

某储气库注采工艺技术研究

李梦匣 王启拓 范佳豪

中国石油工程建设有限公司华北分公司 河北任丘 062550

摘要: 随着天然气市场需求量增加, 天然气供需矛盾日益突出, 各个市场主体对于调峰能力的需求极为迫切, 建设储气库是保障供气安全的有效手段。本储气库综合考虑储气库地质、气藏等因素, 提出了井口采用角式节流阀+单向调节阀<轴流式>的注采调节装置, 注气增压选用电驱往复注气压缩机, 采气采用加热节流工艺。

关键词: 储气库; 注采工艺; 往复式压缩机

Study on injection and production technology of a gas storage

Mengxia Li Qituo Wang Jiahao Fan

North China Branch, China Petroleum Engineering and Construction Company Limited, Renqiu 062550, China

Abstract: With the increasing demand in the natural gas market and the growing supply-demand imbalance, there is a pressing need among market participants for peak shaving capabilities. Constructing gas storage facilities is an effective means of ensuring gas supply security. Taking into account factors such as the geological characteristics and gas reservoirs, this gas storage facility proposes the use of an angular choke valve combined with a unidirectional regulating valve <axial flow> at the wellhead as the injection and production regulation device. Gas injection and pressurization are achieved through an electric-driven reciprocating gas injection compressor, while gas production employs a heating throttle process.

Keywords: Gas storage; Injection and production technology; Reciprocating compressor

引言

目前, 全球经济整体处于快速复苏阶段, 随着能源供给向低碳加速转型, 天然气作为过渡型能源的需求持续增长。预计 2040 年前天然气消费达峰, 峰值约 $6500 \times 10^8 \text{m}^3$, 消费增长主体为天然气发电与集中供热^[1]。截至 2021 年底, 中国已形成储气能力 $264 \times 10^8 \text{m}^3$, 其中地下储气库工作气量 $164 \times 10^8 \text{m}^3$, 占全国天然气消费总量的 7.1%, 远低于 12%~15% 的国际平均水平^[2]。储气基础建设滞后、储备能力不足等问题与天然气行业迅速发展、气量消费需求快速增长不匹配^[3], 因此储气库建设迫在眉睫。

一、油气藏储气库建设的必要性

1.1 贯彻国家储气要求、促进产供储销体系建设

为贯彻落实习近平总书记重要批示精神, 确保天然气产供储销体系建设各项任务切实落实到位, 国家密集出台相关政策。按照中油集团公司 2023 年规划销量 $2300 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 测算, 要在五年时间内新增储气能力 $145 \times 10^8 \text{Nm}^3$, 是已有工作气量的 1.5 倍, 任务十分艰巨。

1.2 解决管道运输能力与下游用户峰谷气不均衡之间的矛盾

储气库的建设可以补充和调节输气管道下游天然气供

量, 解决用户对天然气消耗量不均衡和气源产气相对均衡的矛盾, 以确保输气管道运行的可靠性和连续性, 保证下游用户安全平稳供气。

1.3 确保长输管道安全运行的有力保障

当今世界相对稳定, 但局部地区冲突时有发生。储气库除具备季节调峰功能, 还是长输管道发生意外故障停输情况下确保安全供气的有力保障。

二、储气库建设规模

本储气库部署注气井 6 口, 注气规模为 $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 注入气源来自 LNG 接收站; 采气井 3 口 (注气井中 3 口具有采气功能), 采气规模为 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

三、储气库集输工艺研究

工艺研究分为注气工艺和采气工艺, 重点对注气工艺中压缩机选型及采气工艺中加热方案进行分析。

3.1 注气工艺研究

3.1.1 注气工艺

天然气自 LNG 接收站经双向输气管道进入集注站, 经过滤分离、计量后, 通过注气压缩机增压后由注气管线注入到各个注气井。注气工艺流程图如图 1。

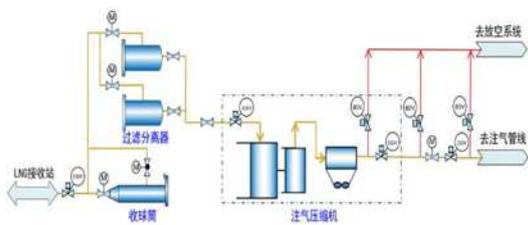


图 1 注气工艺流程图

3.1.2 注气压缩机选型

1) 压缩机设计参数

根据本工程注气期来气节点压力范围以及接收站实际运行压力，平均为 7MPa，因此压缩机入口压力设计点取 7MPa；根据注气期井口压力范围，考虑管道压降并预留余量，确定压缩机出口压力最高为 38MPa。

