

第一届 全国大学生油气储运工程设计大赛 方案设计书

项目名称 G 区块油气集输处理设计方案

赛题类型 赛题一

项目负责人 李金娟 联系电话

指导教师 曹学文（教授）

所在学校 中国石油大学（华东）

完成日期 2016 年 07 月 21 日
全国大学生油气储运工程设计大赛组委会制

作品简介

待开发 G 区块共建设油井 143 口，其中包括水平井 60 口，直、斜井 83 口。总设计产量规模为产油 $22.88 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $1251.54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 、产水 4.56t/a 。

本作品针对井产液量及含水率较低，高凝点等特点，结合井位分布情况提出了采用“管网集油+井口拉油”的集输方式。对井位分布集中的 140 口井采用管网集油，对边缘的 3 口井采用井口拉油方式集油。考虑该区块环境条件恶劣，选择埋地管道敷设。主要工作包括：

- 管网优化设计；
- 单管环状掺水集油方案设计；
- 单管枝状电加热集油方案设计；
- 转油站、脱水站的站内流程设计、站内设备选型与校核；
- 方案经济性对比；
- 优选方案关键问题研究及后期适应性分析；
- 管道运行安全保障。

本作品所选两套集输方案具体内容如下：

方案一：采用“单管环状掺水集油+井口拉油”的集输流程，利用井口压能将井口产物输送至转油站，经转油站内外输泵增压后泵送至脱水站处理。本方案根据热力条件确定掺水比，并根据管道建设费用和运行费用优化掺水温度。该流程走向如下：

集油环起点掺水 → 集油掺水阀组 → 转油站（气液分离、轻度脱水、加热、热水回掺、） → 脱水站（气液分离、深度脱水、原油稳定、自用气处理、污水处理）

方案二：采用“单管枝状电加热集油+井口拉油”的集油流程，利

用井口压能将井口产物输送至转油站，经转油站内外输泵增压后泵送至脱水站处理，并根据热力条件确定伴热管线加热功率。该流程走向如下：

井口（电加热器加热）→ 转油站（M1 气液分离、轻度脱水、加热；M2 增压、加热）→ 脱水站（气液分离、深度脱水、原油稳定、自用气处理、污水处理）

对转油站和脱水站进行详细的设计计算和设备选型，并对两种方案作出经济评价，得出方案一的经济性优于方案二。因此，最终选择集输方案一作为本作品的推荐方案。

针对集输系统运行安全、经济、节能的要求，对方案一集输过程关键问题（掺水温度、掺水压力、井口回压、掺水流量分配）进行了全面设计，并从水合物生成、清蜡防蜡、段塞流及防腐多角度进行管道安全运行保障设计。

本作品使用 MatLab 编写管网优化布局程序、集油阀组和转油站最优位置计算程序；使用多相流模拟软件对混输工艺进行水力、热力和流动保障的模拟计算；使用稳态模拟软件对集输工艺进行工艺优化和物料平衡计算；使用 AutoCAD、SolidWorks、Visio 等软件展示设计结果。

团队成员在设计方案时，查阅了大量国内外地面集输流程设计的资料，调研多个高凝原油区块集输设计方案，但由于时间和水平有限，作品中仍存在许多不足之处，恳请各位专家批评指正！

目 录

第 1 章 总论	1
1.1 工程概况	1
1.2 编制依据与原则	1
1.2.1 编制依据	1
1.2.2 编制原则	1
1.2.3 国家及地方有关法律、法规	2
1.2.4 国家、地方、行业、企业的技术标准和规范	2
1.3 设计范围	4
1.4 开发方案概述	4
第 2 章 设计基础	5
2.1 环境概况	5
2.1.1 地理位置	5
2.1.2 地形地貌	5
2.1.3 气候气象	5
2.2 区块建设现状	5
2.3 设计参数	5
2.3.1 开发指标	5
2.3.2 流体参数	6
2.3.3 原有设施参数	7
2.3.4 基础设计参数选取	8
2.3.5 产品质量指标	9
2.4 地面总体规划思路	10
2.4.1 规划原则	10
2.4.2 规划思路	10
2.4.3 其他方面	10
2.4.4 建设规模	10
第 3 章 油气集输方案的确定	12

3.1 G 区块开发条件影响分析	12
3.1.1 环境条件影响分析	12
3.1.2 井口温度条件影响分析	12
3.1.3 油气物性及流变性影响分析	12
3.1.4 生产液含水率的影响分析	13
3.1.5 油气集输流程应解决问题	14
3.2 总体布局与方案初选	14
3.2.1 布站方案	14
3.2.2 供电方案	14
3.2.3 供水方案	14
3.2.4 站场选择	15
3.2.5 集输设计方案初选	15
第 4 章 集输方案一的具体设计	16
4.1 集输方案概述	16
4.2 管网系统布局优化设计	16
4.2.1 管网布局类型	16
4.2.2 线路路由选择	18
4.2.3 管网系统布局优化	19
4.3 钢制管道管材的选择	24
4.4 集输管道水力学计算	25
4.4.1 设计特点	25
4.4.2 计算方法	25
4.4.3 管径初选	26
4.4.4 管道壁厚与强度校核	32
4.4.5 集输管线规格汇总	35
4.5 集输管道热力学计算	36
4.5.1 计算原则	36
4.5.2 集输管线保温设计参数汇总	37
4.6 井口设计	38

4.6.1	工艺流程	38
4.6.2	计量方式选择	39
4.6.3	清防蜡技术	40
4.7	转油站设计	41
4.7.1	工艺流程	41
4.7.2	设计参数	42
4.7.3	主要设备选型	43
4.7.4	四合一装置说明	43
4.8	脱水站设计	45
4.8.1	工艺流程	45
4.8.2	脱水站规模、主要设备的参数选择	46
4.8.3	站内设备校核及选型	46
4.8.4	五合一装置说明	47
4.9	原油稳定单元	49
4.9.1	原油稳定工艺	49
4.9.2	主要设备选型	50
4.10	污水处理单元	50
4.10.1	污水处理工艺	50
4.10.2	主要设备选型	51
4.11	伴生气回收和利用	52
4.12	拉油流程设计	52
4.12.1	工艺流程	52
4.12.2	管道设计	53
4.12.3	加热炉选型	54
4.12.4	油井密闭储油罐装置	55
4.12.5	主要设备选型	55
4.13	主要工程量	56
第 5 章	集输方案二的具体设计	57
5.1	集输方案概述	57

5.2 电加热集油工艺的优化研究	57
5.2.1 点状升温、线状保温方式	57
5.2.2 线状升温、线状保温方式	58
5.2.3 两种电加热集油方式优缺点对比	59
5.3 主要加热设备技术原理分析	61
5.3.1 井口电加热器	61
5.3.2 电加热管道	62
5.3 管网系统布局优化设计	67
5.4 钢制管道管材的选择	68
5.5 集输管道水力学计算	68
5.5.1 计算方法	68
5.5.2 管径初选	69
5.5.3 钢质管道壁厚与强度	70
5.5.4 集输管线规格汇总	73
5.6 集输管道热力学计算	74
5.6.1 计算方法	74
5.6.2 保温层厚度和电伴热功率初选	74
5.6.3 集输管线保温设计参数汇总	76
5.7 井口设计	76
5.7.1 工艺流程	76
5.7.2 计量方式选择	77
5.7.3 主要设备选型	77
5.8 转油站设计	79
5.8.1 工艺流程	80
5.8.2 设计参数	81
5.8.3 主要设备选型	81
5.9 脱水站设计	81
5.9.1 工艺流程	82
5.9.2 设计参数	82

5.9.3 站内设备校核及选型	83
5.10 伴生气回收及利用	83
5.11 拉油流程设计	84
5.12 主要工程量	84
5.13 方案比选	84
5.13.1 年销售收入	85
5.13.2 成本费用	85
5.13.3 经济评价	86
第 6 章 集输方案一掺水系统优化及后期适应性改造	88
6.1 掺水温度优选	88
6.1.1 十年运行费用计算	88
6.1.2 管道投资费用计算	89
6.1.3 温度优选	91
6.2 井口回压校核	91
6.3 掺水压力	91
6.3.1 掺水压力变化	91
6.3.2 掺水压力控制	93
6.4 掺水流量分配	93
6.4.1 掺水一级分配	93
6.4.2 掺水二级分配	94
6.5 开井井口数	95
6.5.1 2016 年	96
6.5.2 2017~2019 年	97
6.5.3 2020~2025 年	97
6.6 站内设备调整	98
6.6.1 2016 年	99
6.6.2 2017~2019 年	99
6.6.3 2020~2025 年	99
6.7 低温集输	99

6.7.1 低温集输可行性分析	99
6.7.2 凝油粘壁温度的测定	100
6.7.3 低温集输方案	101
第 7 章 运行安全保障	102
7.1 管道完整性管理技术	102
7.1.1 管道完整性管理实施规划	102
7.1.2 管道完整性管理体系建设	102
7.2 生成水合物预测	103
7.3 蜡的控制与清除	103
7.3.1 管道结蜡预测	103
7.3.2 管道防蜡	104
7.3.3 清蜡周期确定	104
7.3.3 清蜡技术	105
7.4 段塞流的检测与控制	105
7.4.1 段塞流预测模拟	106
7.4.2 段塞流的影响	106
7.5 管道腐蚀	106
7.6 清管作业模拟	106
7.6.1 清管工艺设计	107
7.6.2 清管工况模拟	107
7.6.3 清管作业策略	107
第 8 章 仪表自动化控制	108
8.1 研究范围及总体控制水平	108
8.1.1 研究范围	108
8.1.2 自控水平	108
8.2 控制系统（SCADA）方案	109
8.3 控制系统控制方案	111
8.3.1 井口、井场	111
8.3.2 转油站	111

8.4 现场 RTU 通讯系统方案	112
8.4.1 概况	112
8.4.2 采用的方案	113
8.4.3 光纤网络通讯方案	113
8.5 控制室	113
8.6 供电、接地及其他	114
8.6.1 供电	114
8.6.2 接地	114
8.6.3 仪表防雷系统	115
8.7 仪表设备选型	115
8.7.1 选型遵循的原则	115
8.7.2 温度仪表	116
8.7.3 压力仪表	116
8.7.4 流量仪表	116
8.7.5 液位仪表	116
8.7.6 调节阀	117
8.7.7 可燃气体探测器	117
8.7.8 浪涌保护器	117
8.7.9 远程测控终端系统（RTU）	117
8.7.10 数据采集与监控系统（SCADA）系统	118
8.8 仪表配管配管及敷设方式	119
8.8.1 仪表配管	119
8.8.2 敷设方式	119
8.9 采用的设计标准	119
第 9 章 防腐	121
9.1 可能产生的腐蚀及防护措施	121
9.1.1 集输管道可能发生的腐蚀及防护措施	121
9.1.2 站场可能发生的腐蚀及防护措施	121
9.2 集输管道的腐蚀检测	122

9.2.1 内检测	122
9.2.2 外检测	123
9.3 储罐腐蚀检测	124
9.4 集输管道及站场阴极保护的检测与监测	125
9.4.1 阴极保护检测	125
9.4.2 阴极保护监测	125
9.4.3 阴极保护规则及保护效果的判定	127
9.5 防腐保温工程方案设计	127
9.5.1 井场、站内设备及管线防腐	127
9.5.2 混输管线及水管线的防腐及阴极保护	128
9.5.3 井场、站场管线的阴极保护	129
第 10 章 消防安全系统	130
10.1 消防对象	130
10.2 站场等级确定	130
10.3 火灾类型及危险性分析	130
10.4 消防方式	130
第 11 章 电力系统	131
11.1 供电电源	131
11.2 供电负荷	131
11.3 主要工程量	132
第 12 章 给排水系统	133
12.1 给水系统	133
12.1.1 给水水质和水源	133
12.1.2 输配水管网	133
12.1.3 冷却水	133
12.2 排水及污水处理系统	133
12.2.1 排水水量和水质	133
12.2.2 污水处置	134
12.2.3 排水处理原则	134

12.2.4 排水处置	134
第 13 章 通信系统	136
13.1 设计范围	136
13.2 设计内容	136
13.3 行政电话系统	136
13.4 火灾报警系统	136
13.4.1 系统组成	136
13.4.2 设计方案	136
13.5 工业电视监控系统	136
13.6 办公网络系统	137
第 14 章 建筑与结构	138
14.1 建筑	138
14.1.1 设计内容	138
14.1.2 设计原则	138
14.1.3 建筑室内外装修标准	138
14.1.4 标准规范	139
14.2 结构	140
14.2.1 工程概况	140
14.2.2 设计基本数据	140
14.2.3 结构设计	140
14.2.4 标准规范	141
第 15 章 安全	143
15.1 自然因素及其防范措施	143
15.2 生产危害因素及其防范措施	143
15.3 其它危害因素及其防范措施	144
15.4 专用投资概算	144
15.5 预期效果及评价	144
第 16 章 节能	145
16.1 概述	145

16.2 节能措施	145
第 17 章 环境保护	146
17.1 建设地区环境状况	146
17.2 主要污染源	146
17.3 控制措施	146
17.4 环境保护投资概算	147
17.5 结论	147
第 18 章 职业卫生	148
18.1 职业病危害因素及防护措施	148
18.1.1 职业病危害因素的来源	148
18.1.2 职业病危害因素对健康的影响	148
18.2 劳动保护	149
18.2.1 职业危害	149
18.2.2 危害因素及防范措施	150
第 19 章 组织机构与定员	152
19.1 组织机构	152
19.2 劳动定员	152
参考文献	153
附录 A 集输方案—管网系统布局优化	155
A.1 143 口井位置坐标	155
A.2 集油阀组位置程序代码	158
A.3 集油阀组管辖井口信息	159
A.4 集油环优化程序代码	161
A.5 新转油站位置程序代码	166
A.6 管网系统布局优化结果图	168
附录 B 集输方案—转油站计算	169
B.1 M1 转油站设备校核	169
B.1.1 四合一装置校核	169
B.1.2 外输泵校核	171

B.1.3 掺水泵校核	171
B.2 M2 转油站设备选型	171
B.2.1 四合一装置选型	172
B.2.2 外输泵选型	174
B.2.3 掺水泵选型	174
附录 C 集输方案一脱水站计算	175
C.1 五合一装置校核	175
C.1.1 尺寸校核	175
C.1.2 游离水脱除能力校核	176
C.1.3 热负荷校核	177
C.1.4 电脱水能力校核	177
C.2 外输泵校核	177
C.3 其他设备选型	177
C.3.1 外输加热炉	177
C.3.2 净化油罐	178
C.3.3 事故罐	178
C.3.4 污水沉降罐	178
C.3.5 污水泵	178
C.3.6 气处理装置	178
C.3.7 备用掺水加热炉	178
C.3.8 备用掺水泵	179
附录 D 集输管道设计计算	180
D.1 冲蚀速度计算	180
D.2 软件模拟附图及计算结果	180
D.2.1 环状集油管模型	180
D.2.2 环状集油管设计输量	181
D.2.3 集油阀组至转油站集油管模拟原始数据	182
D.2.4 不同年份所需掺水量模拟原始数据	185
D.2.5 转油站用气量及耗电量模拟结果	187

D.2.6 管道建设费用计算	190
附录 E 集输方案一其他选型与计算	192
E.1 原油稳定单元	192
E.1.1 负压稳定塔	192
E.1.2 负压压缩机	192
E.2 污水处理单元	192
E.2.1 压力过滤器	192
E.2.2 外输泵	192
E.2.3 外输罐	192
E.3 伴生气计算	193
附录 F 集输方案二管网系统布局优化	194
F.1 枝状 Kruskal 最小生成树算法	194
F.2 集输方案二管网系统布局优化结果图	195
附录 G 集输方案二集输管道水力学计算	196
G.1 集油支线管线计算	196
G.1.1 多相流模拟软件模型	196
G.1.2 模拟结果原始数据	196
G.2 集油干线管线计算	197
G.2.1 多相流模拟软件模型	197
G.2.2 计算参数	197
G.2.3 模拟结果原始数据	197
附录 H 集输方案二管道热力学计算	199
H.1 集油支线管线计算	199
H.1.1 多相流模拟软件模型	199
H.1.2 模拟结果原始数据	199
H.2 集油干线至转油站管线计算	199
H.2.1 多相流模拟软件模型	199
H.2.2 计算参数	199
H.2.3 模拟结果原始数据	199

附录 I 集输方案二转油站计算.....	201
I.1 M1 转油站设备校核	201
I.2 M2 转油站设备选型	201
I.2.1 气液分离器.....	201
I.2.2 外输加热炉	203
I.2.3 多相混输泵.....	203
附录 J 集输方案二脱水站计算.....	204
J.1 已有设备校核.....	204
J.2 其他设备选型.....	204
J.2.1 外输加热炉.....	204
J.2.2 净化油罐.....	204
J.2.3 事故罐.....	204
J.2.4 污水沉降罐.....	204
J.2.5 污水泵.....	205
J.2.6 气处理装置.....	205
附录 K 集输方案二其他选型与计算	206
K.1 原油稳定单元	206
K.1.1 负压稳定塔	206
K.1.2 负压压缩机	206
K.2 污水处理单元	206
K.2.1 旋流气浮一体化处理设备	206
K.2.2 压力过滤器	206
K.2.3 外输泵	206
K.2.4 外输罐	207
K.3 伴生气计算	207
附录 L 井口回压校核	208
附录 M 集输方案一适应性分析.....	221
M.1 2016 年开井井口信息.....	221
M.2 2020~2025 年开井井口信息	221

附录 N 站场平面布置图224

 N.1 方案一新建 M2 转油站平面布置图.....224

 N.2 方案二新建 M2 转油站平面布置图.....225

附录 O 工艺流程图226

第 1 章 总论

1.1 工程概况

将油田生产的原油和天然气进行收集、计量、输送和初加工的工艺流程为集输流程。一个合理的集输流程必须立足于油田的具体情况，如油、气、水的性质、开发方案、采油工程方案、自然环境等。为此，根据“整体部署、分步实施、跟踪研究、及时调整、逐步完善”的开发部署，强化地下、地面一体化优化工作，提出一种适合当前油田发展的地面建设模式。

G 区块位于已建 M 油区东西两侧，该区块共规划建设油井 143 口，建成原油生产能力 $22.88 \times 10^4 \text{t/a}$ 。要对 143 口油井所产油气的集输、处理进行方案设计，并实现安全经济的目标。可采取脱水稳定后外输流程，将井口来油通过集油阀组统一到转油站进行初步处理，再统一到脱水站处理。区块内原有一座转油站和一座脱水站，需要适当新增转油站以提高初步处理能力。井场不仅要具有钻井和修井功能，还需设加热和掺水集输功能，采出的油、气、水混输经过集油阀组集中到两座转油站，在转油站中初步脱水，脱出的油输送至脱水站处理，脱出的水经污水处理后可回掺到集输管道或回注到井口。天然气在脱水站经回收处理后直接用作加热装置用气或站内自用气，多余天然气可供给周边地区。对集输管线和站场均采取防腐保温措施。新建井场和新建站场用电依托原供给。在站场和井场设 SDH 光传输设备各 1 套，各井场与站场之间敷设 12 芯光缆，实现光缆通信网。光缆与工艺管线同沟敷设。自控采用 SCADA 两级控制系统：一级监控为站场和井场控制，二级监控为就地控制。

1.2 编制依据与原则

1.2.1 编制依据

《GB50350 油气集输设计规范》

《石油和化工工程设计工作手册 第二册 油田地面工程设计》

《第一届全国大学生油气储运工程设计大赛赛题及基础数据》

1.2.2 编制原则

- (1) 以 G 区块所在油田总体规划方案为原则，以提高整体经济效益为中心，满足高水平建设该油田地面工程的要求；
- (2) 坚持技术先进、经济合理、综合利用、安全可靠、节能降耗的原则；
- (3) 根据研究区块的地理位置及环境特点，地面建设满足油藏、钻井、采油

工艺需要，整体设计，分步实施，考虑适当预留，建设规模、设备能力和布局上具有灵活性和适应性；

(4) 坚持简化、优化，降低工程投资和运行费用的原则；

(5) 在确保安全生产的前提下，尽量简化工艺流程并做到工艺合理、安全、经济、高效运行；

(6) 坚持安全环保优先，体现以人为本、安全第一的原则；

(7) 坚持全面规划，分期实施的原则；

(8) 遵守国家及本行业的有关法规和政策，严格执行国家及行业的有关方针、政策、标准、规范和法规。

1.2.3 国家及地方有关法律、法规

《中华人民共和国环境保护法》2014年4月24日第十二届全国人民代表大会常务委员会第八次会议修订

《中华人民共和国大气污染防治法》2015年8月29日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十六次会议修订

《中华人民共和国水土保持法》2010年12月25日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十八次会议修订

《中华人民共和国环境噪声污染防治法》1996年10月29日主席令第77号

《中华人民共和国节约能源法》2007年10月28日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订

《中华人民共和国消防法》2008年10月28日主席令第6号

《中华人民共和国土地管理法》2004年8月28日人大常委会修正

《建设项目环境保护管理条例》1998年11月29日国务院令第253号

1.2.4 国家、地方、行业、企业的技术标准和规范

《油气集输设计规范》	GB 50350-2005
《输油管道工程设计规范》	GB 50253-2014
《石油天然气工程设计防火规范》	GB 50183-2015
《油田注水工程设计规范》	GB 50391-2014
《工业金属管道设计规范》	GB 50316-2000(2008年局部修订)
《20kV及以下变电所设计规范》	GB 50053-2013
《低压配电设计规范》	GB 50054-2011
《电力工程电缆设计规范》	GB 50217-2007
《供配电系统设计规范》	GB 50052-2009
《66kV及以下架空电力线路设计规范》	GB 50061-2010

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》	GB 50019-2015
《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》	GB 50736-2012
《工业设备及管道绝热工程设计规范》	GB 50264-2013
《建筑设计防火规范》	GB 50016-2014
《室外排水设计规范》	GB 50014-2006
《建筑灭火器配置设计规范》	GB 50140-2005
《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》	GB 50058-2014
《通信线路工程设计规范》	GB 51158-2015
《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》	GB 50236-2011
《钢制压力容器》	GB 150-2011
《立式圆筒形钢制焊接油罐设计规范》	GB 50341-2014
《钢制对焊无缝管件》	GB/T 12459-2005
《埋地钢制管道交流干扰防护技术标准》	GB/T 50698-2011
《埋地钢制管道阴极保护技术规范》	GB/T 21448-2008
《埋地钢质管道聚乙烯防腐层技术标准》	GB/T 23257-2009
《管道工程用无缝及焊接钢管尺寸选用规定》	GB/T 28708-2012
《石油工程地面设计文件编制规程》	SY 0009-2012
《陆上油气田油气集输安全规程》	SY 6320-2008
《钢质原油储罐运行安全规范》	SY 6306-2014
《石油工业用加热炉安全规程》	SY 0031-2012
《原油管道运行规范》	SY/T 5536-2016
《油田地面建设规划设计规范》	SY/T 0049-2006
《原油稳定设计规范》	SY/T 0069-2008
《油田水结垢趋势预测》	SY/T 0600-2009
《埋地钢制管道硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层技术标准》	SY/T 0415-96
《埋地钢制管道交流排流保护技术标准》	SY/T 0032-2000
《加热炉工程施工及验收规范》	SY/T 0404-1998
《涂装前钢材表面预处理规范》	SY/T 0407-2012
《石油化工厂区绿化设计规范》	SH 3008-2000
《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》	SH 3022-2011
《无损检测常压金属储罐声发射检测及评价方法》	JB/T 10764-2007
《钢制卧式容器》	JB/T 4731-2005
《过程测量与控制仪表的功能标志及图形符号》	HG/T 20505-2014
《自动化仪表选型设计规定》	HG/T 20507-2014

《仪表供电设计规定》	HG/T 20509-2014
《信号报警、安全联锁系统设计规定》	HG/T 20511-2014
《仪表系统接地设计规定》	HG/T 20513-2014
《承压设备无损检测》	NB/T 47013-2015
《石油建设安装工程费用定额》	中油计字[2015]12 号
《油气田地面建设模式分类导则（推荐意见）》	中国石油勘探与生产分公司 2008.10.12

1.3 设计范围

G 区块油田高含蜡油集输，计量、脱水、外输，集输管道和站场的腐蚀与防腐，数字化建设、电力、消防、自控、通信、保温、道路及其它配套工程设计。

1.4 开发方案概述

本设计针对本工程中低温、高凝原油开发等特点，提出两种开发方案：

集输方案一：单管环状掺水集输流程。建立 9 座集油阀组，每个集油阀组辖 3~4 个集油环，每个小环辖 3~6 口井。油井产出物进入集油环与循环的热水（由转油站提供）混合后一起输送至集油阀组，然后自压到转油站，转油站对阀组来液进行气液分离、加热等处理，热水由集油阀组回掺至井口，油气分输至脱水站，经气液分离、深度脱水、原油稳定处理后储存或外输，转油站、脱水站配置自用气处理装置和污水处理单元。边远井采用集中拉油流程运送至脱水站。

集输方案二：单管枝状电加热集输流程。建立 8 条集油干线，每条集油干线上有若干集油支线，每条集油支线辖若干口井。油井产出物在井口经过电加热器加热后进入枝状管网，由电加热管道输送至转油站，新建转油站对井口来液增压、加热后，油气混输至脱水站（已建转油站处理工艺同方案一：气液分离、加热，油气分输），在脱水站经气液分离、深度脱水、原油稳定处理后储存或外输，转油站、脱水站配置自用气处理装置和污水处理单元。边远井采用集中拉油流程运送至脱水站。

第2章 设计基础

2.1 环境概况

2.1.1 地理位置

M油区位于已开发的X油田东南部约9km。区内公路交通可依托已建井排路和农田路，外部可依托油田道路。

2.1.2 地形地貌

工程所在地境内无山岭，地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，较低处是泡沼和沼泽，平地上为耕地、草地和盐碱荒地。地面平均海拔在135~140m。

2.1.3 气候气象

本地区属积水闭流区，无天然河流；本地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深度2.0~2.2m；年平均气温5.0℃，月平均最低气温-19.6℃，极端最低气温-37.5℃，月平均最高气温23.6℃，极端最高气温36.2℃。

2.2 区块建设现状

M油区已建有X1脱水站1座，新井产液全部输至该站进行脱水处理。区域内有已建转油站1座（M1转油站）。规划基建143口油井的井位坐标详见附录A.1。部分新井可依托已建M1转油站转油及道路、电力等系统。M1转油站至X1脱水站已建输油、输气管道（ $\Phi 89 \times 4.5$ ）9.25km。X1脱水站已建卸油池1座，该卸油点能力完全满足接收拉油的需求。

2.3 设计参数

2.3.1 开发指标

第 2 章 设计基础

表 2.1 G 区块开发指标

时间（年）	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
水平井油井数(口)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
直、斜井油井数(口)	83	83	83	83	16	16	16	16	16	16
水平井平均单井日产油（t）	8.7	8.7	6.1	4.6	3.5	4.5	3.6	2.9	2.3	1.8
直、斜井平均单井日产油（t）	2.9	2.9	2.3	1.8	1.6	1.4	1.2	1.1	0.9	0.8
水平井平均单井日产液（t）	9.7	10.4	7.8	6.2	5.1	6.9	5.9	5.0	4.1	3.4
直、斜井平均单井日产液（t）	3.2	3.5	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.9	1.6	1.5
年产油量（10 ⁴ t/a）	6.86	22.88	16.80	12.78	7.13	8.83	7.12	5.81	4.63	3.68
年产液量（10 ⁴ t/a）	7.63	27.44	21.38	17.48	10.23	13.55	11.57	9.91	8.23	6.77
综合含水（%）	10.0	16.6	21.4	26.9	30.3	34.8	38.5	41.4	43.7	45.6

2.3.2 流体参数

表 2.2 G 区块地质参数表

目的层	完井深度 (m)	凝固点 (℃)	气油比 (m ³ /t)	20℃密度 (g/cm ³)	50℃粘度 (mPa·s)	井口温度 (℃)
PU 油层	1810	36.9	54.7	0.8342	15.3	10

第2章 设计基础

表 2.3 原油组分表

	组分名称	质量分数, %		组分名称	质量分数, %
C ₁	甲烷	<0.01	C ₇	2, 2—二甲基戊烷	<0.01
C ₂	乙烷	<0.01		2, 4—二甲基戊烷	<0.01
C ₃	丙烷	0.14		3, 3—二甲基戊烷	<0.01
C ₄	异丁烷	0.05		2—甲基己烷	0.06
	正丁烷	0.46		2, 3—二甲基戊烷	<0.01
C ₅	异戊烷	0.22		1, 1—二甲基环戊烷	<0.01
	正戊烷	0.70		3—甲基己烷	0.07
	环戊烷	0.08		1 顺3—二甲基环戊烷	<0.01
	C ₅ 前累计	1.65		3—乙基戊烷+反 1,2 二甲基环戊烷	<0.01
2, 2—二甲基丁烷		<0.01		正庚烷	1.01
C ₆	2—甲基戊烷	0.20	C ₈	甲基环己烷+顺 1, 2—二甲基环戊烷	0.83
	3—甲基戊烷	0.05		C ₇ 累计	1.97
	正己烷	0.85		2, 2, 4—三甲基戊烷	0.06
	甲基环戊烷	0.25		C ₈ 前累计	5.42
	苯	<0.01		--	
	环己烷	0.39		--	
	C ₆ 累计	1.74		--	

表 2.4 伴生气组分表

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈	N ₂
摩尔分数%	73.45	12.3	8.5	2.49	1.44	0.08	0.26	0.18	1.3
密度	0.9102kg/m ³								
粘度	0.0102cSt								

2.3.3 原有设施参数

表 2.5 X1 脱水站老井产量表

时间 (年)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
产油量 t	604.3	537.5	485.1	438.9	395.0	361.6	330.9	303.9	279.0	246.0
产液量 t	1644.0	1538.0	1463.0	1400.0	1337.0	1303.0	1275.0	1259.0	1248.0	1221.0

第 2 章 设计基础

表 2.6 X1 脱水站主要设备表

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
五合一	$\Phi 4.0 \times 19.5\text{m}$	4	电脱 480t/d	1920t/d	
			游离水 1900t/d	7600t/d	
			加热 0.58MW	2.32MW	
外输泵	$Q=25\text{m}^3/\text{h}$, $H=150\text{m}$	4	$25\text{m}^3/\text{h}$	$100\text{m}^3/\text{h}$	运三备一

注：“五合一”是油田一种合一处理设备，具有“气液分离、加热、沉降、电脱水、缓冲”功能。

表 2.7 M1 转油站老井产量表

时间（年）	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
产油量 t	246	209	184	162	142	128	115	104	93	84
产液量 t	286	255	239	225	209	200	192	185	180	172

表 2.8 M1 转油站主要设备表

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
四合一	$\Phi 4.0 \times 16\text{m}$	3	游离水 1500t/d	4500t/d	
			加热 2.0MW	6.0MW	
外输泵	ZKC20-50 $\times$ 4	2	$20\text{m}^3/\text{h}$	$40\text{m}^3/\text{h}$	运一备一
掺水泵	ZKM60-60 $\times$ 4	3	$60\text{m}^3/\text{h}$	$180\text{m}^3/\text{h}$	运二备一

注：“四合一”是油田一种合一处理设备，具有“气液分离、加热、沉降、缓冲”功能。

2.3.4 基础设计参数选取

（1）标准状态

选取标准状态下压力 $P=0.101325\text{MPa}$ 、温度 $T=293\text{K}$ ，作为油气的流量、体积等参数的计算参比条件。

（2）设计温度

取管道埋深 1.2m。根据给定的自然条件，参考相似地区在设计埋深的地温曲线如下：

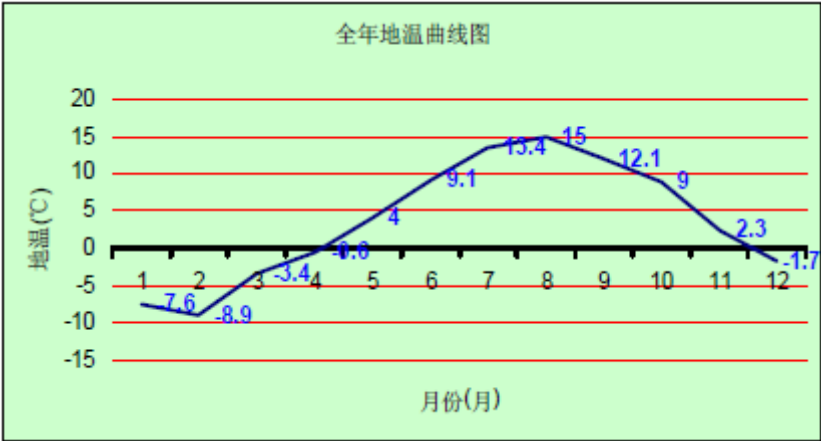


图 2.1 设计埋深下地温曲线

由图 2.1 可知最低地温温度为-8℃，年平均地温 4℃。

(3) 工作天数

油气井的年生产天数为 300 天。

(5) 设计压力

出油管线设计压力采用最高井口压力 1.2MPa。

2.3.5 产品质量指标

油气原料经本工程集输工艺处理后得到稳定原有、管输天然气、稳定轻烃和液化石油气等产品。各产品的质量指标及设计指标如下列表格所示。

表 2.9 原油处理工艺设计指标

序号	项目	质量指标	设计指标
1	水含量	< (0.5%~2%)	<0.5%
2	盐含量	<57mg	<30mg
3	饱和蒸汽压	<0.7 倍当地大气压	<70kPa

表 2.10 天然气处理工艺设计指标

序号	项目	单位	设计指标
1	高位发热值	MJ/m³	37.8
2	甲烷含量	V/V	>84%
3	CO₂	V/V	<3%
4	水、烃露点	℃	-10
5	外输压力	MPa	9

2.4 地面总体规划思路

2.4.1 规划原则

- (1) 遵守国家法律、法规，贯彻国家建设方针和建设程序。
- (2) 根据油田油藏分布特点，综合集输需求，进行地面建设总体规划。
- (3) 根据其已有条件，以“减少作坊经济，提高规模效益”为原则，尽量简化井场上工艺，减少井场上设施，对油品进行集中处理。
- (4) 适当提高自动化水平。

2.4.2 规划思路

根据 G 区块所处的地理位置、自然社会环境，综合考虑采输气系统集成半径、集输流程、交通是否方便、土方量大小等因素进行整体优化，最终确定新增站点位置。本设计根据上述因素选用了以下 2 套集输方案：

方案一：井口来油→环状集输→集油阀组→转油站 M1/M2→脱水站 X1→净化外输

方案二：井口来油→井口电加热器→转油站 M1/M2→脱水站 X1→净化外输

2.4.3 其他方面

- (1) 污水处理：转油站、脱水站对脱出的水进行处理后，可根据采油、集输方式，对净化的水进行加热井口回注、热水回掺集输或作为蒸汽锅炉用水（蒸汽驱）。
- (2) 分离出的天然气处理：脱水站处理后天然气作站内自用气使用，作为加热炉的原料，多余天然气供给周边地区使用。
- (3) 管道和设备腐蚀：集输管道和站场应采取阴极保护及排流措施。
- (4) 电力系统：用电依托已有的配套系统。
- (5) 通信系统：充分利用将要同期建设的输油管线和电力线路等路由，同沟敷设或同杆架设通信光缆，与油田开发规划统一考虑，共同实施，以最大限度的节省通信线路投资，组建通信网络，满足油田开发的通信需求。
- (6) 仪表自控系统：G 区块油田仪表自控采用数据采集监控系统 SCADA。

2.4.4 建设规模

根据 G 区块油田开发指标，建设规模见下表。

表 2.11 G 区地面建设规模一览表

序号	项目	单位	建设规模	备注
1	原油集输系统	10 ⁴ t/a	22.88	液量
2	转油站 M2	10 ⁴ t/a	15	新增

第3章 油气集输方案的确定

3.1 G 区块开发条件影响分析

地面油气集输方案的确定与开发区域的特点有直接关系，设计之初，对待开发区域油气田的环境条件、开发条件、井流物性等进行了周密的研究和分析。

3.1.1 环境条件影响分析

根据给定的自然条件，参考相似地区在设计埋深的地温曲线如下：

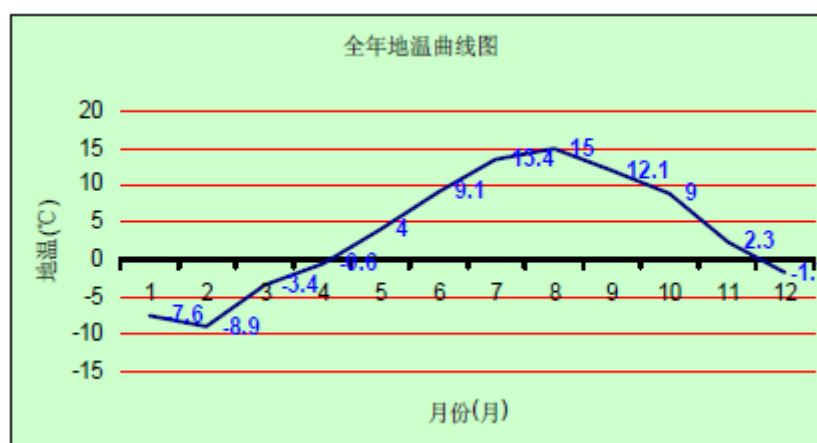


图 3.1 设计埋深下地温曲线

由图 3.1 可知管道埋深处最低地温温度为 -8°C ，年平均地温 4°C 。较低的环境温度对原油输送、水合物生成有很大的影响。

3.1.2 井口温度条件影响分析

井口出口温度为 10°C ，低于井流凝固点 36.9°C 和水合物生成温度，这对工艺的流动安全保障提出了较高的要求。

3.1.3 油气物性及流变性影响分析

本工程中详细的油气物性参数见前文 2.3.2 章节相关内容。对油气物性进行分析可得：

(1) 凝点高于环境温度

原油凝点为 36.9°C ，而环境温度为 4°C ，原油凝点高于环境温度，需对工艺进行保温、降凝或加热。

(2) 水合物生成温度

采用物性模拟软件对天然气进行模拟分析，形成水合物曲线如图 3.2 所示。

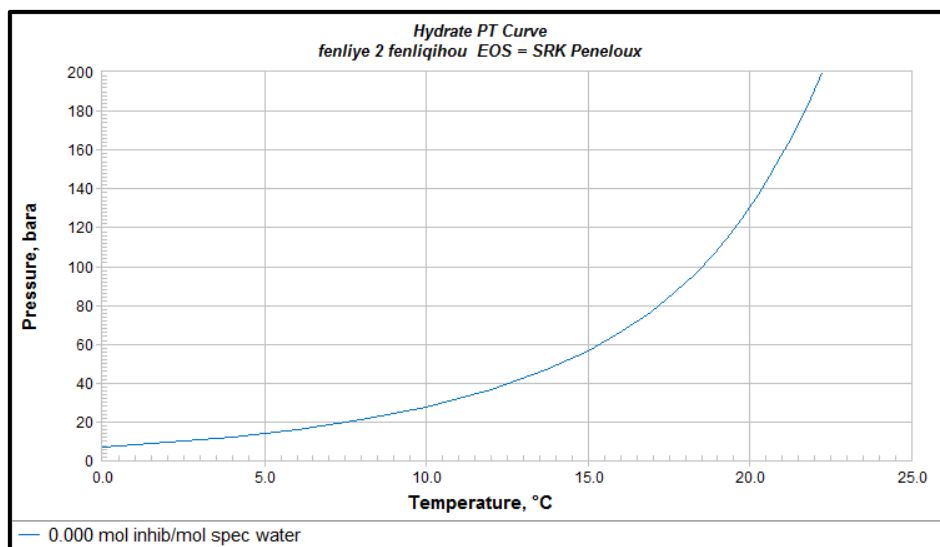


图 3.2 水合物生成曲线

分析可得在井口压力条件下，水合物生成温度为 2℃，正常工况下，管道运行的温度不会低于 40℃，根据上图可知，没有生成水合物的风险。

3.1.4 生产液含水率的影响分析

待开发油气藏井口生产液中的综合含水率不断升高，开发初期为 10%~30%，开发末期达到 45.6%，采用物性模拟软件分析产液的热力性质，采用多相流模拟软件模拟产液的流动性，水对产液在集输管道内的热力/水力影响如下：

