

页岩气田集输管网模拟及优化研究

刘 姝¹, 董应兴¹, 康 林¹, 赵伟东², 郭梁柱¹, 郑纯桃¹

¹中国石油西南油气田公司蜀南气矿, 四川 泸州

²北部湾大学石油与化工学院, 广西 钦州

收稿日期: 2023年6月19日; 录用日期: 2023年7月20日; 发布日期: 2023年7月27日

摘 要

气田地面集输管网系统是保障气田持续稳定开发的关键, 能够保证天然气平稳、安全、有效的输送。气田气井的产量以及井口生产压力的变化对输送过程都有一定的影响。某页岩气田气井产量和井口生产压力的不断降低, 自压集输已不能满足要求。目前该气田主要采用单井-区域增压外输的工艺, 随着页岩气开发规模的不断扩大, 气井逐渐增多, 分析和处理管网运行工况、论证和提出合理的运行优化方案具有重要意义。采用TGNET软件建立某页岩气田集输管网模型, 计算分析页岩气地面集输管网中天然气流动规律, 找到管网系统中各个节点压力、流量等参数间的相互关系, 提出单井-干线-区域增压方案, 起到节约经济, 方便管理的目的。

关键词

页岩气田, 增压外输, 仿真模拟, 优化

Simulation and Optimization of Gathering Pipeline Network in Shale Gas Field

Shu Liu¹, Yingxing Dong¹, Lin Kang¹, Weidong Zhao², Liangzhu Guo¹, Chuntao Zheng¹

¹Shunan Gas Mine, Southwest Oil and Gas Field Company of CNPC, Luzhou Sichuan

²College of Petroleum and Chemical Engineering, Beibu Gulf University, Qinzhou Guangxi

Received: Jun. 19th, 2023; accepted: Jul. 20th, 2023; published: Jul. 27th, 2023

Abstract

Gas field ground gathering pipeline network system is the key to ensure the sustainable and stable development of gas field, which can ensure the smooth, safe and effective transportation of natural gas. The production of gas wells and the change of wellhead production pressure have a certain impact on the transportation process. With the continuous decrease of gas well production and well-

head production pressure in a shale gas field, self-pressure gathering and transportation cannot meet the requirements. At present, the gas field mainly adopts the single well-regional pressurization process. With the continuous expansion of shale gas development scale, gas wells are gradually increasing. It is of great significance to analyze and deal with the operation conditions of the pipeline network, demonstrate and propose reasonable operation optimization schemes. The TGNET software was used to establish a shale gas field gathering and transportation pipeline network model, and the natural gas flow law in the shale gas ground gathering and transportation pipeline network was calculated and analyzed. The relationship between the pressure and flow parameters of each node in the pipeline network system was found. The single well-main line-regional pressurization scheme was proposed to save economy and facilitate management.

Keywords

Shale Gas Field, Pressurized Export, Simulation, Optimization

Copyright © 2023 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

随着国家能源安全战略的推进,以页岩气等为代表的非常规天然气在我国能源结构中占据了重要地位。目前国内四川、鄂尔多斯盆地的长宁、威远、昭通、涪陵、延长等页岩气田在勘探技术方面取得飞速进展[1][2]。国内外学者对气体管网水力工况计算、管网稳态模拟做了大量的研究工作,张宁宁等人针对大牛地气田管网系统进行优化,通过 TGNET 建立相关模型研究其单位长度压降并提出了敷设副管的优化方案[3]。罗林杰在研究川西气区管网运行调度问题时,通过 TGNET 建立管网模型来研究管网稳态运行以及动态运行的不同,从而根据实际生产需求对增压方案以及调度方案进行优化[4]。目前的模拟仿真研究多集中于稳态气体或液体管网的计算,对于管网边界变化引起集输多相流管网内的压力、流量波动,集输管网的多相流瞬态模拟计算,以及管网的压力敏感性分析等研究较少,因此本文针对某页岩气田集输管网现状,应用集输管网动态模拟技术,分析生产过程中造成的集输管网边界动态变化规律,构建仿真模型,对管网中各节点进行压力敏感性分析,预测管网动态运行参数,指导整个页岩气地面集输管网系统的稳定运行及后期开采,对于提高页岩气开采效率以及降低运行管理费用,保障区块稳定持续安全采气输气具有十分重要的作用[5][6][7]。

