

页岩气地面集输管网增压位置优化模型

李泽龙^{1†}, 黄思宇¹, 罗媛媛¹, 段纪淼¹, 周 军²

(1. 陆军勤务学院, 重庆 401311; 2. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500)

摘要: 页岩气集输系统组合增压是目前最适用的增压方式. 为了优化页岩气集输管网的增压位置, 基于现有页岩气田增压模式, 建立了混合整数非线性规划模型(MINLP), 模型以压缩机总成本最小为目标函数, 约束条件包括管道压力和流量约束、压缩机约束、节流约束、压力平衡约束、气井增压和平台增压唯一性约束以及气井流量约束. 以某页岩气区块为例, 利用通用代数模型系统(GAMS)对优化模型进行求解, 得到对应的组合增压方案. 结论认为: ① 该优化模型可以根据页岩气区块实际生产情况, 通过编程求解, 在现有增压方式中优选出合适的组合增压方案; ② 气井增压和平台增压同时考虑时, 优化得出的增压位置更集中、压缩机数量更少, 体现了组合增压方式在页岩气集输系统增压中的优势; ③ 各种组合增压方式下压缩机总运行功率大致相同, 且站点处运行功率总是大于其他增压位置; ④ 当压缩机进出口压差和处理量越大时, 配置的压缩机额定功率也越大、购安成本越高、机组总成本也越高.

关键词: 页岩气; 集输系统; 增压方式; 优化; MINLP(混合整数非线性规划)

引用格式: 李泽龙, 黄思宇, 罗媛媛, 等. 页岩气地面集输管网增压位置优化模型. 控制理论与应用, 2025, 42(4): 767–775

DOI: 10.7641/CTA.2024.21054

Optimization model for pressurization position of shale gas surface gathering pipeline network

LI Ze-long^{1†}, HUANG Si-yu¹, LUO Yuan-yuan¹, DUAN Ji-miao¹, ZHOU Jun²

(1. Army Logistics Academy, Chongqing 401311, China;

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

Abstract: Combination pressurization of shale gas gathering systems is currently the most popular pressurization method. To optimize the pressurization position of shale gas gathering pipeline network, a mixed integer nonlinear programming model (MINLP) is developed based on the existing shale gas field pressurization model with the minimum total cost of compressor as the objective function and constraints including pipeline pressure and flow constraints, compressor constraints, throttling constraints, pressure balance constraints, gas well pressurization and platform pressurization uniqueness constraints, and gas well flow constraint. Taking a shale gas block as an example, the general algebraic modeling system (GAMS) is used to solve the optimization model to obtain the corresponding combined pressurization scheme. And the following conclusions were reached. Firstly, the optimization model can be programmed to solve for a preferred combination of pressurization schemes among existing pressurization methods based on the actual production of the shale gas blocks. Secondly, when gas well pressurization and platform pressurization are considered simultaneously, the optimized pressurization location is more concentrated and the number of compressors is smaller, reflecting the advantages of the combination pressurization method in the shale gas gathering systems pressurization. Thirdly, different combinations of pressurization methods have approximately the same total compressor operating power, and the operating power at the site is always greater than other pressurization positions. Fourth, when the compressor inlet and outlet pressure difference is bigger and the processing capacity is larger, the rated power of the configured compressor also increases, the purchase cost is higher and the total cost of the unit is also higher.

Key words: shale gas; gathering systems; combination pressurization; optimization; MINLP

Citation: LI Zelong, HUANG Siyu, LUO Yuanyuan, et al. Optimization model for pressurization position of shale gas surface gathering pipeline network. *Control Theory & Applications*, 2025, 42(4): 767–775

收稿日期: 2022–12–02; 录用日期: 2024–02–28.

†通信作者. E-mail: 2241149334@qq.com; Tel.: +86 18680971692.

本文责任编辑: 吴敏.

国家自然科学基金项目(51704253, 52272338), 重庆市教育委员会科学技术研究计划重大项目(KJZD–M202212901)资助.

Supported by the National Natural Science Foundation of China (51704253, 52272338) and the Major Project of Science and Technology Research Program of Chongqing Education Commission of China (KJZD–M202212901).

1 引言

随着世界能源结构的变化,煤炭发展进入“转型期”,石油发展迈入“稳定期”,天然气发展步入“鼎盛期”^[1]。目前中国天然气生产以常规天然气为主,但页岩气、煤层气等非常规天然气储量十分丰富^[2-3],在未来将是常规天然气的替代者。页岩气是以吸附和游离状态同时存在于暗色泥页岩或高碳泥页岩等地层中的天然气,具有低孔隙度、低渗透的特点^[4]。由于页岩气的开采特性,页岩气集输系统需要有多种增压方式才能满足集输管网安全运行。截至目前,国内外运用到页岩气集输系统且很成熟的增压方式主要有4种:气井增压、平台增压、区域集中增压(区域增压)、站点集中增压(站点增压)。王雨生^[5]研究新场气田中3个井区分别进行区域增压,再汇集起来向外输送问题的影响。胡辉^[6]研究集中增压的方式对气田的两个井区整体增压的影响。孟庆华^[7]设计集中增压的方式对气田进行开采。苏欣等^[8]对比了在不同输送距离和输送气量下,气井增压和集中增压对压缩机能耗的影响,其中解决影响压缩机能耗的问题给了本文很大的启发。Drouven等^[9]优化了站点增压模式下压缩机的运行功率,对本文压缩机运行功率的数学模型建立及求解有了帮助。梁光川等^[10]根据大牛地气田的生产情况,对比分析了单井增压和集中增压。万伟等^[11]因大牛地气田不断开发导致站点增压不能满足气田发展的需要,设计了一种“区域增压+站点增压”组合的增压方案,此方案既能满足管网外输的要求,又能保证经济效益。周亚云等^[12]介绍了分散增压和集中增压模式的适用场合,指明了页岩气田多采用井间串接,分散增压工艺,为本文数学模型的建立提供了理论基础。杨宗桂^[13]、陈亮^[14]、屈丹龙^[15]、马雯^[16]根据各井压力的变化情况对比分析了区域增压和站点增压。廖柯熹等^[17]、聂岚等^[18]在增压优化研究中采用集中增压为主,分散增压作为补充的互补型增压模式。国内主要采用站点增压、区域增压为主,气井增压或平台增压为辅的整体增压模式。在以往研究中通常是以模拟仿真的方式进行单一增压方式间的比选或单一增压方式与组合增压方式间的比选,而相关的数学模型极少。本文对比分析每种增压方式的优缺点,并体现在模型中,使每种增压方式可以发挥各自长处,形成最优的组合增压方案。在增压优化数学模型建立中优化压缩机组的位置,运行功率等是重要的一环。Prakash等^[19]对压缩机运行优化问题进行了系统的研究,指出为了减少能耗成本,操作员只能凭经验来改变压缩机的开启台数,这是一个没有任何理论依据的探索过程。Uraikul等^[20]提出了一个混合整数线性规划(mixed-integer linear programming, MILP)模型,用于优化压缩机的选择和操作,最小化压缩机站的总操作费用。Martin等^[21]结合二元决策变量来判断是否在增压站使用压缩机组。El-Shiekh^[22]以输气管道(包括压

