

某油田地面集输系统降本增效优化设计

郭 斌 (山东莱克工程设计有限公司, 山东 东营 257026)

摘 要: 通过阐述某油田由于产量变化及生产运行工艺落后等原因, 造成运维成本高, 安全环保管控风险大等问题。对标 / 计算确定原油集输边界条件, 解决低产、高凝、高蜡油田集输难的问题, 提高地面系统管输率。提出“井场→增压点→分水增压点→联合站”的三级布站模式, 前段“冷输+通球”、后段“密闭热输分水”的集输工艺。降低油田生产运维成本, 提高产品收益, 同时减少油田地面生产运行中存在的安全隐患和环境污染, 为类似油区的优化设计提供借鉴。

关键词: 降本增效; 安全环保; 分层集输; 密闭集输; 采出水“三就地”

1 概述

某油田地处鄂尔多斯盆地, 为低渗透油藏, 油井产量相对较低。由于储层性质的差异, 主要分为长 2 层系、长 4+5 层系和长 6 层系。区块原油均属轻质油, 20℃时原油密度 0.82~0.86g/cm³、50℃时原油粘度 5~16MPa·s, 凝固点 14~23℃, 含蜡量 21%。

目前开井近 4000 口, 单井平均日液 2m³, 单井平均日油 0.5t, 综合含水 74%, 井口出油温度 10~15℃, 井场多为 (2~5) 井式井场。原油集输主要包括管输和汽车拉油, 管输井近 400 口, 占开井 10%, 拉油井占开井 90%。

2 存在问题

随着国际油价低位震荡, 油田剩余资源动用难度越来越大, 落后、不合理的地面生产工艺造成的高成本低收益与低油价的矛盾越来越突出, 同时造成安全、环保问题也日益凸显。具体表现在以下 3 方面:

2.1 大量汽车拉运造成高成本、高损耗、高风险、高污染、水质不达标

油田开发前期, 原油产量及含水量较低, 井口出油温度低于凝固点, 采出液为半固体油与气水的混合物, 流动性差, 集输条件差, 主要采用单井拉油生产模式, 井口出油在井场储罐加热油水分离后分别用汽车拉走, 造成以下五方面问题。

2.1.1 高成本

2019 年油区汽车拉运液量 167×10⁴t, 折合拉运费 6220 万元, 站现金成本的 7.3%。随着注水开发, 采出液量不断提升, 汽车拉运成本将进一步增加。

2.1.2 高损耗

汽车拉运油井总油量 2100t/d, 储存及装卸均采用开式运行, 在井口储罐加温至 (50~60)℃进行油水分离, 烃组分挥发损耗严重, 年折合损耗油量

约 7560t (占比 1%), 折合 1436 万元。拉油井场伴生气大部分在井口储罐中放空大气, 年放空量约为 690×10⁴m³, 折合 624 万元。

2.1.3 高风险

井口储罐加热分离采用露天加热, 火苗直接接触罐体进行加热, 无任何安全防护措施, 一旦出现泄漏, 将造成火灾、爆炸等安全事故, 安全风险大;

每天汽车拉油约 120 车次, 受地形、路况、自然灾害、人为因素影响大, 产生汽车翻沟、汽车相撞、油罐车起火爆炸等事故较多, 安全风险大。

2.1.4 高污染

井口储罐储油及汽车装卸均采用开式运行, 大量烃组分和伴生气直接从储罐挥发排到大气中, VOCS 排放不达标, 污染环境。

2.1.5 注水水质不达标

井场分出污水采用汽车拉运至污水站处理回注, 汽车拉水受自身间断性因素及天气、路况等外界条件影响, 来水量及水质波动较大, 对水处理系统冲击较大, 致使处理后水质波动大, 经常出现不达标情况。

2.2 不同层系采出液混输、混处、混注, 管道堵塞、地层欠注

区块不同层系采出液油水物性差异较大, 混输、混处、混注后水型不配伍, 管道内易生成 CaCO₃ 沉淀、CaSO₄ 沉淀等, 管线结垢、腐蚀严重, 造成注水井欠注, 地层堵塞, 影响原油开发。

2.3 某区块原油产量变化大, 外输管线实际输量严重偏离最佳设计工况

某接转站外输管线规格 DN125, 长度 10.5km, 最小设计输量 320m³/d, 投产后产量降低至 120m³/d, 每天车运 200m³ 明水, 加热升温 30℃后保证管道热力条件输至联合站。在联合站再升温 20℃分水, 年明水加

