

致密气地面集输系统中后期增压模拟与分析

李超¹, 何泉¹, 李怡超¹, 练兴元¹, 李俊好¹, 周军^{2*}, 梁光川²
(1. 中国石油西南油气田分公司川西北气矿, 四川 绵阳 621700;
2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500)

摘要:剖析了致密气集输系统中后期增压所面临的问题。首先根据增压位置的不同,分析了致密气集输系统中的 6 种增压工艺,并以致密气田某井区管网结构为例,通过 TGNET 仿真建模,反算各平台增压时机和执行间歇生产的最低压力,模拟了集输系统在不同生产时期和进站压力下,共 20 组增压方案的压缩机配置和运行情况,以及间歇生产阶段对压缩机运行参数的影响,为致密气地面集输系统中后期增压方案的确定提供研究思路。

关键词:致密气;集输系统;增压方案;管网模拟

中图分类号:TE863

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2025)06-0230-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2025.06.039

Simulation and analysis of mid- and late-stage pressurization scheme for tight gas surface collection-transportation system

LI Chao¹, HE Quan¹, LI Yi-chao¹, LIAN Xing-yuan¹, LI Jun-yu¹,
ZHOU Jun^{2*}, LIANG Guang-chuan²

(1. Northwest Sichuan Gas District, PetroChina Southwest Oilfield and Gasfield Company, Mianyang 621700, China;
2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: The problems faced by the pressurization in the middle and late stages of tight gas collection-transportation system are expounded. Firstly, according to the different pressurization locations, six kinds of pressurization processes for tight gas collection-transportation system are analyzed. Taking the pipeline network structure of a certain well area in tight gas field as an example, the opportunities for pressurization at various platforms and the minimum pressure needed for executing intermittent production are back-calculated through TGNET simulation modeling. The configuration and operation situation of compressors for 20 groups of pressurization schemes in total are simulated for the collection-transportation system under different production periods and inlet pressure, and the influence of intermittent production stage on the operation parameters of compressors is also simulated. This study aims to provide research ideas for the determination of pressurization schemes in the middle and late stages of tight gas surface collection-transportation system.

Key words: tight gas; collection-transportation system; pressurization scheme; pipe network simulation

致密气即致密砂岩气^[1],是指渗透率小于 0.1 md 的砂岩地层天然气^[2]。致密气作为 2 种重要的非常规天然气资源^[3],已经逐渐成为天然气产量的主要增长点。2020 年底,我国致密气采气量为 $4.70 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 位居世界第三大致密气产气国,天然气累计探明地质储量 $1.72 \times 10^{13} \text{ m}^3$ ^[4],其中致密气探明储量 $5.49 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占总探明储量的 32%。近 10 年来,致密气占天然气总探明储量的比例不断增

加^[5-7]。2023 年,致密气夯实鄂尔多斯、四川 2 大资源阵地,产量稳步增长,全年产量 $0.6 \times 10^{11} \text{ m}^3$ ^[8]。

致密气普遍含水,具有初期产量高、压力高、产液量大、后期衰减快速,产量变化较大的特点,在气田开发中后期随着气井压力的不断下降,依靠地层自然能量运输气体已然不能满足外输压力的需求,因此需要根据生产需求在合适的位置,通过安装压缩机进行增压,以达到节点对集输压力的要求。根

收稿日期:2024-08-14;修回日期:2025-04-14

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目(51704253);国家自然科学基金面上项目(52474084)

作者简介:李超(1983-),男,学士,高级工程师,从事地面建设工作,lichao.exb@petrochina.com.cn;周军(1987-),男,博士,副教授,主要从事油气储运系统和综合能源系统优化研究工作,通讯联系人,zhoujunsupu@163.com。

据苏里格开发经验,一般生产 2 a 后因为井口压力过低或产量低于连续携液流量而转入间歇生产^[9-10]。整个开发过程通常可分为自然能量开采、集中增压开采和负压开采 3 个阶段^[11],气井生产周期长,但第一阶段时间很短,绝大多数产量在增压开采期产出^[12];第二、三阶段需要实施不同规模的增压开采。