(1) 含水产液的比热容较高，能延缓管线的温降速度，提高的原油流动性能，流体比热容与含水率的关系如图 3.3 所示。

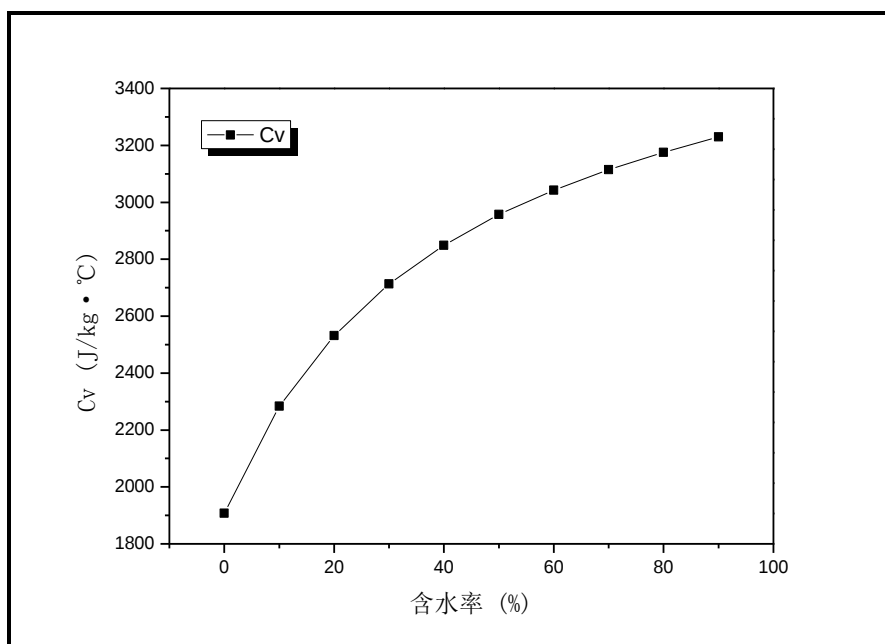


图 3.3 含水率与比热容的关系曲线

(2) 含水产液对分离器等设备的处理能力提出了更高的要求, 且含水量增加将增加动力消耗费用。

综上所述, 产液含水率对集输工艺选择有两方面的影响, 管道选择合适的含水率进行输送, 对流动保障性和整个工艺的能耗有很高的影响。

3.1.5 油气集输流程应解决问题

(1) 开井数动态变化

根据表 G 区块开发指标, 直 2017~2019 年能够实现 143 口井全部开井, 其余年份部分井口关闭, 在设计油气集输方案时应具有一定适应性。

(2) 流动风险高

如前文分析, 由于井口压力温度较低、环境温度低, 油气凝点相对较高, 集油的运行可能会出现结蜡蜡堵、段塞流、多相腐蚀等一系列问题, 这要求设计应实现:

- ① 蜡、沥青质等固相的生成预测、检测、控制与清除方法
- ② 集输管道段塞流的检测与控制技术
- ③ 多相流腐蚀控制

3.2 总体布局与方案初选

3.2.1 布站方案

(1) 布站原则

- ① 根据井位坐标合理确定集输半径;
- ② 根据地形情况及后续开发计划确定站场位置。

(2) 布站方式

井口来流流动顺序:

方案一: 井口→集油阀组→转油站→脱水站

方案二: 井口→转油站→脱水站

3.2.2 供电方案

本设计油水外输泵、掺水泵等转动设备均采用电驱动。根据用电负荷的分级, 本工程宜由双回路电源供电, 依托已建 M1 转油站、X1 脱水站等设备。

3.2.3 供水方案

本设计由市政供水管网供给采用, 生活生产污水用于绿化水和循环水, 实现污水零外排。

3.2.4 站场选择

综合考虑采集输系统集输半径、集输流程、交通是否方便、土方量大小等因素进行整体优化，最终选择根据方案不同分别确定集油阀组、新建转油站站址和只确定新建转油站站址。本设计根据上述因素选用了以下站址布置方案：

方案一基于环状集输流程，综合考虑上述因素，选取地形平坦地区新建立了 9 个集油阀组，1 个转油站。

方案二基于枝状集输流程，综合考虑上述因素，选取地形平坦地区新建立了 1 个转油站。

3.2.5 集输设计方案初选

目前，国内外集输方案具有多样性，三管伴热集油、双管掺液集油和单管集油流程都有所应用。经调研分析，综合对比，适用于 G 区块油气集输方案为单管环状掺水集输流程、单管枝状电加热集输流程。

集输方案一：单管环状掺水集输流程。建立 9 座集油阀组，每个集油阀组辖 3~4 个集油环，每个小环辖 3~6 口井。油井产出物进入集油环与循环的热水（由转油站提供）混合后一起输送至集油阀组，然后自压到转油站，转油站对阀组来液进行气液分离、加热等处理，热水由集油阀组回掺至井口，油泵送至脱水站，经气液分离、深度脱水、原油稳定处理后储存或外输，脱水站配置自用气处理装置和污水处理单元。边远井采用集中拉油流程运送至脱水站。

集输方案二：单管枝状电加热集输流程。建立 8 条集油干线，每条集油干线上有若干集油支线，每条集油支线辖若干口井。油井产出物在井口经过电加热器加热后进入枝状管网，由电加热管道输送至转油站，新建转油站对井口来液增压、加热后，油气混输至脱水站（已建转油站处理工艺同方案一：气液分离、加热，油气分输），在脱水站经气液分离、深度脱水、原油稳定处理后储存或外输，转油站、脱水站配置自用气处理装置和污水处理单元。边远井采用集中拉油流程运送至脱水站。

第 4 章 集输方案一的具体设计

4.1 集输方案概述

本集输方案采用单管小环掺水集油流程，工艺流程框图见图 4.1。

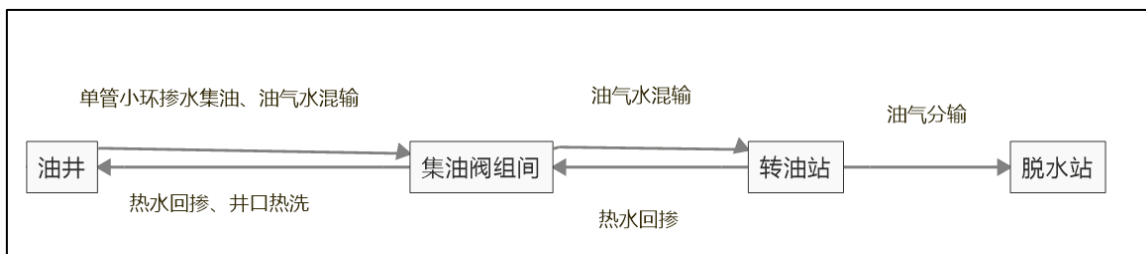


图 4.1 集输方案一工艺流程框图

方案一采用单管环状掺水流程，建立 9 座集油阀组，每个集油阀组辖 3~4 个集油环，每个小环辖 3~6 口井。油井产出物进入集油环与循环的热水（由转油站提供）混合后一起输送至集油阀组，然后自压到转油站，转油站对阀组来液进行气液分离、加热等处理，热水由集油阀组回掺至井口，油泵送至脱水站，经气液分离、深度脱水、原油稳定处理后储存或外输，脱水站配置自用气处理装置和污水处理单元。边远井采用集中拉油流程运送至脱水站。

4.2 管网系统布局优化设计

4.2.1 管网布局类型

（1）枝状管网

枝状管网也称为线型集输管网，有一条贯穿于整个油气田的集输干线，将分布在集输干线两侧的油气井产物通过集输支线就近接入干线。其布置形式如图 4.2 所示。

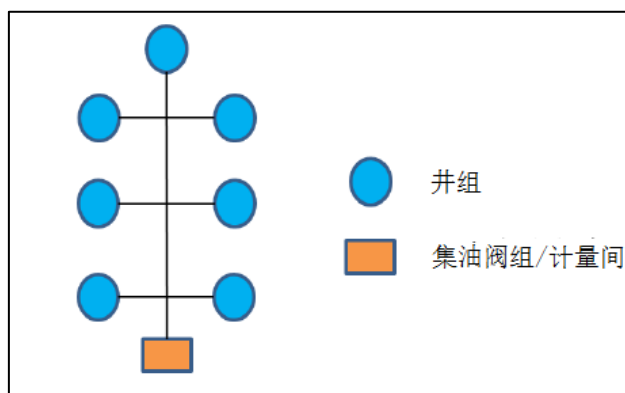


图 4.2 枝状管网示意图

（2）放射状管网

集输管线以中转设备为中心呈放射状散开，各井口通过集输管道直接汇入中心站，在中心站汇集后经过长输管线输送至下游处理站。其布置形式如图 4.3 所示。

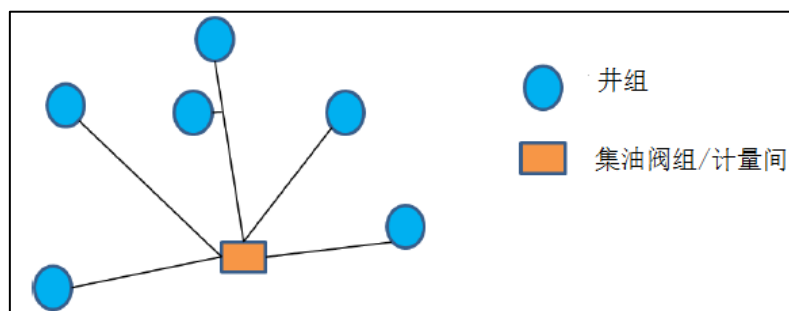


图 4.3 放射状管网示意图

（3）串联管网

一条集输管线串接各个井口，回接到中转设备进行处理。其布置形式如图 4.4 所示。

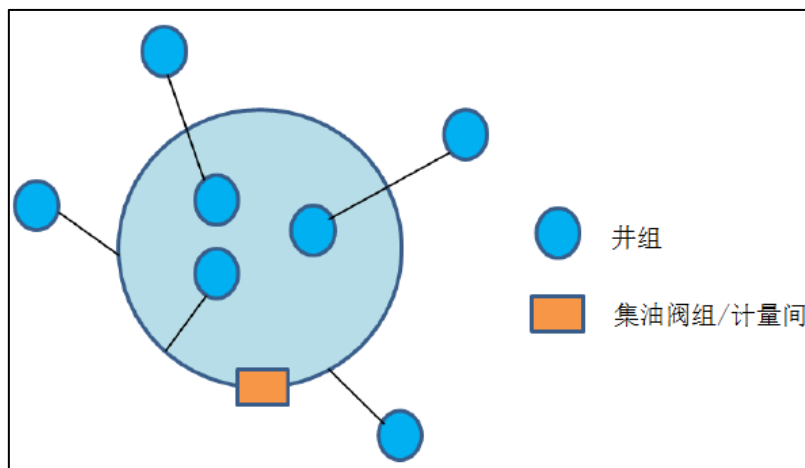


图 4.4 串联管网示意图

（4）组合管网

除了上述三种基本的管网布置形式外，油气田的开发还常常将以上 2~3 种管网类型进行组合使用。例如，可根据井口压力的不同选择使用环状或放射状管网进行集输，而后汇入干线。其布置形式如图 4.5 所示。

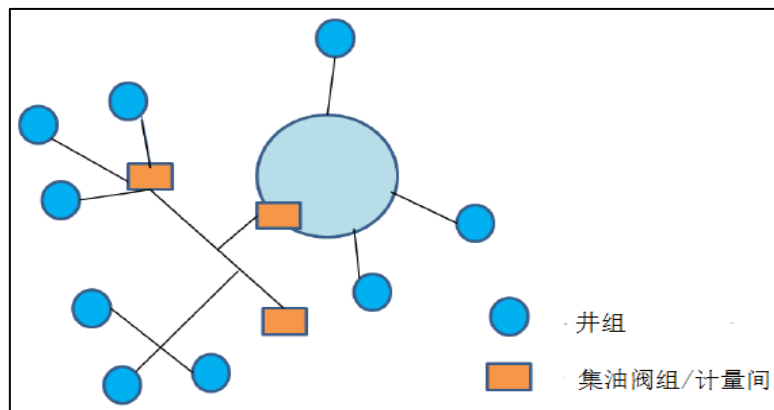


图 4.5 组合管网示意图

G 区块油井产液量、温度和含水量均较低，且原油的凝固点、含蜡量都比较高，这些都给油品的集输造成了很大困难。为了保证原油的正常输送，常采用单管环状掺水集油工艺，本集输方案选择以环状管网为管网布局的主要方式，油井和集油阀组间之间通过管线连成集输环路，每个小环管辖 3~6 口井，每个阀组辖 3~4 个集油环。油井的产出液通过环路到达阀组间，再经集输管线从各个阀组间汇集到集输终点，在集输终点进行产出液的各种处理。

4.2.2 线路路由选择

（1）管路走向选择的原则

确定管路的走向应遵循以下原则：

- ① 充分考虑环境保护、水土保持；
- ② 不破坏沿线已有的各种建、构筑物；
- ③ 应考虑油田进、远期的发展，考虑与油田其它工程的关系；
- ④ 选择有利地形敷设，尽量避开低洼积水地带、局部盐碱地带及其他腐蚀性强的地带和工程地质不良地段；
- ⑤ 管道尽量沿井场路或乡村公路敷设，对于有村庄的地方，采取绕行的办法敷设。

（2）敷设方式的确定

管道敷设方式主要有埋地敷设和架空敷设，采用何种方式，主要依据以下原则：

- ① 管道敷设的方式应与管道通过地区的实际情况相适应，不妨碍通过地区的工农业生产和交通，不破坏通过地区的自然环境，不影响通过地区工农业生产和交通事业的发展；
- ② 管道的敷设方式应有利于管道的施工、维护，节省工程投资，保证管道长期使用。

本集输方案采用埋地敷设，综合 G 区块的冻土深度并通过资料调研，选择敷设管道埋深为 1.2m。

4.2.3 管网系统布局优化

油气集输系统是油田地面管网系统的核心，该系统的投资十分巨大，一般占整个油田地面工程的 60%~70%，占整个油田工程的 40%左右。这一系统的费用主要包括各级管道建设费用、各级站址造价以及管网系统生产运行、管理费用。通常用于管道建设的各种质地管材价格不等，有些管材费用每公里达到数万元甚至是十几万元。即使是一个中转站的建设投资也可达到上千万元。

对于环形集输管网的研究，可以运用图论的思想来描述。在环形集输管网系统中，最低级别的节点与上一级节点之间的连接形状是环形，其余各级节点之间，上下级都呈现星形（即每一个下级节点都只隶属于其上一级的某一个节点）。所以环形集输管网可以看成是多级星—环形网络（Multilevel Ring-star StylNetwork），简称为 MRS 集输网络，其拓扑形式见图 4.6 所示。

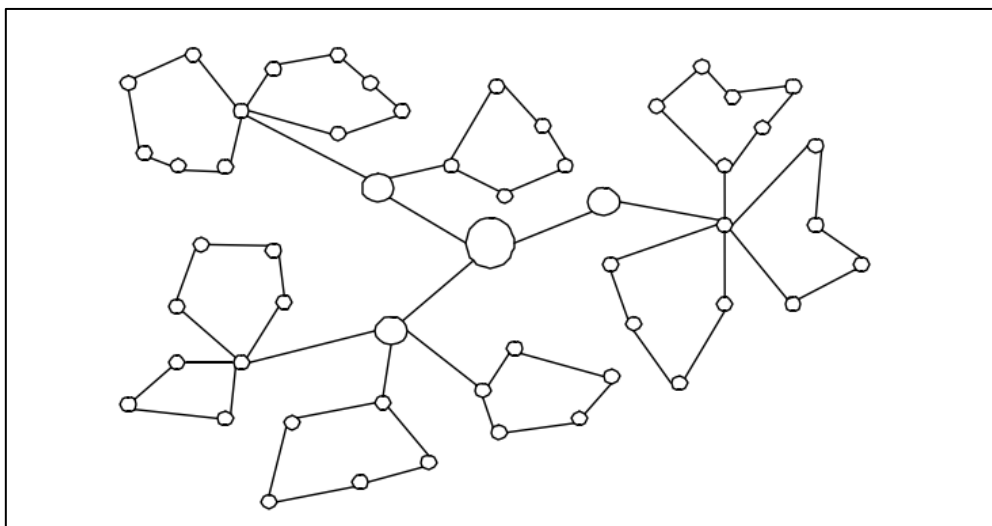


图 4.6 MRS 集输管网拓扑示意图

以往对于集输管网的优化设计首先以管网总长最小为目标，确定管网布局，然后以管网投资费用最低为目标，对管网总布局进一步优化。这种优化方法只能得到每一步的最优解，难以实现经济、水力以及流动保障条件下的全面优化。结合油气田自身开发特点，本章考虑管网布局满足“优路径、小压降、少投资、有保障”的原则对管网进行布局设计，建立了集输管网优化数学模型，采用 K-means 算法对模型进行求解，得到了以管线总长度为约束的管网布局方案。在此基础上，考虑管网水力状况以及管网系统的流动保障等因素，对管网布局进行适应性调整。过程简介如下：

- ① 在 AutoCAD 中测量出各个井口的位置坐标（汇总见附录 A）；

- ② 采用 MatLab 软件编程进行数学建模, 采用 K-means 算法划分井口, 解出集油阀组的数量及最优位置;
- ③ 考虑地形地势对管网进行路由调整;
- ④ 针对每个集油阀组管辖的井口, 结合油田近期、远期开发情况, 并结合遗传算法合理规划集油环;
- ⑤ 校核原有转油站、脱水站的处理能力, 是否需要建立新站。如果需要, 确定新站位置。

(1) 确认集油阀组位置

以管网总长度最小为目标函数, 建立数学模型如下:

$$F(\delta, U) = \min \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \delta_{ij} L_{ij} \quad (4-1)$$

$$\text{s.t. } \delta_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{井口 } i \text{ 不属于集油阀组 } j \\ 1 & \text{井口 } i \text{ 隶属于集油阀组 } j \end{cases} \quad (4-2)$$

$$\sum_{j=1}^n \delta_{ij} = 1 \quad (i = 1, 2, \dots, m) \quad (4-3)$$

$$U \in D$$

式中: U ——集油阀组的几何位置向量;

L_{ij} ——井口到集油阀组的管线长度;

$$L_{ij} = \sqrt{(x_j^* - x_i)^2 + (y_j^* - y_i)^2} \quad (4-4)$$

(x_i, y_i) ——井口 i 的坐标; (x_j^*, y_j^*) ——集油阀组 j 的坐标;

在上述数学模型中, 式 (4-3) 表示唯一性约束, 即每口井只能隶属于一个集油阀组。式 (4-4) 表示了集油阀组位置的约束, 该式虽然简单, 却包含了很重要的意义, 当集油阀组位置待定时, 可以设定可行域 D 为平面内的连续变量。

该模型是一个典型的离散组合优化问题, 本文采用 K-means 算法来求解该数学模型。K-means 算法是硬聚类算法, 是典型的基于原型的目标函数聚类方法的代表, 它是数据点到原型的某种距离作为优化的目标函数, 利用函数求极值的方法得到迭代运算的调整规则。

使用 MatLab 对上述模型进行编程求解, 程序代码见附录 A, 模型求解流程如图 4.7 所示。

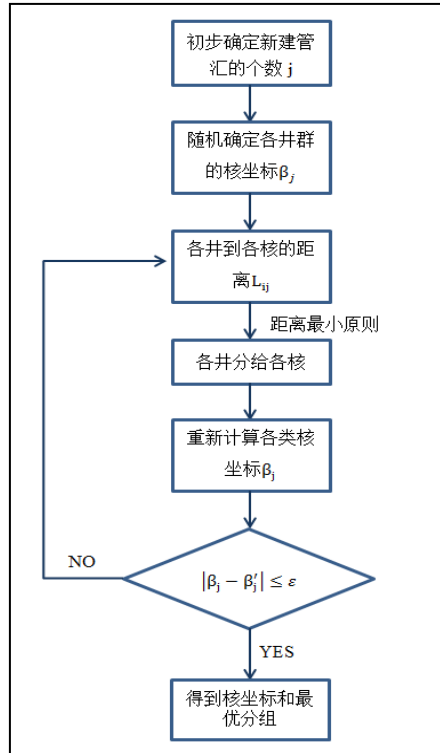


图 4.7 管网模型求解流程图

根据《油田地面建设规划设计规范》中规定，集油阀组管辖井数宜为 8~16 口。考虑到 G 区块后期部分井口关井，选取集油阀组管辖井数为 16 口。对 G 区块规划建设 143 口井，经分析其中 140 井采用单管小环掺水集油流程，3 口边缘井（新 123-54-平 122、新 123-59-平 118、新 683）采用拉油方式集油。

对于采用单管小环掺水集油流程的 140 口井，选取 9 个集油阀组。根据 AutoCAD 中测量 140 口井的坐标，利用 MatLab 编写的 K-means 算法程序，可得 9 个集油阀组的位置坐标如表 4.1 所示，各集油阀组具体管辖井口信息见附录 A。

表 4.1 集油阀组坐标

集油阀组名称	横坐标	纵坐标	管辖井口数
1	659626.426	5050522.751	17
2	665877.275	5051343.240	14
3	667445.738	5050553.751	15
4	668886.501	5052069.146	11
5	667675.426	5053030.026	11
6	666052.225	5054169.825	16
7	666567.673	5055539.492	23
8	668803.469	5054585.523	15
9	665830.860	5058895.819	18

（2）集输环路优化

针对每个集油阀组管辖的井口，由于 G 区块由于生产规划，2016 年部分井口

开井，2017~2019 年 143 口井全开，2020~2025 年关停 67 口直、斜井。根据这一情况，并综合井口分布情况，采用遗传算法规划（程序编码见附录 A.4）和人工优化规划方法相结合规划集油环路，实现经济、安全并有较强的适应性的目标。其中对于 1 个集油阀组管辖的井口，尽量使直、斜井在 1 个集油环内，方便后期关停井口。集输环路优化结果如表 4.2 所示。

表 4.2 集输环路优化结果

集油阀组	集油阀组内 集油环	集油环内总 距离/m	集油环内井 口数/口	集油环内井口名称
1	1	5000	8	大 94-106、太 456-90-斜 90、太 456-92-斜 86、太 456-86-斜 90、太 456-82-斜 90、太 456-84-斜 90、太 456-82-斜 88
	2	4026	5	太 456-98-平 106、太 456-98-平 102、太 456-100-斜 108、太 456-94-平 100、太 146
	3	3300	4	太 456-98-斜 104、太 456-平 1、太 456-96-斜 106、太 456-96-斜 98、太 456-94-平 104
2	1	1918	4	新 123-124-斜 86、新 123-122-斜 86、新 123-118-斜 84、新 123-120-斜 88
	2	3010	6	新 123-116-斜 90、新 123-114-斜 90、新 123-114-斜 86、新 123-120-平 86、新 123-108-平 88、新 69
	3	2445	4	新 123-120-平 90、新 123-122-斜 90、新 123-124-平 88、新 123-116-平 88
3	1	3046	4	新 123-124-平 92、新 123-120-平 98、新 123-120-平 94、新 123-124-斜 94
	2	2645	4	新 123-120-平 106、新 123-120-平 102、新 123-116-平 104、新 123-120-斜 104
	3	3127	7	新 123-118-斜 92、新 123-120-斜 96、新 123-116-平 100、新 123-118-斜 100、新 123-116-平 96、新 123-116-斜 98、新 123-116-平 92
4	1	2660	6	新 123-111-斜 114、新 123-108-斜 112、新 123-108-斜 110、新 123-108-斜 104、新 123-106-斜 108、新 123-109-斜 104
	2	3137	5	新 123-116-平 108、新 123-116-斜 102、新 123-114-斜 106、新 123-111-平 112、新 123-114-斜 110

续表 4.2 集输环路优化结果

集油阀组	集油阀组内 集油环	集油环内总 距离/m	集油环内井 口数/口	集油环内井口名称
5	1	2526	5	新 123-104-斜 102、新 123-108-平 98、新 123-102-斜 98、新 123-112-平 98、新 123-108-斜 96
	2	2305	3	新 123-112-平 102、新 123-104-平 104、新 123-108-平 102
	3	2609	3	新 123-110-斜 100、新 123-106-斜 100、新 123-110-斜 96
6	1	2898	7	新 123-104-平 88、新 123-100-斜 88、新 123-104-平 80、新 123-98-斜 84、新 123-94-平 80、新 123-100-平 82、新 123-94-斜 82
	2	3230	9	新 123-106-斜 86、新 123-106-斜 92、新 123-108-斜 90、新 123-112-平 90、新 123-108-平 94、新 123-104-斜 94、新 123-104-斜 90、新 123-102-斜 86、新 226-62
7	1	3181	6	新 123-100-平 90、新 123-94-斜 90、新 123-100-平 86、新 671、新 123-94-平 84 新 123-94-平 88
	2	3296	6	新 123-86-斜 90、新 123-90-斜 90、新 208-74、新 123-90-斜 82、新 123-86-斜 82、新 123-88-斜 86
	3	2629	6	新 123-98-平 94、新 123-94-斜 94、新 226-78、新 123-92-斜 98、新 123-96-斜 98、新 123-98-平 100
	4	2667	5	新 123-104-平 96、新 123-94-平 92、新 123-98-斜 92、新 123-94-平 96、新 123-96-斜 96
8	1	2792	5	新 123-98-平 104、新 693、新 123-104-平 100、新 123-98-斜 102、新 123-90-平 104
	2	3230	4	新 123-90-斜 110、新 123-96-斜 106、新 123-100-斜 110、新 123-92-斜 106
	3	3977	6	新 123-108-平 109、新 123-104-斜 110、新 123-102-斜 106、新 123-108-平 114、新 123-92-平 108、新 123-104-平 112
9	1	5000	5	新 682、新 184-94、新 123-60-平 90、新 188-102、新 123-60-平 86
	2	4800	6	新 123-86-平 88、新 123-78-斜 88、新 123-82-斜 90、新 123-80-平 86、新 123-78-平 90、新 123-78-平 94
	3	4900	7	新 123-86-平 84、新 123-80-斜 84、新 123-86-平 80、新 67、新 123-78-斜 80、新 200-80、新 123-80-平 82

(3) 校核原有站场处理能力

集油阀组 1、2、3、4 管辖的井口来液进入已建 M1 转油站进行处理，经校核计算 M1 转油站的处理能力能够满足要求，详细计算见附录 B。

143 口新井井口来液全部进入已建 X1 脱水站进行处理，经校核计算 X1 脱水站的处理能力能够满足要求，详细计算见附录 C。

(4) 新转油站位置确定

需要新建 M2 转油站处理集油阀组 5、6、7、8、9 管辖的井口。以各个集油阀组到 M2 转油站总距离最短为目标函数，通过 MatLab 编程(程序代码见附录 A.5)在区域内寻找 M2 转油站的位置。

$$F(x,y) = \min \sum_i \sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2} \quad (4-5)$$

式中：(x_i, y_i)——集油阀组 i 的坐标, i=4,5,7,8,9;

(x, y)——M2 转油站的坐标;

运行编写程序，可初步得到新建 M2 转油站坐标为：(667932, 5054295)。

为了便于管理，将 M2 转油站与 6 号集油阀组合一建设。并为了便于建设，将 M2 转油站尽量靠近公路，最终 M2 转油站坐标为：(666053, 5054170)

综上步骤，最终管网系统布局优化结果图见附录 A。

4.3 钢制管道管材的选择

目前国内集输站场建设中采用的钢管类型主要有无缝钢管 (SMLS)、直缝电阻焊钢管 (ERW)、直缝埋弧焊钢管 (LSAW) 和螺旋缝埋弧焊钢管 (SSAW) 等几种。

无缝钢管 (SMLS)：是通过冷拔 (轧) 或热轧制成的不带焊缝的钢管，冷拔 (轧) 管管径为 5~200mm，壁厚为 0.25~14mm；热轧管管径为 32~630mm，壁厚为 2.5~75mm。无缝钢管相比螺旋缝钢管和直缝电阻焊钢管来说，具有椭圆度大、壁厚偏差大、生产成本低和单根管长度短等缺点；优点是内壁光滑、承压高、耐蚀性好，外防腐层质量易于保证。

直缝电阻焊钢管 (ERW)：是通过电阻焊接或感应焊接形成的钢管，焊缝一般较窄，余高小。具有焊缝平滑，外形尺寸精度高、防腐层质量容易保证等优点；缺点是因焊接的特殊性，焊缝处易产生灰斑、沟状腐蚀等缺陷，且焊缝处韧性差。随着我国冶金技术和制管工艺整体水平的提高，ERW 钢管生产质量有了很大的提高。

螺旋缝埋弧焊钢管 (SSAW)：具有受力条件好、止裂能力强、刚度大。缺点是焊缝较长、出现缺陷的概率要高于直缝管，焊后不扩径，管材内部存在残余应力，另外焊缝处防腐层容易减薄，防腐质量不易控制。成本比 ERW 管高，本工程

设计压力低，采用此钢管不经济。

直缝埋弧焊钢管（LSAW）：是以单张中厚板为原料，采用双面埋弧焊接方式进行生产的。其产品规格范围较宽，焊缝的韧性、塑性、均匀性和致密性较好，具有管径大、管壁厚、耐高压、耐低温、抗腐蚀性强等优点。在建设高强度、高韧性、高质量长距离油气管道时，所需钢管大多是大口径厚壁直缝埋弧焊管。

结合本地区特点，按照经济实用的原则，根据钢管选择执行标准《API SPEC 5L/ISO 3183 管线钢管》，选用材质为无缝钢管 20 号钢。

4.4 集输管道水力学计算

4.4.1 设计特点

本方案采用单管环状集油流程，将环上所有井需要的水从集油阀组掺入集油管线。因此管道进行水力计算时需先考虑掺水量的变化，进而考虑管道管径、掺水温度、掺水流量、保温层厚度等变量之间的相互影响。当进行水力和热力计算时，需要不断试算掺水量与掺水温度，因此选用多相流模拟软件进行管道模拟。

本方案根据分段设计原则，先对单管环状管网的管径、保温层厚度进行设计，然后再确定从集油阀组至转油站管道的管线规格。管网设计时，为充分考虑掺水温度的影响，分别选择 65℃、70℃和 75℃进行模拟。并在模拟结果基础上综合选择最优掺水温度及对应的管径和保温层厚度。

4.4.2 计算方法

分析表 2.1G 区块开发指标可知，该区块 2017 产量最大，之后产量逐年下降，为了保证集输系统的高利用率。故选择 2017 年产量作为管道设计输量，以热力条件和流速为约束条件，以充分利用井口压力为前提，应用多相流模拟软件多次试算选择最优管径。

（1）热力约束条件

由于该区块所产原油为高含蜡高凝点原油，为保证其流动安全性，需满足原油进站温度高于凝点以上 3~5℃的要求。在初步模拟的基础上，选定原油在集油阀组的温度节点为 45℃，进转油站的温度节点为 40℃。选最冷月份管道埋深处地温为环境温度，即-8℃。

（2）流速约束条件

根据《油气储运集输技术手册》，混输管线内液相流速控制在 0.5m/s~2m/s 之间。

当管道内流体流速超过某一界定值时，其液相和气相中携带的固相杂质会在高流速下冲刷管壁，对管壁产生较大的冲刷和剪切作用，带来破坏管道内防腐层

和减小管道壁厚的危害。管道在混输情况下，气相流速高于液相流速。因此要求混输管道的气相流速不得超过临界冲蚀速度。临界冲蚀速度的计算如式（4-6）。

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (4-6)$$

式中：

v_e ——流体的冲蚀速度，m/s；

C ——经验常数，取 122；

ρ_m ——在操作压力和温度下的气液混合物密度，kg/m³。

临界冲蚀速度详细计算过程见附录 D.1。

（3）压降

参考大庆油田实际生产数据，本方案中井口回压选为 1.2MPa，进站压力选为 0.40MPa。为降低生产成本，充分利用井口回压将井口产物混输至转油站。经初步试算，确定集油环内压降在 0.3~0.5MPa，集油阀组至转油站压降依据集油环压降而定。

4.4.3 管径初选

4.4.3.1 环状集油管管径设计

为实现安全经济目标，根据井口平面位置分布，对井位分布较为密集的 140 口井采用单管环状管道集油，对边远的两口水平井和一口直井采用拉油的方法进行集油。

设计管网时，确保每个集油阀组所管辖的集油环长度和环内总产液量大致相等，使得集油阀组内各环的水力和热力计算趋近相同。集油阀组内各集油环可选择相同的管道规格和保温层厚度，便于施工以及后期适应性改造。集油环根据长短的不同分为长环和短环，其中集油阀组 1 和 9 内为长集油环，平均距离 4500m；集油阀组 2 至 8 内为短集油环，平均距离为 2800m。在 4.4.3.2 中通过多相流模拟软件分别对长集油环和短集油环进行模拟。

（1）设计基础参数

原油进站温度需要高于凝点以上 3~5℃，且掺水后，油温不宜高于原油的初馏点，否则会增加原油中轻组分的损失。经油气加工模拟软件模拟，原油的沸点曲线如图 4.8 所示。

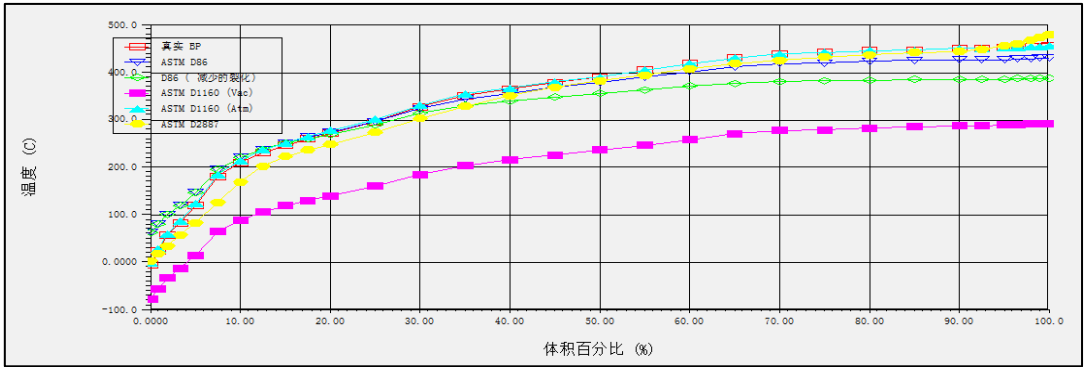


图 4.8 原油的沸点曲线

由图 4.8 可知，G 区块油的初馏点约为 83℃。

环状集油管道的的设计参数如表 4.3 所示。

表 4.3 环状集油管道设计基础参数

设计压力	2MPa
掺水温度	65℃/70℃/75℃
集油环出口温度	45℃
最冷月份埋深温度	-8℃
保温层材料	高密度聚氨酯泡沫
保温层厚度	40mm

(2) 集油环管径设计

利用多相流模拟软件分别对长集油环和短集油环进行水力和热力模拟计算，以确定管径和该管径下的掺水量。根据石油地面工程设计规范，选择管道公称直径 40mm、50mm、65mm 分别进行模拟计算，环状集油管模型见附录 D.2.1，各环内的设计输量选择见附录 D.2.2。

根据上表模拟结果和管径计算方法，在不同掺水温度下的管径规格初选结果如表 4.4 所示：

表 4.4 集油环管径规格初选结果

掺水温度 (℃)	管线长度 (m)	管道规格	掺水量 (m ³ /h)	压降 (MPa)	液体流速 (m/s)	气体流速 (m/s)
65	4500 (长环)	DN50	5.5	0.57	1.2	1.8
	2800 (短环)	DN40	3.7	0.12	1.3	2.5
70	4500 (长环)	DN50	4.7	0.515	1.1	1.75
	2800 (短环)	DN40	3	0.72	1.2	2.4
75	4500 (长环)	DN50	3.9	0.46	1.0	1.7
	2800 (短环)	DN40	2.3	0.32	1.1	2.3

由集油环管径规格初选结果看出，集油环管径在两种不同的掺水温度下管径规格相同。集油温度升高，相应的热力费用升高，动力费用降低。反之，集油温度降低，动力费用升高，热力费用降低。因此需综合动力费用和热力费用，选择最优掺水温度。

4.4.3.2 集油阀组至转油站集油管径设计

筛选过程以掺水温度为 65℃为例，掺水温度为 70℃和 75℃时，集油阀组至转油站管径选择见附录 D.2.3。根据 4.4.3 中选定的掺水量确定各集油阀组至转油站的设计输量，设计输量如表 4.5 所示。

表 4.5 集油阀组至转油站管道设计输量表

阀组名称	输液量 (m ³ /d)	输气量 (m ³ /d)
1 阀组	453	5134
2 阀组	356	4650
3 阀组	493	6325
4 阀组	222	2860
5 阀组	312	4015
6 阀组	404	5354
7 阀组	610	7810
8 阀组	429	5500
9 阀组	605	6880

集油阀组至转油站管道起点温度为 45℃，转油站进站温度按规范选为 40℃，进站压力为 0.4MPa。管道公称直径分别按照 DN80，DN100，DN125 进行模拟计算，不同管径下的压降和流速对比结果如表 4.6 所示。

表 4.6 掺水温度为 65℃集油阀组至转油站不同管径的压降及流速模拟结果

阀组	DN80			DN100			DN125		
	压力降 (MPa)	液相流速 (m/s)	气相流速 (m/s)	压力降 (MPa)	液相流速 (m/s)	气相流速 (m/s)	压力降 (MPa)	液相流速 (m/s)	气相流速 (m/s)
1 阀组	0.54	2.2	3.3	0.25	1.4	2.5	0.1	0.8	1.8
2 阀组	0.5	1.8	2.9	0.17	0.9	2.1	0.06	0.6	1.4
3 阀组	1.1	1.5	2.0	0.39	1.5	2.7	0.15	0.92	2
4 阀组	0.17	1	2.1	0.05	0.5	1.6	0.02	0.3	1.1
5 阀组	0.17	1.6	2.7	0.08	1.2	2.2	0.04	0.8	1.8
6 阀组	0.8	2.1	4.9	0.3	1.2	2.4	0.18	0.8	2.1
7 阀组	0.7	3.3	5	0.24	2	3.1	0.17	1.5	2.6
8 阀组	0.26	1.8	3.5	0.08	0.8	2	0.04	0.3	1.2
9 阀组	1.3	3.1	4.5	0.5	1.8	2.8	0.21	1	2.2

对比上表不同管径下压降、气相流速和液相流速的结果，初选集油阀组至转油站管道的管径规格如表 4.7 所示。

表 4.7 掺水温度为 65℃时集油阀组至转油站管道管径规格初选结果

管道起点	管道终点	压力 (MPa)		压力降 (MPa)	液相流速 (m/s)	气相流速 (m/s)	管径规格
		入口压力	出口压力				
集油阀组 1	转油站 1	0.65	0.4	0.25	1.4	2.5	DN100
集油阀组 2	转油站 1	0.57	0.4	0.17	0.9	2.1	DN100
集油阀组 3	转油站 1	0.79	0.4	0.39	1.5	2.7	DN100
集油阀组 4	转油站 1	0.57	0.4	0.17	1	2.1	DN80
集油阀组 5	转油站 2	0.57	0.4	0.17	1.6	2.7	DN80
集油阀组 6	转油站 2	0.7	0.4	0.3	1.2	2.4	DN100
集油阀组 7	转油站 2	0.64	0.4	0.24	2	3.1	DN100
集油阀组 8	转油站 2	0.66	0.4	0.26	1.8	3.5	DN80
集油阀组 9	转油站 2	0.61	0.4	0.21	1	2.2	DN125

按照上述计算筛选过程,当掺水温度为 70℃时,集油阀组至转油站管道管径规格初选结果如表 4.8 所示:

