

引文: 左丽丽, 王琰云佳, 雷宏峰, 等. 天然气管线计划性放空回收数值仿真模拟[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 175-186.
ZUO Lili, WANG Longyunjia, LEI Hongfeng, et al. Numerical simulation of planned venting recovery of gas pipeline[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 175-186.

天然气管线计划性放空回收数值仿真模拟

左丽丽¹ 王琰云佳¹ 雷宏峰² 孙恒¹ 潘彪²
田望³ 郭宇飞¹ 孙晓阳² 吴晓飞² 郝千千¹

1. 中国石油大学(北京)油气管道输送安全国家工程研究中心 2. 国家石油天然气管网集团北京管道有限公司
3. 国家石油天然气管网集团科学技术研究总院

摘要: 天然气中甲烷的温室效应强度远高于二氧化碳, 消除或减少输气管线放空作业中的天然气排放对实现双碳目标具有重要意义。为此, 针对需计划性放空的输气管线, 分别对采用下游压气站离心压缩机和移动式往复压缩机的 2 种天然气回收过程以及传统冷放空过程建立了瞬态仿真模型, 并对放空回收所需总时间、放空气量、回收气量等参数进行了对比分析。研究表明: ①采用隐式中心差分法求解这些模型, 获得的回收时长、排放时长、回收气量、排放气量等参数与相应的 TGNET 软件仿真结果及放空过程实际数据的偏差均在 $\pm 8\%$ 以内; ②针对放空气回收过程的仿真模型, 离心压缩机和往复压缩机需要考虑进行边界条件的转换; 在放空过程的模拟中, 需要考虑立管出口处压力和流速边界条件的转换; ③针对输气管线计划性放空提出了 3 种天然气回收方案, 其中方案 1 利用下游压气站的离心压缩机, 方案 2 利用移动式往复压缩机, 方案 3 为方案 1 和方案 2 的组合, 即先用下游压气站的离心压缩机进行回收, 当其进口压力降至允许最低值时, 再切换至移动式往复压缩机继续回收过程。结论认为: ①方案 1 的回收时长最短但回收率最低, 方案 2 的情况刚好相反, 而方案 3 的回收率与方案 2 相近但回收时长介于方案 1 和方案 2 之间; ②针对阀室间管线放空气回收方案的选择, 离心压缩机与往复压缩机结合进行回收的方案, 可同时兼顾回收时长和回收效率, 具有较好的经济性和可行性, 因而具有较好的综合效果。

关键词: 输气管线; 放空; 天然气回收; 瞬态仿真; 压缩机; 方案优化

中图分类号: TE832 文献标识码: A DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.01.015

Numerical simulation of planned venting recovery of gas pipeline

ZUO Lili¹, WANG Longyunjia¹, LEI Hongfeng², SUN Heng¹, PAN Biao²,
TIAN Wang³, GUO Yufei¹, SUN Xiaoyang², WU Xiaofei², HAO Qianqian¹

(1. National Engineering Research Center for Pipeline Safety, China University of Petroleum - Beijing, Beijing 102249, China; 2. PipeChina Beijing Pipeline Co. Ltd., Beijing 100000, China; 3. PipeChina Science and Technology Research Institute, Tianjin 300457, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.1, p.175-186, 1/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The greenhouse effect intensity of methane in natural gas is much higher than that of carbon dioxide, so eliminating or reducing natural gas emissions in gas pipeline venting operation is of great significance in achieving the "dual-carbon" goals. For gas pipelines that needs planned venting, this paper establishes transient simulation models using two kinds of natural gas recovery processes (i.e., the centrifugal compressor of downstream compressor station and the mobile reciprocating compressor) and the traditional cold venting process, and comparatively analyzes total time duration required for venting recovery, vented gas volume, recovered gas volume and other parameters. The following results are obtained. First, the recovery duration, venting duration, recovered gas volume, and vented gas volume obtained by using the implicit central difference method have the deviations within $\pm 8\%$ from the simulation results of the corresponding TGNET software and the actual data of the venting process. Second, for the simulation model of the vented gas recovery process, the conversion of boundary conditions needs to be considered for centrifugal compressors and reciprocating compressors. In the simulation of the venting process, it is necessary to consider the conversion of pressure and flow velocity boundary conditions at the outlet of the riser. Third, three natural gas recovery schemes are prepared for the planned venting of gas pipeline. Specifically, scheme 1 uses the centrifugal compressor of downstream compressor station; scheme 2 uses the mobile reciprocating compressor; and scheme 3 is the combination of scheme 1 and scheme 2, that is, the centrifugal compressor of downstream compressor station is employed for recovery, and the mobile reciprocating compressor is activated for continued recovery when the inlet pressure drops to the minimum allowable value. In conclusion, scheme 1 has the shortest recovery duration, but the lowest recovery efficiency; scheme 2 exhibits the opposite results; scheme 3 shows a recovery efficiency similar to scheme 2, and the recovery duration between scheme 1 and scheme 2. Moreover, the recovery scheme with the combination of centrifugal compressor and mobile reciprocating compressor is selected for the recovery of the vented gas from the pipelines between valve chambers, which gives consideration to recovery duration and recovery efficiency comprehensively, realizing good economy and feasibility, and thereby it has a better overall effect.

Keywords: Gas pipeline; Venting; Natural gas recovery; Transient simulation; Compressor; Scheme optimization

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“复杂供气管网大时滞非线性仿真模型构建与智能调控”(编号: 52174064)。

作者简介: 左丽丽, 女, 1980 年生, 教授; 主要从事油气管道仿真、优化及节能减排等方面的研究工作。地址: (102249) 北京市昌平区府学路 18 号中国石油大学(北京)。ORCID: 0000-0002-3272-5124. E-mail: zuolilicup@163.com

0 引言

甲烷(CH_4)是仅次于二氧化碳(CO_2)的第二大温室气体,根据政府间气候变化专门委员会(简称 IPCC)的第六次评估报告,甲烷 100 年时间尺度下的全球增温潜势(或称暖化效应)是 CO_2 的 28 倍,对全球变暖贡献率可达 25%。减少甲烷排放对于实现《巴黎协定》提出的温升控制目标和中国提出的“双碳”目标意义重大^[1-4]。国际能源署(IEA)发布的《2023 全球甲烷追踪》报告显示,2022 年全球能源领域排放了近 $1.35 \times 10^8 \text{ t}$ 甲烷,占人类活动产生的甲烷排放总量的近 40%,仅次于农业^[5-7]。其中煤炭、石油和天然气领域造成约 $4 \times 10^7 \text{ t}$ 的甲烷排放和近 $5 \times 10^6 \text{ t}$ 的终端设备甲烷泄漏。甲烷是天然气的主要成分,在天然气的生产、处理和储运过程中,工艺操作、设备运行维护、设备故障等诸多因素都会造成有计划的或临时性的放空,大量天然气被排放至大气^[8-11]。因此,国家发展和改革委员会发布的《天然气发展“十三五”规划》明确指出,天然气生产企业要采取措施加强油田伴生气回收利用;天然气运输企业要研究采用移动压缩机回收管道计划性维修时放空气,减小放空量,避免浪费^[12]。

中国的天然气回收研究主要针对油气田火炬放空气^[13-15]。对于管输过程中的放空回收,由于相关研究起步较晚,研究成果及实际应用较少^[16-18]。2012 年,李晶等^[19]提出了放空回收的技术要求,并基于此对 5 种回收方法进行对比,结果表明,加压回收是目前较为经济可行的放空气回收方案。2012 年,王洪喜等^[20]设计了一套放空气回收系统,该系统通过在放空管道上安装通径球阀对放空气进行节流,之后经压缩机增压后重新注入管道进行回收。2013 年,马焱等^[21]设计了一套用于放空气回收的车载压缩机组,

在管道发生泄漏时可快速到达截断阀室,将原本放空的天然气由压缩机组抽到下一管段。2015 年,李瑜等^[22]针对站场和阀室分别提出放空气回收利用方案,并指出站场可设置固定式放空气回收系统,阀室可设置移动式放空气回收利用系统。2018 年,耿欢等^[23]针对压缩机干气密封放空天然气设计了一套往复压缩机增压回注装置,对干气密封放空气进行 4 级增压后注入管道压缩机入口,将压缩机干气密封放空天然气进行回收,该方案已成功投入生产运行。