鉴于国内外学者对集输管网瞬态模拟计算分析研究的不足,本文通过某页岩气田实际生产案例,针对解决四川某地区新井并入管网进行集中增压外输会后造成管网压力的波动变化及管网系统运行调度方案对管网压力变化的影响无法事先预知,需对井口生产压力的差异要求对区域性进行集中增压优化,利用 TGNET 软件模拟分析集输管网的动态运行并进行分析。TGNET 可以在复杂的气田管网中显示出巨大的优势,并对该气田具有很好的适用性。应用集输管网动态模拟技术,分析生产过程中造成的集输管网边界动态变化规律,构建仿真模型,对管网中各节点进行压力敏感性分析,预测管网动态运行参数,指导整个页岩气地面集输管网系统的优化调整具有重要作用。

2. 气田集输管网仿真

1) 状态方程

TGNET 最早开发于英国,能够进行动态和稳态的仿真模拟计算,在目前对于集输管段、起始点、增

压点、泄漏点等多个模型模拟运行软件中处于领先地位[8]。

目前来说, TGNET 软件的状态方程主要有 BWRS 方程、Peng-Robinson 方程、Sarem 三种[9]。BWRS 方程多用于计算含较多非碳氢化合物的气体, 范围广且具有一定精度。Peng-Robinson 方程没有完全考虑分子间作用力, 在计算介质密度较高时误差较大, 但在计算压力属于 0.1 MPa~100 MPa 区间、温度-150℃~400℃ 范围内比较精确[10]。Sarem 方程在正常压力运行精度较高, 不适合应用在低压输送中或者运行靠近相变区。该页岩气田的管网压力要求较高, 井组压力在 0~7 MPa 之间, 存在高低压管网同时运行情况, 且气体介质相对密度为 0.5620, 比一般天然气要高, 其分子间作用力不容忽视, 为了得到计更加精确的计算结果, 此次模拟采用 BWRS 方程。

TGNET 软件采用了高精度的隐式差分方法对管道流体特性进行求解, 其数学模型为[11]:

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:

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

能量方程:

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

BWRS 状态方程:

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

Colebrook White 水力摩擦系数方程:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2.01 \log \left[\frac{k}{3.71d} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right] \quad (5)$$

式中:

P ——气体的绝对压力, MPa;

T ——气体的绝对温度, K;

ρ ——气体密度, kg/m³;

ω ——气体流速, m/s;

A ——管道横截面积, m²;

x ——距管段起点的距离, m;

τ ——描述流动过程的时间, s;

s ——管段上各横截面处的高程, m;

g ——重力加速度, m/s²;

λ ——管段的水力摩擦系数;

Q ——流量 m³/s。

2) 边界条件

设置仿真模型的初值和边界条件, 包括系统各管道直径、壁厚、集气站接受压力流体性质和流量等

参数,以 N201 井区中心站出站压力分别设定为 5.5 MPa、6.0 MPa、5.0 MPa 三种压力等级时,通过 1 号线、干气联络线和 2 号线返推某区块内各脱水站出站压力,进而确定各脱水站上游集气站、平台井站运行压力;分析中将考虑个别节点的压力限制;例如 N201-H8 平台压缩机组最高排压 6.3 MPa,将此作为是否适应的判定标准,或是提出相应改造措施;集输管道、平台装置控制的最大操作压力:当设计压力为 8.5 MPa 时,最大操作压力为 7.5 MPa,当设计压力为 8.0 MPa 时,最大操作压力为 6.8 MPa;外输管线最大输送能力按 $500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 考虑。

3) 仿真计算

利用 TGNET 数值模拟技术,根据建立的数值模型进行流动场分析,模拟不同的流体动力学特性。建立管网水力计算方法和管网增压模块,通过计算从平均误差和方差的比较解环方程法和节点方程法,可得节点方程法有更高的精度,因此管网算法采用节点方程法。利用 HYSYS 软件压缩机计算模型,在给定的转速条件下,输入压缩机实际运行时的进(出)口压力、进(出)口温度、标况下的排量,计算得到在确定转速下的压缩机的水头、实际流量、多变效率。从而得到在不同转速下的流量-水头、流量-多变效率关系曲线,即为压缩机的实际性能曲线。

4) 设计方案优化

对比仿真结果和实际应用场景,利用现场专业的评价方法,根据经济性、运行稳定性、节能效果等因素,提出管道系统的优化方案和装备改进建议,或对设计参数进行调整和修改。

3. 管网的建立与修正

3.1. 构建集输管网仿真模型

以中心站、集气站以及连接各中心站和集气站的气井作为研究对象,某页岩气田由 3 个中心站,8 个集气站以及 59 个气井组成。根据气田所提供的相关参数,结合集输管网的拓扑关系,选用 TGNET 软件构建该页岩气田集输管网仿真模型。如图 1 所示。一共分为 ABC 三个区块,各区块气井以区块代号加实际生产编号命名,集输支线以气井编号加 GX 命名。

