许运行压力，MPa；

$p_{\mathrm{pl}}^{\max}$—管输最大允许运行压力，MPa。

3.3.2　气体流量约束

1）节点流量平衡约束

根据质量守恒定律，在任意节点处，流经该节点的流量等于流入该节点(即前端元件)的流量之和，同时也等于流出该节点(即后端元件)的流量之和，如式(19)所示

$$Q_i + \sum_{e \in U} \beta_{ie} Q_e = 0, \quad i \in N \tag{19}$$

式中：

$Q_i$—节点流量，$m^3/d$；

$\beta_{ie}$—第 $i$ 个节点与第 $e$ 个元件之间的连接关系系数；

$Q_e$—元件流量，$m^3/d$。

当天然气从节点流入管网系统，$Q_i$ 取值为正，当天然气从节点流出管网系统，$Q_i$ 取值为负。$\beta_{ie}$=0 代表第 $i$ 个节点与第 $e$ 个元件不相连接，$\beta_{ie}$=1 代表天然气从第 $e$ 个元件流入第 $i$ 个节点，$\beta_{ie}$= − 1 代表天然气从第 $i$ 个节点流出到第 $e$ 个元件。

2）注入节点流量约束

注入节点处天然气的供应量受到产地的产量和处理能力影响，注入节点流量受到供气能力约束，如式(20)所示

$$Q_{I_n}^{\min} \leqslant Q_{I_n} \leqslant Q_{I_n}^{\max} \tag{20}$$

式中：

$Q_{I_n}^{\min}$—注入节点供气能力下限，$m^3/d$；

$Q_{I_n}^{\max}$—注入节点供气能力上限，$m^3/d$。

3）分输节点流量约束

天然气输送的主要目的是满足不同区域和不同用户的用气需求，因此，在各分输节点处流量应达到节点用户最小需求气量，如式(21)所示

$$Q_{D_n}^{\min} \leqslant Q_{D_n} \tag{21}$$

式中：$Q_{D_n}^{\min}$—分输节点最小需求气量，$m^3/d$。

3.3.3　压缩机约束

在压缩机的运行过程中，根据管网实际运行情况，调度人员会通过调节压缩机转速来控制压缩机的运行情况。由离心压缩机工作区间可知，压缩机的转速存在一定范围的限制，压缩机受到最大最小转速约束，如式(22)所示。同时，压缩机的处理流量应在规定的界限内，否则将会产生喘振和阻塞等现象，压缩机的流量约束如式(23)所示。压气站内的单台压缩机设备存在最大和最小轴功率约束，该约束如式(24)所示

$$n_j^{\min} \leqslant n_j \leqslant n_j^{\max} \tag{22}$$

式中：

$n_j$—压缩机转速，r/min；

$n_j^{\min}$—压缩机最小转速，r/min；

$n_j^{\max}$—压缩机最大转速，r/min。

$$q_j^{\mathrm{surge}} \leqslant q_j \leqslant q_j^{\mathrm{stonewall}} \tag{23}$$

式中：

$q_j$—压缩机进气流量，$m^3/s$；

$q_j^{\mathrm{surge}}$—压缩机最小进气流量，$m^3/s$；

$q_j^{\mathrm{stonewall}}$—压缩机最大进气流量，$m^3/s$。

$$f_j^{\min} \leqslant f_j \leqslant f_j^{\max} \tag{24}$$

式中：

$f_j$—压气站内压缩机运行功率，kW；

$f_j^{\min}$—压气站内压缩机最小运行功率，kW；

$f_j^{\max}$—压气站内压缩机最大运行功率，kW。

3.3.4　天然气气质约束

1）分输节点热值约束

不同用户对天然气热值要求不同，确定下游节点热值和华白指数，可有效对下游节点实施约束。热值约束针对发电厂用户和工业用户，如式(25)所示

$$H_{D_n}^{\min} \leqslant H_{D_n} \tag{25}$$

式中：

$H_{D_n}^{\min}$—下游用户处最小天然气热值，$MJ/m^3$。

2）分输节点组分含量约束

化工用户将天然气作为生产原料，因此，对节点组分含量具有一定的要求，如式(26)所示

$$\varphi_{D_n}^{\min}(\mathrm{CH_4}) \leqslant \varphi_{D_n}(\mathrm{CH_4}) \tag{26}$$

式中：

$\varphi_{D_n}^{\min}(\mathrm{CH_4})$—下游用户处最小甲烷含量，%；

$\varphi_{D_n}(\mathrm{CH_4})$—下游用户处的甲烷含量，%。

### 3.4 决策变量

根据目标函数及约束条件，建立的数学模型中优化变量为：气源处天然气供应气量 $Q_{I_n}$、各压气站

开机台数 $\delta_j$ 和压缩机转速 $n_j$。其中，气源处天然气供应气量和压缩机转速为连续性变量，压缩机开机台数为离散变量。约束条件同时具有线性约束条件和非线性约束条件。构成了一个混合整数非线性规划问题(MINLP)，具有一定的求解难度。

## 4 求解方法

针对本优化问题，选择通用数学建模系统(General Algebraic Modeling System，GAMS)进行编程求解。GAMS 基于关系数据库技术与数学规划理论，为使用者在模型、算法和数据之间构建桥梁。同时，GAMS 包含了多种高效求解引擎，可求解线性、非线性规划问题以及混合整数线性、混合整数非线性规划问题等各种类型的实际问题。

本文模型中的离散变量仅由压缩机的开机方案产生，离散变量较少，使用 GAMS/ANTIGONE 求解器进行求解。求解环境为 Intel(R) Pentium(R) CPU G4560 3.50 GHz 的处理器和 16 GB 的运行内存。

