

腰西脱水站地面集输工艺优化简化研究

丁相杰（中国石油化工股份有限公司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：随着油田开发的不断深入，腰英台油田集输系统站库老化、高耗能、低效等问题日益突出，系统运行偏离设计经济运行状态，影响油田开发整体效益。为此，结合腰英台油田地面系统自身特点，形成集输系统优化简化调整工艺方案。通过明确优化思路，调整集输系统布局，充分利用现有场站能力；积极应用“预分水和三相分离”集输工艺，降低无效加热负荷，实现高效分水；探索余热资源利用，引入二氧化碳热泵实现场站用热，提高设备效率，达到节能降耗；贯彻“五化”目标，实现场站数智化建设。腰西脱水站地面工艺的成功投运降低了生产能耗及综合运行成本，提质增效成果显著，助力地面系统高质量发展，并为行业内集输系统优化简化提供了参考。

关键词：优化简化；改扩建；脱水站；地面工程；提质增效

1 背景

腰英台油田地层分布稳定，油田共经历 3 个阶段：2003–06 年试验阶段，开辟 3 个试验井区；2006–09 年产建阶段，产能达标率 76%；2009 年–2016 年递减阶段，期间进行了一系列技术挖潜手段。共有 4 个生产井区，目前在生产井区 2 个，区域内建有接转站 1 座，联合站 1 座。目前区块已进入高含水、高可采储量采出程度，综合含水量 94%，集输系统能力能够大大满足油田开发、生产运行需求。

1.1 场站生产情况

腰英台油田地面系统布局以二级布站为主。腰西接转站建成于 2006 年，设计液量接转能力 1500m³/d。该站具备卸油、油气分离、加热、增压外输等功能，单井管输来液经油气分离缓冲罐后，通过混输泵、加热炉增压加热后外输至联合站。

腰英台联合站于 2003 年建成投产，设计原油处理能力 30 × 10⁴t/a，采用热化学沉降脱水工艺，具有原油脱水处理、采出水处理、注水、原油装卸等功能，管输来液通过加热炉和三相分离器进行脱水合格后外

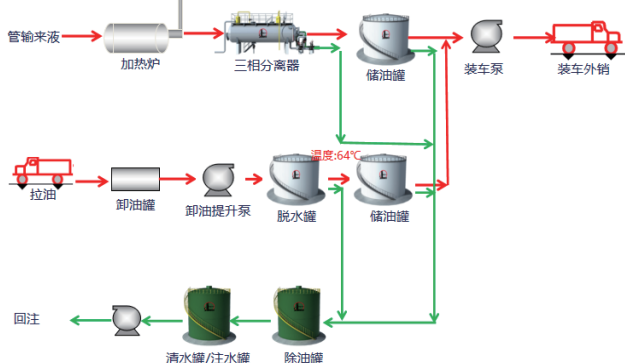


图 1 联合站工艺流程示意图

1.2 存在主要问题

1.2.1 集输半径长、场站负荷率低

现有场站布局模式无法适应当下生产现状。随着部分井区停产，区块产能中心已经发生变化，二级布站模式下，接转站至联合站集输半径大，沿线温降大、能耗高，无形中增加管输耗能。同时按照目前生产情况，已建场站“大马拉小车”问题突出，受区域产能规模等影响因素，系统负荷不均衡，场站平均负荷率 22.62%，集输系统能力远超油田生产运行需求，具体情况见表 1。

表 1 区域场站负荷率统计

场站名称	建设时间 / 年	处理规模 t/d	实际处理量 t/d	负荷率
接转站	2006 年	1500	600	40.0%
联合站	2003 年	857	45	5.25%
合计		2357	645	22.62%

1.2.2 无效加热污水占比高

油田已进入高含水开发期，采出液综合含水量 94%，集输过程中采用混输工艺，接转站只进行油气分离，然后将含水原油用泵增压输至联合站集中进行油水沉降分离处理，大部分热能用于加热集输过程中的采出水，低效处理现象严重，按照原油含水率 91.74%、加热温度从 35℃ 到 55℃ 计算，用于无效加热污水的热能占 90% 以上，加热负荷计算见表 2。

表 2 原油脱水加热负荷计算

成分	质量 t	比热 kj/kg℃	温升过程℃	温差℃	热量 MJ	负荷 kW	耗能占比
原油	45.0	2.1	34 → 54	20	1890	22	4.52%
水	500.0	4.2	35 → 54	19	39900	462	95.48%

1.2.3 加热设备效率低、能耗高

接转站和联合站内加热设备投入使用年限久，存在一定程度的腐蚀老化、结垢等情况，造成炉体传热效果差、制热效率低，日耗气量大。通过对比设备理论功率与实际耗能情况，设备平均制热效率为 42%，导致日常能耗及运行成本较高。

