

油气集输系统放空管网改造与优化研究

李熙来 (中国石化东北油气分公司石油工程环保技术研究院, 吉林 长春 130062)

摘要: 为解决低压气田放空系统功能缺陷造成的排液不畅以及凝析液损耗问题, 构建起放空管网系统优化设计方法。依据气体流速控制理论建立放空立管水力计算模型, 提出分液罐安装方式技术经济评价方法, 确立排液泵-管网系统参数匹配准则。以LFS气田作为实例进行验证, 优化之后低压井日产量提高15%-26%, 氮气举作业成功率从65%增加到92%, 凝析液年回收收益达到72万元, 系统年综合效益为648万元, 投资回收期是3.8年, 该成果能够为同类低压气田放空管网优化提供理论指导和技术参考。

关键词: 油气集输; 放空管网; 系统优化; 参数匹配; 工程应用

中图分类号: TE866 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 002-0088-03

Research on the Reconstruction and Optimization of Oil and Gas Gathering and Transportation System Blowdown Pipeline Network

Li Xilai (Research Institute of Petroleum Engineering and Environmental Technology, Northeast Oil and Gas Branch, Sinopec, Changchun Jilin 130062, China)

Abstract: To address the issues of poor liquid drainage and condensate loss caused by functional defects in the venting system of low-pressure gas fields, an optimized design method for the venting pipeline network system was developed. Based on gas flow velocity control theory, a hydraulic calculation model for venting risers was established. A technical-economic evaluation method for the installation of liquid separators was proposed, and matching criteria for drainage pumps and pipeline network systems were defined. Using the LFS gas field as a case study, post-optimization results showed a 15% to 26% increase in daily production of low-pressure wells, a rise in nitrogen lift operation success rate from 65% to 92%, annual condensate recovery revenue reaching 720,000 yuan, and a system-wide annual comprehensive benefit of 6.48 million yuan, with an investment payback period of 3.8 years. These findings provide theoretical guidance and technical references for optimizing venting pipeline networks in similar low-pressure gas fields.

Keywords: Oil and Gas Gathering and Transportation; Venting Pipeline Network; System Optimization; Parameter Matching; engineering application

气田开发到中后期的时候井筒压力持续不断下降, 低压井排液困难成影响气田稳产主要瓶颈。完备放空系统是实施氮气举排液注醇解堵等措施前提, 不过部分气田放空管网不够完善且缺少凝析液回收装置, 虽然GB 50183-2004和GB 50160-2008对放空系统布局和凝析液回收有明确规定, 但是当前研究大多聚焦于单一设备选型缺乏系统优化方法。构建放空管网系统优化理论模型并提出技术经济评价准则, 对提升低压气田的稳产水平与经济效益具有重大意义。

1 放空管网系统技术缺陷与优化目标

1.1 集输系统放空工艺流程特征

低压气田的集输系统通常采用一级或者一级半的布站方式, 其中计量加热点承担着气液分离和增压作业的任务, 集气站则负责完成高低压气体的分流处理工作。典型站场的运行压力维持在1.5到2.5MPa的区间范围, 每日处理气量处于5到30万m³的水平, 主要设备包含三相分离器和往复式压缩机等, 放空系统作为重要的安全与工艺辅助设施, 需要满足降低井口回压、保障特殊作业顺利开展以及回收凝析液这三项基本要求。以LFS气田为例, 该气田已经建成6座站

场和1座中转站, 运行压力处在1.44到2.33MPa的范围之内, 但仅有2座集气站配备了完整的放空立管及分液装置, 其他站点的放空系统存在配置不完善的情况, 这直接影响到低压井排液工艺的有效实施^[1]。

1.2 放空管网功能缺陷类型识别

放空管网问题能分成配置缺失、功能不全以及性能不足这三类情况。配置缺失的表现是站场没有独立放空立管, 没办法满足氮气举等特殊工艺的需求, 使得氮气举作业只能举通就停止, 作业时间仅仅2-3h, 举通率只有65%, 功能不全的表现是虽然有放空立管但没有分液罐, 凝析液会随着放空气体直接排放出去, 造成资源浪费并且存在环保方面的隐患, 性能不足的表现是气井油压低于2.0MPa的时候, 气液曲线会出现周期性波动, 导致生产时率下降, 冬季管线冻堵需要12-18h才能解除。LFS气田144口井当中开井有123口, 平均油压为1.98MPa, 典型井日产气在0.58-0.76万m³, 上述这些问题导致日均产量损失大约5000m³, 凸显出放空系统优化的紧迫性。

1.3 系统优化技术目标与约束

管网系统放空优化要达成的三大核心目标分别是

表2分液罐安装方式选比

安装方式	优点	缺点
埋地	放空总管步步低坡向分液罐, 放空总管不积液, 保障放空安全。	为防止分液罐泄漏时污染土壤, 设置罐池, 排液泵选液下离心泵, 投资稍高。
地上	分液罐地上设置, 排液泵可选常规离心泵, 设备只需基础支撑不需加设罐池, 节省投资。	放空总管会形成袋形弯, 容易积液, 堵塞放空管线, 存在安全隐患。

