doi :10. 3969/ j. issn. 1006-6896. 2009. 04. 006

704 泵站 —独山子输气管道非稳态运行工况分析

赵小平（独山子石化工程公司工程分公司）
万捷（新疆时代石油工程有限公司）

摘要：704 泵站 —独山子天然气输气管道长度不大，压力变化较快。利用 TGNET 软件对 704 泵站 —独山子输气管道在非稳态运行工况下的运行参数变化情况进行模拟计算，分析对管道运行影响，从而为管道设计提供可靠的优化手段，同时可为管道生产运行管理提供借鉴。

关键词：天然气；管道；非稳态；模拟

独山子是新疆重要的石油化工基地，随着独山子石化新建的 1 000 ×10^4 t/ a 炼油及 120 ×10^4 t/ a 乙烯技术改造项目的建设，所需的天然气量将大大增加，现有管网远不能满足需要。同时，准噶尔盆地具有丰富天然气资源，已形成准噶尔盆地的输配气环网，年产天然气 30 ×10^8 m^3 以上，是北疆地区主要供气气源。为满足独山子对天然气的需求，将准噶尔盆地的输配气环网天然气输往独山子，建设 704 泵站 —独山子天然气输气管道。

1　天然气管道运行特点

天然气是由多种可燃和不可燃气体组成的混合气体，以低分子饱和烃类气体为主，并含有少量非烃类气体，天然气是一种高效、环保、安全、经济的能源，随着经济的发展和人民生活水平的提高，天然气需求量持续增大，作为燃料和化工原料使用，管道输送天然气是最为经济有效、稳定可靠的运输方式，上接气源，下供用户。

管道输送的天然气一般呈气体状态，因气体具有可压缩性，其体积状态与气体的组成、温度和压力等条件有关，温度升高体积膨胀，压力升高体积压缩。

天然气按用户类型可分为工业用户和城市民用用户，工业用户用气量稳定、峰谷差小，城市民用用户用气量波动、峰谷差大；从使用时间上看可分为短期用气量、中期用气量及长期用气量。长期用气量预测通常指 5～10 年的用气估算量，考虑因素包括地理位置、城镇发展、经济发展、能源政策、人口增长、气候变化及能源结构调整中与其它替代能源的竞争性等。在今后相当长的时间内，我国天然气使用量将会不断增长，所以长期用气量的显著特点是增长性。中期用气量预测通常指每年、每季度、每月的用气估算量，受用户数量、配套设施的完善程度、气候条件、城市天然气售价等因素影响。短期用气量一般指月负荷和日负荷。短期用气量预测包括一天 24 h 的用气量及周用气量，基本上是利用负荷趋势、气象数据、生活习惯、市场结构、特色节庆等各元素结合而成。短期负荷的周期性和随机性较强，通过对近年来北疆部分城市用气量的统计分析，城市民用气最高月用气量为平均月用气量的 1. 37 倍，最低月用气量为平均月用气量的0. 79 倍。

由于下游用户用气量波动，而气源的供气不能完全按照用户用气量的变化而同步随时调节，天然气又具有可压缩性，因此天然气输送管道压力在随时变化。短期内用气量波动，当用气量小时，上游持续供气，末端压力逐步升高，管道储存气体增多；当用气量大时，末端压力逐步降低，管道储存气体减少。

2　非稳态运行工况模拟

2. 1　输气管道参数

704 泵站 —独山子天然气输气管道管径 Ø426 ×7，长度 105. 876 km，设计压力 6. 3 MPa，最大输气能力为 4. 9 ×10^8 m^3/ a。管道采用自压输送方式运行，管道起点压力为 3. 2 MPa，末端压力 1. 5 ～2. 0 MPa，管道设 704 首站、独山子末站各一座。

2. 2　方程的选择

输气管线水力计算采用《输气管道工程设计规范（GB50251 - 2003）》式 3. 3. 2 - 2、式 3. 3. 2 - 3 计算，公式如下

$$q_v = 1\,051 \times \left\{ \frac{[P_1^2 - P_2^2(1 + \alpha\Delta h)]d^5}{\lambda Z\Delta TL\left[1 + \frac{\alpha}{2L}\sum_{i=1}^{n}(h_i + h_{i-1})L_i\right]} \right\}^{0.5}$$

$$\alpha = \frac{2g\Delta}{R_a ZT}$$

式中 q_v 为气体（P_0 = 0. 101 325 MPa，T = 293 K）的流量（m^3/ d）；α 为系数（m^{-1}）；P_1 为输气管道

© 1994-2010 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

计算段的起点压力（绝）（MPa）；P_2 为输气管道计算段的终点压力（绝）（MPa）；d 为输气管道内直径（cm）；Z 为气体的压缩系数；Δ 为气体的相对密度；T 为输气管道内气体的平均温度（K）；L_i 为各计算分管段的长度（km）；λ 为水力摩阻系数；R_a 为空气的气体常数，在标准状况下，$R_a = 287.1\ m^2/(s^2 \cdot K)$；$\Delta h$ 为输气管道计算段的终点对计算段起点的标高差（m）；g 为重力加速度，取 $9.81 m/s^2$；n 为输气管道沿线计算管段数，计算分管段的划分是沿线输气管道走向从起点开始，当其相对高差 ≤200 m 时划作一个计算分管段；h_i、h_{i-1} 为各计算管段终点、起点的标高差（m）。

