



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2402403

引用格式:徐刘伟,张引弟,鲁宇涛,等.基于模拟退火算法的盐穴储气库注气方案多目标优化[J].科学技术与工程,2025,25(5):1887-1895.

Xu Liuwei, Zhang Yindi, Lu Yutao, et al. Multi-objective optimization of gas injection for salt cavern storage based on simulated annealing algorithm[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(5): 1887-1895.

基于模拟退火算法的盐穴储气库注气方案多目标优化

徐刘伟^{1,2}, 张引弟^{1,2*}, 鲁宇涛^{1,2}, 盛钰钦^{1,2}, 梁晓博^{1,2}, 宋珍珍^{1,2}

(1. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100; 2. 长江大学石油工程学院低碳催化与二氧化碳利用国家重点实验室, 武汉 430100)

摘要 在天然气调峰中,储气库承担着重要的作用。在注气期间若注气方案分配的不合理不仅会导致完成注气任务时压缩机能耗过大,更可能导致部分单井压力变化过大,盐岩溶腔收敛加剧,影响储气库长期稳定运行。通过结合模拟退火算法和现场实际条件,综合考虑压缩机能耗和同一区块内所有储气井井口压力离散程度建立多目标优化函数,设置储气井任务期内注气量为变量,以管道最大设计压力,储气井最低运行压力和最高运行压力,配套的靶式流量计最大设计流量等作为约束条件进行多目标优化。结果表明压缩机功耗降低40%以上的同时,地层压力标准差降低90%以上。可见能够通过该方法指导实际生产运行,为储气库长期稳定运行提供保障。

关键词 盐穴储气库; 注气方案优化; 模拟退火算法; 压缩机能耗

中图分类号 TE822; **文献标志码** A

Multi-objective Optimization of Gas Injection for Salt Cavern Storage Based on Simulated Annealing Algorithm

XU Liu-wei^{1,2}, ZHANG Yin-di^{1,2*}, LU Yu-tao^{1,2}, SHENG Zheng-qin^{1,2},
LIANG Xiao-bo^{1,2}, SONG Zhen-zhen^{1,2}

(1. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China; 2. State Key Laboratory of Low-carbon Catalysis and Carbon Dioxide Utilization, School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

[Abstract] The role of gas storage in regulating natural gas peaks is crucial. Improper allocation of gas injection schemes during the injection process not only results in excessive energy consumption by compressors, but also leads to excessive pressure changes in certain individual wells and convergence of salt karst cavities, thereby affecting the long-term stable operation of gas storage. By combining the simulated annealing algorithm with actual field conditions, a multi-objective optimization function was established considering both compressor energy consumption and dispersion degree of wellhead pressures across all gas storage wells within the same block. The variable for this optimization was set as the gas injection volume during the task period for each gas storage well, while variables such as maximum design pressure of pipelines, minimum operating pressure, and maximum operating pressure of gas storage wells were taken into account. Additionally, constraints were imposed based on the maximum design flow rate measured by target flowmeters for multi-objective optimization purposes. Results indicate that compressor power consumption can be reduced by over 40% and formation pressure differences can be decreased by more than 90%. It is evident that this scheme provides assurance for ensuring long-term stable operation of gas storage through effective guidance on actual production operations.

[Keywords] salt cavern gas storage; gas injection scheme optimization; simulated annealing algorithm; compressor energy consumption

在能源供求格局新变化和国际能源发展新态势的背景下,国家进一步深化能源消费革命,加快能源消费模式的转变,扎实开展重点区域煤炭消费减量替

代,加快天然气在城镇燃气、燃气发电、交通运输等领域的大规模高效科学利用^[1-3]。虽然中国天然气的产量一直稳步增长。但是由于天然气来源的供气量不

收稿日期:2024-04-03 修订日期:2024-11-18

基金项目:国家自然科学基金(51974033,52274060);长江人才计划领军人才项目(Yz2021239)

第一作者:徐刘伟(1999—),男,汉族,湖北荆州人,硕士研究生。研究方向:油气储运。E-mail:xuliwei0122@163.com。

* 通信作者:张引弟(1978—),女,汉族,甘肃平凉人,博士,教授。研究方向:CO₂捕集、输送与油气驱替地面集输技术(CCUS)燃气技术等。
E-mail:zhangyindahust@foxmail.com。

可能随着用户的不平衡而同步供应,因此上游天然气供应与下游市场出现了供需冲突。利用地下储气库调节用气高峰,是一种较好的季节性调峰方式^[4-6]。

在储气库优化方面,目前也有许多学者开展了相关研究,徐帅等^[7]对腔体下限运行压力及采气速率进行优化设计和数值模拟计算,并引入稳定性评价指标,探讨了盐穴储气库注采参数对运行安全性的影响。刘佳宁等^[8]应用非支配排序遗传算法 II (non-dominated sorting genetic algorithm II, NSGA-II),以降低压缩机能耗为目标进行了生产优化分析。朱喜平^[9]结合多目标优化算法 NSGA-II 模型,对常规采气方案和应急调峰方案进行模拟优化,计算最优化的流量范围。谭羽非等^[10]以盐穴天然气地下储气库腔群压降最小为优化目标优化了盐穴储气库注采方案。周军等^[11]实现了注采过程中储气库群地层压力均衡变化的优化。陈西西等^[12]探究关键造腔参数对腔体建造的影响规律,并给出了关键造腔参数的优选方法。林浩等^[13]通过对盐穴储气库 3 种典型岩石的声发射特征参数进行研究,进一步了解了其损伤演化规律,对储气库的建设和安全运营具有重要意义。王建军等^[14]对影响油管内气体温度的敏感性因素进行分析,得到了储气库注气过程、采气过程、关井阶段温度分布规律。