综上,目前提出的放空气回收方法普遍采用了压缩机增压回收的方式,同时压缩回收也是目前较为经济可行的放空气回收方案^[24-27],但针对输气管段计划性放空回收作业的仿真研究较少。本文以输气管段的放空气回收及后续冷放空作业为研究对象,建立了仿真模型,该模型涵盖下游压气站离心压缩机回收过程、阀室处连接可移动往复压缩机回收过程以及冷放空过程,对回收和放空过程中气体压力、温度、流量、回收/放空时间、累计放空量等参数进行计算,计算结果具有一定的可靠性和准确性。同时针对输气管段放空回收作业提出离心压缩机、往复压缩机、离心压缩机和往复压缩机组合 3 种放空回收方案^[28],并利用该仿真模型对 3 种放空回收过程进行模拟,对不同放空回收方式下放空回收所需总时间、放空气量、回收气量等参数进行了对比分析。

1 放空气压缩回收及放空过程

输气管段放空指为某种目的而驱除管道中一个或多个管段中的天然气,一个放空段可以是两个阀室之间的管段,也可以是阀室与输气站之间的管段。一个放空段的天然气压缩回收及后续冷放空的工艺流程如图 1 所示。

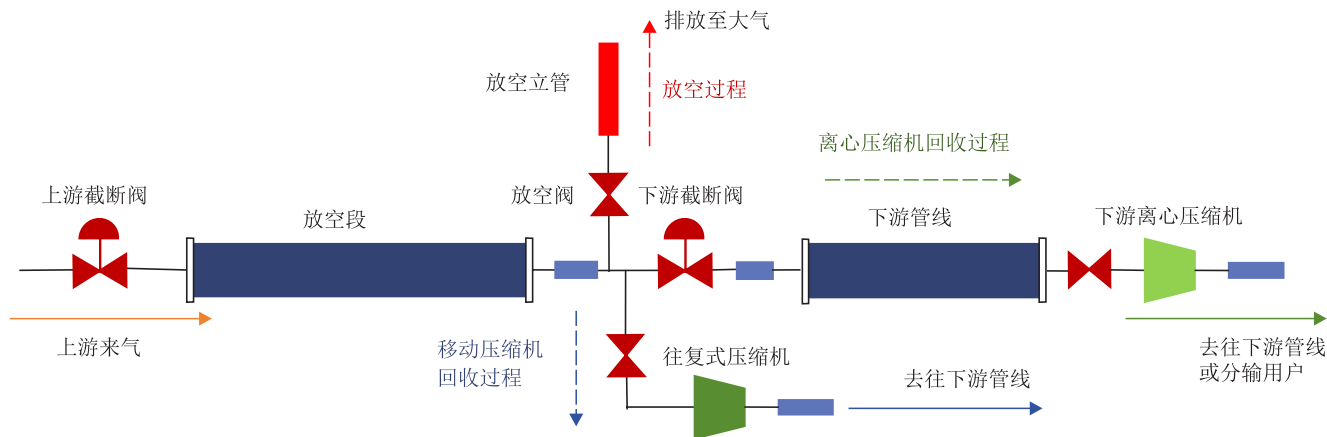


图 1 放空段天然气回收及冷放空工艺流程示意图

1.1 利用下游压气站的离心压缩机回收

利用下游压气站的压缩机对放空段进行降压, 再进行放空作业。该工艺的流程为: 先关闭放空段的上游截断阀, 利用下游压气站的离心压缩机抽吸放空段中的天然气, 当压缩机进口压力降至允许最低进口压力时结束抽吸作业, 并关闭下游截断阀, 打开下游阀室处的放空阀, 利用放空立管对干线内剩余天然气进行冷放空。

1.2 利用可移动往复压缩机回收

该工艺指在管线放空作业开始前, 在下游阀室处接入可移动往复压缩机, 将放空干线内的天然气加压回注到下游管线, 再进行放空作业。具体工艺流程为: 先将放空段的上下游截断阀进行关断, 之后在下游阀室处将可移动往复压缩机连接至放空段, 利用压缩机的抽吸作用, 将放空段内的天然气加压回注到下游管线或分输管线内, 该回收过程主要受允许回收时间和回收经济性的限制, 当达到最大允许回收时间或回收速率过慢已不满足经济性的要求时, 终止回收作业, 此时将回收旁路截断并打开放空阀, 利用放空立管对干线内剩余天然气进行冷放空。

1.3 离心压缩机和往复压缩机组合回收

该工艺指在管线放空作业开始前, 首先使用下游离心压缩机对放空段进行降压, 之后利用下游阀室处的可移动往复压缩机继续对放空段内天然气进行抽吸。具体工艺流程为: 先关断上游截断阀, 利用下游压气站的离心压缩机对放空段内天然气进行抽吸, 抽吸至压缩机进口允许最低压力后关断下游截断阀。接通下游阀室处连接的往复压缩机回收旁路, 利用往复压缩机对放空段内天然气进行抽吸并加压注入下游管线, 当两部分回收作业完成后, 利用上、下游阀室处的放空立管对放空段内剩余天然气进行放空。

2 仿真模型

本文建立了离心压缩机回收过程、往复压缩机回收过程和放空过程的非稳态仿真模型, 包括管流基本方程、气体状态方程、气体物性方程、初始条件和边界条件^[29-30]。考虑到输气管段的距离较长且回收和放空的时间均比较长, 为了保证计算的稳定性、准确性和快速性, 采用隐式中心差分法对仿真模型进行求解, 应用 MATLAB 编程求解每个时间步的非线性方程组。

2.1 管流偏微分方程及隐式差分离散

将输气管段的放空回收系统简化成由气源、放空段、回收管路、站场固定式离心压缩机、移动式往复压缩机和放空立管组成, 针对放空段和回收管路, 建立管流一维偏微分方程组^[31-33]。

连续性方程:

$$A \frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho \omega A) = 0 \quad (1)$$

运动方程:

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial \tau} + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho \omega^2)}{\partial x} + g \rho \frac{ds}{dx} + \frac{\lambda}{d} \times \frac{\omega^2}{2} \rho = 0 \quad (2)$$

能量方程:

$$-\frac{\partial Q}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial \tau} \left[(\rho A) \left(u + \frac{\omega^2}{2} + gs \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[(\rho \omega A) \left(h + \frac{\omega^2}{2} + gs \right) \right] \quad (3)$$

式中 A 表示管道横截面积, m^2 ; ρ 表示气体密度, kg/m^3 ; τ 表示微元段时间, s ; ω 表示气体的流速, m/s ; p 表示气体压力, Pa ; g 表示重力加速度, m/s^2 ; d 表示管道内径, m ; u 表示气体的比内能, J/kg ; h 表示气体的比焓, J/kg ; s 表示管道沿线高程, m ; λ 表示水力摩阻系数; x 表示微元段距离, m ; Q 表示管内流体向管外环境的传热流量, W 。

在基本微分方程组中, 引入单位流通面积上的质量流量 m , 并假设管段是等直径的, 使用隐式差分法将偏微分方程组离散转化成非线性方程组, 经过一系列推导, 离散后方程见式 (4) ~ (5)。

连续性方程:

$$\rho_i^{k+1} - \rho_i^k + \rho_{i+1}^{k+1} - \rho_{i+1}^k + \frac{\Delta \tau}{\Delta x} (m_{i+1}^k - m_i^k + m_{i+1}^{k+1} - m_i^{k+1}) = 0 \quad (4)$$

运动方程:

$$\begin{aligned} m_i^{k+1} - m_i^k + m_{i+1}^{k+1} - m_{i+1}^k + \frac{\Delta \tau}{\Delta x} \left[p_{i+1}^k + (m_{i+1}^k)^2 \times \right. \\ \left. \frac{1}{\rho_{i+1}^k} - p_i^k - (m_i^k)^2 \times \frac{1}{\rho_i^k} + p_{i+1}^{k+1} + (m_{i+1}^{k+1})^2 \frac{1}{\rho_{i+1}^{k+1}} - \right. \\ \left. p_i^{k+1} - (m_i^{k+1})^2 \frac{1}{\rho_i^{k+1}} \right] + \frac{1}{2} \Delta \tau g \frac{ds}{dx} \times \\ \left(\rho_i^{k+1} + \rho_i^k + \rho_{i+1}^{k+1} + \rho_{i+1}^k \right) + \frac{\Delta \tau \lambda}{4d} \times \left[(m_{i+1}^{k+1})^2 \frac{1}{\rho_{i+1}^{k+1}} + \right. \\ \left. (m_i^k)^2 \frac{1}{\rho_i^k} + (m_{i+1}^{k+1})^2 \frac{1}{\rho_{i+1}^{k+1}} + (m_i^{k+1})^2 \frac{1}{\rho_i^{k+1}} \right] = 0 \quad (5) \end{aligned}$$