综上,随着致密气井产能的快速递减,气井压力不断下降直至低于外输压力,为满足生产需求,将进行增压开采或间歇生产以满足外输压力的需求。气田通过执行间歇生产可以推迟增压时机,同时由于气田的滚动式开发势必造成不同时期投产的气井在生产过程中将处于不同的生产阶段,间歇气井压力和产量的周期性波动将对增压方案的确定和压缩机运行造成影响,同时采用不同的增压工艺对集输系统压缩机的配置和运行参数有较大影响,因此为探究致密气集输系统增压方案,通过建立 TGNET 管网仿真模型进行研究,并确定增压时机和气井间歇生产最低压力,以提高气田生产管理效率。

1 增压工艺分析

气田增压工艺主要包括气井增压、平台增压、区域增压、集气站增压和脱水站增压等方式,不同方式各有优缺点,需根据气田开发阶段、井口压力及经济性进行选择。气井增压指在单井或同期投产的气井处安装压缩机,可适应于不同气井条件,但当低压气井数量多时经济效益较低。平台增压指将增压站设置于平台处,对平台内所管辖的气井进行增压,降低了设备的能耗成本,但运行费用高,噪音防治难度较大。区域增压指将上游多个平台的来气进行统一增压的方式。通过单独设置增压站,增加了管网调度的灵活性,延长集气距离,但需专人值守,增加了管理和运行的成本。部分串接井投产时间不一致导致井口压力不同,因此为提高气田采收率,采用集气站增压方式进行增压。脱水站增压是将各平台天然气汇集到集气站,通过集气干线输至脱水站进行集中增压后外输。由于致密气田压力下降快,单一增压方式难以满足生产需求,通常采用组合增压方式,包括“脱水站+区域”、“区域+集气站”、“脱水站+集气站”组合增压方式。该方式能够兼顾不同工艺的优点,从而确定出经济、高效的致密气集输系统的增压方案,如图 1 所示。

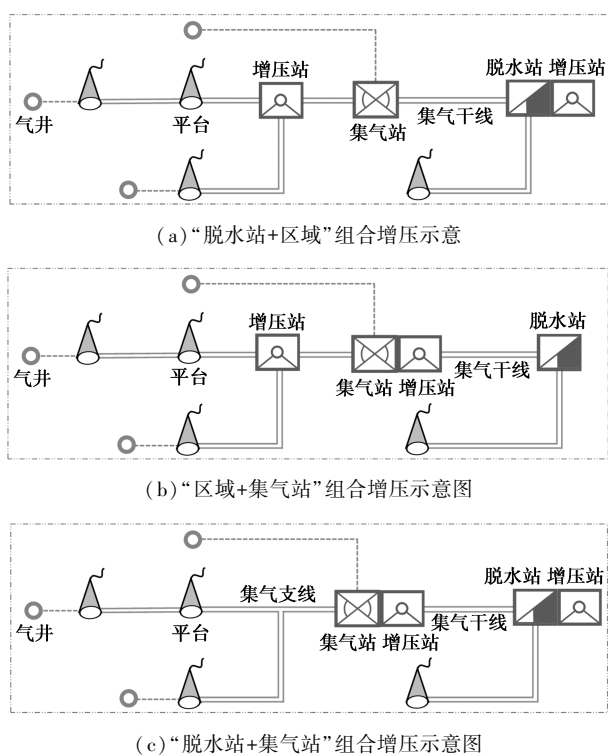


图 1 组合增压示意图

2 间歇生产阶段特征分析

2.1 井口压力变化曲线

间歇生产阶段井口压力实际变化曲线,如图 2 所示。开井阶段类似指数函数的形式,压力逐渐下降,关井阶段类似对数函数形式压力逐渐恢复。间歇有效期为气井执行间歇生产到结束间歇生产的时期,可以通过 RTA 法拟合气井该生产阶段的产量递减规律确定^[13]。间歇有效期由若干个间歇周期(T)组成,间歇井的关井压力恢复时期(G)与开井生产时期(K)构成一个间歇周期^[14]。