由于地下盐穴储气库的蠕变特性,若在进行注气任务时没有合理分配注气方案,会导致个别地下盐穴储气库内运行压力变化较大,使得盐穴溶腔收敛加剧^[15-16],影响储气能力,对盐穴储气库长期安全稳定运行十分不利。在注采调峰过程中,应在许可的工艺规程下,对储气井的注采量进行科学合理的配置,以保证储气库的正常生产。现从储气库长期安全稳定运行的角度出发,结合模拟退火算法、现场库容、设备安全等因素尽可能减小储气井压力离散度,对注气方案进行优化,降低生产成本。

1 模拟退火算法

模拟退火(simulated annealing, SA)算法是一种基于固体退火过程来搜索全局最优解的算法^[17],即将固体加热过程中,固体粒子所含内能增加运动变得无序,在固体温度缓慢降低时,固体在每个温度都达到平衡态,粒子内能逐渐降低排列变得有序。模拟退火算法流程如图 1 所示,具体实现步骤如下。

步骤 1 初始化。采用每日均匀注气方案为初始解,计算出初始目标函数值。

步骤 2 进行温度更新。通过降温策略(比如指数衰减),逐步降低温度,降低系统的随机性。

步骤 3 生成新解。在保持总注气量不变的情

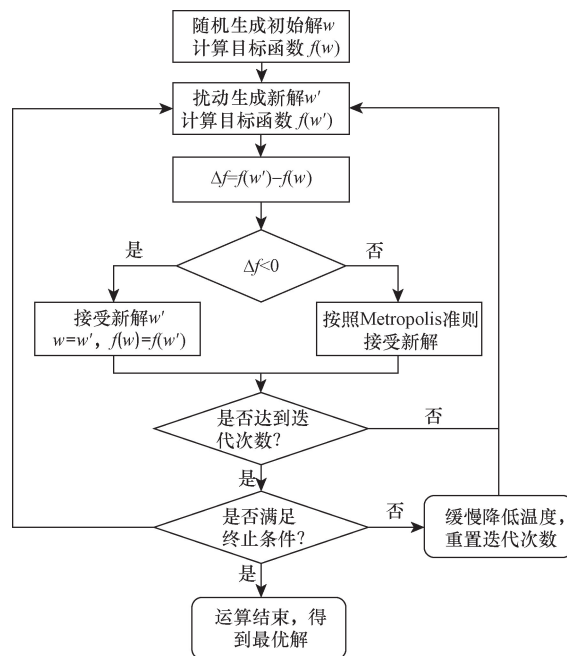


图 1 模拟退火优化算法流程图

Fig. 1 Flowchart of SA optimization algorithm

况下对每口井任务期内注气量进行扰动,生成新的注气方案,计算新注气方案的目标函数。

步骤 4 状态转移。在当前温度下,通过 Metropolis 准则判断是否接受新的注气方案,在一定概率下,即使变差的解也会被接受。

步骤 5 收敛判断。当系统温度降低到结束温度或者达到一定迭代次数时,停止对扰动,输出当前注气方案。

2 一体化仿真模型

2.1 腔体体积模型

地下盐穴储气库储存的天然气总量可以通过气体状态方程进行计算^[18],首先依据式(1)、式(2)及 BWRS 方程[式(4)]求出当前条件下盐穴储气库储存的气体摩尔数,再通过式(3)将气体物质的量转化为标准状态下的天然气体积。

$$P_{cave} V_{cave} = Z_{cave} nRT_{cave} \quad (1)$$

$$n = \frac{P_{cave} V_{cave}}{Z_{cave} RT_{cave}} \quad (2)$$

$$V_s = \frac{nRZ_s T_s}{P_s} = \frac{P_{cave} V_{cave} Z_s T_s}{Z_{cave} T_{cave} P_s} \quad (3)$$

$$Z = 1 + \left(B_0 - \frac{A_0}{RT} - \frac{C_0}{RT^3} + \frac{D_0}{RT^4} - \frac{E_0}{RT^6} \right) \rho + \left(b - \frac{a}{RT} - \frac{d}{RT^2} \right) \rho^2 + \frac{\alpha}{RT} \left(a + \frac{d}{T} \right) \rho^5 + \frac{c\rho^2}{RT^3} (1 + \gamma\rho^2) \exp(-\gamma\rho^2) \quad (4)$$

式中: P_{cave} 为储气井运行压力,MPa; V_{cave} 为储气井体积, m^3 ; Z_{cave} 为储气井在该压力温度条件下的压缩因子; R 为通用气体常数,取值 $0.008\ 31\ J/(mol\cdot K)$; T_{cave} 为储气井温度,K; P_s 为标准状况下压力,MPa; V_s 为标准状况下天然气体积, m^3 ; Z_s 为标准状况下压缩因子; T_s 为标准状况下温度,K; ρ 气或液相的密度, $kmol/m^3$; $A、B、C、D、E、a、b、c、d、\alpha、\gamma$ 为状态方程式的11个数字参数。

在注气过程中,注气气源来自川气东送管道气,有4种成分,以 CH_4 为主,含少量 $C_2H_6、CO_2$ 和 N_2 ,如表1所示。盐穴储气库采用一个腔体对应一口储气井的建设模式,在注气过程中,盐腔与井筒在连接处发生质量的交换,将盐腔内部视为变质量热力系统。考虑储气库注气过程发生较快盐腔与外界没有充分的热交换时间所以不考虑腔内气体与周围的换热量。