缩机)的设计变量为目标函数,推导出以总投资最小为目标函数的数学公式。对运行功率、压缩比等设计变量进行了优化,以确定压缩机数量、压缩机的吸入和排出压力。此外,还需要平衡整个管网的压力,防止不断连入管网的高压新井,造成低压气井产生倒灌或被迫停产的情况。贺三等^[23]以压缩机运行成本最低为目标函数,模型中考虑了节点压力,流量等常规约束。Drouven等^[24]提出了一种混合整数非线性规划模型来解决页岩气集输管网压力优化问题。优化模型的目的是确定集输管网内的最佳压力分布、输气管道所需的压缩功率等。页岩气管网压力不匹配现象是管网形式和单井自身压力共同作用的结果,导致增压工艺的确定、压缩机组的选型困难,容易造成实际负荷率过高,是页岩气地面集输工程必须解决的重要问题。满足页岩气外输要求的情况下,优化整个集输管网,确定经济合理的增压工艺、压缩机组类型、气井输量等,是解决此问题的技术关键。

页岩气集输系统组合增压优化问题是基于目前常用的4种增压方式,建立页岩气地面集输管网增压位置优化数学模型,考虑管道水力约束、压缩机约束等约束,通过调整约束,优化得到不同的页岩气集输系统的组合增压方案。

页岩气集输系统组合增压方案的确定是一个复杂的过程,其目的是在现有条件下优选出合适的增压方式,同时尽可能减少压缩机组成本,得到高效经济的增压方案,其优点就是给出一个适合实际管网增压工艺和压缩机组选型的增压方案。为此,以某页岩气区块为研究对象,根据所建模型和实际生产情况进行编程求解,得到相应的组合增压方案。

2 页岩气集输系统增压工艺

根据压缩机位置安放的不同,页岩气增压方式主体上可分为分散式增压和集中式增压。分散式增压是将增压站设在气井井场,将低压页岩气送入采气管线;集中式增压是将增压站设在多井集气站或集气总站,页岩气在多井集气站或集气总站汇集后送入集气管线。分散式增压可以分为气井增压和平台增压。集中式增压可以分为区域增压、集气站增压、脱水站集中增压和首站集中增压^[7]。其中,在不考虑高低压分输情况下,集气站增压、脱水站集中增压和首站集中增压,3种增压方式相同,都是上游低压页岩气流至集气站、脱水站或首站集中增压,可将以上3种增压方式统称为站点增压,在区域点进行增压的方式称为区域增压,即集中式增压可简化为区域增压和站点增压。因此,页岩气集输系统增压方式可分为4种,如图1所示。4种增压方式各有优缺,气井增压具有操作灵活,适应性强,可针对每个气井的生产特点配置专属的压缩机,但对于大型低压气田,所需压缩机数量多,投资成本高,压缩机分散不利于管理;平台增压在一定程度上

克服了气井增压中压缩机安装分散的问题,但平台增压无法兼顾同一平台内气井压力的递减差异;区域增压通过建立单独的增压站,增加了集输管网调度的灵活性,但管理和运行成本高昂;站点增压可以实现装置的集中控制管理,节省投资成本,但由于站点处使

用的压缩机功率较大,当气田产量降低后利用效率低.4种增压方式可以兼顾,在进行页岩气田增压方案设计时,应考虑气田开发总体井场部署规划,结合现有集输管网,对总体集输规划方案进行经济技术评价,从而确定气田增压方案.

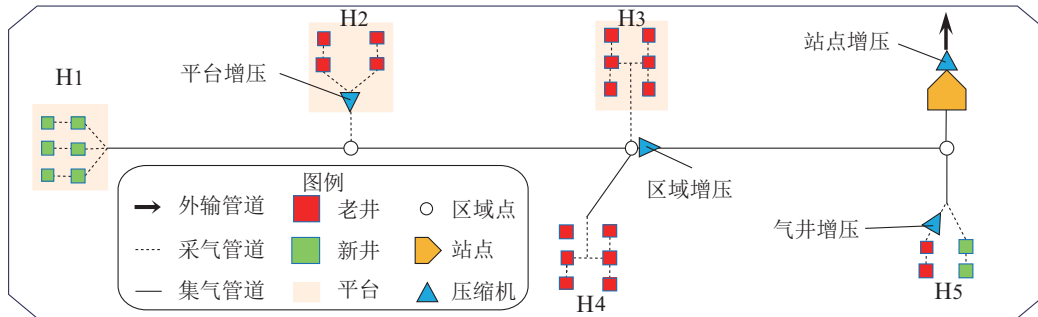


图1 页岩气集输系统增压方式

Fig. 1 Pressurization method of shale gas gathering systems

3 数学模型

3.1 目标函数

以压缩机组总成本最小为目标函数,如式(1)所示.压缩机组总成本由压缩机购买成本、压缩机安装成本和压缩机运行成本组成,如式(2)–(4)所示:

$$\min F = F_{cc} + F_{ic} + F_{oc}, \quad (1)$$

$$F_{cc} = \sum_{y \in Y} \sum_{i \in I} b_i^y z_i^y \alpha_i^y, \quad (2)$$

$$F_{ic} = \sum_{y \in Y} \sum_{i \in I} b_i^y z_i^y \beta_i^y, \quad (3)$$

$$F_{oc} = \sum_{i \in I} N_i r_i, \quad (4)$$

式中: F 为压缩机组总成本,万元; F_{cc} 为压缩机组购买成本,万元; F_{ic} 为压缩机组安装成本,万元; F_{oc} 为压缩机组运行成本,万元; b_i^y 为布尔变量,节点*i*处安装*y*类压缩机值为1,否则值为0; z_i^y 为节点*i*处安装*y*类压缩机的台数,台; α_i^y 为节点*i*处购买*y*类压缩机的价格,万元/台; β_i^y 为节点*i*处安装*y*类压缩机的价格,万元/台; N_i 为节点*i*处压缩机的运行功率,kW; r_i 为节点*i*处压缩机运行成本,万元/kW.