## 5 算例研究

为了验证数学模型的准确性，本文选择国内某长输管道 MSNGP 作为算例，管网结构关系如图 4 所示，该管道总长为 2 229 km，包含 3 处气源($I_n$)，30 个分输站($D_n$)和 7 座压气站($C_S$)。管道最高允许运行压力 9.85 MPa，干线管道内径 0.95 m，管道壁厚 21 mm。本文主要研究使用能量计量体系后对管道运营利润的优化情况，该管道现行计量体系仍为体积计量，且已具有实施能量计量的基础，故分析该管道优化后的结果具有现实意义。3 处气源气质参数如表 5 所示，供气压力和供气能力边界如表 6所示。

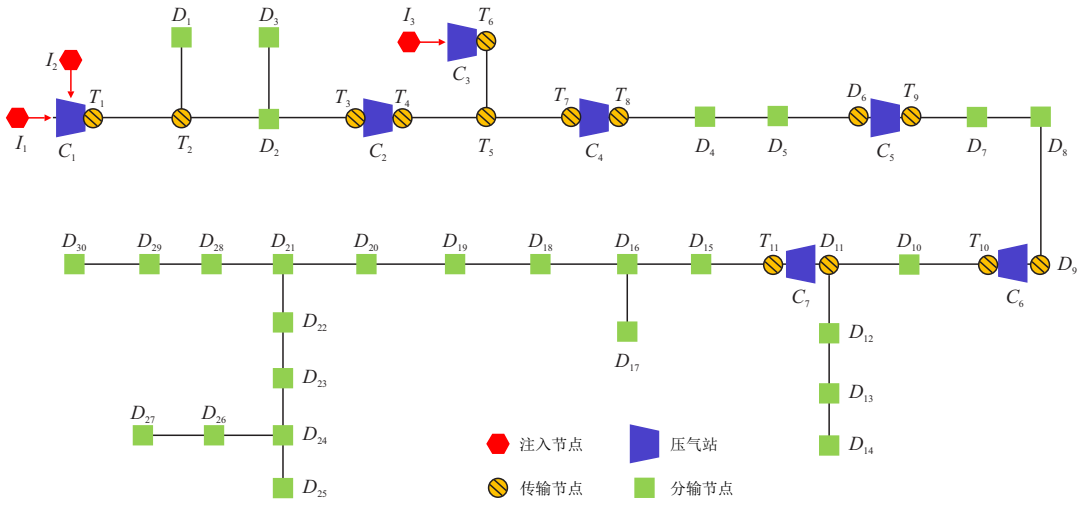



图 4 管道 MSNGP 结构示意图

**Fig. 4 Schematic diagram of pipeline MSNGP structure**

表 5 不同气源气质参数

**Tab. 5 Gas quality parameters of different gas sources**

| 气源 | 天然气组分/% | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CH_4$ | $C_2H_6$ | $C_3H_9$ | $C_{3+}$ | $H_2$ | He | $N_2$ | $CO_2$ |
| $I_1$ | 94.53 | 0.41 | 0.07 | 0 | 0 | 0.02 | 2.73 | 2.24 |
| $I_2$ | 92.82 | 3.88 | 0.60 | 0.35 | 0 | 0.02 | 1.20 | 1.13 |
| $I_3$ | 95.21 | 2.45 | 0.34 | 0 | 0 | 0.02 | 1.35 | 0.63 |

表 6 气源压力设置及供气能力边界

**Tab. 6 Gas source pressure setting and gas supply capacity boundary classification**

| 气源 | 供气压力/MPa | 供气能力下限/($10^4$ $m^3 \cdot d^{-1}$) | 供气能力上限/($10^4$ $m^3 \cdot d^{-1}$) |
|---|---|---|---|
| $I_1$ | 7.20 | 900 | 1 890 |
| $I_2$ | 7.20 | 500 | 900 |
| $I_3$ | 4.50 | 1 000 | 1 850 |

管道 MSNGP 干线各压气站内均配置相同型号的离心式压缩机，并采用并联的形式布置。在 7 座

压气站中，所有压缩机均由电动机驱动，单台压缩机最大功率分别为 7 200、11 000 和 15 000 kW 共 3 个等级，各压气站配置参数如表 7 所示。由于各压气站建设投产时间不同，因此，具有的增压能力不同，各压缩机的特性也不同。此外，根据管网运行公司在 2020 年发布的产品运行报告计算压缩机运行费用系数为 0.56 元/(kW·h)。

以该管道在 2020 年秋季某一天的现场实际运行工况为例开展研究。当日的管道总输量为 4 214.57×$10^4$ $m^3$，下游各分输节点需求气量如图 5所示，非居民用户分类及气质需求如表 8 所示。其中，分输节点 $D_{30}$ 要求进站压力不低于 4 MPa。

根据该日各节点处现场实际热值含量，结合 2020 年企业长输管道采购价格表以及 2019 年发布关于调整天然气基准门站价格的通知(发改价格〔2019〕562 号)，使用式(2)~式(8)计算不同方案下天然气购买，分输及销售价格，分别如表 9、表 10 和图 6 所示，不同方案下天然气的价格不同，改变了优化模型的边界参数。

**表 7　各压气站配置参数**

**Tab. 7　Configuration parameters of each compressor station**

| 压气站 | 压缩机类型 | 压缩机最大功率/kW | 额定转速/($r·min^{-1}$) | 配置方式 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 离心式 | 7 200 | 4 412~7 127 | 2+1 |
| 2 | 离心式 | 7 200 | 5 873~9 487 | 2+1 |
| 3 | 离心式 | 15 000 | 8 048~13 001 | 3+1 |
| 4 | 离心式 | 7 200 | 4 412~7 127 | 3+1 |
| 5 | 离心式 | 11 000 | 5 633~9 099 | 2+1 |
| 6 | 离心式 | 7 200 | 4 412~7 127 | 3+1 |
| 7 | 离心式 | 11 000 | 5 633~9 099 | 2+1 |

