

实现操作费用最小化的 LNG 接收站卸船工艺优化

吴 明^{1,2} 朱祚良¹ 孙东旭^{1,2} 何俊男¹ 唐 凯³ 胡本源³ 田士章³

1. 辽宁石油化工大学石油天然气工程学院 2. 中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院 3. 中石油江苏液化天然气有限公司

摘 要 液化天然气(Liquefied Natural Gas, LNG)接收站卸船工艺操作是接收站运行过程中的重要环节,但在实际运行过程中,卸船工艺总是保持运行参数不变,不利于实现 LNG 接收站运行成本最小化。为此,基于卸船周期内接收站各设备的运行状况,划分卸船周期运行阶段,分析创建卸船工艺操作功耗的计算公式,建立卸船工艺流程动态仿真模型,构建以最小年总功耗为目标函数的卸船工艺优化运行模型,并采用优化模型实例与未优化实例进行效益对比分析。研究表明:①卸船工艺优化运行模型能够实现 LNG 接收站在面对不同的卸船工况时能够及时对操作变量进行调整,以最优方案运行,降低了功耗;②该研究成果应用于中石油江苏如东 LNG 接收站,优化运行方案比原方案降低了 13.0% 的功耗。结论认为,在工况复杂的实际生产过程中,卸船工艺优化运行模型可以通过实时调整运行参数来减小功耗,对于接收站的降本增效具有现实意义。

关键词 LNG 接收站 卸船工艺 运行参数 卸船周期 操作功耗 动态模拟 优化运行 模型

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.11.014

Optimization on the unloading process of LNG receiving terminals with the optimal operation cost

Wu Ming^{1,2}, Zhu Zuoliang¹, Sun Dongxu^{1,2}, He Junnan¹, Tang Kai³, Hu Benyuan³ & Tian Shizhang³

(1. Collage of Petroleum Engineering, Liaoning Shihua University, Fushun, Liaoning 113001, China; 2. Collage of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum <East China>, Qingdao, Shandong 266580, China; 3. PetroChina LNG Jiangsu Co., Ltd., Nantong, Jiangsu 226400, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 11, pp.106-113, 11/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The unloading process at liquefied natural gas (LNG) receiving terminals is an important part in the whole process of its operation. In actual operation, however, the operating parameters of the unloading process always remain unchanged, being the disadvantage of minimizing the operation cost of an LNG receiving terminal. In this paper, the operation stage in an unloading cycle was divided based on the operation condition of each equipment at the LNG receiving terminal. Then, a formula for calculating the operation power consumption of unloading process was built, and a dynamic simulation model of unloading process was established. In addition, an optimal operation model of unloading process with minimizing annual total power assumption as the objective function was constructed. Finally, the benefit of the case optimized by the model was compared with that of the non-optimized case. And the following research results were obtained. First, the establishment of the optimal operation model of unloading process enables the LNG receiving terminal to adjust the operating variables in time in different unloading conditions, so as to realize the optimal operation and reduce the power consumption. Second, the research results are applied to the PetroChina's Rudong LNG receiving terminal in Jiangsu province. The optimized operation scheme can save 13.0% power consumption compared with the original scheme. In conclusion, in the actual production process with complex working conditions, the optimal operation model of unloading process can reduce the power consumption by adjusting the operating parameters in real time, which is of practical significance for cost reducing and efficiency increasing of LNG receiving terminals.

Keywords: LNG receiving terminal; Unloading process; Operating parameters; Unloading cycle; Operating power consumption; Dynamic simulation; Operation optimization; Model

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“江苏液化天然气接收站优化运行研究”(编号: KLNJ-JSLNG-JS-20170527-058)。

作者简介: 吴明, 1961 年生, 教授, 博士生导师, 博士; 主要从事油气储运工程及油气保供对策方面的研究工作。地址: (113001) 辽宁省抚顺市望花区丹东路西段一号。ORCID: 0000-0002-2804-6153。E-mail: wuming0413@163.com

通信作者: 孙东旭, 1991 年生, 博士; 主要从事油气储运技术及油气管道安全方面的研究工作。地址: (113001) 辽宁省抚顺市望花区丹东路西段一号。E-mail: dx_sun@yahoo.com

0 引言

LNG 接收站最首要的过程是接收由 LNG 船运送至接收站的 LNG^[1], 称为卸船工艺流程。卸船过程中的蒸发气 (Boil Off Gas, 以下简称 BOG) 产生量在接收站运行过程中占有较大比重。因此, 系统地对卸船工艺流程进行优化对减少接收站运行成本具有现实意义。何淼^[2]通过项目实际讨论了 LNG 接收站卸船过程中影响 BOG 产生量的各种因素。贾士栋等^[3]通过建立一维流动传热模型对 LNG 接收站卸料管线的预冷过程进行了模拟, 并分析了不同因素对预冷过程的影响。Park 等^[4]考虑了 BOG 产生量对直接外输和再冷凝两种 BOG 处理工艺之间切换的影响, 研究了使操作费用最小化的保冷循环 LNG 流量。Lee 等^[5]针对地上储罐和地下储罐混合卸船情况, 提出了优化的卸船流程。Srikanth 等^[6]开发了卸载操作的动态模型, 实现了预冷和卸载操作策略之间的平衡。然而, 针对操作变量对卸船工艺功耗的影响及其相关优化的研究却少有报道。