表 4.8 掺水温度为 70℃时集油阀组至转油站管道管径规格初选结果

管道起点	管道终点	压力 (MPa)		压力降 (MPa)	液相流速 (m/s)	气相流速 (m/s)	管径规格
		入口压力	出口压力				
集油阀组 1	转油站 1	0.605	0.4	0.205	1.2	2.4	DN100
集油阀组 2	转油站 1	0.595	0.4	0.245	1.3	2.5	DN80
集油阀组 3	转油站 1	0.755	0.4	0.355	1.4	2.7	DN100
集油阀组 4	转油站 1	0.555	0.4	0.155	0.95	2.1	DN80
集油阀组 5	转油站 2	0.555	0.4	0.155	1.2	2.2	DN80
集油阀组 6	转油站 2	0.67	0.4	0.27	1.1	2.3	DN100
集油阀组 7	转油站 2	0.62	0.4	0.22	2.55	3.1	DN100
集油阀组 8	转油站 2	0.635	0.4	0.235	1.9	3.3	DN80
集油阀组 9	转油站 2	0.66	0.4	0.26	1.25	2.5	DN100

按照上述计算筛选过程,当掺水温度为 75℃时,集油阀组至转油站管道管径规格初选结果如表 4.9 所示:

表 4.9 掺水温度为 75℃时集油阀组至转油站管道管径规格初选结果

管道起点	管道终点	压力 (MPa)		压力降 (MPa)	液相流速 (m/s)	气相流速 (m/s)	管径规格
		入口压力	出口压力				
集油阀组 1	转油站 1	0.56	0.4	0.16	1.0	2.3	DN100
集油阀组 2	转油站 1	0.62	0.4	0.32	1.7	2.9	DN80
集油阀组 3	转油站 1	0.72	0.4	0.32	1.3	2.7	DN100
集油阀组 4	转油站 1	0.54	0.4	0.14	0.9	2.1	DN80
集油阀组 5	转油站 2	0.54	0.4	0.14	0.8	1.7	DN80
集油阀组 6	转油站 2	0.64	0.4	0.24	1	2.2	DN100
集油阀组 7	转油站 2	0.6	0.4	0.2	3.1	3.1	DN100
集油阀组 8	转油站 2	0.61	0.4	0.21	2.0	3.1	DN80
集油阀组 9	转油站 2	0.71	0.4	0.31	1.5	2.8	DN100

4.4.3.3 掺水管道管径设计

掺水管道设计输量为各集油阀组所管辖集油环内掺水量之和。表 4.10 为不同掺水温度下各掺水管道的的设计输量。

表 4.10 掺水管道设计输量

线路名	65℃	70℃	75℃
	设计输量 (m³/h)		
转油站 1-集油阀组 1	14.4	12.25	10.1
转油站 1-集油阀组 2	10.8	9.5	8.2
转油站 1-集油阀组 3	14.9	13.1	11.3
转油站 1-集油阀组 4	6.8	5.95	5.1
转油站 2-集油阀组 5	9.4	8.3	7.2
转油站 2-集油阀组 6	12.6	11.1	9.6
转油站 2-集油阀组 7	18.4	16.25	14.1
转油站 2-集油阀组 8	13.0	11.45	9.9
转油站 2-集油阀组 9	19.1	16.3	13.5

在不同掺水温度下，管道公称直径分别按照 DN50，DN65，DN80 进行模拟计算，保温层厚度根据模拟试算结果设为 50mm，不同管径下的压降、流速和温降的模拟结果如表 4.11 所示。

表 4.11 不同管径下掺水管道的压降、温降及流速模拟结果

掺水温度 ℃	线路名	DN50			DN65			DN80		
		压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)
65	转油站 1-集油阀组 1	1	5.2	1.5	0.21	6.1	0.9	0.14	6.8	0.7
	转油站 1-集油阀组 2	0.7	7.1	1.1	0.21	8.1	0.7	0.1	9	0.5
	转油站 1-集油阀组 3	1.8	7.3	1.5	0.45	8.4	1.0	0.25	9.2	0.7
	转油站 1-集油阀组 4	0.2	8	0.7	0.06	9.1	0.4	0.03	11	0.3
	转油站 2-集油阀组 5	0.2	3	1	0.06	3.5	0.6	0.03	3.9	0.4
	转油站 2-集油阀组 6	1.4	9	1.3	0.41	10	0.8	0.2	11.4	0.6
	转油站 2-集油阀组 7	1	2.3	1.9	0.3	2.6	1.2	0.14	2.9	0.9
	转油站 2-集油阀组 8	0.3	1.9	1.3	0.1	2.2	0.8	0.04	2.4	0.6
	转油站 2-集油阀组 9	3.1	5.9	2.0	0.9	6.8	1.2	0.41	8.6	0.9
70	转油站 1-集油阀组 1	0.7	5.8	1.2	0.19	6.75	0.75	0.105	7.5	0.6
	转油站 1-集油阀组 2	0.61	7.95	0.95	0.165	9.3	0.6	0.08	10.35	0.45
	转油站 1-集油阀组 3	1.7	8.35	1.325	0.385	9.6	0.85	0.2	10.55	0.6
	转油站 1-集油阀组 4	0.16	9.2	0.6	0.049	10.55	0.55	0.025	12.4	0.25
	转油站 2-集油阀组 5	0.17	3.5	0.85	0.05	4	0.55	0.025	4.45	0.35
	转油站 2-集油阀组 6	0.89	9.85	1.15	0.33	11.5	0.7	0.16	12.7	0.5
	转油站 2-集油阀组 7	0.64	2.6	1.7	0.245	2.95	1.05	0.11	3.35	0.8
	转油站 2-集油阀组 8	0.16	2.2	1.55	0.075	2.55	0.7	0.035	3.25	0.55
	转油站 2-集油阀组 9	2.1	7.1	1.7	0.685	8	1.05	0.31	9.55	0.75

续表 4.11 不同管径下掺水管道的压降、温降及流速模拟结果

掺水温度 ℃	线路名	DN50			DN65			DN80		
		压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)
75	转油站 1-集油阀组 1	0.5	6.4	0.9	0.16	7.4	0.6	0.07	8.2	0.5
	转油站 1-集油阀组 2	0.41	8.8	0.8	0.12	10.5	0.5	0.06	11.7	0.4
	转油站 1-集油阀组 3	1	9.4	1.15	0.32	10.8	0.7	0.15	11.9	0.5
	转油站 1-集油阀组 4	0.12	10.4	0.5	0.037	12	0.7	0.02	13.8	0.2
	转油站 2-集油阀组 5	0.11	4	0.7	0.04	4.5	0.5	0.02	5	0.3
	转油站 2-集油阀组 6	0.8	10.7	1.0	0.25	13	0.6	0.12	14	0.4
	转油站 2-集油阀组 7	0.6	2.9	1.5	0.19	3.3	0.9	0.08	3.8	0.7
	转油站 2-集油阀组 8	0.1	2.5	1.8	0.05	2.9	0.6	0.03	4.1	0.5
	转油站 2-集油阀组 9	1.5	8.3	1.4	0.47	9.2	0.9	0.21	10.5	0.6

对比上表不同管径下压降、温降和流速的结果，初选掺水管道的管径规格如表 4.12 和表 4.13 所示：

表 4.12 掺水温度为 65℃时掺水管道管径规格初选结果

线路名	管线长度 (m)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	起点压力 (MPa)	终点温度 (℃)	管道规格
转油站 1-集油阀组 1	2981	0.21	6.1	0.9	2	65	DN65
转油站 1-集油阀组 2	3429	0.21	8.1	0.7	2	65	DN65
转油站 1-集油阀组 3	4849	0.45	8.4	1.0	2	65	DN65
转油站 1-集油阀组 4	2441	0.2	8	0.7	2	65	DN50
转油站 2-集油阀组 5	1233	0.2	3	1	2	65	DN50
转油站 2-集油阀组 6	5163	0.41	10	0.8	2	65	DN65
转油站 2-集油阀组 7	1781	0.3	2.6	1.2	2	65	DN65
转油站 2-集油阀组 8	1053	0.3	1.9	1.3	2	65	DN50
转油站 2-集油阀组 9	5041	0.41	8.6	0.9	2	65	DN80

表 4.13 掺水温度为 70℃/75℃时掺水管道管径规格初选结果

线路名	管线长度 (m)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	起点压力 (MPa)	终点温度 (℃)	管道规格
转油站 1-集油阀组 1	2981	0.5	6.4	0.9	2	70	DN50
转油站 1-集油阀组 2	3429	0.41	8.8	0.8	2	70	DN50
转油站 1-集油阀组 3	4849	0.32	10.8	0.7	2	70	DN65
转油站 1-集油阀组 4	2441	0.12	10.4	0.5	2	70	DN50
转油站 2-集油阀组 5	1233	0.11	4	0.7	2	70	DN50
转油站 2-集油阀组 6	5163	0.25	13	0.6	2	70	DN65
转油站 2-集油阀组 7	1781	0.19	3.3	0.9	2	70	DN65
转油站 2-集油阀组 8	1053	0.1	2.5	1.8	2	70	DN50
转油站 2-集油阀组 9	5041	0.47	9.2	0.9	2	70	DN65

4.4.3.4 转油站至脱水站管道管径设计

(1) M2 转油站至 X1 脱水站输油管径设计

M2 转油站至 X1 脱水站输油管道输量设为 $26\text{m}^3/\text{h}$ ，进脱水站温度设为 40°C ，进脱水站压力为 0.4MPa ，保温层厚度设为 50mm ，管道公称直径分别按照 DN65，DN80，DN100 进行模拟计算，不同管径下的压降、温降和流速的模拟结果如表 4.14 所示。

表 4.14 不同管径下掺水管道的压降、温降及流速模拟结果

线路	输送介质	DN65			DN80			DN100		
		压降 (MPa)	温降 ($^\circ\text{C}$)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 ($^\circ\text{C}$)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 ($^\circ\text{C}$)	流速 (m/s)
转油站 2- 脱水站	油、水	3.9	17	1.7	1.8	18.5	1.2	0.45	21.5	0.7

对比上表不同管径下压降、温降和流速的结果，初选掺水管道的管径规格为 DN80。

(2) M2 转油站至 X1 脱水站输气管径设计

两种掺水温度下，由于站内用气量不同，向脱水站输送的气量也不同。掺水温度为 65°C 时，设计输量为 $633\text{m}^3/\text{h}$ ，掺水温度为 70°C 时，设计输量为 $616\text{m}^3/\text{h}$ ，掺水温度为 75°C 时，设计输量为 $586\text{m}^3/\text{h}$ 。根据油气集输数据手册，对于起点压力大于 0.2MPa 的天然气管线，其经济流速为 $15\sim 30\text{m/s}$ 。因此管道公称直径分别按照 DN50，DN65，DN80 进行模拟计算，不同管径下的压降、温降和流速的模拟结果如表 4.15 所示。

表 4.15 不同管径下掺水管道的压降、流速模拟结果

掺水温度/ $^\circ\text{C}$	输送介质	DN50		DN65		DN80	
		压降 (MPa)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	流速 (m/s)
65	天然气	0.71	5.1~35	0.53	6.4~26.3	0.34	6.1~20.0
70	天然气	0.94	5.0~31.7	0.5	6.2~24.9	0.33	6.2~19.8
75	天然气	0.97	5.0~31.8	0.48	6.1~23.9	0.33	6.2~19.5

对比上表不同管径下压降、流速的结果，输气管道的管径规格选为 DN65。

4.4.4 管道壁厚与强度校核

(1) 管道壁厚

根据石油地面工程设计手册，直管段壁厚用下式进行计算：

$$\delta = \frac{PD_0}{2\sigma_s F \phi} + C \quad (4-7)$$

式中：

δ —管道壁厚, mm;

P —管道的工作压力, MPa;

σ_s —管材最低屈服, MPa, C20 钢管取 235 MPa;

D_0 —管道外径, mm;

F —设计系数, 根据表 7-1, 混输和输油管道取 0.6, 输气管道取 0.5;

ϕ —纵向焊缝系数, 无缝钢管取 1.0;

C —腐蚀余量, mm

由于输送介质为油、气、水混合物, 气相中无 CO_2 和 H_2S 存在, 化学腐蚀程度较轻; 由多相流模拟软件模拟过程可知, 在某些部位管道可能存在多相腐蚀, 取腐蚀裕量为 2mm。

从保证埋地管道的稳定性考虑, 所选壁厚不小于 4mm。钢管壁厚计算值及取值见表 4.16 和表 4.17 所示。

表 4.16 掺水温度为 65℃时管道壁厚计算结果

管线名	输送介质	公称直径	管道外径 mm	计算壁厚 mm	选用壁厚 mm	材质
长集油环(集油阀组 1 和 9)	油、气、水	DN50	60	2.26	4	C20 无缝钢管
短集油环(集油阀组 2 至 8)	油、气、水	DN40	48	2.20	4	C20 无缝钢管
集油阀组 1 至转油站 1	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 2 至转油站 1	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 3 至转油站 1	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 4 至转油站 1	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 5 至转油站 2	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 6 至转油站 2	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 7 至转油站 2	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 8 至转油站 2	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 9 至转油站 2	油、气、水	DN125	140	2.50	5.0	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 1	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 2	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 3	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 4	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 5	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 6	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 7	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 8	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 9	水	DN80	89	2.63	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至脱水站	油、水	DN80	89	2.95	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至脱水站	气	DN65	76	2.11	4.5	C20 无缝钢管

表 4.17 掺水温度为 70℃/75℃时管道壁厚计算结果

管线名	输送介质	公称直径	管道外径 mm	计算壁厚 mm	选用壁厚 mm	材质
长集油环(集油阀组 1 和 9)	油、气、水	DN50	60	2.26	4	C20 无缝钢管
短集油环(集油阀组 2 至 8)	油、气、水	DN40	48	2.20	4	C20 无缝钢管
集油阀组 1 至转油站 1	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 2 至转油站 1	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 3 至转油站 1	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 4 至转油站 1	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 5 至转油站 2	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 6 至转油站 2	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 7 至转油站 2	油、气、水	DN100	114	2.40	5.0	C20 无缝钢管
集油阀组 8 至转油站 2	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5	C20 无缝钢管
集油阀组 9 至转油站 2	油、气、水	DN125	140	2.50	5.0	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 1	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 2	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 3	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 1 至集油阀组 4	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 5	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 6	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 7	水	DN65	76	2.54	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 8	水	DN50	60	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至集油阀组 9	水	DN80	89	2.43	4	C20 无缝钢管
转油站 2 至脱水站	油、水	DN80	89	2.95	4.5	C20 无缝钢管
转油站 2 至脱水站	气	DN65	76	2.11	4.5	C20 无缝钢管

(2) 强度校核

埋地输油管道的强度按照许用应力法校核，按照最大剪切应力破坏理论计算当量应力，即管道的当量应力 ≤ 0.9 的管道最低屈服强度。对于受约束的埋地管道，应满足：

$$\begin{cases} \sigma_e = \sigma_h - \sigma_a \leq 0.09\sigma_s \\ \sigma_p \leq [\sigma] \end{cases} \quad (4-8)$$

式中：

σ_e —当量应力，MPa；

σ_s —管材最低屈服极限，MPa；

σ_p —由内压引起的环向应力，MPa；

σ_h —环向应力，MPa；

σ_a —管道的轴向应力，压应力为负值，MPa；

其中，管道内的环向应力 σ_h 除了设计内压使管道中产生环向应力 σ_p 外，还有自重、液重的非对称性以及土壤作用于管壁的荷载共同产生的环向弯矩应力 σ_v 。

管道内环向 σ_h 应力计算公式见式（4-9）至（4-11）。

$$\sigma_h = \sigma_p + \sigma_v \quad (4-9)$$

$$\sigma_p = \frac{pd}{2t} \quad (4-10)$$

$$\sigma_v = \frac{3k_v(W_V + q_{vk}D)Edt}{Et^3 + 3k_bpd^3} \quad (4-11)$$

式中：

p —管内设计压力，Pa；

E —管材的弹性模量，Pa；

D —管道的结构外径，m；

d —钢管的中面直径，m；

k_v —管道的弯矩系数；

k_b —管道的竖向变形系数；

W_V —单位长度管道收到的竖向土壤荷载，N/m；

q_{vk} —汽车轮压传递到管道上的竖向压力，Pa；

管道的轴向应力 σ_a 包括由设计内压引产生的轴向应力 σ_{xp} 和温差产生的热应力 σ_v 。管道内轴向应力 σ_a 计算公式见式（4-12）至（4-14）。

$$\sigma_a = \sigma_{xp} + \sigma_{xt} + \sigma_\Delta \quad (4-12)$$

$$\sigma_{xp} = v \frac{pd}{2t} \quad (4-13)$$

$$\sigma_v = -\alpha E(T_1 - T_0) \quad (4-14)$$

式中：

v —泊松应力系数，一般取 0.3；

α —管线热膨胀系数，Pa；

T_1 —管道的最高操作温度，℃；

d —管道的安装温度，℃；

经过对管道的当量应力、内压产生的环向应力校核可知，管道壁厚满足强度条件。

（3）稳定性校核

本管网中所选管道的壁厚均不小于 4mm，且 $\frac{d}{t} \leq 110$ 。因此管道具有足够的径向稳定性，可不进行稳定验算。

4.4.5 集输管线规格汇总

集输管线包括集油环管线、集油阀组至转油站混输管线、转油站至集油阀组掺水管线、转油站至脱水站输油管线和转油站至脱水站输气管线，通过水力计算选出管径，通过壁厚计算公式计算出壁厚之后，得到各管线的管线规格。

表 4.18 集输管线规格汇总

管线名	输送介质	管线长度/m	管道规格/mm	
			掺水温度 65℃	掺水温度 70/75℃
长集油环(集油阀组 1 和 9)	油、气、水	4900	Φ 60×4.0	Φ 60×4.0
短集油环(集油阀组 2 至 8)	油、气、水	2800	Φ 48×4.0	Φ 48×4.0
集油阀组 1 至转油站 1	油、气、水	2981	Φ 114×5.0	Φ 114×5.0
集油阀组 2 至转油站 1	油、气、水	3429	Φ 114×5.0	Φ 89×4.4
集油阀组 3 至转油站 1	油、气、水	4849	Φ 114×5.0	Φ 114×5.0
集油阀组 4 至转油站 1	油、气、水	2441	Φ 89×4.5	Φ 89×4.5
集油阀组 5 至转油站 2	油、气、水	1233	Φ 89×4.5	Φ 89×4.5
集油阀组 6 至转油站 2	油、气、水	5163	Φ 114×5.0	Φ 114×5.0
集油阀组 7 至转油站 2	油、气、水	1781	Φ 114×5.0	Φ 114×5.0
集油阀组 8 至转油站 2	油、气、水	1053	Φ 89×4.5	Φ 89×4.5
集油阀组 9 至转油站 2	油、气、水	5041	Φ 140×5.0	Φ 140×5.0
转油站 1 至集油阀组 1	水	2981	Φ 76×4.5	Φ 60×4.0
转油站 1 至集油阀组 2	水	3429	Φ 76×4.5	Φ 60×4.0
转油站 1 至集油阀组 3	水	4849	Φ 76×4.5	Φ 76×4.5
转油站 1 至集油阀组 4	水	2441	Φ 60×4.0	Φ 60×4.0
转油站 2 至集油阀组 5	水	1233	Φ 60×4.0	Φ 60×4.0
转油站 2 至集油阀组 6	水	5163	Φ 76×4.5	Φ 76×4.5
转油站 2 至集油阀组 7	水	1781	Φ 76×4.5	Φ 76×4.5
转油站 2 至集油阀组 8	水	1053	Φ 60×4.0	Φ 60×4.0
转油站 2 至集油阀组 9	水	5041	Φ 89×4.5	Φ 60×4.0
转油站 2 至脱水站	油、水	11000	Φ 89×4.5	Φ 89×4.5
转油站 2 至脱水站	气	11000	Φ 76×4.0	Φ 76×4.5

注：集油阀组 1~9 管线长度为集油阀组内集油环平均长度。

4.5 集输管道热力学计算

4.5.1 计算原则

(1) 计算原则：

介质管输过程中，管道内最低温度不低于输送介质凝固点以上 3℃。

(2) 计算过程：

- ① 集油管线：采用单管环状掺热水方法把油井产出液的温度提升到凝固点以上，然后通过管道保温层保温。结合 4.4 节中的掺水比，采用多相流模拟软件对保温层厚度比进行模拟试算，使井口产出液通过集油环路输至集油阀组，在集油阀组站温度不低于 45℃。
- ② 集油阀组到转油站管线：集油阀组站温度为 45℃，通过管道保温层保温。采用多相流模拟软件对保温层厚度进行模拟试算，使井口产出液从集油阀组输至转油站，转油站进站温度不低于 40℃。

- ③ 转油站到脱水站管线：输送介质在转油站内被加热至 80°C ，通过管道保温层保温，采用多相流模拟软件对保温层厚度初选进行模拟试算，使进脱水站进站温度不低于 40°C 。

4.5.2 集输管线保温设计参数汇总

为了达到减少热损失、节约热能、降低运行成本的目的，采用加保温层的方法对管道进行保温。其中外套管采用高密度聚乙烯塑料，保温材料为聚氨酯硬质泡沫，保温管结构如图 4.9 所示。

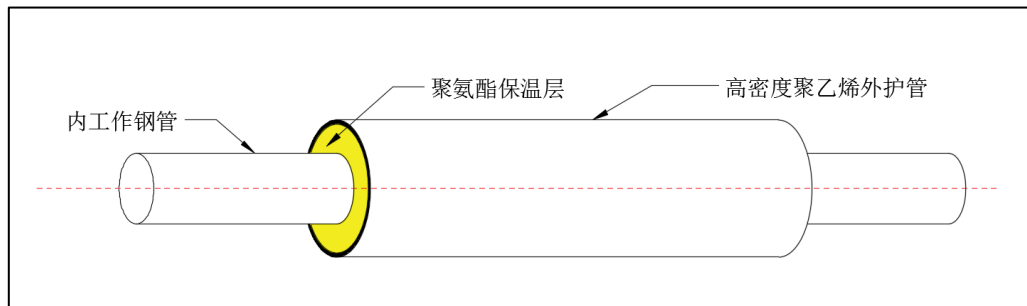


图 4.9 保温管结构图

高密度聚乙烯塑料和聚氨酯硬质泡沫的性能如表 4.19 所示。

表 4.19 管道外层物性表

	高密度聚乙烯塑料	聚氨酯硬质泡沫
密度 (kg/m^3)	940--965kg	60-80
导热系数 ($\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$)	-	0.023

根据模拟试算结果，三种掺水温度下的管道保温层厚度如表 4.20 所示。

表 4.20 管道保温层厚度表

线路	输送介质	65℃ 掺水温度	70℃/75℃ 掺水温度
		保温层厚度 (mm)	保温层厚度 (mm)
长集油环 (集油阀组 1 和 9)	油、气、水	40	40
短集油环 (集油阀组 2 至 8)	油、气、水	40	40
集油阀组 1 至转油站 1	油、气、水	30	30
集油阀组 2 至转油站 1	油、气、水	40	35
集油阀组 3 至转油站 1	油、气、水	45	55
集油阀组 4 至转油站 1	油、气、水	40	50
集油阀组 5 至转油站 2	油、气、水	30	30
集油阀组 6 至转油站 2	油、气、水	55	50
集油阀组 7 至转油站 2	油、气、水	30	30
集油阀组 8 至转油站 2	油、气、水	30	30
集油阀组 9 至转油站 2	油、气、水	45	45
转油站 1 至集油阀组 1	水	60	60
转油站 1 至集油阀组 2	水	60	60
转油站 1 至集油阀组 3	水	60	60
转油站 1 至集油阀组 4	水	60	60
转油站 2 至集油阀组 5	水	60	60
转油站 2 至集油阀组 6	水	60	60
转油站 2 至集油阀组 7	水	60	60
转油站 2 至集油阀组 8	水	60	60
转油站 2 至集油阀组 9	水	60	60
转油站 2 至脱水站	油、水	50	50
转油站 2 至脱水站	气	40	40

4.6 井口设计

本集输方案中首先从集油阀组间输送掺水到第一口井，然后到一个环路中的其他井，共用一根管线，将油井产液和掺水输回到集油阀组间，再送往转油站，油井计量采用示功图量油法。

4.6.1 工艺流程

生产流程：



事故流程：

关闭集油阀组出站紧急切断阀→关闭井口切断阀

集油阀组工艺流程见图 4.11。

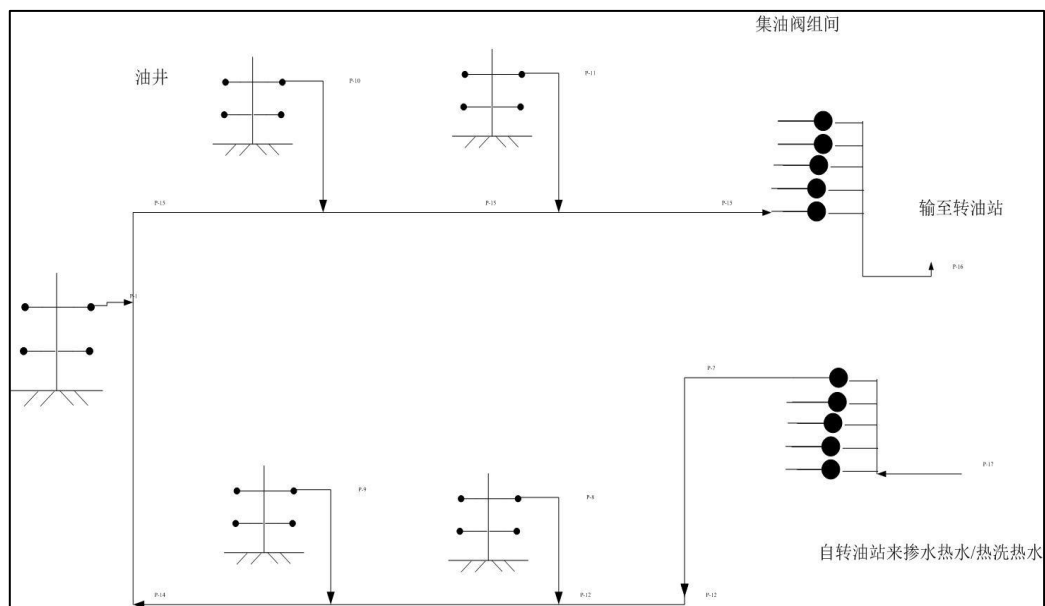


图 4.11 井口工艺流程图

自转油站掺水泵来的热水（温度为 70°C ）从集油环起点进入环内，油井产出物进入集油环，与循环的热水混合后一起输至集油阀组，然后自压输送到转油站。

4.6.2 计量方式选择

本设计中考虑了四种计量方案：

（1）单井计量方案

该方案为每口生产井配置 1 台多相流量计，共需要 140 台多相流量计，该方案能够实时监测，无须采用复杂管汇。

（2）多地计量方案

该方案依据同一坐标分布有多口生产井的特点，在每个坐标配置 1 台多相流量计，共需要 102 台多相流量计。多相流量计对多口生产井进行轮换计量。

（3）集中计量方案

该方案在集油阀组附近安置 1 台多相流量计，对管汇上的每口生产井进行轮换计量，共需要 9 台多相流量计。该方案所需的多相流量计输量最少，但管汇复杂。

（4）示功图法

示功图法是通过示功仪记录抽油机抽油机每完成一次抽油过程的电流变化，从而计算出抽油机井荷载变化的图示。载荷的变化反映了抽油泵抽吸油量的变化。理论上通过示功图可以计算出每次抽油的重量，从而推算出油井日产量。示功图法的计算精度接近甚至超过一般量油技术，可实现中心控制室实时自动采集数据。

对以上四种方案的优缺点和经济性比较，如表 4.21 所示：

表 4.21 计量方案对比

	方案一	方案二	方案三	方案四
方案概述	单井计量	多地计量	集中计量	示功图计量
多相流量计数量	143 台	102 台	9 台	无需流量计
管汇	简单	简单	复杂	简单
相对一次性投资	150%	90%	20%	10%
相对维护费用	135%	80%	20%	100%
准确度	实时、高精度	分时、高精度	分时、高精度	实时、高精度

通过对比发现，采用示功图计量的方案具有以下优点：

- ① 一次性投资较低；
- ② 维护费用低；
- ③ 精度高，稳定性好
- ④ 简化流程

基于以上优点，本设计选取采用示功图计量的方案。在井口产液进入集油主干线之前，采用 γ 射线测量井口产物的含水率。

4.6.3 清防蜡技术

本区块原油为高含蜡、高凝点原油，且井口温度低，可知油井极易出现结蜡现场，结蜡周期短。如果抽油杆结蜡，会导致油管杆负荷增加，甚至会造成抽油泵蜡卡，寿命降低，修井频次增加，检泵周期缩短；如果油管壁结蜡，将会增大对地层的回压，降低油井产量。而传统向井筒内倒加清防蜡剂的方法，虽然可以一定程度的延长热洗周期，但是操作繁琐，工作量大，药剂易附着在管壁上造成二次污染。

根据文献调研，综合对比，本方案采用“井下磁防蜡+热洗”的清防蜡技术。井口电磁防蜡器可以将电能转换成变化的电磁场，电磁变换中将电磁波进行传输，电磁波可以在管线内向远处延伸，作用于原油后，可以改变蜡分子的排列结构，从而使蜡分子悬浮在原油中，防止蜡从原油中析出而吸附、沉积在油杆管的表面，达到防蜡的目的。井口电磁防蜡器的结构原理图如图 4.12 所示。

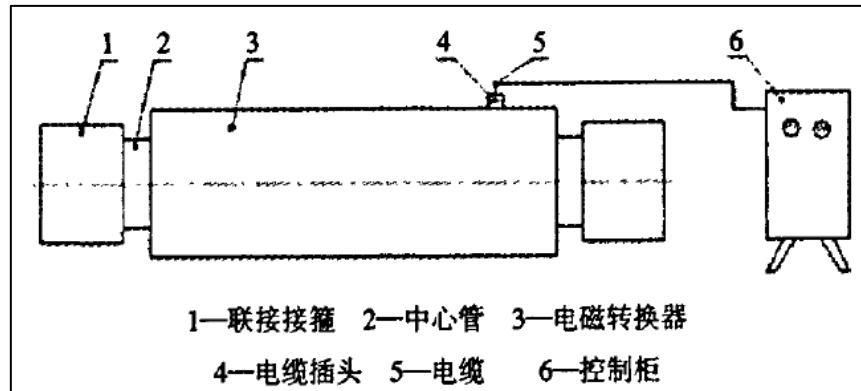


图 4.12 井口电磁防蜡器结构原理图

根据文献调研，现场安装井口电磁防蜡器的油井，因结蜡而引起的蜡卡、杆断等现象发生频次降低，同时热洗周期大幅度延长，均延长至原来的 2 倍以上。相比其他清蜡技术具有设备结构简单、管理监控方便、节能降耗显著等特点。每年只需定期进行相关的设备维护和保养，减少了劳动强度，节约了大量的人力、物力。

4.7 转油站设计

油井产出液通过集油管网并依靠机械举升剩余压能及外界补充的热能流入转油站，进行处理。转油站起接转的作用，主要作用就是将油气水混合物进行初步分离，伴生气用于自耗后外输，油升温提压外输。

4.7.1 工艺流程

根据 M1 转油站内已有设备，判断该转油站为四合一转油站模式。该种模式转油站内主要设备为缓冲、分离、加热、沉降组合装置，即四合一装置，集油气水分离、外输加热、掺水加热于一体，另外还有天然气除油器、天然气干燥器等气体处理设备。四合一转油站由于装置合一，流程较老式的三合一流程简单，因此具有设备少、占地面积少、操作点少、投资少的特点。

转油站工艺流程如图 4.13 所示。

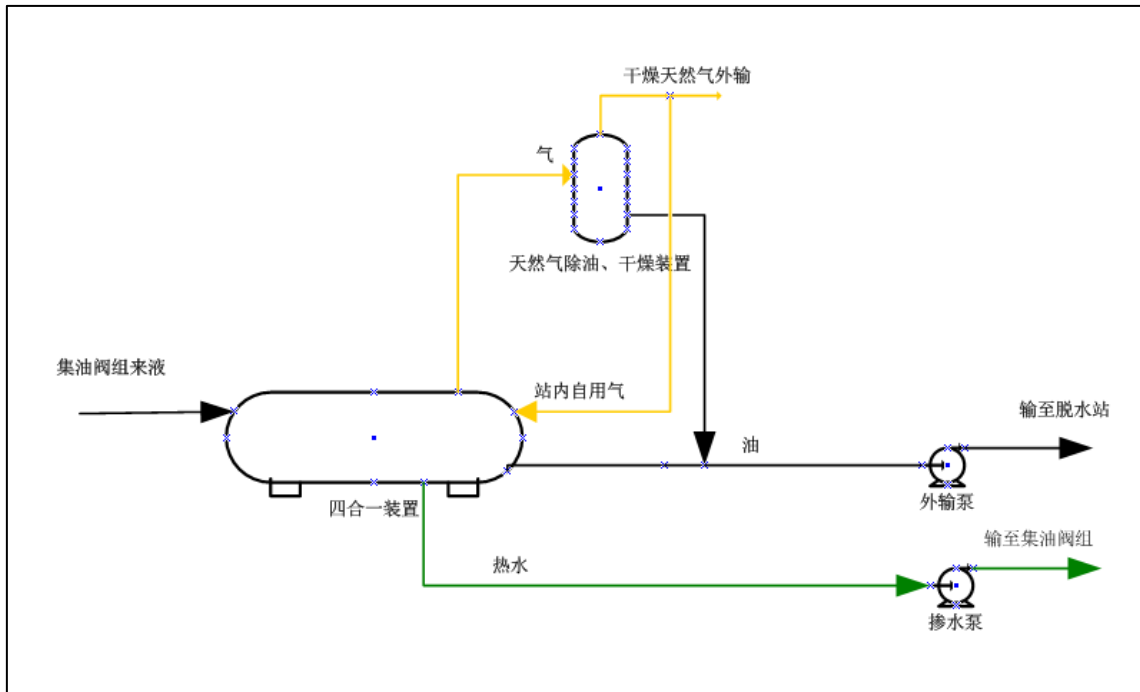


图 4.13 转油站工艺流程图

转油站内油投产试运流程（站内循环流程）为：

去脱水站管道→四合一装置→外输泵→去脱水站管道

事故流程（越站流程）为：

集油阀组来油→脱水站

4.7.2 设计参数

四合一转油站运行参数设计：站外来液进站温度 40°C ，进站压力 0.40MPa ，四合一装置操作压力 0.40MPa ；外输系统温度和掺水温度均为 70°C （该值由多相流模拟软件经模拟优化确定）；掺水系统压力 1.8MPa （该值由掺水管道水力计算得到），气系统压力由 0.40MPa 调节降至 0.1MPa ，以满足站内加热设备油气压力要求。

确定转油站的规模，首先要确定该站管辖区域内的产液量，对于新建的产能区块，应为 10 年开发指标中最大产液量年的产量；其次要根据站外管辖油井数及管网布局，粗略估算或计算出集油系统掺水量。产液量与掺水量之和即为该站的最大处理液量；此外，由于四合一装置是一个合一设备，其热负荷为外输和掺水负荷之和，根据站内液体质量流量、质量含水率和进出口温差来确定。外输泵的排量和扬程、掺水泵的排量结合生产情况或开发指标，根据热力水力计算结果来确定。

由以上设计思路，计算 M1 转油站和 M2 转油站的基本设计参数如下表：

表 4.22 转油站 M1/M2 基本设计参数表

设计参数	M1 转油站	M2 转油站
进站温度 (°C)	40	40
进站压力 (MPa)	0.40	0.40
外输温度 (°C)	70	70
掺水温度 (°C)	70	70
产液量 (t/d)	390.4	493.8
产油量 (t/d)	325.5	411.8
产气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	1.78	2.25
掺水量 (m^3/h)	39.46	50.09
最大处理液量 (m^3/h)	58.96	74.76
含水率 (%)	66.9	67.0

4.7.3 主要设备选型

新建 M2 转油站的主要设备选型如下表：

表 4.23 M2 转油站主要设备选型表

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
四合一	$\varnothing 4.0 \times 16\text{m}$	2	游离水 1500t/d	3000t/d	
			加热 2.5MW	5.0MW	
外输泵	65AY100 $\times$ 2	2	25 m^3/h	50 m^3/h	运一备一
掺水泵	ZKM60-60 $\times$ 4	3	60 m^3/h	180 m^3/h	运二备一

M1 转油站的设备校核过程、M2 转油站的设备选型过程详见附录 B。

4.7.4 四合一装置说明

1. 四合一装置工作原理

油气混合液从进液管进入气液分离筒，进行一级分离，被分离出的天然气通过天然气连通管进入壳体，从左向右流动，在这个过程中气液进行二次分离，液滴在重力作用下与天然气分离向下沉降，而天然气则流向右面，流经捕雾器再分离一次后，由天然气出口管排至天然气管线。进入到气液分离筒中的油水混合液被分离出来，通过进油分配管进到壳体底部，均匀地从管内流出，绕流火管和烟管，吸热升温后通过隔板上部空间进到沉降缓冲段。从加热段到沉降段的油水混合液由于其密度不同，经过一段时间停留后，其中大部分游离水在重力作用下与原油分离沉降到壳体底部，在沉降段形成一个 1.8m 左右的界面。水从隔板底部进入到水室，从水出口放出。油经隔板上部进入油室，靠余压压进油罐。

2. 操作规程

(1) 四合一装置投产前的准备：

- ①确认内部无人后封好人孔。
- ②安全阀定压应在 0.4MPa。
- ③设备和仪表正常，达到投产要求。
- ④检查加热段，达到运行条件，做点炉升温准备。
- ⑤掺水泵达到启动要求。
- ⑥关闭出口阀、放水阀、排污阀、气出口阀。
- ⑦检查准备完后做好记录。

(2)四合一装置投产操作：

- ①打开进口阀，打开气出口阀。
- ②当油室液位达到 1.0m，水室液位达到 2.5m 时，关闭气出口阀，稳压 5min 确认无渗漏。打开气出口阀放气，使液位继续上升。
- ③水室液位达到 3.0m 时，打开放水阀，排空水出口管线内的气，按离心泵操作规程启动掺水泵。当油室液位达到 1.5m 时，打开油出口阀门，向油罐进油。
- ④按照加热炉操作规程点燃加热炉，缓慢升温到 70-80℃。
- ⑤投产正常后，水室液位控制在 3.0~3.5m 之间，油室液位控制在 1.0~2.0m 之间。

- ⑥投产完后做好记录。

(3)四合一装置正常运行操作：

- ①做到“三勤”、“四平稳”，即：勤检查，勤调整，勤分析；排量平稳，压力平稳，温度平稳，水位平稳。
- ②根据不同季节温度控制在 60-80℃。
- ③处理后的原油含水控制在 10% 以下，污水含油控制在 300mg/L。
- ④按时检查，取全取准资料，做好记录。

(4)四合一装置停产检修操作：

- ①按加热炉停产操作规程停掉四合一装置炉火。
- ②逐步降低处理量。关闭进、出口阀和放水阀，同时调整好运行压力、排量。
- ③打开排污阀扫空装置内液体，扫完后打开放气阀放气。
- ④用热水或蒸汽清洗装置，然后放掉冷凝水，打开人孔进行强制通风。用可燃气体检测仪检测可燃气体浓度，其浓度应在允许范围内。
- ⑤清除污物，检查隔板、火管，做好记录。
- ⑥检修完毕后，达到投产要求，按操作规程投产。

注意事项：

- (1)控制好容器的液位，防止抽空。
- (2)控制好出口温度，防止气化。

(3)加强烧火间检查,防止出现燃料泄漏引起火灾。设备用途:对油田来液进行缓冲、加热、沉降、分离,经过处理的油含水能达到10%。

4.8 脱水站设计

X1脱水站采用五合一流程,该种模式脱水站内主要设备为缓冲、分离、加热、沉降、电脱水组合装置,即五合一装置,集油气水分离、加热、电脱水于一体,另外还有外输加热炉、天然气除油器、天然气干燥器等气体处理设备。组合装置的应用,减少和简化了矿场脱水设施,使地面建设方案整体优化,降低了地面建设投资。