能量方程：

$$\begin{aligned} & \rho_i^{k+1} h_i^{k+1} - p_i^{k+1} + (m_i^{k+1})^2 \frac{1}{2\rho_i^{k+1}} - \rho_i^k h_i^k + \\ & p_i^k - (m_i^k)^2 \frac{1}{2\rho_i^k} + \rho_{i+1}^{k+1} h_{i+1}^{k+1} - p_{i+1}^{k+1} + \\ & (m_{i+1}^{k+1})^2 \frac{1}{2\rho_{i+1}^{k+1}} - \rho_{i+1}^k h_{i+1}^k + p_{i+1}^k - (m_{i+1}^k)^2 \frac{1}{2\rho_{i+1}^k} + \\ & \frac{\Delta\tau}{\Delta x} [m_{i+1}^{k+1} h_{i+1}^{k+1} + (m_{i+1}^{k+1})^3 \frac{1}{2(\rho_{i+1}^{k+1})^2} - m_i^{k+1} h_i^{k+1} - \\ & (m_i^{k+1})^3 \frac{1}{2(\rho_i^{k+1})^2} + m_{i+1}^k h_{i+1}^k + (m_{i+1}^k)^3 \frac{1}{2(\rho_{i+1}^k)^2} - \\ & m_i^k h_i^k - (m_i^k)^3 \frac{1}{2(\rho_i^k)^2}] + \frac{g\Delta\tau}{2} \times \\ & \frac{ds}{dx} (m_i^{k+1} + m_i^k + m_{i+1}^{k+1} + m_{i+1}^k) + \frac{2K\Delta\tau}{d} \times \\ & (T_{i+1}^{k+1} + T_i^k + T_{i+1}^{k+1} + T_{i+1}^k - 4T_0) = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

式中 $k, k+1$ 表示相邻的时间步长； $i, i+1$ 表示相邻的空间步长； K 表示管内天然气和周围环境之间的总传热系数， $W/(m^2 \cdot K)$ ； T 表示管内天然气温度， K ； T_0 表示管道周围环境温度， K 。

2.2 气体状态方程和物性计算

选用 BWRS 方程作为气体状态方程^[34-37]，其表达式如下：

$$\begin{aligned} p = \rho RT + & \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) \rho^2 + \\ & \left(bRT - a - \frac{d}{T} \right) \rho^3 + \alpha \left(a + \frac{d}{T} \right) \rho^6 + \\ & \frac{c\rho^3}{T^2} (1 + \gamma\rho^2) \exp(-\gamma\rho^2) \end{aligned} \quad (7)$$

式中 ρ 表示气体摩尔密度， $kmol/m^3$ ； p 表示系统压力， kPa ； R 表示通用气体常数， $R=8.314 \text{ kJ}/(kmol \cdot K)$ ； $A_0, B_0, C_0, D_0, E_0, a, b, c, d$ 分别表示状态方程参数。

1) 气体密度：将式 (7) 改写成式 (8) 形式，利用弦截法对气体密度进行迭代计算，迭代公式为式 (9)。

$$\begin{aligned} f(\rho) = \rho RT + & \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) \rho^2 + \\ & \left(bRT - a - \frac{d}{T} \right) \rho^3 + \alpha \left(a + \frac{d}{T} \right) \rho^6 + \\ & \frac{c\rho^3}{T^2} (1 + \gamma\rho^2) \exp(-\gamma\rho^2) - p = 0 \end{aligned} \quad (8)$$

$$\rho_{k+1} = \frac{f(\rho_k)\rho_{k-1} - f(\rho_{k-1})\rho_k}{f(\rho_k) - f(\rho_{k-1})} \quad (9)$$

2) 压缩因子：将式 (9) 计算出的气体密度代入式 (10) 便可计算出混合气体的压缩因子。

$$\begin{aligned} Z = 1 + & \left(B_0 - \frac{A_0}{RT} - \frac{C_0}{RT^3} + \frac{D_0}{RT^4} - \frac{E_0}{RT^5} \right) \rho + \\ & \left(b - \frac{a}{RT} - \frac{d}{RT^2} \right) \rho^2 + \frac{\alpha}{RT} \left(a + \frac{d}{T} \right) \rho^5 + \\ & \frac{c\rho^2}{RT^3} (1 + \gamma\rho^2) \exp(-\gamma\rho^2) \end{aligned} \quad (10)$$

3) 焓：实际气体的焓等于相同温度下理想气体的焓再加上一个修正项即等温焓差，计算公式为：

$$h = (h - h^0) + h^0 \quad (11)$$

式中 h^0 表示系统温度下理想气体的焓； $(h - h^0)$ 表示修正项，称为等温焓差。

等温焓差的计算公式由 BWRS 方程的变形形式求得：

$$\begin{aligned} h - h^0 = & \left(B_0 RT - 2A_0 - \frac{4C_0}{T^2} + \frac{5D_0}{T^3} - \frac{6E_0}{T^4} \right) \rho + \\ & \frac{1}{2} (2bRT - 3a - \frac{4d}{T}) \rho^2 + \frac{1}{5} \alpha (6a + \frac{7d}{T}) \rho^5 + \\ & \frac{c}{\gamma T^2} \left[3 - (3 + \frac{\gamma\rho^2}{2} - \gamma^2 \rho^4) \exp(-\gamma\rho^2) \right] \end{aligned} \quad (12)$$

理想气体的焓可按式 (13) 多项式计算：

$$h_i^0 = A_i + B_i T + C_i T^2 + D_i T^3 + E_i T^4 + F_i T^5 \quad (13)$$

式中 h_i^0 表示 i 组分理想气体的焓， kJ/kg ； A_i, B_i, C_i, D_i, E_i 分别表示 i 组分常数。

4) 焦耳—汤姆逊效应系数：由于在放空过程中涉及节流，因此需要引入焦耳—汤姆逊效应系数，计算公式如下：

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left[\frac{T}{\rho^2} \times \frac{(\partial p / \partial T)_\rho}{(\partial p / \partial \rho)_T} - \frac{1}{\rho} \right] \quad (14)$$

式中 D_i 表示焦耳—汤姆逊效应系数； C_p 表示摩尔定压热容。

2.3 初始条件及边界条件

2.3.1 初始条件

在非稳态仿真模型中，初始条件指在起始时刻系统各部分所处的状态，针对放空段离心压缩机回收、往复压缩机回收和放空过程，在回收作业或放空作业开始前均需关断放空段上下游的截断阀。因此，假设在各过程的初始时刻，放空段内的气体处于静止状态。各过程的初始条件分别如下：

1) 回收过程：①放空段内气体处于静止状态，系统内各个节点的质量流量为 0；②从上游截断阀到

离心/往复压缩机入口,各节点压力为天然气的平衡压力,按各过程初始时刻实际压力确定;③从上游截断阀到离心/往复压缩机入口,各节点温度分布按初始时刻实际温度设定。

2) 放空过程^[38-39]:①放空段内气体处于静止状态,系统内各个节点的质量流量为0;②从上游截断阀到放空阀前,各节点压力等于放空段内平均压力;③从上游截断阀到放空阀前,各节点温度分布按实际温度分布设定;④放空阀后压力等于大气压;⑤放空阀后温度等于环境温度。

2.3.2 边界条件

边界条件指在非稳态过程中系统边界处的流动状态,而系统边界分为外边界和内边界,外边界指系统与环境的交接处,如管道的起点和终点;而内边界指系统内部各部分之间的交界处,如设备原件的进出口、管线的分支处、管线的交汇处等。在本文建立的阀室间管线回收及放空过程的仿真模型中,外边界条件处于上游截断阀和放空立管出口处,内边界条件则位于离心压缩机、往复压缩机、阀门和管线分支交汇处。

2.3.2.1 上游截断阀

上游截断阀相当于上游封闭端,需满足以下边界条件:①截断阀处为封闭端,质量流量为0;②封闭端处需满足气体多变过程,如下所示:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (15)$$