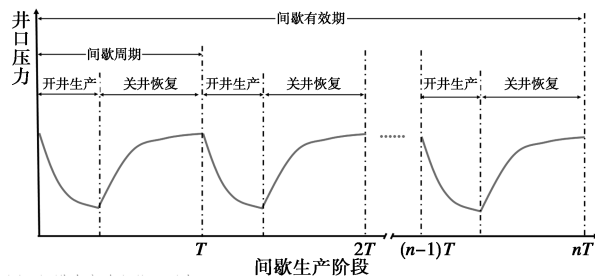


图 2 间歇生产阶段井口压力实际变化曲线

2.2 气井产量变化曲线

间歇生产阶段产量实际变化曲线如图 3 所示。开井生产阶段井口产能不断下降,底层产能先增加后下降,关井阶段井口产能为零,通过关井使压力恢复,底层产能继续下降,当压力恢复到一定值时,再

次开井生产。在产气量大于 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、水气比大于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 的情况下,关井前后气井产量变化不大^[15]。

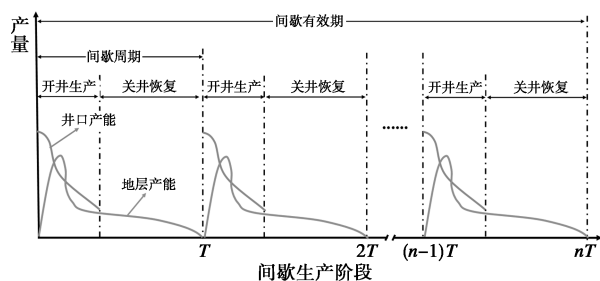


图 3 间歇生产阶段产量实际变化曲线

3 气田增压方案分析

3.1 仿真模型

采用某气田的 J1 井区部分集输管网为例,建立 TGNET 仿真模型,如图 4 所示。该集输管网包含 1 个集气站,4 个平台,括号中的数据为该平台的气井数,集气站外输压力为 6.5 MPa。根据 J1 井区的数据,计算得出该井区中各单井压力、产能的预测值,如图 5 所示。

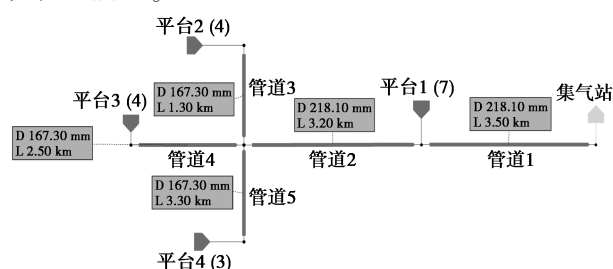
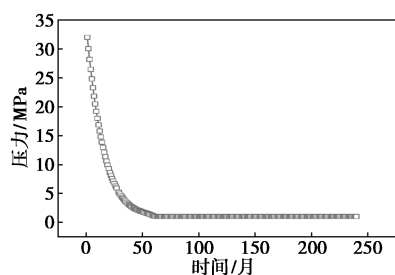
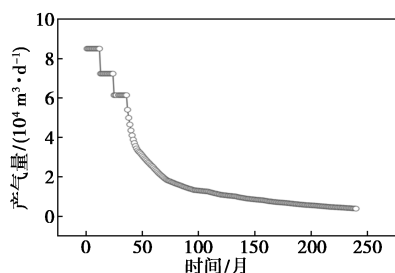


图 4 J1 井区仿真模型



(a) 压力



(b) 产气量

图 5 单井压力、产气量预测图

3.2 增压时机和间歇生产最低压力分析

增压时机指井口压力下降至需安装压缩机来满足外输要求时的压力。间歇生产最低压力指当压力下降至增压时机时,通过执行间歇生产恢复至气井压力时的压力值。间歇生产最低压力等于增压时机。

根据 J1 井区单井产能预测数据,第 2 年日产量为 $7.23 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最低压力 7.14 MPa,与外输压力接近,可能需要安装压缩机增压外输或执行间歇生产,因此单井产能以该生产数据进行压力核算。压力核算结果表明平台压力在 6.65~6.72 MPa,满足外输压力需求,未达到第 2 年气井最低生产压力,因此第 2 年不需要额外增压。第 3 年时单井日产气量为 $6.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,气井最低为 3.42 MPa,利用 TGNET 进行压力核算,确定气井的增压时机。仿真结果显示平台 1 增压时机为 6.61 MPa,平台 2、平台 3、平台 4 增压时机分别为 6.65、6.66、6.66 MPa。通过分析增压时机,可以确定平台 1、平台 2、平台 3、平台 4 间歇生产最低压力分别为 6.61、6.65、6.66、6.66 MPa。在间歇生产阶段结束后压力低于该压力集输系统需要安装压缩机。

