

高温高压酸性气田空冷器设置优化

秦璇 宋代诗雨 刘永茜

中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司, 四川 成都 610041

摘 要: 冷却系统是天然气集输工艺系统的一个重要组成部分。尤其是对于高温、高压酸性气田的内部集输工艺, 要求合理优化空冷器的工艺设置, 减少介质对管道和设备的腐蚀, 降低投资, 满足介质的输送条件和工艺要求。根据某气田的集输工艺方案, 从空冷器的设置目的、设置位置出发, 综合考虑集输和处理工艺、管道、设备材质等因素, 对空冷器的设置方案进行优化选取。为类似气田集气工艺提出了新的研究思路和发展方向, 对优选国内外异常高温气田集输工艺具有现实指导意义。

关键词: 空冷器; 高温、高压酸性气田; 优化; 气田集输

DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2014.01.002

0 前言

土库曼斯坦气田地处沙漠地区, 集输地面设施主要包括单井站、集气站、油气处理厂及集气站至油气处理厂含凝析油的天然气采集管道系统。气田内每口单井产量高, 同时井口节流后气体温度高达 90~120 ℃、关井压力 43~46 MPa, 井口流动压力 35 MPa。原料气中 H₂S 含量 3.0~4.5%, CO₂ 含量 5.6~6.2%, 气田水中 Cl⁻ 含量 120 000 mg/L, 属高含 H₂S、高含 CO₂、高含 Cl⁻、高温、高压的酸性凝析气田, 对国内高温、高压酸性气田开发实属罕见, 在世界上也很少见。因此对高温、高压酸性气田内部集输工艺中合理设置空冷器位置的工艺优化提出了新的挑战。

1 空冷器设置目的

冷却系统是天然气集输工艺系统的一个重要组成部分。尤其是对于高温、高压酸性气田的内部集输工艺, 要求合理优化空冷器的工艺设置, 减少介质对管道和设备的腐蚀, 降低投资, 满足介质的输送条件和工艺要求^[1]。通过对本工程空冷器设置方案优化的分析, 从而减少设

备数量, 降低工程投资, 使气田集输工艺技术水平得到了提高, 为今后在国内外异常高温气田地面建设中探索出空冷器设置方案优化的方法。气田平面布置见图 1。

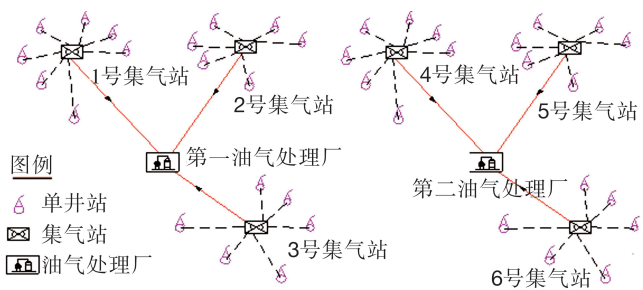


图 1 气田平面布置

对于该高温、高压酸性气田, 集输工艺及原料气管道和设备材质要求必须设置空冷器进行原料气温度控制^[2]。

1.1 控制原料气温度满足集输工艺需要

结合已知基础条件, 若从井口至油气处理厂均无空冷设备, 经计算, 单井采气管道末端温度约 83 ℃; 集气干线末端温度约 75 ℃, 因此自井口节流后至油气处理厂的整个集输过程, 管道内输送介质温度较高, 同时

收稿日期: 2013-12-21

基金项目: 中国石油天然气集团公司重点工程资助项目 (S2012-7D)

作者简介: 秦璇 (1989-), 女, 四川成都人, 助理工程师, 学士, 主要从事油气田地面工程设计工作。

由于内部集输系统为气液混输，且设计压力高，根据相关规范计算可得， H_2S 气体最大分压为 0.61 MPa， CO_2 气体最大分压为 0.84 MPa。

可见，本工程内部集输腐蚀特点为：

a) H_2S 气体最大分压为 0.61 MPa， H_2S 具有较强的腐蚀性；

b) CO_2 气体最大分压为 0.84 MPa， CO_2 具有较强的腐蚀性；

c) 大部分管道运行温度高于 60 ℃，易引起应力腐蚀开裂；

d) H_2S 、 CO_2 联合作用的腐蚀；

e) 高温、 H_2S 、 CO_2 联合作用的腐蚀。

对于原料气中含 CO_2 的酸性环境，当介质温度处于 60~100 ℃ 时， CO_2 腐蚀最为严重。由于该气田为高温气田，因此必须控制碳钢管道起点处的操作温度，需在集气站内设置空冷器，控制集气干线起点温度不超过 60 ℃。