式中 p_1 、 p_2 分别表示该点相邻两个时步下的压力, Pa; T_1 、 T_2 分别表示该点相邻两个时步下的温度, K; n 表示多变指数。

2.3.2.2 放空立管出口

气体在放空过程中要经过超临界流状态、临界流和亚音速流状态,在超临界流状态下,立管出口处的压力远大于环境压力,流速达到当地声速;在临界流状态下,立管出口处的压力等于环境压力,流速依然等于当地声速;在亚音速流状态下,立管出口处压力等于环境压力,流速低于当地声速。在模拟放空过程中需要对立管出口处的压力和流速进行控制,一般情况下采用压力等于大气压作为边界条件,但是当立管出口处的流速大于当地声速时,采用流速等于当地声速作为边界条件。

2.3.2.3 离心压缩机

将离心压缩机模型进行简化,只关注压缩机进、

出口处的气体状态,需要满足离心压缩机的特性曲线,离心压缩机处的边界条件如下:

1) 压力方程:

$$p_{\text{out}} = \text{const} \quad (16)$$

式中 p_{out} 表示压缩机出口的压力恒等于设置的压力, Pa。

2) 特定转速下压比方程:

$$\varepsilon^2 = a - b_0 Q_1^2 \quad (17)$$

式中为压缩机特定转速下压比; a 、 b_0 表示通过数据运用最小二乘法拟合得到的系数。

3) 质量流量守恒方程:

$$M_1 = M_2 \quad (18)$$

式中 M_1 、 M_2 分别表示压缩机进口和出口状态下的质量流量, kg/s。

4) 温度方程:

$$\frac{T_{\text{out}}}{T_{\text{in}}} = \left(\frac{p_{\text{out}}}{p_{\text{in}}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (19)$$

式中 T_{out} 、 T_{in} 分别表示压缩机出口和入口的温度, K; p_{out} 、 p_{in} 分别表示压缩机出口和入口的压力, Pa; k 表示温度绝热指数。

2.3.2.4 往复压缩机

往复压缩机没有特性曲线进行表示,其边界条件如下:

1) 流量方程:由于往复压缩机没有直接的关于流量与压力的关系式,从式(20)进行转换,可得到压力和流量的关系式(21)。

$$n = \frac{Q_1}{\lambda V} = \frac{Q_1}{\lambda_v \lambda_p \lambda_T \lambda_1 V} \quad (20)$$

$$Q_1 = \lambda_p \lambda_T \lambda_1 \left\{ 1 - \alpha \left[\left(\frac{p_{\text{out}}}{p_{\text{in}}} \right)^{1/k_v} - 1 \right] \right\} V n \quad (21)$$

式中 n 表示压缩机的转速, r/min; Q_1 表示压缩机入口的流量, m^3/s ; V 表示压缩机气缸的工作容积, m^3 ; λ_v 表示往复压缩机容积系数; α 表示相对余隙容积,本文案例取 $0.09 \sim 0.14$; k_v 表示压缩机入口状态下的气体绝热指数; λ_p 表示压力系数; λ_T 表示温度系数,可取 $\lambda_p \times \lambda_T = 0.9$; λ_1 表示泄漏系数,可取 $\lambda_1 = 0.97$ 。

2) 质量流量守恒方程:

$$M_1 = M_2 \quad (22)$$

3) 压力方程:

$$p_{\text{out}} = \text{const} \quad (23)$$

4) 温度方程:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (24)$$

2.3.2.5 阀门

1) 压力方程:

$$p_{\text{in}} - p_{\text{out}} = \frac{12.96 \times 10^7}{K_v^2} g \left(\frac{Q_{\text{in}} + Q_{\text{out}}}{2} \right)^2 \left(\frac{\rho_{\text{in}} + \rho_{\text{out}}}{2} \right) \quad (25)$$

2) 温度方程:

$$T_{\text{in}} - T_{\text{out}} = \frac{(D_{i,\text{in}} + D_{i,\text{out}})}{2} \times (p_{\text{in}} - p_{\text{out}}) \times 10^{-6} \quad (26)$$

式中 Q_{in} 、 Q_{out} 分别表示流入和流出节点的标况体积流量, m^3/s ; $D_{i,\text{in}}$ 、 $D_{i,\text{out}}$ 分别表示阀门入口和出口处的焦耳-汤姆逊效应系数, K/MPa 。

3) 流量平衡: 流经阀门前后管内天然气质量流量相等。

2.3.2.6 分支和汇管处

在这些节点均需满足流量平衡、压力平衡以及温度平衡。

1) 流量平衡:

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{in}}} Q_{i,\text{in}} = \sum_{j=1}^{n_{\text{out}}} Q_{j,\text{out}} \quad (27)$$

2) 压力平衡:

$$p_{\text{in}} = p_{\text{out}} \quad (28)$$

3) 温度平衡:

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{in}}} |c_p MT|_{i,\text{in}} = \sum_{j=1}^{n_{\text{out}}} |c_p MT|_{j,\text{out}} \quad (29)$$

式中 M 表示质量流量, kg/s 。

2.4 仿真程序的逻辑结构

离心压缩机回收过程主要受离心压缩机可稳定运行的最低入口压力影响, 因此当压缩机入口压力达到最低允许值时, 判定离心压缩机回收过程结束, 该部分的程序逻辑结构如图 2-a 中离心压缩机回收程序逻辑所示。

往复压缩机回收过程主要受可允许的回收时间或回收效率影响, 由于当放空段压力下降至 1.0 MPa 后, 压力下降速率会变得很缓慢, 所以当压缩机入口压力为 1.0 MPa 时, 判定往复压缩机回收过程结束, 该部分的程序逻辑结构如图 2-b 中往复压缩机回收程序逻辑所示。

当放空段起始端压力降低至大气压 [0.1 MPa (绝压)] 时, 判定放空过程结束。该部分的程序逻辑结构如图 2-c 所示。

3 案例测试

3.1 案例基础数据

本次案例测试选用管线的天然气组分如表 1 所示, 此工况下管道周围环境温度取 20°C , 管道总传热系数为 $1.1 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, 该段管线的基础参数如表 2 所示, 初始条件如表 3 所示。