3.2 约束条件

1) 管道压力和流量约束.

水力压降: 管段(*i, j*)的压降方程,如式(5)所示.最大压力: 对管段(*i, j*)的起点压力进行压力限制,不大于设计压力,如式(6)所示.最小压力: 对管段(*i, j*)的终点压力进行压力限制,不小于气体流动最小压力,如式(7)所示.管段流量: 将节点*i*(或节点*j*)流量与管段(*i, j*)流量联系在一起,如式(8)所示.

$$Q_{i,j} = 5033.11 d_{i,j}^{8/3} \sqrt{\frac{(p_{i|(i,j)})^2 - (p_{j|(i,j)})^2}{Z \Delta T_{i,j} L_{i,j}}}, \quad (5)$$

$$p_{i|(i,j)} \leq p_{\max}, \quad (6)$$

$$p_{j|(i,j)} \geq p_{\min}, \quad (7)$$

$$q_{i|(i,j)} = Q_{i,j} = q_{j|(i,j)}, \quad (8)$$

式中: $Q_{i,j}$ 为管段(*i, j*)内页岩气的体积流量, m^3/d ; $d_{i,j}$ 为管段(*i, j*)的内径, cm ; $p_{i|(i,j)}$ 为管段(*i, j*)的起点压力(绝), MPa ; $p_{j|(i,j)}$ 为管段(*i, j*)的终点压力(绝), MPa ; Z 为页岩气在计算管段平均压力和平均温度下的压缩因子; Δ 为页岩气的相对密度(对空气); $T_{i,j}$ 为管段(*i, j*)内页岩气平均温度, K ; $L_{i,j}$ 为管段(*i, j*)的长度, km ; p_{\max} 为管段(*i, j*)的设计压力, MPa ; p_{\min} 为管段(*i, j*)的最小终点压力值, MPa ; $q_{i|(i,j)}$ 为管段(*i, j*)起点的体积流量, m^3/d ; $q_{j|(i,j)}$ 为管段(*i, j*)终点的体积流量, m^3/d .

2) 压缩机约束.

压缩机吸气压力: 节点*i*处压缩机的吸气压力等于节点*i*压力,如式(9)所示.压缩机排气压力: 节点*i*处压缩机的排气压力等于下游管段的起点压力,如式(10)所示.压缩机压缩比: 压缩机排气压力比吸气压力,如式(11)所示.压缩机功率: 若压缩比大于1,则节点*i*需要安装压缩机进行增压,节点*i*处压缩机安装决策 $b_i^y = 1$, N_i 赋正值;若压缩比小于等于1,节点*i*处压缩机决策 $b_i^y = 0$,压缩机组停止运行,天然气将不经过压缩机组,而从旁边的管线经过分离器直接进入采集气管线,流向下游管段, $N_i = 0$,如式(12)所示.压缩机数量: 根据运行功率和各类型压缩机的额定功率计算出需要某类型压缩机的数量,如式(13)所示.

$$p_i = p_i^{\text{in}}, \quad (9)$$

$$p_i^{\text{out}} = p_{i|(i,j)}, \quad (10)$$

$$\varepsilon_i = p_i^{\text{out}} / p_i^{\text{in}}, \quad (11)$$

$$N_i = 16.745 \frac{p_i^{\text{in}} q_i k (\varepsilon_i^{1-1/k} - 1)}{k-1} \frac{Z_i^{\text{in}} + Z_i^{\text{out}}}{\eta 2Z_i^{\text{in}}}, \quad (12)$$

$$z_i^y = N_i / N_y, \quad (13)$$

式中: p_i 为节点 i 处压力, MPa; p_i^{in} 为节点 i 处压缩机的吸气压力, MPa; p_i^{out} 为节点 i 处压缩机排气压力, MPa; ε_i 为节点 i 处压缩机的压缩比; q_i 为节点 i 处页岩气的体积流量, m^3/min ; k 为气体比热比; Z_i^{in} 为节点 i 处压缩机的吸气条件下的气体压缩因子; Z_i^{out} 为节点 i 处压缩机的排气条件下的气体压缩因子; η 为压缩机效率; N_y 为不同类型压缩机运行的功率上限, kW/台。

3) 气井和平台节流约束.

气井节流比和平台节流比: 为了判断气井 w (或平台 g)处是否需要节流降压, 如式(14)–(15)所示. 当节流比值小于等于1时, 压缩机决策等于0. 若节流比值小于1, 气井(或平台)需要节流; 若节流比等于1, 气井(或平台)不需要任何操作.

$$\delta_w = p_{w|(w,g)} / p_w, \quad (14)$$

$$\delta_g = p_{g|(g,j)} / p_g, \quad (15)$$

式中: δ_w 为气井 w 处节流比; p_w 为气井 w 处压力, MPa; $p_{w|(w,g)}$ 为管段 (w, g) 的起点压力, MPa; δ_g 为平台 g 处节流比; p_g 为平台 g 处压力, MPa; $p_{g|(g,j)}$ 为管段 (g, j) 的起点压力, MPa.

4) 压力平衡约束.

