

# 某油田地面集输处理系统优化简化策略简析

梁福伟 (中石化石油工程设计有限公司, 山东 东营 257000)

**摘要:** 结合国家政策和行业发展形势, 对现有老区生产系统开展优化简化, 是油田实现高质量发展必经之路。通过梳理油田生产现状, 分析系统适应性, 对存在的问题进行系统优化, 通过合站并点、拉油改管输、优化生产工艺、新建站场标准化撬装化提升等系列措施, 可有效优化劳动定员, 降低油田的生产能耗、运行成本和生产风险, 实现油田的高效绿色低碳发展。

**关键词:** 优化简化; 常温集输; 合站并点; 油气损耗; 标准化

该油田地处鄂尔多斯盆地, 常规的低渗透与非常规低渗透油藏相间分布, 地质条件复杂, 储层隐蔽性强。储层产量与预测差距较大, 地面布局不够合理。随着油田注水开发力度不断加大, 含水量、产液量不断提升, 低成本、自动化、精细化要求越来越高, 安全环保形势日趋严峻, 目前粗放的生产运行模式及油田地面系统已不能满足要求, 急需探索全生命周期、低成本工程建设新模式, 依托四新技术, 打造高效、安全、节能、环保的数字化油田。

## 1 面临的形势

### 1.1 国内油气行业发展形势的必然要求

一方面, 随着我国经济的快速发展, 我国油气能源对外依存度不断攀升, 能源安全形势日趋严峻。2018年以来, 我国原油、天然气对外依存度已分别超过70%和40%, 并持续高位。国家高度关注能源安全, 严峻的能源形势要求油气生产企业大力提升勘探开发力度, 保障国家能源安全, 端牢能源饭碗。另一方面, 国家施行“双碳”战略, 能源消费结构低碳化转型给油气行业发展带来了前所未有的压力, 国内油气企业均瞄准“双碳”目标, 推动油气生产质量变革、效率变革, 实现生产业务绿色高质量发展。

### 1.2 油田高质量发展的必然选择

当前, 油田地面系统出现了“适应当时, 不适应当下”的局面, 油田桶油成本50美元以上, 对标国内先进油田生产运行水平(如中海油桶油成本30美元), 存较大优化空间。开展系统分析, 实施优化简化, 是实现油田高效快速开发、绿色低碳高质量发展的必然选择。

## 2 适应性分析

### 2.1 油田基本概况

该油田原油物性好, 为轻质原油(密度 $0.82\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.89\text{g}/\text{cm}^3$ , 粘度 $5\text{mPa}\cdot\text{S} \sim 28\text{mPa}\cdot\text{S}$ ), 气油比中等,

处于含水快速上升期, 目前综合含水81%。但单井产量低、递减率快、层系多、不同层系产出液配伍性差易结垢堵塞地层和管网。

油田地处黄土高原丘陵沟壑区, 地貌复杂多样, 沟壑纵横、川道狭长、梁峁遍布, 相对高差约200m~300m。

表1 油田物性及生产统计表

序号	项目	参数
1	密度(20℃), $\text{g}/\text{cm}^3$	0.82~0.89
2	粘度(50℃), $\text{mPa}\cdot\text{s}$	5~28
3	凝固点, $^{\circ}\text{C}$	-10~22
4	气油比, $\text{m}^3/\text{t}$	15~64
5	采出液含水, % (综合含水)	81
6	水型	$\text{CaCl}_2$ 或 $\text{NaHCO}_3$
7	单井油量, $\text{t}/\text{d}$	0.1~2.8
8	单井液量, $\text{t}/\text{d}$	1.2~9.2
9	主要层系	长2、长6等6个层系

目前, 油井集输主要采用拉油生产, 管输率较低。地面系统主要采用一级半布站: 油井→拉油点/分水点→联合站。采出液在分水点分水后分别进入后续联合站或水处理, 整体采用分层处理分层回注方式。

现有地面系统有效保障了油田正常生产, 为保障国家能源安全做出了贡献, 但系统也存在着诸多不适应环节, 制约着油田绿色低碳高质量发展。

### 2.2 不适应性分析

采出液主要采用拉运集输、部分回注水拉运输送, 造成运行成本高, 油气损耗大, 对并联合站生产造成冲击, 影响处理指标。①拉运成本高。油田采出液管输率仅为44%, 完全管输(油井管输联合站)的仅占全厂的21%。采出水拉运回注量大, 年拉运水量130万方, 占全部注水的31%。经统计, 全厂采出液、

回注水年拉运费用约 1.4 亿元；②油气损耗大。油田采出液拉运生产井占比 79%（含小片集输），大部分原油井场储存采用常压罐，装卸均采用开式运行，伴生气直接排放大气；且由于油品为轻质油，且部分油井就地集中升温分水，导致油气挥发损耗严重。参照相关研究，油气损耗率可达产量的 1%~2%。保守计算，油田集输系统年油气损耗 8030t，伴生气损失  $810 \times 10^4 \text{Nm}^3$ ，合计年经济损失约 4127 万元。

