

油气田地面工程与储运系统协同优化研究

王 奇

大庆油田有限责任公司第二采油厂矿区管理二部综合服务分公司 黑龙江 大庆 163000

摘 要: 在当前全球能源转型与“双碳”目标的双重驱动下, 油气行业亟需通过系统性优化提升整体运行效率、降低全生命周期成本并减少环境足迹。传统的分阶段、割裂式管理模式已难以满足高质量发展的要求。本文聚焦于油气田地面工程与储运系统的协同优化问题, 从顶层设计、建设实施到生产运营三个关键阶段, 详细阐述了地面工程与储运系统在产能衔接、压力等级匹配、热力系统整合、公用工程共享、应急联动及数字化底座构建等方面的协同策略与具体措施。通过明确各环节的协同内容、责任主体与实施路径, 本方案旨在为油气田开发提供一套清晰、实用的行动指南, 从而实现从物理连接到逻辑融合的跨越, 最终达成安全、高效、经济、绿色的综合目标。

关键词: 油气田地面工程; 储运系统; 协同方案; 资源共享; 动态联动

引言

油气田开发是投资大、周期长、技术复杂的系统工程, 其中地面工程负责处理井口产出的油气水混合物, 储运系统则承担商品输送任务。长期以来, 二者分属不同专业团队独立设计建设, 导致诸多实践问题: 一是能力错配, 处理厂与管道接收能力不匹配, 造成投资浪费或输送瓶颈; 二是接口冲突, 外输气质或原油物性不符管道规范, 增加运行风险与处理成本; 三是资源重复, 供配电、供水、消防等公用设施各自建设, 未能集约利用, 推高总投资; 四是信息孤岛, 生产数据无法实时互通, 削弱系统响应能力与运行韧性。这些问题源于缺乏贯穿始终、权责清晰、措施具体的协同机制。为此, 本文聚焦工程实践, 旨在提出一套详尽、可操作的地面工程与储运系统协同优化实施方案, 以提升整体效率、降低成本并增强系统可靠性。

1 油气田地面工程与储运系统的功能界定与内在关联

1.1 油气田地面工程: 资源转化的枢纽

油气田地面工程是将地下采出的油、气、水等多相混合流体转化为符合商品标准的单一产品的重要环节。其主要包括三大系统: (1) 集输系统, 由井口、计量站、管网等组成, 负责汇集单井产出物并输送至处理站, 集输方式(如常温、加热、密闭等)影响后续处理效率; (2) 处理系统, 在集中站对流体进行分离、脱水、脱硫、稳定等, 原油需三相分离与电脱水, 天然气则需脱酸、脱水及回收液化气, 工艺复杂度取决于原料特性; (3) 辅助系统, 涵盖供能、消防、污水处理等, 保障运行安全环保。整体为强非线性化工系统, 设计高度依赖油藏产能与流体物性数据。

1.2 储运系统: 能源流动的动脉

储运系统是连接油气产地与消费市场的关键纽带, 保障能源安全、连续、高效供应。主要包括: (1) 储存设施, 如原油储罐、LNG储罐和地下储气库, 用于调节产销时空差异、应对市场波动和应急需求, 储存方式(常压、高压、低温)取决于油气物性; (2) 长距离输送管道, 为陆上最经济的运输方式, 由首站、中间泵站/压缩机站、阀室、末站及SCADA系统构成, 其能力与能耗受管径、材质、地形及介质特性(密度、粘度等)影响; (3) 装卸与交接系统, 在管道站场、码头、铁路栈台完成装/卸车船及贸易计量。储运系统核心在于大规模、连续化物流管理, 强调经济性与安全性。

1.3 二者间的内在耦合与依存关系

地面工程与储运系统绝非简单的“前序-后序”关系, 而是存在着深刻的双向耦合: (1) 物性依存: 地面工程的处理效果(如原油含水率、天然气热值、H₂S含量)直接决定了储运系统的设计边界条件和运行参数。不合格的产品不仅会腐蚀管道、堵塞设备, 还可能引发安全事故。(2) 流量匹配: 地面工程的瞬时产量和长期产能规划, 必须与储运系统的输送能力和储存容量精确匹配。任何一方的失衡都会导致整个系统的效率低下甚至中断^[1]。(3) 能量交互: 地面处理过程中的压力能(如高压天然气)可以被储运系统的压缩机站利用, 反之, 储运系统提供的动力(如电力、蒸汽)也是地面工程运行的基础。二者在能量流上存在复杂的交互。(4) 信息贯通: 上游生产动态(如单井产量突变、设备故障)需要实时传递至下游储运系统, 以便及时调整运行方案; 同样, 下游市场需求或管网工况的变化也需要反馈给上游, 指导其生产配产。这种紧密的耦合关系, 决定了任何试图孤立优化其中一个系统的做法, 都难以获得全局最优解。