笔者基于卸船工艺操作费用的构成, 建立了卸船工艺流程动态仿真模型, 进而构建了以最小年总功耗为目标函数的卸船工艺优化运行模型, 并应用优化运行模型对计算实例进行经济效益对比分析。

1 LNG 卸船工艺过程

1.1 卸船工艺

LNG 接收站卸船工艺流程如图 1 所示。卸船工

艺流程可分为 3 个阶段: 保冷循环阶段、泄压阶段和卸船阶段。以下分述之。

1) 保冷循环阶段。由于 LNG 本身低温、易挥发的特性, 一旦有外界的热量流入^[7], LNG 将不可避免地蒸发产生 BOG^[8]。因此当 LNG 接收站内无船只进行卸船时, 接收站需要持续对卸船总管进行保冷循环, 以减少卸船阶段 BOG 的产生^[9]。具体操作为: LNG 储罐内低压泵出口分出一部分 LNG 通过保冷循环管线流入卸船总管进行保冷循环, 循环后的 LNG 一小部分返回罐内, 大部分输送至低压外输总管, 以避免罐内因流入过量高温 LNG 而产生大量 BOG^[10]。

2) 泄压阶段。由于 LNG 船内压力远小于保冷循环时卸船总管内压力, 因此在船舶进港卸船前需要降低卸船总管的压力。在此过程中, 关闭保冷循环进、出口阀, 使得管道内的 LNG 通过旁通阀流入储罐, 直至卸船总管中的压力降至略小于码头卸料臂的压力, 以便于卸船阶段的顺利进行。

3) 卸船阶段。在对 LNG 进行全流量卸载前, 需将卸料臂冷却至正常操作温度^[11]。随后打开卸料阀和卸料臂阀, 将船内 LNG 卸载至储罐内。在 LNG 船完成卸船操作后, 保冷循环系统将重新启动, 直到下一艘 LNG 船到达接收站^[12]。

1.2 操作变量

有两个主要操作变量可用于调控 LNG 卸船工艺流程, 分别是保冷循环 LNG 体积流量 (Q_{rec}) 和保冷循环期间支路管线 LNG 流量 (q_{br})。

Q_{rec} 的作用是维持管线温度介于 $-160 \sim -158$ °C。由于循环冷却, 循环出口温度介于 $-157 \sim$

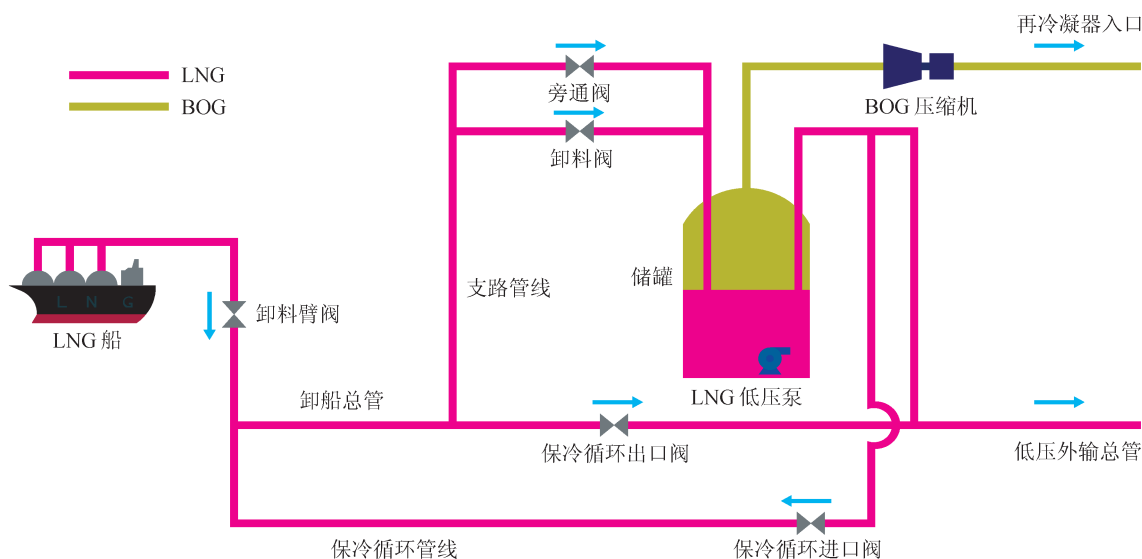


图 1 LNG 接收站卸船工艺流程图

-155 ℃, 比入口温度 (-160 ℃) 稍高一些。根据接收站安全运行规定, 循环进出口温度差推荐值为 3 ~ 5 ℃^[13]。通过改变循环流量, 可以调节温度差值。当减少循环流量时, 由于从环境传热, 循环进出口温度差增加, 反之亦然。

q_{br} 的作用是保冷支路管线。支路管线流量一般比总循环流量小得多。在冷却支路管线后, LNG 流入储罐。可以通过调节支路管线流量控制冷却工况。

1.3 操作费用分析

操作费用是接收站功耗的体现, 卸船工艺流程的功耗分为泵功耗和压缩机功耗两部分。

在保冷循环阶段, 泵的作用是通过保冷循环管线将 LNG 输送至卸船总管, 从而起到保冷卸船管线的作用; 而在泄压阶段和卸船阶段, 由于保冷循环系统关闭, 泵停止向保冷循环管线输送 LNG。因此, 泵仅在保冷循环阶段工作, 功耗与参与保冷循环的 LNG 流量有关。泵功率用下式计算^[14]。

$$L_{\text{pump}}(Q_{\text{rec}}) = \Delta p(Q_{\text{rec}}) Q_{\text{rec}} \frac{S}{\eta_{\text{pump}} \eta_{\text{motor}}} \quad (1)$$

