

气藏型地下储气库地面工程节能设计研究

蒋金虎 (大庆油田设计院有限公司, 黑龙江 大庆 163000)

摘要: 气藏型地下储气库以枯竭气藏为基础构建, 凭借其建设成本低、运行稳定性强的优势, 成为全球地下储气库的主流形式。据统计, 全球此类储气设施占比超 75%, 总量达 400 余座, 在我国天然气“产供储销”体系构建中, 该类型储气库对保障能源安全、优化资源配置具有重要战略意义。本文结合工程实例, 系统分析地面工程设计要点, 重点探讨节能降耗技术路径, 提出工艺调整、设备选型及系统集成等关键策略, 为同类项目提供实践参考。

关键词: 气藏型储气库; 地面工程; 工艺设计; 节能优化

中图分类号: TE8 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 015-0016-03

Research on Energy saving Design of Ground Engineering for Gas Storage Underground Gas Storage

Jiang Jinhu (Daqing Oilfield Design Institute Co., Ltd., Daqing Heilongjiang 163000, China)

Abstract: Gas storage underground gas storage facilities are built based on depleted gas reservoirs, and have become the mainstream form of underground gas storage facilities worldwide due to their advantages of low construction costs and strong operational stability. According to statistics, the proportion of such gas storage facilities worldwide exceeds 75%, with a total of more than 400. In the construction of China's natural gas “production, supply, storage, and sales” system, this type of gas storage has important strategic significance in ensuring energy security and optimizing resource allocation. This article combines engineering examples to systematically analyze the key points of ground engineering design, focusing on exploring energy-saving and consumption reducing technology paths, proposing key strategies such as process adjustment, equipment selection, and system integration, and providing practical references for similar projects.

Keywords: gas storage type; Ground engineering; Process design; Energy saving optimization

地下储气库通过周期性注采天然气实现调峰功能, 一般以年为周期分为注气期和采气期, 在采气和注气过程中, 都需要消耗资源。为响应国家能效提升号召, 工程设计阶段需融入节能降耗技术, 改进系统配置以降低能耗。本文结合某大庆油田某实际工程, 总结分析地面工程建设设计的降耗措施, 就如何实现地面工程降本增效, 进行了应用和实践, 并取得了良好的效果, 为行业提供实践指导, 一起与大家分享。

1 气藏型地下储气库的功能

1.1 基于气田地质特征的应急调峰储备体系

储气库可以作为国家能源储备, 国家天然气产业政策调整, 亟需解决储气能力严重不足的现状, 天然气是优质高效、绿色清洁的低碳能源。当前我国天然气产业发展不平衡不充分问题较为突出, 储气能力严重不足, 应急保障机制不完善, 设施建设运营存在安全风险等。

1.2 基于季节性不平衡的供需关系

通过季节性注采调控, 储气库可平衡天然气供需峰谷差。通过长期的规律可以看出, 不同季节, 市场对天然气的需求很大, 季节调峰能力欠缺较大, 以大庆油田为例子, 2020 年大庆油田的商品气销量达到

$28 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2020 ~ 2030 年储气库高峰月日均调峰气量为 $215 \sim 309 \times 10^4 \text{ m}^3 / \text{d}$ 。通过季节性注采调节, 缓解天然气供需矛盾。夏季富余气量存储入库, 冬季高峰时段释放供应, 有效避免“夏盈冬缺”现象, 提升能源系统韧性。通过季节性注采调控, 储气库可平衡天然气供需峰谷差。

1.3 基于管网压力均衡的集输协同优化模型

储气库通过缓冲区域产消差异, 均衡管网负荷。对于产能波动或用户分布不均的区域, 库容调节可提升集输设备利用率, 降低冗余投资与运营成本。平衡区域间产用气量差异, 降低管网压力波动, 提升设备利用率, 减少集输成本。

1.4 基于价格波动的资产增值策略

利用天然气价格周期性波动, 在低价期购入储存、高价期释放销售, 通过价差获取经济收益, 实现能源资产增值。利用价格波动周期, 低价储气、高价售出, 通过价差获取利润, 增强企业盈利能力^[1]。

2 气藏型地下储气库地面工程主要内容

气藏型地下储气库一般由枯竭的气藏改建而成, 其地面工程设施主要有注采井场、地面集注管网、注采气装置、脱水分离装置等。根据储气库的区域布局

以及已建设施的情况,储气库地面工程采用不同的布局方案进行优化论证,一般都是集中建站,形成1座集注站、多座阀组、多条输气联络线的布站格局。不同类型的储气库,地面工艺均有不同,主要有注气工艺和采气工艺。储气库注采运行注气期5月~9月,共153天,采气期11月到次年3月,共152天;平衡期春季秋季各30天,共60天。采出气经过集输管线从单井进入集注站后,进行增压、分离、计量等,经进站冷却,然后进入烃水露点控制装置^[2]。另外,地面工程还需辅助配套建构筑物、供配电、采暖通风、给排水及消防等相关公用工程。