1.2 满足油气处理装置工艺需要

由于下游油气处理装置的工艺要求，原料气进入脱硫脱碳装置温度不高于 50 ℃，因此原料气在进入脱硫脱碳装置前需设置空冷器，将温度降至 50 ℃ 以内。

2 空冷器设置位置

2.1 集输工艺方案比选

根据该气田高温、高压、高酸性的气质特点，从集气站到油气处理厂存在三种不同的空冷器设置位置、集输工艺及管道材质选择方案。

2.1.1 方案一

集气干线采用碳钢管道干气输送，空冷器设在集气站。

为满足原料气以低于 50 ℃ 的温度进入脱硫脱碳装置的工艺需要，同时避免 CO_2 超过 60 ℃ 而进入强腐蚀区的工况，需要控制集气干线起点温度不超过 60 ℃，因此空冷器应设置在集气站内。

单井节流后原料气通过采气管道气液混输至邻近集气站，集气站内设置单井轮换计量分离器、气液分离器、空冷器和脱水装置，原料气经分离、冷却、再分离后通过脱水装置脱去游离水，集气干线干气输送至油气处理厂集气装置。方案一集输工艺原理流程见图 2。

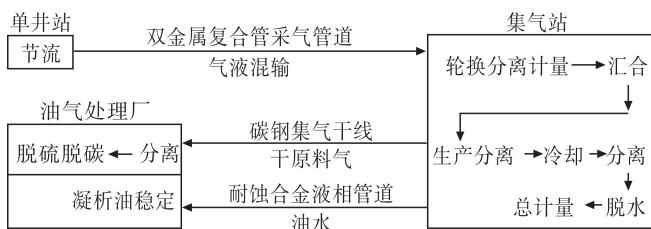


图 2 方案一集输工艺原理流程

2.1.2 方案二

集气干线采用“碳钢 + 缓蚀剂”湿气输送，空冷器设在集气站。

同方案一，空冷器设置在集气站内，单井节流后原料气通过采气管道气液混输至邻近集气站。集气站内设置单井轮换计量分离器、气液分离器、空冷器，原料气经分离、冷却、再分离后通过集气干线湿气输送至油气处理厂集气装置。在集气站内增设缓蚀剂加注系统，对集气干线进行缓蚀剂加注预膜处理。方案二集输工艺原理流程见图 3。

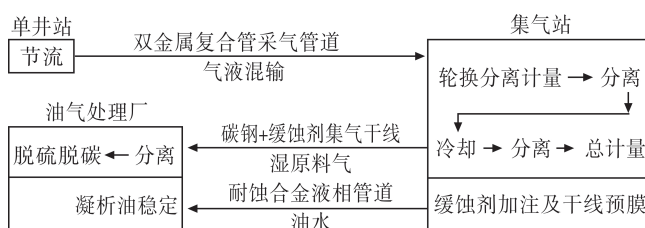


图 3 方案二集输工艺原理流程

2.1.3 方案三

集气干线采用双金属复合管气液混输，空冷器可设在油气处理厂或集气站。

原料气井口节流后输送温度约 90~120 ℃，由于集气干线采用双金属复合管，能大大降低 CO_2 在强腐蚀区对管道的腐蚀速率，该段管道的安全运行得到保障，可以不降温运行，因此空冷器可设置在油气处理厂集气装置或集气站，满足下游脱硫脱碳装置对介质温度的要求。

单井节流后原料气通过采气管道气液混输至邻近集气站。集气站内设置单井轮换计量分离器，原料气经单井计量后再汇总通过集气干线气液混输至油气处理厂集气装置；油气处理厂集气装置内设有集气干线清管接收装置、段塞流捕集器、缓冲罐、气液两相分离器、空冷器；原料气经分离、空冷、再分离后进入下游脱硫脱碳装置，分离出的液相进入下游未稳定凝析油装置。方案三集输工艺原理流程见图 4。

