

管网可视化调度技术在川西气田的应用

谭永生¹ 邓一平¹ 李长俊²

(1.中国石化西南分公司川西采输处 2.西南石油学院)

谭永生等.管网可视化调度技术在川西气田的应用.天然气工业,2005;25(9):110~112

摘要 管道仿真技术是日常天然气集输管理中,提高天然气集输调度科学水平、提高管网运行的经济性和安全性的关键。文章介绍的管道仿真调度是根据川西气田管网特点建立的一套服务于管网设计、改造以及运行分析和调度管理等方面的实用技术。它与地理信息可视化技术相结合,形成了具有管网分析功能特征的管道可视化调度技术,使管网规划、管理和运营变得科学、直观和高效。该技术在川西气田天然气集输配调度、管道系统的维护改造、增压方案优化以及新井投产路线规划等方面都发挥了重要作用,保证了该地区集输管网的安全营运。

主题词 输气管道 可视化 仿真 调度 气田 应用 效果 四川盆地 西

随着川西气田开发规模的不断增大,天然气管网系统也日趋庞大和复杂。而将管道仿真技术和地理信息技术结合起来应用,就有可能实现高效、直观的天然气调度管理。目前,国内外尚无软件将管道仿真与地理信息技术作为一个整体推出。在地理信息方面,以中地公司的 MapGis 软件最为流行,但其主要应用于物探数据管理和勘探成果图制作等方面,由于其地理信息数据体封闭,无法实现多种类型数据资源的共享。在仿真调度方面,国外软件成熟,但大多适用于单一的大型管道,对川西气田这种网状、支状、环状相结合的复杂网络系统并不适用。SCADA 系统作为集输系统最先进的管理软件,具有数据采集、通信、监视与控制等在线调度模式,但昂贵的引进成本与运行费用让气田集输管理者望而却步。在此,笔者介绍一种经济实用的气田管网可视化调度技术及其在川西管道运营中的实际应用情况。

一、管道可视化调度技术

管道可视化调度技术是以地理信息技术和仿真技术为核心的实用技术。它利用地理信息技术,对管网图形和数据进行空间化管理,并以地图为载体,实现直观快捷地查询、统计和分析管网系统信息,以此实现对川西天然气集输管网的可视化管理。利用该技术,可实现管网数据的静、动态仿真模拟,并结合地理信息技术,将仿真模拟分析结果变成地理地

图背景上的可视化图形和图表,使用户直观及时掌握整个管网系统的储气能力,各点的压力、流量变化情况,以实现生产经营管理的智能化与可视化。其仿真模型如下。

(1)稳态仿真模型

$$F_i = \sum_{j=1}^N S_{ij} M_{ij} + M_i = 0 \quad (1)$$

式中: i, j 表示节点统一编号, $i, j=1, 2, \dots, ND, ND$ 为节点总数; M_{ij} 表示流经 i, j 节点间的流量; M_i 表示流出节点 i 的流量,定义流出为正,流进为负; S_{ij} 表示与节点有关的系数。

(2)瞬态仿真模型

采用多元化方法描述天然气管道流动,即采用质量守恒、动量守恒、能量守恒和变压缩系数共同描述天然气管道流动,更真实地反应天然气流动瞬变特性。

质量守恒方程:

$$\rho_{i+1, j+1} - \rho_{i+1, j} + \rho_{i, j+1} - \rho_{i, j} + \frac{\gamma}{A} (M_{i+1, j+1} - M_{i, j+1} + M_{i+1, j} - M_{i, j}) = 0 \quad (2)$$