表1 注气气源组成表

Table 1 Gas injection source composition table

组分	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6
摩尔分数/%	1.97	0.45	97.55	0.03

温度和压力对储气井内储存气体量影响较大,在注气气源成分一定时,以储气井1为例,对气体在不同温度和压力下的压缩因子及储气库容进行了分析,结果如图2所示。库容量与腔体温度和压力呈一定关系,当在温度一定的情况下,溶腔压力越高,库容量越大,在压力一定的情况下,溶腔温度越高,库容量越小。

计算出腔内气体在不同压力(步长 $0.01\ MPa$)与温度(步长 $0.01\ K$)下对应的标准状况下体积,绘制出不同温度、压力条件下对应的库容量曲面,采用多项式分段拟合的方法得到多个曲面函数,拟合方程见式(5),并对拟合效果采用均方误差(mean square error, MSE)和决定系数(R^2)进行评估,拟合效果评估函数见式(6)、式(7)。

$$\frac{V_{sc}}{10\ 000} = a + bP + c(T - 273.15) + dP(T - 273.15) + eP^2 + f(T - 273.15)^2 \quad (5)$$

式(5)中: $a、b、c、d、e、f$ 为拟合参数; P 为腔体内气体压力,MPa; T 为腔体内气体温度,K。

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y_f)^2 \quad (6)$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y_f)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - y_j)^2} \quad (7)$$

式中: y_i 为库容值, $10^4\ m^3$; y_f 为拟合函数库容预测值,

$10^4\ m^3$; y_j 为库容的均值, $10^4\ m^3$ 。

对分段拟合函数进行拟合检验,储气井1温度在 $315 \sim 3\ 445\ K$,压力在 $8.68 \sim 9.79\ MPa$,分段拟合函数值原曲面差值如图3所示,多项式分段拟合函数计算值与库容量之间误差值最大为 $0.102\ 86 \times 10^4\ m^3$,均方误差(MSE)为 $0.000\ 431$,决定系数为

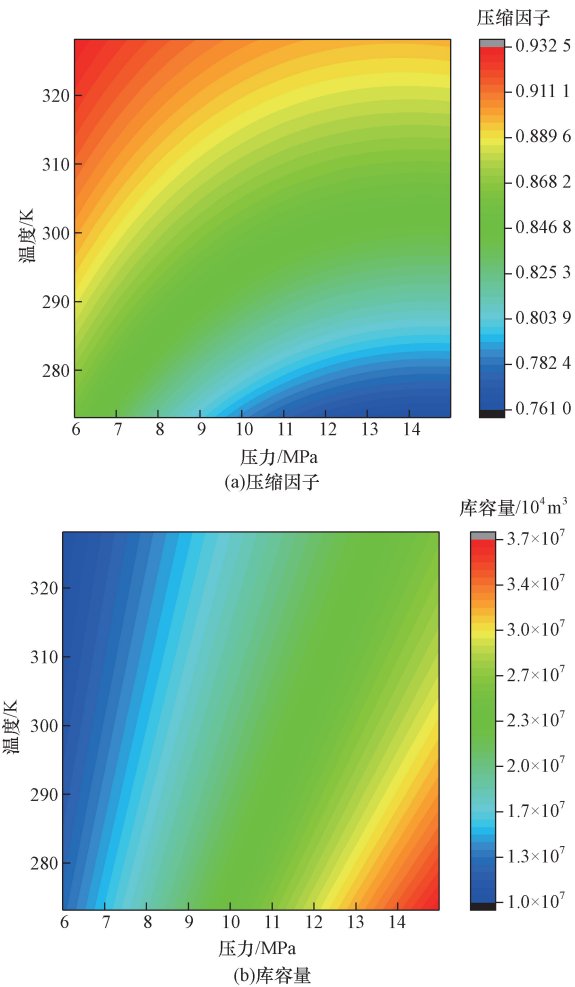


图2 库容量及气体物性参数

Fig. 2 Storage capacity and gas physical property parameters

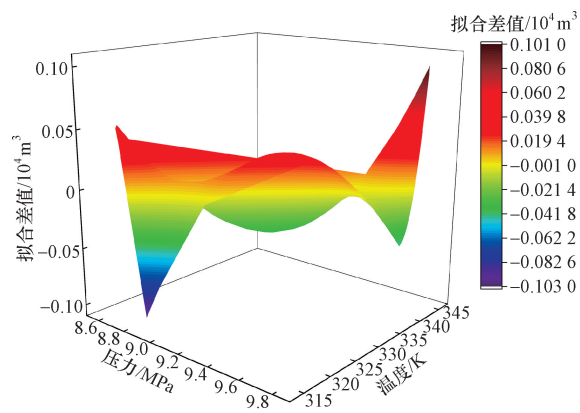


图3 库容量拟合多项式误差

Fig. 3 Library capacity fitting polynomial error

0.999,表明拟合函数的拟合效果较好。

随着气体注入储气井内,腔内天然气气体温度和压力逐渐上升,温度和压力随时间呈近线性关系^[19],联立多个拟合多项式可得到温度-压力变化曲线,储气井1在某一分段温度和压力变化如图4所示。