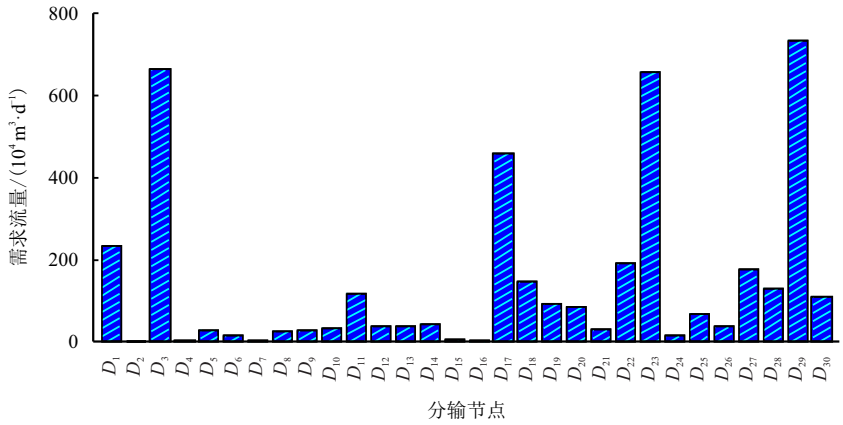



**图 5　分输节点需求气量**

**Fig. 5　Gas demand of nodes**

**表 8　下游非居民用户分类及气质需求**

**Tab. 8　Downstream non-resident users and their requirements for gas quality**

| 分输节点 | 用户类型 | 气量需求/($10^4$ $m^3·d^{-1}$) | 气质需求 |
|---|---|---|---|
| $D_1$ | 发电厂 | 233.99 | 热值含量不低于 36.00 MJ/$m^3$ |
| $D_2$ | 工业用户 | 1.99 | 热值含量不低于 36.00 MJ/$m^3$ |
| $D_3$ | 化工用户 | 663.04 | 甲烷含量不低于 93% |
| $D_{13}$ | 工业用户 | 37.03 | 热值含量不低于 36.80 MJ/$m^3$ |
| $D_{14}$ | 化工用户 | 43.25 | 甲烷含量不低于 94% |
| $D_{25}$ | 工业用户 | 68.79 | 热值含量不低于 36.80 MJ/$m^3$ |
| $D_{26}$ | 工业用户 | 37.29 | 热值含量不低于 36.80 MJ/$m^3$ |
| $D_{27}$ | 工业用户 | 176.04 | 热值含量不低于 36.80 MJ/$m^3$ |

**表 9　天然气购气价格**

**Tab. 9　Purchase price of natural gas**

元/GJ

| 气源 | 方案 1 | 方案 2 | 方案 3 | 方案 4 | 方案 5 | 方案 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $I_1$ | 37.71 | 37.73 | 38.61 | 37.16 | 37.20 | 38.95 |
| $I_2$ | 37.71 | 37.73 | 38.61 | 37.91 | 37.96 | 39.75 |
| $I_3$ | 37.71 | 37.73 | 38.61 | 37.55 | 37.59 | 39.36 |

表 10 天然气管输费率

Tab. 10 Pipeline transmission price of natural gas

元/(GJ·km)

| 管道类型 | 管道起点 | 管道终点 | 方案 1 | 方案 2 | 方案 3 | 方案 4 | 方案 5 | 方案 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 干线 | $T_1$ | $T_5$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |
| | $T_5$ | $D_{30}$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |
| 支线 | $T_2$ | $D_1$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 2 | 0.010 2 | 0.010 7 |
| | $D_2$ | $D_3$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |
| | $T_6$ | $T_5$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.009 6 | 0.010 0 |
| | $D_{11}$ | $D_{14}$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |
| | $D_{16}$ | $D_{17}$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |
| | $D_{21}$ | $D_{27}$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |
| | $D_{24}$ | $D_{25}$ | 0.010 4 | 0.010 4 | 0.010 6 | 0.010 3 | 0.010 3 | 0.010 8 |

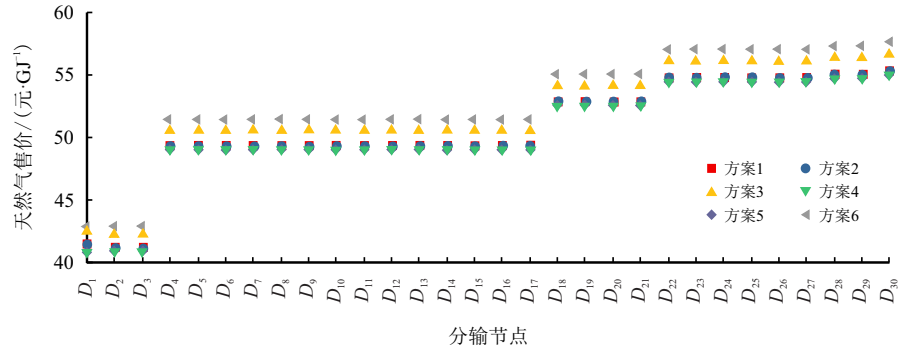



图 6 天然气销售价格

Fig. 6 Sales price of natural gas

## 6 结果与讨论

本文创新性地提出了能量计量体系下多气源管网运行优化方法，即以管道运营利润最大为目标函数建立了数学模型，模型中天然气购买、分输及销售价格均使用能量计量价格，同时考虑了非居民用户对天然气气质的需求，气源处天然气供应气量、各压气站开机台数及压缩机转速。将模型应用于国内某长输管道，并采用 GAMS/ANTIGONE 求解器对模型进行了求解。为了充分说明能量计量体系下管道运营方案与体积计量体系下管道运营方案的差异，选择了该管道在当前体积计量体系下的一套现场方案为依据，进行对比分析。