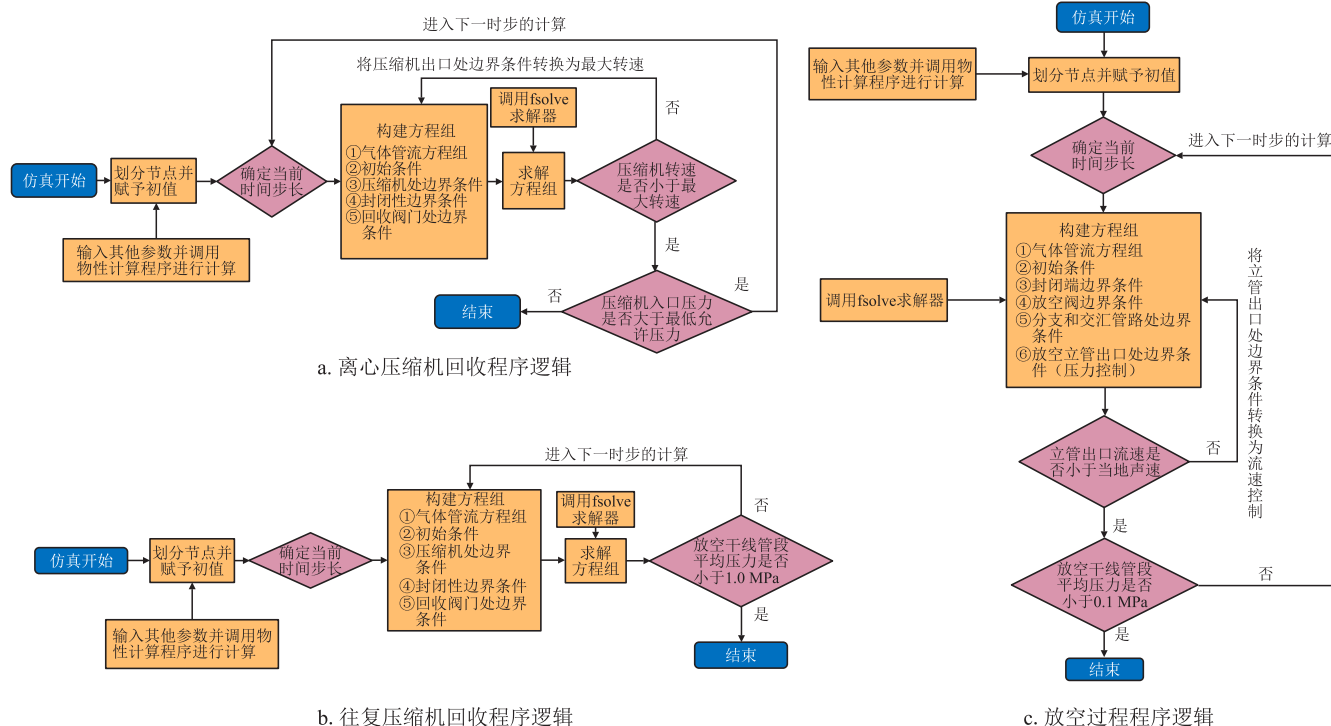


图 2 放空气压缩回收仿真程序逻辑结构图

表 1 放空气源的天然气组分表

天然气组分	摩尔分数
甲烷 (C ₁)	93.481 0%
乙烷 (C ₂)	3.506 2%
丙烷 (C ₃)	0.610 0%
异丁烷 (iC ₄)	0.102 4%
正丁烷 (nC ₄)	0.099 4%
异戊烷 (iC ₅)	0.040 8%
正戊烷 (nC ₅)	0.021 5%
己烷 (C ₆₊)	0.064 5%
氮气 (N ₂)	0.741 0%
二氧化碳 (CO ₂)	1.333 2%

表 2 放空段基础参数表

流量 / (m ³ · a ⁻¹)	放空段 管径 / mm	放空段 管长 / km	下游阀室与 下游压气站 间管长 /km	放空立管 管径 /mm	放空立管 管长 /m
170 × 10 ⁸	101 6	29.4	13.2	185	20

表 3 放空段初始条件统计表

管段	初始压力 /MPa	初始温度 /℃
放空段	6.2	30.7
放空立管	0	20.0
放空管线	0	20.0

3.2 结果对比分析

Pipelinestudio (TGNET) 软件是一款非常成熟的输气管道仿真软件,能够进行稳态和动态的模拟,其压缩机模型包含离心压缩机和往复压缩机,并且通过李育天等^[39]、韩小妹等^[40]的研究结果发现 TGNET 软件可以很好地模拟天然气管道的放空过程,反应放空过程中气体参数的变化规律,因此本文选用 TGNET 软件对所建立的回收及放空过程的非稳态模型进行验证。

3.2.1 离心压缩机回收过程

采用自编程序计算离心压缩机回收过程中各参数时空变化规律,压缩机入口处压力、温度以及瞬时回收量和累计回收量随时间变化与商业软件 TGNET 对比结果如图 3 所示。

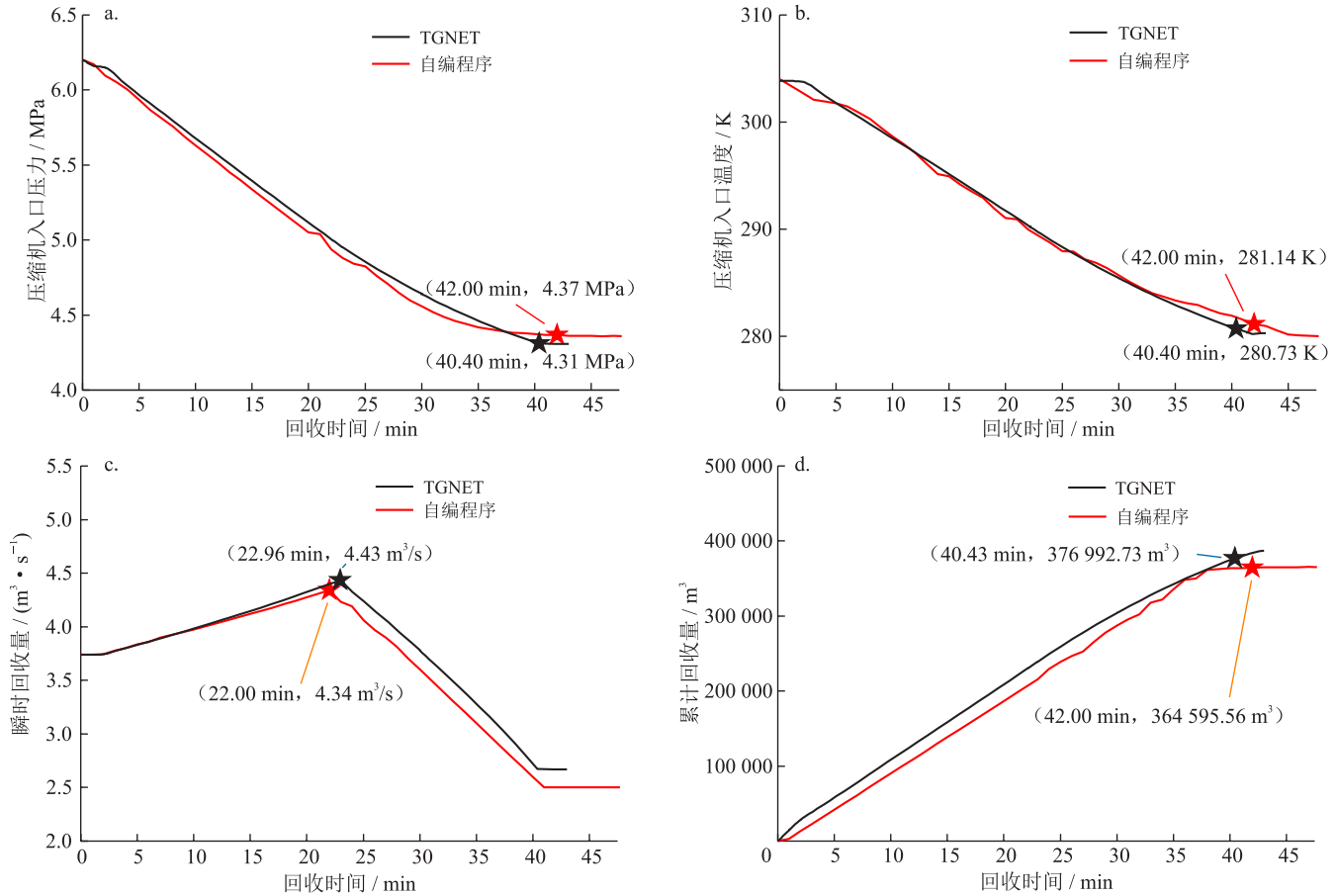


图 3 离心压缩回收过程自编程序与 TGNET 模拟结果对比图

以离心压缩机入口压力达到最低允许压力为回收结束的判断依据, 自编程序和 TGNET 软件模拟出的回收时间分别为 42.0 min 和 40.4 min。两种方法计算得到的压缩机入口压力、温度以及累计回收量和瞬时回收量等参数的变化趋势基本相同, 且偏差较小。自编程序计算得到压缩机入口最低压力为 4.37 MPa, TGNET 软件计算结果为 4.31 MPa, 相对偏差约为

1.4%; 计算得到压缩机入口最低温度相对偏差约为 0.6%, 最大瞬时回收量相对偏差约为 3.3%。

3.2.2 往复压缩机回收过程

采用自编程序计算往复压缩机回收过程中各参数时空变化规律, 压缩机入口处压力、温度以及瞬时回收量和累计回收量随时间变化与商业软件 TGNET 对比结果如图 4 所示。

