



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2024.09.04.04

文章编号: 1674-5086(2025)03-0135-10

中图分类号: TE832

文献标志码: A

LNG与PNG协同供应的混合气源天然气管网设计优化方法研究

郑焯^{1,2}, 周军^{2*}, 张树中¹, 李肖肖¹, 梁光川²

1. 中国石化中原石油工程设计有限公司, 河南 郑州 450000; 2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500

摘要: 随着中国大力推进 LNG 进口与 LNG 接收站建设, 未来沿海城市将形成以 LNG 与 PNG 供应为主的天然气管网结构。针对 LNG 和 PNG 协同供应的天然气管网设计优化的问题, 在管网设计优化基础上, 将 LNG 和 PNG 协同供应对管网的影响纳入约束中, 以年折合费用最低为目标函数, 建立 LNG 与 PNG 协同供应的混合气源天然气管网设计优化通用 MINLP 模型。以某沿海地区为例, 提出分级优化与整体优化两种求解策略求解上述模型, 分级优化第一阶段布局优化将以最小流量长度和为目标函数线, 采用数学规划求解器 GUROBI 求解, 第二阶段采用数学规划求解器 CONOPT 求解。整体优化通过增量分段线性化的方法对压降约束线性化, 采用数学规划求解器 DICOPT 求解。最终得到分级优化和整体优化两种管网设计方案, 分析发现整体优化求解时间大于分级优化, 整体优化的年折合费同比降低 749.16 万元/年, 同比降低 1.41%, 验证了研究建立的数学模型的可靠性, 可为 LNG 和 PNG 协同供应的天然气管网方案设计提供参考。

关键词: 液化天然气; 管道天然气; 混合气源; 天然气管网; 混合整数非线性最优化

Design Optimization of Mixed Gas Source Natural Gas Pipeline Network for Collaborative LNG and PNG Supply

ZHENG Zhuo^{1,2}, ZHOU Jun^{2*}, ZHANG Shuzhong¹, LI Xiaoxiao¹, LIANG Guangchuan²

1. Zhongyuan Petroleum Engineering Co. Ltd., SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450000, China

2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: China's vigorous promotion of the construction of LNG import and LNG receiving stations, will from will form a natural gas pipeline network structure mainly for LNG and PNG supply in coastal cities. This research is aimed at the problem of collaborative LNG and PNG supply of natural gas pipeline network design optimization. On the basis of pipeline network design optimization, the influence of collaborative LNG and PNG supply on the pipeline network is included in the constraints, and the lowest annual equivalent cost is the objective function to establish a general MINLP model for the design and optimization of the natural pipeline network of the mixed gas source of LNG and PNG. Taking a coastal area as an example, two solution strategies, hierarchical optimization and overall optimization, are proposed to solve the above model. In the first stage of hierarchical optimization, the layout optimization will take the minimum flow length and the objective function line, and the mathematical programming solver GUROBI for solution, and in the second stage, the mathematical programming solver CONOPT is used. The overall optimization uses incremental piecewise linearization to linearize the pressure drop constraint, and the mathematical programming solver DICOPT for solution. Finally, two pipeline network design schemes of hierarchical optimization and overall optimization were obtained. The analysis found that the overall optimization solution time was longer than that of hierarchical optimization. The annual equivalent cost of overall optimization was reduced by RMB 7.4916 million per year, a decrease of 1.41%, which verified the reliability of the established general model, and can provide a reference for the design of the natural gas pipeline network for the collaborative supply of LNG and PNG.

Keywords: LNG; PNG; mixed gas source; natural gas pipeline network; MINLP

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20250529.1804.004.html>

郑焯, 周军, 张树中, 等. LNG 与 PNG 协同供应的混合气源天然气管网设计优化方法研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 135-144.

ZHENG Zhuo, ZHOU Jun, ZHANG Shuzhong, et al. Design Optimization of Mixed Gas Source Natural Gas Pipeline Network for Collaborative LNG and PNG Supply[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 135-144.

* 收稿日期: 2024-09-04 网络出版时间: 2025-05-30

通信作者: 周军, E-mail: zhoujunswpu@163.com

基金项目: 国家自然科学基金(51704253, 52474084)

引言

保障天然气供应安全是中国中长期能源发展需要重点关注的问题,但是中国常规天然气资源有限^[1-2],需借助除管道天然气(Pipeline Natural Gas, PNG)外的其他气源[液化天然气(Liquefied Natural Gas, LNG)、沼气和合成天然气]来弥补不足,形成混合气源协同供应的发展趋势^[3-4]。LNG 作为一种高热值的清洁能源,其应用前景非常广阔。近年来,国家大力开展 LNG 接收站的建设,提高 LNG 进口量,与天然气管网系统贯通,构成 PNG 与 LNG 协同供应管网^[5-6]。此外,中国提出的“气化长江”工程规划,将在长江沿线合理布局 LNG 接卸及加注站,构建长江绿色航运通道,推动 LNG 的便利化应用。未来在一些未完全覆盖天然气管网的地区,仍然存在新建或扩建管网的需求。

许多学者对天然气管网最低投资和运行成本进行过设计优化研究^[7-8]。Sepehr 等^[9]建立了适用于天然气管网设计的模型,目标函数设置为系统投资和运行成本最小化,采用启发式遗传算法求解,获得天然气管网的最优设计参数。Üster 等^[10]以降低设施总投资和运营成本为目标函数,提出了一个混合整数非线性归化模型,该模型使用在线求解手段进行编程求解,确定天然气管网中的各项设计参数,解决天然气管网建设问题,同时降低总投资和运营成本。Wu 等^[11]建立了主干天然气管道的优化模型,以最大效益和最大运输量为目标,并使用层次分析法确定权重值将两个目标合并为一个目标函数,分别采用惯性自适应粒子群算法和粒子群优化算法(Particle Swarm Optimization, PSO)进行求解,获得了更优的解决方案。Demissie 等^[12]提出了一种优化天然气管网运行的多目标优化模型,将功耗最小和气体输送流量最大设置为多目标,使用 NSGA-II 算法求解,获得的解是一组帕累托最优解,决策者可以从中选择特定的优选解。张禾等^[13]以页岩气集输管网为研究对象,旨在最小化设施建设投资成本,模型求解选用改进遗传算法,有效获得了管网最优设计方案。徐宁等^[14]以平均日运行费用最小为目标函数,综合考虑供需能力及站场建设方案等约束,建立混合整数线性规划模型,使系统的建设及运行总费用达到最小。Zhang 等^[15]综合考虑天然气采购价格和用户需求随机波动,建立