4.8.1 工艺流程

脱水站共有四大系统,即:油系统、脱水系统、气系统及污水系统。该油田脱水装置采用五合一组合装置,脱水站的主要工艺流程如图4.14所示。

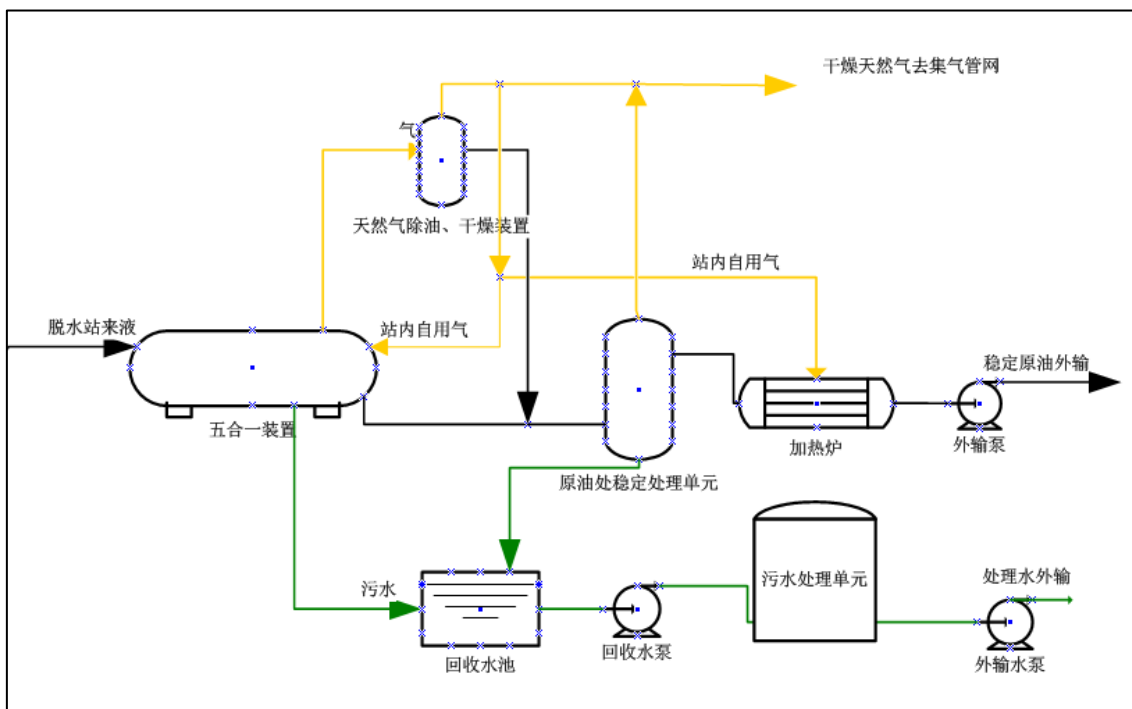


图 4.14 脱水站工艺流程图

为求得最好脱水效果和最低脱水成本,除采用加热水洗和电脱水外,五合一装置中应加入破乳剂,以促进原油乳状液中乳化水的分离。破乳剂的筛选需在实验室内用“瓶试验”法进行,此方法同时可以确定破乳剂的最佳用量。

事故流程为:

(1) 外输泵、外输管线短期停产,含水油和净化油可分别进事故罐和净化油罐。

(2) 急停电流程：来油由五合一装置直接进入事故罐。

4.8.2 脱水站规模、主要设备的参数选择

脱水站的主要技术参数：来液进站压力为 0.40MPa，阀组间(转油站)来油温度为 40℃；掺水出站温度 75℃，掺水出站压力为 1.8MPa；净化油含水率小于等于 0.3%。

1. 脱水站规模的确定

脱水站规模主要是根据油田开发部门提供的油田开发预测指标，即最大日产液量、最大日产油量、最大日来气量、最大日污水量等参数来确定。

2. 主要设备的参数

外输泵的选择：根据最大外输油量和最小外输量确定泵的排量及台数。

污水沉降罐的选择：按沉降时间 2h、最大污水量、储存系数为 0.85 计算确定污水沉降罐规格及数量。

污水泵的选择：根据最大污水量和最小污水量确定污水泵的排量及台数。

天然气除油器的选择：根据最大来气量考虑天然气除油器台数。

X1 脱水站对老井产液和全部 143 口新井产液进行处理。X1 脱水站的设计参数如表 4.24 所示。

表 4.24 X1 脱水站设计参数表

设计参数	X1 脱水站
进站温度 (℃)	40
进站压力 (MPa)	0.40
外输温度 (℃)	70
总处理气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	2.56
最大处理液量 (m^3/h)	50.51
含水率 (%)	10.04
外输油量 (m^3/h)	45.57
外输油含水率 (%)	0.3

当 M1 转油站与 M2 转油站发生事故转入越站流程时，X1 脱水站的掺水量为 $89.55 \text{ m}^3/\text{h}$ ，最大处理液量 $140.06 \text{ m}^3/\text{h}$ ，含水率 63.94%。

4.8.3 站内设备校核及选型

X1 脱水站站内有设备处理能力校核见附录 C.1。经计算可知，X1 脱水站五合一装置、外输泵处理能力均满足要求。

新增设备选型如下：

- (1) 外输加热炉：1 台 600 kW 的超导热管加热炉；
- (2) 净化油罐：2 座 3000 m^3 的净化油罐；

- (3) 事故罐：1座 3000m³ 的事故罐；
 - (4) 污水回收池：1座 20 m³ 污水回收池；
 - (5) 污水泵：2台 25WG 污水泵，运一备一；
 - (6) 气处理装置：天然气除油器、天然气干燥装置、调压、计量等气处理装置一套；
 - (7) 备用掺水加热炉：3台 1600kW 超导热管加热炉；
 - (8) 备用掺水泵：1台 100AYS120×2 掺水泵。
- 脱水站新增设备选型计算见附录 C.2。

4.8.4 五合一装置说明

1.五合一装置基本结构特点

组合装置的结构或部件是在经过优化常规原油脱气、脱水处理专用设备的基础上确定的。其主体为卧式容器结构，容器顶部为油气分离空间，使气液有充分的分离空间和行程，把容器其余空间分割成加热沉降、电脱水和缓冲三大段。在气相部分设有分液包和除雾器，内设不易堵塞的波纹板式除雾元件；在炉管上部设有弧型布液器，使液流进入加热段前降低动能，并增加气液再分离时的流经距离和接触面，促进气液充分分离；为了保证电脱水段正常运行，设置可调堰管来控制油水界面；在烟管内装有可拆卸的烟气扰流器，增强了传热效果。

2.工作原理

油井来液首先进入组合装置上部的分气包进行油气初步分离。气体从容器外部的管线进入容器后端缓冲室，经捕雾器二次捕雾后输出。含水原油从分气包进入火筒罩后减速降压，同时伴有油气分离，再进入火筒下部进行沉降分离。乳化液经水洗后上升，经火筒和烟管加热后溢过堰板进入电脱水段底部的布油槽。乳化液经二次水洗后进入电场进行脱水，脱水后的净化油流入收油槽后落入油缓冲室，经调油阀调节后去净化油管线。脱出的污水经过可调堰管溢流口流入水室，经调水阀调节后进入污水管线。

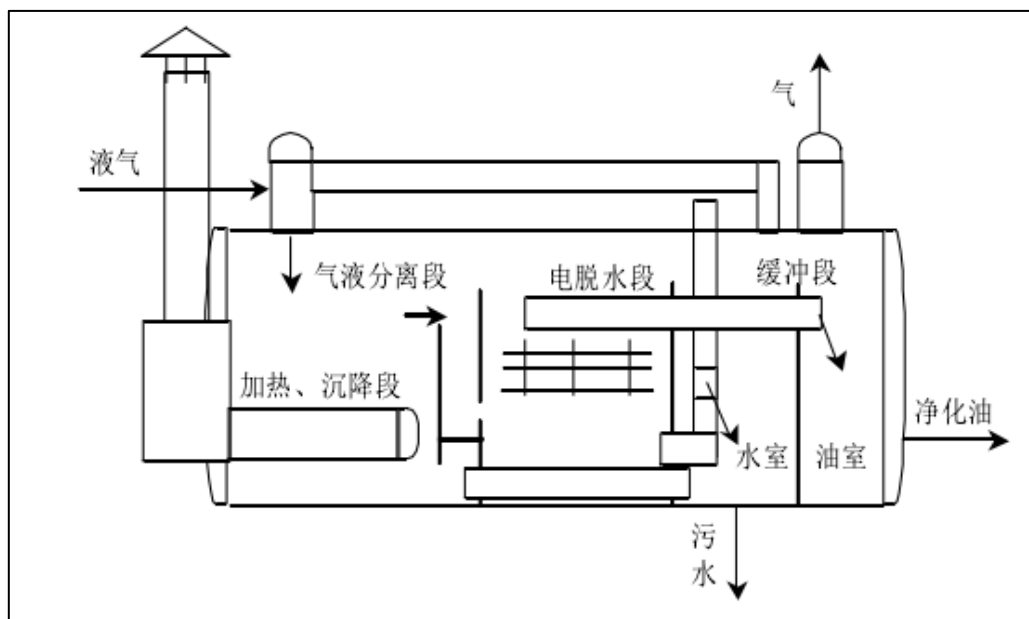


图 4.15 五合一多功能处理装置结构图

3.安全技术

(1) 脱水段液位控制

净化油通过堰板落入油缓冲室，脱水段液位在运行中保持不变，使电极始终在液位以下。在液位与上层电极之间设有低液位断电浮球，当出现意外事故造成液位突然降低时，低液位浮球自动停止供电，可防止电极露出液面后绝缘棒被击穿。

(2) 压力控制系统

为了保持设备平稳地运行，在天然气出口管线上设有压力控制系统。通过压力调节阀，对阀前压力进行控制。脱水压力一般控制在 0.2MPa ，脱水压力过低，会影响脱水效果。当设备内压力波动时，压力调节阀适当开大或关小，通过气量变化，使设备的操作压力保持恒定。

(3) 温度控制系统

加热段设有超温报警系统。当脱水温度过高时，通过调节燃气量控制给定的温度。

4.应用优势

(1) 伴生气利用：采用组合装置由于只有一个气出口，在一个压力等级下运行，使油田伴生气的收集十分方便。伴生气除作为燃料气供该装置加热原油升温外，剩余部分还可供工艺管道伴热、厂房采暖及采油小队生活用气，详细计算见 E.3。

(2) 热能利用：该装置的加热组件设置在油相中，原油经水层水洗上升过程中，游离水会聚结成大水滴沉降下来。原油乳状液上升到加热组件部分加热。原

油升温到要求温度后进入电脱水段。由于加热组件只加热原油乳状液，不加热污水，原油的比热与水的比热为 1:2，因而，降低了热负荷，有效地利用了热能。在烟管内装有烟气扰流器，增强了传热效果，降低了排烟温度，提高了热效率，运行炉效达到了 85%以上。

(3) 电能利用：采用该装置，可以省去常规流程中的脱水泵，减少了工艺流程中的用电量。电脱水段的油水界面可根据来液的含水情况进行调节。原油经沉降脱水后，进入电场脱水。乳化液从水层上浮过程中，小油珠聚结成大油滴，进入电场脱水。目前常规电脱水器的脱水电流通常为 30~60A，而该装置的脱水电流不超过 10A，外输净化油含水不超过 0.3%，节电效果非常显著。

4.9 原油稳定单元

4.9.1 原油稳定工艺

由于 G 区块产油气油比较高，C1~C4 质量分数为 0.65%。脱水后的原油需进行稳定方可储存并作为商品原油外输。原油稳定单元可与 X1 脱水站合建。

现行的原油稳定工艺主要有三种：负压闪蒸工艺、正压闪蒸工艺和分馏稳定工艺。三种工艺的比较表 4.25 所示。

表 4.25 原油稳定工艺比较表

比较项目	分馏	负压闪蒸	正压闪蒸
稳定效果	最佳；彻底拔出 C1~C4 易挥发组分	比分馏差，处理后仍有易挥发组分	一般比“负压”差
流程复杂程度	复杂；需要设备种类和数量多	流程简单，设备种类及数量少	流程比较简单
操作难易程度	对操作条件及操作控制要求较严，对负荷波动的适应能力不如闪蒸	操作简单，对负荷波动的适应能力强	操作简单，对负荷波动的适应能力强
回收轻烃单位能耗	一般原油“分馏”能耗很高，单位能耗约为负压的 2~3 倍	能耗低	能耗在加热负压闪蒸和与集输共用热能的负压闪蒸之间
装置投资	最高	低	较低

由《油气集输与矿场加工》，当原油 C1~C4 的质量分数高于 0.5%，低于 2.5%，无需加热进行原油稳定时，宜采用负压闪蒸。本方案选用负压闪蒸发进行原油稳定。

负压闪蒸的主要流程为：脱水后的净化原油进入负压闪蒸塔进行闪蒸。塔顶气进入三相分离器，再经真空压缩机和冷凝器冷却，最后进入分离器，分离出稳定原油、轻烃和少量气体。工艺流程图如下图 4.16 所示。

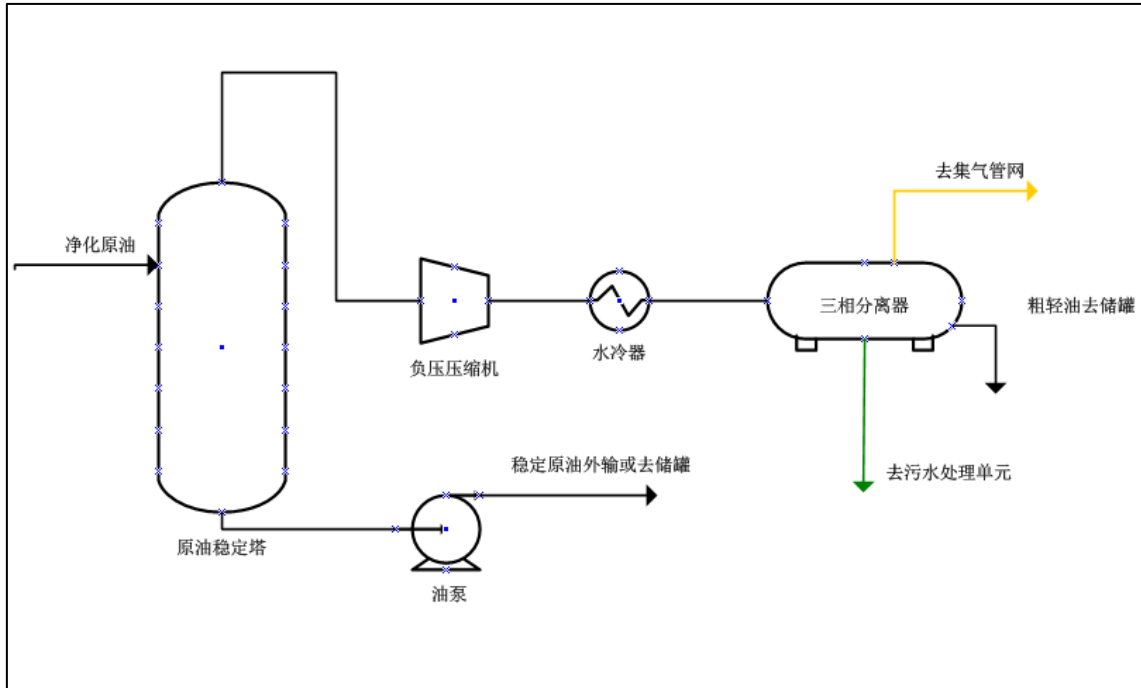


图 4.16 负压闪蒸工艺流程图

4.9.2 主要设备选型

原油稳定的主要设备为：负压闪蒸塔、压缩机及冷却设备。选型如下：

- (1) 负压闪蒸塔：塔径为 1000mm，塔板数为 6
- (2) 负压压缩机：3MX-6 螺杆压缩机
- (3) 冷却方式：优先选用水冷方式

具体计算过程见附录 E。

4.10 污水处理单元

4.10.1 污水处理工艺

自脱水站脱除的污水进入污水回收池沉降，由污水泵泵送至污水处理单元进行污水处理。污水处理单元可设在脱水站附近。也可借助已有污水处理站进行处理，或与其他区块共建污水深度处理站。处理后的污水经注水泵回注井口。

传统的污水处理工艺为三段常规处理流程，由自然（重力）除油段、混凝除油段和压力过滤段组成，设备体积大、效率低、工艺流程复杂。本方案采用旋流气浮一体化污水处理设备，该设备利用旋流分离和气浮分离的原理，具有以下特点：

- (1) 结合微孔发泡技术、弱旋流和气液混合泵回流二次气浮技术，相当于在

一个紧凑型气浮罐内进行了一次旋流分离和两次气浮分离，实现了常规单元技术高效化、不同单元技术复合化；

(2) 代替了重力沉降设备、斜板除油器、水力旋流器或常规气浮设备，减轻过滤器的除油负荷，将传统的三段常规处理流程简化为旋流气浮一体化污水处理设备+核桃壳过滤器的两段处理流程；

(3) 可通过串并联改变处理量，适应后期污水处理量变化；

(4) 气浮气体为天然气，可实现脱水站的自供；

(5) 采用整体立式压力容器撬装布局，结构紧凑，高效节能；

(6) 分离效率高，出水水质好，性能稳定，出水含油率可达<10ppm；

(7) 无运动部件，运行能耗低，工作可靠、稳定性高，操作简单，维护费用低，等等。

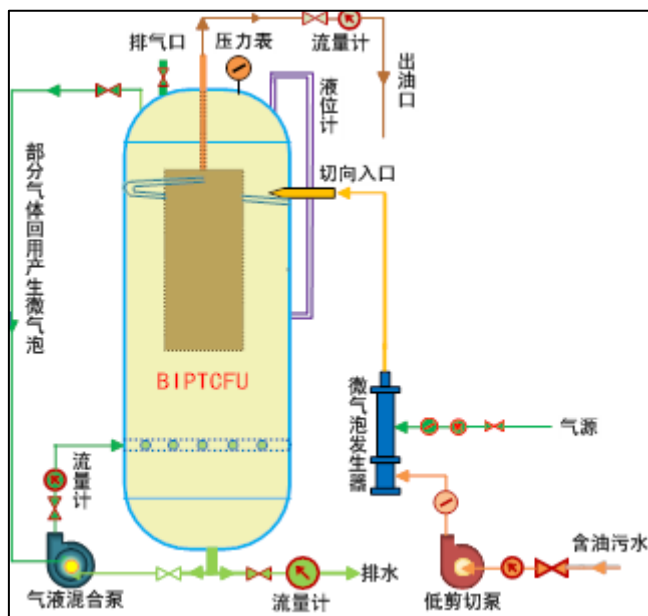


图 4.17 旋流气浮一体化污水处理设备结构和原理图

4.10.2 主要设备选型

污水处理的主要设备选型如下：

- (1) 压力过滤器：2 台 10 m^3 核桃壳过滤器，运一备一
- (2) 外输泵：2 台 25WG 型离心水泵，运一备一
- (3) 外输罐：1 座 20 m^3 水罐

选型过程见附录 E。

4.11 伴生气回收和利用

由于 G 区块伴生气不含 CO_2 和 H_2S ，将其依次经四合一装置、天然气除油器、天然气干燥装置简单处理后用于转油站内四合一装置的加热，并为站内生活区提供燃气；满足转油站内自耗气需要后，由转油站至脱水站间的输气管道输送至脱水站，简单处理后与原油稳定单元拔除的轻组分共同为脱水站内五合一装置和外输炉提供热能，并供应生活区用气。

供应站内自用气和生活用气后，由于剩余气量不大（约 2.17 万方/天），不具备外输价值，亦没有单独建立轻烃回收装置的必要。剩余气可用于供应周边或矿区使用。伴生气的回收利用可通过以下方式：

- （1）推广使用套管放气阀，回收油井套管气；
- （2）采用燃气发电和余热利用技术，供天然气发电站用气，提高伴生气利用率，同时解决“双电源”问题；
- （3）燃烧利用；
- （4）与其它区块共建轻烃回收厂，进行轻烃回收，或使用撬装轻烃回收装置。

4.12 拉油流程设计

G 区块中，新 123-54-平 122、新 123-58-平 118、新 683 三口井处在边缘位置，采取建设管网的集输方式不经济，因而转为单井拉油的集输流程。具体为在井口通过加热炉把油井产出液的温度提升到凝固点以上，然后通过保温管道，把油井产出液输送到储油罐后准备外输。

4.12.1 工艺流程

设计的主要思路是，由井场开始，采用多功能油井密闭储油罐进行气液分离并给液体加热处理后，装车外运。整套工艺实现单管、不掺水、间歇输送。

主要工艺流程为：单井→加热炉→多功能油井密闭储油罐→罐车。流程如图 4.18 所示。

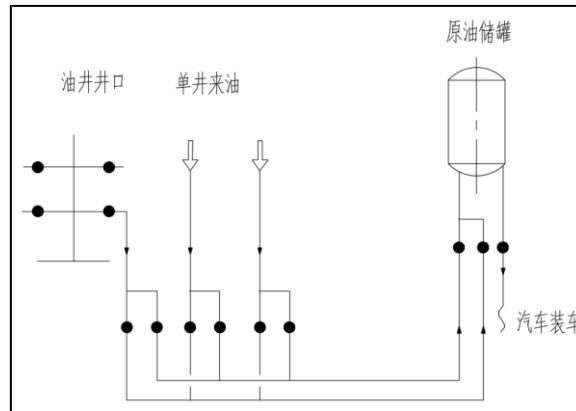


图 4.18 汽车拉运集输流程图

针对可能出现较长周期的极端天气的生产工况，井口装有间歇采油智能控制技术。这是指根据远程控制中心发出的指令，自动执行采油相关的程序，从而可以进行现场实时数据采集与监测现场工况、控制抽油机的启停，对抽油机进行断电检测等目的。

传感器主要有电流互感器、电流变送器、角位移传感器等，传感器的工作原理是预留出模拟通道和开关量通道，通过对电压或电流值的控制来变换抽油机的工作状态。然后借助于 GPRS 网络，连通数据通讯机与远程控制中心，进而分析采集到的数据，最后把数据存储到数据库，根据数据库的数据信息进行访问，采取相应的措施来调整控制技术。

间歇采油智能控制技术是抽油机按照设定好的计算机程序来执行相应的工作制度来自动启停机；不仅可远程控制，还可以根据采油的实际情况来调整抽油机开关井时间参数；除此之外，间歇采油智能控制系统可对三相不平衡、皮带断、不能启动机械等故障进行报警处理。

4.12.2 管道设计

4.12.2.1 储油罐位置的选择

综合考虑施工以及开发后期关闭直、斜井，现将储罐位置选在新 123-58-平 118 井旁边，具体布置图如图 4.19 所示。各井间距离 $L_1 = 475m$ ， $L_2 = 890m$ ，上述距离即输油管道长度。

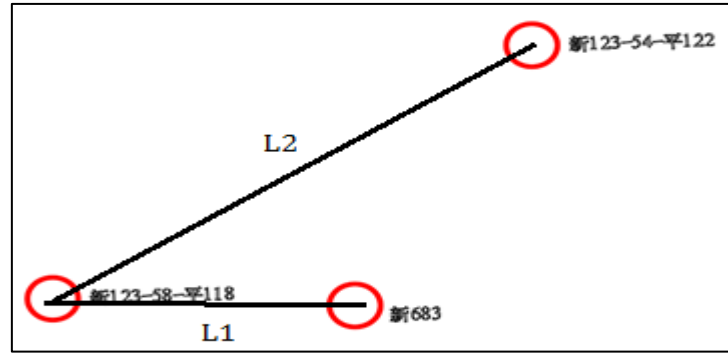


图 4.19 拉油管道示意图

4.12.2.2 管径的选择

由于油井的产量较小（新 123-54-平 122、新 123-58-平 118 井 10 年内最大单井产量为 $0.42\text{m}^3/\text{h}$ ，新 683 10 井年内最大井产液量为 $0.14\text{m}^3/\text{h}$ ），选择集输管道最小规格 $\phi 42 \times 3.0\text{mm}$ ，经过软件模拟，管道消耗的压力很小（L1 管道压降为 0.02MPa ，L2 管道压降为 0.05MPa ），原油能够正常运输，所选管径符合要求。

4.12.2.3 管道敷设方式

综合原油物性、环境温度等影响，管道采用埋地管道敷设，埋深为 1.2m 。由于保温层厚度为 30mm 。

4.12.3 加热炉选型

经软件模拟计算，新 123-54-平 122 油井产出液需加热到 60°C 左右，新 683 油井产出液需加热到 53°C ，新 123-58-平 118 油井产液需加热到 42°C 左右，油井产出液方可流至密闭储油罐装置。

以此参数，进行选择井口加热炉型号，过程如下：

$$P = C_1 \cdot G \cdot \Delta t \quad (4-15)$$

式中：

P —加热炉功率， kW ；

C_1 —产出液比热容， $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ ；

G —产出液质量流量， kg/s ；

Δt —温差。

3 口边缘拉油井所需加热炉功率如表 4.26 所示。

4.26 边缘拉油井所需加热功率

井口名称	产液量/ kg/s	所需功率/ kW
新 123-54-平 122	0.12	15.18
新 123-58-平 118	0.12	9.72
新 683	0.04	4.35

通过校核计算，每口井单井产气均可满足加热负荷需求。综合考虑，井口均

选择火筒式加热炉。

4.12.4 油井密闭储油罐装置

本设计选用油井密闭储油装置进行计量、加热、储油。该产品主要由罐体、液气计量机构、压力直读表、油气分离装置、安全阀、加热装置、防盗装置及内部密闭流程系统等一体的撬装式结构组成。工作原理是油井产液经管道进入密闭收集器后，进行油气分离，分离出来的天然气供收集器使用，剩余天然气供天然气发动机使用，或进入外输气管网外输，或放空燃烧。计量机构直接反映出收集器内液体吨位和产液量的变化，综合计量油井瞬时产量和累计产量。温度计显示收集器内液体温度变化进行双保险防盗装置，有效地防止收集器内原油被盗。需要拉油时，用收集器自存天然气压能装车。

3口拉油井总产液量为24.3t/d，产油量为20.3t/d，伴生气1110m³/d。选用一台60m³密封油井储油装置。该装置每天耗天然气120-170m³，装置可连续加热。此外，集中储油方便管理，伴生气充足，压力有保障，可以自动装车。

储油装置的主要技术参数如表4.27所示。

表 4.27 主要技术参数

名称	单位	运行参数
储罐容积	m ³	60
设计压力	MPa	0.45
实验压力	MPa	0.45
工作压力	MPa	≤0.3
换热面积	m ²	≥20
最高工作温度	℃	80
环境温度	℃	-45~50
加温需要天然气	m ³ /d	0~100
电加热器	kW	30

4.12.5 主要设备选型

新建拉油井场的设备选型如表4.28所示。

表 4.28 拉油井场主要设备选型表

设备名称	数量	单位	备注
火筒式加热炉	3	台	
油井密闭储油装置	1	台	

4.13 主要工程量

方案一的主要工程量如表 4.28 所示。

表 4.28 主要工程量统计表

序号	工程内容	单位	数量
一、集油环			
1	示功仪	个	143
二、集油阀组			
1	分配阀组	套	9
三、转油站			
1	四合一	套	2
2	外输泵	个	2
3	掺水泵	个	3
4	天然气除油器	个	2
5	天然气干燥器	个	2
五、脱水站			
2	超导热管加热炉	台	1
3	外输泵	个	1
4	掺水泵	台	1
4	净化油罐	个	2
5	事故罐	个	1
6	原油稳定装置	套	1
7	污水处理装置	套	1
8	放空火炬	套	1
六、拉油井			
1	火筒式加热炉	台	3
2	油井密闭储油装置	台	1
七、管线			
20#无缝钢管		km	160.942

第 5 章 集输方案二的具体设计

5.1 集输方案概述

本集输方案采用单管枝状电加热集油流程，工艺流程框图见图 5.1。

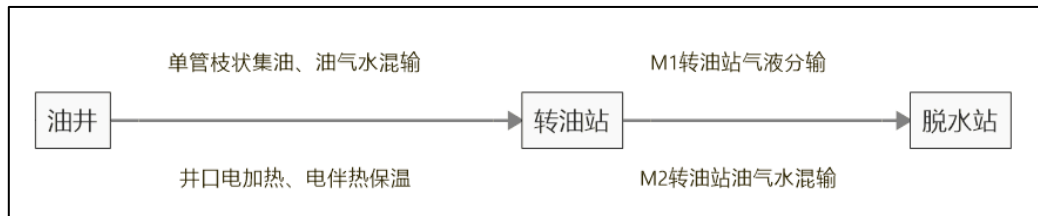


图 5.1 以单管枝状电加热集油流程为核心的集输方案工艺流程图

上述工艺流程可简单描述为“井口电加热，电伴热+保温层保温，枝状集油、转油站，脱水站”的工艺流程。

生产井中的生产液从井筒经采油树流出，在井口经过电加热器加热至 42°C ，利用自身压能，通过单管枝状集油管路油气水混输输送至转油站，沿线管线采用“电伴热+保温层”保温方式保温。区块已建转油站 M1 能够实现对油气的分离、初步脱水工艺，进一步处理后的油气在转油站增压、加热后，油气分输至脱水站 X1。区块新建转油站 M2 脱水站经多相分离器进行小气量气液两相分离，少量伴生气经分气包分离后，进干燥器干燥，而后用于站内自耗，剩余的三相混液经混输泵增压后，进入外输炉升温，从而外输至下一级站场处理实现油气分离、脱水、原油稳定等工艺。经上述油气集输工艺后，将得到合格产品通过外输系统外输或存储至临近站场的油库。

5.2 电加热集油工艺的优化研究

电加热集油工艺根据加热方式不同可以分为两种：一是在井口利用电加热器升温油井产液，再利用电热管进行保温，即点升温、线保温方式，二是在集输管线前段利用高功率电热管升温油井产液，后段利用低功率电热管进行保温，即线升温、线保温方式。

5.2.1 点状升温、线状保温方式

该种电加热集油方式为：在每口油井井场或每座丛式井平台井场设置 1 台电加热器（丛式井平台辖井数超过 4 口时，为避免井口电加热器故障时影响井较多，适当增加电加热器数量），将油井产液由井口出油温度升温至适宜集输温度，然后

将1口或多口井由电加热管道串联，将采出液保温输至转油站，电加热器及电热保温管道均由温控系统全程控制，根据设定温度自行启停加热系统。

该种升温方式主要设备为井口电加热器、电加热保温管道及温控装置。点状升温、线状保温电加热集油工艺示意图见图5.2。

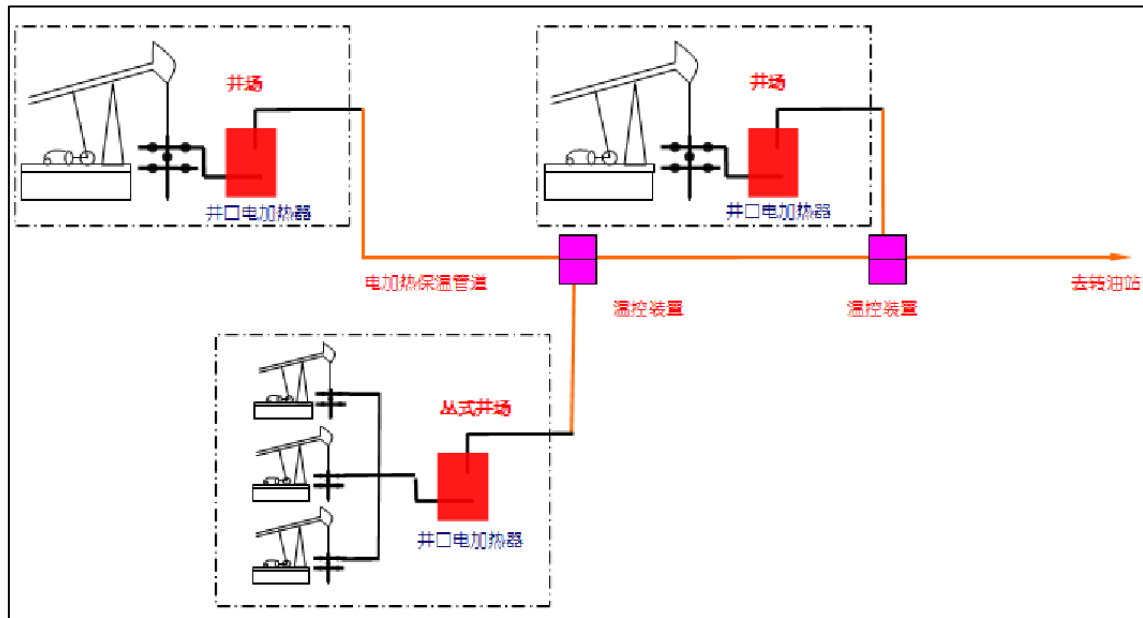


图5.2 点状升温、线状保温电加热集油工艺示意图

5.2.2 线状升温、线状保温方式

该种电加热集油方式的井口升温设备为高功率电加热升温管（长度以原料钢管单根长度为准，一般为12m），即每口油井或每座丛式井平台集油管道井口端为升温段，将油井产液由井口出油温度升温至可集输温度，然后由保温段保温输至转油站，电热保温管道由温控系统全程控制。

该种升温方式主要设备为电加热升温管道、电加热保温管道及温控装置。线状升温、线状保温电加热集油工艺示意图见图5.3。

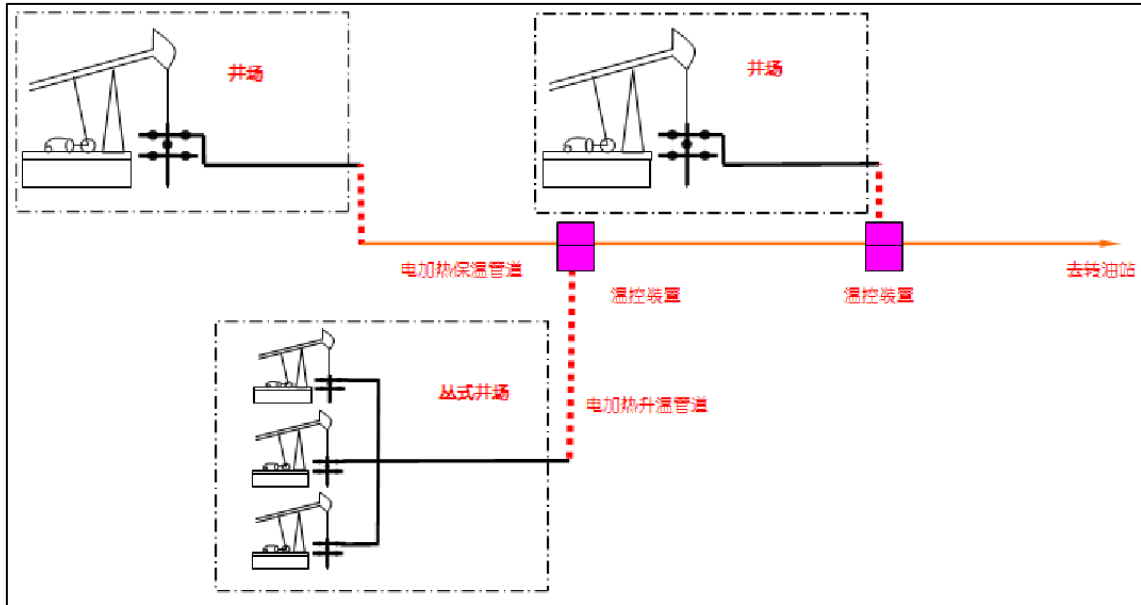


图 5.3 线状升温、线状保温电加热集油工艺示意图

5.2.3 两种电加热集油方式优缺点对比

两种电加热集油方式的热负荷均由两部分组成，一是将井口产液从井口出油温度升温至集输温度所需要的热负荷，二是在井口产液输送过程中由电加热管或电加热带维持井口产液在输送过程中保持集输温度，弥补散热损失所需要的维温热负荷。

热负荷计算分为两部分：

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (5-1)$$

式中：

Q ——总热量，kJ；

Q_1 ——井口升温所需热量，kJ；

Q_2 ——管道输送维温所需热量，kJ。

(1) 井口升温所需热量

$$Q_1 = cm\Delta t \quad (5-2)$$

式中：

c ——井口产液比热容，kJ/(kg·℃)；

m ——井口产液量，kg/h；

Δt ——升温温差，℃。

(2) 管道输送维温所需热量

$$Q_2 = k\pi D(t_{cp} - t_0) \quad (5-3)$$

式中：

k ——管道至周围的总传热系数, $\text{kJ}/\text{m}^2\cdot\text{h}\cdot^\circ\text{C}$;

D ——管道外径, m ;

L ——管道长度, m ;

t_{cp} ——原油平均温度, $^\circ\text{C}$;

t_0 ——周围土壤温度, $^\circ\text{C}$

线升温、线保温方式中, 线升温设备为多根约 12m 长的高功率电加热管, 可以视作为设备规格较大的电加热器, 则两种电加热方式的热负荷计算均可用上述计算公式, 主要区别有两点, 一是升温段设备的热效率, 二是维温段管道的长度。

线升温方式中升温电加热管视井口产液量确定长度, 一般在 30~50m, 对于每口井单井上百米的集输管道来说可以视作一个点, 因此两种电加热方式中维温段管道长度的差别可忽略不计。由以上分析来看, 两种电加热方式最主要的热负荷差别在于升温段设备的热效率。

点状升温、线状保温方式采用电加热器作为井口升温设备, 热效率较高, 一般较升温电加热管道可提高热效率约 10 个百分点。另外, 电加热器在地面安装, 设备维护、维修较为方便, 对于多油井的丛式井平台, 还可适当增设加热器数量。电加热器根据升温原理不同还有多种设备可供选择, 便于产品优胜劣汰。综上所述, 点状升温、线状保温的电加热集油工艺优于线状升温、线状保温的电加热集油工艺, 因此确定此种方式为本设计方案应用的电加热集油方式, 即: 每口油井或每座丛式井平台设置 1 台 (或多台) 电加热器, 将油井产液由井口出油温度升温至 42°C , 然后将 1 口或多口井由电伴热管道串联, 将油井产液保温输送至转油站, 电加热器及电热保温管道均由温控系统全程控制。

两种方式的升温段设备对比见表 5.1。

表 5.1 两种电加热集油方式升温段设备对比表

对比项目	点状升温、线状保温方式	线状升温、线状保温方式
升温段设备	电加热器, 热效率 90%~95%	升温电加热管, 热效率 80%~85%
设备特点	1. 有多种工作原理的电加热器可供选择 2. 由温控装置控温	1. 为碳纤维电加热密集缠绕的高功率电热管 2. 功率不可调
优点	1. 温度可调、高效节能 2. 地面安装、检修方便 3. 安装方便、使用寿命长	埋地敷设, 不易受外界破坏
缺点	安装在地面, 易受外界破坏	1. 热效率低 2. 埋地敷设, 检修不便 3. 长期高功率加热, 使用寿命较短

5.3 主要加热设备技术原理分析

电加热集油系统由井口加热器、电热保温管道、温控装置以及电缆接头四部分构成。

5.3.1 井口电加热器

井口电加热器是井口原油的初始加热装置，以电能为能源，内部采用不同原理的加热方式，将电能转化为热能，再能过介质传输的方式将热量传递到输油管道上。加热温度可调可控，使油井井口管道的加热温度始终保持在安全额定值的范围内工作。无需人员值守，运行安全，节能环保。

