

# 大牛地气田开发后期三次增压技术及经济效益研究

谷瑞怡 范进争 (中石化华北油气分公司石油工程技术研究院, 河南 郑州 450006)

**摘要:** 大牛地气田经历了自然开采、一次集中增压、二次集气站增压的模式演变, 目前气井油压已逐渐降低至 2.1MPa。为保障气田稳产, 文章对同类气田的增压稳产技术进行调研分析, 以井口废弃压力降至 0.1MPa 为增压目标, 通过管网模拟和实例分析, 提出了单井增压为主, 多井增压为辅的三次增压模式, 并对 3 座集气站的增压效益和成本进行经济测算: 3 座集气站所辖气井实施三次增压项目税后投资回收期 5.28 年, 税后内部收益率 15.71%, 增压经济极限增产量约为 531m<sup>3</sup>/d。

**关键词:** 大牛地气田; 三次增压; 增压成本; 经济效益

**中图分类号:** TE37 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 004-0046-03

## Research on Three-Time Boosting Technology and Economic Benefits in the Later Stages of Daniudi Gas Field Development

GU Ruiyi, Fan Jinzheng (Petro-Engineering Research Institute of North China Oil and Gas Branch, Sinopec, Zhengzhou Henan 450006, China)

**Abstract:** The Daniudi Gas Field has undergone a mode evolution from natural production to primary centralized boosting and secondary boosting at gathering stations. Currently, the wellhead oil pressure has gradually decreased to 2.1 MPa. To ensure stable production, this paper investigates and analyzes boosting and stabilization technologies for similar gas fields. With the target of reducing the wellhead abandonment pressure to 0.1 MPa, a three-stage boosting mode is proposed, primarily featuring single-well boosting supplemented by multi-well boosting. Economic calculations are conducted on the boosting benefits and costs of three gathering stations: the after-tax payback period for the three-stage boosting project in wells under the jurisdiction of these stations is 5.28 years, with an after-tax internal rate of return of 15.71%. The economic limit of boosted production is approximately 531 m<sup>3</sup>/d.

**Keywords:** Daniudi Gas Field; tertiary pressurization; pressurization cost; economic benefits

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地北部, 已经过近 20 年滚动开发建设。随着气井压力逐年降低, 2013 年起进入增压开采阶段: 一次增压位于塔榆增压站, 设计最低进气压力 2.0MPa; 2018-2020 年实施二次增压, 在 53 座集气站增设压缩机, 最低进气压力降至 0.1MPa, 反算井口废弃压力约 0.6-1.2MPa。截止目前大牛地气田气井平均油压 2.1MPa, 套压 3.6MPa, 平均日产气 0.5 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d, 日产液 1.0m<sup>3</sup>/d, 气田已进入开发中后期, 低压低产井比例逐步增大, 稳产工艺、装置保障等投入增加, 创效能力降低。部分集气站进气压力已接近站内压缩机二级气缸最低进气压力报警值, 需开启一级气缸, 将三级压缩全部投运以保障气井稳定生产。因此为了确保气井能够有效进入管网生产, 最大限度释放气井产能, 需要开展气田三次增压研究。

本文将结合气田管网现状和气井产量, 通过管网模拟对比研究不同增压模式、增压工艺, 确定气田三次增压方案。

### 1 国内气田增压方案对比

#### 1.1 丘东气田增压工艺

丘东气田近半数气井井口压力低于集输系统压力

导致无法进站而影响产气量, 选用燃驱螺杆压缩机作为井口常负压采气设备, 应用后气井平均油压由 0.71MPa 下降至 0.34MPa, 单井平均增产 1 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d, 增产比例达到 177%, 预测单井累增气量可达 (220 ~ 400) × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>, 经济效益较好。

#### 1.2 苏里格气田

苏里格气田开发后期井口压力接近废弃压力, 常负压采气试验选用的设备核心是燃压一体机, 即采用燃气动力与压缩一体设计的技术, 试验过程中, 井口油压由 1MPa 降至最低 0.04MPa, 产量保持在 0.8 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 左右, 增产效果明显。同时, 试验过程中发现, 当瞬时流量大于 90m<sup>3</sup>/h 时, 即可有效排出井筒内的积液。

#### 1.3 东胜气田

东胜气田采用常负压采气设备, 将分离器、压缩机、计量装置设置为一体的集成撬, 可在井口简易快捷连接。常负压采气设备运行过程中, 最低吸气压力 0.1MPa, 达到了负压抽吸的目的, 最高排气压力 2.5MPa, 处理能力达到 0.9 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d。气井实施常负压采气后, 气井生产时率提高 8%, 增产效果明显。

综上, 目前国内常负压采气技术潜力分析较多,

开展了部分小规模试验,但规模化应用认识较少,采气设备以燃驱压缩机为主,受气液分离装置影响,增压气量和压力受限,缺少对整个气田常负压采气技术的分析研究。

## 2 增压方案对比

### 2.1 增压模式

大牛地气田开发至今,经历了“先自然开采、再次集中增压、后二次单站增压”的模式演变,随着井口压力逐年递减,部分气井需要开展三次增压,将增压设施向井口接近,最大限度降低气井回压,延长气井生产周期,提高单井采收率。因此本次研究增压对象主要为井场和集气站。由于大牛地气田井数多,集气站数量多,应根据现有集输管网和气井产量情况,尽可能减少压缩机数量、减少井场流程改造工作量,实现井场无人值守,降低井场增压带来的气田集输管理运维难度。