采用 TGNET 软件搭建气田管网的仿真模拟,对各集气站、中心站和气井进行研究。基于 2020 年 6 月、9 月、12 月每月平均生产数据,包括井口气体组分、温度、流量和压力等数据,得到各管线节点和集气站的压力等参数,其中以末站最低进站压力 3.58 MPa 和 5.5 MPa 要求为边界条件。

3.2. 输入基础参数

3.2.1. 天然气组分

根据现场数据的调研,某页岩气田平均组分含量见表 1。

Table 1. Gas component content in a gas field

表 1. 某气田气体组分含量

组分	摩尔分数%
C ₁	98.819
C ₂	0.436
C ₃	0.007
CO ₂	0.432
N ₂	0.262
He	0.019
H ₂	0.025

3.2.2. 其他参数

① 测得该处天然气压缩因子为 0.9981, 高位发热量为 36.959 MJ/m^3 , 相对密度为 0.5620, 临界温度为 191.35 K, 临界压力为 4.609 MPa, 以上参数参比条件为 20°C , 101.325 KPa。

② 该页岩气田采用不保温措施, 故管网为等温输送, 输送温度统一为 20°C 。

③ 将 2020 年 7 月 10 日各井口的生产数据作为井口输量和压力的输入条件。

④ 管道使用年限较长, 故管线粗糙度取 0.2 mm, 管道效率为 0.9。

3.3. 模型模拟及修正

建立并运行管网仿真模型得到各管线节点和集气站的压力等参数, 通过与现场实际数据进行对比, 模拟出的平台和集气站增压与实际值平均相对误差大于 5%。基于所建模型, 通过各井口起点压力、流量和温度等参数, 得到现场集气站压力的变化趋势。由计算结果可见, 计算压力与实测压力吻合度较高, 可作为后续整个管网适应性分析评价的基本模型。运行修正后的模型再与现场实际增压数据进行对比, 最大误差为 4.32%, 平均误差为 2.14%, 修正后的模型误差小于 5%, 达到误差允许范围, 能够用于模拟分析该页岩气田集输管网, 误差对比如图 1 所示。

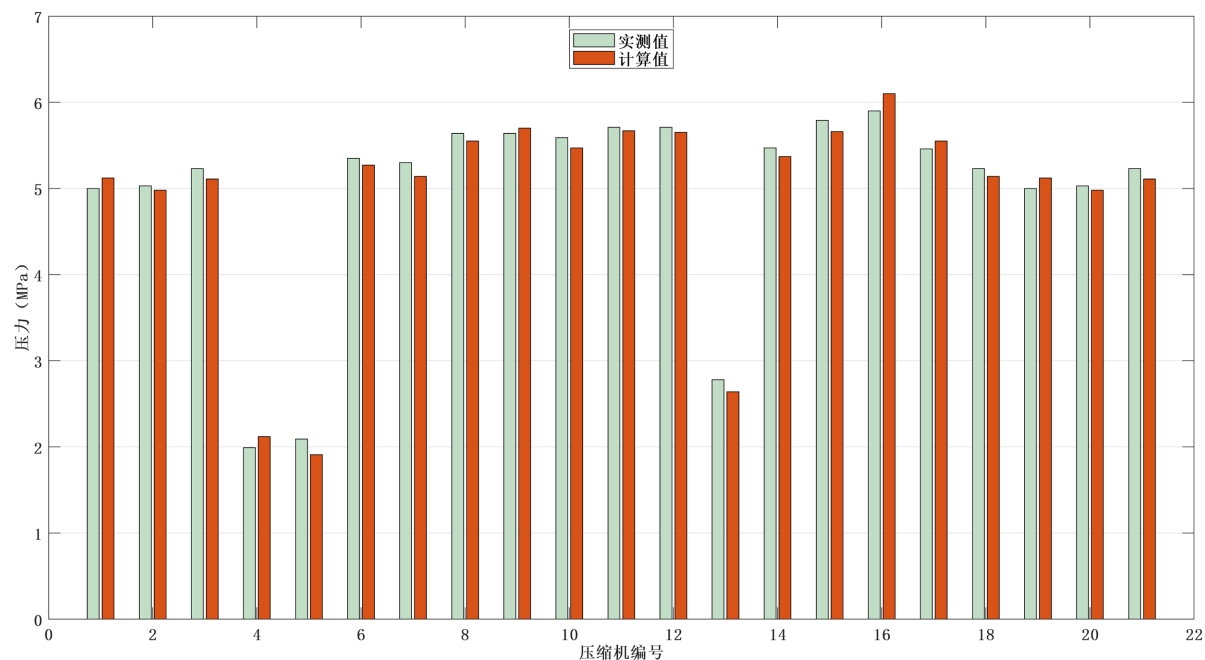


Figure 1. Comparison of pressure errors of platforms and gas gathering stations in well block A, B and C in June, September and December 2021