平台处压力平衡: 平台 g 处压缩机的吸气压力等于平台内气井 w 最小压力, 如式(16)所示. 区域点处压力平衡: 区域点 n 的压力等于管段 (i, n) 的终点压力, 如式(17)所示. 站点处压力平衡: 站点 s 的压力等于管段 (i, s) 的终点压力, 如式(18)所示.

$$p_{\tau(g)^+}^{\text{min}} = p_g, \quad (16)$$

$$p_{n|(i,n)} = p_n, \quad (17)$$

$$p_{s|(i,s)} = p_s, \quad (18)$$

式中: $\tau(g)^+$ 为属于平台 g 的气井集合; $p_{\tau(g)^+}^{\text{min}}$ 为平台内所有气井的最小压力, MPa; $p_{n|(i,n)}$ 为管段 (i, n) 的终点压力, MPa; p_n 为区域点 n 处压力, MPa; $p_{s|(i,s)}$ 为

管段 (i, s) 的起点压力, MPa; p_s 为站点 s 处压力, MPa.

5) 气井增压和平台增压唯一性约束.

在实际增压方案中, 若采用了平台增压, 则平台内的井就不再采用气井增压, 同样若单井或者同期井增压, 它们所在的平台也不在采用平台增压, 如式(19)所示:

$$a_{i,j} b_w^y b_g^y = 0, \quad (19)$$

式中: $a_{i,j}$ 为管段 (i, j) 的连接关系矩阵中的元素, b_w^y 为布尔变量, 气井 w 处安装 y 类压缩机值为1, 否则值为0; b_g^y 为布尔变量, 平台 g 处安装 y 类压缩机值为1, 否则值为0.

6) 气井流量约束.

气井 w 处输量等于气井初始流量, 如式(20)所示:

$$q_w^0 = q_w = q_{w|(w,g)}, \quad (20)$$

式中 q_w^0 为气井 w 处页岩气的初始体积流量, m^3/d .

4 求解方法

页岩气集输系统组合增压优化模型不仅引入了判断节点是否增压的布尔变量, 还含有非线性的压降约束, 以及其他的连续变量和离散变量, 所以, 模型产生的问题是一个MINLP问题, 对于此类问题目前可以进行求解的软件包括GAMS, AMPL, NEOS和AIMMS等^[25]. 其中, GAMS是一个基于交互式数据库理论和数学规划的优化建模框架, 它由语言编译器和集成的高效求解器组成, 用于制定, 解决和分析优化问题^[26], 它已成功在多个领域得以应用, 例如电力系统及电力设备的优化^[27–29]、混合储能系统成本优化^[30]、复杂大型配水系统泵阀优化^[31]、热声发动机排气管多目标优化^[32]、优化废水处理网络^[33]和页岩气集输管网的优化^[9]. 因此, 对于本文问题的研究, 采用GAMS对模型进行求解.

5 案例分析

5.1 已知参数

某页岩气田区块集输管网由8个平台、1个站点和8条管段组成, 区块内管网呈枝状结构, 如图2所示.

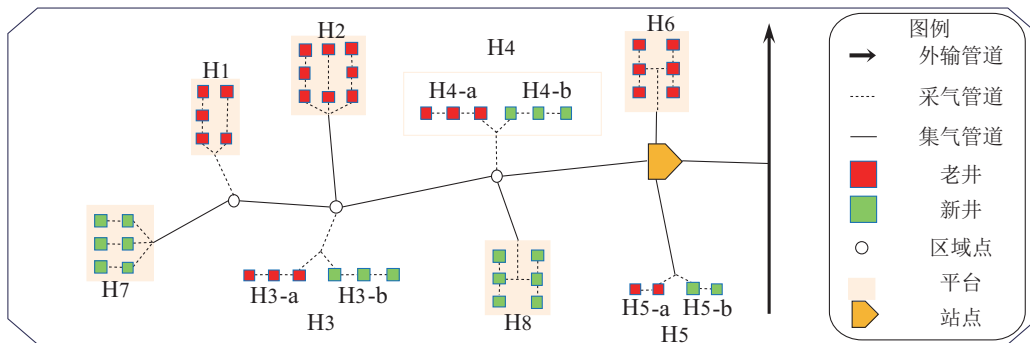


图2 管网结构

Fig. 2 Pipeline network structure

1) 管段数据.

管段长度和管径, 如表1所示.

表1 管段长度和管径

Table 1 Pipeline length and diameter

序号	管线 起点	管线 终点	直径 /mm	管线长度 /km	设计压力 /MPa
1	H7	H1	114.3	1.0	7.5
2	H1	H3	168.3	3.7	7.5
3	H2	H3	168.3	1.0	7.5
4	H3	H4	273.0	4.3	7.5
5	H8	H4	114.3	1.0	7.5
6	H4	站点	273.0	3.2	7.5
7	H5	站点	114.3	2.7	7.5
8	H6	站点	168.3	0.3	7.5

2) 气井生产数据及集气站外输压力.

页岩气单井生产数据, 如图3所示. 通过数据曲线得到的一系列气井参数代入模型后, 优化求解得到相应的组合增压方案, 来为现场提供理论支持. 集气站

外输压力为5.68 MPa.

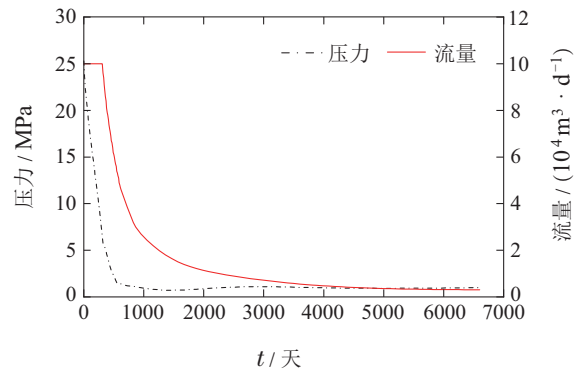


图3 页岩气单井生产数据

Fig. 3 Shale gas single well production data

3) 气井数量, 生产参数和开井时长.

平台内井数及生产数据, 如表2所示.

4) 压缩机额定功率和价格(压缩机配置).

压缩机的购买和安装价格(简称购安价格), 如表3所示. 压缩机运行所需的电费为0.67元/度.