3 气藏型地下储气库地面工程的总体工艺流程及布局设计

3.1 总体工艺流程

注气时,气源通常来自天然气长输管道,由输气管道经分输站和输气支线输送至储气库区域内的集注站,在站内采用管道直供与压缩机增压结合模式,优先利用管网剩余压力实施自压注气,减少压缩机启频。采气时,储气库气藏内存储的未净化气经井场节流和注入水合物抑制剂后,采气流程增设多级分离与低温脱水单元,通过冷量回收技术降低处理能耗后输送至分输站,在分输站计量后外供至下游长输管道,从而完成整个采气流程。

3.2 总体布局设计

气藏型地下储气库地面工程总体布局采用“设置简约、功能集中”思路,建立“集中站、井站合一、生产调控和生活设施集中、生产管理系统上层集中”总体部署。将集注站布置在井网的中心,实现注采气集中处理,实现配套工程和生产运行、维护、管理最高效;集注站宜与中心位置井场合建,缩短集输线路和管径,大幅减少道路和供电等配套系统建设;将调控中心与倒班公寓整合,满足生产和生活需求,提升后勤保障能力,节约生产成本;集注站履行生产和执行职能;调控中心为生产受控中心,进行监控和远程操作及调度功能,做到人员集中、信息共享,全面提升生产管理效率,采用智能监控系统(DCS/ESD)提升操作精度,减少人为失误导致的能源损耗^[3]。

4 气藏型地下储气库地面工程节能设计技术

4.1 “六化”工作引领工程降本增效

通过“六化”工作(标准化设计、工厂化预制、模块化施工、机械化作业、信息化管理、数字化交付)对工程经验和设计成果的总结和提炼,将成熟技术转换成可以重复利用和指导工程的标准化设计成果,进而按照功能要求和运输限制进行整合集成,形成满足具备一定功能的模块化或一体化设计成果,借助信息

化,打通设计、制造、施工数据链,最终形成集设计、制造(预制)、运输、安装、施工全流程、无缝对接、交付的装配式作业模式,从而提高工程质量,加快工程进度,节约工程投资,提升综合效益,实现工程项目全生命周期内降本增效,实现项目投资效益最大化、提升工程建设能力和水平,也是企业转型升级、降本增效的重要举措。“六化”工作的实施对建设单位来说,可有效降低投资建设成本,缩短建设工期,方便运维管理;对总承包商来说,可提高设计水平,开源节流、降本增效,提高管理水平。

4.2 火炬系统改进

摒弃全量放空模式,采用分区延时泄放,减少土地占用与气量损耗。井场取消放空立管,集注站设高低压放空系统,结合背压与防火间距优化设计。采用分区延时泄放替代传统全量放空,通过分级关断控制降低火炬处理负荷,减少土地占用与气体损耗。井场取消独立放空立管,改为集注站高低压分级处理。基于国际标准 API STANDARD 521-2014 的火灾泄放要求,对操作压力为 1724kPa(表压)和以上设施需要考虑减压,设定降压速率在 15min 内把压力降到 690kPa,或降到容器设计压力的 50%,取两者较低值。经核算集注站的火灾泄放量为 $100 \times 104 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。火炬规格取 DN300,高度 40m,最大量泄放时马赫数为 0.32,符合规范《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》SH3009-2013 中规定火炬马赫数为 0.2 ~ 0.5 的要求。

4.3 优选脱水工艺

针对储气库压力动态变化特性,选用三甘醇(TEG)吸附脱水技术替代丙烷制冷工艺。该技术具备运行稳定、能耗低、适应性强等优势,尤其适合大处理量场景。对比多种脱水技术,TEG 吸收法因适应性强、能耗低,成为储气库首选,其流程稳定、露点降幅大,可满足大规模处理需求。储气库天然气经单井集输管道输送至集注站,进站压力 1.85MPa ~ 2.9MPa,采出气先经重力分离器,再经压缩机增压至 4.5 ~ 6.0MPa。压缩机出口管道天然气进入 TEG 脱水装置脱水。压缩机出口管道天然气进入 TEG 脱水装置脱水,脱水后的天然气经输气联络线送至长输管线。

4.4 改进工艺流程

为了充分利用压力能和热能,集注站内采用先增压后脱水的工艺方案,既可保证天然气进 TEG 脱水装置的温度,又可使 TEG 脱水在较高和稳定压力下运行,改进了装置的运行工况,降低能耗。

4.5 优先采用自压注气方案

天然气自分输站输送到集注站后,仍有一部分管道自压,在满足注气压力的前提下,充分利用压力能,

通过来气自压注气,避免了投运注气压缩机,实现节约能源目标。

4.6 管理烃水露点温度与注采气规模

储气库的注采量调控与烃水露点温度管理直接影响工程经济性与运行效能。为平衡开采强度与投资成本,需以平均供需数据为基础,科学设定注采量上限,从而优化设备利用率,保障天然气资源的高效开发与可持续利用。在露点控制方面,烃露点需高于输送环境温度,同时冷却过程需确保温度不低于 5℃。设计中应预留 2~3℃ 的温度安全裕度,以应对实际运行中的动态变化,避免冷凝风险并维持系统稳定性。