了基于蒙特卡洛采样的混合整数线性规划模型,验证了价格不确定性和需求不确定性在整个天然气管网的运营成本和系统构造方案中的重要作用。目前,大多数研究为单气源或者气质接近的多气源天然气管网设计优化,考虑 LNG 和 PNG 混合气源的天然气管网设计优化研究较少。在 LNG 与 PNG 协同供应的气源结构下,设计和建设高效运行的天然气管网,相比单气源管网设计,需要考虑的影响因素更多。为此本文综合考虑 LNG 和 PNG 混合气源给管网设计带来的影响,建立通用的管网设计优化模型,确定管网新建工程布局与运行方案。为中国 LNG 和 PNG 混合气源协同供应的天然气管网的设计方案编制提供参考,对保障能源安全和降低管网设施投资运行成本具有重要意义。

1 混合气源天然气管网与气源互换性

1.1 混合气源天然气管网

本文研究的混合气源天然气管网系统是指由两个及以上的 LNG 和 PNG 气源点协同供应,各气源点具有气质组分和采购价格差异,管网由一个运营商经营管理,并由用户需求节点、中间节点和压缩机节点组成的管网系统,如图 1 所示。使用有向图 $G=(N, A)$ 来代表该混合气源管网系统(A —边的集合, N —节点集合)。

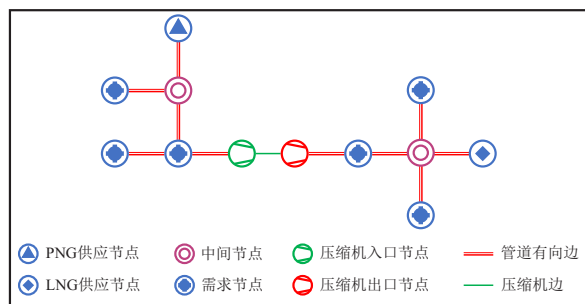


图 1 LNG 与 PNG 协同供应的混合气源天然气管网示意图
Fig. 1 Natural gas pipeline network for the collaborative supply of mixed gas sources of LNG and PNG

1.2 混合气源互换性

美国国家天然气委员会对燃气的“互换性”的定义是在不显著改变燃具运行安全和性能前提下,以及不会大幅度增加空气污染物的情况下,在燃具中使用其他气质的燃气(置换气)替代其燃具基准燃气(基准气)的能力^[16]。考虑到 LNG 和 PNG 两种介质的气质组分和热值差异,两者在同一管道中

混合输送时,将存在互换性问题。常用的互换性判断方法主要包括华白指数法、A.G.A 法和韦弗指数法^[17]。天然气互换时如果华白指数保持恒定,则热负荷和一次空气系数基本稳定^[18]。华白指数(沃伯指数)是燃气热值与其相对密度平方根的比值,计算如式(1)所示。

$$W = \frac{H}{\sqrt{r_g}} \quad (1)$$

式中:

W —华白指数(沃伯指数), MJ/m^3 ;

H —天然气发热量, MJ/m^3 ;

r_g —天然气相对密度, 无因次。

本研究将 PNG 设定为基准气, 将 LNG 设定为置换气, 两种介质的气源气质参数如表 1 所示。

表 1 气源气质参数表(15 °C, 101.325 kPa)

Tab. 1 Gas source quality parameters(15 °C, 101.325 kPa)

气源	成分 %							高位热值/ ($\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}$)	相对密度/ 无因次
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{C}_4$	$n\text{C}_4$	CO_2	N_2		
PNG	94.70	0.55	0.08	0.03	0.01	2.71	1.92	36.27	0.593 3
LNG	96.64	1.97	0.34	0.15	0	0	0.90	38.32	0.573 9

图 2 为两种气体的物性参数在互换性盒子中的具体位置。由图 2 可以看出, LNG 和 PNG 的物性参数都属于互换性盒子的范围之内, 满足气源进入管网系统的性能要求。按照标准要求, LNG 和 PNG 两种介质混合后, 混合气的华白指数波动范围应为基准气的 95%~105%, 也就是 44.75~49.47 MJ/m^3 。

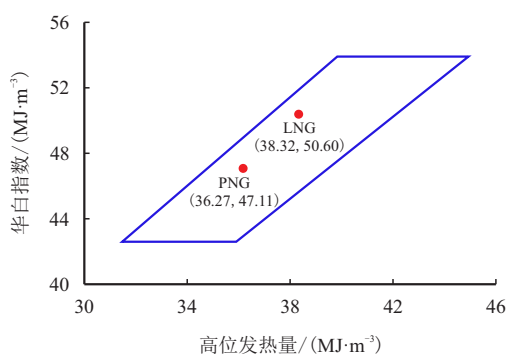


图 2 LNG 与 PNG 在互换性盒子中的位置

Fig. 2 Position of LNG and PNG in the interchangeability box

图 3 为 LNG 与 PNG 两种介质混合时其华白指数的变化趋势, 其中, LNG 掺混范围为 0~100%, 随着 LNG 掺混比例的上升, 混合气华白指数由 47.11 MJ/m^3 上升至 50.60 MJ/m^3 。在本研究中的 LNG 与 PNG 协同供应天然气管网, LNG 在同一需求节点供应占比应小于等于 67.71%, 才能满足标准