实施能量计量体系后，能量计量价格通过原有体积计量价格转换获得，因此，不同气源处的购气价格与其自身的天然气热值有关，气源处气体热值越高，确定的能量计量单价越高。为降低购气成本运营商会尽可能选择气价较低的气源进行供气，但受下游用户气质需求的影响，需要对各气源间供气比例进行调配。各气源供气量如表 11 所示，不同供气方式中各气源的供气量主要受下游用户气质需求和各气源购气价格的影响。对比能量计量下不同方案中各气源供气量可知，气源供气方式主要分为两种：1) 方案 1~ 方案 3 的供气方式；2) 方案 4~ 方案 6 的供气方式。第 1 种供气方式与现场数据相比，增加了气源 $I_2$ 和 $I_3$ 的供气量，降低了 $I_1$ 的供气量。方案 1~ 方案 3 内的不同气源具有相同的购气价格，各气源主要根据下游用户气质需求确定供气量，且在满足下游用户气质需求的前提下，提供的热值含量越高，售气收益越高，因此，虽然气源 $I_1$ 和气源 $I_2$ 都在压气站 $C_1$ 处进入主干线，但供气比例不同，$I_2$ 因为自身的热值高于 $I_1$，所以以最大供气能力进行供气时可以在保证用户气质需求的前提下获得较高的利润。第 2 种供气方式与现场数据相比，增加了 $I_3$ 的供气量，降低了 $I_1$ 和 $I_2$ 的供气量。方案 4~ 方案 6 的气源购气价格根据实际供气热值确定，具有波动性，$I_1$ 与 $I_2$ 相比虽然其热值较低，但同时具有较低的购气价格，因此，在满足用户气质需求的前提下，提高 $I_1$ 的供气量可以有效降低购气成本。由于气源 $I_3$ 供应的天然气在节点 $T_5$ 处汇入主干线，且与 $I_1$ 和 $I_2$ 相比其具有较高热值，因此，在两种供气方式中，$I_3$ 均以

最大供气量 1 850×10$^4$ m$^3$/d 进行供气，可以在提高下游售气收益的同时降低管输成本和压气站能耗费用。

干线各压气站运行参数如表 12 所示，使用能量计量体系对管道运行参数进行优化后，优化结果均与现场实际增压方式不同。由于能量计量下各气源供应流量的改变，使全线的增压方式产生一定的改变，根据优化结果可分为两种不同的增压方式：1）方案 1~ 方案 3 具有相同的增压方式：压气站 $C_2$ 开机 2 台、$C_3$ 开机 3 台、$C_4$ 开机 2 台、$C_5$ 开机 3 台、$C_6$ 开机 2 台；2）方案 4~ 方案 6 具有相同的增压方式：压气站 $C_2$ 开机 2 台、$C_3$ 开机 3 台、$C_4$ 开机 2台、$C_5$ 开机 2 台、$C_7$ 开机 3 台，其中，$C_1$ 和 $C_7$ 均为投入运行。在能量计量下的优化结果中，均在压气站 $C_4$ 和 $C_5$ 处产生最高压力，为 9.85 MPa，达到了设置的管道允许最高运行压力。

各压气站中压缩机转速如图 7 所示，在各方案中，压气站 $C_2$~$C_5$ 处的压缩机均具有相同转速，其中，$C_2$ 和 $C_3$ 处压缩机的转速低于现场实际运行的压缩机转速，压缩机功率也较低，而在 $C_4$ 和 $C_5$ 处压缩机的转速高于现场实际运行方案，压缩机功率也较高。方案 4~ 方案 6 为第 2 种增压方式，与第 1 种增压方式相比，$C_6$ 处的压缩机转速较低，但由于两种增压方式中各压气站开机台数不同，进而产生相同的全线总功率。这种情况由模型求解算法的不确定性造成，但求解结果均为全局最优解，说明求解结果良好，因此，可根据现场实际需求选取全线增压方式。

**表 11　各气源供气量**

**Tab. 11　Supply volume of each gas source**

10$^4$ m$^3$/d

| 气源 | 体积计量现场数据 | 能量计量 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 方案 1 | 方案 2 | 方案 3 | 方案 4 | 方案 5 | 方案 6 |
| $I_1$ | 1 679.29 | 1 464.59 | 1 464.59 | 1 464.59 | 1 572.68 | 1 572.68 | 1 572.68 |
| $I_2$ | 884.85 | 900.00 | 900.00 | 900.00 | 791.91 | 791.91 | 791.91 |
| $I_3$ | 1 650.45 | 1 850.00 | 1 850.00 | 1 850.00 | 1 850.00 | 1 850.00 | 1 850.00 |

**表 12　干线各压气站运行参数**

**Tab. 12　Operating parameters of compressor stations on the main pipeline**

| 运行方案对比 | 压气站 | 开机台数/台 | 进气压力/MPa | 排气压力/MPa | 压比 | 压缩机转速/(r·min$^{-1}$) | 单机功率/kW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 现场数据 | 1 | 0 | 7.20 | 7.20 | 1.00 | 0 | 0 |
| | 2 | 1 | 6.66 | 8.12 | 1.22 | 8 105.42 | 4 159.04 |
| | 3 | 4 | 4.50 | 8.12 | 1.80 | 11 041.50 | 6 205.50 |
| | 4 | 2 | 6.84 | 8.63 | 1.26 | 4 569.27 | 3 265.28 |
| | 5 | 2 | 6.30 | 9.03 | 1.43 | 5 061.52 | 5 685.20 |
| | 6 | 0 | 8.31 | 8.31 | 1.00 | 0 | 0 |
| | 7 | 2 | 6.76 | 9.24 | 1.37 | 4 761.43 | 6 847.28 |
| 方案 1~ 方案 3 | 1 | 0 | 7.20 | 7.20 | 1.00 | 0 | 0 |
| | 2 | 2 | 6.59 | 8.24 | 1.25 | 5 873.00 | 2 370.39 |
| | 3 | 3 | 4.50 | 8.55 | 1.90 | 10 611.82 | 6 091.38 |
| | 4 | 2 | 7.37 | 9.85 | 1.34 | 4 772.08 | 7 045.96 |
| | 5 | 3 | 7.08 | 9.85 | 1.39 | 5 633.00 | 5 290.65 |
| | 6 | 2 | 8.69 | 9.41 | 1.08 | 4 518.92 | 1 792.85 |
| | 7 | 0 | 8.07 | 8.07 | 1.00 | 0 | 0 |
| 方案 4~ 方案 6 | 1 | 0 | 7.20 | 7.20 | 1.00 | 0 | 0 |
| | 2 | 2 | 6.59 | 8.24 | 1.25 | 5 873.00 | 2 370.39 |
| | 3 | 3 | 4.50 | 8.55 | 1.90 | 10 611.82 | 6 091.38 |
| | 4 | 2 | 7.37 | 9.85 | 1.34 | 4 772.08 | 7 045.96 |
| | 5 | 2 | 7.08 | 9.85 | 1.39 | 5 633.00 | 7 935.97 |
| | 6 | 3 | 8.69 | 9.41 | 1.08 | 4 412.00 | 1 195.23 |
| | 7 | 0 | 8.07 | 8.07 | 1.00 | 0 | 0 |