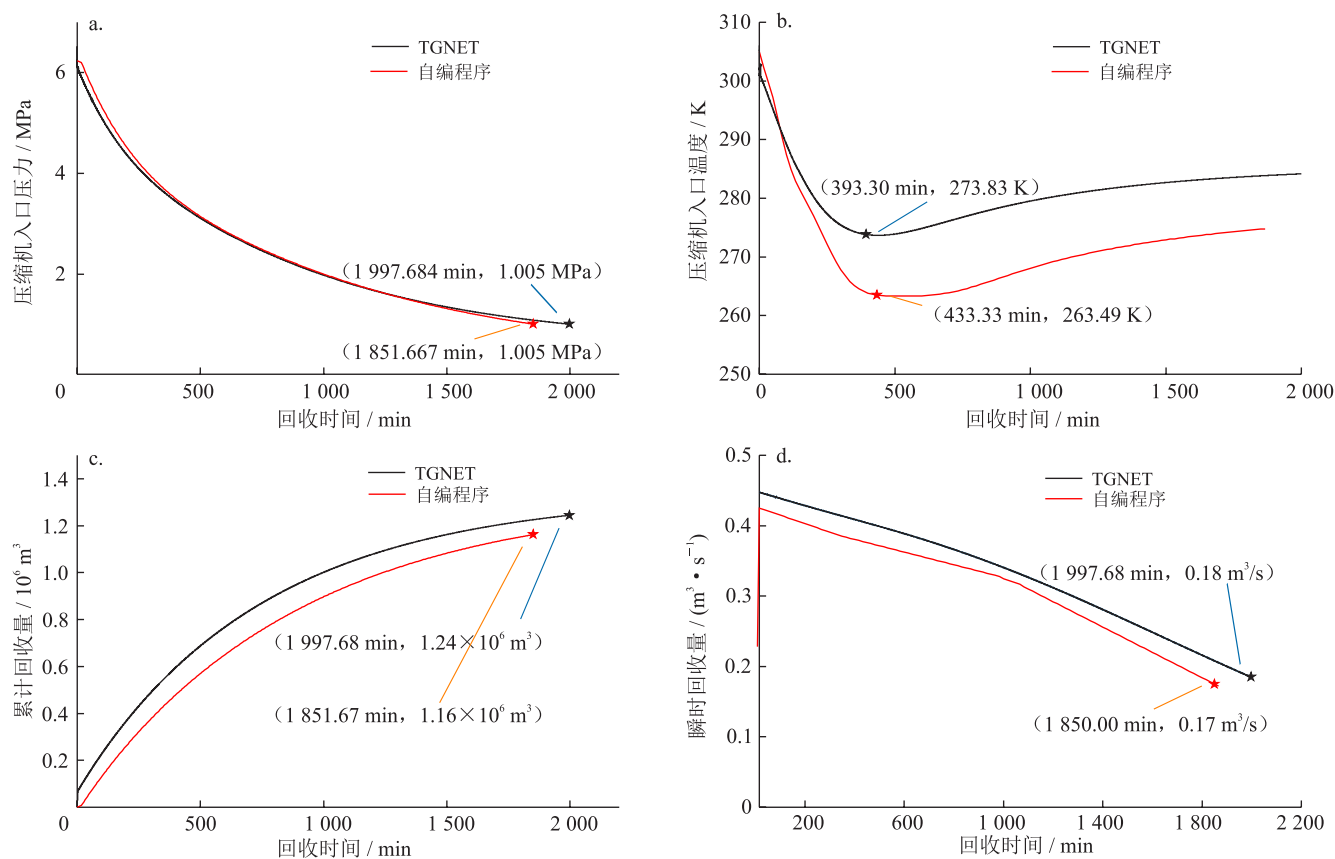


图 4 往复压缩机回收过程自编程序与 TGNET 模拟结果对比图

以往复压缩机入口压力达到 1.0 MPa 作为回收结束的判断依据, 自编程序和 TGNET 软件模拟出的回收时间分别约为 1 852 min 和 1 998 min, 相对偏差约为 7.6%。两种方法计算出来的压缩机入口压力、温度以及累计回收量和瞬时回收量等参数的变化趋势基本相同, 且偏差较小。计算得到压缩机入口最低温度相对偏差约为 3.8%, 最大瞬时回收量相对偏差约为 6.8%。

3.2.3 放空过程

采用自编程序计算后续放空过程中各参数时空变化规律, 放空段末端压力、累计放空量和立管出口流速随时间变化与商业软件 TGNET 对比结果如图 5 所示。

以放空干线平均压力达到 0.1 MPa 作为放空结束的判断依据, 自编程序和 TGNET 软件所计算出的放空结束时间均为 208 min。两种方法计算出来的放空段末端压力、累计放空量和立管出口流速等参数的变化趋势基本相同, 累计放空量相对偏差约为 3.9%; 立管出口流速相对偏差约为 5.8%。

为进一步验证模型的准确性, 选取某相邻阀室间输气管道的回收作业实际数据为例进行验证, 由于实际数据中只有各个过程的最终结果, 缺少气体参数的变化曲线, 因此, 使用该数据对 TGNET 建立的模型进行验证, 结果如表 4 所示。

由表 4 可知, TGNET 的计算结果与实际数据的误差均在 7% 以内, 验证了 TGNET 软件的准确性和合理性, 而自编程序与 TGNET 软件的计算结果相比,

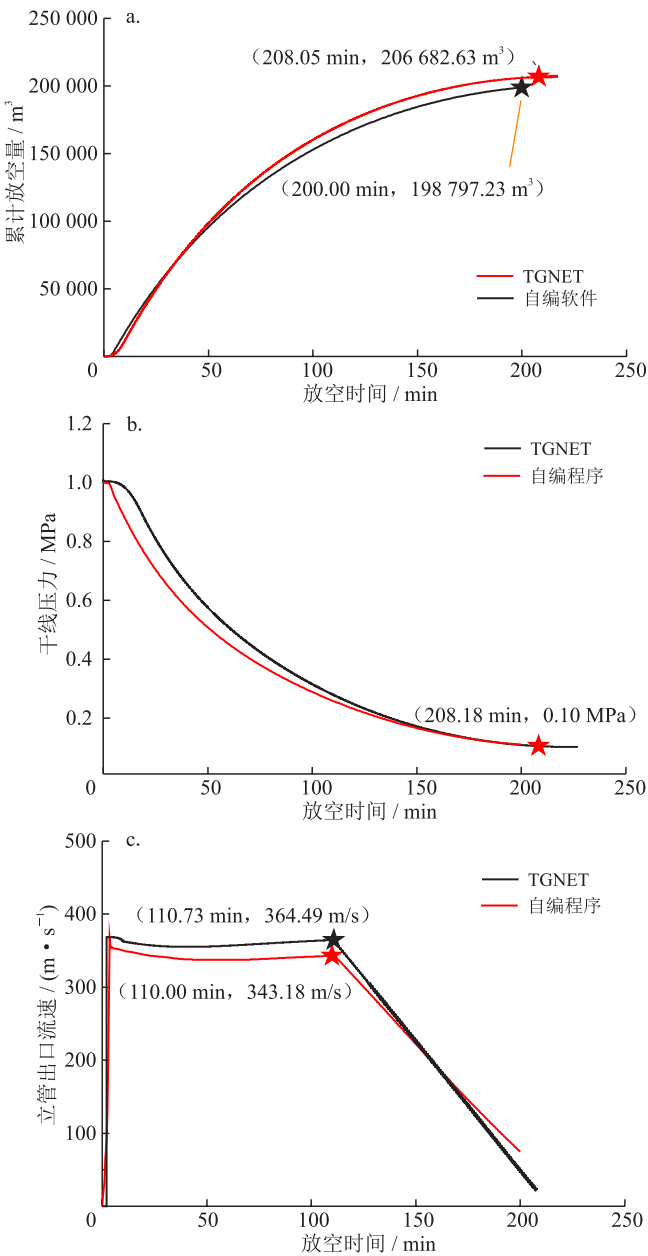


图 5 放空过程自编程序与 TGNET 模拟结果对比图

各流动参数的变化趋势几乎一致，且计算值的偏差均不超过 8%，因此可以认为自编程序可以较好地仿真输气管段放空气回收及后续冷放空过程。

4 回收方案对比

以上述阀室间管线放空回收系统作为研究对象，使用所建立的非稳态仿真模型，对比不同回收方案下回收时间、累计回收量以及压缩机功率的关系，选择出最合适的回收方案。本文选择直接使用下游站场离心压缩机进行回收，直接使用可移动往复压缩机进行回收，先使用下游站场离心压缩机对干线降压、再利用可移动往复压缩机进行回收 3 种常见的回收方案进行对比，各方案的系统构成见图 1。不同回收方案下的模拟结果如表 5 所示。

从理论角度考虑，利用往复压缩机回收方案和离心压缩机与往复压缩机结合方案在后续冷放空过程中，放空时长、累计放空量以及回收率等参数应完全一致。但依据表 5，两种方案计算结果有一定偏差。因为往复压缩机回收和后续冷放空过程所需时间均比较长，计算时所选取的迭代步长较大，且两种方案各阶段所选取的迭代步长均不相同，导致往复压缩机回收过程计算结束时两种方案放空段压力均接近 1 MPa，但并不完全一致。同时，后续冷放空过程计算结束时两种放空段压力均接近 0.1 MPa，但也不完全一致，所以两种方案下放空时间、回收率、累计放空量等参数会产生差异。