4.7 控制压缩机相关参数

压缩机作为地面工程的主要能耗设备,降低压缩机机组能耗,对储气库能效提升起着至关重要的作用。基于入口压力-功率非线性关系,优化压缩机运行工况。采用多机组并联与变频调速技术,匹配注采需求动态调整负荷,降低无效功耗。优化压缩机排量及运行压力,采用小排量并联模式,降低机械损耗。结合地理环境调整入口参数,提升能效。根据注采周期井口压力和交接压力的波动情况,储气库群采气期天然气需增压外输,天然气进口压力波动较大,气量范围波动也较大,因此增压推荐采用电驱往复压缩机。站内设置 2 台 $160 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 往复压缩机,单台功率 3550kW,压缩机组的操作弹性为 50% ~ 110%。

4.8 调整空冷器参数

调整空冷器出口温度,降低后续制冷负荷;采用高效换热器回收低温干气冷量,减少能源浪费。在节流制冷环节增设高效换热器,回收低温干气冷量用于预处理单元,减少外部冷源依赖。同时优化空冷器布置,分离凝液以降低后续处理负荷。空压机及空冷器风机的电机采用变频调速,节约用电。

4.9 调整换热器设置

在节流制冷环节增设高效换热器,回收低温干气冷量用于预处理单元,减少外部冷源依赖。同时优化空冷器布置,分离凝液以降低后续处理负荷。理论上为了满足低温要求,就需要提高换热器的面积。

4.10 电力系统节能

实施无功补偿与功率因数校正(提升至 95%),选用低损耗电缆与高效变压器。照明系统采用分区控制与自然光互补策略,降低日常用电量。新建撬装式变电站包括 2 座主变压器撬;35kV 及 10kV 配电单元撬块(二层)1 套,内附 35kV 配电单元、10kV 配电单元、0.4kV 配电单元、控制保护单元、10kV 变频单元,以上设备均按不同功能布置在撬内。新建各撬装式配电装置内部包括采暖、通风、照明、空调、火灾报警系

统等设施。撬装式变电站按无人值守变电站设计,人员在站内综合值班室监控。变电站电力自动化数据、IP 语音调度、视频监控数据、火灾报警数据,一路上传至集注站中控室。35kV 变电所主变负载率不超过 80%;35kV 变电所主变功率因数不低于 0.95,达到了优质供电标准。

4.11 提升配套系统的节能性能

地面工程作为一个系统工程,不但包括设备、工艺、电力等专业,还配套仪表、暖通、建筑、给排水等专业,通过各专业采取相关能效提升措施提升系统的能效提升性能。比如建筑专业选择有效的保温结构,电力专业考虑使用 10kV 的电源系统,合理确定供配电线路导线和电缆的截面积,降低线路损耗,在低压配电室设电容补偿,保证功率因数不低于 95%。设备及管道的保温采用绝热性能好保温材料,减少热量损失。根据不同场所要求,合理选择高效能效提升型光源,白天充分利用自然光,并多设置灯具开关点,使灯具开关控制灵活、方便、节能。

4.12 提高自动控制水平,减少人为操作

地面工程引入 DCS 与 ESD 系统,减少人为误操作;采用变频电机与温控装置,动态调节设备运行,降低电能消耗。选用密闭性能好、能耗低的设备,以减少泄漏损耗。管电伴热均设有自动温控器,根据实际情况自动调节供电功率,节约电能。空压机及空冷器风机的电机采用自动变频调速,节约用电。

5 结论及展望

在气藏型储气库地面工程节能设计需贯穿全生命周期,通过工艺创新、设备升级与智能管控实现能效提升确保工程运行能效提升环保,在油气田地面工程建设新形势下不断发展储气库地面工程设计工艺,努力开展有效的节能降耗活动,未来可进一步探索可再生能源耦合、数字化仿真优化等技术,推动储气库绿色低碳转型,推广高效工艺与智能控制技术,助力“双碳”目标达成。

参考文献:

- [1] 李东升.长庆油田气藏型地下储气库注采工艺技术研究[D].青岛:中国石油大学,2019.
- [2] 柳雄,云少闯,黄玮.节能技术在储气库地面工程中的应用[J].资源节约与环保,2013(7):149-150.
- [3] 刘佳宁,刘得军,钱步仁,等.基于 NSGA II 的地下储气库注气节能优化运营研究[J].天然气工业,2017(1):160-161.

作者简介:

蒋金虎(1984-),男,甘肃庆阳人,管理学学士学位,工程师,从事油气田地面工程建设工作。