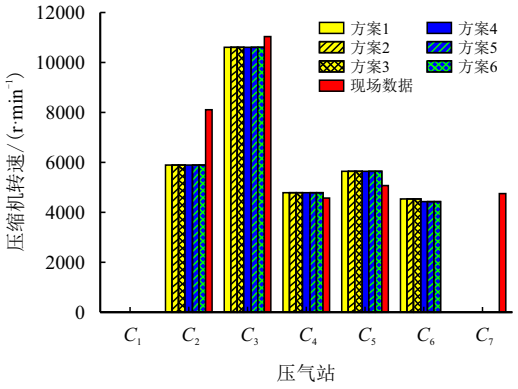



**图 7　干线各压气站内压缩机转速对比**

**Fig. 7　Comparison of compressor speed in each compressor station of the main pipeline**

管道干线压力如图 8 所示，各方案下干线压降相同，各节点压力均位于 3.00~9.85 MPa，末端节点 $D_{30}$ 压力为 4.00 MPa，满足管道输送要求。

管道干线节点热值如图 9 所示。由图 9 可知，方案 1~ 方案 3 的管道干线节点热值相同，方案 4~ 方案 6 的管道干线节点热值相同，且前者各节点处热值均比后者高。节点 $T_5$ 前节点热值由气源 1 和气源 2 的混合比例确定，在 $T_5$ 处由于气源 3 供应的天然气汇入主干线，且其热值含量较高，引起后续节点热值的升高。除混气节点 $T_5$ 处气体热值发生变化，其余节点热值保持相对稳定，均与前一节点处热值相同。

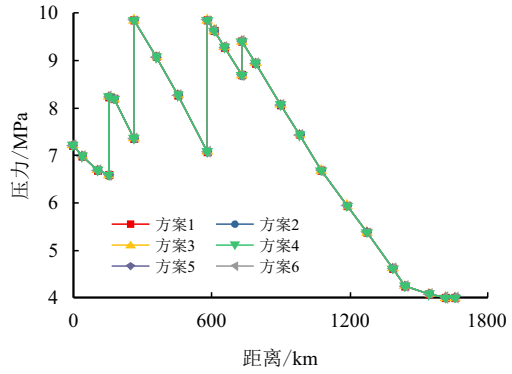



**图 8　管道干线压力变化**

**Fig. 8　Pressure along main pipeline**

管道下游非居民用户节点参数如表 13 所示。结合表 8 可知，节点热值参数和甲烷含量参数均符合非居民用户气质需求。

管道运营成本费用、售气收益和利润如表 14 所示，其中，方案 6 产生的管道运营利润最高，为 129.24 万元，比现场运行方案高出 28.17 万元，提高了近 27.87% 的利润。由表 14 可知，购气成本在管道运营成本费用中占比约为 75%，管输成本占比约为 24%，压气站运行成本约占比 1%，因此，购气成本和管输成本相对压气站运行成本而言具有较大的优化空间。

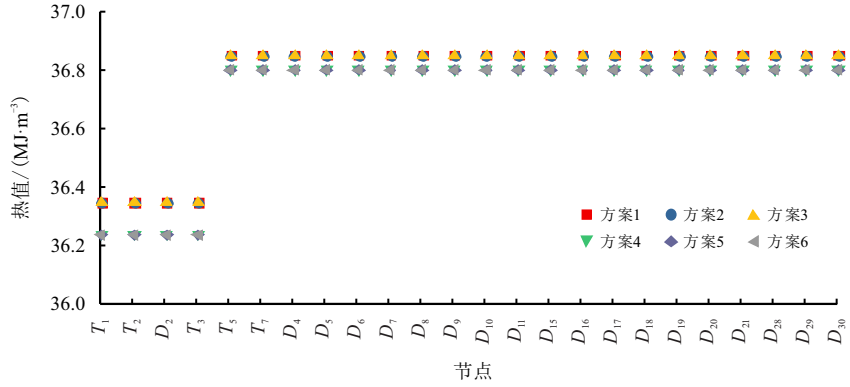



**图 9　管道干线节点热值**

**Fig. 9　Calorific value of main pipeline node**

购气成本在管道运营成本费用中占比最高，在计量体系换为能量计量后，天然气购气价格与气源处天然气热值有关，又因天然气购气价格在短时间内不会变化，所以购气成本主要受气源天然气热值和供气量的影响，高热值天然气对应着较高的购气价格。方案 1~ 方案 3 中各方案内气源气价相同，所以主要根据各气源热值优化了各气源供气量，方案 4~ 方案 6 中各方案内气源价格由气源供气热值含量确定，所以各气源供气量的优化结果与购气价格和气源热值有关。方案 6 的购气成本最高，比现场运行方案高 215.18 万元，方案 4 的购气成本最低，比现场运行方案低 64.41 万元。