热能耗费用约 53 万元。

3 优化设计

3.1 采用“管输短流程+密闭运行”，降低成本及损耗，增加收益，减少安全隐患及污染等

针对 2.1 条提及的汽车拉运高成本、高损耗、高风险、高污染、注水水质不达标等问题，通过改“汽车拉运+开式运行”为“管输短流程+密闭集输”进行优化。油气集输系统采用井场→增压点→分水增压点→联合站的三级布站模式。对满足要求的井场，改汽车拉运为管输，增压点密闭集输，分水增压点就地分水回注。

3.1.1 优化措施

3.1.1.1 油井集输工艺

目前常用的井场集输工艺有“加热集输工艺”和“冷输+自动定时通球工艺”^[1]。

加热集输工艺：采出液在井场加热后输送至增压点，采出液流动性增强，管线沿程摩阻小，集输工况较好。但由于井场数量多（约 1100 座井场），投资高，管理点多，能耗大，运行管理费用较高。

冷输+自动定时通球工艺：井场采出液至增压点采用冷输，采出液温度低，粘度大，流动性差，管线沿程摩阻大，集输工况相对较差，但投资低，能耗少，管理运行费用低。

对标类似低产、高凝、高蜡油田生产运行经验并结合某油田现场试验，综合分析确定合理的集输边界条件，定时通球，加强生产管理，可实现冷输，井口回压控制在 2.5MPa 以内^[2]。推荐采用单井冷输+自动定时通球工艺。

冷输边界条件：①液量 $\geq 5\text{m}^3/\text{d}$ 、管输距离 $\leq 2\text{km}$ 、高程差 $\leq 50\text{m}$ 的井场采用单管或串接冷输+自动定时通球工艺；②最远井液量 $\geq 3\text{m}^3/\text{d}$ 、管输距离 $\leq 1\text{km}$ 、高程差 $\leq 50\text{m}$ 的井场采用串接冷输+自动定时通球工艺。串接井场只在最远端井场发球，减少发球装置数量；③井口回压增加超过 30%，及时进行吹扫疏通。

3.1.1.2 增压点

增压点设置油气分离、原油加热增压管输一体化集成装置。随着液量增加集输半径增大，外输温度 40℃时，最低液量 10m³/d 对应集输半径 1km，最高液量 180m³/d 对应集输半径 12km，外输压力 $\leq 2.5\text{MPa}$ 。满足以上集输条件的，采用管输较汽车拉油投资回收期 ≤ 5.3 年，经济性远优于汽车拉运，推荐采用管输。

管输工况及与汽车拉运费用对比见表 1。

3.1.1.3 分水增压点

分水增压点设置油气水分离、原油加热增压管输（拉运）、污水增压管输一体化集成装置，与注水点毗邻设置。原油分水至 20% 以下外输，随着液量增加集输半径增大，外输温度 40℃时，最低液量 20m³/d 对应集输半径 1.5km，最高液量 120m³/d 对应集输半径 7.7km，外输压力 $\leq 2.5\text{MPa}$ 。满足以上集输条件的，采用管输较汽车拉油投资回收期 ≤ 5 年，经济性远优于汽车拉运，推荐采用管输。管输工况及与汽车拉运费用对比见表 2。分出采出水就地处理、回注，减少调水能耗。

3.1.2 优化效果

①经济效益。通过以上措施，管输率提高约 73%，年节省汽车拉运等运行费用 5720 万元。年减少轻烃组分挥发约 6950t（占 1%），折合 1320 万元；年减少天然气挥发约 $629 \times 10^4\text{m}^3$ ，折合 565 万元。汽车拉油改管输、自动化提升改造后，减少了巡井、油井计量、检修、数据统计等岗位人员 587 人，年节省费用 3522 万元；②安全环保效益。减少井场储油罐储存、加热分离，汽车装卸、拉运途中自然灾害及人为因素造成的安全风险，减少烃组分及伴生气挥发，减少环境污染；③减小水处理站来水量及水质波动，提高水处理系统达标率。