不同压缩机在回收过程中功率变化如图 6 所示。由表 5 和图 6 可以看出，从放空回收作业时长来看，一般情况下直接采用离心压缩机方案进行回收作业时，回收作业时长最短，相对较为经济，这主要是

表 4 TGNET 模拟结果与实际数据对比表

模拟过程	回收时间或放空时间 /min			累计回收量或累计放空量 /m ³		
	TGNET	实际数据	误差	TGNET	实际数据	误差
固定式离心压缩机回收过程	202	205	1.5%	—	—	—
移动式往复压缩机回收过程	1 151	1 200	4.2%	604 482	580 000	4.1%
放空过程	112	120	6.9%	181 436	189 894	4.6%

表 5 不同回收方案模拟结果表

回收方案	回收时间 /min	累计回收量 /m ³	放空时间 /min	累计放空量 /m ³	回收率	总时长 /min
利用下游站场离心压缩机回收	40	364 595	350	1 051 599	25.9%	390
利用往复压缩机回收	1 852	1 162 319	220	247 052	84.1%	2 072
离心压缩机与往复压缩机结合	40	364 595	239	236 797	82.3%	1 836
离心压缩机与往复压缩机结合	1 557	815 095				

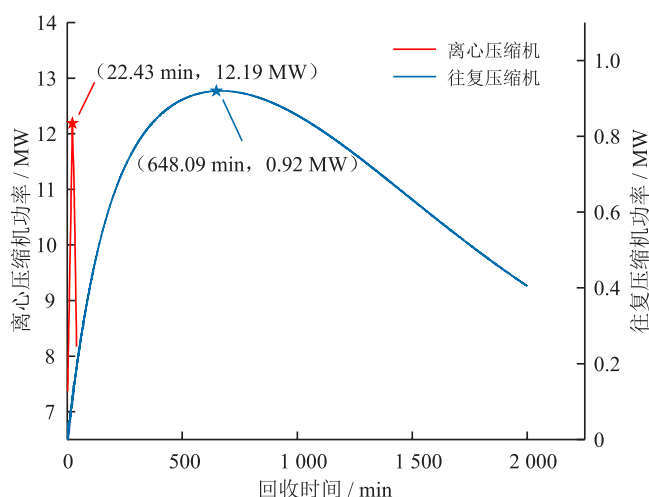


图 6 不同回收方案压缩机功率变化图

因为其功率大,所以瞬时回收量大。但由于离心压缩机入口条件限制较为严格,随着回收过程的进行,会因脱离正常工作区而无法进行回收,使得整体的放空气回收量较少,回收效果较差;从回收效果来看,直接采用移动式压缩机进行放空气回收时,回收效果较为理想,但由于移动式往复压缩机功率较小使其最大回收流量也较小,导致回收时间过长,经济效益较差,不利于管线的正常运行。就整体而言,将两种类型压缩机进行联合运用的方案,即先运用临近站场的离心压缩机进行回收,当压缩机入口压力达到最低允许压力时,接入移动式压缩机进行回收,这种方法不仅大大缩短了回收时间,同时还保证了较高的回收率,可行性和经济性相对较好。

5 结论

1) 由于输气管道干线的放空段较长,且移动式往复压缩机的功率较小,因此放空气回收和后续放空所需时间均比较长,推荐隐式中心差分法求解输气管段放空气回收及后续冷放空过程,该方法对时间步长和空间步长的取值无严格要求,可保证计算的稳定性。

2) 针对放空气回收过程的仿真模型,离心压缩机和往复压缩机需要进行边界条件的转化。在模拟放空过程中需要对立管出口处的压力和流速进行控制,一般情况下采用压力等于大气压作为边界条件,但是当某一时步的立管出口处气体流速的计算值大于当地声速时,则将该时步的边界条件转换为流速控制,即设定该处流速等于当地声速,然后再重新进行该时步的仿真计算。

3) 针对输气管段计划性放空的天然气回收方案的选择,推荐离心压缩机与往复压缩机组合方案,可同时兼顾回收时长和回收效率,具有较好的经济性和可行性。

参 考 文 献

- [1] 逢锦福,杨芳,王晓,等.我国油气行业甲烷减排投融资支持政策框架研究[J].油气田环境保护,2023,33(3): 1-7.
PANG Jinfu, YANG Fang, WANG Xiao, et al. Study on the policy framework for methane abatement investment and financing in China's oil and gas industry[J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2023, 33(3): 1-7.
- [2] 潘继平,焦中良.面向碳达峰碳中和目标的中国油气发展战略思考[J].国际石油经济,2022,30(8): 1-15.
PAN Jiping, JIAO Zhongliang. Study on China's development strategy for oil & gas industry toward the goal of carbon peaking and carbon neutrality[J]. International Petroleum Economics, 2022, 30(8): 1-15.
- [3] 仲冰,张博,唐旭,等.碳中和目标下我国天然气行业甲烷排放控制及相关科学问题[J].中国矿业,2021,30(4): 1-9.
ZHONG Bing, ZHANG Bo, TANG Xu, et al. Methane emission controls and related scientific issues in China's natural gas industry under the goal of carbon neutrality[J]. China Mining Magazine, 2021, 30(4): 1-9.
- [4] 程鑫.中国油气行业甲烷减排潜力研究[D].北京:中国石油大学,2023.
CHENG Xin. Methane emission reduction potential of oil and gas industry in China[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2023.
- [5] JIN Wenbo, WANG Panfeng, QUAN Qing, et al. Research on the laws and influence factors of venting process in natural gas pipeline[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2022, 2399: 012009.
- [6] 安康欣,王灿.甲烷减排战略:国际进展与中国对策[J].环境影响评价,2023,45(3): 8-16.
AN Kangxin, WANG Can. Methane emission reduction strategies: International progress and China's countermeasures[J]. Environmental Impact Assessment, 2023, 45(3): 8-16.
- [7] 梁林,张景山,黄建敏,等.天然气站场瞬时空关键参数设计方法研究[J].天然气与石油,2021,39(1): 19-24.
LIANG Lin, ZHANG Jingshan, HUANG Jianmin, et al. Research on design method of key parameters for instantaneous venting in gas station[J]. Natural Gas and Oil, 2021, 39(1): 19-24.
- [8] 李龙冬,王柏盛,李小龙,等.长输天然气管道干线放空方法选择[J].油气储运,2021,40(1): 71-77.
LI Longdong, WANG Baisheng, LI Xiaolong, et al. Selection of venting methods for long-distance natural gas pipeline trunk lines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(1): 71-