2 地面工艺优化简化研究与应用

2.1 集输系统布局整体优化

根据当前生产现状及上述存在问题，对老油田地面系统进行系统优化简化，降低能耗、提高效益。以“短流程、规模化、绿色、低碳”为工作目标，根据目前区块产能分布情况，规划将位于区块产能中心的腰西接转站升级改造为原油脱水站，撤销联合站，进行区块集中分水处理，同时兼顾场站数字化建设，缩短管输距离，降低集输热能损耗。

优化布局、简化布站，在原接转站的基础上进行改扩建工程，通过利旧设备、减少征地、降低地面投资费用，同时进行信息化提升，降低运维成本。新场站分为工艺装置区、储罐区、公用工程区、装车区，在满足安全间距要求下，提高面积利用率，实现短流程高效处理，规划建设后的场站平面布置如图 2 所示。

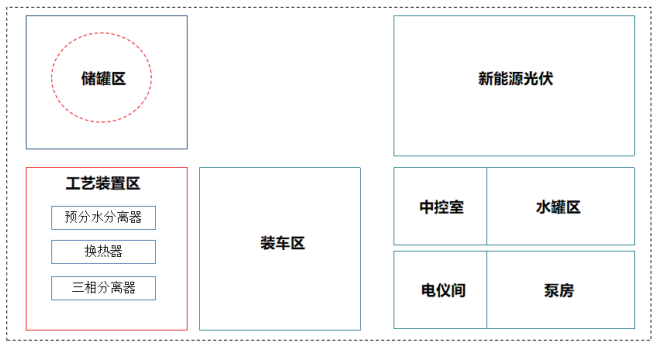


图 2 腰西脱水站平面布置图

2.2 预分水技术优化油水处理工艺

为解决集输过程中对水的无效加热、低效处理问题，拟采用预分水技术优化工艺流程。经过现场分水效果、系统运行稳定性论证，采用“预分水+三相分离”油水处理工艺，可达到高效分水，降低污水无效加热

能耗，从而实现短流程简化地面工艺、减少设备设施占地、降低运行能耗，

通过采用预分水工艺，分别核算分水比在 30%、40%、50% 下的工艺加热负荷需求。在极端工况条件下预分水后含水率为 50%、加热温度从 30℃到 55℃时，理论计算所需加热负荷为 205.9kW，考虑站内建筑供热及伴热负荷后，场站整体用热达到 300kW，相较于优化前理论最大用热负荷 1313kW 降低了 1013kW，降低 60% 无效加热能耗，具体分析见表 3。

表 3 预分水工艺加热负荷分析

预分水后含水率	加热温度			
	30 → 50℃	30 → 55℃	35 → 50℃	35 → 55℃
30%	98.39kW	122.99kW	73.80kW	98.39kW
40%	126.04kW	157.55kW	94.53kW	126.04kW
50%	164.74kW	205.93kW	123.56kW	164.74kW

2.3 余热利用实现节能降耗

为实现余热资源的有效充分利用，根据场站的资源可利用情况，选用水源二氧化碳热泵用于油田工艺供热。应用过程中，通过换热器将循环水内的低品位热量置换到热泵软化水中，置换出的热量通过热泵循环泵置换至 CO₂ 水源热泵主机内，在主机内经过卡诺循环，将供热侧软化水升温至 65-75℃，高温热水输至腰西脱水站换热器内，将油品从 35℃加热到 55℃，从而实现余热资源的回收利用，场站工艺流程如图 3 所示。

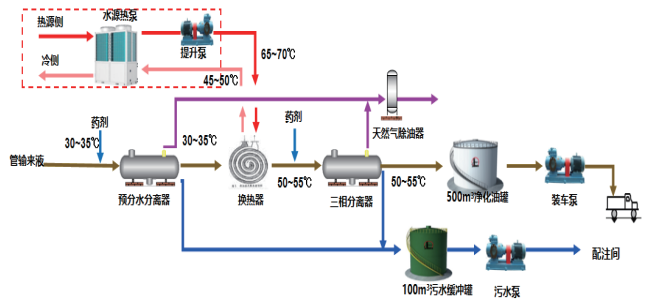


图 3 腰西脱水站工艺流程示意图

通过应用水源二氧化碳热泵技术，实现了余热资源的回收利用，供热设备制热效率从 32% 提升到 260% 以上，年节约供热运行成本 450 万元，碳减排方面比优化前降低 89%，积极响应了国家双碳政策。