图 1. 2021 年 6 月、9 月、12 月 A、B、C 井区增压误差对比

4. 集输管网增压模式优选

压缩机是辅助前后管道系统稳定工作的重要部件, 在天然气输送过程中, 流体的压力、流量变化会改变管网的运行特性, 从而影响压缩机的特性曲线, 为了适应新的运行特性, 需要对压缩机的参数进行不断地调试, 从而使压缩机达到最终稳定, 此过程叫做压缩机性能调节[12] [13] [14]。

本次模拟采用离心式压缩机, 离心式压缩机性能调节大致分为① 压缩机的转速调节; ② 压缩机的出口节流调节; ③ 压缩机的进口节流调节; ④ 压缩机旁路回流调节[15] [16] [17]。

选取压缩机主要包括 DTY1120M-230(2)×180、DTY1800M265(2)×200、DTY220M-140×102、DTY315M-140(2)×92、DTY500M-150(2)×120 等多种型号,利用 HYSYS 软件压缩机计算模型,在给定的转速条件下,输入压缩机实际运行时的进(出)口压力、进(出)口温度、标况下的排量,计算得到在确定转速下的压缩机的水头、实际流量、多变效率。。

对所选压缩机进行多次计算最终可得到其压缩机的压头曲线和效率曲线,其中以 DTY1120M-230(2)×180(2)压缩机计算结果为例,如图 2。

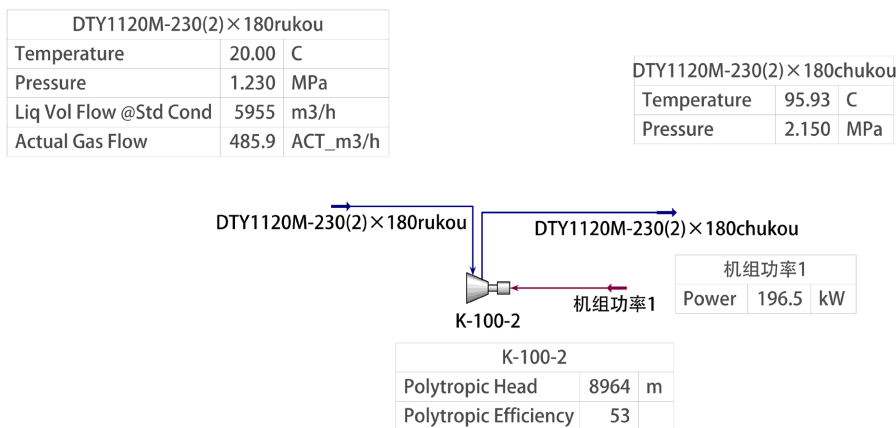


Figure 2. DTY1120M-230(2)×180 calculation process diagram
图 2. DTY1120M-230(2)×180 计算过程图

4.1. 方案 1: 平台增压

使用 pipelinestudio、AspenHYSYS 等软件进行了仿真模拟计算,如图 3 所示,通过对平台直接加压,初步的优化方案为:除现有压缩机布置,新井分别在 C-H5、C-H4、C-H2、B-H8、B-H49A、B-H36B、B-H35、B-H34、B-H27、B-H20、B-H19、B-H4A、B-4B、B-H41、B-H14、B-H29B、B-H6、B-H10A、B-H11、BH-21B、B-H16、B-H25 平台处加入一组压缩机。共有压缩机 35 组。