2 地面工程与储运系统的协同策略与方案

2.1 顶层设计阶段的协同方案

2.1.1 联合产能与输送能力规划

地面工程的最终商品产量（原油、天然气）预测曲线必须与储运系统的输送能力规划进行严格匹配。具体方案包括：（1）成立联合规划组：由油藏、地面、储运、市场四个专业的核心人员组成，共同工作。（2）统一动态模型：基于同一个油藏数值模拟结果，地面工程据此确定处理厂的分期建设规模和最终规模；储运系统据此设计管道的管径、壁厚、泵/压缩机站的数量与配置，并明确是否需要采用分阶段投产（如初期降压运行、后期增压）的策略。（3）设定缓冲裕量：在匹配基础上，为应对油藏实际递减率与预测的偏差，在处理厂出口和管道首站之间设置合理的缓冲储罐容积（例如，按3-7天的设计日产量配置），以平抑短期产量波动。

2.1.2 统一商品质量与压力等级标准

明确地面工程向储运系统交付的商品必须满足的强制性技术指标。具体方案包括：（1）签订《界面技术协议》：在项目早期，由地面工程设计方与储运系统设计方共同签署一份具有法律效力的技术协议，明确规定：天然气高位发热量、硫化氢含量、总硫含量、二氧化碳含量、水露点、烃露点、颗粒物含量等。原油饱和蒸气压（RVP）、含水率、含盐量、机械杂质含量、凝点、粘度等。外输压力地面处理厂外输汇管的压力范围（如4.0-6.0 MPa），该压力应与长输管道首站的进站压力要求直接对接，避免中间增设不必要的增压设施^[2]。（2）工艺路线选择联动：若储运管道对气质要求极为苛刻（如要求极低的烃露点），地面工程在选择脱水脱烃工艺时，应优先考虑分子筛或低温分离等深度处理技术，而非简单的甘醇脱水。

2.1.3 公用工程与辅助设施一体化布局

对非核心工艺的公用系统进行集中规划，实现资源共享。具体方案包括：（1）联合选址：在条件允许的情况下，将地面处理厂与长输管道首站（或注入站）进行紧邻甚至一体化布局。（2）共享设施清单：供配电系统方面，共建一座110kV（或更高电压等级）的中心变电所，分别向两个区域供电，共用备用电源和应急柴油发电机。供水与污水处理方面，共建水源井、净水站和工业/生活污水处理厂，处理后的中水可用于绿化或注水。消防系统方面，共建消防水池、消防泵房和稳高压消防管网，覆盖两个区域。通信与控制系统方面，采用同一套光纤通信主干网和工业电视监控系统，控制室可考虑合建或设置直通视频链路。

2.2 建设与调试阶段的协同方案

2.2.1 统一的数字化交付标准

确保地面工程与储运系统在建成时，其数字资产能够无缝集成。具体方案包括：（1）执行同一套标准：强制要求两个项目均采用ISO 15926或中国石油的《工厂对象分类与编码规范》等统一的数据标准进行数字化交付。（2）共建数字底座：在施工图设计阶段，就将所有设备、管线、仪表的三维模型、技术参数、供应商信息、操作维护手册等录入同一个项目级的数字孪生平台。（3）接口数据预埋：在关键交接点（如处理厂外输计量撬、管道首站进站阀组）的仪表选型和数据标签命名上，必须预先协商一致，确保SCADA/DCS系统采集的数据格式、单位、刷新频率完全兼容。

2.2.2 联合调试与性能考核

将两大系统的调试视为一个连续的整体过程，而非两个独立事件。具体方案包括：（1）编制《联合调试大纲》：明确调试的顺序、接口责任、安全隔离措施和应急预案。例如，必须先完成地面处理厂的单机试车和联动试车，产出合格商品后，才能启动管道的清管、测径、试压和干燥作业^[3]。（2）一体化性能测试（PAC）：在项目投运前，进行为期72小时或更长时间的满负荷联合性能考核。考核指标不仅包括地面厂的处理效率、产品质量，还包括管道的输送效率、能耗水平以及两者交接点的压力、流量稳定性。只有所有指标同时达标，项目才算正式验收。

2.3 生产运营阶段的协同方案

2.3.1 动态生产与输送计划联动

根据上游生产动态和下游市场需求，实时调整两大系统的运行参数。具体方案包括：（1）建立月度/周度协调会机制：由油田生产管理部门牵头，召集地面处理厂、管道调度中心、销售公司代表，共同审定下一周期的生产与输送计划。（2）滚动产量预报共享：地面工程每日向管道调度中心提供未来7天的滚动产量预报（包括正常递减和计划内检修影响）。（3）管道工况反馈：管道调度中心每日向地面工程反馈管道全线的压力、流量分布及未来的计划性停输、清管安排。（4）指令闭环：当管道因故需临时降量时，调度指令直接下发至地面处理厂的中央控制室，自动触发相应的降产程序，确保交接点压力稳定在协议范围内。