井口电加热器结构见图 5.4。

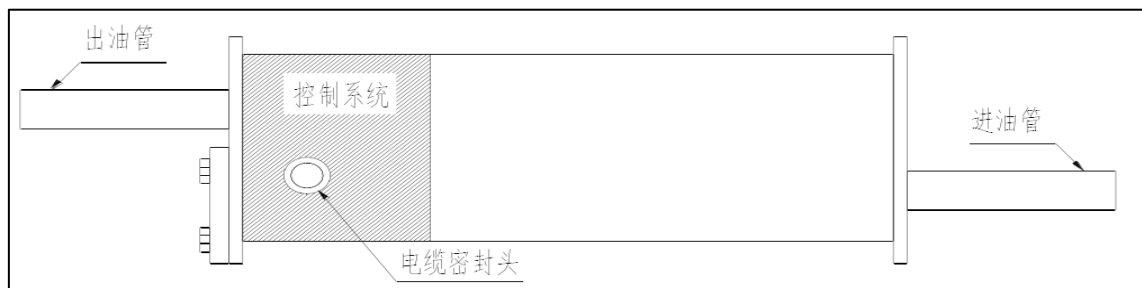


图 5.4 井口电加热器结构示意图

井口电加热器根据内部工作原理不同，主要有 3 种类型，详见表 5.2。

表 5.2 不同工作原理电加热器对比

对比项目	火筒式电加热器	感应式电加热器	热超导式电加热器
工作原理	在电加热器壳体内安装电加热棒，电加热棒通电后升温，进而加热油井产液	利用电磁感应原理将电能转变成热能。交流电能入线圈时，感应线圈便产生变磁通，使置于感应线圈中的铁管受到电磁感应而产生感应电势，感应电势在铁管中产生电流，使铁管开始加热。热量直接加热作用在管内的介质，使管内介质达到所需要的温度	1.应用热管技术，加入特种无机工质，按特定的工艺制做成热超导热管，固体工质在热端吸收热量，然后依靠分子的高速振荡把热量传到冷端。 2.采用国际先进的石英管电热技术，电热转换效率高达98%以上。
特点	1.电加热元件安全可靠，换热平稳 2.整机结构简单、操作简便 3.加热棒保护套管与原油直接接触，易结垢，降低热效率 4.电加热棒功率越大，寿命越短，每年更换	1.安全可靠、实现了水电分离 2.坚固耐用，安装方便 3.温升范围小，适用于小功率电加热器 4.可以通过控制柜调温 5.加热器内部设有过热保护装置及漏电保护装置，防止加热器空烧而过热损坏	1.热效率达 95%以上，升温快，高效； 2.设置温度调节及过热自动断电的自控保护系统，安全节能。
热效率	80%~85%	90%~95%	90%~95%

综合 G 区块实际特点,本设计方案选用火筒式电加热器和热超导式电加热器。

5.3.2 电加热管道

(1) 碳纤维电加热保温管道

碳纤维电加热保温管道的工作特性是将热能均匀分布在管壁的周围,使管壁附近的流体保持一定的温度,减少管壁上原油凝固和结蜡现象,从而改善流体的流动性,最终实现低温集输的目的。同时,合理的管壁温度不会产生管壁结焦现象,更有利于热能向流体的传递,并可实现自行解堵。

电热保温管道由输送钢管、加热层和保温层三部分组成,基本结构是在钢管外壁包覆耐高温绝缘层后,均匀缠绕碳纤维电热线,再以硬质聚氨脂泡沫及聚乙烯夹克作为保温层,见图 5.5。每根管(10-14m)为一发热单元,由接线盒将若干个发热单元串联构成了电热保温集输管线。

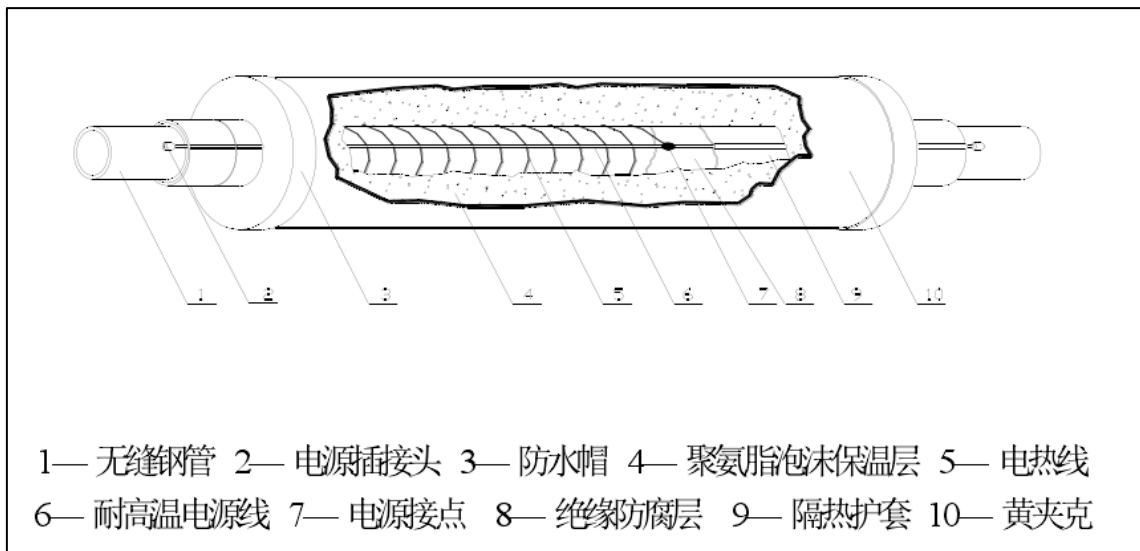


图 5.5 电热管道结构示意图

电加热保温管道是电加热集油工艺的主要构成部分,实现了高寒、低产油田的单管集油,但通过几年的生产实践,发现其故障率较高,主要故障原因有以下几点:一是电加热管道的接头处,各种接头密封不严,受潮进水,包括碳纤维与电缆之间的接头、电缆与电缆之间的接头、在线自动监测系统信号线接头,造成的原因与接头自身质量有关,但同时由于接头的连接是在现场施工,需要用大量的密封胶,因此与施工质量亦有关联;二是电缆与电加热管道制作成一体,贴近电加热管道的电缆绝缘皮在高温下会易老化破损,从而导致电缆短路;三是电加热管道采用一根碳纤维 S 型缠绕,一旦碳纤维中间发生断点,则整根管道加热功能丧失。

目前针对电热管工艺近年生产运行中出现的问题,已对该设备进行了部分改

进：一是对原电缆与电加热管一体的制造模式进行调整，电热管电缆外置，即与集油管道分离，施工时同沟敷设；电缆每隔 40m 左右为电热管提供供电点一个，采用电缆不破损取电技术，同时采用新型电缆接线密封盒，增强了密封性，此项改进使得电缆接头数量较之前减少约 90%；二是电加热管道中碳纤维敷设方式改为三根并列式敷设，即使一根出现问题，其余两根仍能正常工作；三是对温控箱进行改造，采用电压可调式设计，可根据井口回压情况及季节变换情况调整供电电压，从而达到节能目的。

改进后的电加热管结构见图 5.6、5.7、5.8。



图 5.6 电加热管道中碳纤维三根并列式敷设



图 5.7 电缆取电接线密封盒



图 5.8 改进后的温控箱（电压可调）

（2）电热带保温管道

电热带保温管道亦可以在电加热集油工艺中应用，与碳纤维电加热管道异曲同工。电热带以金属电阻丝或专用碳纤维等发热体串联或并联，与电源线、绝缘材料结合一体而成。电热带保温管由钢管、加热层和保温层 3 部分组成，沿钢管外壁铺设电热带作为电热元件，与钢管外壁之间放置导热膜，外层逐层包裹聚氨

脂泡沫保温层和聚乙烯黄夹克。

电加热带保温管道分为串联型恒功率电热带和并联型自限温电热带两种，如图 5.9 所示。

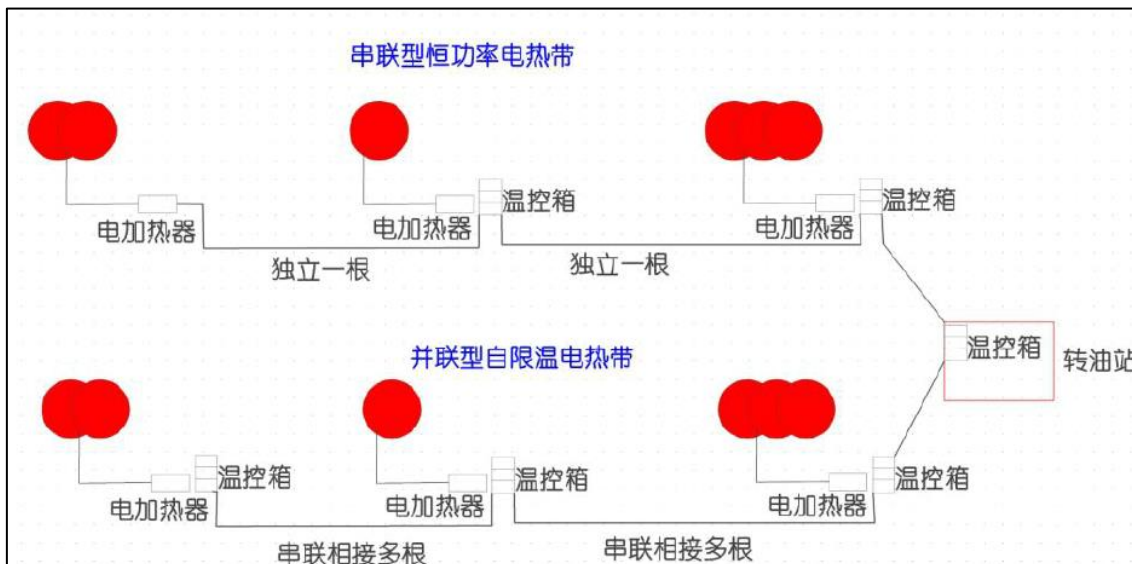


图 5.9 两种类型电热带现场安装示意图

a 串联型恒功率电热带

该种电热带工作电压为 380V，单根长度可达 20~5000m，根据现场需求不同可制作不同长度、不同功率的产品，根据管径不同，功率从 15~30w/m 不等。串联型恒功率电热带成品保温管道需现场制作，即将裹管在施工现场连接好后，铺设导热膜、电热带，然后逐层包裹聚氨脂泡沫保温层和聚乙烯黄夹克。该型电热带恒功率运行，可通过温控装置控制其运行温度。如温控装置损坏，则电热带一直处于加热状态，直至烧损。

串联型恒功率电热带见图 5.10。



图 5.10 串联型恒功率电热带示意图

优点：机械强度高，不易断；单根电热带长度在 20m~5000m，可适应于油田内不同长度的单井集油管道，接头少，故障率低；每根电热带由起点供电，中间不需再增设供电点。

缺点：电热带不具备自动调温功能，如温控装置故障，不及时发现，会出现干烧现象，易烧损设备；如出现故障，维修难度大、成本高，需将整根（以 800m 为例）管道挖出，打开保温层，更换掉 800m 损坏电热带，重新逐层包裹聚氨脂泡

沫保温层和聚乙烯黄夹克。

b 并联型自限温电热带

该种电热带采用 PTC 发热材料并联，与电源线、绝缘材料结合一体而成。发热材料由高分子物质构成，最高发热温度为 85℃（高于 85℃自动停止加热），工作电压为 220V，功率为 45w/m，单根长度 100~150m，经济长度为 100m，极限长度为 150m，距离超过 150m 需由接线盒连接两根电热带，另需敷设埋地铠装电缆增加供电点。

并联型自限温电热带成品保温管道由钢管、预留穿线槽、保温层和外防护层组成，保温钢管在工厂内预制成型；伴热带现场穿入预留穿线槽中，实现可抽换伴热带。

该型电热带可通过温控装置控制其运行温度，如温控装置损坏，则电热带加热至 85℃后，停止加热，待温度下降后继续加热。

并联型自限温电热带见图 5.11。



图 5.11 并联型自限电热带示意图

优点：机械强度高，不易断；接头相对碳纤维电加热管道较少，故障率低；维护量小；发热体自动调温，防止干烧现象；与串联型恒功率电热带相比，单根长度短，采用穿槽式铺设方式，如出现故障更换方便。

缺点：距离超过 150m 情况下，需敷设埋地铠装电缆增设供电点，不能单根长距离使用；单位长度功率高于串联恒功率电热带，能耗略高；穿槽式安装，电热带与管道有间隙，升温效果较串联恒功率电热带略差。

（3）两种电加热管道选择

从技术角度分析，两种电加热管道均可实现电加热保温功能，均可满足电加热集油工艺的需求。从施工角度来看，电热带保温管道安装接头少于碳纤维电加热管道，从而减少故障发生机率，尤其是串联型恒功率电热带管道接头数量更少，但串联型恒功率电热带管道存在单根较长、维修难度大、需现场制作等缺点，应用较少。从设备价格来看，并联型自限温电热带功能价格最高，但其功能也最全面。每种电加热管道都有其自身的优缺点，结合 G 区块的实际特点，本设计方案选择碳纤维加热管道和串联型恒功率电热带管道。

5.3 管网系统布局优化设计

集输方案二采用单管枝状集油管网。采用枝状 Kruskal 最小生成树算法（见附录 F）初步优化集输管网布局，并综合考虑集输半径、集输流程、交通是否方便、土方量大小、已有转油站处理能力等因素。最终确定在 G 区块新建 8 条集油主线、集油干线最多带油井 25 口，干线最大集油半径 5.95km。通过校核已建转油站 M1 处理能力，可知 M1 转油站只能处理部分新井产液，在 G 区块仍需新建转油站 M2，坐标为（666964,5055346）。集输方案二枝状管路信息如表 5.3 所示，枝状集输管网图见附录 F。

表 5.3 单管枝状集油管网优化结果

集油 干线	终点	油井 数/口	干线长度 /m	井口信息
1	转油站 M1	17	3467	大 94-106、太 456-90-斜 90、太 456-92-斜 86、太 456-86-斜 90、太 456-82-斜 90、太 456-84-斜 90、太 456-82-斜 88、太 456-98-平 106、太 456-98-平 102、太 456-100-斜 108、太 456-94-平 100、太 146、太 456-98-斜 104、太 456-平 1、太 456-96-斜 106、太 456-96-斜 98、太 456-94-平 104
2	转油站 M1	17	4254	新 123-124-斜 86、新 123-122-斜 86、新 123-118-斜 84、新 123-120-斜 88、新 123-116-斜 90、新 123-114-斜 90、新 123-114-斜 86、新 123-108-平 88、新 69、新 123-120-平 90、新 123-122-斜 90、新 123-124-平 88、新 123-116-平 88、新 123-124-平 92、新 123-120-平 98、新 123-120-平 94、新 123-124-斜 94 新 123-120-平 106、新 123-120-平 102、新 123-116-平 104、新 123-120-斜 104
3	转油站 M2	25	3258	新 123-118-斜 92、新 123-120-斜 96、新 123-116-平 100、新 123-118-斜 100、新 123-116-平 96、新 123-116-斜 98、新 123-116-平 92、新 123-111-斜 114、新 123-108-斜 112、新 123-108-斜 110、新 123-108-斜 104、新 123-106-斜 108、新 123-109-斜 104、新 123-116-平 108、新 123-116-斜 102、新 123-114-斜 106、新 123-111-平 112、新 123-114-斜 110 新 123-104-斜 102、新 123-108-平 98、新 123-102-斜 98、新 123-112-平 98、新 123-108-斜 96、新 123-112-平 102、新 123-104-平 104
4	转油站 M2	22	5378	新 123-108-平 102、新 123-110-斜 100、新 123-106-斜 100、新 123-110-斜 96、新 123-104-平 88、新 123-100-斜 88、新 123-104-平 80、新 123-98-斜 84、新 123-94-平 80、新 123-100-平 82、新 123-94-斜 82、新 123-106-斜 86、新 123-106-斜 92、新 123-108-斜 90、新 123-112-平 90、新 123-108-平 94、新 123-104-斜 94、新 123-104-斜 90、新 123-102-斜 86、新 226-62、新 123-100-平 90、新 123-94-斜 90

续表 5.3 单管枝状集油管网优化结果

集油 干线	终点	油井 数/口	干线长度 /m	井口信息
5	转油站 M2	17	3950	新 123-100-平 86、新 671、新 123-94-平 84 新 123-94-平 88、新 123-86-斜 90、新 123-90-斜 90、新 208-74、新 123-90-斜 82、新 123-86-斜 82、新 123-88-斜 86、新 123-98-平 94、新 123-94-斜 94、新 226-78、新 123-92-斜 98、新 123-96-斜 98、新 123-98-平 100、新 123-104-平 96
6	转油站 M2	14	3524	新 123-94-平 92、新 123-98-斜 92、新 123-94-平 96、新 123-96-斜 96、新 123-98-平 104、新 693、新 123-104-平 100、新 123-98-斜 102、新 123-90-平 104、新 123-90-斜 110、新 123-96-斜 106、新 123-100-斜 110、新 123-92-斜 106、新 123-108-平 109
7	转油站 M2	10	5946	新 123-104-斜 110、新 123-102-斜 106、新 123-108-平 114、新 123-92-平 108、新 123-104-平 112、新 682、新 184-94、新 123-60-平 90、新 188-102、新 123-60-平 86
8	转油站 M2	16	2986	新 123-86-平 88、新 123-78-斜 88、新 123-82-斜 90、新 123-80-平 86、新 123-78-平 90、新 123-78-平 94 新 123-86-平 84、新 123-80-斜 84、新 123-86-平 80、新 67、新 123-78-斜 80、新 200-80、新 123-80-平 82、新 123-86-斜 82、新 123-86-斜 86、新 123-86-斜 92

5.4 钢制管道管材的选择

从采购、造价以及工程使用经验考虑，采用无缝钢管，钢管选择执行标准为《API SPEC 5L/ISO 3183 管线钢管》，选用材质为无缝钢管 20 号钢。

5.5 集输管道水力学计算

5.5.1 计算方法

(1) 计算原则：

选择 2017 年产量作为管道设计输量，转油站进站压力为 0.4MPa，井口回压不大于 1.2MPa，，在满足集输工艺的同时应尽量降低投资。

(2) 计算过程：

- ① 集油管线：为了便于后期施工，8 条集油干线管线的各集油支线管径尽量相同。初选若干管径规格，并采用多相流模拟软件对初选系列管径进行模拟试算，满足井口回压不超过 1.2MPa，转油站进站压力为 0.4MPa 的前提下，确定压降小、费用小、经济流速范围（0.5~2m/s）内的管径规格作为初选管径规格，然后结合壁厚确定管径规格。
- ② 转油站到脱水站管线：脱水站设计进站压力为 0.4MPa，初选若干管径，在满足集输流量的前提下，采用多相流模拟软件对初选系列管径进行模拟试算，确定压降小、费用小、经济流速范围（0.5~2m/s）内的管径规格作

为初选管径规格，然后结合壁厚确定管径规格。

(3) 修正依据：

依据流型流速（管道加热对流速的要求）对管径进行修正。

(4) 验算公式：

由于多相流体的冲刷会出现管道壁厚的损失，应确定流速小于下式计算的临界冲蚀速度。

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (5-4)$$

式中：

v_e ——流体的冲蚀速度，m/s；

C ——经验常数，取 122；

ρ_m ——在操作压力和温度下的气液混合物的密度， kg/m^3

计算过程见附录 D.1，计算可得，设计压力下油气水三相混输的冲蚀流速为 6.4m/s，油气两相混输的冲蚀流速为 8.57m/s。

5.5.2 管径初选

选择 2017 年产量作为管道设计输量，根据《油气储运集输技术手册》，混输管线的经济流速一般取 0.5m/s-2m/s，，以压降最优为目标函数的原则，应用多相流模拟软件多次试算的方法选择管径。

(1) 集油支线管线

该部分设计包括集油干线 1~8 的集油支线管径计算，为了便于后期施工，各支线管径尽量一致，8 个集油干线的管径一致。

采用多相流模拟软件对管道进行水力学模拟计算，集油支线管线按照规格为 DN32、DN40、DN50 进行模拟试算，建模过程、设计参数及模拟原始数据结果见附录 G.1。集油管线管径初选结果如表 5.4 所示。

表 5.4 集油支线管径初选结果

集油支线	管道规格	压降 (MPa)	液体流速 (m/s)	气体流速 (m/s)
1	DN32	0.205	0.63	1.90
2	DN32	0.104	1.02	2.49
3	DN32	0.169	1.02	2.50
4	DN32	0.126	0.88	2.29
5	DN32	0.066	0.88	2.29
6	DN32	0.332	1.66	3.55
7	DN32	0.127	1.02	2.49
8	DN32	0.247	1.14	2.68

(2) 集油干线管线

采用多相流模拟软件对集油干线管道进行水力学模拟计算,按照规格为 DN50、DN60、DN80 的管径进行模拟试算,建模过程、设计参数及模拟原始数据结果见附录 G.2。集油干线管径初选结果如表 5.5 所示。

表 5.5 集油干线管径初选结果

集油干线	管道规格	压降 (MPa)	液体流速 (m/s)	气体流速 (m/s)
集油干线 1→M1 转油站	DN65	0.274	3.75	1.13
集油干线 2→M1 转油站	DN80	0.25	3.32	0.94
集油干线 3→M2 转油站	DN80	0.287	3.58	0.93
集油干线 4→M2 转油站	DN80	0.237	3.38	1.00
集油干线 5→M2 转油站	DN65	0.242	4.57	1.50
集油干线 6→M2 转油站	DN65	0.217	2.91	0.68
集油干线 7→M2 转油站	DN65	0.177	4.09	1.28
集油干线 8→M2 转油站	DN65	0.125	4.00	1.25

(3) M2 转油站到 X1 脱水站管线

集油干线 3-8 所产井液和天然气输送至转油站 2 进行处理。管道设计输量为 33m³/h。进站温度设为 40℃,进站压力为 0.4MPa,保温层厚度初选为 35mm。

采用多相流模拟软件对管道进行水力学模拟计算,集油管线按照规格为 DN80, DN100, DN125 进行模拟试算,模拟结果如表 5.6 所示。

表 5.6 M2 转油站到 X1 脱水站管线管径初选模拟结果

输送介质	DN80			DN100			DN125		
	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)	压降 (MPa)	温降 (℃)	流速 (m/s)
油、水	3.9	17	1.7	1.8	18.5	1.2	0.45	21.5	0.7

对比上表不同管径下压降、温降和流速的结果,初选输油管道的管径规格为 DN100。

5.5.3 钢质管道壁厚与强度

(1) 管道壁厚

根据石油地面工程设计手册,直管段壁厚用下式进行计算:

$$\delta = \frac{PD_0}{2\sigma_s F \phi} + C \quad (5-5)$$

式中:

δ —管道壁厚, mm;

P —管道的工作压力, MPa;

σ_s —管材最低屈服, MPa, C20 钢管取 235 MPa;

D_0 —管道外径, mm;

F —设计系数, 根据表 7-1, 混输和输油管道取 0.6, 输气管道取 0.5;

ϕ —纵向焊缝系数, 无缝钢管取 1.0;

C —腐蚀余量, mm

由于输送介质为油、气、水混合物, 气相中无 CO_2 和 H_2S 存在, 化学腐蚀程度较轻; 由多相流模拟软件模拟过程可知, 在某些部位管道段塞严重, 可能存在严重的多相腐蚀, 取腐蚀裕量为 2mm。

在考虑钢管制造偏差、采购难易程度、管材在运输和施工过程中的稳定性等因素后, 钢管壁厚的计算值及选取值见表 5.7。

表 5.7 集输管道壁厚及材料选用表

管线名	输送介质	公称直径	管道外径 (mm)	计算壁厚 (mm)	选用壁厚 (mm)
集油支线 1	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 2	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 3	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 4	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 5	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 6	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 7	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油支线 8	油、气、水	DN32	42	2.18	3.0
集油干线 1→M1 转油站	油、气、水	DN65	76	2.27	4.0
集油干线 2→M1 转油站	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5
集油干线 3→M2 转油站	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5
集油干线 4→M2 转油站	油、气、水	DN80	89	2.32	4.5
集油干线 5→M2 转油站	油、气、水	DN65	76	2.21	4.0
集油干线 6→M2 转油站	油、气、水	DN65	76	2.21	4.0
集油干线 7→M2 转油站	油、气、水	DN65	76	2.21	4.0
集油干线 8→M2 转油站	油、气、水	DN65	76	2.21	4.0
M2 转油站→X1 脱水站	油、气、水	DN100	114	2.95	4.5

(2) 强度校核

埋地输油管道的强度按照许用应力法校核, 按照最大剪切应力破坏理论计算当量应力, 即管道的当量应力 ≤ 0.9 的管道最低屈服强度。对于受约束的埋地管道, 应满足:

$$\begin{cases} \sigma_e = \sigma_h - \sigma_a \leq 0.09\sigma_s \\ \sigma_p \leq [\sigma] \end{cases} \quad (5-6)$$

式中,

σ_e —当量应力, MPa;

σ_s —管材最低屈服极限, MPa;

σ_p —由内压引起的环向应力, MPa;

σ_h —环向应力, MPa;

σ_a —管道的轴向应力, 压应力为负值, MPa;

其中, 管道内的环向应力 σ_h 除了设计内压使管道中产生环向应力 σ_p 外, 还有自重、液重的非对称性以及土壤作用于管壁的荷载共同产生的环向弯矩应力 σ_v 。管道内环向 σ_h 应力计算公式见式 (5-7) 至 (5-9)。

$$\sigma_h = \sigma_p + \sigma_v \quad (5-7)$$

$$\sigma_p = \frac{pd}{2t} \quad (5-8)$$

$$\sigma_v = \frac{3k_v(W_v + q_{vk}D)Edt}{Et^3 + 3k_bpd^3} \quad (5-9)$$

式中:

p —管内设计压力, Pa;

E —管材的弹性模量, Pa;

D —管道的结构外径, m;

d —钢管的中面直径, m;

k_v —管道的弯矩系数;

k_b —管道的竖向变形系数;

W_v —单位长度管道收到的竖向土壤荷载, N/m;

q_{vk} —汽车轮压传递到管道上的竖向压力, Pa。

管道的轴向应力 σ_a 包括由设计内压引产生的轴向应力 σ_{xp} 和温差产生的热应力 σ_v 。管道内轴向应力 σ_a 计算公式见式 (5-10) 至 (5-12)。

$$\sigma_a = \sigma_{xp} + \sigma_{xt} + \sigma_\Delta \quad (5-10)$$

$$\sigma_{xp} = v \frac{pd}{2t} \quad (5-11)$$

$$\sigma_v = -\alpha E(T_1 - T_0) \quad (5-12)$$

式中:

ν —泊松应力系数，一般取 0.3；

α —管线热膨胀系数，Pa；

T_1 —管道的最高操作温度，℃；

d —管道的安装温度，℃。

经过对管道的当量应力、内压产生的环向应力校核可知，管道壁厚满足强度条件。

(3) 稳定性校核

本管网中所选管道均满足 $\frac{d}{t} \leq 110$ 。因此管道具有足够的径向稳定性，可不进行稳定验算。

5.5.4 集输管线规格汇总

集输管线包括集油支线管线、集油干线至转油站、转油站至脱水站管线，通过水力计算选出管径，通过壁厚计算公式计算出壁厚之后，得到各管线的管线规格，如表 5.8 所示。

表 5.8 集输管线规格汇总

管线名	输送介质	管线长度 (m)	管道规格 (mm)
集油支线 1	油、气、水	2172	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 2	油、气、水	1137	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 3	油、气、水	1785	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 4	油、气、水	1144	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 5	油、气、水	800	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 6	油、气、水	949	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 7	油、气、水	1682	$\Phi 42 \times 3.0$
集油支线 8	油、气、水	1083	$\Phi 42 \times 3.0$
集油干线 1→M1 转油站	油、气、水	3467	$\Phi 76 \times 4.0$
集油干线 2→M1 转油站	油、气、水	4254	$\Phi 89 \times 4.5$
集油干线 3→M2 转油站	油、气、水	3258	$\Phi 89 \times 4.5$
集油干线 4→M2 转油站	油、气、水	5378	$\Phi 89 \times 4.5$
集油干线 5→M2 转油站	油、气、水	3950	$\Phi 76 \times 4.0$
集油干线 6→M2 转油站	油、气、水	3524	$\Phi 76 \times 4.0$
集油干线 7→M2 转油站	油、气、水	5946	$\Phi 76 \times 4.0$
集油干线 8→M2 转油站	油、气、水	2986	$\Phi 76 \times 4.0$
M2 转油站→X1 脱水站	油、气、水	9800	$\Phi 114 \times 4.5$

注：集油支线 1~8 管线长度为同一集油干线上最长支线距离。

5.6 集输管道热力学计算

5.6.1 计算方法

(1) 计算原则:

介质管输过程中, 管道内最低温度不低于输送介质凝固点以上 3°C 。

(2) 计算过程:

- ① 集油管线: 采用在井口通过电加热把油井产出液的温度提升到凝固点以上, 本方案选取 42°C , 然后通过电伴热和保温层保温。采用多相流模拟软件对保温层和电伴热功率进行模拟试算, 使井口产出液通过集油枝状管路输至转油站, 集油阀组进站温度不低于 40°C 。
- ② 转油站到脱水站管线: 输送介质在转油站内被加热至 70°C , 通过保温层保温, 采用多相流模拟软件对保温层厚度初选进行模拟试算, 使进脱水站进站温度不低于 40°C 。

5.6.2 保温层厚度和电伴热功率初选

集输方案二保温层材料为聚氨酯硬质泡沫, 保温层外采用高密度聚乙烯塑料。高密度聚乙烯塑料作为保护外壳, 高密度聚乙烯塑料和聚氨酯硬质泡沫的性能如表 5.9 所示。

表 5.9 管道外层物性表

	高密度聚乙烯塑料	聚氨酯硬质泡沫
密度 (kg/m^3)	940--965kg	60-80
导热系数 ($\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$)	-	0.023

(1) 集油管线

在井口处通过电加热把油井产出液的温度提升到 42°C 。枝状集油干线及支线管路采用保温层和电伴热方式保温, 为满足后续集输流程, 选定转油站进站温度为 40°C 。

保温层厚度和电伴热功率两者相互影响, 故两者需要综合考虑。经过文献调研, 在实践过程中, 当集油管线保温层材料为聚氨酯硬质泡沫时, 保温层厚度一般选用 30mm。

集输方案二中, 集油支线管线保温层厚度初选为 30mm, 采用多相流模拟软件进行热力学模拟计算, 对集油管线电伴热功率为 $19\text{W}/\text{m}$ 、 $20\text{W}/\text{m}$ 、 $21\text{W}/\text{m}$ 进行模拟试算, 建模和试算过程选择见附录 H。集油管线保温层厚度及电伴热功率选择结果如表 5.10 所示。

表 5.10 集油管线保温层厚度及电伴热功率选择结果

管道名称	电伴热功率 W/m	输送介质温度变化范围/℃	保温层厚度/mm
集油支线 1	20	42.3~43.7	30
集油支线 2	20	42.3~43.0	30
集油支线 3	20	42.1~43.0	30
集油支线 4	20	42.1~43.5	30
集油支线 5	20	42.2~44.2	30
集油支线 6	20	42.1~42.8	30
集油支线 7	20	42.1~42.9	30
集油支线 8	20	42.1~43.5	30

集油干线初选管线保温层为 35mm，采用多相流模拟软件进行热力学模拟计算，对集油管线电伴热功率为 22W/m、23W/m 进行模拟试算，建模和试算过程选择见附录 H。经过多次保温层厚度、电伴热功率试算，集油阀组至转油站管线保温层厚度及电伴热功率选择结果如表 5.11 所示。

表 5.11 集油阀组至转油站管线保温层厚度及电伴热功率选择结果

管线名称	保温层厚度 (mm)	电伴热功率 (W/m)	距离 (m)
集油干线 1→M1 转油站	35	22	3467
集油干线 2→M1 转油站	35	23	4254
集油干线 3→M2 转油站	35	23	3258
集油干线 4→M2 转油站	35	23	5378
集油干线 5→M2 转油站	35	22	3950
集油干线 6→M2 转油站	35	22	3524
集油干线 7→M2 转油站	35	22	5946
集油干线 8→M2 转油站	35	22	2986

(2) M2 转油站至 X1 脱水站管线

井口来液输至转油站后，井口来液在转油站被加热至 70℃，脱水站设计进站温度为 40℃。转油站至脱水站管线只采用保温层进行保温，不采用电伴热方式。采用多相流模拟软件进行热力学模拟计算管线保温层厚度。

当保温材料厚度达到 50mm 时，M2 转油站至 X1 脱水站管线能够满足工艺的要求。

5.6.3 集输管线保温设计参数汇总

集输管线包括集油支线管线、集油干线至转油站、转油站至脱水站管线。利用多相流模拟软件对管线进行热力学计算模拟，且对于集油支线管线、集油干线至转油站管线综合考虑保温层厚度及电伴热功率。集输管线保温设计参数汇总如下表 5.12。

表 5.12 集输管线保温设计参数汇总

管线名	输送介质	管线长度 (m)	保温方式	保温层厚度 (mm)	电伴热功率 (W/m)
集油支线 1	油、气、水	2172	保温层+电伴热	30	20
集油支线 2	油、气、水	1137	保温层+电伴热	30	20
集油支线 3	油、气、水	1785	保温层+电伴热	30	20
集油支线 4	油、气、水	1144	保温层+电伴热	30	20
集油支线 5	油、气、水	800	保温层+电伴热	30	20
集油支线 6	油、气、水	949	保温层+电伴热	30	20
集油支线 7	油、气、水	1682	保温层+电伴热	30	20
集油支线 8	油、气、水	1083	保温层+电伴热	30	20
集油干线 1→M1 转油站	油、气、水	3467	保温层+电伴热	35	22
集油干线 2→M1 转油站	油、气、水	4254	保温层+电伴热	35	23
集油干线 3→M2 转油站	油、气、水	3258	保温层+电伴热	35	23
集油干线 4→M2 转油站	油、气、水	5378	保温层+电伴热	35	23
集油干线 5→M2 转油站	油、气、水	3950	保温层+电伴热	35	22
集油干线 6→M2 转油站	油、气、水	3524	保温层+电伴热	35	22
集油干线 7→M2 转油站	油、气、水	5946	保温层+电伴热	35	22
集油干线 8→M2 转油站	油、气、水	2986	保温层+电伴热	35	22
M2 转油站→X1 脱水站	油、气、水	9800	保温层	50	

5.7 井口设计

5.7.1 工艺流程

本方案采用“井口电加热器+电热保温管道”的集油流程。设计原则是:首先在井口安装电加热器，当液体从井口流出先通过电加热器时被迅速加热，温度提升到液体凝固点以上；然后在外输管线内置入一定长度和功率的电加热线，地面控制柜对管道内液体的温度进行监控，以保证液体在所需的温度上正常流动。同时测温系统能够保证管道内液体停输时不会出现液体温度过高。即在井口通过电加热器把油井产出液的温度提升到 42℃，然后通过电热管道保温，把油井产出液输送到转油站。

5.7.2 计量方式选择

本设计中考虑了四种计量方案：

(1) 单井计量方案

该方案为每口生产井配置 1 台多相流量计，共需要 140 台多相流量计，该方案能够实时监测，无须采用复杂管汇。

(2) 多地计量方案

该方案依据同一坐标分布有多口生产井的特点，在每个坐标配置 1 台多相流量计，共需要 102 台多相流量计。多相流量计对多口生产井进行轮换计量。

(3) 集中计量方案

该方案在集油阀组附近安置 1 台多相流量计，对管汇上的每口生产井进行轮换计量，共需要 9 台多相流量计。该方案所需的多相流量计输量最少，但管汇复杂。

(4) 示功图法

示功图法是通过示功仪记录抽油机抽油机每完成一次抽油过程的电流变化，从而计算出抽油机井荷载变化的图示。载荷的变化反映了抽油泵抽吸油量的变化。理论上通过示功图可以计算出每次抽油的重量，从而推算出油井日产量。示功图法的计算精度接近甚至超过一般量油技术，可实现中心控制室实时自动采集数据。

对以上四种方案的优缺点和经济性比较，如表 5.13 所示：

表 5.13 计量方案对比

	方案一	方案二	方案三	方案四
方案概述	单井计量	多地计量	集中计量	示功图计量
多相流量计数量	143 台	102 台	9 台	无需流量计
管汇	简单	简单	复杂	简单
相对一次性投资	150%	90%	20%	10%
相对维护费用	135%	80%	20%	100%
准确度	实时、高精度	分时、高精度	分时、高精度	实时、高精度

通过对比发现，采用示功图计量的方案具有以下优点：

- ① 一次性投资较低；
- ② 维护费用低；
- ③ 精度高，稳定性好

基于以上优点，本设计选取采用示功图计量的方案。

5.7.3 主要设备选型

集输方案二在井口通过电加热器把油井产出液的温度提升到 42℃，电加热器选型过程如下：

井口电加热器的功率由液体的流量、温度决定，计算公式如（5-13）所示。

$$P = C_1 \cdot G \cdot \Delta t \quad (5-13)$$

式中：

P —电功率，kW；

C_1 —产出液比热容，kJ/(kg · °C)；

G —产出液质量流量，kg/s；

Δt —温差，取 32°C。

井口电加热器外部有的采用温控箱控温，有的不需要温控箱，可直接利用井口 380 V 或 220 V 电源。

根据式（5-13）计算各井口电加热器功率。选取水平井、直井、斜井单井日产液量最大的年份 2017 年作为设计年份。已知参数：2017 年水平井和直斜井的产出液比热容和质量流量依次为：2.53 kJ/(kg · °C)，0.12 kg/s；2.53 kJ/(kg · °C)，0.04 kg/s。

计算井口电加热器功率及选用井口电加热器功率结果如下：

（1）水平井（单井）所需井口电加热器的功率为 9.72 kW，选择 10 kW 的井口电加热器；

（2）直、斜井（单井）所需井口电加热器的功率为 3.24kW，选择 3.5 kW 的井口电加热器。

针对本区块中的丛式井组，由于井口产液量较低，且一各丛式井组最多 4 口井，故丛式井组均只设立一台井口电加热器，各丛式井组电加热器选型如表 5.14 所示。

表 5.14 丛式井组电加热器选型

编号	井组信息	产液量 t/d	所需电加热 功率/kW
1	太 456-82-斜 90、太 45-84-斜 90、太 4566-82-斜 88	10.5	9.84
2	新 123-114-斜 86、新 123-120-平 86	13.9	13.02
3	新 123-118-斜 84、新 123-120-斜 88	7.0	6.56
4	新 123-124-斜 86、新 123-122-斜 86	7.0	6.56
5	新 123-116-斜 90、新 123-114-斜 90	7.0	6.56
6	新 123-118-斜 92、新 123-120-斜 96	7.0	6.56
7	新 123-120-平 94、新 123-124-斜 94	13.9	13.02
8	新 123-116-平 104、新 123-129-斜 104	13.9	13.02
9	新 123-116-平 100、新 123-118-斜 100	13.9	13.02
10	新 123-116-斜 102、新 123-114-斜 106	7.0	6.56
11	新 123-108-平 102、新 123-110-斜 100	13.9	13.02

续表 5.14 丛式井组电加热器选型

编号	井组信息	产液量 t/d	所需电加热 功率/kW
12	新 123-112-平 98、新 123-108-斜 96	13.9	13.02
13	新 123-108-平 98、新 123-102-斜 98	13.9	13.02
14	新 123-112-平 90、新 123-106-斜 86、 新 123-106-斜 92、新 123-108-斜 90	20.9	19.58
15	新 123-108-平 94、新 123-104-斜 94	13.9	13.02
16	新 123-104-斜 90、新 123-102-斜 86	7.0	6.56
17	新 123-104-平 88、新 123-100-斜 88	13.9	13.02
18	新 123-104-平 80、新 123-98-斜 84	13.9	13.02
19	新 123-100-平 82、新 123-94-斜 82	13.9	13.02
20	新 123-100-平 90、新 123-94-斜 90	13.9	13.02
21	新 123-94-平 92、新 123-98-斜 92	13.9	13.02
22	新 123-104-平 100、新 123-98-斜 102	13.9	13.02
23	新 123-104-斜 110、新 123-102-斜 106	7.0	6.56
24	新 123-108-斜 104、新 123-106-斜 108、新 123-109-斜 104	10.5	9.84
25	新 123-111-斜 114、新 123-108-斜 112	7.0	6.56
26	新 123-111-平 112、新 123-114-斜 110	13.9	13.02
27	新 123-98-平 100、新 226-78、新 123-92-斜 98、新 123-96-斜 98	20.9	19.58
28	新 123-104-平 112、新 123-100-斜 110	13.9	13.02
29	新 123-98-平 94、新 123-94-斜 94	13.9	13.02
30	新 123-86-斜 90、新 123-90-斜 90	7.0	6.56
31	新 123-94-平 84、新 123-90-斜 82、 新 123-86-斜 82、新 123-88-斜 86	20.9	19.58
32	新 123-86-平 88、新 123-78-斜 88、 新 123-82-斜 90	17.4	16.30
33	新 123-86-平 84、新 123-80-斜 84	13.9	13.02
34	新 123-78-斜 80、新 67	7.0	6.56