3.3 不同时期增压方案分析

3.3.1 第 3 年增压方案分析

根据单井压力、产量预测数据第 3 年气井压力为 3.42 MPa,日产气为 $6.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,以此数据利用 TGNET 模拟不同增压方案下的压缩机配置。平台增压方案下共需要 5 台压缩机,R-1、R-2、R-3、R-4 计算功率分别为 403、233、233、175 kW。区域增压只需要安装 1 台压缩机,计算功率为 1 094 kW,压缩机进口压力为 3.31 MPa,出口压力为 6.61 MPa。集气站增压只需要安装 1 台压缩机,压缩机计算功率为 1 193 kW,压缩机进出口压力为 3.08、6.50 MPa。考虑 2 种组合增压方案,方案 1 为“平台+区域”,方案 2 为“集气站+区域+平台”。方案 1 共需要 2 台压缩机 R-1、R-2,计算功率分别为 403、649 kW。方案 2 共需要 3 台压缩机,在 R-3 进站压力为 6 MPa 时,计算功率分别为 569、352、112 kW。

3.3.2 第 4 年增压方案分析

根据单井压力、产量预测数据第 4 年气井压力为 1.1 MPa,日产气为 $2.74 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。平台增压方案需要 5 台压缩机,R-1、R-2、R-3、R-4 计算功率分别为 506、289、289、217 kW。区域增压只需要安装 1 台压缩机,计算功率为 1 341 kW,压缩机进口压力为 1.91 MPa,出口压力为 6.53 MPa。集气站

增压只需要安装 1 台压缩机,压缩机计算功率为 1 452 kW,进出口压力为 1.79、6.50 MPa。组合增压中方案 1 共需要 2 台压缩机,计算功率分别为 506、805 kW。方案 2 共需要 3 台压缩机,在 R-3 进站压力为 6 MPa 时,计算功率分别为 616、387、59 kW。

3.3.3 第 5 年增压方案分析

根据单井压力、产量预测数据第 5 年气井压力为 1.96 MPa,日产气为 $3.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。平台增压方案共需要 4 台压缩机,R-1、R-2、R-3、R-4 计算功率分别为 419、240、240、180 kW。区域增压只需要安装 1 台压缩机,计算功率为 1 103 kW,压缩机进口压力为 1.91 MPa,出口压力为 6.53 MPa。集气站增压方案只需要安装 1 台压缩机,计算功率为 1 166 kW,压缩机进出口压力为 1.79、6.50 MPa。组合增压中方案 1 共需要 2 台压缩机,计算功率分别为 419、665 kW。方案 2 共需要 3 台压缩机,在 R-3 进站压力为 6 MPa 时,压缩机计算功率分别为 616、387、59 kW。

3.3.4 增压方案对比

不同增压方案下的压缩机总功率和台数计算结果如表 1、表 2 所示。集气站增压 3 年的总功率分别为 1 052、1 031、1 084 kW,在 5 种增压方案中总功率最大,相应的压缩机总运行成本最高。组合增压方案 2 的总功率在 5 种增压方案中最小,但是需要安装 3 台压缩机,压缩机其他成本相比于区域增压、集气站增压较高。从运行成本方面采用组合增压方案 2 最好,但增压方案的选取除了考虑压缩机运行成本外,还需要考虑压缩机的购买成本、安装成本和工程成本等,因此需要综合考虑才能获得经济效益最高的增压方案。

表 1 压缩机总功率

| 时间 | 平台 增压 | 区域 增压 | 集气站 增压 | 组合增压 方案 1 | 组合增压 方案 2 |
|-------|----------|----------|-----------|--------------|--------------|
| 第 3 年 | 1044 | 1094 | 1193 | 1052 | 1033 |
| 第 4 年 | 1301 | 1341 | 1452 | 1312 | 1062 |
| 第 5 年 | 1079 | 1103 | 1166 | 1084 | 1062 |