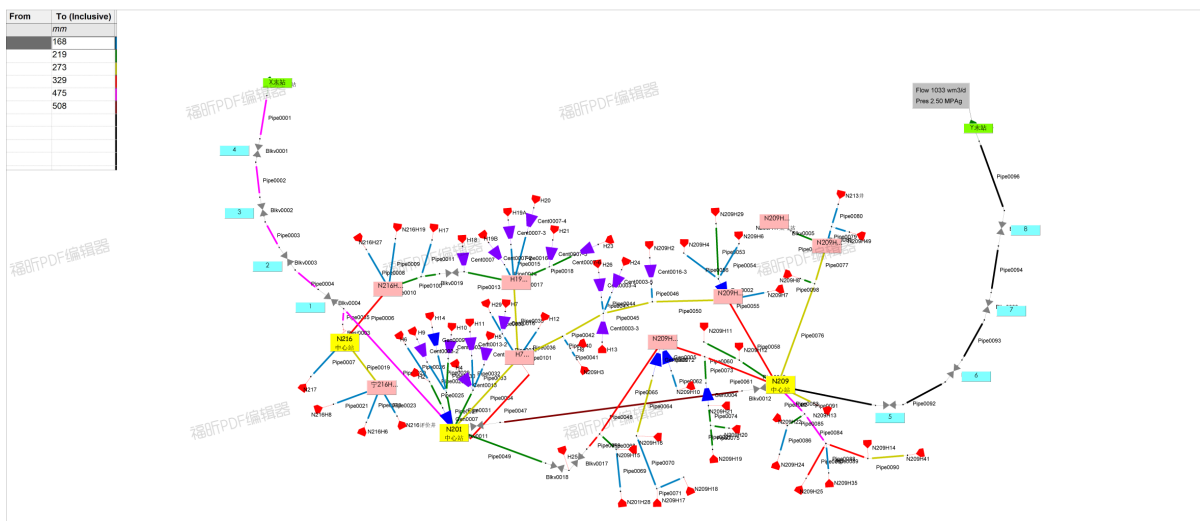


Figure 3. Optimization scheme 1
图 3. 优化方案一

具体的压缩机参数见表 2:

Table 2. Solution 1: Optimized parameters of compressor
表 2. 方案一优化后压缩机参数

优化后发压缩机参数								
压缩机位置	压缩机入口 平均流量 (m ³ /h)	压缩机入 口压力 (MPa)	压缩机出 口压力 (MPa)	压缩机入 口温度 (°C)	压缩机 出口温 度(°C)	设定转数 (rpm)	压比	功率 (KW)
A-H21、H23 平台 处压缩机	23325.25	2.20	5.30	20.00	114.07	1486	2.41	928.30
A-H18、H19、H20 平台处压缩机	52173.13	2.21	5.30	20.00	113.59	987	2.40	2064.74
A-H4、H5、H11 平台处压缩机	11228.96	1.70	2.06	20.00	115.26	1486.00	1.21	1000.00
A-H3、H9、H10 平台处压缩机	5340.750	1.35	2.36	20.00	73.00	1490	1.75	118.05
B-H2	6691.84	2.17	5.26	20.00	106.18	1490	2.42	239.59
A-H7	6767.040	1.63	4.68	20.00	123.39	1490	2.87	297.76
C-H5	33333.33	5.21	6.17	20.00	150.00	987.00	1.18	2140.22
C-H4	33333.33	4.01	6.01	20.00	150.00	1486.00	1.50	2054.06
C-H2	33333.33	3.82	5.83	20.00	150.00	1486.00	1.53	2045.55
B-H8	5657.08	4.95	7.01	20.00	150.00	1486.00	1.42	2090.79
B-H49A	25000.00	5.05	8.13	20.00	150.00	1486.00	1.61	1546.59
B-H36B	54166.67	5.31	6.36	20.00	150.00	987.00	1.20	3477.66
B-H35	62916.66	2.6	6.8	20.00	150.00	987.00	2.62	3624.49
B-H34	320833.33	2.67	8.5	20.00	150.00	987.00	3.18	3530.53
B-H27	6250.00	2.15	5.48	20.00	150.00	987.00	2.55	362.22
B-H20	2233.67	2.02	5.78	20.00	150.00	987.00	2.86	128.11
B-H19	14111.75	2.02	5.79	20.00	150.00	1486.00	2.87	809.07
B-H41	55898.75	5.13	6.1	20.00	150.00	1486.00	1.19	3581.42
B-H14	18843.04	5.16	6.1	20.00	150.00	1486.00	1.18	1208.86
B-H29B	14890.13	2.08	4.12	20.00	150.00	1486.00	1.98	882.22
B-H6	4056.21	4.12	5.54	20.00	150.00	1486.00	1.34	253.05
B-H4A、4B	27147.17	4.12	5.68	20.00	150.00	1486.00	1.38	1688.90
B-H10A	10416.67	4.13	6.06	20.00	150.00	1486.00	1.47	644.13
B-H11	63470.83	4.12	6.40	20.00	150.00	1486.00	1.55	3902.89
B-H21B	11420.50	5.05	5.77	20.00	150.00	1486.00	1.14	733.75
B-H16	15229.75	4.13	5.54	20.00	150.00	1486.00	1.34	950.24
B-H25	2201.04	2.71	8.5	20.00	150.00	1486.00	3.14	123.67
B-H17	223370	2.38	5.20	20	95.64	1486.00	2.18	289.19

1) 工程投资

工程投资估算主要依据遵循《中国石油天然气集团公司建设项目可行性研究投资估算编制规定》(中油计字[2013]429号)、《石油建设安装工程概算指标》(2015版)、《石油建设安装工程费用定额》(中油计[2015]12号)等规定和文件[18],其他费用以执行石油计[2012]534号文件,预备费用按8%计。征地及临时用地费:站场部分征地按7万元/亩计,道路部分按7万元/亩;管线、电力电路等临时用地费按1.1万元/亩计,压缩机价格根据中国石油集团济柴动力有限公司成都压缩机分公司不同型号和功率进行计价,压缩机电机耗电量以330天运行进行计算,已知当地电价为0.4493元/kWh,其他增压方案取费与其一致,具体投资估算见表3。