5.8 转油站设计

油井产出液通过集油管网并依靠机械举升剩余压能及外界补充的热能流入转油站，进行处理。转油站起接转的作用，主要作用就是将油气水混合物进行初步分离，伴生气用于自耗后外输，油升温提压外输。

该方案中，为降低加热负荷和建设投资，扩大混输半径，同时尽可能有效利用剩余的伴生气，新建 M2 转油站不再采取与已有的 M1 转油站相同的四合一模式，而是采取油气混输模式。

5.8.1 工艺流程

5.8.1.1 M1 转油站

根据 M1 转油站内已有设备,判断该转油站为四合一转油站模式。该种模式转油站内主要设备为缓冲、分离、加热、沉降组合装置,即四合一装置,集油气水分离、外输加热于一体,另外还有天然气除油器、天然气干燥器等气体处理设备。

转油站工艺流程为:

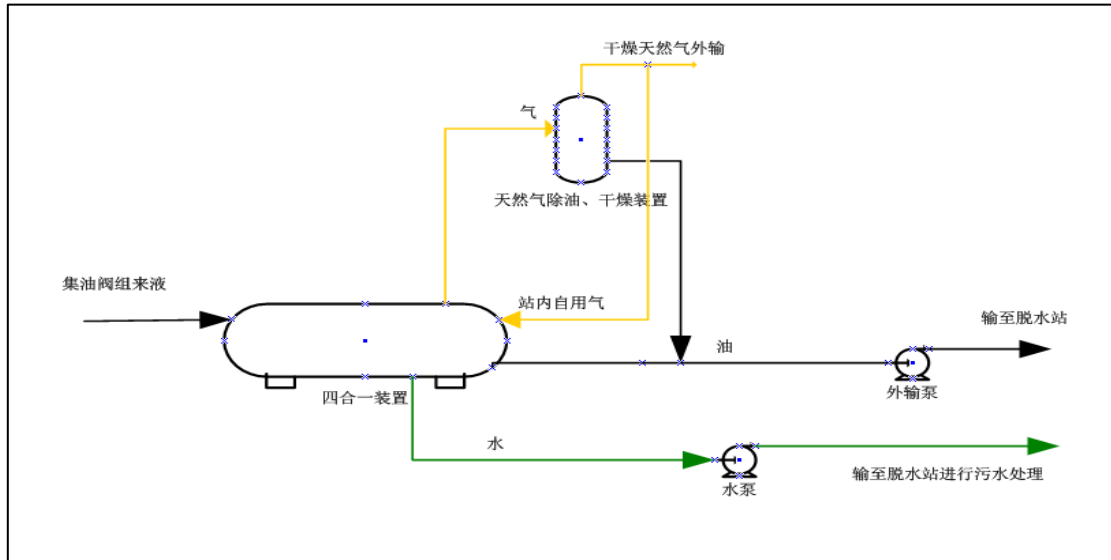


图 5.12 M1 转油站工艺流程图

转油站内油投产试运流程（站内循环流程）为：

去脱水站管道→四合一装置→外输泵→去脱水站管道

事故流程（越站流程）为：

集油阀组来油→脱水站。

5.8.1.2 M2 转油站

新建 M2 转油站为油气混输转油站。工艺流程为:

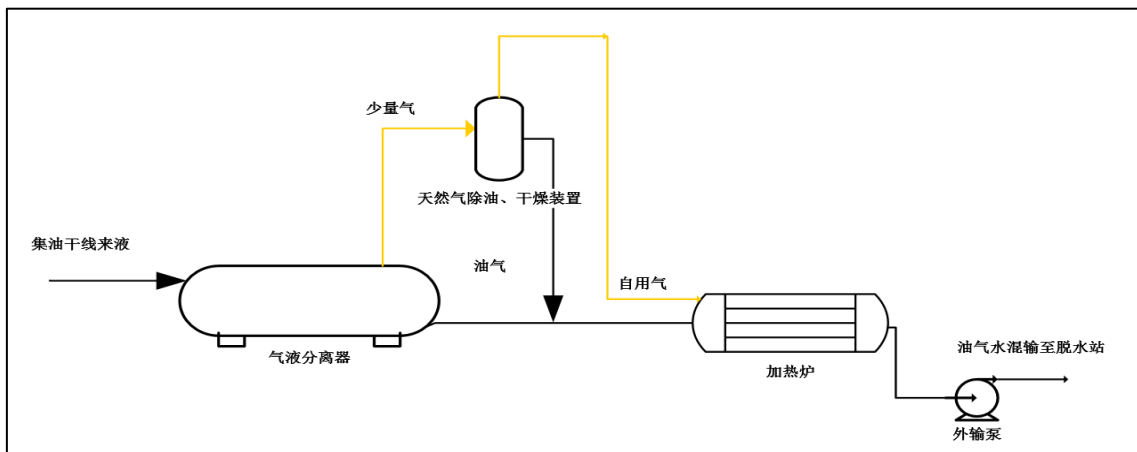


图 5.13 M2 转油站工艺流程图

转油站内油投产试运流程（站内循环流程）为：

去脱水站管道→气液分离器→油气混输泵→去脱水站管道

事故流程（越站流程）为：

井口来油→脱水站。

5.8.2 设计参数

转油站运行参数设计：站外来液进站温度 40℃，进站压力 0.40 MPa（进站先经调压），外输系统温度为 70℃（该值由转油站至脱水站温降确定）；气系统压力由 0.40MPa 调节降至 0.1MPa，以满足站内加热设备油气压力要求。

确定转油站的规模，首先要确定该站管辖区域内的产液量，对于新建的产能区块，应为 10 年开发指标中最大的年产液量。转油站热负荷根据站内液体质量流量和进出口温差来确定。外输油气混输泵的排量和扬程结合生产情况或开发指标，根据热力水力计算结果来确定。

由以上设计思路，计算 M1 转油站和 M2 转油站的基本设计参数如下表：

表 5.15 转油站 M1/M2 基本设计参数表

设计参数	M1 转油站	M2 转油站
进站温度（℃）	40	40
进站压力（MPa）	0.40	0.40
外输温度（℃）	70	70
产液量（t/d）	215.7	667.6
产油量（t/d）	179.8	556.8
产气量（ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）	0.98	3.05
最大处理液量（ m^3/h ）	10.43	33.28
含水率（%）	16.6	16.6

5.8.3 主要设备选型

M1 转油站掺水泵转为污水泵，将脱出的污水泵送至脱水站污水处理单元进行污水处理。

新建 M2 转油站的主要设备选型如下：

- （1）气液分离器：1 台 D=0.5m，L=1.5m 的卧式重力分离器；
- （2）外输加热炉：1 台 800KW 超导热管加热炉
- （3）多相混输泵：2W.W 系列双螺杆泵

M1 转油站的设备校核与 M2 转油站的设备选型过程见附录 I。

5.9 脱水站设计

X1 脱水站起到联合站的作用。联合站设计是油气集输工艺设计的重要组成部分，为了使其最大限度地满足油田开发和油气开采的要求，设计时应该做到技术

先进，经济合理，生产安全可靠，保证为国家生产符合质量要求的合格油田产品。其工作任务主要有：接收转油站输来的气液混合物；进行油、气、水三相分离；对原油进行脱水；净化原油外输；天然气自用或外输。

5.9.1 工艺流程

脱水站共有四大系统，即：油系统、脱水系统、气系统及污水系统。该油田脱水装置采用五合一组合装置，脱水站的主要工艺流程如图 5.14 所示。

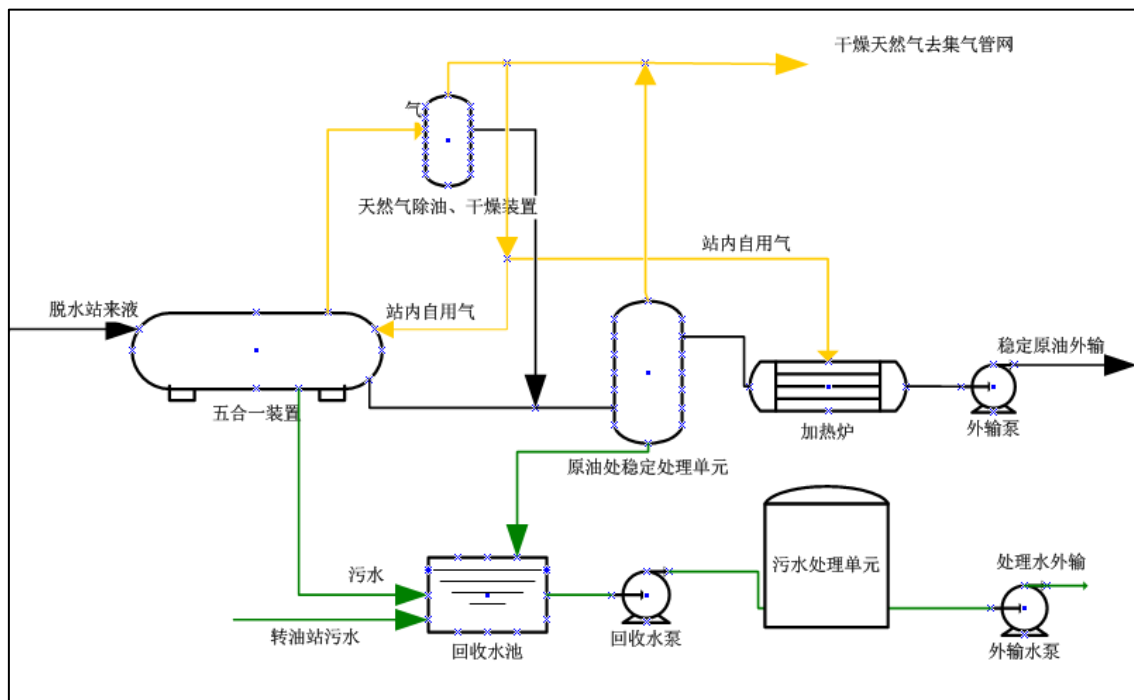


图 5.14 脱水站工艺流程图

事故流程：

- (1) 外输泵、外输管线短期停产，含水油和净化油可分别进事故罐（含水油罐）和净化油罐。
- (2) 急停电流程：井排来油由五合一装置直接进入事故罐。

5.9.2 设计参数

X1 脱水站对老井产液和全部 143 口新井产液进行处理。正常流程时，X1 脱水站的设计参数如下：

表 5.16 X1 脱水站设计参数表

设计参数	X1 脱水站
进站温度 (°C)	40
进站压力 (MPa)	0.40
外输温度 (°C)	70
总处理气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	3.70
最大处理液量 (m^3/h)	52.36
含水率 (%)	14.03
外输油量 (m^3/h)	45.57
外输油含水率 (%)	0.3

当 M1 转油站与 M2 转油站发生事故转入越站流程时, X1 脱水站的最大处理液量 $65.60 \text{ m}^3/\text{h}$, 含水率 16.6%。

5.9.3 站内设备校核及选型

X1 脱水站新增设备选型如下:

- (1) 事故罐: 1 座 3000m^3 的固定顶油罐;
- (2) 净化油罐: 2 座 3000m^3 的固定顶油罐;
- (3) 污水回收水池: 1 座 20m^3 污水回收池;
- (4) 外输加热炉: 1 台 600kW 的超导热管加热炉;
- (5) 污水泵: 2 台 25WG 污水泵, 运一备一;
- (6) 气处理装置: 天然气除油器、天然气干燥装置、调压、计量等气处理装置一套。

站内原有设备校核及新增设备选型计算同集输方案一, 详细过程见附录 J。

原油稳定单元、污水处理单元处理工艺同方案一, 设备选型计算以及伴生气计算见附录 K。

5.10 伴生气回收及利用

由于 G 区块伴生气不含 CO_2 和 H_2S , 将其依次经四合一装置、天然气除油器、天然气干燥装置简单处理后用于转油站内四合一装置的加热, 并为站内生活区提供燃气; 满足转油站内自耗气需要后, 由转油站至脱水站间的输气管道输送至脱水站, 简单处理后与原油稳定单元拔除的轻组分共同为脱水站内五合一装置和外输炉提供热能, 并供应生活区用气。

供应站内自用气和生活用气后, 由于剩余气量不大 (约 3.51 万方/天), 不具备外输价值, 亦没有单独建立轻烃回收装置的必要。剩余气可用于供应周边或矿区使用。伴生气的回收利用可通过以下方式:

- (1) 推广使用套管放气阀, 回收油井套管气;

(2) 采用燃气发电和余热利用技术，供天然气发电站用气，提高伴生气利用率，同时解决“双电源”问题；

(3) 燃烧利用；

(4) 与其它区块共建轻烃回收厂，进行轻烃回收，或使用撬装轻烃回收装置。

5.11 拉油流程设计

G 区块中，新 123-54-平 122、新 123-58-平 118、新 683 三口井处在边缘位置，采取建设管网的集输方式不经济，因而转为单井拉油的集输流程。具体同 4.12。

5.12 主要工程量

表 5.18 主要工程量统计表

序号	工程内容	单位	数量
一、井口			
1	示功仪	个	143
2	井口电加热器	个	97
3	温度控制器	个	97
4	井口加热炉	个	3
5	油井密闭储油罐	个	1
二、转油站			
1	气液分离器	个	1
2	混输泵	个	2
3	天然气除油器	个	2
4	天然气干燥器	个	2
5	超导热管加热炉	个	1
三、脱水站			
2	超导热管加热炉	台	1
3	外输泵	个	1
4	净化油罐	个	2
5	事故罐	个	1
6	原油稳定装置	套	1
7	污水处理装置	套	1
8	放空火炬	套	1
四、管线			
1	20#无缝钢管	km	114
2	电伴热带	km	92
3	电伴热系统	套	1

5.13 方案比选

经济指标有两个，分别是 10 年内利润总额和固定成本回收期。年利润通过计算年销售收入和年运行费用得到，年运行费用即固定资产中与产量有关的可变成本，包括热力费、动力费和工资。固定成本回收期根据年利润和固定成本计算。

5.13.1 年销售收入

根据天然气和原油的产量与价格计算年销售收入。天然气价格为 2.65 元/方，原油价格采用国际原油预测价格，数据如图 5.15 所示。

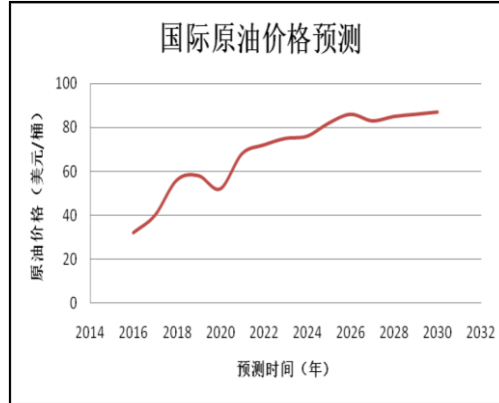


图 5.15 国际原油价格预测图

根据 2016~2025 年油井产量及油气比，可计算年销售收入，结果如表 5.19 所示。

表 5.19 各年份产品销售收入计算结果

年份	产品销售收入（万元）
2016	2476
2017	9441
2018	8959
2019	6762
2020	3465
2021	4828
2022	4322
2023	3642
2024	2916
2025	2388

5.13.2 成本费用

成本根据与产量的关系可分为可变成本和固定成本。其中可变成本主要为运行费用，用于计算年利润值，包括动力费、热力费和工资。方案一与方案二计算结果分别如表 5.20 和表 5.21 所示。

表 5.20 方案一可变成本细则

年份	动力费(万元)	热力费(万元)	工资(万元)	可变成本(万元)
2016	9.37872	192.9168	480	682.3
2017	32.28768	644.2848	700	1376.6
2018	27.41472	559.872	680	1267.3
2019	25.21152	529.2864	600	1154.5
2020	18.15696	397.3968	520	935.6
2021	20.86128	446.4	540	1007.3
2022	19.24128	417.6	530	966.8
2023	18.19584	401.76	510	930.0
2024	15.79392	378.72	500	894.5
2025	15.80472	358.848	490	864.7

表 5.21 方案二可变成本细则

年份	动力费(万元)	热力费(万元)	工资(万元)	可变成本(万元)
2016	6.565104	289.3752	480	775.9
2017	22.60138	966.4272	700	1689.0
2018	19.1903	839.808	680	1539.0
2019	17.64806	793.9296	600	1411.6
2020	12.70987	596.0952	520	1128.8
2021	14.6029	669.6	540	1224.2
2022	13.4689	626.4	530	1169.9
2023	12.73709	602.64	510	1125.4
2024	11.05574	568.08	500	1079.1
2025	11.0633	538.272	490	1039.3

固定资产用来计算固定成本回收期, 主要包括管网折旧费、设备折旧费、工厂管理费和不可折旧的固定资产。其中设备折旧年限按 10 年计算, 管道按 15 年计。不可折旧的固定资产包括土地、通过局部轮番大修实现整体更新的固定资产以及未使用和不需要的设备。方案一与方案二的固定资产评估结果如表 5.22 所示。

表 5.22 方案一与方案二固定资产评估

成本类型	项目小类	方案一	方案二
固定成本(万元)	管网折旧费/年	7.2	50.3
	设备折旧费/年	700	900
	工厂管理费/年	200	220
	不可折旧的固定资产	2000	1000
	合计	11712	12703

5.13.3 经济评价

年利润由年销售收入减去对应年份的可变成本(运行费用)和税金得到。第一年还需考虑投产费用。

需缴纳的税种包括增值税、城市维护建设费、教育费附加税收、矿产资源补偿税和企业所得税。各种税的税率如表 5.23 所示。

表 5.23 税率分布表

税种	税率
增值税	17%
城市维护建设税	增值税的 7%
教育费附加税收	增值税的 3%
矿产资源补偿税	5%
企业所得税	二免三减半，25%

经计算，方案一与方案二 2016~2025 年的各年利润如表 5.24 所示。

表 5.24 方案一与方案二各年利润数据表（单位：万元）

年份	方案一	方案二
2016	-1113.5	-1470.2
2017	7157.2	6000.0
2018	6784.5	5800.0
2019	4700.3	3700.0
2020	1622.2	800.0
2021	2913.5	1900.0
2022	2448.0	1500.0
2023	1804.8	890.0
2024	1114.3	666.6
2025	616.1	178.4

根据 2016~2025 年的各年利润，可得到方案一的 10 年内利润总额为 2.8 亿元，方案二的 10 年内利润总额为 1.9 亿元。方案一的利润空间更大，可多获益 0.9 亿元。

固定投资回收期就是使累计的经济效益等于最初的投资费用所需的时间。根据年利润数据可以得到，方案一的固定资产回收期为 24 个月，方案二的固定资产回收期为 33 个月。

通过经济论证，方案一更加合理，经济性更优。

第6章 集输方案一掺水系统优化及后期适应性改造

集输方案一的关键工艺为对井口的原油进行加热—掺水。因此开展集输系统中的掺水优化研究,对于控制生产成本、节能降耗具有重要意义。

6.1 掺水温度优选

为了保证原油的正常输送,必须保证热水的温度不能太低,但是如果掺水温度过高,或掺水过多,则会使掺水系统能耗损失增大。针对油田掺水集输系统,集油温度越高,相应的热力费用越高,但是升温使原油粘度减小,从而降低动力费用;反之,集油温度低,热力费用就会减小,但动力费用却增加了。输油压力升高,动力费用会随之上升,但可以采用较低的输油温度,降低了热力费用;反之,虽然降低了动力费用,但必须要有较高的输油温度增加热力费用。掺水量过大,会使管道液流量增大,摩擦阻力损失也增大而增加动力费用。掺水量过小,减小了摩擦损失和热力费用,但会大大增加乳状液的黏度而导致动力费用的急剧增加。因此,从上述各运行参数对运行费用的影响来看,为保证节能降耗,应该根据优化原理确定最佳的外输参数。本设计中选取 65℃、70℃、75℃进行掺水温度优化。

6.1.1 十年运行费用计算

运行费用主要包括耗电量和耗气量。其中转油站内掺水泵耗电为集油系统的主要的电消耗单元。掺水泵将低压回水增压,然后通过掺水管道输至集油阀组间的掺水汇管,并分配至各集油环管道。耗气量主要用于加热炉加热原油和水。

在年平均温度下,各年份的平均掺水量如表 6.1 所示。(每年份的各集油环的掺水量模拟数据见附录 D.2.4)

表 6.1 不同掺水温度下转油站的供水量

年份	掺水温度为 65℃		掺水温度为 70℃		掺水温度为 75℃	
	M1 站 供水量 (m ³ /h)	M2 站供 水量 (m ³ /h)	M1 站 供水量 (m ³ /h)	M2 站供 水量 (m ³ /h)	M1 站 供水量 (m ³ /h)	M2 站供 水量 (m ³ /h)
2016	29.6	0	23.9	0	20.	0
2017	41.1	54.3	33.6	44.4	28.6	37.8
2018	37	48.6	30.9	40.5	25.6	33.6
2019	35.6	46.8	29.5	38.7	25.3	33.3
2020	34.3	42.5	27.8	30.6	24.8	30.6
2021	32.4	39.9	22.4	27.6	27	33.3
2022	30.4	37.5	21.4	26.4	25.8	31.8
2023	29.4	36.3	21.2	26.1	24.8	30.6
2024	28.4	35.1	20.2	24.9	23.8	29.4
2025	27.4	33.9	19.2	23.7	22.6	27.9

通过油气加工模拟软件对掺水泵进行模拟计算耗电量，模拟图如图 6.1 所示。由于掺水管线的压降最高为 0.5MPa，因此将热水增压至 1.8MPa。

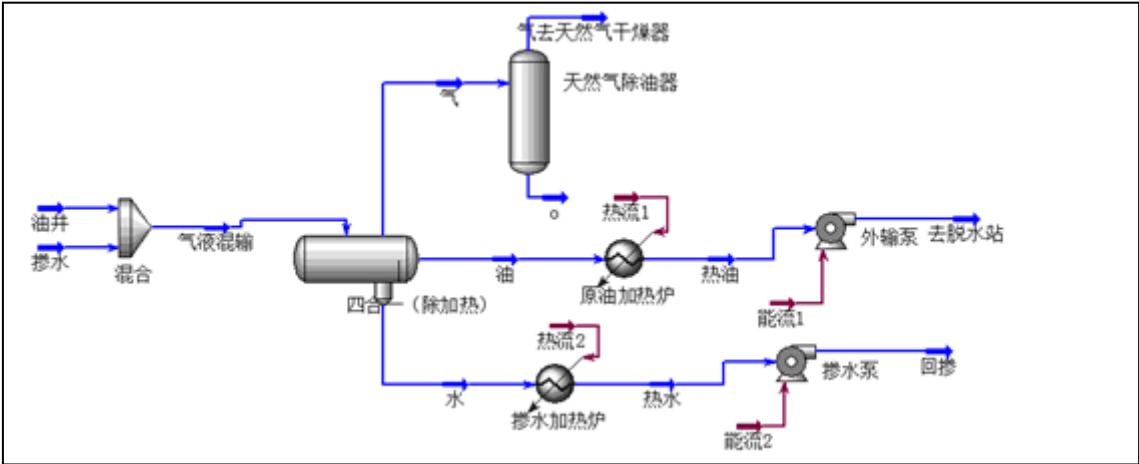


图 6.1 转油站内模拟流程图

油气加工模拟软件模拟各年份的耗电量和耗气量结果见附录 D.2.5。不同掺水温度下，2016 年至 2025 年的总耗电量、耗气量和总运行费用如表 6.2 所示。

表 6.2 各年份耗电量、耗气量和运行费用汇总表

掺水温度 (℃)	总耗电量 (kW·h)	总耗气量 (m³)	总运行费用 (万元)
65	3800005.4	21657504.7	4559.5
70	3342669.6	21728549.1	4546.3
75	2980528.4	21925863.7	4564.0

注：每年运行时间按 300 天计算，电价按 0.6 元/kW·h 计算，天然气价格按 2 元/m³ 计算。

6.1.2 管道投资费用计算

不同掺水温度下，管道规格与保温层厚度如表 6.3 和表 6.4 所示。

表 6.3 管道规格和保温层厚度汇总表(掺水温度为 65℃)

管线名	输送介质	管道长度 (m)	公称直径	管道外径(mm)	选用壁厚 (mm)	保温层 厚度 (mm)
长集油环（集油阀组 1 和 9）	油、气、水	27000	DN50	60	4	40
短集油环（集油阀组 2 至 8）	油、气、水	56000	DN40	48	4	40
集油阀组 1 至转油站 1	油、气、水	2981	DN100	114	5.0	30
集油阀组 2 至转油站 1	油、气、水	3429	DN100	114	5.0	40
集油阀组 3 至转油站 1	油、气、水	4849	DN100	114	5.0	45
集油阀组 4 至转油站 1	油、气、水	2441	DN80	89	4.5	40
集油阀组 5 至转油站 2	油、气、水	1233	DN80	89	4.5	30
集油阀组 6 至转油站 2	油、气、水	5163	DN100	114	5.0	55
集油阀组 7 至转油站 2	油、气、水	1781	DN100	114	5.0	30
集油阀组 8 至转油站 2	油、气、水	1053	DN80	89	4.5	30
集油阀组 9 至转油站 2	油、气、水	5041	DN125	140	5.0	45

续表 6.3 管道规格和保温层厚度汇总表(掺水温度为 65℃)

管线名	输送介质	管道长度 (m)	公称直径	管道外径(mm)	选用壁厚 (mm)	保温层 厚度 (mm)
转油站 1 至集油阀组 1	水	2981	DN65	76	4.5	60
转油站 1 至集油阀组 2	水	3429	DN65	76	4.5	60
转油站 1 至集油阀组 3	水	4849	DN65	76	4.5	60
转油站 1 至集油阀组 4	水	2441	DN50	60	4	60
转油站 2 至集油阀组 5	水	1233	DN50	60	4	60
转油站 2 至集油阀组 6	水	5163	DN65	76	4.5	60
转油站 2 至集油阀组 7	水	1781	DN65	76	4.5	60
转油站 2 至集油阀组 8	水	1053	DN50	60	4	60
转油站 2 至集油阀组 9	水	5041	DN80	89	4.5	60
转油站 2 至脱水站	油、水	11000	DN80	89	4.5	50
转油站 2 至脱水站	气	11000	DN65	76	4.5	40

表 6.4 管道规格和保温层厚度汇总表(掺水温度为 70℃/75℃)

管线名	输送介质	管道长度 (m)	公称直径	管道外径(mm)	选用壁厚 (mm)	保温层 厚度 (mm)
长集油环(集油阀组 1 和 9)	油、气、水	27000	DN50	60	4	40
短集油环(集油阀组 2 至 8)	油、气、水	56000	DN40	48	4	40
集油阀组 1 至转油站 1	油、气、水	2981	DN100	114	5.0	30
集油阀组 2 至转油站 1	油、气、水	3429	DN80	89	4.5	35
集油阀组 3 至转油站 1	油、气、水	4849	DN100	114	5.0	55
集油阀组 4 至转油站 1	油、气、水	2441	DN80	89	4.5	50
集油阀组 5 至转油站 2	油、气、水	1233	DN80	89	4.5	30
集油阀组 6 至转油站 2	油、气、水	5163	DN100	114	5.0	50
集油阀组 7 至转油站 2	油、气、水	1781	DN100	114	5.0	30
集油阀组 8 至转油站 2	油、气、水	1053	DN80	89	4.5	30
集油阀组 9 至转油站 2	油、气、水	5041	DN125	140	5.0	45
转油站 1 至集油阀组 1	水	2981	DN50	60	4	60
转油站 1 至集油阀组 2	水	3429	DN50	60	4	60
转油站 1 至集油阀组 3	水	4849	DN65	76	4.5	60
转油站 1 至集油阀组 4	水	2441	DN50	60	4	60
转油站 2 至集油阀组 5	水	1233	DN50	60	4	60
转油站 2 至集油阀组 6	水	5163	DN65	76	4.5	60
转油站 2 至集油阀组 7	水	1781	DN65	76	4.5	60
转油站 2 至集油阀组 8	水	1053	DN50	60	4	60
转油站 2 至集油阀组 9	水	5041	DN80	60	4	60
转油站 2 至脱水站	油、水	11000	DN80	89	4.5	50
转油站 2 至脱水站	气	11000	DN65	76	4.5	40

管道建设费用主要包括钢材费用、保温层费用和安装费用。各项费用详细计算过程见附录 D.2.6。不同掺水温度下的管道建设费用汇总如表 6.5 所示。

表 6.5 管道建设费用汇总

掺水温度 (℃)	钢材费用 (万元)	保温层费用 (万元)	安装费用 (万元)	管道建设费用 (万元)
65	422.20	7.59	300.0	729.29
70	404.64	7.67	300.0	712.31
75	404.64	7.67	300.0	712.31

6.1.3 温度优选

不同掺水温度下各项能耗和费用对比结果如表 6.6 所示。

表 6.6 各项能耗和费用对比结果

掺水温度 (℃)	总耗电量 (kW·h)	总耗气量 (m ³)	十年运行费用 (万元)	管道建设费用 (万元)	总费用 (万元)
65	3800005.4	21657504.7	4559.5	729.29	5288.79
70	3342669.60	21728549.1	4546.3	712.31	5258.61
75	2980528.44	21925863.7	4564.0	712.31	5276.31

为使得建设费用和运行费用最低，实际生产中掺水温度约为 70℃。

6.2 井口回压校核

由于受到管道结蜡、掺水量、原油物性及水垢等多方面因素影响，个别集油环出现井口回压偏高的现象。高回压会造成管道解堵频繁、井口刺漏、盘根更换频繁、抽油机负荷增大、抽油机寿命缩短、抽油泵泵效降低等问题。另外高回压也是安全隐患源。故对 2016-2025 年掺水后各集油环内井口回压采用多相流模拟软件进行模拟（模拟结果见附录 L），经校核，10 年内各井井口回压基本满足要求，小于设计井口最大回压。

6.3 掺水压力

6.3.1 掺水压力变化

由 10 年的井口回压校核结果可知，井口回压 10 年趋势变化图（图中为集输管网中边缘井井口回压）如图 6.2 所示。

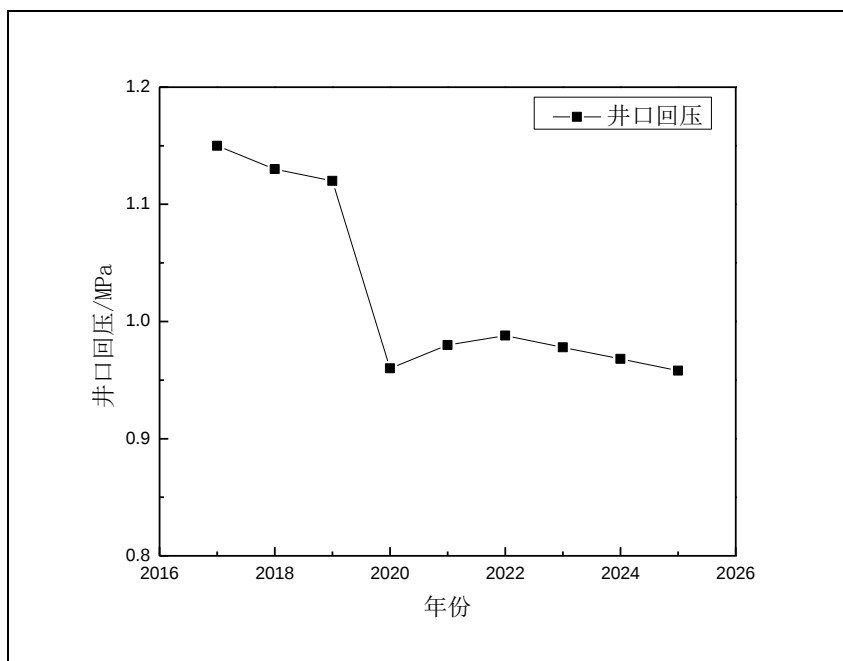


图 6.2 2016-2025 年井口回压变化趋势图

由于各集油阀组产液量、掺水量大致相同，故选取集油阀组到转油站距离最远的一条管路通过多相流模拟软件进行模拟掺水压力。可得 2016-2025 年掺水压力变化趋势如图 6.3 所示。

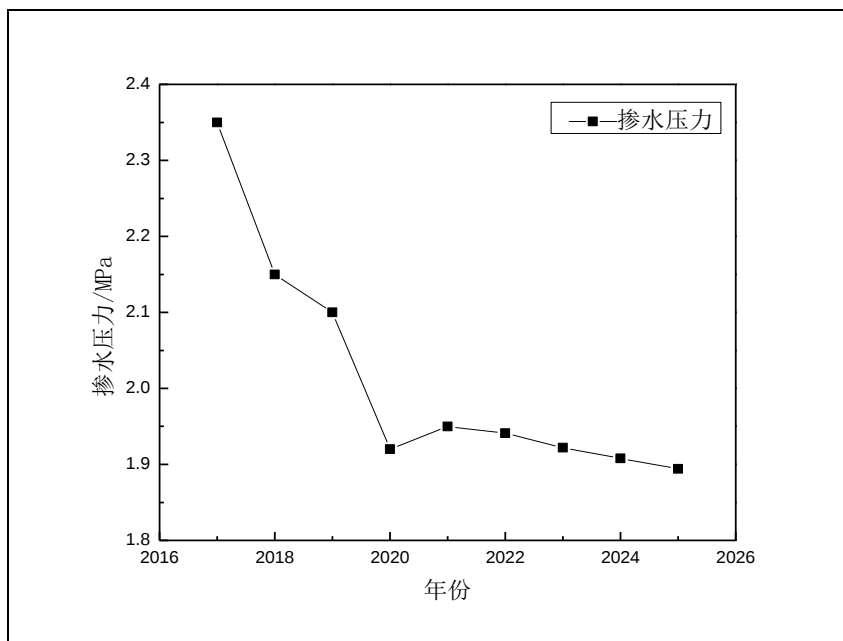


图 6.3 2016-2025 年掺水压力变化趋势图

6.3.2 掺水压力控制

为保证掺水压力的稳定，不受流量的影响，在掺水泵系统采用变频技术。该技术不仅能使掺水泵经济安全运行，满足节能降耗的要求，又便于在生产中对掺水压力的进行控制和调整。

该系统由恒压供水控制柜(变频器、调节器、低压控制系统)、压力变送器、水泵和电机等组成。

控制系统核心是变频器，变频器内设置有一个 PID 程序，可利用 PID 调节器构成闭环控制系统。系统通过压力变送器，将掺水泵出口压力送给控制器，控制器可显示出口压力值、泵的转速以及掺水泵出口压力设置值(可根据现场要求设置)，运行时随着出口压力的变化，控制器将出口压力值与设定值进行比较，自动控制变频器的输出频率，从而调节电机转速，使掺水泵输出达到设定值。变频器的显示面板上显示变频器的各项运行参数，包括电压、电流、功率因数、运行频率。

6.4 掺水流量分配

油田掺水系统是本工艺的核心部分，掺水量的精确控制又是其中的重要内容。掺水系统的水量由转油站和计量站进行两级分配。

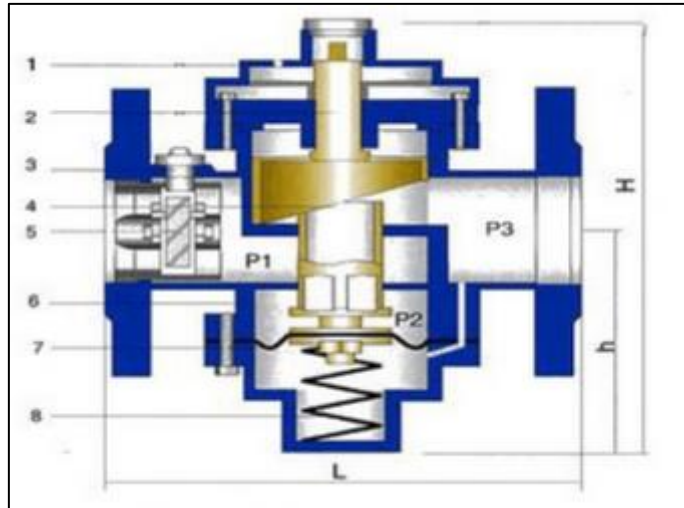
一级分配：在转油站通过自力式流量控制阀进行一级分配，解决水力失调问题；二级分配：通过掺水自动化流程进行二级分配，使井口回压维持在设定值。

6.4.1 掺水一级分配

在流量分配过程中，若使用传统掺水阀门，管网压力波动（如生产过程中掺水压力的变化）会使流量有所偏差，出现水力系统失调。这需要对管网进行繁琐的水力平衡计算，使运行费用增大，能量浪费严重。转油站使用的自力式流量控制阀可直接根据设计来设定流量，避免因压力波动引起流量偏差。无论系统压力怎样变化均保持设定流量不变，这些功能使管网流量调节一次完成，有效的解决管网的水力失调。

6.4.1.1 自力式流量控制阀工作原理

结构如图 6.4 所示。



1.刻度盘 2.手动阀瓣 3.传感器 4.自动阀瓣 5.流量机芯 6.阀体 7.膜片 8.弹簧

图 6.4 自力式流量控制阀结构图

自力式流量控制阀从结构上说，是一个双阀组合，即由一个手动调节阀组和自动平衡阀组组成。手动调节阀组的作用是设定流量，自动平衡阀组的作用是维持流量恒定。

对于手动调节阀组，流量 $G=K_v(P_2-P_3)$, K_v 的大小取决于开度，开度不变，则流量 G 不变。 P_2-P_3 的恒定值由自动平衡阀组控制：若进出口压差 P_1-P_3 增大，则通过感压膜和弹簧的作用使自动平衡阀组关小，使 P_1-P_2 增大，从而维持 P_2-P_3 的恒定；反之 P_1-P_3 减小，则自动平衡阀组开大，使 P_1-P_2 减小，从而维持 P_2-P_3 的恒定。既在管网压力变化时，自动阀芯就会在压力的作用下自动开大或关小阀度来维持设定流量数值不变。

手动调节阀组的每一个开度对应一个流量，开度和流量的关系由试验台试验标定，并配有开度的显示和锁定装置。

6.4.1.2 自力式流量控制阀特点

自力式流量控制阀可直接根据设计来设定流量，避免因压力波动引起流量偏差。无论系统压力怎样变化均保持设定流量不变，这些功能使管网流量调节一次完成，把调网工作变为简单的流量分配，有效的解决管网的水力失调。

使用自力式流量控制阀可以精确控制掺水流量，不仅避免能量浪费，又为后期开展降温集输提供可靠的条件。

6.4.2 掺水二级分配

在计量站加装电磁式掺水流量计、电子调节阀和掺水压力传感器，由计算机自动化控制掺水量。

6.4.2.1 掺水自动化流程介绍

在集油环掺水系统优化管理与自动化控制中，对各个掺水计量站的流量计、压力表和介质温度等进行实时远程数据采集与处理，自动调整掺水流量，使回油压力维持在设定值。自动控制系统具有自动报警功能，可避免井口回压升高和管道凝堵事故，提高系统的安全等级。

掺水自动化主要是根据从井口的回压设定压力控制值 SV ，由计算机 (采用浙大中自 SunyPCC800 集散控制 DCS 系统) 将信号传递给电子调节阀，电子调节阀主要由调节阀阀体内的控制模块接受计算机反馈的信号，将电信号转换为机械能，通过调节阀阀芯上下的移动，控制调节阀芯与阀座的环形空间面积，从而实现控制流量得大小，再由压力传感器将掺水实际压力 PV 反馈给计算机。整个系统由井口数据采集器、电子调节阀、压力传感器、计算机、到集油环井口形成一个完全闭合的回路。也就实现了单井掺水量的实时控制，使掺水同产量及时匹配，保证了油井产能的最大发挥，起到了技术提高生产力的效果。