2.3.2 能源与物料的梯级利用

挖掘两大系统内部及之间的能量和物料循环利用潜力。具体方案包括：（1）余热回收：地面处理厂的大型压缩机、发电机等设备产生的高温烟气或冷却水，可通

过换热器为原油集输管线提供伴热,从而减少或取消管道沿线的电加热或燃料气加热炉。(2)燃料气互供:处理厂自产的干气,在满足自身加热炉、发电机需求后,富余部分可作为管道沿线压气站的燃料气来源,反之亦然。双方建立内部结算价格。(3)凝析油/轻烃回注:对于凝析气田,若地面轻烃回收装置暂未建成,可将分离出的凝析油通过专用管线回注至干气管道,由下游统一回收处理。

2.3.3 应急响应与安全联防

构建一体化的安全屏障和应急体系。具体方案包括:(1)统一的泄漏监测系统:在交接区域及相连管线上,部署基于光纤传感或负压波原理的统一泄漏监测系统,报警信号同时推送至两个控制室。(2)联锁关断(ESD):在关键节点设置硬接线的紧急关断联锁。例如,一旦管道首站检测到进站压力异常超高或超低,可直接触发地面处理厂外输泵的紧急停机^[4]。(3)联合应急演练:每年至少组织一次涵盖地面厂泄漏、火灾及管道破裂等场景的联合应急演练,检验通讯、疏散、关断、抢修等环节的协同效率。

2.3.4 设备维护与检维修协同

统筹安排两大系统的非计划停工,最大限度减少对整体生产的影响。具体方案包括:(1)共享设备健康档案:在统一的数字孪生平台上,整合地面和储运关键设备的在线监测数据、历史维修记录和预测性维护建议。(2)制定联合大修窗口:每年初,共同制定一个年度大修计划,将地面处理厂的停产检修与管道的计划性清管、内检测安排在同一时间段内,实现“一次停产,多项作业”。(3)备品备件共享库:对于通用性强的备件(如阀门、电机、常规仪表),可在两个区域附近设立一个联合备件库,降低库存成本,提高应急响应速度。

3 保障措施与实施路径

为确保上述协同方案能够有效落地,必须有相应的组织、制度和技术保障。

3.1 组织保障

一是设立一体化项目经理(IPMT):在项目公司层面,任命一位对地面和储运均有深刻理解的高级经理,全面负责协同工作的推进与协调,拥有跨部门的决策权。二

是组建常设协同办公室:在运营期,设立一个由生产、技术、安全、信息等部门骨干组成的常设办公室,负责日常协调事务。

3.2 制度保障

一是修订项目管理制度:在公司的《项目管理办法》中,明确增加关于地面与储运协同的强制性条款和工作流程。二是建立协同绩效考核:将协同方案的执行情况(如联合会议出席率、指令执行准确率、共享资源利用率)纳入相关团队和个人的KPI考核。

3.3 技术保障

一是统一数据平台:持续建设和完善覆盖全生命周期的数字孪生平台,作为所有协同活动的数据中枢和可视化载体。二是标准化模板库:开发并推广《界面技术协议》、《联合调试大纲》、《协同操作规程》等一系列标准化文档模板,降低沟通成本。

4 结语

本文聚焦于油气田地面工程与储运系统的协同优化问题,提出一套覆盖项目全生命周期的协同优化实施方案。该方案从顶层设计、建设调试到生产运营三大阶段入手,明确了在产能规划、接口标准、资源共享、动态联动、应急响应等关键环节的具体协同内容与操作步骤。方案的成功实施,依赖于一体化的组织架构、强有力的制度约束以及统一的数字化平台支撑。通过这套方案的落地,可以从根本上解决传统模式下地面工程与储运系统“两张皮”的问题,将二者真正融合为一个高效、韧性、智能的有机整体,为油气田的高质量、可持续发展提供坚实的系统保障。

参考文献

- [1]刘少杰,王茜锦,郜峰,等.油气田地面建设储运工艺技术的发展[J].中国石油和化工标准与质量,2023,43(17):154-156.
- [2]魏哲明.油气田地面建设储运工艺技术的创新发展研究[J].中国石油和化工标准与质量,2023,43(04):184-186.
- [3]曲陆峰,李姗姗,肖健.油气田地面工程智能化建设研究与应用[J].油气田地面工程,2025,44(12):88-94.
- [4]张磊,崔新村.油气田地面工程建设管理重点策略探析[J].化工管理,2025,(05):10-13.