动量守恒方程:

$$M_{i+1, j+1} - M_{i+1, j} + M_{i, j+1} - M_{i, j} + \frac{\gamma}{A} [M_{i+1, j+1}^2 / \rho_{i+1, j+1} + A^2 p(\rho_{i+1, j+1}, T_{i+1, j+1}) - M_{i, j+1}^2 / \rho_{i, j+1} - A^2 p(\rho_{i, j+1}, T_{i, j+1}) + M_{i+1, j}^2 / \rho_{i+1, j} + A^2 p(\rho_{i+1, j}, T_{i+1, j}) - M_{i, j}^2 / \rho_{i, j} - A^2 p(\rho_{i, j}, T_{i, j})] + \Delta t \lambda (M_{i, j} + M_{i, j+1} + M_{i+1, j})$$

作者简介:谭永生,1970年生,工程师;1994年毕业于西南石油学院储运工程专业,现从事油气田开发及管理工作。地址:(618000)四川省德阳市泰山北路三段318号。电话:(0838)8260196,13508000587。E-mail:dyp_dy@sina.com.cn

$$+ M_{i+1,j+1}) \frac{1}{4AD} (\rho_{i,j} + M_{i,j+1} + M_{i+1,j} + M_{i+1,j+1}) + \frac{A\Delta t \sin\theta}{2} (\rho_{i+1,j+1} + \rho_{i,j+1} + \rho_{i+1,j} + \rho_{i,j}) = 0 \quad (3)$$

能量守恒方程:

$$h(\rho_{i,j+1}, T_{i,j+1})\rho_{i,j+1} - p(\rho_{i,j+1}, T_{i,j+1}) + \frac{1}{2A^2} \frac{M_{i,j+1}^2}{\rho_{i,j+1}} - h(\rho_{i,j}, T_{i,j})\rho_{i,j} + p(\rho_{i,j}, T_{i,j}) - \frac{1}{2A^2} \frac{M_{i,j}^2}{\rho_{i,j}} + h(\rho_{i+1,j+1}, T_{i+1,j+1})\rho_{i+1,j+1} - p(\rho_{i+1,j+1}, T_{i+1,j+1}) + \frac{1}{2A^2} \frac{M_{i+1,j+1}^2}{\rho_{i+1,j+1}} - h(\rho_{i+1,j}, T_{i+1,j})\rho_{i+1,j} + p(\rho_{i+1,j}, T_{i+1,j}) - \frac{1}{2A^2} \frac{M_{i+1,j}^2}{\rho_{i+1,j}} + \frac{\gamma}{A} [h(\rho_{i+1,j+1}, T_{i+1,j+1})M_{i+1,j+1} - \frac{M_{i+1,j+1}^3}{2A^2 \rho_{i+1,j+1}} - h(\rho_{i+1,j}, T_{i+1,j})M_{i+1,j} - \frac{M_{i+1,j}^3}{2A^2 \rho_{i+1,j}} + h(\rho_{i,j+1}, T_{i,j+1})M_{i,j+1} - \frac{M_{i,j+1}^3}{2A^2 \rho_{i,j+1}} + h(\rho_{i,j}, T_{i,j})M_{i,j} - \frac{M_{i,j}^3}{2A^2 \rho_{i,j}}] + \frac{2K\Delta t}{D} (T_{i+1,j+1} + T_{i,j+1} + T_{i,j} + T_{i+1,j} - 4T_0) + \frac{g\Delta t}{2A} \sin\theta (M_{i,j+1} + M_{i,j} + M_{i+1,j+1} + M_{i+1,j}) = 0 \quad (4)$$

式中: i 表示管段节点编号, $i=0, 1, 2, \dots, N_1$; j 表示计算时间层次, $j=0, 1, 2, \dots, N_2$ 。

二、可视化仿真技术应用

1. 天然气输配调度方面的应用

新 851 井是 1 口位于人口稠密地带的高温、高压、高产气井,井口压力 60.0 MPa,日产气量 $40 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{ m}^3$,由于出现事故,需要实施压井封井并作业。根据压井封井设计技术要求,整个天然气集输管网在排险过程中,既要承担新 851 井泄压时突增 $170 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 天然气的输销任务,为排险创造施工条件,又要在新 851 井压井封井后,确保该地区企业生产和居民生活的正常用气,并使整个集输管网实现“不死、不堵、不超压”。为此,针对压井施工前后预计出现的各种工况进行调度模拟。