在管输成本和压气站运行成本方面，能量计量下管输成本由输送天然气的热值和气量计算，管输

成本受到各气源供气量的间接影响，管输天然气热值越高产生的管输成本越高，因此也限制了高热值气源的供气量。压气站运行成本在运营成本中最低，管输成本影响大于压气站能耗费用。方案 6 虽然输送的天然气热值含量较方案 1~ 方案 3 低，但管输价格较高，所以管输成本最高，为 1 891.61 万元，与现场运行方案中管输成本相差 47.91 万元。由于能量计量下各方案中气源 1 和气源 2 的供气量之和以及气源 3 的供气量都相同，不同压气站处选取的压缩机运行费用系数相同，均为 0.56 元/(kW·h)，所以不同增压方式下的压气站运行成本相同。

结合前文可知，使用方案 6 进行价格转换时，使用的基准热值为 2018 年前国家一类气质标准规定的热值，即 36.00 MJ/m$^3$，与管道 MSNGP1 气源处的平均热值相比更低，因此，确定的天然气购买、分输及销售价格较高，进而导致方案 6 的购气成本和管输成本在各方案中最高，售气收益也最高，但其购气成本和管输成本增加的幅度均低于售气收益增加的幅度，所以方案 6的管道运营利润最高。因此，实施方案 6 建立能量计量体系，可为运营商带来更多的利润。

**表 13　非居民用户节点参数**

**Tab. 13　Node parameters of non-resident user**

| 运行方案 | 分输节点 | 热值/(MJ·m$^{-3}$) | 甲烷含量/% |
|---|---|---|---|
| 方案 1~ 方案 3 | $D_1$ | 36.35 | 93.90 |
| | $D_2$ | 36.35 | 93.90 |
| | $D_3$ | 36.35 | 93.90 |
| | $D_{13}$ | 36.85 | 94.60 |
| | $D_{14}$ | 36.85 | 94.60 |
| | $D_{25}$ | 36.85 | 94.60 |
| | $D_{26}$ | 36.85 | 94.60 |
| | $D_{27}$ | 36.85 | 94.60 |
| 方案 4~ 方案 6 | $D_1$ | 36.24 | 94.00 |
| | $D_2$ | 36.24 | 94.00 |
| | $D_3$ | 36.24 | 94.00 |
| | $D_{13}$ | 36.80 | 94.70 |
| | $D_{14}$ | 36.80 | 94.70 |
| | $D_{25}$ | 36.80 | 94.70 |
| | $D_{26}$ | 36.80 | 94.70 |
| | $D_{27}$ | 36.80 | 94.70 |

**表 14　管道运营成本费用、售气收益和利润**

**Tab. 14　Pipeline operation cost, gas sales revenue and profit**

| 运行方案 | 管道运营成本费用/万元 | | | 售气收益/万元 | 利润/万元 |
|---|---|---|---|---|---|
| | 压气站运行成本 | 购气成本 | 管输成本 | | |
| 现场运行方案 | 81.25 | 5 858.28 | 1 843.70 | 7 884.30 | 101.07 |
| 方案 1 | 76.02 | 5 839.47 | 1 832.99 | 7 863.28 | 114.80 |
| 方案 2 | 76.02 | 5 842.57 | 1 832.99 | 7 867.29 | 115.71 |
| 方案 3 | 76.02 | 5 978.84 | 1 868.24 | 8 051.29 | 128.19 |
| 方案 4 | 76.02 | 5 793.87 | 1 812.70 | 7 793.55 | 110.96 |
| 方案 5 | 76.02 | 5 800.35 | 1 806.50 | 7 801.56 | 118.68 |
| 方案 6 | 76.02 | 6 073.46 | 1 891.61 | 8 170.33 | 129.24 |

## 7 结　论

1) 使用不同能量计量方案优化得到的结果均优于现场实际运行方案，其中，方案 6 产生的管道运营利润最高，为 129.24 万元，比现场运行方案高出 28.17 万元，提高了近 27.87% 的利润。

2) 在管道运营总成本中购气成本、管输成本和压气站运行成本约分别占比 75%、24% 和 1%。购气成本在管道运营成本费用中占比最高，其主要受到各气源气价、供气量和热值的综合影响；管输成本和压气站运行成本受到各气源供气量的间接影响。

3) 在实施能量计量体系后，售气收益受到下游分输节点处热值的直接影响，由于售气价格和下游用户需求气量固定，分输节点处天然气热值含量越高，带来的售气收益越高。

4) 在制定管道运营方案时，运营商应在确保用户气质需求的基础上，优先选择提供高热值天然气且购气价格较低的气源进行供气，其次考虑管输成本和压气站运行成本，以此提高售气收益，降低管道运营成本费用，以实现管道运营利润最大化。

## 参考文献

[1] 天工.《中长期油气管网规划》发布[J]. 天然气工业，2017，37(7)：114.
TIAN Gong. Medium-and long term oil and gas pipeline network planning publish[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 114.