联合站采用大罐热化学沉降脱水，未设置油气回收装置，脱水加热能耗大，油气损耗大。①大量采出水被加热，无效能耗大。联合站主要采用大罐热化沉降脱水工艺，部分设置三相分离器的因运行效果差未运行；进站液含水 81%，直接加热到  $40^\circ\text{C} \sim 50^\circ\text{C}$ ，造成大量采出水被加热，造成能量白白浪费。保守估计，每天脱水加热采出水造成的热量损失折合标煤 75.9t，全年经济损失 2416 万元；②未设置原油稳定或大罐抽气等油气回收装置，油气损耗大。联合站常压储罐，开式运行，由于“大小呼吸”的存在，油气挥发损耗大。根据相关研究，油气损失率可达 1%~2%。保守估计，年油气损耗 8030t，年经济损失 2653 万元。

布站不合理，地面集输系统与区块开发不协调，设备重复设置、利用率低、劳动定员多、处理指标不稳定。①地面系统设置大量拉油分水点，存在位置分散、站点小而多、站场及设施布置简单等问题。据统计，全厂共设置将近两百处拉油分水点，全部采用简单的几十方常压方罐生产；②注水站与分水点未统筹集中布置，分水点和注水点各自独立设置，造成设施和定员的重复；且布局未兼顾全部注水区域，不能满足现有注水需求，约有 31% 的回注水需拉运回注，注水成本高、回注水二次污染，注水水质无法有效保障。

### 3 优化简化策略

#### 3.1 总体思路

油田整体规划，分步实施；优化油区布局，合站并点，优化联合站处理工艺；提升管输率，站场设备标准化、橇装化，最终实现降成本、降损耗、降能耗、降风险、降污染。具体措施是：①总体规划布局：完善集中分水站，对现有拉油点进行整合；油水站合并建站，分水点就地脱水回注；②优化站场工艺：原油脱水由“大罐沉降”改为“三相分离器预分水+大罐沉降”工艺，并设置大罐回收装置；③管输短流程+密闭：井场车拉改管输、连片成面，最终形成井场→增压点→分水点/站→联合站的布站方式；④站场设

备标准化：新建增压点、分水站等标准化设置，按照规模分为若干规模站场，站场设备系列化、标准化，以便适应地层递减率快、快速建产、重复搬迁使用的生产实际，降低投资和建设成本。

#### 3.2 管输短流程+密闭

##### 3.2.1 拉油改管输的可行性研究：

###### 3.2.1.1 理论依据

根据该地区同类油田相关试验验证，同一压力条件，溶气原油的粘度要小于脱气原油的粘度；且溶气原油的凝固点、反常点温度都明显降低；不同压力条件下的溶气原油，随着压力的增加，溶气原油的粘度不断减小，凝固点、反常点也进一步降低。根据研究，该原油本身具有良好的低温流动性，且溶气使得其进一步改善了低温流动性，井口含气原油凝固点相比于脱气原油析凝固点降低约  $11 \sim 16^\circ\text{C}$ 。

###### 3.2.1.2 生产实践

该地区毗邻某集团油区，在地质油藏、油品物性、产液气量、地形地貌上有诸多相似处，该油区对单井产液达到  $3\text{m}^3/\text{d}$  的采用常温管输，辅以清管+热洗等措施，多年来一直运行良好，未出现严重的凝管事故。本油田如采油队一队等液大部分油井同样采用常温管输方式，冬季辅以定期清管和热洗等措施，也很好地保障了正常集输生产。

###### 3.2.1.3 油井产液

据统计，该油田单井产液量不小于  $5\text{m}^3/\text{d}$  的油井占比为 62.4%，单井产液量不小于  $3\text{m}^3/\text{d}$  的占比为 73.4%，产液量较高，达到了管输条件。此外，低产液量如果多井同台或附近有高产液井，多井采出液汇集后一起集输，可有效提高起点集输液量，也具备管输条件。

#### 3.2.2 具体措施

为降低工程投资和运行费用，满足条件的油井采出液采用“常温管输+功图计量+连续发球+集中增压”的方式代替拉油运行，同台井采用单管不加热集输方案。在充分利用旧现有集输管网的基础上，油区充分整合小片集输点，“连片成面”，形成井场→增压点→分水站/点→联合站的地面布站方式。

通过充分调研当地同类型油区生产实践，确定常温管输边界：井口出液不宜小于  $5\text{m}^3/\text{d}$ ，埋地深度不小于 1.8m，集输半径控制在 1.5 ~ 2.5km 以内；井口出液小于  $5\text{m}^3/\text{d}$  但不小于  $3\text{m}^3/\text{d}$ ，集输半径控制在 1km。为避免造成管壁结蜡积聚，每座井场设置自动