根据模拟结果推荐调度方案(图 1),新场站的最大接受量为 $170 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,此时,关闭增压站 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 量,调减老川西管线沿线高压气井、新彭管线沿线高压气井以及马井气田高压气井 50% 的产量,同时调减 159 井站输出量至 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,向成煤增加 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 量,可确保管网系统安全运行。实际运行情况证实该调度方案是正确的。通过优化调度,无论是在抢险期前后,管网的集输压力一直运

行在安全极限压力 3.3 MPa 以内,既保证了管网系统的安全运行,又保证了抢险后新场气田蓬莱镇组气藏的低压气井正常生产。

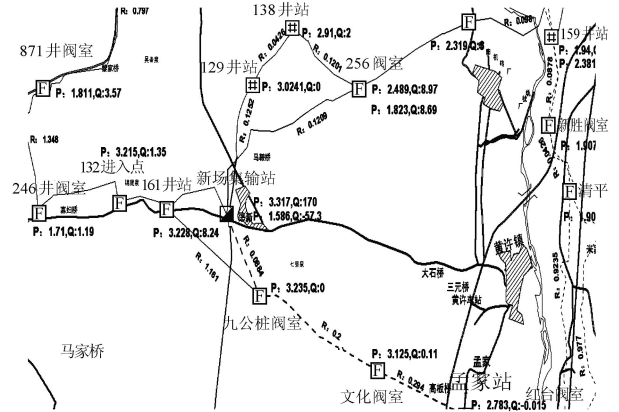


图 1 推荐方案的仿真模拟结果图

注: p 表示压力,MPa; Q 表示输气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2. 管道系统维护与改造方面的应用

2000 年 9 月 19 日黄许地区连降暴雨,绵远河洪水泛滥,气田高压环状管网中袁家阀门室—156 集输站管线被冲断,根据仿真调控结果,增建了一条 163 阀门室至联 4 集输站、联 2 集输站至 238 集气站的 $\varnothing 159 \text{ mm}$ 管道,气田集气压力由建前的 2.8 MPa 下降到 2.1~2.3 MPa,保证了各气井的正常生产。

对比仿真模拟方案与管道改建后实际运行情况(图 2),其主要集输气节点的压力、流量基本一致,说明该技术可为维护和改造管网提供正确依据。

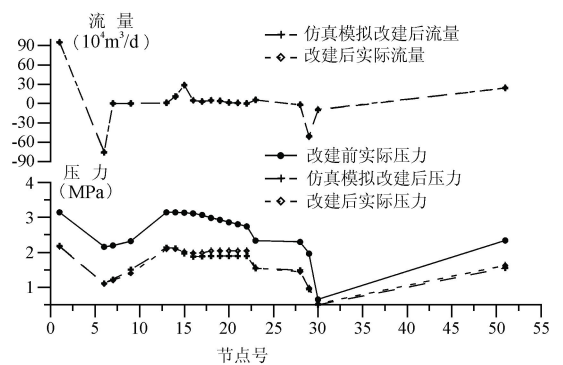


图 2 仿真方案与改建后实际运行情况比较图

3. 增压方案优化方面的应用

增压开采是有效盘活气田低压气井资源的重要开采技术。新场气田浅 10—川孝 153 井区增压机组最大日处理量为 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前日处理量 $6.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,其周边还零星分布 19 口低压气井需要逐步进行增压开采。对此进行了低压气井增压集输方案

的仿真模拟。模拟后认为,分别敷设一条从 134 井站到 161 增压站的 $\varnothing 159$ mm 管道和一条 246 井站到 161 增压站的 $\varnothing 159$ mm 管道,可增加引进天然气 $23 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。这样,既能避免低压气井停产的威胁,提高增压机运行效率,又不会对目前该增压井区内的气井造成影响。