[2] 袁献忠. 热值计量模式下川气东送管道运行优化研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(5): 140−151. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.09.23.01
YUAN Xianzhong. Operation optimization of sichuan east gas transmission pipeline under calorific value measurement mode[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(5): 140–151. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.09.23.01

[3] KAZDA K, LI Xiang. Approximating nonlinear relationships for optimal operation of natural gas transport networks[J]. Processes, 2018, 6(10): 198. doi: 10.3390/pr6100198

[4] 于进, 郝小虎, 刘四洋, 等. 基于两种算法的天然气管网运行优化技术[J]. 实验室研究与探索, 2014, 33(10): 27−31, 45. doi: 10.3969/j.issn.1006-7167.2014.10.007
YU Jin, HAO Xiaohu, LIU Siyang, et al. The research on running optimization technology of natural gas pipelines based on two algorithms[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2014, 33(10): 27–31, 45. doi: 10.3969/j.issn.1006-7167.2014.10.007

[5] 郁辰阳, 余川, 朱一萌, 等. 压气站优化运行模型及算法研究[J]. 石油规划设计, 2015, 26(5): 11−14. doi: 10.3969/j.issn.1004-2970.2015.05.003
YU Chenyang, YU Chuan, ZHU Yimeng, et al. Research on optimal operation model and algorithm of compressor station[J]. Petroleum Planning and Design, 2015, 26(5): 11–14. doi: 10.3969/j.issn.1004-2970.2015.05.003

[6] ZHANG Zhenwu, LIU Xiantao. Study on optimal operation of natural gas pipeline network based on improved genetic algorithm[J]. Advances in Mechanical Engineering, 2017, 9(8): 1687814017715981. doi: 10.1177/1687814017715981

[7] 徐衍鲁, 马燕, 李顺宝, 等. 不同优化算法在天然气管网系统中的应用[J]. 计算机应用, 2014, 34(S1): 148−150, 198.
XU Yanlu, MA Yan, LI Shunbao, et al. Application of different optimization algorithms in natural gas pipeline network[J]. Journal of Computer Applications, 2014, 34(S1): 148–150, 198.

[8] KASHANI A H A, MOLAEI R. Techno-economical and environmental optimization of natural gas network operation[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2014, 92(11): 2106–2122. doi: 10.1016/j.cherd.2014.02.006

[9] 高建丰, 金卷华, 王焱, 等. 基于改进的遗传算法的天然气管网系统运行优化[J]. 油气田地面工程, 2020, 39(1): 12−17. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2020.01.003
GAO Jianfeng, JIN Juanhua, WANG Yan, et al. Operation optimization of natural gas pipeline network system based on improved genetic algorithm[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2020, 39(1): 12–17. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2020.01.003

[10] HONG Bingyuan, LI Xiaoping, DI Guojia, et al. An integrated MILP method for gathering pipeline networks considering hydraulic characteristics[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2019, 152: 320–335. doi: 10.1016/j.cherd.2019.08.013

[11] 任佳, 段继芹, 何敏. 天然气能量计量系统分级与不确定度评定[J]. 天然气工业, 2022, 42(10): 115−122. doi: 10. 3787/j.issn.1000-0976.2022.10.011
REN Jia, DUAN Jiqin, HE Min. Classification and uncertainty assessment of natural gas energy measurement system[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(10): 115–122. doi: 10. 3787/j.issn.1000-0976.2022.10.011

[12] DEMISSIE A, ZHU Weihang, BELACHEW C T. A multi-objective optimization model for gas pipeline operations[J]. Computers and Chemical Engineering, 2017, 100: 94–103. doi: 10.1016/j.compchemeng.2017.02.017

[13] SU Huai, ZIO E, ZHANG Jinjun, et al. A method for the multi-objective optimization of the operation of natural gas pipeline networks considering supply reliability and operation efficiency[J]. Computers & Chemical Engineering, 2019, 131(5): 106584. doi: 10.1016/j.compchemeng.2019.106584

[14] 孙涛, 徐明海. 基于改进粒子群算法的油田管网优化[J]. 油气田地面工程, 2016, 35(7): 38−40, 44. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2016.7.012
SUN Tao, XU Minghai. Optimization of oilfield pipe network based on improved particle swarm algorithm[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2016, 35(7): 38–40, 44. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2016.7.012

[15] OGBE E, MUKHERJEE U, FOWLER M, et al. Integrated design and operation optimization of hydrogen commingled with natural gas in pipeline networks[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2019, 59(4): 1584–1595. doi: 10.1021/acs.iecr.9b04550

[16] ZHOU Jun, PENG Jinghong, LIANG Guangchuan, et al. Operation optimization of multiroute cyclic natural Gas transmission network under different objectives[J]. Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice, 2022, 13(1): 04021079. doi: 10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.000

0628

[17] 庞喆，王寿喜，王黎宏. 天然气管线稳态运行优化技术研究[J]. 管道技术与设备，2017(6)：20−24. doi：10.3969/j.issn.1004-9614.2017.06.005
PANG Zhe, WANG Shouxi, WANG Lihong. Operation optimization technical research of natural gas pipelines under steady state[J]. Pipeline Technology and Equipment, 2017(6): 20–24. doi: 10.3969/j.issn.1004-9614.2017.06.005

[18] 周志斌，何润民，何春蕾，等. 国外天然气能量计量与计价综述[J]. 天然气技术与经济，2011，5(5)：3−7，19. doi：10.3969/j.issn.2095-1132.2011.05.001
ZHOU Zhibin, HE Runmin, HE Chunlei, et al. Overview of foreign natural gas measurement and energy pricing[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(5): 3–7, 19. doi: 10.3969/j.issn.2095-1132.2011.05.001

[19] 苏毅，骆科东. 我国天然气流量计量技术现状及发展趋势分析[J]. 石油管材与仪器，2015，1(5)：8−12，17. doi：10.3969/j.issn.1004-9134.2015.05.002
SU Yi, LUO Kedong. Status and development trend analysis on natural gas flow metering technology in China[J]. Petroleum Instruments, 2015, 1(5): 8–12, 17. doi: 10.3969/j.issn.1004-9134.2015.05.002

[20] 贺超. 天然气热值计量发展趋势及展望[J]. 天然气与石油，2021，39(1)：140−144. doi：10.3969/j.issn.1006-5539.2021.01.022
HE Chao. Development trend and prospect of natural gas calorific value measurement[J]. Natural Gas and Oil, 2021, 39(1): 140–144. doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2021.01.022