2) 压缩机组机型选择

往复式和离心式压缩机的对比见表 1。由表可知，往复式压缩机更适合本工程的工况，因此本项目选用往复式压缩机。压缩机入口压力设计点取 7MPa，出口压力最高为 38MPa。

表 1 压缩机对比表

项目	往复式	离心机
机械原理	往复式有曲柄、连杆、十字头、活塞等，摩擦部件较多，结构复杂。	离心机为单轴设计，只有一个运转部件—转子。
气动原理	压力由活塞往复运动产生，压比运行范围宽；流量运行范围宽，气动效率较高，容积效率低。	为速度式压缩机，压比调节范围较好；流量调节有一定的限制，运行综合效率较高。
工况流量范围 m ³ /h	2~8000	250~480000
出口压力 MPa	≤480	普通≤20，高压≤35，超高压>35，最高达 90
功率 kW	<6000	2000~40000
使用寿命	比离心机短，主要问题是十字头滑履和气缸，长时间运行磨损较大。	寿命较长。
维护难易度	自动化程度较低，对运维人员有一定的要求。	有完整的 SIS 系统，可一键启机，远程故障诊断并解决。
调节方式	单双作用调节（50%）；余隙调节（85%）；回流调节（0%~100%）。	设置变频器，变频调节（60%~105%）；回流调节（0%~100%）
清洁度	将润滑油带入压缩机出口管道。	无污染。
噪声、振动	噪音大，无法根本消除。	噪音小。
自动化程度	操作程序比较复杂。	一键启机控制，压缩机控制系统的连锁方案成熟。
大修周期	3 年	5 年
设备可靠性	一般	好

3) 压缩机方案比选

综合注气设计规模 150×10⁴Nm³/d 及后期注气参数，通

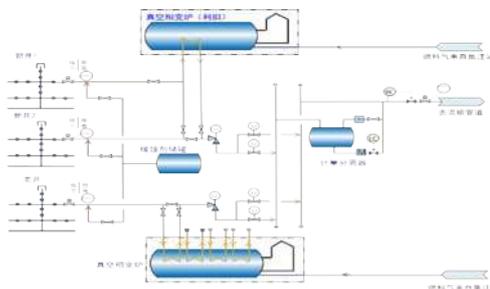


图 2 采气工艺流程图

过对多种规格压缩机的经济及后期运维比较，推荐配置 1 台 165×10⁴Nm³/d 往复式压缩机。

4) 压缩机驱动方式

压缩机驱动方式一般分为燃驱和电驱，燃驱一般在电网配置薄弱、电价较高和电力供应紧张地区应用，本工程建设地点电力资源丰富、电源稳定可靠。两种驱动方式技术性能对比见表 2。通过分析，两种驱动方式从技术上均可满足工况要求，电驱机组可靠性高且运行维护工作量小，噪音及排放相对低，经济优势也较为明显，本项目推荐采用电驱往复式压缩机。

表 2 压缩机驱动方式技术性能对比表

序号	项目	燃驱压缩机	电驱压缩机
1	特性	重量较大；输出功率大；对外电依赖程度较小；可靠性较高。	重量小、结构紧凑；对外电依赖程度较高，适用于电力充足地区。
2	效率	系统效率较低；输出功率受大气温度、海拔高度等影响较大。	系统效率较高；输出功率对环境敏感度较小。
3	启、停机	时间较长	时间较短
4	噪声	≤120dB	≤90dB
5	环保	废气排放量较大	无废气排放
6	维护	易损件较多，维护保养费较高。	易损件较少，维护保养费较低。