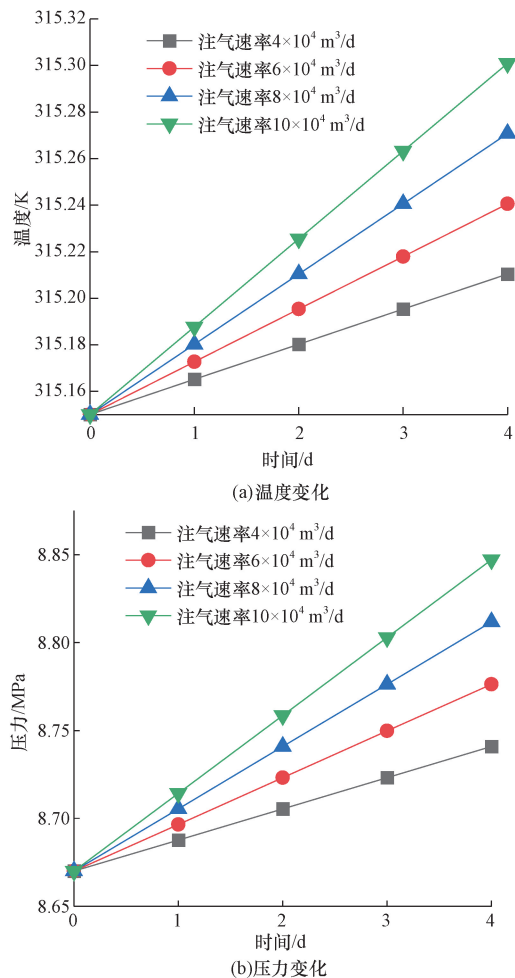


图4 温度,压力随注气速率变化

Fig. 4 Temperature and pressure change with gas injection rate

2.2 集输管道系统模型

注气时,川气东送管道天然气经金坛分输站由输气管线输送至储气库注采站,在注采站内经净化、计量、压缩及冷却进入集气干线输送至集配气站再分配至各盐穴气井内。注气流程如图5所示。

地面输气管道因水平起伏较小且管道较短,所以忽略势能变化。将管道离散成不同小管段,以提高计算精度。管道压力计算如式(8)所示。



图5 注气总体流程框图

Fig. 5 Block diagram of the overall gas injection process

$$P_{i+1} = \sqrt{P_i^2 - \frac{16M^2\lambda_*ZR_gT_{ave}\Delta x}{\pi^2(D-2\delta)^5}} \quad (8)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_*}} = -2\lg\left[\frac{K_e}{3.7(D-2\delta)}\right] \quad (9)$$

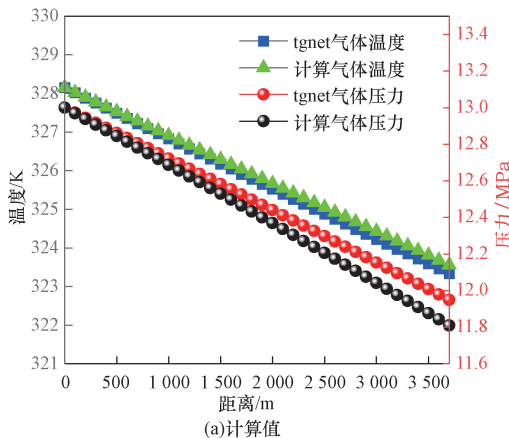
式中: P_{i+1} 为第*i*+1个离散节空间的出口压力,MPa; P_i 为第*i*个离散节空间的进口压力,MPa; M 为气体质量流量,kg/s; λ_* 为管道摩擦因数; Z 为压缩因子; T_{ave} 为管段平均温度,K; Δx 为管道长度,m; K_e 为管道内部粗糙度; D 为管道外径,m; δ 为管道内径,m。

管道温度计算如式(10)所示。

$$T_{i+1} = T_0 + (T_i - T_0)e^{-\frac{\pi DK_{ht}\Delta x}{Mc_p}} - D_i \frac{(P_{i+1} - P_i)Mc_p}{\pi DK_{ht}} \left(1 - e^{-\frac{\pi DK_{ht}\Delta x}{Mc_p}}\right) \quad (10)$$

式(10)中: T_{i+1} 为第*i*+1个离散节点的出口温度,K; T_i 为第*i*个离散节点的入口温度也等于第(*i*-1)个离散节点的出口温度,K; T_0 为环境温度,K; D_i 为焦耳汤姆逊系数,可近似为 2.5×10^{-6} K/Pa; K_{ht} 为总传热系数, $W/m^2 \cdot K$; c_p 为定压比热, $J/(kg \cdot K)$ 。

为确保管道部分在注气过程中计算的准确性,以储气井1单井管线与tgnet软件计算结果做对比,结果如图6所示。



(a)计算值

(b)误差值

图6 管道模型误差

Fig. 6 Error of pipeline model

2.3 压缩机模型

压缩机总功率按照式(11)计算。

$$P_{\text{total}} = \frac{H_{\text{ad}}}{\eta_s} M \quad (11)$$

式(11)中: η_s 为绝热效率; M 为质量流量,kg/s; H_{ad} 为压缩机绝热压头,J/kg。

其中压缩机绝热压头为

$$H_{\text{ad}} = \frac{k_v}{k_v - 1} Z_1 R T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k_v - 1}{k_v}} - 1 \right] \quad (12)$$

式(12)中: k_v 为平均容积绝热指数; Z_1 为压缩机进口压缩因子; R 为气体常数; T_1 为压缩机进口温度,K; p_2 为压缩机出口压力,MPa; p_1 为压缩机进口压力,MPa。