为保证气田远期持续稳产的建设需求,综合国内外同类气田增压开采经验,兼顾自身地质特征与生产特点,以气田远期最大限度开采地层资源、充分降低井口回压、延长气井废弃时机为增压最终目标,结合工程投资、管网运行情况、收益分析和气藏工程前期研究的相关成果,将气井废弃压力降至 0.10MPa 作为本次研究的基础。

### 2.2 管网校核

大牛地气田气井到集气站的集输距离在 0.2~4km 之间,通过建立 pipephase 采气管线水力模型,分析气井平均产气量条件下采气管线压降,如表 1 所示。

表 1 采气管线压降统计表

管线长度	DN40		DN50	
	压降 kPa	流速 m/s	压降 kPa	流速 m/s
1km	605	6.39	292	7.74
2km	967	5.30	482	5.83
3km	1242	4.12	633	4.61
4km	1490	3.43	768	3.90
5km	1707	3.00	886	3.44

根据大牛地气田二次增压边界条件,集气站最低进气压力为 0.1MPa,反推平均气量下井口增压压力。距离集气站 5km 的气井,井口增压压力 1.0~1.8MPa;距离集气站 4km 的气井,井口增压压力 0.85~1.6MPa;距离集气站 3km 的气井,井口增压压力 0.73~1.3MPa;

表 2 多井增压效益对比

工程方案	利旧 DN50 管线,选用 2 台功率 200kW 增压设备串接增压	新建 DN80 管线,选用 1 台功率 200kW 增压设备	新建 DN100 管线,选用 1 台功率 200kW 增压设备
压降 (MPa)	1.72	0.44	0.18
建设费用 (万元)	368.0	285.9	297.9
能耗 (万元/年)	62.8	27.72	23.18

距离集气站 2km 的气井,井口增压压力 0.6~1.1MPa;距离集气站 1km 的气井,井口增压压力 0.4~0.7MPa。

### 2.3 增压方式选取

目前常负压采气国内没有大规模应用先例,集气站压缩机最低进口压力为 0.1MPa,国内常负压采气设备最低允许进气压力为 -0.09MPa,如果采用集中增压,在目前已建集气站压缩机前串联一级常负压采气设备,可以将天然气进集气站压力降至 -0.09MPa,但由于增压设施位置远离气井,压缩机组提供的增压开采能量在地面集输管网系统中被消耗,此时,井口平均废弃压力约为 0.6MPa。集中增压无法满足气井远期废弃压力降至 0.1MPa 的需求。因此,集中增压不适用于三次增压模式。

采用多井增压模式,为了保证井口压力降至 0.1MPa 的目标,根据目前气井平均产量和气液比,分析最大允许压降为 0.19MPa,反推多井增压 DN40 采气管网增压半径约为 0.2km, DN50 采气管网增压半径约为 0.6km,增压半径较小,无法覆盖大牛地井区所有井场。

采用单井增压模式,可以将增压设施提供的能量全部用于外输,没有管网输送的压降损耗,可将井口压力降至 0.1MPa,满足本次井口废弃压力降至 0.1MPa 需求。

以大牛地气田 A 气井为例,A 气井周边区域内共有 A、B、C、D、E 五口气井,气井生产情况分别是:A 井产气量 4263m<sup>3</sup>/d,液量 0.21m<sup>3</sup>/d, B 井产气量 4697m<sup>3</sup>/d,液量 0.25m<sup>3</sup>/d, C、D、E 三口井产气量均为 6300m<sup>3</sup>/d,液量 0.89m<sup>3</sup>/d。

采用多井增压模式,B、C、D、E 四口井所产天然气输向 A 井,在 A 井场考虑重新敷设采气管线进站和井场设置增压装置的方式降低井口回压,对比集输压降、建设费用和能耗,如表 2 所示。可以看出,敷设 DN100 采气管线并集中增压,经济效益最优。因此,在大牛地气田实施三次过程中,在保证收益相同的情况下,适当增大采气管线管径可以有效降低增压成本。

采用单井增压模式,在 A、B、C、D、E 五口单井井场设置增压装置,利用已有单井管线进站,开展单井增压投资效益分析(如表 3 所示)。本方案收益与区域增压方案相同,因此只对比投资进行效益分析。单井增压建设费用为 631.2 万元,能耗 20.91 万元,

相比于集中增压(297.9万元)投资费用高,能耗费用(23.18万元)降低较少。

表3 单井增压效益对比

纳入井	计算压降 MPa	主要工程量	建设费用万元	能耗万元/年
A	0.47	30kW 设备	114.6	2.77
B	0.28	30kW 设备	114.6	2.96
C	0.9	55kW 设备	143.7	6.50
D	0.33	30kW 设备	114.6	3.33
E	0.45	55kW 设备	143.7	5.35
合计			631.2	20.91