表2 平台井数及生产数据

Table 2 Platform well counts and production data

序号	平台名称	井数	井名称	开井时长/d	流量/(10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	压力/MPa
1	H1	5	H1-1-H1-5	360	8.6	5.08
2	H2	8	H2-1-H2-8	360	8.6	5.08
3	H3	6	H3-1-H3-3	300	10	7.02
			H3-4-H3-6	390	7.9	4.38
4	H4	6	H4-1-H4-3	300	10	7.02
			H4-4-H4-6	330	9.4	5.77
5	H5	4	H5-1-H5-2	660	4.2	1.31
			H5-3-H5-4	690	3.8	1.27
6	H6	6	H6-1-H6-6	660	4.2	1.31
7	H7	6	H7-1-H7-6	240	10	10.45
8	H8	6	H8-1-H8-6	240	10	10.45

表3 压缩机额定功率和价格

Table 3 Compressor rated power and price

序号	压缩机额定功率/kW	购安价格/万元
1	315	63
2	400	76
3	500	96
4	630	122
5	710	136
6	800	150
7	900	170
8	1000	190

台内所有气井进行增压. 为分析气井增压和平台增压的共同作用, 划分出3种不同的组合增压方式, 如表4所示.

表4 组合增压方式

Table 4 Combination pressurization method

序号	组合方式
组合1	平台增压+区域增压+站点增压
组合2	气井增压+区域增压+站点增压
组合3	气井增压+平台增压+区域增压+站点增压

5.2 优化结果及分析

气井增压和平台增压属于同一位置增压, 即气井增压是对平台内部分气井进行增压, 平台增压是对平

1) 求解迭代分析.

模型中共有276个约束(189个等式约束, 87个不等式约束), 237个变量数和681个非零数. 该优化模型产

生的MINLP问题,在GAMS中调用求解器离散连续优化器(DIcrete and continuous OPTimizer, DICOPT)进行求解.在求解过程中,计算机将MINLP问题分成非线性规划(nonlinear programming, NLP)和混合整数规划(mixed integer programming, MIP)两个子问题,对于NLP子问题使用非线性规划求解器(constrained nonlinear optimization, CONOPT)进行求解,对于MIP子问题使用数学优化技术(CPLEX)进行求解.每完成一次NLP和MIP的迭代求解,就是一次主要迭代.第1次主要迭代开始时,首先设置第1个(松弛)NLP进行迭代求解,然后设置第1个MIP进行迭代求解,最后得出求解结果并结束第1次主要迭代过程.然后依次进行后面的迭代,这样的主要迭代共进行了20次,其中,在第14次主要迭代时NLP搜索到可行解.最后,在第20次主要迭代时由于主要迭代限制停止了搜索,求解正常完成,找到一个最佳整数解,如图4所示.

2) 增压位置对比.

3种组合增压方式压缩机分布情况,如图5所示.其中,组合1布置了9处压缩机,需要的压缩机数量多,且增压位置分散,几乎遍布整个页岩气区块;组合2布置了8处压缩机,所需压缩机的数量较组合1要少,需要增压的位置也更集中;组合3布置了7处压缩机,需要的压缩机数量最少,且需要增压的位置也相对集中.压缩机分布情况表明,组合3明显优于前两种组合增压方式.体现了同时考虑气井增压和平台增压的组合增压方式在页岩气集输系统增压中的优势,更加集中的增压位置和更少的压缩机,使得在对整个增压系统进行管理和维护时更加节省人力物力.

3) 运行功率对比.

各增压位置运行功率及运行成本,如图6所示.3种组合增压方式的总功率分别为2961.893 kW, 2940.093 kW, 2945.613 kW,且站点处压缩机运行功率比其他位置更大,这是由于站点处压缩机需要对整个区块的页岩气进行增压,需要处理的页岩气量远大于其他增压位置.组合1的增压位置和压缩机运行功率都最多,组合3的增压位置最少,压缩机运行功率也适中.区块仅有3个平台包含不同时期投产的井,且每个平台投产时期都是分两批,对比起来虽不是很明显,但也可以看出组合3的优势.若存在更多平台包含不同投产时期的井,且井投产时期更分散,则组合2的优势会减少,它需要更多的压缩机来满足输送要求;组合1较组合2会少一部分压缩机,但由于需要增压的页岩气更多,导致压缩机运行成本更高,也不是最经济的方案;组合3结合了前面两种增压方式的优势,所需增压位置更少,压缩机总运行成本适中.

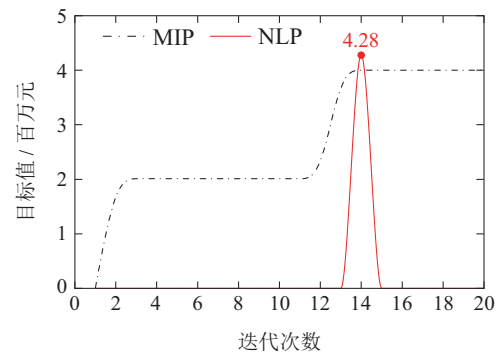
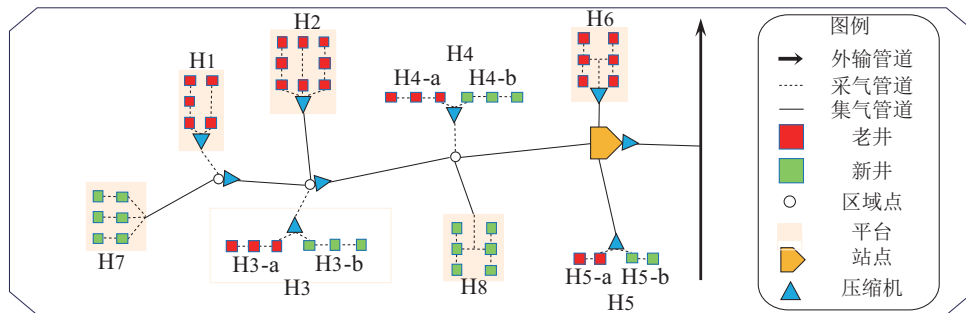
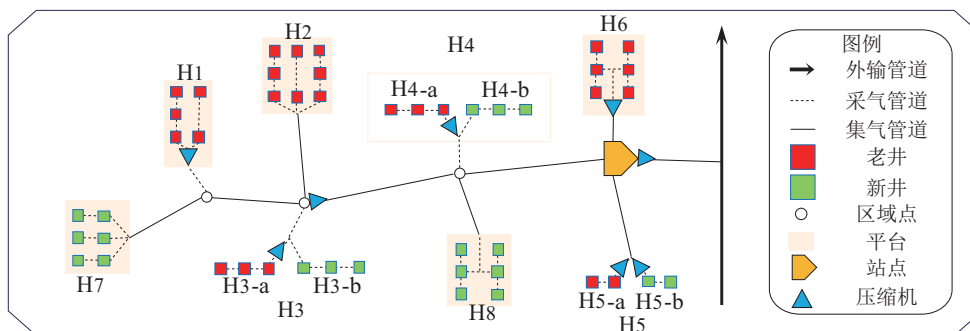