式中 $L_{\text{pump}}(Q_{\text{rec}})$ 表示受 Q_{rec} 影响的泵功率, W; $\Delta p(Q_{\text{rec}})$ 表示受 Q_{rec} 影响的保冷管线进出口压力损失, Pa; S 表示安全系数; η_{pump} 表示泵效率; η_{motor} 表示电动机效率。

在 LNG 接收站卸船工艺流程中, 压缩机的作用是将产生的 BOG 输送至下游再冷凝器。在保冷循环阶段, 由于 LNG 经保冷循环后温度升高, 流入储罐的部分 LNG 必然会产生 BOG; 且由于阀门的节流现象^[15], LNG 通过旁通阀后压力下降, 将产生额外的 BOG。在泄压阶段, 由于管道内压力逐渐降低和阀门的节流现象, 管道内会产生一定 BOG, 但产量较低。在卸船阶段, LNG 船卸载了大量的低温 LNG, 此时由于泄压过程中保冷循环 LNG 流量的减少, 卸船总管的温度必然升高, 同时伴随着各个通过阀的节流现象, 管道中会产生大量的 BOG。因此, 压缩机在整个卸船工艺流程持续工作, 其功耗与 BOG 产生量有关。压缩机功率用下式计算^[14]。

$$L_{\text{comp}}(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}}) = 2.777 \times 10^{-4} \left(\frac{k}{k-1} \right) \frac{Q_1(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}}) p_1}{\eta_B} \left[\left(\frac{p_0}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (2)$$

式中 $L_{\text{comp}}(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}})$ 表示受 Q_{rec} 和 q_{br} 影响的压缩机功率, W; k 表示比热容比; $Q_1(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}})$ 表示受 Q_{rec}

和 q_{br} 影响的 BOG 体积流量, m³/h; p_1 表示压缩机入口压力, Pa; p_0 表示压缩机出口压力, Pa; η_B 表示机械效率。

从工艺功耗的角度出发, 引入卸船周期的概念。一个卸船周期可分为保冷循环和卸船两个阶段。由于泄压阶段停止了 LNG 保冷循环, 泵不产生功耗, 同时因泄压时间较短, 压缩机的功耗可忽略, 所以卸船周期未包含泄压阶段。

因此, 一个卸船周期内的功耗可分为 3 部分: 用于输送保冷循环 LNG 的低压泵功耗、保冷循环阶段, 用于将 BOG 排出储罐的压缩机功耗和卸船阶段, 用于将 BOG 排出储罐的压缩机功耗。可以判断低压泵功耗与卸船阶段压缩机的功耗是相互对立的: 当保冷循环 LNG 流量增大时, 低压泵功耗增加, 管道保冷效果改善, 管壁温度降低, 卸船时产生的 BOG 气体量随之减少, BOG 压缩机功耗减小; 反之, 当保冷循环 LNG 流量减小时, 虽然泵提供的动力功耗减小, 但由于管道温度较高, 使卸船时产生的 BOG 量增大, 即增加了压缩机功耗。因此可以说泵贡献了卸船工艺的动力功耗, 而压缩机贡献了卸船工艺因热力问题而产生的功耗, 两者联系紧密。泵与压缩机的功耗之和即为卸船工艺总功耗, 一个卸船周期内总功耗计算式为:

$$W_T(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}}) = \left\{ \left[L_{\text{pump}}(Q_{\text{rec}}) + L_{\text{comp}}^{\text{rec}}(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}}) \right] \times (T - T_{\text{unl}}) + L_{\text{comp}}^{\text{unl}}(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}}) T_{\text{unl}} \right\} / 1000 \quad (3)$$

式中 $W_T(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}})$ 表示受 Q_{rec} 和 q_{br} 影响的卸船周期总功耗, kW · h; $L_{\text{comp}}^{\text{rec}}(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}})$ 表示受 Q_{rec} 和 q_{br} 影响的保冷循环阶段压缩机功率, W; $L_{\text{comp}}^{\text{unl}}(Q_{\text{rec}}, q_{\text{br}})$ 表示受 Q_{rec} 和 q_{br} 影响的卸船阶段压缩机功率, W; T 表示卸船周期, h; T_{unl} 表示卸船时间, h。

2 卸船工艺流程控制方程及动态模拟

为了准确模拟实际的卸船过程, 需要解决 3 方面问题: LNG 卸船过程中的流动、传热与相变规律。运动方程描述了卸船系统流量与进出口压差、管道阻力之间的关系; 传热方程描述了管道内 LNG 温度场分布; 状态方程解答了流体相态与温度、压力和密度之间的变化规律。

2.1 运动方程

LNG 在管道内流动时由于温度升高和压力降低, 可能蒸发为 BOG 气体, 即存在多相流动问题。基于

均相流动模型得出的 Beggs-Brill 方程适用于水平管、垂直管和倾斜管的多相流问题求解^[16], 压降梯度方程如式(4)所示。

$$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{\rho_m g \sin \alpha + \lambda \frac{v_m^2}{2D} \rho_m}{1 - \rho_m v_m v_{og} / \bar{p}} \quad (4)$$