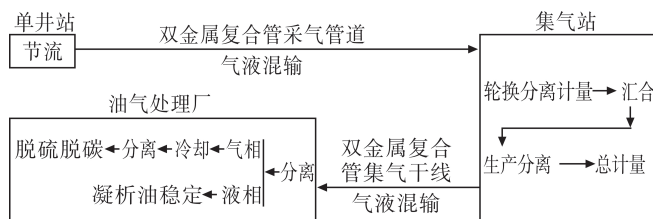


图 4 方案三集输工艺原理流程

2.1.4 方案比选

集输工艺三个方案比较见表 1。

表 1 集输工艺方案比较表

项目	方案一：干气 输送空冷器设 于集气站	方案二：湿气 输送空冷器设 于集气站	方案三：湿气输送 空冷器设于油气处 理厂或集气站
优点	集气干线采用 碳钢材质，节 省管材投资。 集气干线采用 干气输送工艺， 安全性较湿气 输送工艺更高	集气站不设置 脱水装置，集 气干线采用 “碳钢+缓蚀 剂”，节省	集气干线采用双金 属复合管，工艺安 全性高，集气站无 需设置脱水装置减 少集气站公用设施 配置
缺点	集气站内设置 脱水装置后， 增加了大量配 套公用工程， 投资及运行操 作费用、人员 均要增加	需要在气田运 行过程中随时 监控腐蚀情况， 并根据情况进 行缓蚀剂的调 整	集气干线采用复合 管材质，增加了管 材投资

经综合比较，本工程集气干线采用气液混输工艺、双金属复合管材质。由于双金属复合管具有良好的抗腐蚀性，针对集气干线腐蚀问题，可不考虑介质温度对管道腐蚀的影响，介质温度只需满足下游脱硫脱碳装置的温度要求即可。

因此该气田空冷器设置采用方案三，即空冷器设在油气处理厂或集气站。

2.2 空冷器设置方案比选

针对已确定的工艺方案三，进行空冷器位置优化比选。

表 2 集输工艺技术经济比选表

项 目	方案A：空冷器设在油气处理厂	方案B：空冷器设在集气站
6座集气站可比工艺工程量	无	两相分离器：500×10 ⁴ m ³ /d，4台/座，24台； 空冷器：500×10 ⁴ m ³ /d，4套/座，24套
2座油气处理厂集气装置可比工程量	两相分离器：870×10 ⁴ m ³ /d，6台/座，12台； 空冷器：870×10 ⁴ m ³ /d，6套/座，12套	无
6座集气站可比建筑工程量	无	综合值班室、维修车间、锅炉房、门卫等各6座
6座集气站可比热工工程量	无	需设全自动燃气热水锅炉2台；需补水定压循环系统；专门为锅炉设置的配电柜；锅炉相关的自控系统；排污系统各6套
6座集气站可比电力工程量	10 kV架空电力线路144 km 10 kV 变电所 2×250 kVA 6座	35 kV架空电力线路144 km； 35 kV 变电所2×1 600 kVA 6座
6座集气站可比总图工程量	8 500 m ² ×6座	40 000 m ² ×6座
可比投资/万美元	11 150	15 889

3 结论

根据上述对于空冷器的设置目的、设置位置的论述结果，综合考虑集输和处理工艺、管道和设备材质的比选，将空冷器集中设置在油气处理厂内，充分利用厂内公用工程设施，不需单独设置值班室、员工宿舍及生活

2.2.1 空冷器设在油气处理厂

空冷器设在油气处理厂（方案 A），集气站内可不设置生产分离器、空冷器及相应配套设施，极大地减少集气站的占地面积；正常生产时，集气站内连续运行的设备仅有 1 台轮换计量分离器，同时集气站的自动切换及数据采集可通过油气处理厂的调度控制中心实现；集气站可实现无人值守，无需配套设置值班室、员工宿舍及生活用气、供水等公用工程。空冷器集中设置在油气处理厂可利用厂内公用工程设施，设备维护管理方便，减少维护管理工作人员数量，方便整个气田的集中管理与维护，为平稳运行提供更可靠的保障。