6.4.2.2 风险及解决措施

长时间水流冲蚀会使电子调节阀阀芯发生腐蚀，造成电子调节阀漏失，使计算机流量与实际不符，影响正常生产并造成能量浪费。

采用国外先进抗腐蚀材料，提高阀芯的抗腐蚀性解决由于调节阀阀芯腐蚀造成掺水自动化系统瘫痪的问题。

6.5 开井井口数

第 4 章中的集输方案一是在基于最大年产油量 2017 年的工况下设计。由表 2.1 “G 区块开发指标”可知，随着开发时间增长，单井产油量减少，综合含水量增加。2016 年仅有部分井处于开井状态，2020-2025 年有 67 口直、斜井被关井，下面分别分析集输方案一在不同开发年份工况的适应性，并做适当的参数调整。

由表 2.1 “G 区块开发指标”可知 G 区块 2016~2025 年总井数不同，水平井、直井、斜井单产产油量也不同。计算当每一年井口数全部开井时年产油量，并与各年年产油量指标比较，汇总见表 6.7。

表 6.7 G 区块开井数分析表

时间	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
水平井油井数	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
直、斜井油井数	83	83	83	83	16	16	16	16	16	16
水平井平均单井 日产油(t)	8.7	8.7	6.1	4.6	3.5	4.5	3.6	2.9	2.3	1.8
直、斜井平均单井 日产油(t)	2.9	2.9	2.3	1.8	1.6	1.4	1.2	1.1	0.9	0.8
水平井平均单井 日产液(t)	9.7	10.4	7.8	6.2	5.1	6.9	5.9	5	4.1	3.4
直、斜井平均单井 日产液(t)	3.2	3.5	2.9	2.5	2.3	2.2	2	1.9	1.6	1.4
年产油量(10^4 t/a)	6.86	22.88	16.8	12.78	7.13	8.83	7.12	5.81	4.63	3.68
年产液量(10^4 t/a)	7.63	27.44	21.38	17.48	10.23	13.55	11.57	9.91	8.23	6.77
综合含水(%)	10	16.6	21.4	26.9	30.3	34.8	38.5	41.4	43.7	45.6
井口数全开时年 产油量	22.881	22.881	16.707	12.762	7.068	8.772	7.056	5.748	4.572	3.624
与指标相差量	16.021	0.001	-0.093	-0.018	-0.062	-0.058	-0.064	-0.062	-0.058	-0.056

根据表 6.7 可知, 2016 年部分井开井, 2017~2019 年 143 口井全部处于开井状态, 2020~2025 年 76 口井处于开井状态, 67 口直、斜井处于关井状态。

6.5.1 2016 年

2016 年年产油量为 6.86×10^4 t/a, 水平井平均日产油量 8.7t, 直、斜井平均日产油量为 2.9t。根据表 4.2 “140 口的集油环路优化结果”, 可得 2016 年工况下各集油阀组管辖井口总年产液量如表 6.8 所示。

表 6.8 2016 年工况下各集油阀组管辖井口总年产液量

集油阀组名称	管辖井口数/口	转油站	年产油量/(10^4 t/a)
1	17	M1	2.349
2	14	M1	2.088
3	15	M1	2.871
4	11	M2	1.305
5	11	M2	1.566
6	16	M1	2.436
7	23	M2	3.567
8	15	M2	2.523
9	21	M2	3.741

根据“逐步开发、设备利用率最大化”原则, 2016 年开发由集油阀组汇入 M1 转油站的井口。根据“安全经济”原则, 结合 2016 年年产油量 6.86×10^4 t/a。综合分析后, 确定 2016 年开井井口为: 由集油阀组 1、2、3 管辖的 46 口井 (详细井口信息见附录 M.1), 其总年产液量为 6.86×10^4 t/a。2016 年 G 区块集输管网如图

6.5 所示。

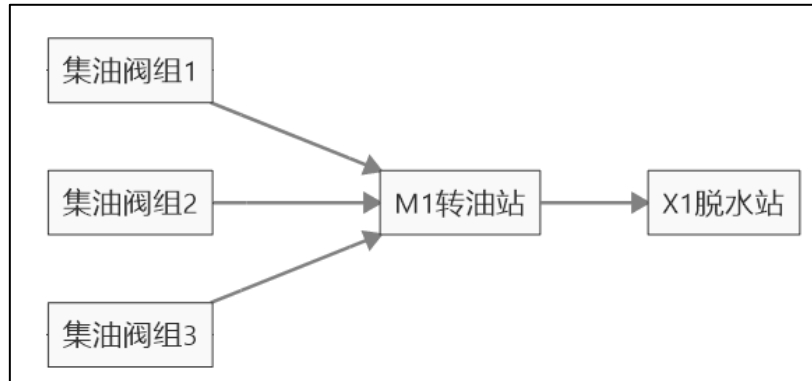


图 6.5 2016 年集输管网示意图

6.5.2 2017~2019 年

2017~2019 年 143 口井全部处于开井状态。2017~2019 年集输管网示意图如图 6.6 所示。

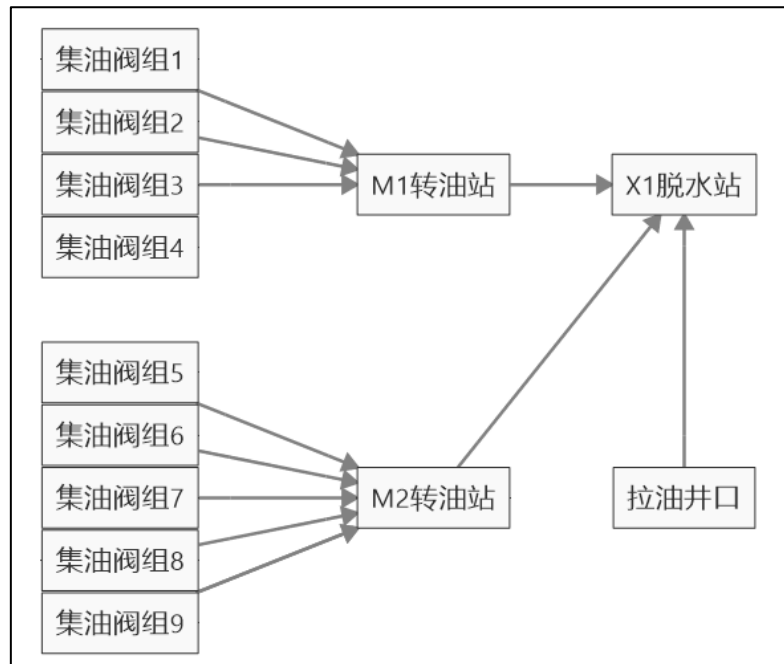


图 6.6 2017~2019 年集输管网示意图

6.5.3 2020~2025 年

2020~2025 年 76 口井处于开井状态，67 口直、斜井处于关井状态，其集输管网总体布局同 2017~2019 年，2020~2025 集输管网示意图同图 6.6。由于在管网系统布局优化时，已考虑到后期关井的情况。在布局时，尽量使水平井与直、斜井分开。故在关停直、斜井时，首先将环内全为直、斜井的集油环关停，对于水平井、直、斜井共存的集油环，关停的原则是在关井后一个集油环上的井口数不少

于 3 口井，2020~2025 年详细井口信息见附录 M.2。

6.6 站内设备调整

根据开发指标的逐年变化，计算得到不同开发年限各转油站的掺水量、外输量、游离水脱除量和热负荷的变化如图 6.7、6.8 所示。

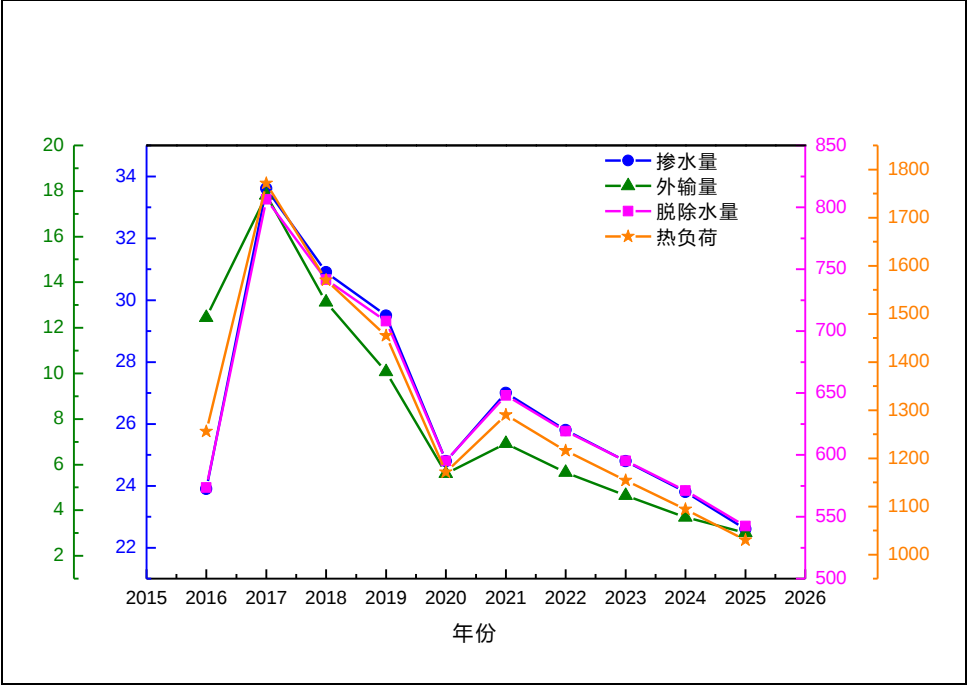


图 6.7 M1 转油站开发年限内指标变化

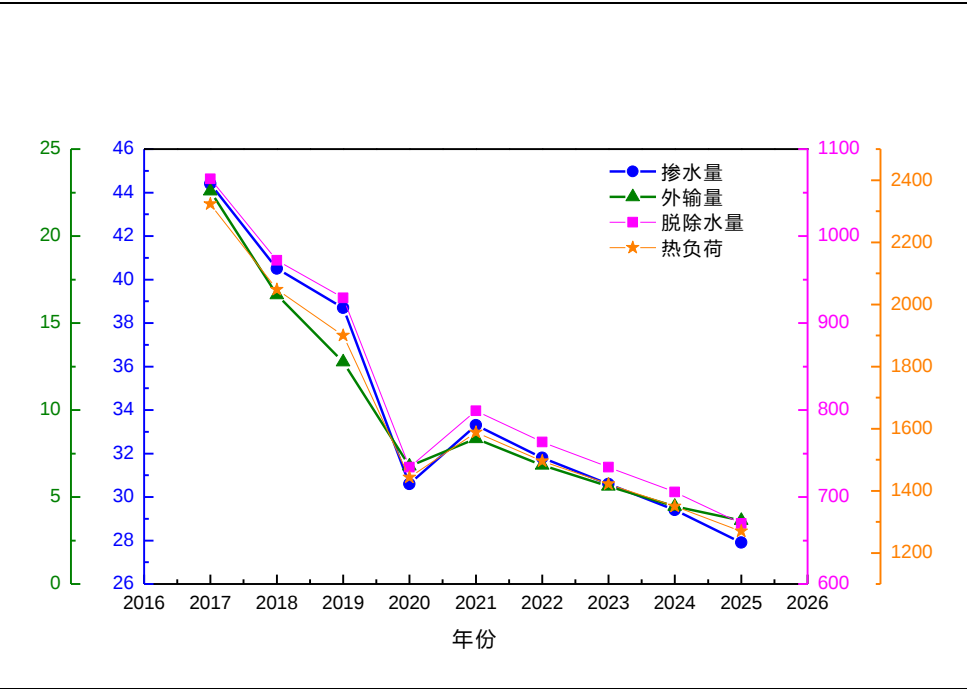


图 6.8 M2 转油站开发年限内指标变化

由以上 M1、M2 转油站开发年限内各指标的变化，结合站内设备处理能力，对不同开发年限内转油站的运行设备进行调整，结果如下（表中未注明参数值默认为 2017 年设计值）：

6.6.1 2016 年

表 6.9 2016 年设备运行情况

调整项	四合一	外输泵	掺水泵
M1 转油站	运行 1 台	运行 1 台， $Q=10\text{m}^3/\text{h}$	运行 1 台
M2 转油站			

6.6.2 2017~2019 年

表 6.10 2017~2019 年设备运行情况

调整项	四合一	外输泵	掺水泵
M1 转油站	运行 2 台	运行 1 台	运行 2 台
M2 转油站	运行 2 台	运行 1 台	运行 2 台

6.6.3 2020~2025 年

表 6.11 2020~2025 年设备运行情况

调整项	四合一	外输泵	掺水泵
M1 转油站	运行 1 台	运行 1 台， $Q=10\text{m}^3/\text{h}$	运行 1 台
M2 转油站	运行 1 台	运行 1 台， $Q=10\text{m}^3/\text{h}$	运行 1 台

6.7 低温集输

6.7.1 低温集输可行性分析

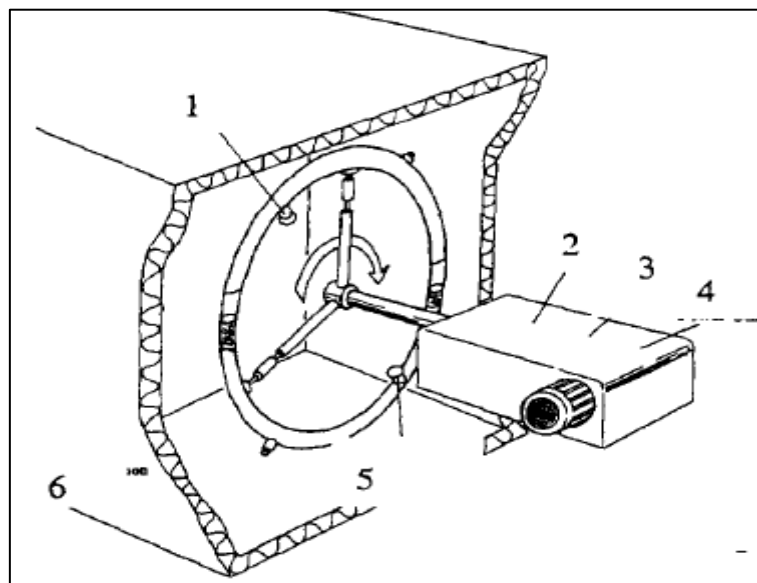
原油在开发年限内含水率不断上升，产液量不断降低。若维持进站回油温度为 40°C ，掺水温度为 70°C ，则掺水后的原油综合含水率由 60% 逐渐升至 90% 左右，原油处于高含水状态。

当原油综合含水率超过原油转相点后，管内水和油以水包油乳状液形式存在。在高含水率情况下，原油分散在水中，水可起到保温作用，以减少原油热量的散失。同时在低于凝固点的某一温度范围内，少量原油先发生凝固，凝固原油外的水膜使其在流动中不粘管壁，并在气流和水流的推动作用下流动。当温度进一步降低时，原油凝结成辫状并粘在管壁处，导致集油管道内流道截面积的减少和油井回压的上升。因此高含水原油可实现低于凝固点温度下的安全输送，并存在极限进站回油温度。

基于以上原理，实际生产中可通过对凝油粘壁温度的测定来确定极限进站回油温度，以实现原油的低温输送，达到节能降耗的目标。凝油粘壁温度与集油管道内凝油开始向管壁上沉积的温度有关，影响因素主要为油井采出液含水率、产液量、加药量和环境温度。通常凝油粘壁温度随产液量、含水率和环境温度的升高而降低，随加药量的增加而降低。

6.7.2 凝油粘壁温度的测定

凝油粘壁温度测试可采用挪威 Petreco 公司制造的轮式流动模拟器测定。如图 3.1 中所示，流动模拟器主要由弯成轮子形状的钢管、转轮驱动单元、控温测试室组成，转轮垂直地面安装，这样在轮子转动的过程中，轮内的液体在重力的作用下静止在轮子的下部。如图 3.2 中所示，在轮子转动的过程中，由于轮子内壁和液体之间存在摩擦力，轮内液体的重心偏向轮子转动的方向，轮内液体重心偏移距离达到一定程度时重力和摩擦力达到平衡，为维持轮子的转速恒定，需要外界提供给轮子一定的扭矩来平衡轮内液体与轮子内壁间摩擦力产生的摩擦扭矩。通过测定摩擦扭矩，可根据流体力学原理计算出液体在轮内流动的摩阻系数，该数据可用于原油集输管道的压降计算。



1.温度传感器 2.速度及位置传感器 3.扭矩传感器 4.驱动单元 5.压力传感器 6.温度控制室

图 6.9 流动模拟器示意图

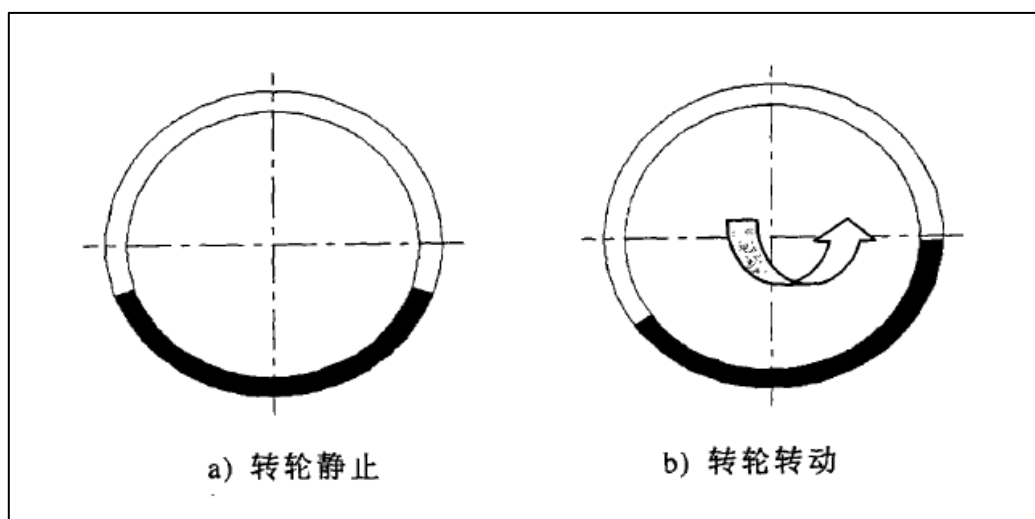


图 6.10 转轮内液体的位置示意图

当凝固的原油粘附到转轮内壁上时会造成转轮偏心甚至堵塞，从而又产生随转轮位置而变的偏心力矩，在试验数据处理中从一定时间间隔内录取的扭矩数据中挑选 10% 的峰值扭矩进行平均，所得的平均值与该段时间间隔内扭矩的平均值之差能够反映出原油的粘壁情况。另外，原油粘壁所产生的偏心扭矩还会导致轮子转速的波动，通过测定轮子转速的波动情况也可以判断出原油的粘壁情况，进而得到凝油粘壁温度。

测定过程中，原油在转轮内无流动，进而忽略了实际运输中原油与管壁的剪切作用，使实验测得的凝油粘壁温度高于实际生产中的数值。因此根据实验测得的凝油粘壁温度来确定极限进站回油温度时，已包含安全余量。

6.7.3 低温集输方案

该区块原油粘度很低，且在管内以水包油乳状液形式存在，因此低温集输过程中掺水温度变化对油井回压的影响很小，只需考虑掺水量和产液量变化对井口回压的影响。

在不同环境温度下，通过对凝油粘壁温度的测定确定合理的含水率和加药浓度，以确定不同季节的极限进站回油温度。含水率确定后，可根据井口产液得到掺水量的大小，掺水量的调整可通过掺水分配系统完成。药剂可在集油阀组内通过药剂泵注入掺水管道，然后分配到各集油环。通过调整转油站四合一装置的加热温度来调整进站回油温度。在该过程中应重点监控各井口回压值，若发现井口回压异常升高，则说明该掺水温度下有凝管事故的风险。需及时升高掺水温度，避免事故的发生。

第7章 运行安全保障

7.1 管道完整性管理技术

管道公司面对不断变化的因素，对油气管道运行中面临的风险因素进行识别和评价，通过监测、检测、检验等各种方式，获取与专业管理相结合的管道完整性的信息，制定相应的风险控制对策，不断改善识别到的不利影响因素，从而将管道运行的风险水平控制在合理的、可接受的范围内，最终达到持续改进、减少和预防管道事故发生、经济合理地保证管道安全运行的目的。

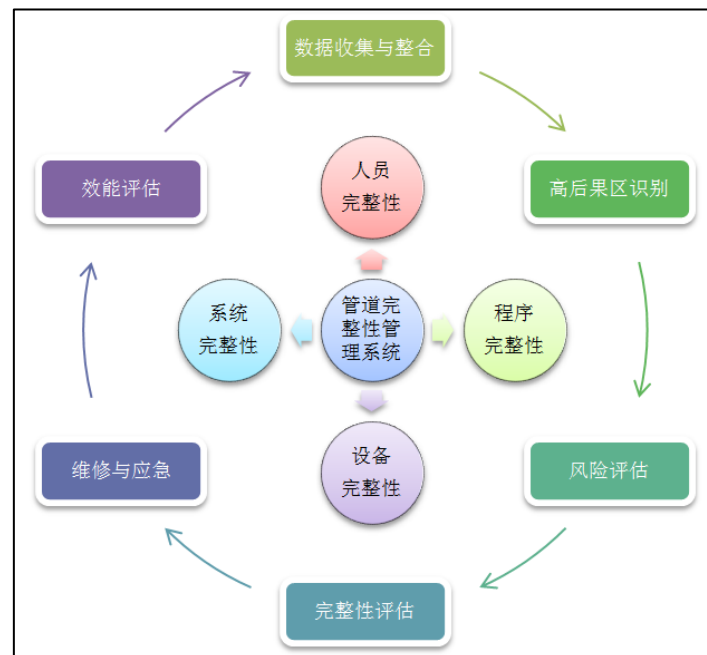


图 7.1 完整性管理系统流程图

7.1.1 管道完整性管理实施规划

为确保管道完整性管理各项工作按照“统一方法、统一标准、统一程序”的原则实施，需要进行地面集输系统适应性评估，系统分析油气集输管道和站场在不同运行工况下的适应性、本质安全和环境安全状况、管理体制与机制等方面的现状。在此基础上，编制管道及场站完整性管理实施规划，对管理文件体系和制度建设、机构人员和需求、数据管理系统和软件平台建设、配套技术发展研究、管道场站检测评价实施计划等提出各项工作的具体要求和分步实施规划。

7.1.2 管道完整性管理体系建设

建立管道完整性管理体系的目的是统一技术标准和实施要求，明确各部门单位的具体职责，指导和规范管道完整性管理各项工作的具体实施。管道完整性管

理体系包括管道完整性管理程序、管道完整性管理指南、管道完整性管理审核系统、完整性管理法规及标准体系。在本设计的完整性管理体系建设的过程中，需着重考虑管道运行风险：天然气水合物卡堵；结蜡卡堵；段塞流冲击；管道腐蚀；清管作业。

7.2 生成水合物预测

根据天然气物性参数，可在物性模拟软件中模拟得出天然气的水合物生成曲线，结果如图 7.2 所示。

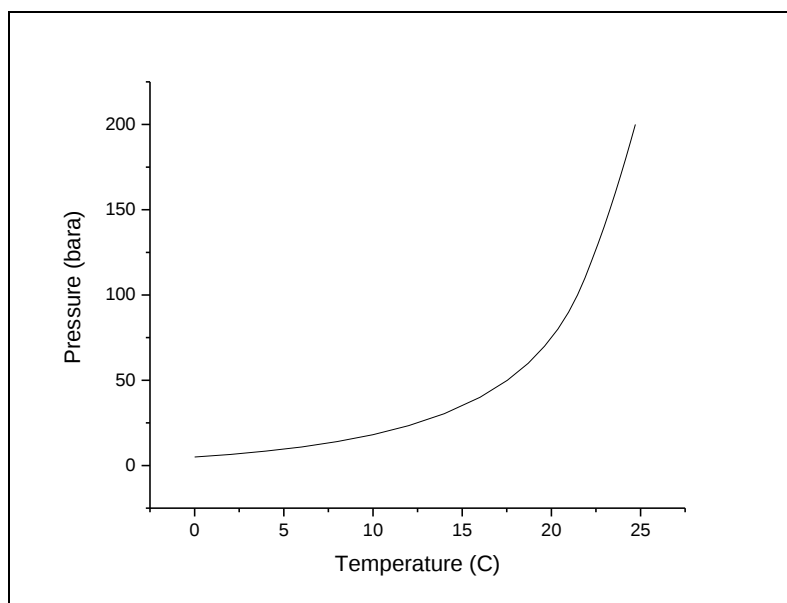


图 7.2 水合物生成曲线

正常工况下，管道运行的温度不会低于 40℃，根据上图可知，没有生成水合物的风险。

7.3 蜡的控制与清除

7.3.1 管道结蜡预测

为模拟最坏情况，管线选择从 M2 转油站到 X1 脱水站，外界温度设为最冷月平均温度。

利用多相流模拟软件模拟管线运行 24h 后，管道的积蜡情况如图 7.3 所示。

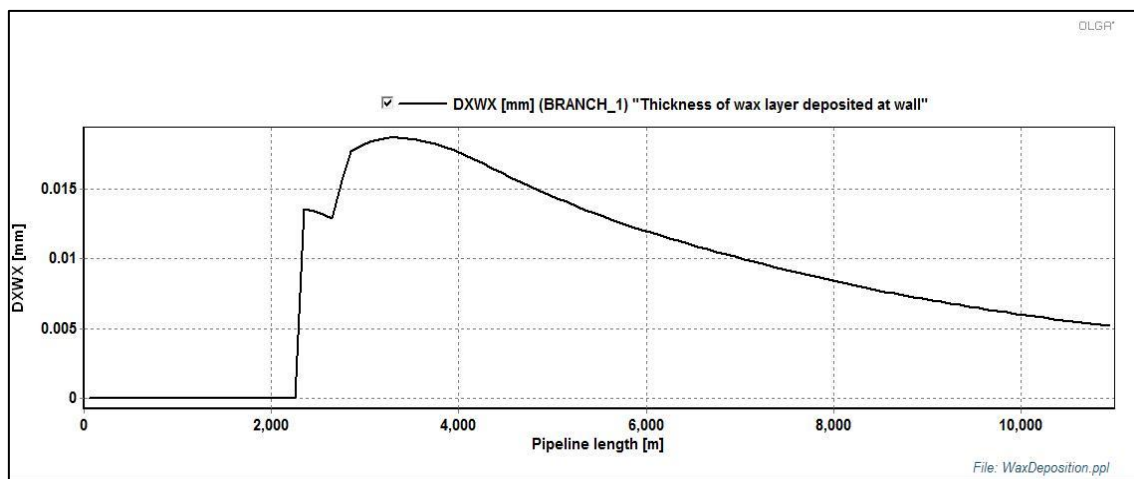


图 7.3 运行 24h 沿线积蜡量

由图可知，管道出现积蜡情况，最大蜡沉积厚度为 0.0015mm。应采取相应的防蜡、清蜡措施。

7.3.2 管道防蜡

(1) 加注抑制剂

为油气混合物加注降凝剂，可有效降低原油凝点，提高原油流动性。

(2) 掺热水

本工艺设计中，设有掺热水系统，加大掺热量或者提高热水温度，可以提高原油沿线温度，减少析蜡风险。

(3) 改变管材性质

通过在管内壁喷涂防结蜡涂层，缓解结蜡情况。

7.3.3 清蜡周期确定

含蜡原油在加热输送过程中会在管壁处形成蜡沉积层，使得管道的流通截面减小、摩阻增大、输送能力降低，增大了管道输送的安全隐患。当蜡沉积增长到一定程度后，如果保持输量基本不变，则管道的动力消耗将增加，总传热系数减小。为了恢复管道的输送能力，降低含蜡原油加热输送的单位能耗，就必须在管道运行一段时间后进行清管，因此确定安全经济的清管周期就显得尤为重要。

在确定管道清管周期时，管道的热力费用和动力费用存在一个最优的组合，综合考虑清管过程中的总能量消耗是确定清管周期的关键。在降低热力费用时，可考虑在管道清管过程中不将结蜡层彻底清掉，而是保留一部分的结蜡层(余蜡厚度)，利用管道结蜡层的保温作用来减少管道的散热，进而降低管道的热力消耗。由此可见，在清管过程中预留一定的结蜡厚度有利于管道的安全经济运行。

为了计算管道的安全经济清蜡周期，采用黄启玉普适性结蜡模型对现场蜡沉

积进行与预测，其计算公式为如下：

$$W = 210\tau_w^{-0.034} \frac{1}{\mu} \frac{dC}{dT} \left(\frac{dT}{dr} \right)^{0.3053} \quad (7-1)$$

式中：

W 为蜡沉积速率， $g/(m^2 \cdot h)$ ；

τ_w 为管壁处剪切应力， Pa ；

μ 为原油动力粘度， $Pa \cdot s$ ；

$\frac{dC}{dT}$ 为管壁处蜡晶溶解系数， $10^{-3}/^{\circ}C$ ；

$\frac{dT}{dr}$ 为管壁温度梯度， $^{\circ}C/mm$ 。

由于沿线管道存在温降，因此利用上公式可以得到管道沿线蜡沉积厚度分布规律。为使动力费用和热力费用计算更符合实际情况，根据管道沿线蜡沉积厚度分布规律进行分段计算，不同管段内采用不同的蜡沉积厚度。

在建立安全经济清管周期模型时，以日平均运行费用最低为目标函数。借鉴俄罗斯的清管标准，以输量下降 3% 作为确定管道清管周期的安全极限，因此将输量下降百分比不低于 3% 作为一个约束条件。在约束条件中还需考虑满足井口回压和进站回油温度的要求。将该模型应用于不同余蜡厚度下清管周期的计算，可得到不同余蜡厚度下的清管周期和日平均运行费用，从而确定最优的余蜡厚度和清管周期组合。

7.3.3 清蜡技术

常见的清蜡方法有清管器清蜡法、热油清蜡法、热水水洗清蜡法、化学药剂清蜡法等。在清蜡方案的确定中，需要考虑两方面的因素。第一：清蜡方案应适应环状集油管网的特点；第二：管壁在清蜡后留有经济余蜡厚度。综合以上因素，选择机械清洗法中的清管器清管法，采用带钢针的泡沫清管器进行定期清蜡。此类清管器具有两个特点：

- ① 该清管器的钢针能够实现对积蜡的刮擦清除；
- ② 当发生卡滞时，提高清管器两侧的压差至某一上限，既能使清管球破碎随流体排出。

7.4 段塞流的检测与控制

段塞流主要分为水动力段塞流、地形段塞流和强烈段塞流。本设计采用多相流模拟软件的段塞跟踪功能对正常输量下段塞流的产生进行预测，管线选取段塞风险最大的进行模拟并提出改善方式。

7.4.1 段塞流预测模拟

管线的流型模拟结果如图 7.4 所示。

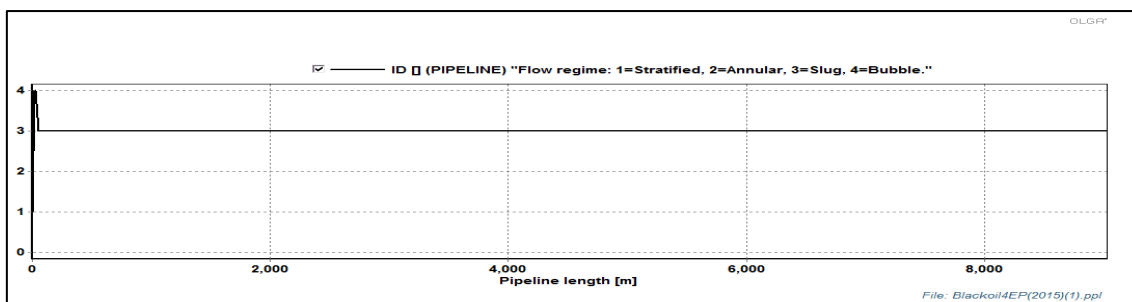


图 7.4 管线的流型模拟结果图

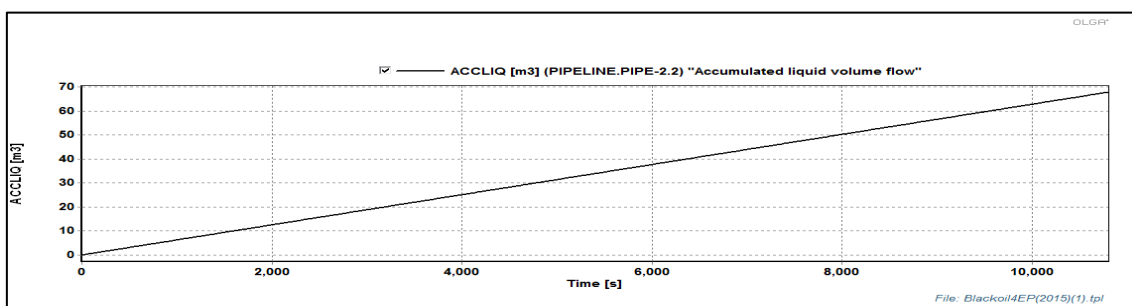


图 7.5 管道累积积液量模拟结果图

由图可知，在管道内部发生了因水动力引发产生的段塞。由于地形较为平坦，未发生地形段塞流和强烈段塞流。

7.4.2 段塞流的影响

由于本区块地形起伏较小，段塞冲击强度较小，可在本设计中合一装置入口处安装消能器吸收油气混合物的冲击能量。经校核，合一装置的缓冲功能处理量满足处理累积积液量的能力，无需另外设置段塞流捕集器。

7.5 管道腐蚀

在本设计中，为了保障管道安全，在第 9 章完整表述了可能出现的腐蚀及防护措施，并给出了设计方案。

7.6 清管作业模拟

根据设备设施完整性管理规定，混输管道每年清管次数不得少于 3 次。本方案对清管工艺进行了设计，并采用多相流模拟软件对清管工况进行模拟分析，提出清管策略。

7.6.1 清管工艺设计

管线的清管可选择在线清管作业或掺热水清管作业，管线仍选取最长的 M2 转油站至 X1 脱水站管线。

7.6.2 清管工况模拟

管线清管作业结果模拟结果如图 7.6 所示。

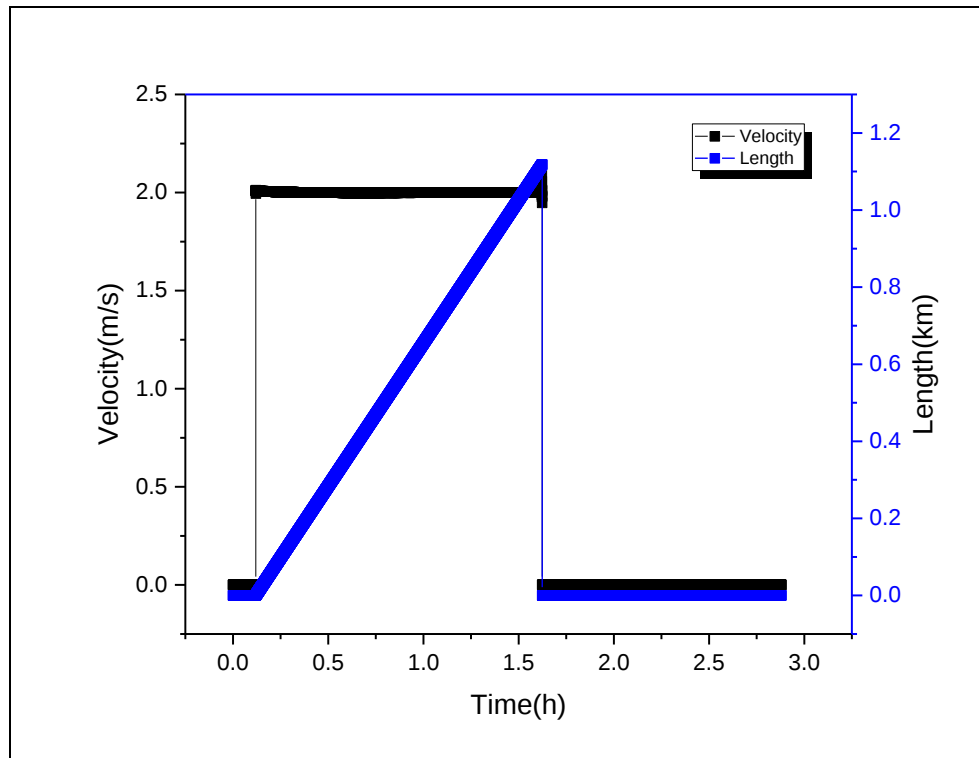


图 7.6 清管器运行速度和清管时间

模拟可知，清管器在 0.2h 处进入管道，在管道内的运行时间为 1.5h，清管器的平均运行速度为 2.1m/s，运行通畅。

7.6.3 清管作业策略

由模拟可知，清管顺利，可在线清管，无需停产。

第 8 章 仪表自动化控制

8.1 研究范围及总体控制水平

8.1.1 研究范围

本设计规划在区块 16km×22km 的区域内开发 1 座站场、143 口井地面建设工程，143 口井采集、节流、输送、脱水、污水处理、外输以及相应配套的控制室、变配电所、公用工程、消防设施等项目，其中，自控专业研究范围包括：

（1）地面集输系统 143 口井整体自控设计，但不包括地面采排成套设备配套的现场仪表部分的设计。

（2）地面集输系统转油站整体自控设计，不包括工艺成套设备配套的自控部分的设计。

（3）转油站控制室的整体自控设计。

（4）本次设计不含调度控制中心工作量，转油站在服务器上预留上传以太网接口（采用硬件防火墙隔离）。

（5）由于该区块已建成一座脱水站和一座转油站，新设 SCADA 系统可依托原有系统设计。

8.1.2 自控水平

（1）自动控制水平设计原则

①采用技术先进、可靠性高、较为经济的仪表和控制技术，满足所处环境和工艺条件，保证地面集输系统长周期安全运行，尽量减少工艺操作人员和仪表维护人员，自动化控制水平适应运行单位的生产运行要求，合理控制建设标准，提高经济效益。

②根据地面集输系统的生产特点和安全生产要求，易燃易爆，点多面广，管理难度大等特征，结合目前地面集输系统生产管理对控制系统的要求，要求井场及转油站现场仪表和控制系统必须具有很高的可靠性和稳定性。

（2）系统设置

本项目在转油站 M2 设置 1 套数据采集与监控系统（SCADA）系统。

①井场设置现场远程测控终端系统（RTU），采用光缆通讯技术，对井口的工艺参数进行数据采集和处理，同时作为站控系统的远程终端设备，将带时间标志的实时数据上传控制室，并执行站控系统下达的指令。

②转油站控制室设置 1 套数据采集与监控系统（SCADA）系统，对站内的工艺参数进行数据采集和处理；接收通信系统传来的井场 RTU 的数据，实现在对该

区块生产过程的集中监控、分散控制和统一管理。井场实现无人值守和操作,只进行定期巡检。

③建立完整的生产数据库,自动生成生产日报、月报等各类生产报表。

④在控制室 SCADA 系统中设置了 GDS 气体检测系统监视画面 (I/O 卡件独立设置), 对区块生产区域及转油站现场区域的可燃气体泄漏进行监测和声光报警。

8.2 控制系统（SCADA）方案

本设计在转油站 M2 设置 1 套数据采集与监控系统 (SCADA), 实时采集现场数据, 对区块生产区域现场进行本地或远程的自动控制、对工艺流程进行全面、实时监控, 并为生产和管理提供必要的数据、用于环境恶劣、无人值守的环境下进行过程监控。

本项目 SCADA 系统主要配置包括控制单元（远程测控终端系统 RTU 和本地控制单元）、通讯网络及操作员站、工程师站、服务器构成，服务器预留上传以太网接口（硬件防火墙隔离）。系统结构如图 8.1 所示。