式中 $\frac{\Delta p}{\Delta z}$ 表示压降梯度, Pa/m; ρ_m 表示气液混合物密度, kg/m³; g 表示重力加速度, m/s²; α 表示管道倾斜角度, 度或弧度; λ 表示水力摩擦系数; v_m 表示气液混合物流速, m/s; D 表示管道内径, m; v_{og} 表示气体折算流速, m/s; $\bar{p}$ 表示管道内流体的平均绝对压力, Pa。

式(4)中等号右侧分子第一项与第二项分别表示消耗于位差的压力损失和摩擦阻力引起的压力损失, 分母表示动能变化引起的压力损失^[17]。

2.2 传热方程

导热微分方程描述了管道温度场的分布规律, 对于管道温度场计算适合使用柱坐标系形式的导热微分方程。当忽略管道周向温度变化、无内热源且导热系数为常数时的导热微分方程如式(5)所示^[18-19]。

$$\rho c \frac{\partial t}{\partial \tau} = K \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + K \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \quad (5)$$

式中 ρ 表示导热介质密度, kg/m³; c 表示导热介质比热容, J/(kg·K); t 表示温度, °C; τ 表示时间, s; K 表示介质的传热系数; r 表示距离管道中心轴线的径向距离, m; z 表示管道轴向距离, m。

2.3 状态方程

Stryjek 和 Vera^[20] 于 1986 年对 PR 方程进行了修正, 提出了新温度函数形式的 PR 方程, 称为 PRSV

方程^[21]。此方程可用于极性和非极性物质, 采用普通的混合规则就可以精确地预测气液平衡数据^[22]。

PRSV 方程的形式为^[23-24]:

$$p = \frac{Rt}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)} \quad (6)$$

式中 p 表示压力, MPa; R 表示气体常数, 8.314 J/(mol·K); t 表示温度, K; V 表示摩尔体积, m³/mol; a 、 b 表示状态方程参数。

$$\text{其中} \quad a = 0.457 \ 235 \frac{R^2 t_c^2}{p_c} \alpha(t) \quad (7)$$

$$b = 0.077 \ 796 \frac{R t_c}{p_c} \quad (8)$$

$$\alpha(t) = \left[1 + k(1 - t_r^{0.5}) \right]^2 \quad (9)$$

$$k = k_0 + k_1(1 + t_r^{0.5})(0.7 - t_r) \quad (10)$$

$$k_0 = 0.378 \ 893 + 1.489 \ 715 \omega - 0.171 \ 318 \ 48 \omega^2 + 0.019 \ 655 \ 4 \omega^3 \quad (11)$$

$$t_r = \frac{t}{t_c} \quad (12)$$

式中 t_c 表示临界温度, K; p_c 表示临界压力, Pa; $\alpha(t)$ 表示温度函数; k 、 k_0 表示状态参数; t_r 表示对比温度; k_1 表示每个纯组分的可调整参数; ω 表示偏心因子。

2.4 动态模拟

LNG 卸船过程每一阶段都有各自的边界条件, 下一阶段的初始条件正是由上一阶段建立起的温度场、压力场和物性条件构成的。研究采用 HYSYS V8.4 为工具, 使用 Beggs-Brill 方程完成多相流问题求解, 选用 PRSV 方程作为物性计算方法, 建立 LNG 卸船工艺流程动态模型并求解。模型如图 2 所示。基于接收站的实际运行工况输入相关的环境变量

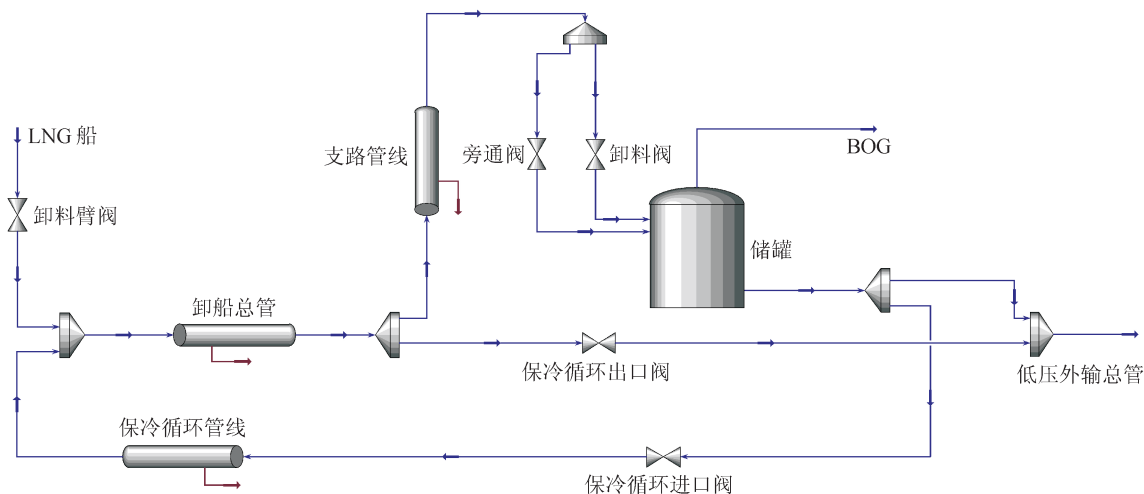


图 2 LNG 接收站卸船工艺流程动态模型图

参数值以及 LNG 物性参数, 并通过设置模型中阀门的开关状态依次模拟保冷循环、泄压和卸船 3 个过程。在模拟卸船过程时, 由于瞬间产生大量的 BOG 与 LNG 混合, 在管道内形成两相流动, 可能会形成不稳定的模拟结果。若模拟结果不稳定, 应在调整保冷循环流量和支路管线流量后重新模拟。在每一阶段都得到稳定的模拟结果后, 即可计算泵、压缩机和卸船周期总功耗。动态模拟流程如图 3 所示。