降低井口回压、保障作业条件以及回收凝析液。具体采取的措施有优化放空立管布局、增设分液回收装置和构建液位联锁控制体系, 设计需要同时满足四类要求, 安全方面要遵守 GB 50183-2004 防火间距标准, 工艺要求要兼容低压井排液与氮气举作业, 经济方面需实现投资与运行成本最优化, 环保方面要确保凝析液密闭回收符合 GB 50160-2008 规范。优化设计的核心是建立定量计算模型与评价体系以达成安全可靠、经济可行、环保合规的多目标平衡^[2]。

2 放空管网优化设计关键技术

2.1 放空立管水力计算模型

放空立管直径设计基于气体流速控制理论, 依据 GB 50251-2015《输气管道工程设计规范》建立水力计算模型:

$$d = 18.854 \times \sqrt{\frac{Q_m}{p_m \cdot u_r}} \quad (1)$$

式中: d 为放空立管内径 (mm); Q_m 为放空气量 (m^3/h); p_m 为运行压力 (MPa); u_r 为允许流速 (m/s), 一般取 50-80m/s。

表1放空立管水力计算结果对比表

站点名称	运行压力 (MPa)	设计放空能力 ($\text{万 m}^3/\text{d}$)	计算管径 (mm)	选用管径 (mm)	防火间距 (m)
A 站	1.88	8.0	DN147	DN150	50
B 站	1.53	5.8	DN148	DN150	10
C 站	2.33	3.14	DN132	DN150	50
D 站	1.44	3.15	-	DN150	-
E 站	1.5-2.0	4.82	DN138	DN150	-

在运行压力处于 1.5-2.5MPa, 日产气量为 5-30 万 m^3 的低压气田站场当中, 按照 $u_r=60\text{m/s}$ 来进行计算, 放空立管直径主要选用 DN125-DN150 的规格, LFS 气田的 5 个站点运行压力在 1.44-2.33MPa 范围, 设计放空能力为 3.14-8 万 m^3/d , 经计算管径为 DN132-DN148, 统一采用 DN150 标准管材^[3]。防火间距校核显示, 放空量均小于 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$, 依据 GB 50183-2004 要求防火间距不小于 10m, 实测各站点立管距离站内生产区 10-50m, 符合规范要求。LFS 气田 5 个站点的放空立管水力计算结果见表 1。该计算模型能够为不同压力等级以及不同处理规模站场的立管选型提

供理论依据。

2.2 分液罐安装方案技术经济评价

分液罐的安装方式有地下安装和地面安装这两种, 见表 2。地下安装方案里放空总管是连续下坡状态, 凝析液能够依靠重力流入罐内, 这样就避免了袋形弯积液的问题, 不过需要挖深 2.5m、挖土方 120m^3 , 还得建造 C30 混凝土防渗罐池, 采用液下离心泵, 该设备成本比普通泵要高 40%, 单站总投资达到 110 万元。地面安装方案是把分液罐放置在地面基础 ($3\text{m} \times 8\text{m} \times 400\text{mm}$) 上, 放空总管水平接入形成袋形弯, 需要在最低点加装 DN25 排液阀, 使用常规卧式离心泵, 单站总投资为 64.5 万元, 比地下方案节省了 41.4%。技术经济评价会涉及初始投资、年运维费用、检修便利性和占地面积等方面, 经过综合比较后地面方案更为优越。罐体容积按照 2h 最大放空量来确定, 选用 $\Phi 2200 \times 6600\text{mm}$ 的卧式结构, 有效容积为 25m^3 , 设计压力是运行压力的 1.2 倍。

2.3 排液泵-管网系统参数匹配准则

排液泵进行选型的时候需要兼顾扬程和流量两方面。扬程是由沿程损失、局部阻力以及终端压差共同构成的, 针对输送距离在 500-1500m、管径为 100-200mm、流量是 5-10 m^3/h 的凝析液系统而言, 沿程压降处于 0.2-0.5MPa 范围, 局部阻力为 0.03-0.08MPa, 终端压差是 0.01-0.05MPa, 总扬程需要达到 150-250m, 流量按照分液罐 2h 排空来计算, 25m^3 罐容理论流量是 $12.5\text{m}^3/\text{h}$, 实际选用 $6\text{m}^3/\text{h}$ 的泵来适配日常工况。LFS 气田各站点输送距离在 280-1200m, 扬程为 150-200m, 配备 IS80-50-250 离心泵, 液位控制分为三档情况, 在 200-800mm 时以 50% 功率运行, 超过 800mm 就提升至 100% 功率, 低于 150mm 则停泵进行保护。管道采用 20# 无缝钢管, 焊缝要进行 100% 射线检测, 水压试验压力为设计压力的 1.5 倍且保压 30min。

3 优化系统工程应用与性能评价

3.1 工程实施方案与关键措施

按照前面提到的优化方案, 制定具体的工程实施计划。标准配置方面要新增 100m^2 的场地, 建造尺寸为 $3\text{m} \times 8\text{m} \times 400\text{mm}$ 的 C30 混凝土基础, 设置内径 2200mm 且高 6600mm、耐压 2.5MPa 的卧式分液罐, 配备扬程在 180-200m、流量为 $6\text{m}^3/\text{h}$ 的离心泵, 铺