- 77.
- [9] ZUO Lili, JIN Antai, CHEN Qian, et al. Simulation on venting process and valve opening control method for gas trunk pipelines[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(6): 3016-3028.
- [10] 王兴睿, 罗兰婷, 赵靓, 等. 气田放空天然气减排技术探讨[J]. *油气田环境保护*, 2013, 23(5): 65-67.
- WANG Xingrui, LUO Lanting, ZHAO Liang, et al. Exploration of natural gas emission reduction technology for gas field venting[J]. *Environmental Protection of Oil & Gas Fields*, 2013, 23(5): 65-67.
- [11] 国家发展改革委. 石油天然气发展“十三五”规划[EB/OL]. (2016-12-24)[2024-01-18]. https://www.gov.cn/xinwen/2017-01/19/content_5161260.htm.
- National Development and Reform Commission. 13th Five Year Plan for natural gas development[EB/OL]. (2016-12-24)[2024-01-18]. https://www.gov.cn/xinwen/2017-01/19/content_5161260.htm.
- [12] 纪宁. 油气加工装置放空气回收技术应用研究[J]. *油气田地面工程*, 2023, 42(7): 72-76.
- JI Ning. Application of venting air recovery technology in oil and gas processing unit[J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2023, 42(7): 72-76.
- [13] 肖宇, 汪本武, 代齐加. 海上油气田火炬放空气回收利用技术研究进展[J]. *海洋石油*, 2021, 41(1): 97-100.
- XIAO Yu, WANG Benwu, DAI Qijia. Research progress on recovery and utilization technology of vented gas in offshore oil and gas fields[J]. *Offshore Oil*, 2021, 41(1): 97-100.
- [14] 张广毅, 蔡鹏, 唐强, 等. 超低压天然气回收技术在油气处理站的应用[J]. *化学工程与装备*, 2022(5): 48-50.
- ZHANG Guangyi, CAI Peng, TANG Qiang, et al. Application of ultra low pressure natural gas recovery technology in oil and gas processing stations[J]. *Chemical Engineering and Equipment*, 2022(5): 48-50.
- [15] 高仕玉, 贾彦杰, 李霞, 等. 管道放空回收技术应用研究综述[C]//中国石油学会天然气专业委员会, 第33届全国天然气学术年会(2023)论文集(06综合), 国家管网集团西南管道公司, 南宁, 2023.
- GAO Shiyu, JIA Yanjie, LI Xia, et al. A review of the application research of pipeline venting and recovery technology[C]//Natural gas professional committee of china petroleum society proceedings of the 33rd national natural gas academic annual conference (2023) (06 Comprehensive) southwest pipeline company of national pipeline network group, 1 June 2023, Nanning, Guangxi, China.
- [16] 杨进荣, 张跃, 吴斌强, 等. 撬装式CNG卸气装置在放空气回收中的应用[J]. *石油石化节能*, 2022, 12(2): 41-43.
- YANG Jinrong, ZHANG Yue, WU Binqiang, et al. Application of pry mounted CNG unloading device in air recovery[J]. *Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry*, 2022, 12(2): 41-43.
- [17] 吴洋. 放空天然气回收处理[J]. *化工管理*, 2020(1): 132-133.
- WU Yang. Natural gas recovery and treatment for venting[J]. *Chemical Enterprise Management*, 2020(1): 132-133.
- [18] 李晶, 杨建明, 贾勇, 等. 输气管道放空天然气回收方案探讨[J]. *四川环境*, 2012(S1): 73-75.
- LI Jing, YANG Jianming, JIA Yong, et al. Exploration of natural gas recovery plan for gas pipeline venting[J]. *Sichuan Environment*, 2012(S1): 73-75.
- [19] 王洪喜, 孙盛, 吴中林, 等. 西气东输站场放空天然气回收需求与工艺[J]. *油气储运*, 2012, 31(5): 363-365.
- WANG Hongxi, SUN Sheng, WU Zhonglin, et al. The demand and process for natural gas recovery from the West East Gas Pipeline Station[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2012, 31(5): 363-365.
- [20] 马焱, 刘德俊, 李小明, 等. 长输天然气管道泄漏回收研究[J]. *当代化工*, 2013, 42(10): 1421-1423.
- MA Yan, LIU Dejun, LI Xiaoyue, et al. Research on recovery of natural gas in pipeline during long-distance pipeline leakage[J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2013(10): 1421-1423.
- [21] 李瑜, 姚林, 李海润, 等. 长输天然气管道放空气回收利用[J]. *管道技术与设备*, 2015(5): 55-57.
- LI Yu, YAO Lin, LI Hairun, et al. Vent gas recycling of long distance natural gas pipeline[J]. *Pipeline Technology and Equipment*, 2015(5): 55-57.
- [22] 耿欢, 周书仲, 任永磊. 干气密封放空天然气回收系统设计[J]. *油气储运*, 2018, 37(5): 591-596.
- GENG Huan, ZHOU Shuzhong, REN Yonglei. Design of recovery system for the natural gas vented through dry gas seal[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2018, 37(5): 591-596.
- [23] 蒲丽珠, 陈利琼, 杨文川. 天然气管道放空设置方式探讨[J]. *天然气与石油*, 2014, 32(1): 50-52.
- PU Lizhu, CHEN Liqiong, YANG Wenchuan. Discussion on the setting method of natural gas pipeline venting[J]. *Natural Gas and Oil*, 2014, 32(1): 50-52.
- [24] 王福阳. 集气站放空天然气回收技术探析[J]. *石油石化节能*, 2023, 13(8): 85-90.
- WANG Fuyang. Exploration of recovery technology for gas gathering station venting natural gas[J]. *Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry*, 2023, 13(8): 85-90.
- [25] 刘博. 天然气分公司放空天然气回收技术应用探索[J]. *石油石化节能*, 2022, 12(8): 18-22.
- LIU Bo. Exploration on venting gas recovery technology in natural gas branch[J]. *Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry*, 2022, 12(8): 18-22.
- [26] 张丰足, 王静, 李超. 放空天然气回收利用方法探讨[J]. *辽宁化工*, 2013, 42(2): 154-155.
- ZHANG Fengzu, WANG Jing, LI Chao. Discussion on recovery and utilization of vent gas[J]. *Liaoning Chemical Industry*, 2013,

- 42(2): 154-155.
- [27] 杨肖, 孙令群. 天然气输气管道的压缩机选型 [J]. 压缩机技术, 2014(6): 52-54.
YANG Xiao, SUN Lingqun. Compressor selection for natural gas pipeline[J]. Compressor Technology, 2014(6): 52-54.
- [28] 刘英男, 张鑫, 单鲁维. 基于特征线法的天然气管道放空时间的计算 [J]. 油气储运, 2014, 33(12): 1338-1342.
LIU Yingnan, ZHANG Xin, SHAN Luwei. Characteristic method based calculation of venting time for natural gas pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(12): 1338-1342.
- [29] 刘革伟, 王兴畏. 输气管道放空过程分析 [J]. 煤气与热力, 2015, 35(6): 80-82.
LIU Gewei, WANG Xingwei. Analysis of emptying process of gas transmission pipeline[J]. Gas & Heat, 2015, 35(6): 80-82.
- [30] 陈琳. 中俄东线(黑河—长岭)放空系统设计 [D]. 北京: 中国石油大学, 2018.
CHEN Lin. Design of the emptying system for the China Russia Eastern Route (Heihe—Changling)[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018.
- [31] 王盼锋. 天然气管道放空时间分析与计算 [J]. 云南化工, 2018, 45(11): 138-139.
WANG Panfeng. Analysis and calculation of venting time in natural gas pipeline[J]. Yunnan Chemical Technology, 2018, 45(11): 138-139.
- [32] 王盼锋. 天然气管道放空过程分析与研究 [D]. 西安: 西安石油大学, 2020.
WANG Panfeng. Analysis and research on the venting process of natural gas pipeline[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2020.
- [33] 赵文利. 输气管道工程放空系统的模拟计算 [J]. 云南化工, 2024, 51(2): 136-140.
ZHAO Wenli. Model calculation of venting system in gas pipeline project[J]. Yunnan Chemical Technology, 2024, 51(2): 136-140.
- [34] 徐东旭. 天然气输气管道放空时间的计算 [J]. 化工管理, 2017(8): 229.
- XU Dongxu. Calculation of emptying time for natural gas pipelines[J]. Chemical Enterprise Management, 2017(8): 229.
- [35] 谢跃辉, 吴东容. 长距离输气管道放空时间计算方法研究 [J]. 化学工程与装备, 2015(2): 128-130.
XIE Yuehui, WU Dongrong. Research on the calculation method of venting time for long-distance gas pipelines[J]. Fujian Chemical Industry, 2015(2): 128-130.
- [36] YI Xiong, ZHANG Liping, ZHU Tingting. Research of emergency venting time in natural gas pipeline accidents with SPS[J]. Procedia Engineering, 2014, 84: 927-932.
- [37] 丁媛, 宫敬, 戴征宇, 等. 输气管道管存控制分析 [J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(3): 41-43.
DING Yuan, GONG Jing, DAI Zhengyu, et al. Analysis of pipeline storage control in gas transmission pipeline[J]. Natural Gas Technology, 2018, 12(3): 41-43.
- [38] 姜晨, 宫敬, 林棋, 等. 输气干线放空系统水力特性 [J]. 油气储运, 2014, 33(5): 542-548.
LOU Chen, GONG Jing, LIN Qi, et al. Hydraulic characteristics of the blow-down system of gas trunk lines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(5): 542-548.
- [39] 李育天, 吴长春, 雷依婷, 等. 输气管道计划放空方式对比 [J]. 油气储运, 2019, 38(4): 429-434.
LI Yutian, WU Changchun, LEI Yiting, et al. Comparison of planned venting methods for gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38(4): 429-434.
- [40] 韩小妹, 蒋银举, 张建梅, 等. 输气管道放空方式优化对比与实践 [J]. 世界石油工业, 2022, 29(5): 68-74.
HAN Xiaomei, JIANG Yinju, ZHANG Jianmei, et al. Comparison and practice on optimization of venting mode of gas transmission pipeline[J]. World Petroleum Industry, 2022, 29(5): 68-74.

(修改回稿日期 2024-11-25 编辑 张晓雪)



本文
互动