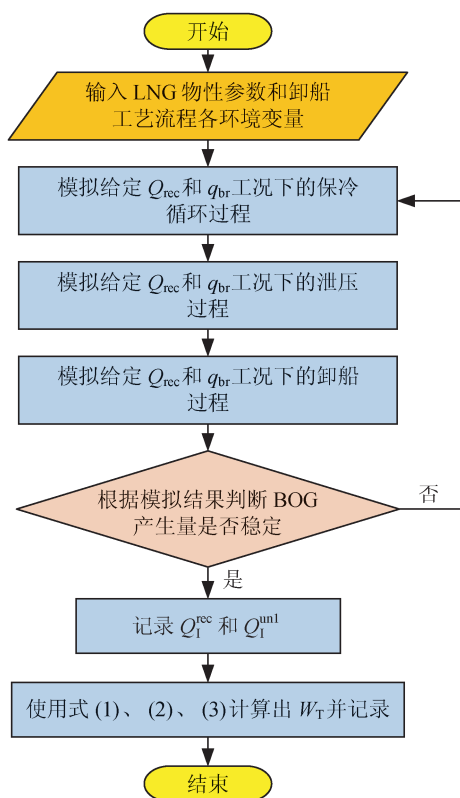


图 3 动态模拟流程图

注: Q_{rec}^{rec} 和 Q_{rec}^{unl} 分别表示保冷循环和卸船阶段的 BOG 体积流量, m^3/h

3 卸船工艺优化运行模型及应用

3.1 卸船工艺优化运行模型

结合式 (1) ~ (6), 卸船工艺优化运行模型由目标函数、控制方程、边界条件和初始条件构成。

目标函数:

$$\min W_A(Q_{rec}, q_{br}) = AW_T \quad (13)$$

式中 $W_A(Q_{rec}, q_{br})$ 表示受 Q_{rec} 和 q_{br} 影响的年总功耗, $kW \cdot h$; A 表示年卸船周期数。

控制方程: 选用式 (4) ~ (6) 为优化模型的控制方程。

边界条件:

$$Q_{rec}^{\min} < Q_{rec} < Q_{rec}^{\max} \quad (14)$$

$$q_{br}^{\min} < q_{br} < q_{br}^{\max} \quad (15)$$

$$0 < \tau_{sim} < T \quad (16)$$

式中 $Q_{rec}^{\min}$ 、 $Q_{rec}^{\max}$ 分别表示由工艺条件确定的最小、最大保冷循环 LNG 流量, m^3/h ; $q_{br}^{\min}$ 、 $q_{br}^{\max}$ 分别表示由工艺条件确定的最小、最大支路管线流量, m^3/h ; τ_{sim} 表示模拟时间, h ; T 表示卸船周期, h 。

初始条件: 保冷循环达到稳态时各变量值。

模型中有两个变量: Q_{rec} 和 q_{br} 。优化模型的目标函数、控制方程是非线性的, 研究用如下方法求解优化模型: 将保冷循环 LNG 流量作为外层循环, 将支路管线流量作为内层循环。根据目标函数、控制方程及约束条件计算得到可行运行方案的集合, 集合中最小值即为最优解, 计算流程如图 4 所示。

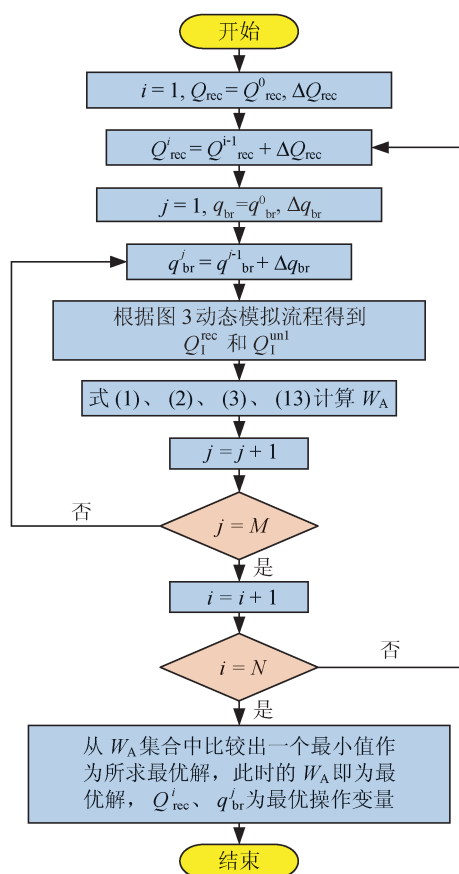


图 4 求最优解流程图

注: i 表示保冷循环 LNG 流量离散值编号, $i=1, 2, \dots, N$; Q_{rec}^0 表示初始保冷循环 LNG 流量, m^3/h ; ΔQ_{rec} 表示保冷循环 LNG 流量步长, m^3/h ; Q_{rec}^i 表示保冷循环 LNG 流量的第 i 个离散值, m^3/h ; j 表示支路管线流量离散值编号, $j=1, 2, \dots, M$; q_{br}^0 表示初始支路管线流量, m^3/h ; Δq_{br} 表示支路管线流量步长, m^3/h ; q_{br}^j 表示支路管线流量的第 j 个离散值, m^3/h