水力摩阻系数采用《输气管道工程设计规范（GB50251 - 2003）》式 3.3.2 - 4（Colebrook 科尔布鲁克）计算，公式如下

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2.01 \cdot \lg\left[\frac{K}{3.71 \cdot d} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}}\right]$$

式中 K 为管内壁等效粗糙度，取 0.03 mm；d 为管内径（m）；Re 为雷诺数。

输气管线沿线任意点温度热力计算采用《输气管道工程设计规范（GB50251 - 2003）》式 3.3.3 - 3、式 3.3.3 - 2 计算，公式如下

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-ax} - \frac{j \cdot \Delta P_x}{a \cdot x}(1 - e^{-ax})$$

$$a = \frac{225.256 \times 10^6 Kd}{q_v \cdot \Delta \cdot c_p}$$

式中 t_x 为输气管道沿线任意点的气体温度，（℃）；t_0 为输气管道埋设处土壤温度（℃）；t_1 为输气管道计算起点的气体温度（℃）；e 为自然对数底数，取 2.718；x 为输气管道计算起点至沿线任意点的长度（km）；j 为焦耳 - 汤姆逊系数（℃/MPa），取 3.88；ΔP_x 为 x 长度段的压降（MPa）；K 为输气管道中气体到土壤的总传热系数（$W/m^2 \cdot K$），按实际管道值返算；d 为输气管道外直径（m）；Δ 为气体的相对密度；c_p 为气体定压比热（$J/kg \cdot K$）。

本工程管道计算采用国际天然气输气管道工程通用的 Pipeline Studio Gas Network TRaining 的 TGNET7.2 软件进行模拟计算，TGNET 提供两个普通的、大家公认的方法预估流体的性质：天然气概论（Sarem）和 BWRS 状态方程，BWRS 状态方程用于净化天然气是很精确的，在模拟的过程中选择 BWRS 状态方程。

2.3 非稳态运行工况分析

(1) 利用 TGNET 进行稳态工况模拟。管道各节点运行参数见表 1，由 TGNET 生成的压力变化曲线见图 1，温度变化曲线见图 2。

由 TGNET 软件生成的图象可以看出压力、温度在管道沿线的变化，在数据表中可以查出首站、末站的压力和温度的数值。由图 1 看出，曲线斜率加大，说明压力将随里程变化增大，管道后端消耗压力增大；由图 2 看出，曲线斜率减小，说明温度将随里程变化减小，管道前端散热大。

表 1 704 泵站—独山子输气管道稳态运行参数

名称	首站	末站
温度/℃	20	12.5
压力/Pa	3.20	2.57
输气量/$10^8 m^3 \cdot a^{-1}$	4.9	4.9

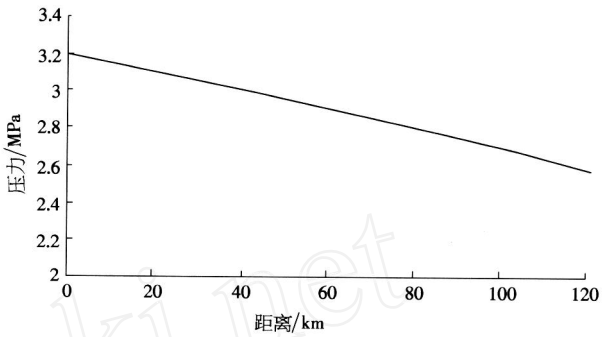

图 1 压力变化曲线

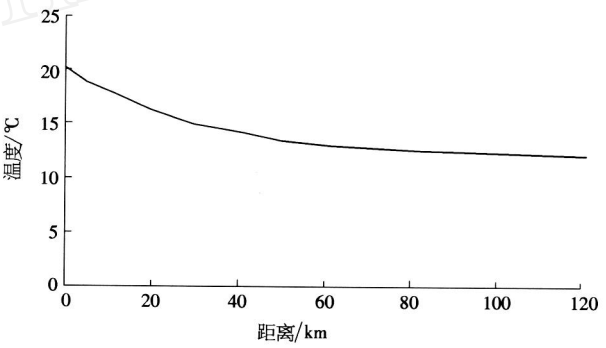

图 2 温度变化曲线

(2) 利用 TGNET 进行非稳态运行工况模拟。704 泵站—独山子天然气输气管道长度不大，压力变化较快，本文模拟一天内用气量变化时的管道各节点运行参数变化情况。管道末站的用气量变化见表 2，曲线示意图见图 3。利用 TGNET 进行非稳态模拟末站每天压力随时间变化情况见表 3，末站压力每天随时间变化曲线示意图见图 4。