3 目标函数及约束条件

3.1 目标函数

从统计学角度出发,单个样本与其平均数离差平方的算术平均数的平方根能反映一个数据集的离散程度。因此可以采用地层压力标准差来一定程度上反映当前注气井之间压力的离散程度。注气井之间压力越相近,则标准差值越小,压力越均衡,使储气库能够长期安全稳定的运行。完成注气任务后地层压力标准差函数表达式如式(13)所示。

$$f = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (p_i - \bar{p})^2}{n}} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i}{n} \quad (13)$$

式(13)中: n 为当前区块所包含储气井数; p_i 为区块储气井*i*压力,Pa; \bar{p} 为区块平均压力,Pa。

因为上游供气稳定,分输站来气压力不变,为完成规定的注气任务,区块内每个盐穴储气井井口的不同时刻的压力值以及注气量分配方案会使得对应单井管线压力不一样,进而会使得压缩机能耗有所差异。

为完成注气任务,使得在保持压缩机较低能耗的情况下,尽可能减小区块内盐穴储气井之间的压力离散值。通过线性加权求和来将两个目标按权重进行线性组合,从而将多目标优化问题转化成单目标优化问题,如式(14)所示。

$$\begin{cases} G = \lambda_1 \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (p_i - \bar{p})^2}{n}} + \lambda_2 \frac{H_{\text{ad}}}{\eta_s} M \\ \sum_{i=1}^2 \lambda_i = 1 \end{cases} \quad (14)$$

式(14)中: λ 为权重系数; p_i 为储气井压力,Pa; \bar{p} 为区块平均压力,Pa; H_{ad} 绝热压头,J/kg。

3.2 约束条件

3.2.1 储气库约束

不同储气井的运行压力直接关系到储气库是否能够长期稳定运行,运行压力过大或者过小均会对储气井安全性造成影响。运行压力增大时,储气井内壁承受的压力越大,可能会导致储气井密闭性问题的出现;运行压力过小,难以抵抗腔体体积收缩。

储气井运行压力值应当在其最高设计压力值和最低设计压力值之间。

$$P_{i,\text{min}} \leq P_i \leq P_{i,\text{max}} \quad (15)$$

式(15)中: $P_{i,\text{min}}$ 为储气井*i*最小运行压力,MPa; $P_{i,\text{max}}$ 为储气井*i*最大运行压力,MPa。

3.2.2 储气井约束

单井注气量约束,注气任务开始时不同储气井运行压力 p_{i,t_0} 与各井最大的井口压力 $p_{i,j,\text{max}}$ 限制了其最大的注入量 Q_{max} ,即

$$\begin{cases} \sum_{t=0}^T q_{i,t} \leq Q_{i,\text{max}} \\ 0 \leq q_{i,t} \end{cases} \quad (16)$$

式(16)中: $q_{i,t}$ 为储气井*i*在时间*t*时的流量,m³/d; $Q_{i,\text{max}}$ 为储气井*i*最大注气能力。

3.2.3 管道约束

各单井管线由于其对应单井腔体大小不同,其管径与设计压力也不一样,并且为了完成注气,注气时管线末端要大于井口压力。

$$P_{i,\text{weu}} \leq p_{i,t} \leq P_{\text{max}} \quad (17)$$

式(17)中: $p_{i,\text{weu}}$ 为井口压力,MPa; $p_{i,t}$ 为时间*t*时储气井*i*管线末端压力,MPa; P_{max} 为管线最大设计压力,MPa。

3.2.4 流量计约束

在注气流量超过最大设计值时,容易发生靶式流量计阀杆折断的情况。为了避免设备发生故障应保持管线流量低于靶式流量计最大设计流量。

$$q_{i,t} \leq q_{i,\text{max}} \quad (18)$$

式(18)中: $q_{i,t}$ 为储气井*i*在时间*t*时的流量,m³/d; $q_{i,\text{max}}$ 为靶式流量计最大设计流量,m³/d。

4 储气库基本条件

金坛盐穴天然气地下储气库地面工程主要包括:金坛分输站改扩建,注采及采卤站1座,集配气站1座,储气井7口。取盐穴储气库地区温度梯度为0.025℃/m,地区的地表温度设为300.15K,腔体中心位置位于深度为1000m处,与储气井相连单井管线参数如表2所示,储气井腔体基础参数如

表3所示。2号腔体的腔体体积最大为 $23.11 \times 10^4 \text{ m}^3$,6号腔体的腔体体积最小为 $11.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。注气任务开始时各储气库井运行数据如表4所示。

表2 管道参数

Table 2 Pipeline parameters

编号	管线规格/(mm × mm)	长度/m	设计压力/MPa
储气井1	Φ114 × 9.5	4 500	18
储气井2	Φ114 × 9.5	5 000	18
储气井3	Φ88.9 × 9	4 800	18
储气井4	Φ114 × 9.5	3 800	18
储气井5	Φ88.9 × 9	4 200	18
储气井6	Φ88.9 × 9	3 000	18
储气井7	Φ114 × 9.5	3 700	18

表3 储气井参数

Table 3 Parameters of gas storage well

编号	井深/m	上限压力/MPa	造腔体积/ 10^4 m^3
储气井1	870.9	14.83	21.41
储气井2	870.9	14.87	23.11
储气井3	898.5	14.84	18.11
储气井4	879	14.86	21.39
储气井5	820	11.47	20.96
储气井6	836	13.36	12.16
储气井7	847	13.80	11.80