发球装置,定期发球通管,通球次数宜为1次/1天。冬季加强油井回压等监控,出现压力升高时,还应增加通球频率,必要时进行热洗;对长距离、高回压井等重点井场,重点管控,冬季适当增加通球频率和热洗频次,根据各油井生产实际建立针对性的操作管理规程。

无法覆盖的零散偏远井、分布在区块内少数不同层系井、产量低不满足热力管输条件的边远区块,仍设单井或集中拉油点。井场/集中拉油点分水后,采出水车拉/管输至附近注水站,原油车拉至联合站。

管输改造实施后,完全管输率可由目前的21%提升到优化后的78%,有效降低了拉运行成本和油气损耗。

### 3.3 优化系统布局, 合站并点

结合产能预测、注水站规划和层系采出液匹配性,毗邻注水站建设分水站/分水点,对具备条件的分水拉油点进行合并,实现“就地分水、就地处理、就地注水”,减少管理点和管理难度。新建站充分利用原有分水拉油点,降低征地面积。

在现有7座联合站基础上,新建2座联合站(设计规模1500m<sup>3</sup>/d),完善整体布局。新建分水站1座(设计规模1000m<sup>3</sup>/d)、分水点25座(设计规模为50m<sup>3</sup>/d~500m<sup>3</sup>/d),新建增压点73座(设计规模50~400m<sup>3</sup>/d,利旧拉油点24座)。新建增压点每个点管辖井场2~20座,外输压力原则上≤2.5MPa,最高不超过4MPa。优化后,共取消分水拉油点103处,利旧改造32处。

### 3.4 优化联合站工艺

前端实现管输后,联合站进站增加三相分离器,脱水流程由大罐热化学沉降脱水工艺调整为“预分水+大罐热化学沉降脱水”工艺,减少加热能耗;因分水能力提升可减少油罐脱水运行数量,多余油罐可转做水罐,一方面提高进水站水质,另一方面提升水处理能力。此外,增加大罐抽气流程,实现站内密闭生产,降低油气损耗,回收天然气可作为站内及周边站场燃料使用。

### 3.5 标准化站场及设备

优化过程中,遵循“充分利用现有设备”+“站场设备标准化、系列化”相结合的原则,建成的设备形成若干系列,成橇加工,实现可搬迁重复使用;工程建设采用工厂内预制,现场“搭积木”施工建造模式,以适应递减速率快的生产实际,降低全周期生产成本。

优化过程中,共涉及联合站、分水站、分水点、增压点、井场等5类标准化站场,采用定工艺、定平面、定设备系列的模式建设,最终形成5类站场13种不同规模标准站。站内设备形成8类18种橇装集成系列设备。井场、站场设备提高自控运行,实现无人值守。

其中,分水点采用“卧式罐两级沉降”脱水工艺,充分利用本次取消的集输拉油站内的罐、电加热器等设备;并严控一级分水温度,根据脱水温度试验确定分水温度,满足脱除游离水即可,以降低脱水能耗;二级分水升温到正常脱水温度,保证脱水效果。

## 4 实施效果

项目实施后,具有很好的经济效益和社会效益。

### 4.1 经济效益

管输改造实施后,每年可降低拉运费9744万元,减少油气损耗5590t,合计经济效益11627万元。联合站改造实施后,年节省费用2416万元,回收天然气折合效益约2653万元,共计经济效益5069万元。通过管输、合站并点、提升信息化水平建设等措施,可有效降低管理井站点,削减劳动强度,减少井场驻井计量、巡井、巡线、数据统计、站场等管理人员共计633人,每年降低人工成本3798万元。

### 4.2 社会效益

拉油改密闭集输后,汽车拉运车次大幅下降,减少汽车装卸、拉运途中自然灾害及人为因素造成的安全风险,减少伴生气及烃组分挥发,避免环境污染;增强信息化程度及监控点数量,及时发现偷油盗油及其他危险工况等,提高油区生产、生活安全性。

## 5 结束语

地面规划应坚持“优化简化、绿色低碳、安全环保、智能提升”原则围绕能耗、人员、成本等要素,依托四新技术,开展系统适应分析和规划,实现系统整体降成本、降能耗、降风险。经分析测算,项目实施后,所得税后内部收益率可达10%以上。

本次规划形成了针对低产原油采出液前端常温管输、后端分水加热集输的密闭集输工艺,很好地降低能耗,具备可观的经济社会效益,达到了推广应用条件,可在油田进行全面推广。

### 参考文献:

- [1] 黄春芳.原油管道输送技术[M].北京:中国石化出版社,2016.
- [2] 王博,夏政,等.长庆油田原油不加热集输的流变学原理[J].采输技术,2015(12).