3.2 实例计算与经济效益分析

基于江苏如东 LNG 接收站实际运行参数进行实

例分析。计算实例中天然气组分的物性参数如表 1 所示。接收站现有卸船工艺的运行参数不随环境参数变化,保冷循环流量(Q_{rec})和支路管线流量(q_{br})分别为 $262 \text{ m}^3/\text{h}$ 和 $12 \text{ m}^3/\text{h}$ 。根据接收站下游用气量波动与环境参数的变化,可将卸船工况分为 11 月一次年 3 月的用气高峰期与 4—10 月的用气低谷期,涉及到的环境变量参数如表 2 所示。使用如图 2 所示动态仿真模型对现有卸船工艺进行动态模拟,得到接收站现有卸船工艺的年总功耗为 $2\,010 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

表 1 天然气组分的物性参数表

组分	p_c/Pa	t_c/K	k_1	ω
甲烷	4 640.68	-82.46	0.008 9	0.011 5
乙烷	4 883.85	32.23	-0.019 3	0.098 6
丙烷	4 256.66	96.74	0.013 4	0.152 4
异丁烷	3 647.62	134.95	0.031 6	0.184 8
异戊烷	3 333.59	187.25	0.037 8	0.222 2
氮气	3 394.37	-146.96	0.044 5	0.040 0

表 2 环境变量及相关工艺参数表

环境变量名称	参数值
卸船速率 / ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	9 500
平均卸船周期 /d	10 (4—10 月), 4 (11 月一次年 3 月)
卸船时间 /h	15.3
卸船管线长度 /km	3.0
卸船管道保冷层总传热系数 /[$\text{W} \cdot (\text{m}^2 \cdot \text{K})^{-1}$]	0.021 93
循环管道保冷层总传热系数 /[$\text{W} \cdot (\text{m}^2 \cdot \text{K})^{-1}$]	0.022 77
来船 LNG 温度 / $^{\circ}\text{C}$	-160.5
循环管线入口 LNG 温度 / $^{\circ}\text{C}$	-159.7
平均环境温度 / $^{\circ}\text{C}$	25 (4—10 月), 5 (11 月一次年 3 月)
卸料臂处压力 /kPa	451.3
储罐工作压力 /kPa	123.1
压缩机出口压力 /kPa	701.3
安全系数	1
泵效率	80%
电动机效率	85%
压缩机效率	70%

图 5 为接收站用气高峰期与低谷期泄压阶段与部分卸船阶段的 LNG 与 BOG 流量曲线,其中 0 ~ 10

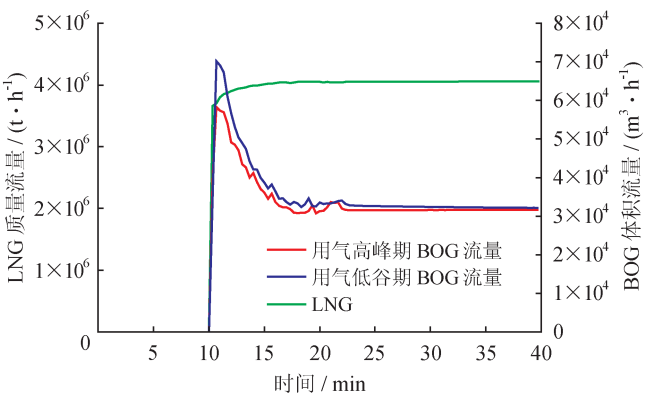


图 5 用气高峰期与低谷期接收站泄压阶段和部分卸船阶段的 LNG 与 BOG 流量曲线图

min 为泄压阶段,无 LNG 进罐且无 BOG 产生。卸船操作在第 10 min 开始,在卸船开始的瞬间,BOG 大量产生并流入储罐,随后 BOG 流量逐渐下降,直至趋于平稳。这是因为在卸船开始的瞬间,由于管道与所卸载 LNG 的温差较大,同时伴随着阀门的节流效应,BOG 流量会瞬间达到峰值;随着阀门完全开启且由于卸载低温 LNG 导致管道温度下降,BOG 流量会逐渐减小直至趋于平稳。LNG 流量在开始卸船后较短时间内增至最大卸船流量,并持续至卸船结束。

应用卸船工艺优化运行模型对接收站卸船工艺进行优化,同时进行非稳态传热过程分析,得到接收站卸船期间最小年功耗及对应运行工况。图 6、7 展示了用气高峰期与低谷期接收站卸船总功耗随操作变量的变化情况。从图 6、7 可知,随着 Q_{rec} 的增加,用气高峰期卸船总功耗随之先减小后增加,用气低谷期卸船总功耗逐渐增加;在这两种工况下, q_{br} 对总功耗的影响相对较小。经优化后的用气高峰期操作变量为 $Q_{\text{rec}}=178.5 \text{ m}^3/\text{h}$, $q_{\text{br}}=9 \text{ m}^3/\text{h}$,用气低谷期为