Table 3. Scheme 1 supercharging process investment estimation (10,000 Yuan)

表 3. 方案 1 增压工艺投资估算(万元)

项目名称	单位	数量(组)	设备费	建筑费	安装费	主材费	合计
1套 1800 kW + 1套 500 kW	台	7	11025	315	660.24	210	12210.24
2套 1800 kW	台	5	12000	225	471.6	150	12846.6
1套 1800 kW	台	2	2400	90	188.64	60	2738.64
2套 500 kW	台	7	5250	315	660.24	210	6435.24
1套 500 kW	台	5	1875	225	471.6	150	2721.6
运行功率	kw	40060.65					14543.41
征地费							40.50
青苗赔偿费							247.50
建设管理费							487.40
专项评价及验收费							121.57
勘察设计费							790.21
场地准备及临时设施费							48.63
联合试运转费							20.55
水土流失补偿费及防治费							37.50
预备费 8%							1116.08
工程总投资							54405.67

2) 润滑油消耗计算

单台 500 kW、1800 kW 电驱动压缩机消耗量为 3.07 L/d、11.05 L/d, 价格 25 元/L, 润滑油消耗量为 $(3.07 + 11.05) \times 25 \times 330 \times \frac{45}{10000} = 524.205$ 万元/年。

3) 机组维护费

单台 1800 kW 电驱压缩机机组维护费用为 6 万/d, 500kW 维护费用为 2.5 万/d。

$$\text{机组维护费用} = 6 \times 19 + 2.5 \times 26 = 179 \text{ 万元/年。}$$

故总费用基本估值为 55108.88 万元。

4.2. 方案 2

根据气田增压遵循的必要原则,在保证稳定及安全经济的情况下,尽量减少增压点以及增压设备,达到方便管理的目的。因此,需要对增压模式进行优化,调整压缩机布站位置,如图 4 所示。基于对各井口产量以及增压预测,该气田选用单井增压+干线增压+区域性集中增压的方式,通过合理的压缩机布局以及对压缩机曲线进行分析,压缩机参数见表 4,最终达到既稳定输送天然气,以达到经济性的目的,经济估算见表 5。