规范的华白指数波动要求, 并以此为依据对模型中气体的混合比例进行约束。

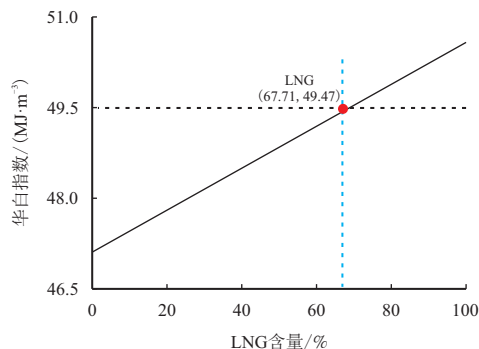


图 3 PNG 与 LNG 混合气的华白指数变化趋势

Fig. 3 Trend of Huabai index changes in PNG and LNG mixtures

2 数学模型

2.1 模型假设

混合气源协同供应的天然气管网系统优化是一个十分复杂的问题, 为方便计算, 提出如下系统假设: 1) 天然气在管道中稳态流动, 气体物性参数恒定, 不考虑物性参数的瞬态变化; 2) 天然气在管道中等温输送, 气体温度接近管道周围环境温度; 3) 不考虑管道的高程差, 天然气在管道中水平流动; 4) 压缩机设备的压缩过程为绝热等熵过程^[12]。

2.2 目标函数

数学模型的目标函数为管网投资成本最小化, 主要由 4 个部分组成, 分别为管线投资成本、压缩站投资成本, 压缩机站运行维护成本和管线维护成本。利用资本回收率(Capital Recovery Factor, CRF)对管网建设投资成本进行转换, 得到系统投资的年折算成本, 如式(2)所示; 资本回收率的计算方程见式(3); 管线投资如式(4)所示; 压缩机站投资如式(5)所示。

$$\min F = (C_c + C_p)R_{\text{CRF}} + C_{p,0} + C_{c,0} \quad (2)$$

$$R_{\text{CRF}} = \frac{I}{1 - (I + 1)^{-f}} \quad (3)$$

$$C_p = \sum_{(i,j) \in A_p} \sum_{d \in D} \sum_{e \in E} \alpha_{ij} l_{ij} \rho_p \pi (d_{ij} - 2e_{ij}) e_{ij} C_{p,a} \quad (4)$$

$$C_c = \sum_{(i,j) \in A_c} \beta_{ij} C_{c,a} \quad (5)$$

式中:

F —管网投资成本, 元;

C_c —压缩机站投资成本, 元;

C_p —管线投资成本, 元;

$C_{c,o}$ —压缩机站运行维护成本, 元;

$C_{p,o}$ —管线维护成本, 元;

R_{CRF} —资本回收率, 无因次;

I —利率, 无因次;

f —系统生命周期;

A_p —管道有向边集合;

d_{ij} —节点 i 与 j 间管道的直径, m;

D —管道直径集合;

e_{ij} —节点 i 与 j 间管道的壁厚, m;

E —管道壁厚集合;

α_{ij} —二元变量, 如果在边 $(i, j) \in A_p$ 上建设管道时为 1, 否则为 0;

l_{ij} — $(i, j) \in A_p$ 的管道长度, m;

ρ_p —管材密度, kg/m³;

$C_{p,a}$ —单位重量管道投资, 元/kg;

A_c —压缩机边集合;

β_{ij} —二元变量, $\beta_{ij}=1$ 表示在边 (i, j) 上建设压缩机站, 否则 $\beta_{ij}=0$;

$C_{c,a}$ —单位压缩机站的投资, 元/座;

i, j —拓扑中节点 i 与 j 。

压缩机站的运行维护成本计算如式(6)所示, 主要根据电力消耗成本和设备维护成本进行计算。

$$C_{c,o} = \sum_{(i,j) \in A_c} \beta_{ij} (C_{c,e} + C_{c,m}) \quad (6)$$

式中:

$C_{c,e}$ —电力消耗成本, 元;

$C_{c,m}$ —设备维护成本, 元。

式(7)展示了压缩机站电力消耗成本的计算方式。此外, 管线和压缩机维护成本以投资成本占比方式进行计算, 系统年维护成本约占投资成本的 5%^[9]。

$$C_{c,e} = 16.883 p_s Q_{ij} t C_{e,a} \frac{1}{\eta_g \eta_c} \frac{\gamma}{\gamma - 1} \left(\varepsilon^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \quad (7)$$

式中:

p_s —压缩机入口压力, MPa;

Q_{ij} —压缩机入口状态流量, m³/min;

t —压缩机每年工作时间, h;

$C_{e,a}$ —电价, 元/(kW·h);

η_g —传动效率, %;

η_c —机械效率, %;

γ —气体绝热指数, 无因次;

ε —压缩机压比, 无因次。

2.3 约束条件

2.3.1 流量约束

边流量约束如式(8)所示

$$M_{ij} \leq M_{\max} B_{ij}, \quad \forall (i, j) \in A \quad (8)$$

式中:

M_{ij} — $(i, j) \in A$ 的管道中从 i 流向 j 的流量,

kg/s;

$M_{\max}$ 最大流量, kg/s;

B_{ij} —拓扑结构的直接映射变量, 如果流体从 i 流向 j , $B_{ij}=1$, 管道未连通则 $B_{ij}=0$ 。

根据物质守恒定律, 节点流量平衡方程为

$$\sum_{(i,j) \in A} M_{ji} + S_i = \sum_{(i,j) \in A} M_{ij} + O_i \quad \forall i \in N_d \cup N_s \cup N_m \quad (9)$$

$$O_i = O_{P,i} + O_{L,i} \quad (10)$$

式中:

S_i —流入节点 i 的气体量, kg/s;

O_i —流出节点 i 的气体量, kg/s;

N_d —需求节点集合;

N_s —供应节点集合;

N_m —中间节点集合;

$O_{P,i}$ —流出节点 i 的 PNG 量, kg/s;