图4 求解迭代过程

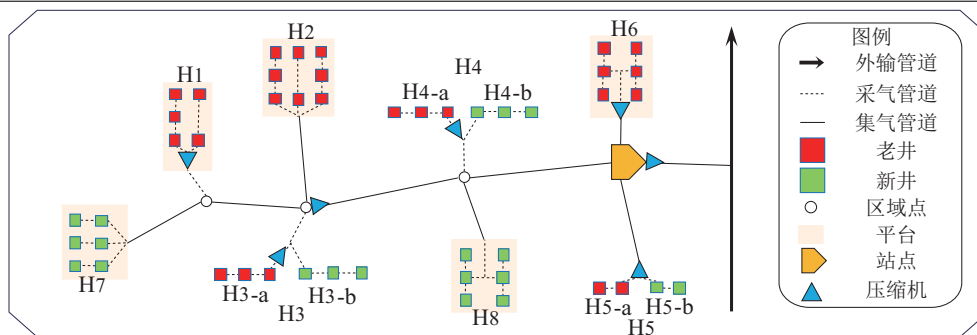
Fig. 4 Solution iterative process



(a) 组合1



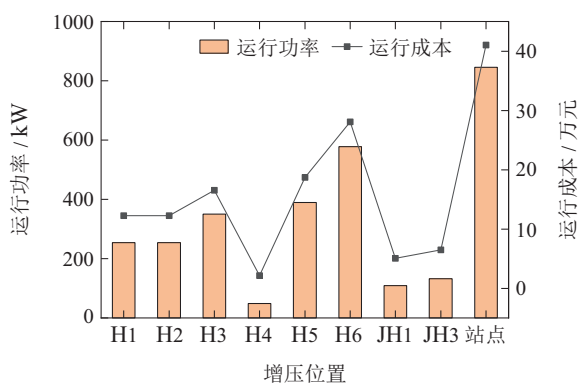
(b) 组合2



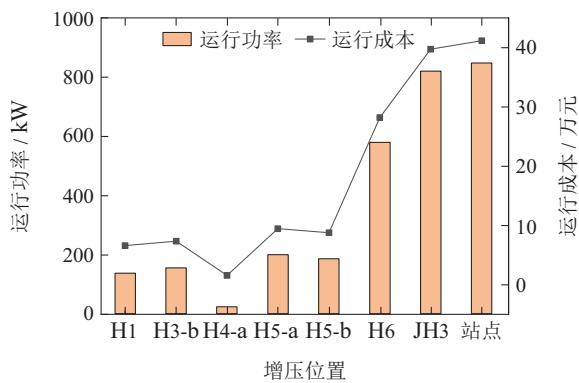
(c) 组合3

图5 压缩机分布情况

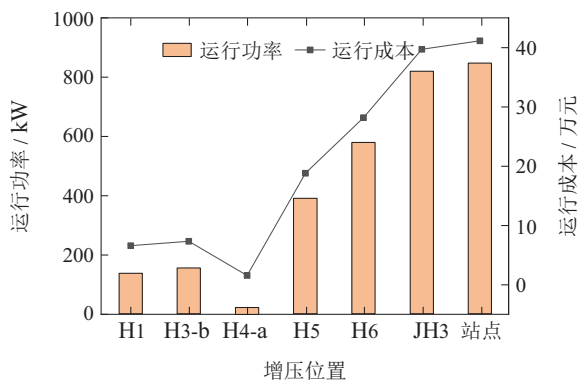
Fig. 5 Compressor distribution



(a) 组合1



(b) 组合2



(c) 组合3

图6 各增压位置运行功率及运行成本

Fig. 6 Operating power and operating cost for each pressurization position

4) 压缩机配置和机组成本对比.

各增压位置的压缩机配置和机组成本, 如表5所示. 压缩机配置与压缩机进出口压差和处理量有着密切关系, 例如, 组合1中平台H4相比于站点的压缩机进出口压差和处理量都更小, 因此, 平台H4处配置的压缩机功率也更小; 组合2中气井H5-b的压缩机进出口压差虽然比站点更大, 但其处理量却远小于站点, 因此, 站点处配置的压缩机功率更大; 组合3中平台H5压缩机的处理量小于气井H4-a, 但其进出口压差远大于气井H4-a, 因此, 平台H5处配置的压缩机功率更大. 各增压位置的压缩机配置影响着机组成本, 压缩机功率越大, 数量越多, 购安成本也就更多. 从类型上得出, 组合2需要的压缩机类型大成本高, 组合3需要的压缩机类型小成本低. 组合2的压缩机购安总成本最高, 为777万元; 组合3的压缩机购安总成本最低, 为727万元. 3种组合的一天压缩机运行成本均为142万元左右. 组合3与组合1, 2相比, 前者需要的压缩机组数量更少(仅需7台压缩机), 压缩机的购安成本也更少, 虽然运行成本略高于组合2, 但机组总成本明显低于其他两种组合增压方式. 优化结果表明同时考虑气井增压和平台增压的组合增压方式更优于其他两种组合增压方式.

6 结论

1) 针对页岩气区块实际生产情况, 提出了一个页岩气集输系统组合增压优化模型, 该模型考虑了多种增压方式, 在GAMS中对模型进行编程求解, 优选出合适的组合方式, 有效指导实际增压方案的选择. 组合增压模型为未来的页岩气增压标准的编写提供参考.