表 2 压缩机总台数

| 台数 | 平台 增压 | 区域 增压 | 集气站 增压 | 组合增压 方案 1 | 组合增压 方案 2 |
|-------|----------|----------|-----------|--------------|--------------|
| 第 3 年 | 4 | 1 | 1 | 2 | 3 |

3.4 不同进站压力下增压方案分析

针对“集气站+区域+平台”组合增压方案,通过调节上游压缩机的出口压力将影响下游压缩机 R-3 的进出口压力,因此对不同进站压力下的增压方案进行仿真模拟。

3.4.1 第 3 年不同进站压力增压方案分析

第 3 年选取 4.0~5.5 MPa 之间的 4 个压力点进行仿真模拟。结果表明不同进口压力下,每个位置的压缩机计算功率都不相同。进口压力为 4.0 MPa 时,集气站、区域点、平台的压缩机计算功率分别为 741、204、116 kW,进口压力为 5.5 MPa 时,压缩机计算功率分别为 239、299、486 kW,不同进口压力下的压缩机的配置区别较大,因此增压方案需要根据生产需求确定。

3.4.2 第 4 年不同进站压力增压方案分析

第 4 年取 3.0~5.5 MPa 之间的 6 个压力点进行仿真模拟。当进口压力为 3.0 MPa 时,集气站、区域点、平台的压缩机计算功率分别为 650、141、232 kW,进口压力为 5.5 MPa 时,压缩机计算功率分别为 125、353、563 kW。

3.4.3 第 5 年不同进站压力增压方案分析

第 5 年取 2.0~5.5 MPa 之间的 8 个压力点进行仿真模型。当进口压力为 2 MPa 时,集气站、区域点、平台的压缩机计算功率分别为 806、154、253 kW,进口压力为 5.5 MPa 时,压缩机计算功率分别为 96、449、716 kW。

3.4.4 不同进站压力下增压方案对比分析

各时期组合增压方案 2 在不同进站压力下压缩机功率如图 6 所示。压缩机 R-3 所需功率随进站压力的降低而降低,而压缩机 R-1、压缩机 R-2 的所需功率随进站压力的降低而升高。在第 5 年当进站压力为 2 MPa 时,压缩机 R-3 所需功率为 806 kW,进站压力为 5.5 MPa 时,压缩机所需功率为 96 kW,表明不同进站压力会对压缩机的配置产

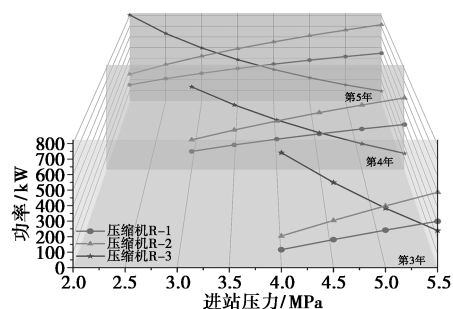


图 6 压缩机功率

生影响。因此在满足工况要求的条件下,确定各时期最佳进出口压力组合,实现全生命周期增压成本的最小化。

3.5 间歇生产阶段气井开关对压缩机运行影响分析

3.5.1 平台投产时间划分

气田的滚动式开发,造成集输系统内同一时期不同平台下气井处于不同生产阶段,为探究气井间歇生产阶段对压缩机运行参数的影响,假设 J1 井区投产时间如表 3 所示。第 1 年平台 1 和平台 2 开始投产运行,第 2 年平台 3 和平台 4 开始投产运行。

表 3 平台投产时间

| 平台名称 | 井数/口 | 井编号 | 投产时间 |
|------|------|---------|-------|
| 平台 1 | 7 | W1~W7 | 第 1 年 |
| 平台 2 | 4 | W8~W11 | 第 1 年 |
| 平台 3 | 4 | W12~W15 | 第 2 年 |
| 平台 4 | 3 | W16~W18 | 第 2 年 |