$O_{L,i}$ —流出节点 i 的 LNG 量, kg/s。

2.3.2 供需及互换性约束

节点 i 的能量需求由各个气源满足, 如式(11)所示。PNG 和 LNG 混合气源对同一节点进行供应时, 需满足混合气源的互换性要求, 如式(12)所示。

$$O_{P,i} H_P + O_{L,i} H_L \geq D_i \quad (11)$$

$$\frac{O_{L,i}}{O_{P,i} + O_{L,i}} \leq 0.6771 \quad (12)$$

式中:

H_P —PNG 热值, MJ/kg;

H_L —LNG 热值, MJ/kg;

D_i —节点 i 用户能量需求, MW。

2.3.3 二元变量约束

流动方向约束如式(13)所示, B_{ij} 直接表征管网拓扑中边的流动状态, 对于拓扑中任意边 $(i, j) \in A$, 气体流动方向唯一, 即 i 到 j 与 j 到 i 的流动状态不会同时存在。式(14)表示管道存在状态约束, 通过 B_{ij} 与 B_{ji} 的取值限制, 反映拓扑中管道是否实际存在及流通状态。式(15)表示节点连接状态约束, 对于任意需求节点, 则一定存在与之相连的管道

$$B_{ij} + B_{ji} \leq 1, \quad \forall (i, j) \in A \quad (13)$$

$$B_{ij} + B_{ji} \leq \alpha_{ij}, \quad \forall (i, j) \in A, i < j \quad (14)$$

$$\sum_{j \in N} B_{ji} \geq 1, \quad \forall i \in N_d \quad (15)$$

中间节点一定存在流入该节点的流量和流出该节点的流量, 约束为

$$\sum_{j \in N} B_{ji} \geq 1, \quad \forall i \in N_m \quad (16)$$

$$\sum_{j \in N} B_{ij} \geq 1, \quad \forall i \in N_m \quad (17)$$

2.3.4 管网压力约束

管网系统以 PNG 作为主要气源, 因此, 将 PNG 入口压力设定为系统最大压力边界。需求节点受到最大最小压力边界限制, 如式(18)所示, 压缩机最大出口压力限制如式(19)所示

$$p_{\min} \leq p_i \leq p_{\max}, \quad \forall i \in N_d \quad (18)$$

$$p_i \leq p_{\max}, \quad \forall i \in N_{c,I} \quad (19)$$

式中:

$p_{\min}$ —管网系统最低运行压力, MPa;

p_i —节点 i 压力, MPa;

$p_{\max}$ —管网系统最高运行压力, MPa;

$N_{c,I}$ —压缩机入口节点集合。

节点间的压降约束为

$$(p_i^2 - p_j^2) - \delta_{ij} M_{ij}^2 = 0, \quad \forall (i, j) \in A_p \quad (20)$$

$$\delta_{ij} = \frac{16 \lambda Z R T l_{ij}}{\pi^2 d_{ij}^5} \quad (21)$$

式中: p_j —节点 j 压力, MPa;

δ_{ij} —管道水力压降系数, 无因次;

λ —管道摩阻系数, 无因次;

Z —天然气压缩系数, 无因次;

R —普适气体常数, $R=8.314 \text{ J/(K}\cdot\text{mol)}$;

T —管道平均输送温度, K。

2.3.5 压缩机约束

压缩机压比约束如式(22)所示。压缩机处于旁通状态时, $\varepsilon = \varepsilon_{\min} = 1$, 此时压缩机进出口压力相同, 压缩机功率为 0。压缩机运行时, 若节点 i 和节点 j 分别为入口和出口节点, 则出口节点压力应大于入口节点压力且小于等于入口压力的 ε 倍, 如式(23)所示。

$$\varepsilon_{\min} \leq \varepsilon \leq \varepsilon_{\max} \quad (22)$$

$$p_i < p_j \leq \varepsilon p_i, \quad \forall (i, j) \in A_c \quad (23)$$

式中:

$\varepsilon_{\min}$ —压缩机增压最小压比, 无因次;

$\varepsilon_{\max}$ —压缩机增压最大压比, 无因次。

2.3.6 管径及壁厚约束

天然气在管道中流动时应满足最小和最大流速约束, 如式(24)所示。根据天然气流量和流速, 便可计算出新建管道的管径参数, 如式(25)所示。基于管网系统设计压力和管径参数, 管道壁厚计算如式(26)所示。

$$v_{\min} \leq v \leq v_{\max} \quad (24)$$

$$d_{ij} = \sqrt{14.7 \frac{M_{ij} T_1 p_0}{\rho v T_0 p_1}} \quad (25)$$

$$e_{ij} \geq \frac{p_1 d_{ij}}{2 \sigma_s \phi u b} \quad (26)$$

式中:

$v_{\min}$ —气体流速下限边界, m/s;

v —气体流速, m/s;

$v_{\max}$ —气体流速上限边界, m/s;

ρ —天然气密度, kg/m^3 ;

T_1 —管道平均输送温度, K;

T_0 —标况温度, K;

p_0 —标况压力, MPa;

p_1 —设计压力, MPa;

σ_s —管道最低屈服强度, MPa;

ϕ —焊缝系数, 无因次;

u —管道设计系数, 无因次;

b —温度折减系数, 无因次。

2.4 模型通用性分析

本模型按功能将约束划分为流量约束、供需约束、压力约束等, 各约束可根据具体工程需求进行调整或替换。其中关键参数如 $M_{\max}$ 、 $p_{\min}$ 、 $p_{\max}$ 、 $\varepsilon_{\min}$ 和 $\varepsilon_{\max}$ 等均可根据不同规模和地域的管网设计需求进行配置, 无需改变模型结构。且模型中未对节点数量和连接关系设置固定限制, 通过调整 N_s 、 N_d 、 N_m 和 A 等集合元素, 可使模型适应不同复杂度的网络拓扑。虽然当前模型以 PNG 和 LNG 为例, 但通过扩展式(11)和式(12)中的能量平衡和互换性约束, 可以纳入氢气、生物甲烷等其他气源类型(如 $O_{i,\kappa} H_{\kappa}$, 其中, κ —气源类型)。