2004 年,根据该方案成功引进了其中的 13 口需增压气井(图 3),共计产量 $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

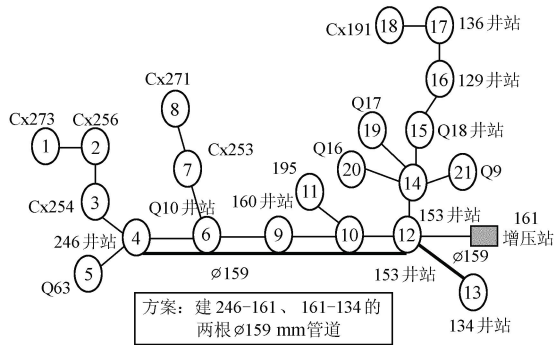


图 3 增压系统改造方案仿真节点图

4. 新井投产路线规划方面的应用

新井投产路线规划是管道可视化调度技术应用的重点领域之一。应用该技术能够科学合理地制定出在新井不同预测产量下,管网系统产量、压力的最合理调配方案,并通过 GIS 平台直观地考虑和评估道路、河流、土壤以及建筑物等对管网的影响,从而制定出多种不同的投产线路方案。

2001 年,在川合 148 井投产规划中应用该技术分别完成了大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 及小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 预测气量下,管线的选择和初步设计。根据仿真结果,如果该井投产量小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,合兴场气田现有的地面集输管网系统能够满足集输要求。如果投产量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,必须扩建合兴场气田现有的集输系统,为了避免穿跨越河流,推荐方案三(图 4),即:建一条 148 站至新德绵管线的 $\varnothing 325$ mm 管道,线路全长约 11 km。在此次设计中 GIS 平台很好地解决了项目涉及的铁路、公路以及河流等地形环境分析、管线长度选择等问题。

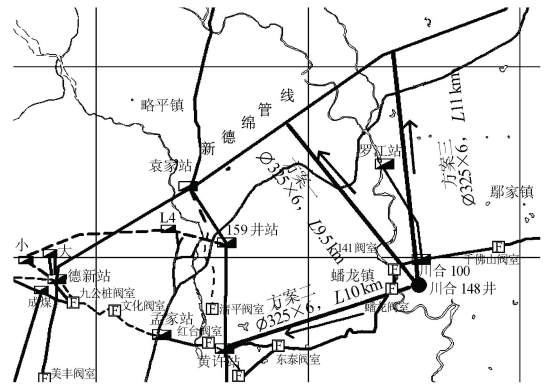


图 4 川合 148 井 ($Q > 10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 投产路线方案图

三、结 论

(1)管道可视化调度技术可以广泛应用到管道营运的各个方面,即:天然气气井抢险、线路优化模拟、气田调峰等工程特殊工况的仿真模拟,可优化调度方案,避免天然气损失;气田增压方案的优化,能充分发挥增压机、站的功效,对更多气井进行增压开采;进行新管线建设线路规划,可提高工作效率和精确度。

(2)管道可视化调度技术的成功应用表明,将仿真与地理信息相结合,能更有效地提高管网调度系统的技术及管理水平,帮助调度人员直观、准确地掌握管网运行状态,实现可视化科学调度,因而值得进一步推广应用。

(3)该技术若与 SCADA 系统结合,可彻底改变传统的信息处理方式,实现管网仿真调度的实时仿真分析。

参 考 文 献

- 1 陈祖泽等.天然气管路输送.北京:石油工业出版社,1985
- 2 王寿喜等.输配气管网模拟分析.西南石油学院硕士研究生论文,1986
- 3 孟伟等.输气管道系统的静态仿真.煤气与热力,1999;(6)
- 4 李长俊.天然气管道输送.北京:石油工业出版社,2005

(修改回稿日期 2005-07-25 编辑 居维清)