通过对比,多井增压投资费用低,能耗费用与单井增压相差不大,因此在条件允许情况下,优先选择多井增压,同时为了确保井口废弃压力降低至0.1MPa,大牛地气田增压模式确定为单井增压为主,多井增压为辅的增压模式。

### 3 增压效益分析

以3#站、26#和30#三座集气站所辖气井开展效益分析,3#集气站纳入气井16口,共设置12台压缩,26#集气站纳入气井16口,共设置9台压缩,30#集气站纳入气井18口,共设置4台压缩机。项目维护修理费用,按照固定资产投资(扣除建设期利息)的2.5%计取。项目新增用电成本按0.6元/度,燃料气成本1.12元/m<sup>3</sup>进行计算,同时考虑企业营业费用,安全生产费用、管理费用。

经过计算,经营期前五年生产成本保持在0.95元/m<sup>3</sup>,后期随着气量减少,增压成本最终上升到1.0元/m<sup>3</sup>,平均生产成本为0.958元/m<sup>3</sup>,其中三次增压成本为0.15元/m<sup>3</sup>。实施三次增压项目税后投资回收期5.28年,税后内部收益率15.71%。因此,三次增压技术经济可行。

### 4 增压成本分析

与自然开采相比,对于开展常负压采气的单井井场成本主要由以下要素构成:常负压采气设备固定资产投资、地面配套建设、增压机组的维护费用、保养费用、燃料消耗费用,由于本次实施在线故障诊断系统,不需要新增人员,因此不考虑人工成本。

$$\Delta Q_{econ} = \Delta C_{fo} / [(P_0 - \Delta C_{vo}) \times R_0] \quad (1)$$

其中:ΔQ<sub>econ</sub>-极限增产气量,m<sup>3</sup>/d;ΔC<sub>fo</sub>-固定成本,元/天;ΔC<sub>vo</sub>-天然气可变成本,元/m<sup>3</sup>;P<sub>0</sub>-不含增值税的天然气价,1.119元/m<sup>3</sup>;R<sub>0</sub>-天然气商品率,96%。

固定成本费用计算:费用主要包括日常折旧费、维修保养费、动力费。本次常负压采气折旧费每天为245元,日常维护运行成本为205元/天,动力费83元/天。单套常负压采气设备总运行成本为533元/天。

因此计算增压经济极限增产量约为531m<sup>3</sup>/d,绝大部分单井均能实现一定经济效益。

### 5 结语

①气田在开发后期,气井压力低于管网系统压力,无法有效并入管网生产,通过应用常负压采气设备,可以有效降低井口回压,实现气井增产稳产。常负压采气设备以燃驱压缩机为主,受气液分离装置影响,增压气量和压力受限。

②大牛地气田三次增压工程以井口废弃压力降至0.1MPa为增压目标,通过管网模拟确定增压半径0.2-0.6km,从建设投资和增压能耗角度出发,宜采用单井增压为主,多井增压为辅的增压模式。

③对3#、26#、30#三座集气站所辖气井开展三次增压,项目税后投资回收期5.28年,税后内部收益率15.71%,因此,三次增压技术经济可行。

④通过对三座集气站实施的三次增压工程进行成本测算,三次增压成本0.15元/m<sup>3</sup>,增压经济极限增产量约为531m<sup>3</sup>/d,应用该工艺绝大部分气井均能实现一定经济效益。

### 参考文献:

- [1] 李海涛,虎海宾,赵凯,等. 负压采气技术在丘东气田低压气井中的应用[J]. 天然气勘探与开发,2017,40(02):56-62.
- [2] 李鹏,王武刚,陆佳春,等. 苏里格气田负压采气应用前景探究[J]. 内蒙古石油化工,2019,45(12):122-124.
- [3] 朱梅松. 气田开发后期天然气增压方案技术研究[J]. 石化技术,2022,29(04):135-136.
- [4] 梅哲. 负压采气技术在东胜气田锦66井区的应用[J]. 石化技术,2018,25(12):117.
- [5] 朱琳. 气田开发后期天然气增压开采工艺[J]. 化学工程与装备,2022(07):106-107.
- [6] 杨垒. 天然气增压开采工艺技术在气田开发后期的应用[J]. 化工管理,2022(15):137-139.
- [7] 郭伟鹏. 天然气增压开采工艺技术在气田开发后期的应用[J]. 化工管理,2021(13):163-164.
- [8] 晁萌,杨丽梦. 中浅层气田单井增压工艺技术探讨[J]. 化工管理,2021(12):185-186.
- [9] 刘亚民,孙进军. 气田开发后期天然气增压开采工艺技术的应用探讨[J]. 中国石油和化工标准与质量,2020,40(18):201-202.
- [10] 黎琴. 天然气增压开采工艺技术在气田开发后期的应用研究[J]. 化工管理,2020(17):195-196.

### 作者简介:

谷瑞怡(1995-),女,汉族,河南郑州人,硕士研究生,工程师,从事油气田集输工艺研究工作。