3.2 采取分层系集输处理回注措施，提高水的配伍性，减少设备管线结垢、腐蚀及地层堵塞

针对 2.2 条不同层系采出水不配伍的问题，参考长庆油田采出水配伍性实验结论（见表 3^[2]，长 4+5 层系和长 6 层系混合后结垢程度较低，配伍性较好，长 2 层系和长 6 层系混合后结垢程度较高，配伍性较差，确定长 4+5、长 6 层系与长 2 层系分层集输处理。提高水的配伍性，减少设备管线结垢、腐蚀及地层堵塞。

3.3 优化集输模式，降低集输管线运行能耗

针对 2.3 条中所提及的管道实际输量严重偏离最佳设计工况的集输管线进行集输模式优化。将该接转站改为分水拉油点，取消含水油外输管线，分出污水就近管输至附近注水站回注，低含水油车拉至联合站进行处理。优化后明水拉运及加热能耗全部消除，每年可节省运行费 53 万元。

4 结论

地面优化方案应以“降本增效”为宗旨，并紧紧围绕“安全就是效益、环保就是效益”开展工作。经

分析测算，项目实施后，经济效益方面所得税后内部收益率可达 10% 以上，同时安全、环保方面的效益更加可观。

通过对标学习油田和某油田现场试验，形成了 1 套针对于低产、高凝、高粘原油采出液前段冷输 + 通球、后段分水热输的密闭集输工艺，达到了大规模推

广应用的条件，已在整个延长油田进行推广。

参考文献：

[1] 郭刚,高淑梅,张小龙,等.某油田高 52 井区地面集输工艺 [J]. 天然气与石油,2012(07).
[2] 娄玉华,李杰训,徐晶.浅谈《油气集输设计规范》中的几个技术问题 [J]. 石油规划设计,2014(09).

表 1 增压点管输工况及与汽车拉运费用对比

液量 (m ³ /d)	含水 (%)	管径 (mm)	出站温度 (℃)	出站压力 (MPa)	进站温度 (℃)	最远集输距 离 (km)	集输管线投 资 (万元)	集输运行费 用 (万元/a)	拉运费用 (万元/a)	投资回收期 (a)
10	75	50	40	0.7	23	1	30	1.9	10.04	3.7
20				0.9		2	60	5.0	20.09	4.0
30				1.2		2.8	84	9.9	30.13	4.2
40				1.5		3.5	105	16.5	40.18	4.4
50				1.6		4.7	141	22.0	50.22	5.0
60				1.7		5.5	165	28.1	60.26	5.1
70				1.8		6.2	186	34.7	70.31	5.2
80		65		1.6		6.8	238	35.2	80.35	5.3
100				1.7		7.8	273	46.8	100.44	5.1
150		80		1.9		10.5	367.5	78.4	150.66	5.1
180				2		12	420	99.1	180.79	5.1

表 2 分水增压点管输工况及与汽车拉运费用对比

进站液量 (m ³ /d)	含水 20% 外输 液量 (m ³ /d)	出站温度 (℃)	管径 (mm)	出站压力 (MPa)	进站温度 (℃)	最远集输 距离(km)	集输管线投 资 (万元)	集输运行费 用 (万元/a)	拉运费用 (万元/a)	投资回收 期 (a)
420	150	50	65	2.1	23	9.5	333	179	245	5.0
390	140			2		8.8	308	159	228	4.5
370	130			1.9		8.2	287	141	212	4.0
340	120			1.8		7.7	270	124	196	3.7
310	110			1.8		7.3	256	113	179	3.9
280	100			1.7		7	245	98	163	3.8
250	90		50	1.8		6.9	207	93	147	3.8
230	80			1.7		6.1	183	78	130	3.5
200	70			1.6		5.3	159	65	114	3.2
170	60			1.5		4.6	138	52	98	3.0
140	50			1.3		3.8	114	38	82	2.6
120	40			1		3.1	93	24	65	2.3
90	30			0.9		2.3	69	17	49	2.1
60	20			0.8		1.5	45	10	33	2.0

表 3 长庆油田采出水配伍性实验

序号	试验层系	结垢量 (mg/L)	结垢程度	不同层系配伍性
1	长 8 与长 6	570~630	大	差
2	长 8 与长 2	160~970	大	差
3	长 8 与延 9	130~450	较大	较差
4	长 4+5 与长 6	80~210	较低	较好
5	长 6 与长 2	230~820	大	差
6	长 6 与延 9	390~820	大	差
7	长 2 与延 9	180~450	较大	较差
8	长 2 与延 10	150~740	较大	较差
9	延 9 与延 10	80~120	低	好