3 求解策略

本文建立的混合气源协同供应数学模型是含有大量离散变量的复杂混合整数非线性最优化(Mixed Integer Nonlinear Programming, MINLP)问题,提出了分级优化和整体优化两种求解策略。分级优化包括布局优化(第一阶段)和确定管网运行参数的结构参数优化(第二阶段),前一阶段的优化结果作为后一阶段设计的基础;而整体优化进行整体计算,直接通过节点位置、供应量和需求量等数据优化确定管网结构和运行参数。

3.1 分级优化求解

分级优化第一阶段,以流量长度和 F_1 最小作为目标函数,如式(27)所示。约束条件有流量约束、供需及互换性约束及二元变量约束等。

$$\min F_1 = \sum_{(i,j) \in A} \alpha_{ij} l_{ij} M_{ij} \quad (27)$$

由于目标函数为非线性函数,为降低求解难度,将其线性化处理。令 $f_{ij} = \alpha_{ij} M_{ij}$,则可表示为

$$\min F_1 = \sum_{(i,j) \in A} f_{ij} l_{ij} \quad (28)$$

其中, f_{ij} 的约束条件

$$M_{ij} \leq f_{ij} + M_{\max}(1 - \alpha_{ij}) \quad (29)$$

$$0 \leq f_{ij} + M_{\max} \alpha_{ij} \quad (30)$$

经过线性化,混合气源管网布局优化问题由 MINLP 模型转化为混合整数线性规划(MILP)模型,以分支定界算法为基础,通过数学规划建模系统 GUROBI 进行求解,得到管网布局方案。

第二阶段,管网结构参数优化目标函数如式(5)所示,其中 α_{ij} 为已知量,约束条件为压力约束、压缩机约束、管径及壁厚约束,采用基于广义简约梯度法的大规模数学规划建模系统 CONOPT 编程求解,得到管网运行方案。

3.2 整体优化求解

混合气源管网整体优化以年折合费用为目标函数,约束条件有流量约束、供需及互换性约束、二元变量约束、管网压力约束、压缩机约束、管径及壁厚约束,数学模型为典型 MINLP 模型。为降低模型求解难度,通过增量分段线性化方法将天然气管道压降方程线性化,采用大规模数学规划建模系统 DICOPT 求解,线性化的过程如下。

1) 根据求解模型的规模和特点,确定合适的线性化分段段数,如 $N_{PL} - 1$;

2) 在 x 的范围内计算分段线性化离散点 $x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_{N_{PL}}$;

3) 求取各离散点的 $f(x)$ 取值;

4) 引入新变量 φ 和 η 将 x 和 $f(x)$ 进行线性化表示,同时,保证分段线性化时必须从左往右连续且不间断

$$f(x) = f(x_1) + \sum_{k=1}^{N_{PL}-1} [f(x_{k+1}) - f(x_k)] \varphi_k \quad (31)$$

$$x = x_1 + \sum_{k=1}^{N_{PL}-1} (x_{k+1} - x_k) \varphi_k \quad (32)$$

$$\varphi_{k+1} \leq \eta_k, \eta_k \leq \varphi_k, k = 1, 2, \dots, N_{PL} - 2 \quad (33)$$

$$0 \leq \varphi_k \leq 1, k = 1, 2, \dots, N_{PL} - 1 \quad (34)$$

式中:

$\varphi_k - x$ 在第 k 个分段区间上的位置,取值为 $0 \sim 1$;

η_k — 二元变量。

4 算例分析

4.1 基础数据

为验证模型的正确性和可靠性,选择某沿海地区实际情况进行算例分析。该地区用户的天然气来源主要有 PNG 和沿海地区 LNG 接收站的进口 LNG,没有大型天然气储备系统,当地天然气管网供应与需求节点如图 4 所示,节点相关参数如表 2 所示,其中,仅在节点 1 有 PNG 供应,流量 200.00 kg/s,仅在节点 13 有 LNG 供应,流量 25.00 kg/s。管网最小压力 3.0 MPa,最大压力(设计压力)6.0 MPa, PNG 气源供应压力 5.4 MPa,气体流速 7~15 m/s。PNG 和 LNG 的热值分别为 50.76 MJ/kg 和 55.44 MJ/kg。

压缩机站建设成本 42 844.61 万元/座,电能价格 1.5 元/(kW·h),压缩机压比上限 1.5。管道建设单位成本折合为 35 元/kg。该地区设计系数 0.6,受到地理环境和社会环境的影响,经评估该管网系统仅在节点 3 和节点 11 处具备压气站建设的条件,同时,节点 11 位于管网边缘,所以仅考虑在节点 3 建设压缩机站,其中,节点 7 为压缩机入口节点,节点 8 为出口节点。

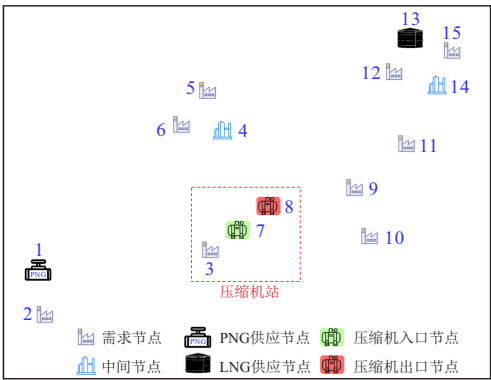


图 4 某沿海地区天然气供需节点分布图
Fig. 4 Distribution map of natural gas supply and demand nodes in a coastal area

表 2 需求节点编号及需求

Tab. 2 Requirement node number and requirement

节点编号	需求/MW	节点号	需求/MW
1		10	364.46
2	459.89	11	181.72
3	364.46	12	1 541.88
4		13	
5	364.46	14	
6	364.46	15	6 881.03
9	181.72		