设坡度为 0.5% 的 DN100 排气支管, 安装磁致伸缩液位计并采用三级控制策略。结合现场实际条件进行灵活调整, 设备闲置的站点拆除旧设备后直接安装以减少土建费用, 多输送需求的站点加装三通阀组来实现主备切换, 可利用储罐的站点把常压水罐改造为密闭分液罐。在 LFS 气田的 5 个站点当中, 有 3 处新建分液罐系统, 1 处利用既有管廊节约了 12 万元投资, 1 处改造水罐节约了 20 万元投资, 以此实现工程的经济高效实施^[4-5]。

3.2 低压井排液效果定量分析

选择具有典型性的低压井来开展排液效果的定量分析工作。在优化之前, 油压处于 1.85–2.34MPa 范围的低压井日产气量为 0.58–0.62 万 m³, 气液曲线的波动周期是 3–4 天, 经过泡排处理之后短期内回压会降低 0.15MPa 但 72h 之后会再次积液。优化之后配合放空系统来实施泡排操作, 井口回压降低了 0.23MPa, 日产气量增加 15%–26% 达到 0.73–0.76 万 m³, 波动周期延长至 7 天。投棒排液的间隔时间从 2 天延长到 4 天, 作业的频次降低了 50%。氮气举作业的效果得到改善, 举通率从 65% 提升至 92%, 单井作业时间从 2–3h 延长至 6–8h, 作业频次从年均 2.8 次/井降低到 2.4 次/井。冬季冻堵处理的时效从 12–18h 缩短至 4–6h。定量分析结果显示, 44 口低压井每年增加的气量约为 420 万 m³, 减少的产量损失约为 200 万 m³/a, 这验证了优化系统对于提升效率具有显著作用。

3.3 系统技术经济指标综合评估

建立技术经济指标评估体系, 对该气田 5 个待改造站点做全面评估。项目总的投资金额达到 275.66 万元, 其中工程费用是 247 万元、其他费用为 20.63 万元、预备费有 8.03 万元(见表 3), 年运行成本为 22.5 万元由电费 14.5 万元和维护成本 8 万元组成, 经济效益方面凝析液回收年收益能达到 94.5 万元(年回收 248t 折合原油 210t)、低压井增产年净效益为 576 万元(年增产天然气 420 万 m³ 扣除增压成本后)、系统综合年效益是 648 万元, 静态投资回收期为 3.8 年。密闭回收系统可实现挥发性有机物年减排大约 15t, 符合

GB 50160–2008 规范要求, 该技术经济指标为同类低压气田放空管网优化项目提供量化参考标准^[6-7]。

4 结语

构建专门适用于低压气田的放空管网系统优化设计方法, 此方法涵盖放空立管水力计算模型、分液罐技术经济评价标准以及排液泵与管网参数匹配原则, 该方法主要针对运行压力处于 1.5–2.5MPa 范围之内、日产量为 5–30 万 m³ 的低压气田站场。实践充分证明, 优化之后的系统成功解决了低压井排液方面的难题, 显著提高了氮气举作业的整体效能, 切实实现了凝析液的密闭回收工作, 带来了较为可观的技术经济效益。该研究成果能够为同类气田地面工程系统的优化升级提供重要参考依据。

参考文献:

- [1] 何养民, 姚全敏, 靳汝晨, 等. 基于 HYSYS 联动模拟的油气集输处理工艺整体优化 [J]. 石油工程建设, 2025, 51(05): 49–55.
- [2] 王才峰. 油气集输系统生产运行方案优化策略探析 [J]. 石化技术, 2025, 32(08): 345–347.
- [3] 丁志奇, 吴益名. CFD 数值模拟在油气集输系统中的应用研究 [J]. 化学工程与装备, 2025(05): 103–105+135.
- [4] 李休萍. 油气集输装置“四步”“双线”异常管理法风险管控运用分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(01): 4–6.
- [5] 高翔, 周淑慧, 王军, 等. 气田地面集输系统温室气体排放计算方法及模型构建 [J]. 油气与新能源, 2023, 35(01): 82–93.
- [6] 张岩. 油气田地面集输管网优化设计研究 [J]. 石化技术, 2025(11): 109–111.
- [7] 王小爽. 油田地面集输管网的现状分析及优化设计探讨 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021(04): 79–81.

作者简介:

李熙来 (1999–), 男, 吉林长春人, 毕业波罗的海国立技术大学(俄罗斯)大学, 助理政工师, 研究方向: 地面工程。

表 3 系统技术经济指标汇总表

指标类别	指标项目	数值
建设投资	总投资	275.66 万元
	工程费用	247 万元
	其他费用	28.66 万元
运行成本	年运行成本	22.5 万元/年
经济效益	凝析液回收收益	94.5 万元/年
	低压井增产收益	576 万元/年
	年综合效益	648 万元/年
投资回收期	静态回收期	3.8 年
环保效益	VOCs 减排	15t/a