2) 各种组合增压方式下压缩机总运行功率大致相同, 且站点处运行功率总是大于其他增压位置; 压缩机运行功率与其进出口压差和处理量有密切关系, 当压缩机进出口压差和处理量越大时, 配置的压缩机功率也越大, 购安成本越高, 机组总成本也越高.

3) 气井增压和平台增压同时考虑时, 优化得出增

压位置更集中,压缩机数量更少,体现了组合增压方式在页岩气集输系统增压中的优势,该模型不仅适用

于本文所研究的页岩气区块,对于其他区块的集输系统组合增压优化问题也同样适用。

表5 压缩机配置和机组成本

Table 5 Compressor configuration and unit cost

序号	位置	吸气压力/MPa	排气压力/MPa	处理量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	压缩机配置	购安成本/万元	总成本/万元	
1	H1	5.08	7.5	43	315 kW×1	63	75.24	
	H2	5.08	6.515	68.8	315 kW×1	63	75.24	
	H3	4.38	6.718	53.7	400 kW×1	76	92.56	
	H4	5.77	6.111	58.2	315 kW×1	63	65.16	
	H5	1.27	5.08	16	400 kW×1	76	94.72	
	H6	1.31	4.896	25.2	630 kW×1	122	150.08	
	JH1	6.618	7.5	103	315 kW×1	63	68.04	
	JH3	6.369	6.718	225.5	315 kW×1	63	69.48	
	站点	4.888	5.68	348.9	900 kW×1	170	211.04	
	2	H1	5.08	6.293	43	315 kW×1	63	69.48
H3-b		4.38	6.718	7.6	315 kW×1	63	70.2	
H4-a		5.77	6.111	30	315 kW×1	63	64.44	
H5-a		1.27	5.08	30	315 kW×1	63	72.36	
H5-b		1.31	5.08	23.7	315 kW×1	63	71.64	
H6		1.31	4.896	25.2	630 kW×1	122	150.08	
JH3		4.89	6.718	225.5	900 kW×1	170	209.6	
站点		4.888	5.68	348.9	900 kW×1	170	211.04	
3		H1	5.08	6.293	43	315 kW×1	63	69.48
		H3-b	4.38	6.718	7.6	315 kW×1	63	70.2
	H4-a	5.77	6.111	30	315 kW×1	63	64.44	
	H5	1.27	5.08	16	400 kW×1	76	94.72	
	H6	1.31	4.896	25.2	630 kW×1	122	150.08	
	JH3	4.89	6.718	225.5	900 kW×1	170	209.6	
	站点	4.888	5.68	348.9	900 kW×1	170	211.04	

参考文献:

- [1] WANG Wei, ZOU Caineng. Only exhausted ideas, there is no exhausted energy—interview with Zou Caineng, academician of Chinese Academy of Sciences. *Energy Review*, 2019(8): 44–47.
(王伟, 邹才能. 只有枯竭的思想, 没有枯竭的能源——访中国科学院院士邹才能. 能源评论, 2019(8): 44–47.)
- [2] LIU Jing. *Fracture propagation law of shale horizontal wells based on expansion finite element method*. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019.
(刘京. 基于扩展有限元的页岩水平井压裂缝扩展规律研究. 西安: 西安石油大学, 2019.)
- [3] WEI J, DUAN H M, YAN Q. Shale gas: Will it become a new type of clean energy in China? – A perspective of development potential. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 294: 126257.
- [4] YAN Cunzhang, HUANG Yuzhen, GE Chunmei, et al. Shale gas: Enormous potential of unconventional natural gas resources. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 1–6.
(闫存章, 黄玉珍, 葛春梅, 等. 页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源. 天然气工业, 2009, 29(5): 1–6.)
- [5] WANG Yusheng. Pilot test and effect evaluation of pressurized exploitation in Well Q10 and CX153 of Xinchang Gas Field. *Well Testing and Production Technology*, 2003, 24(4): 30–33.
(王雨生. 新场气田Q10, CX153井区增压开采先导试验及效果评价. 试采技术, 2003, 24(4): 30–33.)
- [6] HU Hui. Design of pressurized production scheme for Penglaizhen Formation gas reservoir in Luodai Gas Field. *Drilling & Production Technology*, 2007, 30(1): 141–142.
(胡辉. 洛带气田蓬莱镇组气藏增压开采方案设计. 钻采工艺, 2007, 30(1): 141–142.)
- [7] MENG Qinghua. Recovering technique with booster for late exploitation of west sichuan compact sandstone gas field. *Sichuan University of Arts and Science Journal*, 2007(5): 43–45.
(孟庆华. 川西致密砂岩气田开发后期增压开采技术. 四川文理学院学报, 2007(5): 43–45.)
- [8] SU Xin, CHEN Zhangbing, ZHANG Lin. Analysis on gas supercharging process by compressor in low-pressure gas gathering and transportation. *Petroleum Engineering Construction*, 2008, 34(6): 11–14, 86–87.
(苏欣, 陈彰兵, 张琳. 低压气压缩机增压集输工艺工况分析. 石油工程建设, 2008, 34(6): 11–14, 86–87.)
- [9] DROUVEN M G, GROSSMANN I E. Mixed-integer programming models for line pressure optimization in shale gas gathering systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 157: 1021–1032.
- [10] LIANG Guangchuan, LI Qing, PENG Xingyu. Simulation study on boosting in the middle and later stage of Daniudi gas field development. *Proceedings of the 2015 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development*. Xi'an: Xi'an Huaxian Net-