4.2 模型求解参数

整体优化与分级优化求解参数对比见图 5。

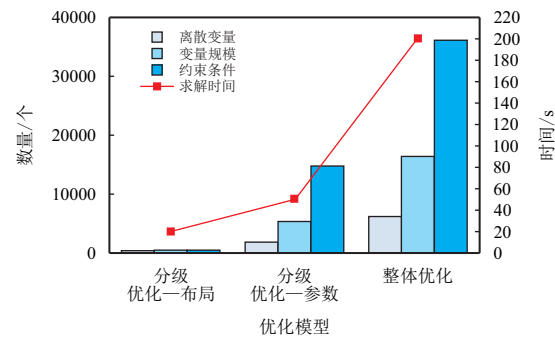


图 5 整体优化与分级优化模型和求解时间对比
Fig. 5 Comparison of overall optimization and hierarchical optimization models and solution times

分级优化第一阶段布局优化对模型求解时,统计得到该混合气源管网系统共计 15 个节点,约束条件 508 个,变量规模为 495,其中离散变量 312 个,求解时间为 20.12 s;分级优化第二阶段,以布局优化的结果为基础,结合该地区管网系统实际情况开展管网结构参数优化求解,统计得到 5 418 个变量,其中 1 801 个离散变量,14 672 个约束条件,耗费求解时间 50.69 s。整体优化求解时间和变量规模均与线性化的分段数有关,当线性化分段数设置为 5

时,约束条件 36 083 个,变量规模为 16 319,其中离散变量 6 155 个,求解时间为 200.32 s。对比分级优化和整体优化,整体优化相对于两阶段优化问题更加复杂,变量规模、约束条件以及求解时间均远大于分级优化求解时间之和。虽求解整体优化模型投入较多时间,但也验证了本文提出的分级优化与整体优化求解策略的可行性,相比之下得到了更加经济、合理的优化方案。

4.3 管网费用对比分析

分级优化一般得到局部最优解,虽然能快速确定管网布局,但忽视了各变量对全局的影响,而整体优化考虑布局、压缩机参数等所有变量,最终得到全局最优解。通过分级优化与整体优化求解,得到两组混合气源天然气管网设计方案,分级优化求解得到的年折合费用为 53 931.13 万元/年,管线建设投资为 219 172.30 万元;整体优化求解得到的年折合费用为 53 181.97 万元/年,管线建设投资 216 375.64 万元,相比之下,整体优化得到管线投资节省 2 796.66 万元,年折合费节省了 1.41%,其他费用对比分析如图 6 所示,其中整体优化后的压缩机电驱费用节省比例最高,达到了 3.26%,压缩机电驱费用平均每年节省 262.00 万元。整体优化得到了最优管网结构,不仅优化后的管网投资低,同时也降低了后期管网运行维护费用,验证了建立的混合气源天然气管网优化模型和求解的可靠性。

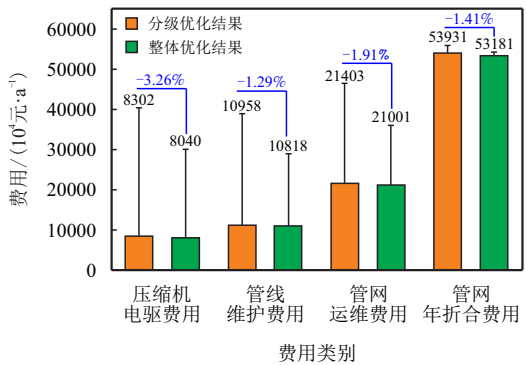


图 6 整体优化与分级优化费用对比
Fig. 6 Comparison of overall optimization and graded optimization costs

4.4 管网结构

分级优化与整体优化得到的管网方案节点连接形式如图 7 和图 8 所示,其节点流量分配、管道壁厚以及管长表如表 3 和表 4 所示。根据优化的管网结果进行对比发现,主干管线的路径存在差异,整体优化的主干线节点为 1-3-9-11-14-15,由于节点

11 与节点 10 的低需求, 而分级优化第一阶段为求得流量长度和最低, 所以分级优化为降低流量长度, 最终方案中的主干线节点避开节点 9 和节点 11, 为 1-3-14-15。

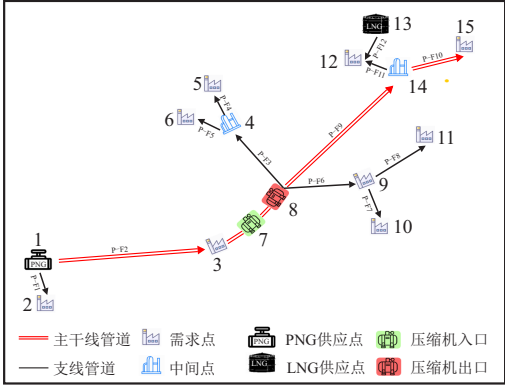


图 7 分级优化管网结构图
Fig. 7 Hierarchical optimization of pipeline network structure

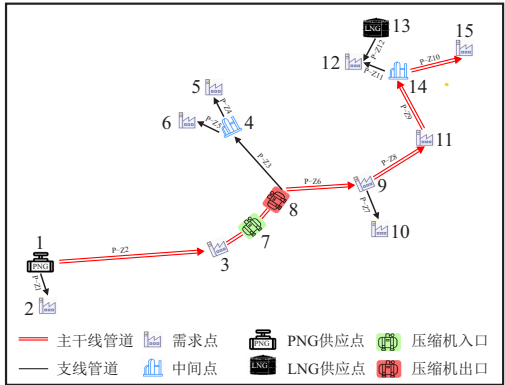


图 8 整体优化管网结构图
Fig. 8 Overall optimization of pipeline network structure

分级优化第一阶段通过流量长度和最小作为目标函数进行管网布局设计, 得到最小流量长度和为 40 314.81 km·kg/s, 而根据整体优化的设计结果, 其流量长度和为 51 340.07 km·kg/s, 但整体优化设计的管网经济性优于分级优化, 流量长度和的计算方法在管网设计中虽有一定的参考价值, 但考虑到建设管网的经济性, 以年折合费用最小作为目标函数仍是管网建设的首要因素。在流量分配中, 节点 12 由节点 13 的 LNG 与节点 1 的 PNG 供应, 由于节点 12 与节点 13 间距离较短, 节点 13 完全应向节点 12 供应, 天然气量为 25.00 kg/s, 而 PNG 的供应应降低 5.00 kg/s, 可降低管网主干线投资。但由于天然气互换性的约束, 混合气源协同供应时, LNG 的比例必须小于等于 67.71%, 为此, 优化方案中考虑最低管网投资, 将节点 12 的 LNG 供应量取最大, 即