表 2 管道末站一天内用气量变化情况

输气量	0～3h	3～6h	6～9h	9～12h	12～15h	15～18h	18～21h	21～24h	平均
小时输量/$10^4 m^3$	4.58	4.58	5.00	6.25	7.50	6.25	7.92	4.58	5.83
年输量/$10^8 m^3$	3.85	3.85	4.2	5.25	6.3	5.25	6.65	3.85	4.9

由 TGNET 软件生成的图像可以看出，每天内用气量变化时末站压力也随之变化，稳定工况下末站压力 2.57 MPa，末站压力是变化在 1.73～

© 1994-2010 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

doi :10. 3969/ j. issn. 1006-6896. 2009. 04. 007

机采举升工艺经济界限分析方法研究 *

伊三泉[1]　王淼峰[2]　李庆华[3]

（1. 大庆石油学院；2. 大庆油田采油工程研究院；3. 大庆油田采油一厂）

摘要：影响机采工艺效益的因素有很多，包括机采工艺的成本、不确定性、适应度等。通过对各种因素进行系统的综合性分析与研究，构建经济评价指标模型，提出对三种举升方式的经济界限进行分析的方法，给出各种型号举升设备的消耗费用的统计数据，为举升方式的优选、方案设计、充分发挥各种举升技术的优势提供了参考依据。

关键词：举升工艺；投资成本；经济界限；敏感因素；检泵周期

1　引言

机械采油是油田开采进入中后期的常规举升工艺。它有多种方式，每种方式在技术上和经济上都有着合理的使用界限，这些界限与采油方式的工作原理、使用的设备、技术完善情况，以及油藏地质特征、开发政策、开采现状及环境条件等众多因素有关。因此，及时调整和选取最佳的举升方式是延长油田开采期、进一步提高油田经济效益的有效途径。

为选取合理的机采方式，降低油田开采中后期成本，本文对影响机采工艺的诸多因素进行了分析与研究，构建了经济评价指标模型，提出了对三种常规举升方式（抽油机、电泵、螺杆泵）经济界限进行评价的方法。在此基础上研制了“机采举升工艺经济界限评价分析系统”（The analyses system of technical and economic limits in Artificial Lift Method，简称 ASTA &EALM），对投资项目进行投入产出分析、预测和研究，确定其经济的合理性，该系统可为决策提供科学的参考依据。

2　经济界限分析方法及理论模型

国内外主要从人工举升设备技术适应性和机采井经济效益比较两方面研究机采举升工艺的经济界

---

3. 00 MPa 之间，压力变化具有滞后性。

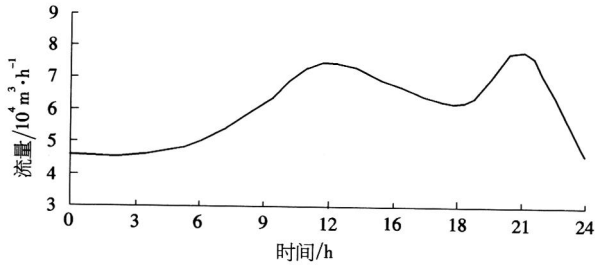

图 3　末站用气量随时间变化曲线

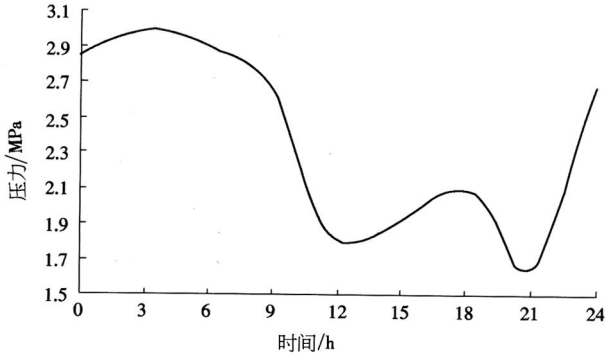

图 4　末站压力随时间变化曲线

表 3　管道末站一天内压力随时间变化情况

时间节点/ h	0	3	6	9	12	18	21
压力/ MPa	2. 85	3. 00	2. 90	2. 65	1. 80	2. 10	1. 73

3　模拟分析结论

利用 TGNET 软件对 704 泵站 —独山子输气管道在非稳态运行工况下的运行参数变化情况进行模拟计算，分析对管道运行影响，可为管道设计提供可靠的优化手段，同时也可为管道生产运行管理提供借鉴。管道稳态运行时压力将随里程变化增大，管道后端消耗压力增大；温度变化随里程变化减小，管道前端散热大。

管道由于下游用户用气量波动，天然气又具有可压缩性，因此天然气输送管道压力在随时变化，日常运行是个非稳态过程，短期内用气量会产生波动，当用气量小时，上游持续供气，末端压力逐步升高，管道储存气体增加；当用气量大时，末端压力逐步降低，管道储存气体减少。本管道末站压力随每天用气量波动而变化，末站压力是变化在 1. 73～3. 00 MPa 之间，压力变化具有滞后性。

（栏目主持　杨　军）

基金论文：空心转子螺杆泵采油及配套技术推广（0504002）

© 1994-2010 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net