3.2 采气工艺研究

3.2.1 采气工艺

本工程采用油藏建库，井流体所携原油凝固点较高，在井场节流后井流体温度可能低于水合物形成温度或原油凝固点，需进行防冻防凝计算。根据计算，采气井在采气期直接节流后温度低于水合物形成温度、原油凝固点，因此采气期需连续加热，推荐采用加热节流工艺。采气工艺流程图见图 2。

3.2.2 井口加热方案

通过井口工艺模拟计算，本工程的 2 口新井推荐利用 1 台 200kW 真空相变炉轮井加热。1 口老井的加热方式有真空相变炉加热、电加热器加热、利用井口余热加热（平台已建

井)。加热方式比选见表 3, 分析可知方案三虽然能够利用井口余热, 但设备投资及费用现值最高; 方案二电加热器现阶段投资较低, 但为兼顾后期建库, 本工程的 1 口老井试采井推荐设置 1 套 500kW 真空相变炉, 节约项目整体投资。

表 3 老井试采井井口加热方案比选表

项目	方案一	方案二	方案三
描述	真空相变炉	电加热器	利用平台已建井的井口余热
优点	投资较低	占地面积较小、运行调节较为灵活、运维简单	利用井口余热, 绿色环保, 节能减排
缺点	占地面积较大、配套设备较多、运行维护较复杂	投资较高	井口余热条件有限, 需增加辅助设备, 占地面积大, 投资高
主要工程量	500kW 真空相变炉 1 套	165kW 电加热器 1 台	板式换热器 1 套 压缩式热泵 1 台 换热器 1 台
燃料气消耗 (m ³ /a)	76.2	—	—
耗电量 (kW·h/a)	9.5	9346.3	150.0
设备投资 (万元)	145.6	85.9	193.1
后期建库设备投资 (万元)	680.0 (500kW 真空相变炉各 2 套)	1202.1 (165kW 电加热 14 台)	1453.7 (板式换热器 2 套、压缩式热泵 2 台、换热器 14 台)

3.2.3 井口注采调节工艺研究

根据储气库运行的经验, 在同一个注采区内由于各单井的分布不同会造成各口单井吸气能力不同, 导致注气时各单井注气量差异大。若选用轴流式调节阀, 根据运行参数其反向压差大于 2MPa, 反向压差过大易造成双向轴流式调节阀密封失效, 因此本工程不适用, 主要考虑以下两种方案(表 4), 在采气期两方案均采用“角式节流阀”进行压力调节, 且角式节流阀适于在线检修。

方案一: 注气期的流量调节采用“可控球阀”进行流量调节。电动可控球阀可实现注气调节, 并可作为切换阀使用; 方案二: 注气期的流量调节采用“单向调节阀(轴流式)”进行流量调节。单向调节阀(轴流式)采用碳化钨喷涂, 耐磨性好, 其既可实现注气调节, 并可作为切换阀使用。两种方案均可满足要求, 方案二投资较低且国内储气库项目应用效果良好。综合考虑本工程推荐采用角式节流阀+单向调节阀<轴流式>进行单井注采调节。

表 4 井口注采调节方式比选表

方案	方案一	方案二
工程量	1 个角式节流阀 class2500 6" 1 个可控球阀 class2500 3" 1 个球阀 class2500 3"	1 个角式节流阀 class2500 6" 1 个单向轴流式调节阀 class2500 3" 1 个球阀 class2500 3"
单井总投资 (万元)	136	118

四、结论

本储气库依托双向输气管道建设, 包括 6 口注气井、3 口采气井(其中 3 口注气井有采气功能)。通过研究得出结论: 1、在电力资源丰富地区, 注气压力较高、气量较小可采用电驱往复压缩机; 2、采出气需加热, 加热功率较小且采气井较少可优先考虑电加热器; 3、井口注采调节工艺若反向压差过大可优先考虑单向调节阀<轴流式>。本储气库建成后对保障我国中东部发达地区城市群经济持续发展、社会稳定意义重大。

参考文献:

- [1] 中国石油经济技术研究院. 2060 年世界与中国能源展望 (2021 版) [R/OL]. (2021-12-26) [2022-04-10].
- [2] 何刚. 中国储气库建设新理念和新模式的思考 [R]. 北京: 中国储气库高效建设及运行管理技术创新发展论坛, 2020.
- [3] 杨建红. 中国天然气市场可持续发展分析 [J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 145-152.