表4 注气期间各单井基础参数

Table 4 Basic parameters of each well during gas injection

指标	压力/MPa	库存/ 10^4 m^3
井1	8.67	1 689.43
井2	8.53	1 792.38
井3	8.78	1 448.25
井4	8.77	1 708.49
井5	8.92	1 704.48
井6	8.78	972.43
井7	8.40	900.41

5 实例分析

将模拟退火算法与现场实际条件相结合,对一个注气任务周期内的注气方案进行优化。在完成注气任务前提下,达到降低压缩机的能耗以及减少区域内储气井运行压力的离散度的目的。在总注气一定的情况下,以选定井场内各单井任务期间注气量为自变量,根据井场的实际情况与运营要求,目标函数的加权系数由现场实际需求制定,以两个加权系数相等的情况进行研究。

为提高优化结果的准确性并对优化结果的可靠性进行验证,通过设置多个不同的初始注气方案,扩展搜索范围并探索更多的解空间,减少陷入局部最优解的风险,对同一个初始注气方案多次求解,在一定程度上减少由于算法随机性而导致的结果偏差。

注气总任务量为 $600 \times 10^4 \text{ m}^3$,注气周期为3 d,当采用每口井任务期间每日均匀注气时,在完成注气任务后地层压力差为267 261.241 Pa,压缩机在每日均匀注气方案周期内总能耗为95 893.725 kW,储气井1、2、5注气任务期间的总注气量为 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$,储气井3、6的任务期间的总注气量为 $90 \times 10^4 \text{ m}^3$,储气井7任务期间的总注气量为 $120 \times 10^4 \text{ m}^3$,其中储气井7完成注气后压力上升最大,2号井完成注气后压力上升最小,完成注气7口储气井的总压力上升为3.79 MPa。

以压缩机能耗为目标函数对注气方案进行优化,设置总迭代随迭代步数为7 000次。注气优化期间的压缩机总能耗变化如图7所示,压缩机能耗数值已经稳步趋近于44 580 kW,同时因为注气任务期内每口井注气量方案趋于稳定,地层压力差也趋近于163 869.036 Pa。在完成注气任务后与每日均匀注气方案相比,压缩机能耗降低57.60%,地层压力差降低38.68% 每个腔体注气量均发生了变化,储气井1、2在任务周期内注气量提高。因为储气井1、2初始压力较低且腔体体积较大,在注入与其他井相同注气量时压力上升较小,对任务期间压缩机能耗影响较小。

综合考虑压缩机能耗和压力标准差的优化模型,其目标函数值在迭代过程中的变化趋势如图8所示,对于同一初始方案 and 不同初始方案的优化结果目标函数值都稳步趋向于63 637.641,对于同一初始方案优化组,压缩机能耗分别为55 357.259、57 305.254、56 533.170 kW,储气井压力离散度为分别为8 329.931、6 388.765、6 998.542 Pa。以同一初始方案第一组为例,各储气井注气流量如图9所示,在注气期间储气井2注气量最大为 $144.749 \times 10^4 \text{ m}^3$,储气井6注气量最小为 $47.619 \times 10^4 \text{ m}^3$,因为储气井

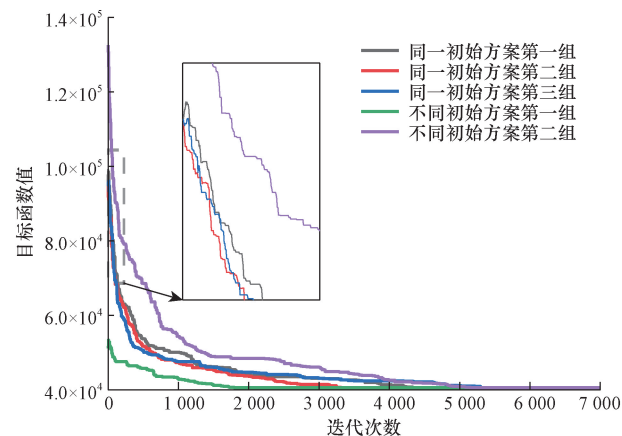


图7 压缩机功耗随迭代步数变化

Fig. 7 Compressor power consumption varies with the number of iteration steps

2 腔体体积较大,且初始压力较低,而储气井 6 腔体体积较小,且初始压力较高,为保持完成注气任务后,使储气井压力标准差最小,所以储气井 6 分配注气量最小,储气井 2 分配注气量最大。与每日均匀注气结

果相比,压缩机能耗降低 42.272%,地层压力标准差减小 96.883%,与压缩机为优化目标的优化结果相比,压缩机能耗多 15.334%,但是地层压力标准差下降 58.197%。3 种注气方案结果如表 5 所示。