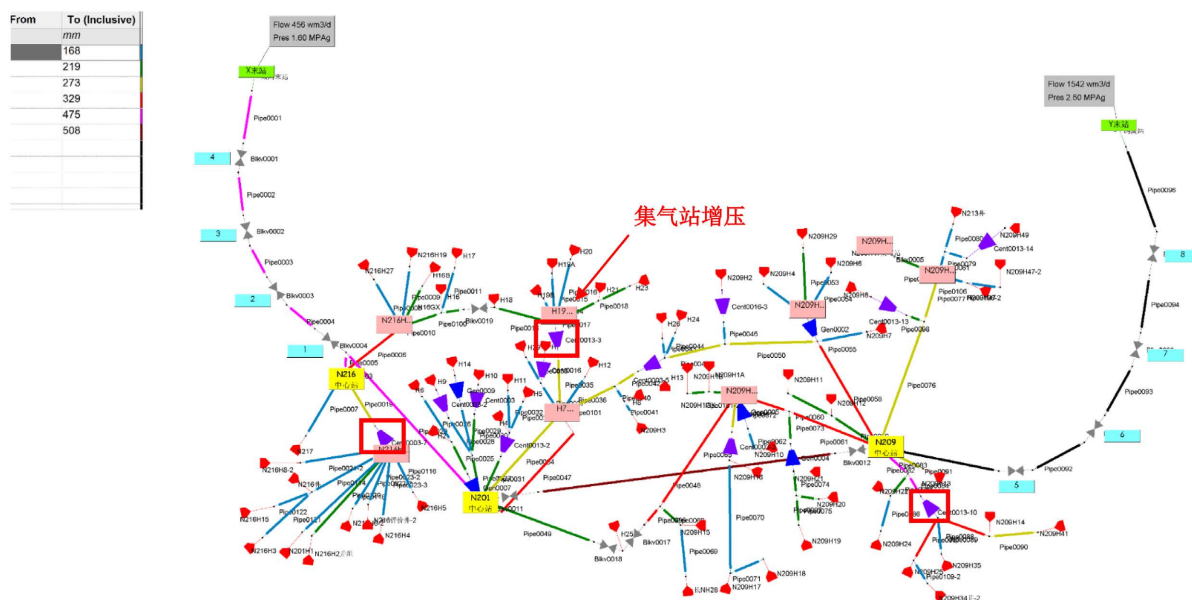


Figure 4. Optimization scheme 2

图 4. 优化方案二

Table 4. Solution 2: Optimized compressor parameters

表 4. 方案二优化后压缩机参数

优化后发压缩机参数								
压缩机位置	压缩机入口平均流量(m ³ /h)	压缩机入口压力(MPa)	压缩机出口压力(MPa)	压缩机入口温度(°C)	压缩机出口温度(°C)	设定转数(rpm)	压比	功率(KW)
A-H21、H23 平台处共用压缩机	23325.25	2.20	5.30	20.00	114.07	1486	2.41	928.30
H19 集气站	912993.70	2.21	4.85	20.00	96.041	987	2.18	1194
B-H35 集气站	512500.00	5.84	6.8	20	34.06	1486	1.16	2667.82
B-H6 集气站	52343.50	5.48	6.8	20	40	1486	1.19	392.53
C-H1 集气站	304166.67	4.38	6.8	20	61.7	1486	1.55	4895.14
A-H4、H5、H11 平台处共用压缩机	11228.96	1.70	2.06	20.00	115.26	1486.00	1.21	1000.00
C-H2	33333.33	3.82	5.83	20.00	150.00	1486.00	1.53	2045.55
B-H8	5657.08	4.95	7.01	20.00	150.00	1486.00	1.42	2090.79

Continued

B-H49A	25000.00	5.05	8.13	20.00	150.00	1486.00	1.61	1546.59
B-H35	62916.66667	2.6	6.8	20.00	150.00	987.00	2.62	3624.49
B-H34	320833.33	2.67	8.5	20.00	150.00	987.00	3.18	3530.53
B-H20	2233.67	2.02	5.78	20.00	150.00	987.00	2.86	128.11
B-H19	14111.75	2.02	5.79	20.00	150.00	1486.00	2.87	809.07
B-H41	55898.75	5.13	6.1	20.00	150.00	1486.00	1.19	3581.42
B-H4A、4B	27147.17	4.12	5.68	20.00	150.00	1486.00	1.38	1688.90
B-H10A	10416.67	4.13	6.06	20.00	150.00	1486.00	1.47	644.13
B-H11	63470.83	4.12	6.40	20.00	150.00	1486.00	1.55	3902.89
B-H21B	11420.50	5.05	5.77	20.00	150.00	1486.00	1.14	733.75
B-H16	15229.75	4.13	5.54	20.00	150.00	1486.00	1.34	950.24
B-H25	2201.04	2.71	8.5	20.00	150.00	1486.00	3.14	123.67

1) 工程投资

Table 5. Supercharged process investment estimates (10,000 Yuan)

表 5. 增压工艺投资估算(万元)

项目名称	单位	数量(组)	设备费	建筑费	安装费	主材费	合计
1 套 1800 kW + 1 套 500 kW	台	2	3150	90	188.64	60	3488.64
2 套 1800 kW + 1 套 500 kW	台	2	5550	90	188.64	60	5888.64
3 套 1800 kW	台	1	3600	45	94.32	30	3769.32
2 套 1800 kW	台	3	7200	135	282.96	90	7707.96
1 套 1800 kW	台	3	3600	135	282.96	90	4107.96
2 套 500 kW	台	5	3750	225	471.6	150	4596.6
1 套 500 kW	台	3	1125	225	471.6	150	1971.6
运行功率	Kw	36477.92					13268.51
征地费							40.50
青苗赔偿费							247.50
建设管理费							487.40
专项评价及验收费							121.57
勘察设计费							790.21
场地准备及临时设施费							48.63
联合试运转费							20.55
水土流失补偿费及防治费							37.50
预备费 8%							1116.08
工程总投资							47709.17

2) 润滑油消耗计算

单台 500 kW、1800 kW 电驱动压缩机消耗量为 3.07 L/d、11.05 L/d，价格 25 元/L，润滑油消耗量为

$$(3.07 + 11.05) \times 25 \times 330 \times \frac{35}{10000} = 407.715 \text{ 万元/年。}$$

3) 机组维护费

单台 1800 kW 电驱压缩机机组维护费用为 6 万/d, 500 kW 维护费用为 2.5 万/d。

$$\text{机组维护费用} = 6 \times 18 + 2.5 \times 17 = 150.5 \text{ 万元/年。}$$

故总费用基本估值为 48267.385 万元。

两种增压方案进行对比, 采用干线增压模式符合现场实际生产要求, 减少了 19 个增压点, 方案二比方案一更经济, 且更加方便管理, 达到了增压优化的目的。从现场实际出发, 为提高压缩机效率提高具体措施以及通过使用数值模拟软件进行计算, 建立多组增压方案进行对比, 分别为平台增压、平台+区域增压以及平台 + 集气站增压, 最终选择集气站增压为主的增压方案, 并对方案进行经济核算, 结合预测与现场达产冲刺期、冬季保供期的数据进行压力测试, 形成科学可行的增压方案。