19.92 kg/s, 而 PNG 供应量为 9.50 kg/s。

表 3 分级优化管道参数表

Tab. 3 Hierarchical optimization pipeline parameter table						
管段编号	上游节点编号	下游节点编号	直径/mm	壁厚/mm	长度/km	流量/(kg·s ⁻¹)
P-F1	1	2	168	2.8	6.77	9.06
P-F2	1	3	864	12.7	122.51	180.94
P-F3	8	4	323	4.8	35.99	14.36
P-F4	4	5	219	3.2	10.53	7.18
P-F5	4	6	219	3.2	17.79	7.18
P-F6	8	9	323	4.8	53.83	14.13
P-F7	9	10	219	3.2	20.47	7.18
P-F8	9	11	219	3.2	28.87	3.58
P-F9	8	14	813	11.1	90.25	145.06
P-F10	14	15	813	11.1	22.23	135.56
P-F11	14	12	273	4.0	9.50	9.50
P-F12	13	12	273	4.0	8.00	19.92

表 4 整体优化管道参数表

Tab. 4 Overall optimized pipeline parameter table						
管段编号	上游节点编号	下游节点编号	直径/mm	壁厚/mm	长度/km	流量/(kg·s ⁻¹)
P-Z1	1	2	168	2.8	6.77	9.06
P-Z2	1	3	864	12.7	122.51	180.94
P-Z3	8	4	323	4.8	35.99	14.36
P-Z4	4	5	219	3.2	10.53	7.18
P-Z5	4	6	219	3.2	17.79	7.18
P-Z6	8	9	813	11.1	53.83	159.40
P-Z7	9	10	219	3.2	20.47	7.18
P-Z8	9	11	813	11.1	28.87	148.64
P-Z9	11	14	813	11.1	83.48	145.06
P-Z10	14	15	813	11.1	22.23	135.56
P-Z11	14	12	273	4.0	9.50	9.50
P-Z12	13	12	273	4.0	8.00	19.92

4.5 管网压力

分级优化得到的运行方案压缩机压比 1.44, 整体优化得到的运行方案压缩机压比 1.40, 各节点压力参数如图 9 中柱状图所示, 管网主干线压力变化如图 9 中折线图所示。

分级优化和整体优化得到的管网运行方案中, 管网最低压力均为 3 MPa, 均满足管网最低压力要求。因分级优化管网方案优化设计中, 为降低管网流量长度, 节点 9、节点 10 和节点 11 设计为支线节点, 相比于整体优化, 其管径更小, 管网流量长度和最小, 导致该管线压降增加, 所以分级优化的管网最低压力节点为节点 10, 而在管网干线末端节点 15 压力为 3.2 MPa, 导致分级优化得到的管网运行方

案存在压缩机资源浪费问题,使得分级优化的管网年折合费用较高。相比之下,整体优化方案中压力最低点为管网干线最远端的节点15,最大程度上避

免压缩机资源浪费,最终得到的整体优化方案中压缩机运行费用以及管网年折合费用较分级优化方案有所降低。

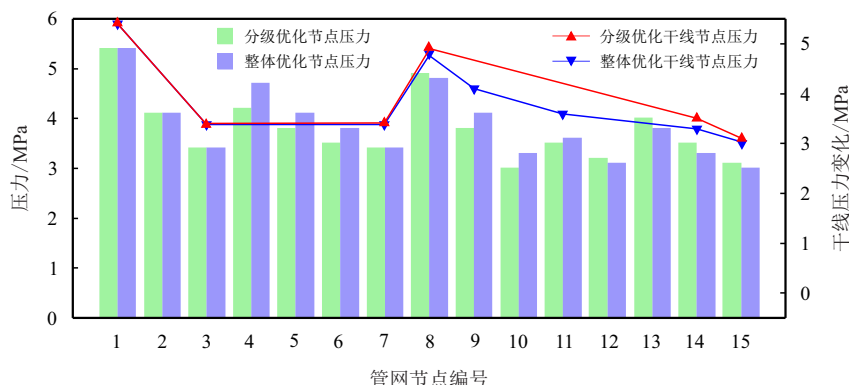


图9 节点压力

Fig. 9 Node pressure

5 结 论

1) 基于PNG与LNG协同供应的管网结构背景,针对混合气源协同供应管网的设计优化问题,考虑管网压力、节点流量、气体互换性等约束,建立了通用混合气源天然气管网设计优化MINLP模型。

2) 在模型求解中,提出分级优化与整体优化两种求解策略。分级优化将布局优化目标函数线性化并采用基于分支定界法的求解器GUROBI求解,在此基础上进行管网结构参数优化,采用基于广义简约梯度法的求解器CONOPT求解。整体优化采用增量线性化方法将约束中的非线性压降方程线性化,通过大规模数学规划求解器DICOPT进行模型整体求解。

3) 通过某地区实际算例分析,整体优化求解时间远大于分级优化求解时间,但年折合费比分级优化减少749.16万元/年,同比降低1.41%,两种优化方案均满足天然气互换性、管网压力以及供需要求,但整体优化相比分级优化得到方案更加经济、合理,也验证了本文建立的通用管网设计优化模型与求解方法的可靠性。