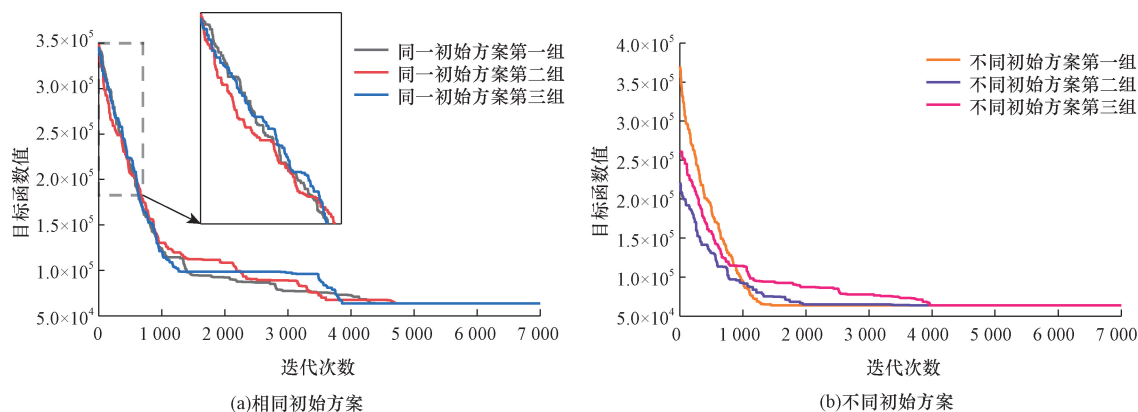
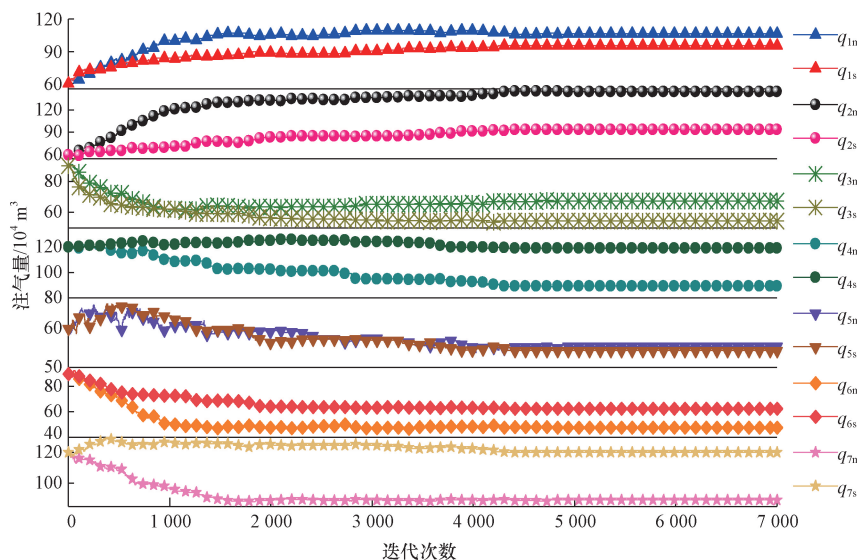


图 8 多目标优化函数随迭代步数变化图

Fig. 8 Multi-objective optimization function variation with the number of iteration steps



$q_{1s} \sim q_{7s}$ 依次为压缩机能耗为优化目标下单井各自的注气流量; $q_{1m} \sim q_{7m}$ 依次为综合考虑地层压力标准和差压缩机能耗为优化目标下单井各自的注气流量

图 9 各单井注气流量随迭代步数变化图

Fig. 9 Variation of gas injection flow of each single well with the number of iteration steps

表 5 各方案注气结果对比

Table 5 Comparison of gas injection results of each scheme

编号	每日均匀注气		仅优化能耗		优化能耗和压力标准差	
	注气量/ 10^4 m^3	压力变化/MPa	注气量/ 10^4 m^3	压力变化/MPa	注气量/ 10^4 m^3	压力变化/MPa
储气井 1	60	0.29	95.28	0.47	106.28	0.53
储气井 2	60	0.27	93.90	0.43	144.74	0.67
储气井 3	90	0.52	54.65	0.32	67.36	0.41
储气井 4	120	0.59	119.19	0.59	89.23	0.42
储气井 5	60	0.30	54.29	0.27	55.47	0.28
储气井 6	90	0.76	62.70	0.55	47.61	0.42
储气井 7	120	1.06	119.94	1.08	89.26	0.80

6 结论

储气库在运行过程中涉及多个方面的因素,需要考虑到多个环节将地面与地下储气库结合起来。

(1) 储气库优化工作是需结合实际进行的,既要考虑在任务期内压缩机运行的能耗,又要保证不同区块地层压差,使得在完成注气任务后区块内储气库之间压力的离散程度最小,以保证腔体稳定性。建立了盐穴储气库注气过程中的优化数学模型。注气过程优化目标函数为区块地层压差最小与压缩机能耗最小之和。决策变量为每个储气井在任务期间的日注气量,采用 SA 算法对所建立的注气优化数学模型进行求解。

(2) 以区块 7 口储气井任务期间注气量为优化对象,以压缩机能耗和地层压力标准差为目标函数进行优化。完成每日均匀注气任务后,压缩机能耗为 95 893. 725 kW,地层压力差为 267 261. 241 Pa。在优化后压缩机能耗为 55 357. 259 kW,地层压力差为 8 329. 931 Pa,在压缩机功耗较日均注气情况下降低 40% 以上的同时地层压力差降低 90% 以上,大幅减少了压缩机能耗浪费并维持储气库长期运行的安全。