- work Information Service Co., Ltd, 2015: 748 – 756.
(梁光川, 李庆, 彭星煜. 大牛地气田开发中后期增压仿真研究. 2015 油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安: 西安华线网络信息服务有限公司, 2015: 748 – 756.)
- [11] WAN Wei, LIAN Zhanghua, PENG Xingyu, et al. Optimization of secondary boosting timing and boosting plan for Daniudi gas field. *Journal of Southwest Petroleum University: Natural Science Edition*, 2019, 41(3): 129 – 136.
(万伟, 练章华, 彭星煜, 等. 大牛地气田二次增压时机及增压方案优选. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2019, 41(3): 129 – 136.)
- [12] ZHOU Yayun, HOU Lei, LIU Mengqi, et al. Analysis and research on process and technology of gathering and transportation system in shale gas field. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2016, 35(2): 12 – 16.
(周亚云, 侯磊, 刘梦琦, 等. 页岩气田集输系统工艺技术分析与研究. 油气田地面工程, 2016, 35(2): 12 – 16.)
- [13] YANG Zonggui. Prediction of pressurized production effect in the coking rock block of fuling shale gasfield. *Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers*, 2020, 33(1): 38 – 40, 44.
(杨宗桂. 涪陵页岩气田焦石区块增压开采效果预测. 江汉石油职工大学学报, 2020, 33(1): 38 – 40, 44.)
- [14] CHEN Liang. *Optimization and comparison of the second booster mode in Daniel gas field*. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
(陈亮. 大牛地气田二期增压方式优化比选. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.)
- [15] QU Danlong. Optimization research of pressurizing mode for gathering and transportation system in high sulfur gas field. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2020, 39(5): 37 – 41.
(屈丹龙. 高含硫气田集输系统增压模式优化研究. 油气田地面工程, 2020, 39(5): 37 – 41.)
- [16] MA Wen. Study on optimization of pressurization mode of high sulfur wet gas gathering and transportation system. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2021, 40(7): 77 – 82.
(马雯. 高含硫湿气集输系统增压模式优化研究. 油气田地面工程, 2021, 40(7): 77 – 82.)
- [17] LIAO Kexi, PENG Hao, HE Guoxi, et al. Progress on ground engineering technology of shale gas field in China. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(28): 11400 – 11412.
(廖柯熹, 彭浩, 何国玺, 等. 中国页岩气田地面工程技术研究进展. 科学技术与工程, 2020, 20(28): 11400 – 11412.)
- [18] NIE Lan, WANG Yusheng, LI Heng. Research on optimization of pressurization system running in Majing gas field. *Pipeline Technique and Equipment*, 2017(4): 15 – 18.
(聂岚, 王雨生, 李衡. 马井气田增压系统运行优化研究. 管道技术与设备, 2017(4): 15 – 18.)
- [19] PRAKASH K, KIRBY S, CHAPMAN, et al. Fuel-efficient operation of compressor station using simulation-based optimization. *Biennial International Pipeline Conference*. Calgary, Alberta, Canada: 2004, 2353 – 2360.
- [20] URAIKUL V, CHAN C W, TONTIWACHWUTHIKUL P. MILP model for compressor selection in natural gas pipeline operations. *J Environ Inform*, 2003, 1: 138 – 145.
- [21] MARTIN A, MOLLER M, MORITZ S. Mixed integer models for the stationary case of gas network optimization. *Math Program*, 2006, 105(2/3): 563 – 582.
- [22] EL-SHIEKH T M. The optimal design of natural gas transmission pipelines. *Energy Sources*, 2013, 8(1): 7 – 13.
- [23] HE San, ZOU Yongli, WANG Xin, et al. Optimization of natural gas pipeline operation. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2009, 28(6): 1 – 7, 79, 83.
(贺三, 邹永莉, 王欣, 等. 天然气管道的运行优化. 油气储运, 2009, 28(6): 1 – 7, 79, 83.)
- [24] DROUVEN, MARKUS G, GROSSMANN, et al. Mixed-integer programming models for line pressure optimization in shale gas gathering systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 157(10): 1021 – 1032.
- [25] LIU Mingming. *The algorithms of mixed integer nonlinear programming and the applications of multistage stochastic programs*. Xiangtan: Xiangtan University, 2016.
(刘明明. 混合整数非线性规划算法及多阶段随机优化应用. 湘潭: 湘潭大学, 2016.)
- [26] AMOSA M K, ADERIBIGBE F A, ADENIYI A G, et al. Auto-correlation robustness of factorial designs and GAMS in studying the effects of process variables in a dual-objective adsorption system. *Applied Water Science*, 2021, 2(11): 43.
- [27] OREJUELA LUNA V H, ESPINOSA GUALOTUNA S R. Optimization of distribution transformers using GAMS. *IEEE ANDESCON*. Santiago de Cali, Colombia: IEEE, 2018: 1 – 9.
- [28] MONTOYA O D, GARRIDO V M, GRISALES-NORENA L F, et al. Optimal location of DGs in DC power grids using a MINLP model implemented in GAMS. *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM)*. Salto, Uruguay: IEEE, 2018.
- [29] ZARO F R, ALQAM S J. Solving dynamic load economic dispatch using GAMS optimization algorithm. *IEEE Jordan International Joint Conference on Electrical Engineering and Information Technology (JEEIT)*. Amman, Jordan: IEEE, 2019: 866 – 871.
- [30] DAS B, KUMAR A. Cost optimization of a hybrid energy storage system using GAMS. In *International Conference on Power and Embedded Drive Control (ICPEDC)*. Chennai, India: IEEE, 2017: 89 – 92.
- [31] SKWORCOW P, PALUSZCZYSZYN D, ULANICKI B, et al. Optimisation of pump and valve schedules in complex large-scale water distribution systems using GAMS modelling language. *Procedia Engineering*, 2014, 70: 1566 – 1574.
- [32] TARTIBU L K, SUN B, KAUNDA M A E. Multi-objective optimization of the stack of a thermoacoustic engine using GAMS. *Applied Soft Computing*, 2015, 28: 30 – 43.
- [33] GALAN B, GROSSMANN I E. Optimal design of distributed wastewater treatment networks. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 1998, 37(10): 4036 – 4048.

作者简介:

李泽龙 助教, 目前研究方向为油气储运系统和综合能源系统优化, E-mail: 2241149334@qq.com;

黄思宇 助教, 目前研究方向为天然气集输处理研究, E-mail: 719456940@qq.com;

罗媛媛 讲师, 目前研究方向为石油与天然气存储及集输研究, E-mail: 32517245@qq.com;

段纪淼 讲师, 目前研究方向为石油与天然气储存输送技术研究, E-mail: duanjimiao@126.com;

周军 副教授, 目前研究方向为油气储运系统和综合能源系统优化, E-mail: zhoujunsupu@163.com.