[21] 黄维和，罗勤，黄黎明，等. 天然气能量计量体系在中国的建设和发展[J]. 石油与天然气化工，2011，40(2)：103−108. doi：10.3969/j.issn.1007-3426.2011.02.001
HUANG Weihe, LUO Qin, HUANG Liming, et al. Construction and development of natural gas energy measuring system in China[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2011, 40(2): 103–108. doi: 10.3969/j.issn.1007-3426.2011.02.001

[22] 张伟，周进生. 关于利用能量计量天然气的经济技术分析[J]. 中国矿业，2012，21(5)：30−34，55. doi：10.3969/j.issn.1004-4051.2012.05.008
ZHANG Wei, ZHOU Jinsheng. Economy and technology analysis of natural gas energy metering[J]. China Mining Magazine, 2012, 21(5): 30–34, 55. doi: 10.3969/j.issn.1004-4051.2012.05.008

[23] 李时博. 利用能量计量天然气的经济技术分析[J]. 工程技术，2017(4)：00090.
LI Shibo. Economic and technical analysis of using energy to measure natural gas[J]. Engineering Technology, 2017(4): 00090.

[24] 王富平，周娟，段小浪，等. 我国如何实行天然气能量计量和计价[J]. 天然气工业，2018，38(10)：128−134. doi：10.3787/j.issn.1000-0976.2018.10.018
WANG Fuping, ZHOU Juan, DUAN Xiaolang, et al. How to practice energy metering and pricing of natural gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 128–134. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.10.018

[25] 韩逍. 天然气按能量计价实施方案研究[J]. 经济研究导刊，2019(18)：110−111. doi：10.3969/j.issn.1673-291X.2019.18.049
HAN Xiao. Research on the implementation scheme of energy pricing of natural gas[J]. Economig Research Guide, 2019(18): 110–111. doi: 10.3969/j.issn.1673-291X.2019.18.049

[26] 谭琦，周建，林萍. 天然气能量计价实施方案关键问题研究[J]. 天然气技术与经济，2018，12(6)：33−36. doi: 10.3969/j.issn.2095-1132.2018.06.008
TAN Qi, ZHOU Jian, LIN Ping. Study on key issues of the implementation scheme in natural gas energy pricing[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(6): 33–36. doi: 10.3969/j.issn.2095-1132.2018.06.008

[27] 李猷嘉. 欧美燃气质量和互换性问题研究的近期进展(一)[J]. 城市燃气，2014(11)：4−16. doi：10.3969/j.issn.1671-5152.2014.11.001
LI Youjia. Recent progress in research on gas quality and interchangeability in Europe and America(I)[J]. City Gas, 2014(11): 4–16. doi: 10.3969/j.issn.1671-5152.2014.11.001

[28] 陈传胜，周军. 基于用户满意度的天然气购销决策优化[J]. 油气储运，2022，41(10)：1225−1234. doi：10.6047/j.issn.1000-8241.2022.10.014
CHEN Chuansheng, ZHOU Jun. Optimization of natural gas purchase and sales decision based on customer satisfaction[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(10): 1225–1234. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.10.014

[29] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. 天然气能量的测定：GB/T 22723—2008[S]. 北京：中国标准出版社，2008.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. Energy determination for natural gas: GB/T 22723–2008[S]. Beijing: Standards Press of China, 2008.

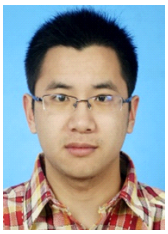
[30] 陈赓良. 天然气能量计量的有关法制问题[J]. 天然气工业，2003，23(1)：88−91. doi：10.3321/j.issn:1000-0976.2003.01.027
CHEN Gengliang. Legal issues related to energy measurement of natural gas[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(1): 88–91. doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2003.01.027

[31] 冯庆善. 关于长输管道统一定义与范围界定的讨论[J]. 油气储运，2020，39(5)：492−499. doi: 10.6047/j.issn.-

1000-8241.2020.05.002
FENG Qingshan. Discussion on uniform definition and scoping of long-distance pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(5): 492–499. doi: 10.6047/-j.issn.1000-8241.2020.05.002
[32] 《天然气管网调控运行技术》编委会. 天然气管网调控运行技术[M]. 北京：石油工业出版社，2017.
Editorial Board of Regulation and Operation Technology of Natural Gas Pipeline Network. Regulation and operation technology of natural gas pipeline network[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
[33] 张应辉. 管网仿真在城市燃气输配调度中的应用[J]. 城市燃气，2009，414(8)：9−12. doi：10.3969/j.issn.1671-5152.2009.08.002
ZHANG Yinghui. Network simulation in city gas transmission and distribution scheduling[J]. City Gas, 2009, 414(8): 9–12. doi: 10.3969/j.issn.1671-5152.2009.08.002
[34] BRZECZKOWSKI S, SZENIAWSKI M. Forecasting of gas quality[C]. Atlanta: PSIG Annual Meeting, 2017.
[35] 李长俊. 天然气管道输送[M]. 北京：石油工业出版社，2000.
LI Changjun. Natural gas pipeline transportation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.

## 作者简介

**刘诗桃**，1996 年生，女，汉族，四川自贡人，博士，主要从事天然气系统节能优化与腐蚀防护研究。E-mail：liushitao1996@163.com



**周　军**，1987 年生，男，汉族，四川德阳人，副教授，博士，主要从事油气储运系统和综合能源系统优化研究。E-mail：zhoujunswpu@163.com

**刘　翠**，2000 年生，女，汉族，四川成都人，硕士，主要从事油气储运系统优化研究。E-mail：2676721313@qq.com

**秦一雄**，1998 年生，男，汉族，山西大同人，助理工程师，硕士，主要从事液化天然气气化外输和管网运行优化研究。E-mail：10643080704@qq.com

**梁光川**，1972 年生，男，汉族，重庆彭水人，教授，博士，主要从事储气库系统和油气地面集输系统节能优化研究。E-mail：lgcdjr@163.com

编 辑：牛静静
编辑部网址：http://zk.swpuxb.com