参 考 文 献

- [1] 张所续, 马伯永. 世界能源发展趋势与中国能源未来发展方向 [J]. 中国国土资源经济, 2019, 32(10): 20-27, 33.
Zhang Suoxu, Ma Boyong. World energy development trend and future development direction of China's energy [J]. China Land and Resources Economics, 2019, 32(10): 20-27, 33.
- [2] 周淑慧, 王军, 梁严. 碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171-182.
Zhou Shuhui, Wang Jun, Liang Yan. Development of China's natural gas industry under the background of carbon neutrality during the "14th Five-Year Plan" [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171-182.
- [3] 刘晓龙, 崔磊磊, 李彬, 等. 碳中和目标下中国能源高质量发展路径研究 [J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2021, 23(3): 1-8.
Liu Xiaolong, Cui Leilei, Li Bin, et al. Study on high-quality development path of China's energy under the goal of carbon neutrality [J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2021, 23(3): 1-8.
- [4] 丁国生, 丁一宸, 李洋, 等. 碳中和战略下的中国地下储气库发展前景 [J]. 油气储运, 2022, 41(1): 1-9.
Ding Guosheng, Ding Yichen, Li Yang, et al. Development prospect of underground gas storage in China under carbon neutral strategy [J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2022, 41(1): 1-9.
- [5] 张光华. 中石化地下储气库建设现状及发展建议 [J]. 天然气工业, 2018, 38(8): 112-118.
Zhang Guanghua. Construction status and development suggestions of Sinopec underground gas storage [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(8): 112-118.
- [6] 李波陈, 杨庆阳, 严大凡. 利用地下储气库解决用气的不均衡性问题 [J]. 油气储运, 2003(2): 7-10.
Li Bochen, Yang Qingyang, Yan Dafan. Using underground gas storage to solve the problem of unbalanced gas consumption [J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2003(2): 7-10.
- [7] 徐帅, 张青庆, 李小明, 等. 金坛盐穴储气库注采运行参数优化设计研究 [J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(4): 490-496.
Xu Shuai, Zhang Qingqing, Li Xiaoming, et al. Research on optimization design of injection and production operation parameters of Jintan salt caver gas storage [J]. Oil Drilling and Production Technology, 2020, 42(4): 490-496.
- [8] 刘佳宁, 刘得军, 钱步仁, 等. 基于 NSGA_II 的地下储气库注气节能优化运营研究 [J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 160-166.
Liu Jianing, Liu Dejun, Qian Buren, et al. Research on optimization operation of gas injection energy of underground gas storage based on NSGA_II [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 160-166.
- [9] 朱喜平. 储气库采气量多目标优化预测模型 [J]. 油气储运, 2024, 43(1): 96-102.
Zhu Xiping. Multi-objective optimization and prediction model of gas production in gas storage [J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2024, 43(1): 96-102.
- [10] 谭羽非, 赵金辉, 曹琳. 盐穴天然气地下储气库腔群优化配产模型 [J]. 中国矿业大学学报, 2010, 39(3): 449-452.
Tan Yufei, Zhao Jinhui, Cao Lin. Optimal production allocation model for underground salt caver gas storage [J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2010, 39(3): 449-452.
- [11] 周军, 彭井宏, 罗莎, 等. 考虑安全稳定运行的大型枯竭气藏储气库注采优化 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(6): 76-82.
Zhou Jun, Peng Jinghong, Luo Sha, et al. Gas injection and production optimization of large depleted gas reservoir considering safe and stable operation [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 76-82.
- [12] 陈西西, 杨小平, 荣伟, 等. 盐穴储气库小间距双井造腔参数研究 [J]. 科学技术与工程, 2023, 23(20): 8780-8787.
Chen Xixi, Yang Xiaoping, Rong Wei, et al. Research on cavity forming parameters of salt cavern gas storage with small space in two wells [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(20): 8780-8787.
- [13] 林浩, 刘建锋, 徐邓, 等. 盐穴储气库三种典型岩石拉伸声发射特征研究 [J]. 科学技术与工程, 2022, 22(16): 6635-6641.
Lin Hao, Liu Jianfeng, Xu Deng, et al. Study on tensile acoustic emission characteristics of three typical rocks in salt cav gas storage [J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(16): 6635-6641.
- [14] 王建军, 曾祥俊, 贾善坡, 等. 储气库注采井井筒温度场预测与影响因素分析 [J]. 科学技术与工程, 2022, 22(18): 7890-7902.
Wang Jianjun, Zeng Xiangjun, Jia Shanpo, et al. Wellbore temperature field prediction and influencing factors analysis of gas storage injection-production wells [J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(18): 7890-7902.
- [15] 陈正. 盐岩储气库长期稳定性分析与评价研究 [D]. 青岛:

- 中国石油大学(华东), 2016.
- Chen Zheng. Study on long-term stability analysis and evaluation of salt rock gas storage [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [16] 井文君, 杨春和, 李鲁明, 等. 盐穴储气库腔体收缩风险影响因素的敏感性分析 [J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(9): 1804-1812.
- Jing Wenjun, Yang Chunhe, Li Luming, et al. Sensitivity analysis of factors affecting shrinkage risk of salt cavern gas storage [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(9): 1804-1812.
- [17] 肖晓伟, 肖迪, 林锦国, 等. 多目标优化问题的研究概述 [J]. 计算机应用研究, 2011, 28(3): 805-808, 27.
- Xiao Xiaowei, Xiao Di, Lin Jinguo, et al. Overview of research on multi-objective optimization problems [J]. Applied Research of Computers, 2011, 28(3): 805-808, 27.
- [18] 丁国生. 金坛盐穴储气库单腔库容计算及运行动态模拟 [J]. 油气储运, 2007(1): 23-27.
- Ding Guosheng. Single cavity storage capacity calculation and operation dynamic simulation of Jintan salt cavern gas storage [J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2007(1): 23-27.
- [19] 彭井宏, 周军, 胡承强, 等. 热力耦合作用下地下盐岩储气库注采运行稳定性研究 [J]. 断块油气田, 2023, 30(5): 858-867.
- Peng Jinghong, Zhou Jun, Hu Chengqiang, et al. Study on stability of injection and production of underground salt rock gas storage under thermodynamic coupling [J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2023, 30(5): 858-867.