4) 建立的模型不局限于LNG与PNG协同供应的混合气源天然气管网设计,对于其他多种气源协同供应的管网系统优化设计均有一定的参考价值。

参考文献

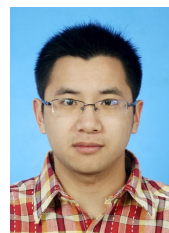
- [1] 张抗,孟凡洋,张立勤. 21世纪初期世界天然气格局变化及启示[J]. 世界石油工业, 2023, 30(1): 20-29. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.2023.01.004
 - [2] 李洪兵, 罗雨, 韩咪, 等. 中国天然气供需安全评价与发展建议[J]. 世界石油工业, 2024, 31(5): 1-9. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.2023.12.06001
 - [3] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国天然气产业发展形势与前景[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 133-142. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.04.017
 - [4] 刘剑文, 杨建红, 王超. 管网独立后的中国天然气发展格局[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 132-140. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.01.018
 - [5] 贾爱林, 何东博, 位云生, 等. 未来十五年中国天然气发展趋势预测[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 17-27. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2020.11.019
 - [6] 邹才能, 赵群, 陈建军, 等. 中国天然气发展态势及战略预判[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 1-11. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.04.001
- ZHANG Kang, MENG Fanyang, ZHANG Liqin. Changes and enlightenment of the world natural gas pattern in the early 21st century[J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(1): 20-29. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.2023.01.-004
- LI Hongbing, LUO Yu, HAN Mi, et al. Security evaluation and suggestion of natural gas supply & demand in China[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(5): 1-9. doi: 10.20114/j.issn.1006-0030.2023.12.06001
- LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Natural gas industry in China: Development situation and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4): 133-142. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.04.017
- LIU Jianwen, YANG Jianhong, WANG Chao. Natural gas development pattern in China after pipeline network independence[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 132-140. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.01.018
- JIA Ailin, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Predictions on natural gas development trend in China for the next fifteen years[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 17-27. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2020.11.019
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, CHEN Jianjun, et al. Natural gas in China: Development trend and strategic forecast[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1-11. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.04.001

- [7] 赵伟, 徐宁, 陆凯凯, 等. 运销分离下的天然气管网运输能力分配优化研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(4): 181–189. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.04.020
ZHAO Wei, XU Ning, LU Kaikai, et al. Research on capacity allocation optimization of natural gas pipeline networks under separation of transportation and marketing[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(4): 181–189. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.04.020
- [8] 陈飞. 能量计价对天然气管网售气收益的影响分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(1): 156–169. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.09.23.02
CHEN Fei. An analysis of the impact of energy pricing on the revenue of natural gas network[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(1): 156–169. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.09.23.02
- [9] SEPEHR S, MAHMOUDIMEHR J. Optimal design of a natural gas transmission network layout[J]. Chemical Engineering Research & Design, 2013, 91(12): 2465–2476. doi: 10.1016/j.cherd.2013.04.005
- [10] ÜSTER H, DILAVEROGLU S. Optimization for design and operation of natural gas transmission networks[J]. Applied Energy, 2014, 133: 56–69. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.042
- [11] WU Xia, LI Changjun, JIA Wenlong, et al. Optimal operation of trunk natural gas pipelines via an inertia-adaptive particle swarm optimization algorithm[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 21: 10–18. doi: 10.1016/j.jngse.2014.07.028
- [12] DEMISSIE A, ZHU Weihang, BELACHEW C T. A multi-objective optimization model for gas pipeline operations[J]. Computers & Chemical Engineering, 2017, 100(8): 94–103. doi: 10.1016/j.compchemeng.2017.02.017
- [13] 张禾, 周军, 董建蓉, 等. 地形起伏条件下页岩气管网布局优化研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(5): 170–174. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2019.05.029
ZHANG He, ZHOU Jun, DONG Jianrong, et al. Optimization of shale gas pipeline network layout under topographic relief[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 170–174. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2019.05.029
- [14] 徐宁, 张雪琴, 张浩然, 等. 天然气供应链整体优化[J]. 油气储运, 2020, 39(11): 1250–1261.
XU Ning, ZHANG Xueqin, ZHANG Haoran, et al. Overall optimization of natural gas supply chain[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(11): 1250–1261.
- [15] ZHANG Haoran, LIANG Yongtu, LIAO Qi, et al. Optimal design and operation for supply chain system of multi-state natural gas under uncertainties of demand and purchase price[J]. Computers & Industrial Engineering, 2019, 131: 115–130. doi: 10.1016/j.cie.2019.03.041
- [16] 郭开华, 王冠培, 皇甫立霞, 等. 中国天然气气质规格及互换性标准问题[J]. 天然气工业, 2011, 31(3): 97–101. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.03.025
GUO Kaihua, WANG Guanpei, HUANGPU Lixia, et al. Gas quality specification and interchangeability standards in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 31(3): 97–101. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.03.025
- [17] NGC + Interchangeability Work Group. White paper on natural gas interchangeability and non-combustion end use[R]. Washington DC: FERC, 2005.
- [18] 刘武, 纪国文, 季寿宏, 等. 多气源混输条件下天然气互换性问题分析——以浙江省天然气管网系统为例[J]. 石油与天然气化工, 2014(4): 401–404. doi: 10.3969/j.issn.1007-3426.2014.04.012
LIU Wu, JI Guowen, JI Shouhong, et al. Analysis of natural gas interchangeability under the condition of multiple gas mixed transportation: A case study in natural gas pipe network system of Zhejiang Province[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2014(4): 401–404. doi: 10.3969/j.issn.1007-3426.2014.04.012

作者简介



郑 焯, 1986 年生, 男, 汉族, 重庆潼南人, 高级工程师, 主要从事油气开发、油气储运工程设计和研究等方面的工作。E-mail: zhengz.osec@sinopec.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工作。E-mail: zhou-junswpu@163.com



张树中, 1975 年生, 男, 汉族, 河南焦作人, 高级工程师, 主要从事油气开发、油气储运工程设计和研究工作。E-mail: zysjyysz@163.com



李肖肖, 1988 年生, 男, 汉族, 河南郑州人, 工程师, 博士, 主要从事水平井、定向井等方面的研究工作。E-mail: 18382244018@163.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工作。E-mail: lgcdjr@163.com

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>