3.5.2 气井压力、产量分析

根据平台投产时间和该井区产能预测数据,结合前文对增压时机的仿真分析,绘制了不同生产时期井口压力、产量的变化如图 7 所示。假设间歇有效期为 1 年,第 1 年投产的气井将在第 3 年执行间歇生产阶段,第 2 年投产的气井将在第 4 年执行间歇生产,通过执行间歇生产,气田在第 3 年不需要安装压缩机,而是在间歇有效期结束后的第 4 年,对第 1 年低压气井进行增压生产。前 2 年,气井压力较高需要降压生产;第 3 年,第 1 年投产的气井压力低于外输压力执行间歇生产,而第 2 年投产的气井压力仍较高需要降压生产;第 4 年,第 1 年投产的气井结束间歇生产阶段,气井压力低于外输压力需要进行增压,而第 2 年投产的气井将执行间歇生产使井口压力维持在外输压力之上;第 5 年,第 1 年和第 2 年投产的气井压力进一步降低,气田完全进入增压

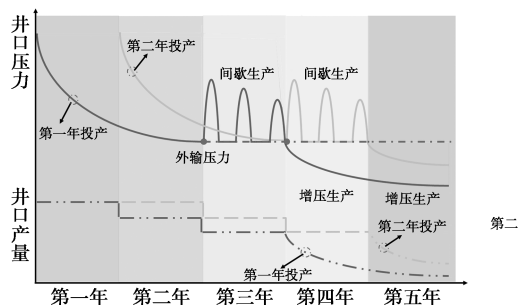


图 7 不同生产时期下井口压力、产量变化示意图

生产。气井在投产的前 3 年产量较大,水汽比较高,因此在间歇生产阶段气井开关前后产量变化不大,因此产量预测曲线仍适用于间歇生产阶段。

3.5.3 产量、压力数据

为探究间歇生产开关机对压缩机运行的影响,选择第 4 年中的一个间歇周期进行模拟仿真,压力及产量数据如表 4 所示。一类井表示第 1 年投产的气井,二类井表示第 2 年投产的气井,一个间歇周期由开井阶段($t_1 \sim t_5$)和关井阶段($t_6 \sim t_{10}$)组成,根据产能预测数据一类井在第 4 年压力平均每天下降 0.003 5 MPa,产量平均每天下降 $0.004 7 \times 10^4 \text{ m}^3$,因此考虑在一个间歇周期内气井压力、产能不变。

表 4 间歇周期的产量、压力变化

| 气井类型 | 开关井状态 | 压力/MPa | 产量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$ | 时期 |
|------|-------|--------|--|-----|
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t1 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t2 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t3 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t4 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t5 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t6 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t7 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t8 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t9 |
| 一类井 | 开井 | 2.44 | 3.86 | t10 |
| 二类井 | 开井 | 8.50 | 6.69 | t1 |
| 二类井 | 开井 | 8.00 | 6.69 | t2 |
| 二类井 | 开井 | 7.50 | 6.69 | t3 |
| 二类井 | 开井 | 7.00 | 6.69 | t4 |
| 二类井 | 开井 | 6.50 | 6.69 | t5 |
| 二类井 | 关井 | 0 | 0 | t6 |
| 二类井 | 关井 | 0 | 0 | t7 |
| 二类井 | 关井 | 0 | 0 | t8 |
| 二类井 | 关井 | 0 | 0 | t9 |
| 二类井 | 关井 | 0 | 0 | t10 |

3.5.4 考虑平台增压方案下结果分析

采用平台增压方案对间歇生产阶段开关井压缩机运行参数进行分析,得到开井阶段与关井阶段压缩机运行参数,如表 5 所示。压缩机 R-1,开井阶段与关井阶段压缩机功率相差 4 kW,排出压力相差 0.15 MPa;压缩机 R-2 功率相差 4 kW,排出压力相

差 0.09 MPa。该数值会随着气田增压方案、气井数量的变化而变化,同时压缩机运行成本除了与上述因素相关外,还直接与间歇生产阶段的开关井时长有关,因此考虑气井间歇生产阶段将对气田增压方案的选择以及压缩机的运行产生一定程度的影响,通过人工比选的方式很难做出精确的判断,尤其是当方案间的经济差异较小时。