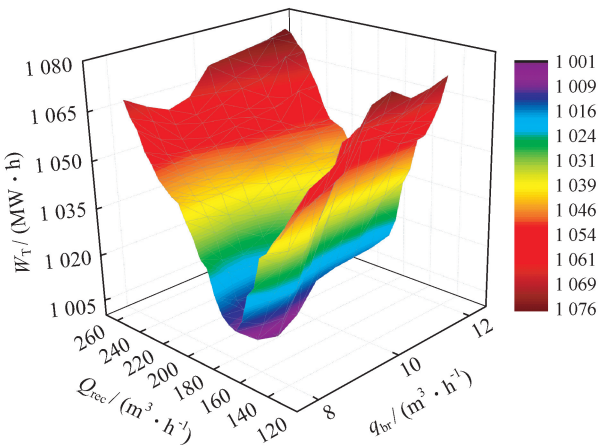


图 6 用气高峰期接收站年卸船总功耗随保冷循环 LNG 流量和支路管线流量变化趋势图

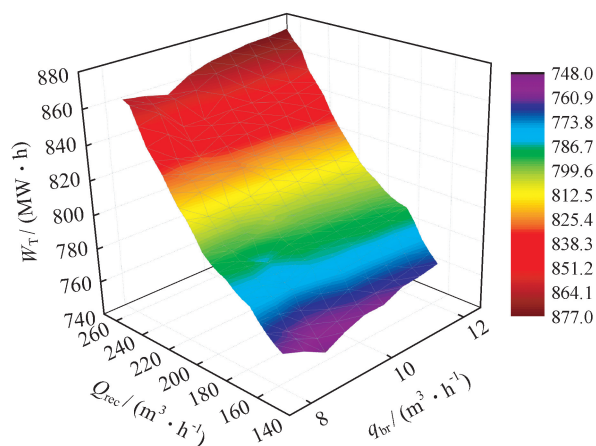


图 7 用气低谷期接收站年卸船总功耗随保冷循环 LNG 流量和支路管线流量变化趋势图

$Q_{\text{rec}}=156.7 \text{ m}^3/\text{h}$, $q_{\text{br}}=9 \text{ m}^3/\text{h}$, 此时接收站年卸船总功耗为 $1\,749 \text{ MW} \cdot \text{h}$, 相对于优化前的 $2\,010 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 节能 13.0%。

4 结论

1) 通过对 LNG 接收站卸船工艺非稳态传热过程的分析, 建立了动态仿真模型, 对卸船期间非稳态传热过程进行了动态模拟, 建立了卸船工艺优化运行模型。与传统运行模式相比, 卸船工艺优化运行模型的提出使得 LNG 接收站在卸船工艺操作期间能够通过对操作变量的调整, 实现最小化接收站操作费用的目的。

2) 通过将研究成果应用于江苏如东 LNG 接收站, 在使用卸船工艺优化运行模型进行优化后, 通过调节保冷循环 LNG 流量和支路管线流量可使年卸船总功耗降低 13.0%。

参 考 文 献

- [1] 刘名瑞, 陈天佐. LNG 接收站及其工艺发展现状[J]. 当代化工, 2014, 43(6): 1056-1059.
Liu Mingrui & Chen Tianzuo. Development and status of LNG terminal industry[J]. Contemporary Chemical Industry, 2014, 43(6): 1056-1059.
- [2] 何淼. LNG 卸船工况 BOG 产生量的探讨[J]. 广东化工, 2016, 43(2): 53-54.
He Miao. LNG discharging BOG quantity to discuss[J]. Guangdong Chemical Industry, 2016, 43(2): 53-54.
- [3] 贾士栋, 吕俊, 邓青. 浙江 LNG 接收站卸料管线 BOG 预冷模拟研究[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 84-88.
Jia Shidong, Lü Jun & Deng Qing. A simulation study of boil-off gas (BOG) pre-cooling process in unloading pipelines in an LNG terminal in Zhejiang[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 84-88.
- [4] Park C, Lee CJ, Lim Y, Lee S & Han C. Optimization of recirculation operating in liquefied natural gas receiving terminal[J]. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 2010, 41(4): 482-491.
- [5] Lee CJ, Lim Y, Park C, Lee S & Han C. Synthesis of unloading operation procedure for a mixed operation of above-ground and in-ground liquefied natural gas storage tanks using dynamic simulation[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2010, 49(17): 8219-8226.
- [6] Srikanth SA, Narasimhan S & Narasimhan S. Modeling and simulation of unloading operations in petroleum product storage terminals[J]. Computers & Chemical Engineering, 2012, 46(35): 59-68.
- [7] 胡超, 师铜墙, 杨光远, 刘庆胜, 韩猛. LNG 接收站发热量调整方案研究[J]. 石油与天然气化工, 2015, 44(4): 50-53.
Hu Chao, Shi Tongqiang, Yang Guangyuan, Liu Qingsheng & Han Meng. Study on strategies of calorific value adjustment in the LNG terminal[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2015, 44(4): 50-53.
- [8] 王小尚, 刘景俊, 李玉星, 多志丽, 王武昌. LNG 接收站 BOG 处理工艺优化——以青岛 LNG 接收站为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 125-130.
Wang Xiaoshang, Liu Jingjun, Li Yuxing, Duo Zhili & Wang Wuchang. A case study of processing and optimization of BOG gas treatment in an LNG terminal in Qingdao[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 125-130.
- [9] 景佳琪, 陈军. LNG 卸船时预冷速度的控制要点[J]. 油气储运, 2015, 34(3): 328-331.
Jing Jiaqi & Chen Jun. Control points of pre-cooling rate during LNG unloading[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(3): 328-331.
- [10] 顾安忠, 鲁雪生, 汪荣顺, 石玉美, 林文胜. 液化天然气技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2003.
Gu Anzhong, Lu Xuesheng, Wang Rongshun, Shi Yumei & Lin Wensheng. LNG technology[M]. Beijing: China Machine Press, 2003.
- [11] 顾安忠, 鲁雪生. 液化天然气技术手册[M]. 北京: 机械工业出版社, 2015.
Gu Anzhong & Lu Xuesheng. Handbook of LNG technology[M]. Beijing: China Machine Press, 2015.
- [12] 顾安忠, 杨晓东, 陈文煜, 马景柱, 顾建明. 液化天然气运行和操作[M]. 北京: 机械工业出版社, 2015.
Gu Anzhong, Yang Xiaodong, Chen Wenyu, Ma Jingzhu & Gu Jianming. Running and operation of LNG[M]. Beijing: China Machine Press, 2015.
- [13] Lee CJ, Lim Y & Han C. Operational strategy to minimize operating costs in liquefied natural gas receiving terminals using dynamic simulation[J]. Korean Journal of Chemical Engineering, 2012, 29(4): 444-451.
- [14] Seider WD, Seader JD & Lewin DR. Product and process design principles: Synthesis, analysis, and design[M]. Hoboken: John Wiley & Sons Inc., 2004: 185-188.