2.2.2 空冷器设在集气站

空冷器设在集气站（方案 B），导致集气站内增加多台设备，占地面积较方案 A 大；相对于方案 A 工程投资及操作运行费用更高；正常生产时，站内有多台动、静设备同时运行，故集气站必须有人值守，同时增加配套设置值班室、员工宿舍及生活用气、供水等公用工程；增加了整个气田的人员配置，加大了气田的调度维护难度。

2.2.3 两种集输工艺技术经济比选

方案比选仅考虑可比工程量、投资和运行维护费。集输工艺技术经济比选见表 2。

综上所述，在集气干线采用气液混输工艺、双金属复合管材质方案的基础上，方案 A 将空冷器集中设置在油气处理厂内，不仅节省投资、方便操作管理，更能充分利用双金属复合管的价值，系统工艺方案最优。

用气、供水等公用工程，极大地减少集气站占地面积，实现集气站无人值守，便于整个气田的集中管理与维护，为气田平稳运行提供可靠的保障，也能充分利用双金属复合管的抗腐蚀优势，系统工艺方案最优，工程投资及操作运行费用最低。

参考文献:

- [1] 宋德琦. 气田地面工程设计 [M]. 北京: 中国石油大学出版社, 2010.
Song Deqi. Surface Engineering Design of Gas Field [M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 2010.
- [2] 苏建华, 许可方, 宋德琦, 等. 天然气矿场集输与处理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
Su Jianhua, Xu Kefang, Song Deqi, et al. Gathering and Processing of Natural Gas Field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.

2013 年中国石油管道投产项目创历史新高

2013 年, 中国石油油气通道和国内油气骨干管网管道建设成果丰硕, 11 个项目、25 条管道相继建成投产或具备投产条件, 管道投产项目数量和规模创我国历史最高纪录。

2013 年, 管道建设项目经理部按照“加快油气战略通道建设”的部署, 按照“有质量有效益可持续”的发展方针, 坚持“质量零缺陷、员工零伤害、环境零污染、投产零整改”目标, 全面强化过程管控, 持续推进管理提升, 统筹组织建设 20 个项目, 累计完成管道焊接里程 4 333 km, 完成全年计划任务的 100.3 %, 实现质量效益齐升。中缅天然气管道、兰郑长成品油管道和中贵联络线等一批重点项目建成投产。

作为我国四大能源战略通道中建成的最后一条通道, 中缅天然气管道对保障国家能源安全、推进西南地区经济结构调整和增长方式转变意义重大。管道建设项目经理部实施设计统一管理、超前征地外协、施工一次性通过、创新隧道群“PMC+EPC”管控模式, 成功打通 64 座隧道、跨越 8 条大型河流。2013 年 10 月 20 日, 中缅天然气管道干线全线投产。

我国建设里程最长、口径最大的成品油管道——兰郑长成品油管道历经 7 年时间建设, 随着 2013 年 11 月 1 日阳逻—长沙末站干支线试运成功, 全线收官, 对构建“北油南调”“西油东送”经济合理、调运灵活的成品油管网具有重要现实意义。

中贵联络线 2013 年 10 月 25 日干线投产, 连通中缅、西气东输、陕京天然气管网系统, 以及新疆、长庆和川渝三大气区, 实现了中亚、中缅和西气东输等天然气在全国范围内统一调度与配置, 缓解了我国天然气供需紧张的矛盾, 沿线 1.2 亿人受益。

西三线是继西二线之后又一条具有战略意义的能源新丝路。2013 年 7 月 25 日霍尔果斯—中卫段投产, 进一步缓解了乌鲁木齐及整个北疆地区天然气供需矛盾。

管道建设项目经理部加大外电、设备等协调力度, 高陵、轮南等一批分配压气站建成投产, 保证了增压增输和下游用气需要。我国首个国产 20 兆瓦级电驱压缩机组工业性试验站, 也是我国首套国产化压缩机组样板场站——高陵分输压气站投入商业运行, 使我国长输管线压缩机组整体技术水平得到提升, 打破了国外对此类设备的技术垄断, 每台比进口压缩机节省资金至少 20 % 以上。

截至 2013 年底, 我国油气管网格局初步形成, 总里程达 10.62×10^4 km, 覆盖我国 31 个省、市、自治区和特别行政区, 近 10 亿人受益, 在保障国家能源安全方面发挥了重要作用。

(兰洁 摘自中国石油网)