表 5 开井阶段与开关阶段压缩机运行参数

| 压缩机 | 压缩机功率/kW | | 排出压力/MPa | |
|-----|----------|------|----------|------|
| | 开井阶段 | 关井阶段 | 开井阶段 | 关井阶段 |
| R-1 | 231 | 227 | 6.61 | 6.52 |
| R-2 | 401 | 397 | 6.57 | 6.52 |

4 结论

分析了致密气集输系统中常见的几种增压方式及其优缺点,对气井间歇生产阶段特征进行了分析,最后利用 TGNET 建立仿真模型,确定气井的增压时机和间歇生产阶段最低压力,分析了气井不同生产时期、不同进站压力和间歇生产阶段下的增压方案和压缩机运行情况,主要结论如下。

(1) 根据增压位置的不同,可以将增压工艺分为气井增压、平台增压、区域增压、集气站增压和脱水站增压,以及多种增压工艺组合的组合增压工艺。

(2) 气井间歇生产阶段包含了间歇有效期和间歇周期 2 个概念,在间歇有效期内气井的产能、压力呈周期性的变化,一个周期称为间歇周期,间歇有效期由若干个间歇周期组成。

(3) 利用 TGNET 反算气井压力,确定增压时机和间歇生产最低压力。模拟结果表明,平台 1、平台 2、平台 3、平台 4 执行间歇生产的压力下限分别为 6.61、6.65、6.66、6.66 MPa,气井压力低于此压力后需要进行增压运输。

(4) 开展了集输系统不同时期、不同进站压力下的增压方案仿真模拟,结果表明,不同的增压方案以及进站压力对压缩机的配置、运行功率有着显著

影响,因此需要综合考虑压缩机运行成本、安装成本、购买成本等对集输系统增压问题进行研究。

(5) 对间歇生产阶段下的压缩机运行进行仿真模拟,结果表明,气井开关对压缩机的运行将造成一定的影响。

参考文献

- [1] 胡明赛,张翔,宋付权.新疆致密天然气藏有效开发技术研究[J].石化技术,2023,30(3):173-175.
- [2] 邹才能,李熙喆,朱如凯,等.GB/T 30501—2022[S].北京:国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会,2022.
- [3] 胡弼文,刘庆,蔡雨阳,等.非常规天然气相关理论技术及前景:“第 33 届全国天然气学术年会(2023)”论文集(06 综合)[C].南宁,2023.
- [4] 贾爱林,位云生,郭智,等.中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J].天然气工业,2022,42(1):83-92.
- [5] 李鹭光.中国天然气工业发展回顾与前景展望[J].天然气工业,2021,41(8):1-11.
- [6] 余娜.2023 年全国油气勘探开发十大标志性成果发布[N].中国工业报,2024-01-23(7).
- [7] 胡素云,朱如凯,吴松涛,等.中国陆相致密油效益勘探开发[J].石油勘探与开发,2018,45(4):737-748.
- [8] 童晓光,郭彬程,李建忠,等.中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究及意义[J].中国工程科学,2012,14(6):9-15.
- [9] 王黎明,张云善,周兴付,等.低渗透致密气藏负压采气技术应用研究[J].新疆石油天然气,2015,11(3):71-74.
- [10] 中国石油勘探与生产分公司.苏里格气田苏 6 区块 28 口老井开发动态情况分析报告[R].北京:中国石油勘探与生产分公司,2015.
- [11] 杨丽梦.庆深气田低压气井增压开采技术研究[D].大庆:东北石油大学,2015.
- [12] Payton R, Niederhofer J. Interconnecting compressors control coal-bed gas production[J]. Oil and Gas Journal, 1992, 90(40):58-60.
- [13] 沈金才,董长新,常振.涪陵页岩气田气井生产阶段划分及动态特征描述[J].天然气勘探与开发,2021,44(1):111-117.
- [14] 张一果,杨睿,吕明月,等.间歇井压力动态分析及产能发挥探讨[J].石油化工应用,2019,38(7):66-70.
- [15] Chen Y, Xie Y, Tian W, et al. Research on intelligent production technology of intermittent gas wells in sulige gas field: International Petroleum Technology Conference[C]. Kuala Lumpur, 2021. ■