[15] 吴欣雨. 基于节流效应的天然气管道温降分析 [D]. 北京: 北京建筑大学, 2016.
Wu Xinyu. Temperature drop analysis of natural gas pipeline based on throttle effect[D]. Beijing: Beijing University of Civil Engineering and Architecture, 2016.

[16] Beggs DH & Brill JP. A study of two-phase flow in inclined pipes[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(5): 607-617.

[17] 喻西崇, 冯叔初, 李玉星. 对 Beggs & Brill 相关式的改进 [J]. 油气田地面工程, 1999, 18(6): 1-4.
Yu Xichong, Feng Shuchu & Li Yuxing. Improving to Beggs and Brill interrelated formulas[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 1999, 18(6): 1-4.

[18] Simons S. On the differential equation for heat conduction[J]. Transport Theory & Statistical Physics, 1972, 2(2): 117-128.

[19] 贾欣鑫, 徐明海, 胡国华, 刘娟, 路辉, 梁卓. 三维球、柱坐标系下导热微分方程的离散求解 [J]. 重庆理工大学学报, 2014, 28(1): 33-37.
Jia Xinxin, Xu Minghai, Hu Guohua, Liu Juan, Lu Hui & Liang Zhuo. Numerical method for three-dimensional heat conduction in cylindrical and spherical coordinates[J]. Journal of Chongqing University of Technology (Natural Science), 2014, 28(1): 33-37.

[20] Stryjek R, Vera JH. PRSV2: A cubic equation of state for accurate vapor-liquid equilibria calculations[J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1986, 64(5): 820-826.

[21] 汪萍. 立方型状态方程性能的评价研究 [D]. 青岛: 青岛科技大学, 2004.
Wang Ping. Evaluation and study on cubic equations of state[D]. Qingdao: Qingdao University of Science and Technology, 2004.

[22] 汪萍, 李忠杰, 项曙光. 低对比温度下 PRSV 方程的新温度函数关联式 [J]. 石油化工, 2004, 33(10): 951-955.
Wang Ping, Li Zhongjie & Xiang Shuguang. The correlation formula of new temperature function for PRSV equation under low contrast temperature[J]. Petrochemical Technology, 2004, 33(10): 951-955.

[23] Li Yajun & Li Yue. Dynamic optimization of the boil-off gas (BOG) fluctuations at an LNG receiving terminal[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 30(3): 322-330.

[24] 陈树琳, 吴大可. 致冷剂的 PRSV 状态方程纯物质参数 [J]. 贵州工业大学学报 (自然科学版), 1999, 28(3): 11-14.
Chen Shulin & Wu Dake. PRSV equation of state refrigerant pure substance parameters[J]. Journal of Guizhou University of Technology (Natural Science Edition), 1999, 28(3): 11-14.

(修改回稿日期 2018-09-05 编辑 何 明)



盘江煤电集团公司煤层地下气化项目取得阶段性重大成果

2018 年 10 月 25 日, 中国科技网以《贵州: 高科技为煤矿转型升级“突围”》为题对贵州盘江精煤股份有限公司山脚树矿煤层地下气化项目的进展情况进行了报道, 该项目再次引起了广泛关注。

2018 年 9 月, 山脚树矿煤层地下气化项目首次点火成功, 标志着盘江煤层地下气化开采技术攻关取得阶段性重大进展。该项目由盘江煤电集团公司联手中国矿业大学和煤炭资源与安全开采国家重点实验室开展煤层地下气采技术攻关, 并获得贵州省重大科技专项的支持, 由盘江煤电集团公司下属的贵州盘江精煤股份有限公司负责具体实施。

合作方中国矿业大学王作棠教授领衔的科研团队, 近年来先后攻克了地下气化炉的新型结构和导向钻孔建炉新工艺、火焰工作面的定向推进燃烧导控新工艺及其组合装置、井上下多目标追踪远程集中监控系统及装置、防火隔离密闭结构、充填气化开采新工艺及新材料等 5 项重大关键技术难题, 变物理采煤为化学开采, 突破了煤层地下气采产业化的诸多技术瓶颈, 形成了一套适用于我国西南煤矿区类似地质条件的产业化技术体系, 为实现我国煤层地下气采产业化提供了技术支撑。

(天工 摘编自中国能源网)