5. 结论

1) 基于现场问题, 利用管道中气体流动的连续性方程、动量方程及能量方程建立管道中气体流动控制方程组, 通过 TGNET 软件采用采用 BWRS 状态方程建立某页岩气田地面集输管网仿真模型, 为天然气集输管网系统的高效运行管理及管网优化方案的制定奠定理论基础。从而达到降低生产成本、提高系统效率、节能降耗的目的。

2) 通过对模型的修正, 使平均误差达到 2.14%, 模型误差小于 5%, 达到误差允许范围。整个管网模型具有较高的模拟精度及计算可靠性, 为集输管网的适应性分析提供了可靠准确的仿真平台。

3) 计算了压缩机特性曲线, 提出平台增压、单井增压 + 干线增压 + 区域性集中增压两种增压方案, 通过经济对比选取了该气田最优化增压方案。

4) 建立页岩气田集输管网模型的难点在于数据的处理, 每个气田的管网模型都是唯一的, 因为各气田的气体性质、工艺流程、管线设施和节点运行参数等都不同, 如何处理数据建立符合自身气田真实可靠的模型, 对于准确的模拟该气田的运行参数, 预测及分析气田实际生产有着积极的指导作用。

5) 压缩机现场动态参数不足, 且具有偶然性, 需要进一步对现场参数进行归纳总结。从目前页岩气开发效果、井区差异、钻井压裂进度、地面建设受外部条件影响等因素看, 气井产量预测数据仍有调整变化的不确定性。本次适应性分析的所有结论措施是基于现阶段的输入条件来分析和判断。

参考文献

- [1] 杨桓, 张理. PIPELINE STUDIO 软件在管网模拟分析中的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(3): 91-93.
- [2] 葛地. 松南气田增压集输工艺规划与探讨[J]. 辽宁化工, 2020, 49(7): 831-832.
- [3] 张宁宁, 等. 大牛地气田管网系统仿真模拟及优化[J]. 油气储运, 2014, 33(3): 264-267.
- [4] 罗林杰. TGNET 软件在川西管网运行调度中的应用[J]. 天然气技术与经济, 2016, 10(5): 54-56.
- [5] 屈丹龙. 高含硫气田集输系统增压模式优化研究[J]. 油气田地面工程, 2020, 39(5): 37-41.
- [6] 安维杰, 刘银春, 李艳芳. 苏里格气田增压工艺技术研究[J]. 内蒙古石油化工, 2013, 2(1): 73-75.
- [7] 曾自强, 李长俊. 天然气集输管网静态仿真优化运行及改选方案分析[M]. 南充: 西南石油学院, 1996: 7.
- [8] 唐建峰, 段常贵, 吕文哲, 侯双林. 特征线法在燃气管道动态模拟中的应用[J]. 油气储运, 2001, 20(8): 12-17.
- [9] 苏欣, 章磊, 刘佳, 张琳. SPS 与 TGNET 在天然气管网仿真中应用与认识[J]. 天然气与石油, 2009, 27(1): 1-3+10.
- [10] 杨光大. 天然气集输管网瞬态模拟软件 TGNET 及其应用[J]. 天然气与石油, 1998, 16(1): 1-4.
- [11] 杨光炼, 赵锐, 董军萍, 等. 油气集输管网规划现状[J]. 油气储运, 2006, 25(9): 9-13.
- [12] 王利金, 刘建武. 川气东送管道工程设计优化[J]. 油气储运, 2010, 29(10): 793-795.
- [13] 刘定智, 刘定东, 李茜. TGNET 及 SPS 软件在天然气管道稳态计算中的差异分析和比较[J]. 石油规划设计, 2011, 22(5): 18-22.

- [14] 杨毅, 吕晓华, 魏凯, 等. 输气管道的典型瞬态工况分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(7): 71-73.
- [15] 刘建武, 晏伟, 梁海宁. TGNET 和 SPS 在甬台温输气管道设计中的比较[J]. 油气储运, 2012, 31(9): 689-691.
- [16] 姜笃志, 宫敬. 复杂输气管道稳定运行分析方法[J]. 油气储运, 2003, 22(9): 32-34.
- [17] 黄静, 许言, 边文娟, 等. 页岩气开发地面配套集输工艺技术探讨[J]. 天然气与石油, 2013, 31(5): 9-11+20.
- [18] 中国石油天然气集团公司规划计划部中国石油工程造价管理中心. 石油建设安装工程概算指标[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015: 687-705.