2.4 “五化”建设优化场站系统

在腰西脱水站优化简化过程中,贯彻执行“五化”建设总体目标,实现场站的快速建产、效益建产和高质量建设。①标准化设计,采用油田标准化图集设计定型成果,覆盖管输、采出液处理全流程,满足高质量快速建设需要;②模块化建设,通过应用建筑信息模型等技术开展施工模拟仿真,实现虚拟仿真指导实体建设,定性场站工艺模块;③工厂化预制,通过可视化装配技术,提前开展深度预制,提升预制范围、质量,提升场站撬装化率,有效提升安全质量管控水平;④机械化施工方面,推进辅助工序的机械化提升,推广应用半自动焊接、智能防腐等,实现“机械化换人、自动化减人”;⑤信息化提升方面,新建 SCADA 运行管理平台,构建无人值守、集中管控的智能运营模式,实现数字化转型发展。

3 应用效果

腰西脱水站地面工艺优化简化过程中,以降低运行能耗、缩短建设工期、减少工程投资为目标。项目实施中,对场站工艺流程进行了短流程和预分水改造,站场最大用热负荷降低至 300kW,积极探索应用新工艺新技术降低运行成本,新建站控系统实现智慧化场站建设,实现地面工艺系统规模降低约 40%,配套投资降低 20%,建设周期缩短 25%。

3.1 简化工艺流程、降低工程投资

通过优化集输系统布局,利用原腰英台接转站设备及已建设施,就地升级改造为腰西原油脱水站,减少了场站征地面积;优化站内平面布置及工艺流程,开展短流程和预分水原油处理工艺改造,减少污水无效加热负荷,降低日常运行能耗;优选新型供热设备,提升设备供热效率,节约运行成本。

3.2 缩短建设周期、加快产建进度

项目建设过程中坚持“标准化设计、标准化采购、模块化建设、数智化融合、标准化管理”理念。确保腰英台油田集输系统优化各环节的有效衔接,力求工艺技术先进成熟,设备安全高效,工艺流程可靠,实现腰西原油脱水站的快速建设,地面建设周期缩短 25%,区块产能贡献率超过 6%。

3.3 节能降耗、践行绿色低碳转型

调研余热利用主要方式,选定热泵技术作为场站的供热方式,替代传统供热设备,针对现场工况,确定设备运行最佳供热温度和供热循环量,实现油气田一体化联动优化,有效利用了气田余热资源,供热设

备制热效率从 32% 提升到 260% 以上,年节约供热运行成本 450 万元,碳排放降低 89% 以上,实现了清洁能源替代,推动了场站节能降碳转型发展。

3.4 智能化场站,实现扁平化管理

在实施优化简化工作中,配套油井实现远程启动、功图采集、数据远传及远程变频调参功能;场站实行全域视频监控,构建内外操一体化高效生产运行模式,站内设备实时监测、故障诊断及分析,提升自动化管理水平;管理模式方面,实行厂、站两级管控模式,减少用工人员实现扁平化管理。

4 结语

通过对老油田集输系统工艺优化简化,使系统布局更加合理,集输效率进一步提升,解决了区域负荷不平衡及生产运行能耗高的问题,实现了投资和能耗的双降低。面对节能减排降碳新形势、新要求,地面系统将加大优化简化调整力度,为油气田老区节能降耗研究提供了更大的优化空间和技术支撑,针对地面系统存在的“处理能力冗余、设施设备老旧、能耗逐年增大等问题”,进一步做好源头管控、提质增效、能源清洁替代,为油田高质量发展提供新动能。

参考文献:

- [1] 汤林,云庆.油气田地面生产系统提质增效助力上游业务高质量发展[J].油气田地面工程,2019,38(01):1-6.
- [2] 常超.XB 油田原油集输系统优化调整措施及效果分析[J].油气田地面工程,2024,43(10):96-100.
- [3] 赵昕铭,高蕊,王建伟,等.大港油田地面工程优化简化技术与应用[J].石油规划设计,2023,24(01):40-43.
- [4] 李俊超,刘远奇,吴海,等.大庆油田地面工程提质增效措施及形势对策分析[J].油气田地面工程,2023,42(08):76-81+85.
- [5] 黄辉,邱伟伟,彭凌岩.地面集输系统优化简化技术[J].油气田地面工程,2016,35(04):50-52+55.
- [6] 刘宏亮,刘子勇,石世珍,等.胜坨油田地面集输系统优化调整[J].石油石化节能,2018,8(01):30-33+9-10.
- [7] 刘子兵,薛岗,陈小锋,等.苏里格气田开发中后期地面集输系统优化探讨[J].石油工程建设,2023,39(4):6-8.
- [8] 陈宇轩,王梦忆,肖佳琳,等.延安气田 X 井区地面集输系统低成本工艺优化研究[J].石油工程建设,2024,50(1):60-64.
- [9] 杨爽.英买力凝析气田地面集输系统优化布局方案的选择[J].石油工程建设,2022,48(6):40-43.