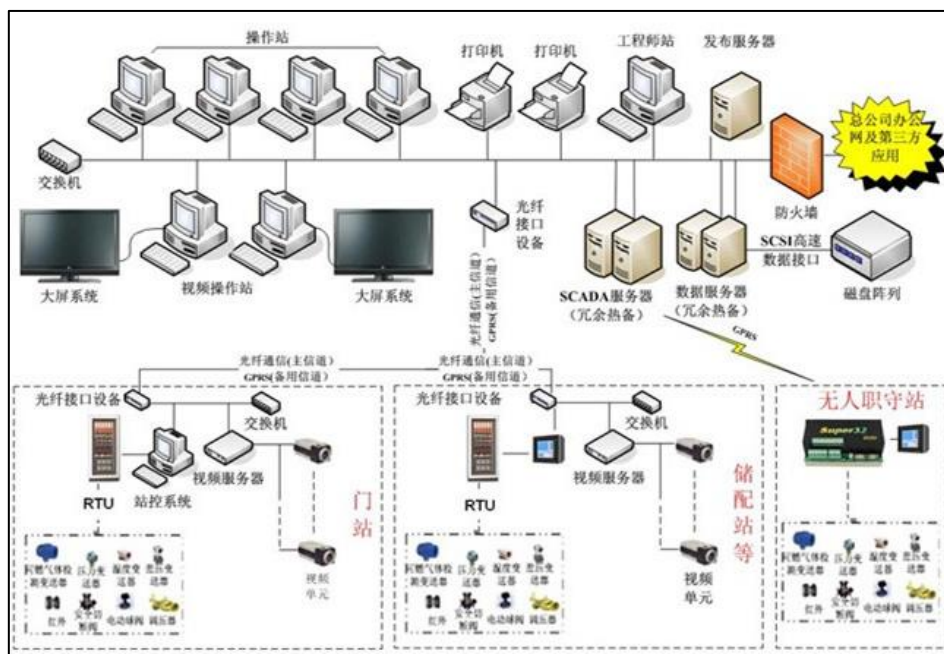


图 8.1 SCADA 系统结构图

数据采集与监控系统（SCADA）是一个集数据采集、命令控制、生产管理为一体的平台，从结构上分为二层：上层服务器、操作站，实现全站综合管理和监控；下层网络为现场控制站的内部网，连接站场内主控制卡和各种 I/O 卡件，井场检测参数通过 RTU 与内部网连接；在整个数据采集与监控系统中，各层网络在功能上完整且彼此独立，各层监控系统实现数据层层上传，上一层监控系统又可以向下层发出报警信号和应急停车指令。用户不但能够实现操作、监视、记录和

数据管理功能,还能够进行参数计算、用户自定义键、报表的生成和处理、流程图和趋势图的动态操作与显示等。

RTU 的作用是进行数据采集及本地控制,本地控制作为一个独立的站,完成相应的控制功能,进行数据采集时作为远程数据通讯单元、完成与上位机的通讯。主要配置有 CPU 模块、I/O 模块、通讯接口单元及电源、机箱辅助设备。RTU 能执行的任务流程取决于下载到 CPU 的程序,CPU 的程序可用于工程中常用的编程语言,如梯形图、功能块、流程图、C 语言等。I/O 模块满足各种信号类型,RTU 具多个通讯接口,支持多个通讯链接,井场 RTU 与数据采集与监控系统(SCADA)通讯采用光缆。

上位机是操作员了解各井场及转油站全部信息的接口单元,操作员可在正常或异常情况下对各致密井场及转油站进行控制和监视。上位机应能支持通用的编程软件,以帮助用户维护和修改数据库、编制应用程序。支持功能包括在线和离线的数据库定义(即组态、下载等)、备份(即拷贝、定期存贮到软盘等)、文件/程序管理等。上位机主要由彩色液晶显示器、操作员/工程师键盘、鼠标器、中央处理单元等组成,同时可以支持各种外部设备如数据存贮设备、打印机等。上位机由电子驱动单元支持,电子驱动单元包括 CPU、MEM、COM 卡件等。电子驱动单元至少有 32 位字长的 Intel dual Xeon CPU、至少 4GB 内存、2.8GHz、160GB 的 SCSI 硬盘、外置式 DVD RW-ROM 和加速 32 位真彩色影像处理,操作站的实际处理能力不能超过满负荷的 50%。每台上位机具有独立的 CPU。

本地过程控制单元包括完成控制功能和 I/O 监视功能的全部硬件和软件,通常是由控制处理器、I/O 模件所组成,它们都安装在标准的机柜内,控制单元接收过程变量的输入信号,然后按照组态数据的要求,对输入信号进行处理,存放到相应的数据库中供显示或计算,传送输出信号至最终控制元件。在 I/O 信号处理方面,系统对模拟量提供线性化、补偿、累积、开方和报警功能;系统对开关量提供报警和状态变化的检测。在控制方面,系统能够完成调节控制、联锁逻辑、手动操作、由标准算法或用户程序组合而成的自动顺序。联锁控制功能包括用于调节控制的布尔逻辑和用于开关控制的梯形逻辑。控制器的 CPU 为 32 位,时钟频率至少为 100MHz。内存至少为 16MB。CPU 的负荷不应超过 50%。控制器应为冗余配置(一主一副),当主控制器发生故障时,应具备无扰动的切换至副控制器的功能。

SCADA 实时数据服务器负责处理、存储、管理从站控系统和 RTU 采集的实时数据,并为网络中的操作站提供实时数据,并向中间数据库系统写入实时数据。实时数据存放在实时数据库中。实时数据服务器中运行通信管理软件,完成与站控系统和 RTU 的通信链接、协议转换、网络管理等任务。为提高系统的可靠性,SCADA 服务器采用采用基于 Windows 的实时多任务操作系统。

通讯系统能完成整个井场及转油站之间以及与外部生产应用系统之间的信息传输，将控制单元及输入/输出接口采集的过程信号送往上位机显示、存贮，将上位机的控制指令送往控制单元，同时将控制单元的输出信号送往各终端设备；通过应用数据服务器接受来自外部生产应用系统管理机的指令，将规定的数据送至外部生产应用系统管理机（如业主调度控制中心）。控制网络的通讯协议应满足 IEEE802.4，通讯速率不低于 1MB/秒。通讯系统的负荷不应超过 60%。控制系统应具有数字化通讯网络，该网络为各上位机、控制系统、以及其它设备之间提供可靠的高速数据传送，通讯速率达到 1G 标准。通讯系统是冗余的，它由两条独立的通讯总线和每台设备上安装的两台独立的通讯接口组成，通讯总线交替使用并不断地进行自检，总线之间自动进行切换，而不允许中断系统操作和产生数据丢失，故障时在操作台上报警，总线之间也可以手动进行切换，而不会影响系统操作，控制系统具有与外部设备的通讯接口及通讯软件包。

8.3 控制系统控制方案

8.3.1 井口、井场

143 口井每个井口设一台现场远程测控终端系统（RTU），井场至转油站采用光缆通讯。对井口的工艺参数进行数据采集和处理，同时作为站控系统的远程终端设备，将带时间标志的实时数据上传至转油站控制室，并执行站控系统下达的指令。

8.3.2 转油站

SCADA 系统由转油站过程控制系统和 143 口井分设的远程测控终端系统（RTU）组成，实现在对该区块生产过程的集中监控、管理，对站内的工艺参数进行数据采集和处理，接收通信系统传来的井场 RTU 的数据。

（1）转油站 SCADA 规模，如下表 8.1 所示。

表 8.1 转油站 SCADA 规模

序号	AI	AO	DI	DO	RTU
转油站	45	5	27	2	143 个井口上传 800

（2）成套（橇装）设备

转油站配套的计量分离器、生产分离器，设备上的安装的仪表随设备成套，信号远传至 SCADA 系统。

（3）联锁系统方案

转油站站及井口安全联锁由转油站过程控制系统完成，主要的联锁系统方案：

①转油站控制室设置全站紧急停车按钮，相应的井口、转油站出站管线上的

开关阀紧急关闭。

②对于井口管线上的开关阀，转油站出站管线上的开关阀均设置关阀的紧急按钮。

(4) 可燃气体检测方案

在有可能泄漏可燃气体地方，按照爆炸区域划分，在井场甲醇注入罐、进站、出站管线、计量分离罐及生产分离罐附近设置可燃气体检测器报警，可燃气体检测器的传感器类型为扩散式采样、催化燃烧式，探头选用在线插拔型式，带现场声光报警，信号远传至集气增压站 SCADA 系统指示报警。

(5) 检测内容、部位、及数量

1) 井口

- ① 143 口井采气管节流阀前后温度检测、压力检测高限报警；
- ② 井场甲醇注入罐液位、可燃气体检测器检测；
- ③ 143 口井采气管开关阀远程紧急关阀，阀位检测（开/关）。

2) 转油站

- ①节流阀压力检测及高低限报警；
- ②计量分离器的温度、压力检测、液位控制、分离甲醇/水流量检测，进站轮换计量流量检测；
- ③生产分离器的温度、压力检测、液位控制，天然气出站计量流量检测；
- ④外输开关阀紧急关阀，阀位检测（开/关）；
- ⑤转油可燃气体检测报警。

8.4 现场 RTU 通讯系统方案

8.4.1 概况

(1) 生产规模

本地面建设工程位于北温带地区，区段面积总计约 350km²。总共以 16km×22km 的地域部署井 143 口、转油站 M2，建设规模为 22.88×10⁴t/a。

转油站具备集油、集气、脱水、计量功能。站场设计规模为 1500t/d，操作弹性为 60%~110%。

(2) 地理概况

本地区属积水闭流区，无天然河流；本地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短。

(3) 采排集输工艺生产要求

①143口井地面部分采集的工艺参数有：单井采气管减压器前后温度、压力；
②安全方面，143口井采气管开关阀远程紧急关阀，阀位检测（开/关）；
③在整个采排集输过程中，要保证井集输长期安全、可靠，需要混输管线温度、压力生产参数连续的实时数据及开关阀的状态参数。每个井口设一台现场远程测控终端系统（RTU），采集井口的各种数据通过通讯方式至转油站，由于井口地势起伏较大，谷大、沟深，植被茂密，井口无人值守和操作，只进行定期巡检。如何解决井实时数据安全可靠传输，是保证致密井长期、可靠，安全采排集输连续的重要环节。

8.4.2 采用的方案

主干网采用光纤，分支网双绞线 RS485，即在转油站与井场之间随采气干管同沟敷设光纤，作为通讯链路的主干线，井口与井场之间作为分支网络，采用双绞线 RS485。井口数据通过分支双绞线 RS485 通讯至附近的井场，井场通过基于光纤的主干网将 143 口井采集的工艺参数远传到转油控制室，实现在 SCADA 系统中集中监控。

信息流向为：

井口 RTU→井场 RTU→转油站

8.4.3 光纤网络通讯方案

光纤网络通讯方案如下图 8.2 所示。

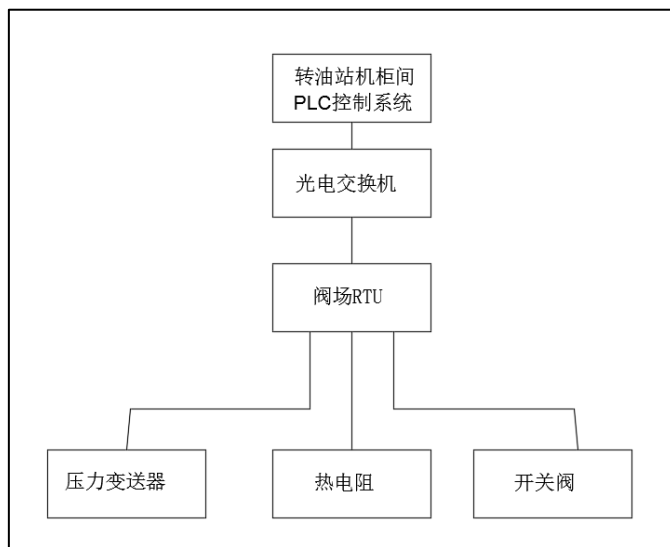


图 8.2 光纤通讯方案

8.5 控制室

（1）转油控制室设置在非爆炸危险区域。控制室内设有站控操作室、机柜室

等房间。操作室面积为 $6 \times 4.5\text{m}^2$ ，主要放置 SCADA 系统工作站、服务器、打印机 1 台、辅助操作台、电信的视频监控系统等。机柜室面积为 $6 \times 4.0\text{m}^2$ ，机柜室主要放置 SCADA 系统机柜、电源柜和电信辅助机柜，机柜采用前后开门的方式，尺寸统一为 $800\text{W} \times 800\text{D} \times 2100\text{Hmm}$ （包括底座），颜色采用 RAL7035。

（2）控制室的操作室地面采用水磨石地面或防滑地砖，局部采用防静电活动地板；机柜室地面宜采用防静电活动地板，活动地板下方基础地面采用水磨石地面，基础地面高于室外地面 300mm 以上；吊顶距地面的净高为 3~3.3m；中控室设置 1 个门，控制室建筑物耐火等级一级，室内墙面涂以无光漆或裱阻燃型无光布，颜色以浅色为宜。

（3）控制室设空调系统，以保持合适的温度和湿度。原则上室温宜保持在冬天 $20 \pm 2^\circ\text{C}$ ，夏天 $26 \pm 2^\circ\text{C}$ ，变化率小于 5°C/h ，相对湿度宜保持在 $50\% \pm 10\%$ ，变化率小于 $6\%/h$ 。

（4）控制室的照明采用人工照明。据地面 0.8 米工作面上不同区域照度标准值，操作室、工程师室宜为 250lx；机柜室宜为 400lx~500lx；其它区域宜为 300lx。

8.6 供电、接地及其他

8.6.1 供电

（1）交流供电

①转油控制室的 SCADA 系统配电柜交流供电、采用独立的 UPS 电源供电回路，UPS 电源要求： $220\text{V AC} \pm 5\%$ 50Hz，蓄电池容量应保证电源故障时持续 45 分钟供电，切换时间 $\leq 5\text{ms}$ ，容量约为 10kVA；。

②通讯机柜、工业电视系统机柜电源均由 SCADA 系统配电柜电源提供。

（2）直流电源

转油站现场仪表的供电原则上采用 24VDC 直流供电。24VDC 直流电源由 SCADA 系统配电柜直流稳压电源提供，容量 10A。井场现场仪表 DC24V 电源由远程测控终端系统 RTU 太阳能供电系统（带胶体蓄电池）提供，RTU 自带备用电池。

（3）所有交流用电设备的供电，均应由配电柜经由专用断路器供给，单台 24VDC 仪表的供电从 DC24V 母排取电后经带 LED 指示及熔断丝的开关端子供给。

8.6.2 接地

原则上，供电电压大于 36V 的用电仪表系统均应接地，低于 36V 供电现场仪表系统可不作保护接地。220V 电源电缆应提供单独的接地线（PE）用于接地。所有仪表盘、柜、操作台必须设置保护接地汇流排。接地系统分为保护接地(PE)和工

作接地(IE&ISE)两部分。

(1) 保护接地通常指的自控设备如下：

- ①仪表盘，操作台，仪表柜和仪表箱；
- ②PLC 等机柜和操作站；
- ③供电盘，供电箱，用电仪表外壳。

(2) 工作接地包括：

①信号回路接地和屏蔽接地(IE)。信号回路接地指电子设备中的非隔离信号需要建立一个统一的信号参考点，通常为直流电源负极等电位接地。屏蔽接地指仪表系统为降低电磁干扰，电缆屏蔽层、排扰线、仪表上的屏蔽接地端子应接入接地系统。屏蔽接地应在控制室端接入工作接地。仪表系统的接地电阻值不应大于 4Ω 。

②接地系统由接地联结和接地装置两部分组成。仪表及控制系统的接地联结采用分类汇总，最终与总接地装置（板）汇接的方式。

③由电气专业设计总接地网，仪表系统的总接地装置应接到该总接地网实现等电位联结。

8.6.3 仪表防雷系统

(1) 本项目建设地点建设地点位于平原地区，内部雷电防护措施有信号线路的防护和供电线路的防护，包括电线电缆的屏蔽、机柜的屏蔽、等电位连接、合理布线、配备雷电电涌防护器（SPD）以及提高仪表系统的抗干扰度等，为保护现场仪表及控制系统可靠运行，井口 RTU、现场仪表和 SDADA 控制系统输入/卡件输出分别设置浪涌保护器，系统供电及网络通讯接口设置浪涌保护器。仪表选型具有防浪涌装置的现场仪表设备。

(2) 进入机柜间（RR）的信号接口、电源接口、通信接口在 SCADA 系统侧配置相应防浪涌保护器。

8.7 仪表设备选型

8.7.1 选型遵循的原则

(1) 根据地面集输系统的生产特点和安全生产要求、流程特点，选择性能可靠、技术先进、精度适当、价格合理，售后服务和技术支持良好的仪表和控制系统。

(2) 仪表选型要充分满足地面集输系统生产需要。选用的仪表必须是国家技术监督部门批准的、取得制造许可证的合格产品。优先选用通过 ISO9000 标准质量管理体系认证的工厂、公司或制造商生产的产品。

(3) 凡计量器具需取得国家技术监督局的《中华人民共和国计量器具型式批

准证书》。

(4) 仪表采用隔爆型, Exd II BT4,防护等级 IP65。

8.7.2 温度仪表

(1) 现场温度仪表刻度应采用直读式刻度, 正常使用温度应为仪表量程的 50%~70%, 最高测量值不应超过量程的 90%。

(2) 就地温度指示仪表选用带外保护套管的万向型双金属温度计, 刻度盘直径选用 $\phi 100\text{mm}$ 。

(3) 一般温度测量的测温元件选用 Pt100 热电阻, 三线制, 符合 IEC60751 标准。

(4) 所有温度元件应有保护套管, 选用锥形整体钻孔保护套管, 保护套管材料不低于 304SS, 采用法兰连接方式与工艺设备或管道过程连接。

(5) 原则上, 管道安装时保护管应插至管道内径 $1/3\sim 2/3$ 处。在设备上安装时, 保护管应插入设备 400mm 左右。对小管径 (小于等于 3") 采用局部扩大管方式, 工艺管道扩径至 4"。

8.7.3 压力仪表

(1) 测量稳定压力时, 正常操作压力应为压力仪表量程的 $1/3\sim 2/3$; 测量脉动压力时, 正常操作压力应为压力仪表量程的 $1/3\sim 1/2$;

(2) 一般情况下, 压力表选用表壳直径 $\phi 100\text{mm}$; 精度不低于 1.5 级, 压力表应有后部泄压安全措施;

(3) 就地压力显示仪表: 一般场合选用不锈钢压力表; 在有振动和脉动冲击的场合, 应选用浸液式耐振压力表, 压力表带安全泄压装置;

(4) 压力远传选用智能型压力变送器(4~20mA DC 标准信号叠加 HART 协议);

(5) 压力仪表测量元件的材料最低要求为 304SS 不锈钢。

8.7.4 流量仪表

(1) 工艺最大流量不应超过流量仪表量程的 90%, 正常流量测量应为流量仪表量程的 50%~70%, 最小流量不应小于流量仪表量程的 10%。

(2) 进站、外输计量仪表选用超声波流量计 (内置温度、压力模块);

(3) 计量分离器分离后的甲醇/水流量选用涡街流量计;

(4) 计量仪表精度要求: 外输煤层气的交接计量精度 1.0%FS。

8.7.5 液位仪表

甲醇注入罐液位仪表测量高压浮筒液位变送器。采用智能型 (4~20mA DC 标

准信号叠加 HART 协议), 就地指示仪表高压磁浮子液位计。

8.7.6 调节阀

(1) 集气增压站不设置空压站, 无仪表空气, 调节阀选用电动执行机构。

(2) 流量特性选择: 等百分比特性通常用于阀门压降变化很大的回路、快速压力控制回路和绝大多数的流量控制回路。

(3) 对于 8"和 8"以下的调节阀优先选用截止型 (Globe) 直行程型调节阀, 如单、双座和套筒式等。

(4) 对于噪声较大的情况, 采用具有降噪功能的调节阀。

(5) 调节阀口径计算应使正常流量条件时, 等百分比阀芯不超过 80%的行程。

(6) 阀门泄漏等级按 ANSI/FCI 70.2 标准, 一般要求为 IV 级, 要求严密关闭场合用调节阀的泄漏等级为 V 级, 对于紧急停车系统用、要求严密关闭的两位式紧急切断阀泄漏等级为 VI 级。

(7) 用于安全联锁保护的两位式阀门, 选用电动执行机构配三偏心蝶阀, 信号中断保护位置为全开或全关; 安全联锁系统用阀门应装有限位开关, 在控制系统或信号器上可指示出阀门的位置。阀位开关应采用微动开关 DPDT 或 2 个 SPDT, 触点容量 2A、24VDC, 触点工作温度 -20℃~100℃。阀位开关的防护等级不低于 IP65。阀位开关的防爆等级应满足安装场所的防爆级别要求。

(8) 安全联锁保护用的两位式阀门不设置手轮机构。

(9) 烃环境应用的阀门应按照 API607 或 API6FA 满足火灾安全。

8.7.7 可燃气体探测器

可燃气体探测器选用催化燃烧式, 探头选用在线插拔型式, 检测器应抗硫化氢中毒, 三线制 4~20mA 输出, 信号进 SCADA 系统。带现场声光报警, 采用 2" 管安装。

8.7.8 浪涌保护器

用于防雷击的浪涌保护器应采用可靠性高, 并经实践证明过的优质产品。所选择的浪涌保护器必须能承受预期通过的雷电流, 并有能力熄灭在雷电流通过后产生的工频续流。

8.7.9 远程测控终端系统 (RTU)

主要包括: CPU 模块、I/O 模块、通讯接口单元、电源、机箱及无线节点网络通讯设备。

主要技术技术参数: RTU

①RTU 处理器 CPU 主频不小于 100MHz, 程序运行内存 4MB SDRAM、数据内存 1M SRAM、程序（历史归档及文件存储内存）8M FLASH RAM, 实时时钟;

②具有可进行编程、网络组态和通信的开放行业标准, 具有历史数据本地存储功能和带时间戳的报警功能, 当电源掉电恢复后, 处理器应不需人工干预而自动重新启动。处理器应具有强大的通信能力, RS485 接口不少于 2 个, 以太网 RJ45 接口不少于 2 个, 其工作温度范围必须满足: -40°C - 70°C 。

③RTU 应能工作在 Class I, Div 2 Group C & D 危险区域, RTU 防爆标准不能低于 ExnALIIBT4, 需要具备相应的认证。

④串口需支持 ModbusRTU。通信速度可以在 9600-115200bps 之间任选。以太网需支持 ModbusTCP 通讯协议。

⑤RTU 需具有至少 4 路模拟量输入通道, 模/数转换器最少为 16 位, 共模抑制比大于 80dB。供给现场两线制变送器 24V DC 电源由 I/O 卡件提供。输入信号 4~20mA DC。

⑥RTU 需具有至少 4 路开关量输入通道, 开关量输入通道应采用光电隔离, 能承受 1000V 的峰值电压。现场触点为无源型。所需 24VDC 电源由 RTU 系统提供。

⑦RTU 需具有至少 4 路开关量输出通道, 开关量输出通道的接点容量不小于 24VDC、2A, 输出应有短路保护且与地隔离。

⑧供电: 24VDC 供电, 采用太阳能供电系统, RTU 附带带备用电池。

⑨浪涌保护器, 防止雷电顺着仪表信号线损坏 RTU 系统设备。

8.7.10 数据采集与监控系统 (SCADA) 系统

SCADA 系统主要配置包括控制单元 (远程测控终端系统 RTU 和本地控制单元)、井口数据采集控制器、通讯网络及操作员站 (兼工程师站)、服务器构成, 服务器预留上传以太网接口 (硬件防火墙隔离)。

(1)本地控制单元的 CPU 等功能卡为 1: 1 冗余或容错配置;

(2)电源卡或设备按 1: 1 冗余配置;

(3)各级网络通讯总线和通讯设备及部件为 1: 1 冗余配置;

(4)冗余设备能在线自诊断, 出错报警, 无差错切换。

(5)系统的各种卡件应能在线插拔、更换。

(6)CPU 的负荷不超过 60%;

(7)数据通讯网络的负荷不超过 60%;

(8)电源单元的负载不超过其能力的 60%;

(9)应用软件有 40%的扩展能力;

操作站、工程师站、以工业 PC 机为基础, 包括数据处理器、显示器、操作员

键盘、鼠标或球标以及网络通信接口。每一个操作站带单屏 22"液晶显示器，采用 Windows 操作系统，操作员键盘采用防溅隔膜型，操作站具有键锁或设置密码功能，用于设置不同的操作或管理级别。操作站的存贮器有足够的空间来保存和调取所负责区域的流程图画面，用于组态和下装系统软件和应用软件。

SCADA 实时数据服务器负责处理、存储、管理从站控系统和 RTU 采集的实时数据，并为网络中的操作站提供实时数据，并向中间数据库系统写入实时数据。对于服务器的配置要求（应以订货时服务器最新配置为准）：

双 RISC CPU，64bit，主频 2GHz 以上；32G 内存；

73×4GB 硬盘；

硬盘类型 SAS，支持热插拔；

24× CDROM；

100/1000 Mbps 双以太网卡；

热插拔冗余电源；

键盘及鼠标等。

8.8 仪表配管配管及敷设方式

8.8.1 仪表配管

井场、转油站压力表、压力变送器采用承插焊直接安装方式，安装材料选用 304SS，流量仪表在工艺管道上采用法兰连接，液位仪表在设备上采用法兰连接。

8.8.2 敷设方式

(1)根据井口和转油仪表信号电缆的敷设要求，井口仪表至现场远程测控终端 RTU 的信号电缆，原则上选用多股铜芯阻燃聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套双绞线总屏蔽铠装仪表电缆，敷设方式为直埋敷设。转油站仪表信号电缆选用多股铜芯阻燃聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套、对屏双绞线总屏蔽铠装仪表电缆，截面积根据信号传送距离在 $1.0\text{mm}^2 \sim 1.5\text{mm}^2$ 。现场设置接线箱，接线箱至控制室敷设方式为电缆沟充沙敷设，接线箱至现场仪表采用穿保护管架空敷设，多芯电缆的备用芯数宜为使用芯数的 10%。

(2)重护套带铠结构单模 8 芯光缆，施工敷设参照 GB50028-2006《城镇燃气设计规范》、GB50168-2006《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》。

8.9 采用的设计标准

《油气集输设计规范》

GB 50350-2005

《城镇燃气设计规范》

GB 50028-2006

《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》	GB 50168-2006
《石油天然气工程设计内容规范第 1 部分:油气田地面工程》	SY/T0082.1-2006
《石油化工自动化仪表选型设计规范》	SH/T 3005-2016
《石油化工仪表管道线路设计规范》	SH/T 3019-2015

第9章 防腐

9.1 可能产生的腐蚀及防护措施

9.1.1 集输管道可能发生的腐蚀及防护措施

随着 G 区块高含蜡油生产规模的不断扩大及开采时间的增长，集输管线将产生腐蚀破坏，会对油田生产及集输管线寿命造成很大影响。

分析 G 区块的自然地理条件及集输流程，G 区块集输管线运行后可能产生腐蚀的原因主要有热采高低温环境、流体物性、土壤环境、防腐保温层的选择和施工质量等。G 区块采用回掺热水集输流程，管线经常处在高温环境，腐蚀速率增加；原油含水率逐渐增高，采出水含 Cl^- 及 HCO_3^- 等腐蚀性离子；工区温差悬殊，形成高低温环境；以及防腐保温层施工质量不过关等，都容易造成集输管线的腐蚀问题。由于水体腐蚀性强，回水管线也容易产生腐蚀、结垢。

高含蜡油集输管道的腐蚀是土壤、水分、可溶性盐等共同作用的结果，腐蚀过程复杂。因此可以从涂层防腐，阴极保护，严格施工质量三个方面来控制 G 区块集输管道的腐蚀问题。根据 G 区块高含蜡油生产的特点，选择有效的耐高温防腐蚀涂料；制定正确的保温防水工艺，并在埋地集输管线的防腐保温结构中预留出管线的膨胀空间，以免应用中管线的膨胀破坏防腐保温层；管道采用工厂化预制，在现场仅是补口施工，提高防腐涂层的涂层质量，严格控制弯头防腐、管道补口补伤质量；井口添加缓蚀剂防腐；采取强加电流的阴极保护措施。

9.1.2 站场可能发生的腐蚀及防护措施

G 区块站场（包括脱水站 X1、转油站 M1/M2）管网存在口径不一、接头、弯管众多、直管段较短的特点，防腐层的质量很难保证，相对于集输管道，站场中管道（特别是埋地管道）的腐蚀控制要复杂得多，腐蚀问题也更加突出，主要发生在罐区和泵站，腐蚀严重时可能导致泄漏事故。

因此，G 区块集输管道系统外防腐设计采用绝缘接头将工艺站场部分与管道干线隔离，分别实施保护。站场除需要涂敷防腐层、严格控制施工质量等，还要定期检查、监测管体的腐蚀情况以及防腐保温层的损坏情况，建议对站区埋地管网实施区域性阴极保护。

站场区域性阴极保护是将站场内的所有需要保护对象作为一个整体，依靠阳极地床的合理设计、保护电流的合理分配以及相邻近工作区的隔置，使得被保护对象处于阴极保护准则要求的保护电位范围之内。区域性阴极保护的方式主要有两种，即牺牲阳极方式和强制电流方式。

牺牲阳极保护具有对站外管道阴极保护系统干扰小，保护电流分布均匀等优点；但其保护电流输出量不易调节，保护电流过大或消耗量难以确定的情况下使用时较为被动，与被保护体焊接连接点多，对被保护体防腐层破坏较多，应用受环境条件（如土壤性质）限制等不利条件。使用牺牲阳极难以达到保护效果，选择强制电流法较好。

强制电流保护方式的突出特点是：保护电流输出量大小可调，在保护对象多、复杂或所需电流量较大的情况下较为主动，系统使用寿命长。但强制电流保护可能对其他阴极保护系统存在干扰、成本相对较高、调试较繁琐等缺点。集输油气管道长，经过的地质区域复杂，阴极保护的影响范围广。站场内的功能区域多、各种埋地管网错综复杂。针对油气管道的工艺站场，强制电流法是目前区域性保护的主要保护方式。

因此 G 区块站场采用以强制电流为主，必要时牺牲阳极适当补充的综合保护方式。由于站场的接地系统可能会导致阴极保护电流从接地极大量流失，因此 G 区块站场采用锌包钢材料。

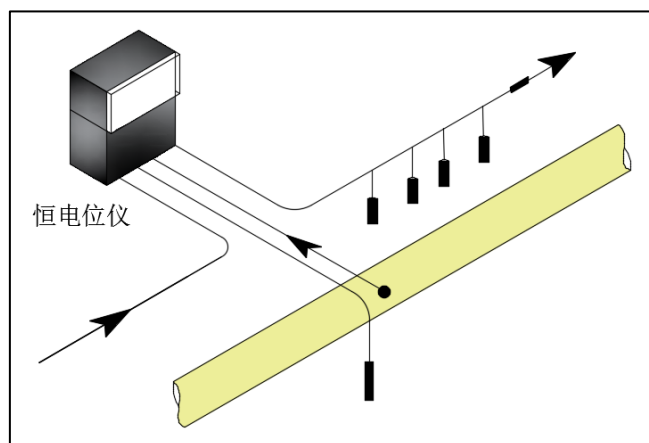


图 9.1 强制电流阴极保护示意图

9.2 集输管道的腐蚀检测

9.2.1 内检测

管道发生腐蚀，通常表现为管道的管壁变薄、出现局部的凹坑和麻点、应力腐蚀裂纹等。对在用埋地集输管道进行检测的内容包括位置走向勘测、腐蚀评价、泄漏检测和缺陷检测技术等四大方面。根据其特点，又可分为内检测和外检测。

管道内检测是通过装有无损检测设备及数据采集、处理和存储系统的智能清管器在管道中运行，完成对管体的逐级扫描，达到对缺陷大小、位置的检测目的。内检测可以在保证集输管道正常运行的状态下，定量检测出管道存在的缺陷可有效地预防集输管道发生事故，确保集输管道运行安全。

管道腐蚀内检测的方法主要有变形检测技术、漏磁检测技术、涡流检测技术、射线检测技术、基于光学原理的无损检测技术、超声波检测技术及电磁超声(EMAT)检测技术等。

对于 G 区块集输管道的内检测可采用漏磁检测。原因是该方法适用于中小型管道的细小缺陷检测，而且操作简单、检测速度快、检测费用较低，对管道输送的介质不敏感，可以进行油气水多相流管道的腐蚀检测，可以覆盖管道的整个圆周。此外，与常规检测方法相比，漏磁检测具有量化检测结果、高可靠性、高效、低污染等特点。

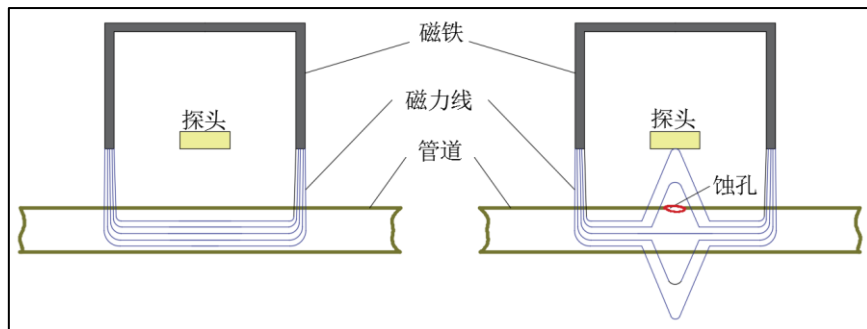


图 9.2 漏磁检测技术示意图

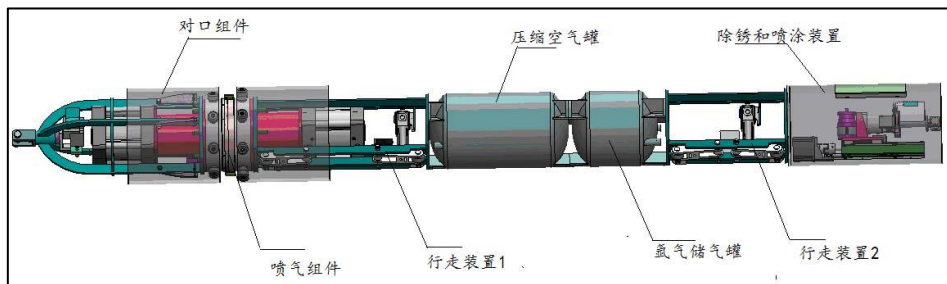


图 9.3 漏磁检测管道机器人

9.2.2 外检测

对埋地集输管道的外部检测，一般首先采用不开挖检测技术对管道本体的腐蚀状况进行快速测评，或采用在线泄漏检测技术对管道的泄漏状况进行诊断和评价，对于认为腐蚀严重或者发生泄漏的部位，还需要进行开挖来对管道本体进行更进一步的检测，以发现管道本体上产生的裂纹和腐蚀等缺陷。

管道开挖后，使用最多的仍为常规超声、磁粉和渗透检测技术，此外，还有超声导波检测技术、瞬变电磁法、超声相控阵检测技术、磁记忆检测技术以及管道无接触式磁力断层摄影检测法等。

对于 G 区块的集输管道外检测可采用超声导波检测技术。该技术专门用于埋地或带保温层管道腐蚀的检测。



图 9.4 埋地管道超声导波检测图

9.3 储罐腐蚀检测

储罐的失效形式主要为罐壁板的强度失效和罐底板的腐蚀泄漏失效。目前国外主要采用声发射技术在线检测常压储罐罐壁板上的活性缺陷和罐底板上的腐蚀和泄漏信号，采用漏磁方法定期检测罐底板的腐蚀和泄漏，用超声检测技术检测罐壁板和顶板。还可以采用地上储罐机器人进行在役储罐全面检测。

脱水站中罐检测建议采用声发射检测，参照 JB/T 10764-2007《无损检测常压金属储罐声发射检测及评价方法》中的规定对储罐腐蚀状况进行综合评价。

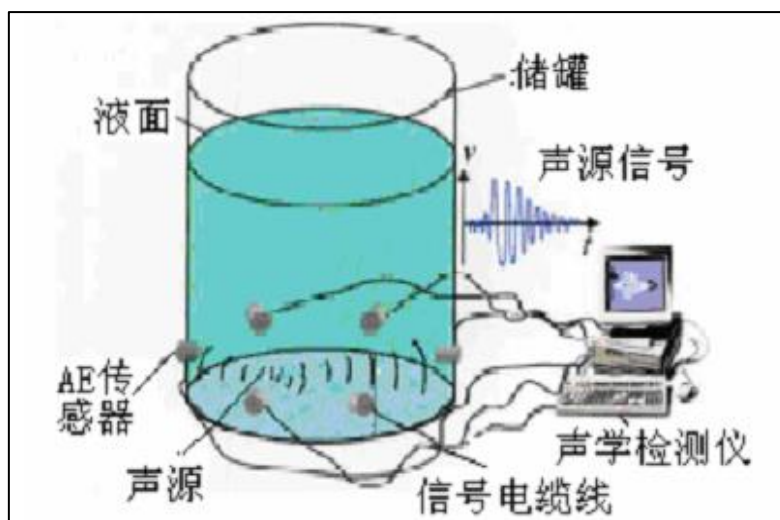


图 9.5 原油储罐声发射在线检测示意图

9.4 集输管道及站场阴极保护的检测与监测

由于 G 区块集输管道及站场中大部分管道均采用埋地方式敷设，穿越地段地形复杂，土壤性质各异，对管道有着不同程度的腐蚀。为了确保其长期安全运行，需了解管道的各个部位是否达到了保护状态，确定危险性比较高的管段，从而为管道运行管理提供可靠的决策依据，需要对阴极保护效果进行检测和监测。

9.4.1 阴极保护检测

阴极保护检测的内容包括：管地电位测试、牺牲阳极输出电流测试、管内电流测试、绝缘法兰绝缘性能检测、土壤电阻率测试、管道外防腐涂层漏电阻测试、泄露点确定等。

管地电位测试可根据具体情况选用地表参比法、近参比法、远参比法、断电法或辅助电极法；牺牲阳极输出电流测试可采用标准电阻法或直测法；管内电流测试可采用电压降法或标定法；绝缘法兰绝缘性能的检测可采用兆欧表法、电位法或 PCM 漏电率测量法；接地电阻测试采用接地电阻仪；土壤电阻率测试可采用等距法或不等距法；管道外防腐涂层漏电阻测试可通过沿线设置的电流测试桩测量计算。

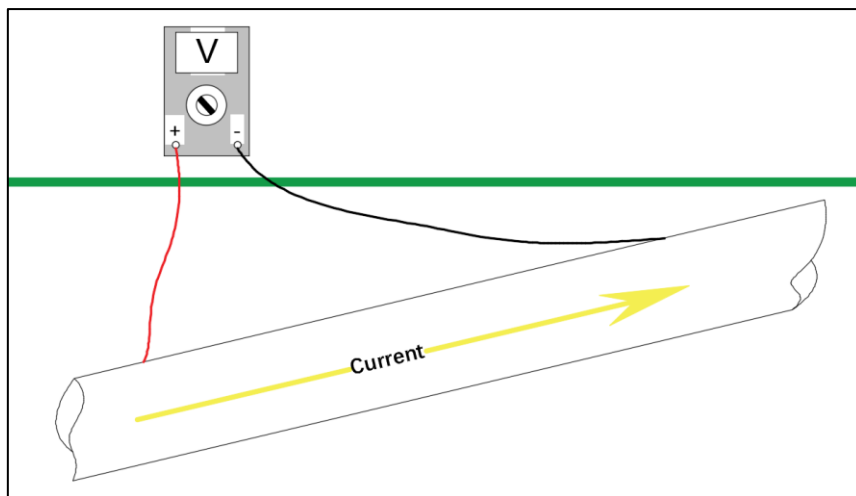


图 9.6 电压降法测试图

9.4.2 阴极保护监测

若条件允许，还可对 G 区块埋地集输管道安装腐蚀在线监测系统，站场的阴极保护可采用智能监控系统，对管道和储罐的阴极保护效果和杂散电流干扰进行远程实时监测。

腐蚀在线监测系统用于监测集输管线的腐蚀状态、环境腐蚀性的变化、管线保护状态。原油储罐防腐蚀在线遥控遥测及寿命预测装置可以实时在线远程测量

储罐主要部位的腐蚀防护电位及用阴极保护站设备进行电气参数测量，并能根据腐蚀防护数据处理结果，实行远程遥控调整设备运行参数，使储罐得到充分保护。区域阴极保护智能监控系统可以将集中检测取得的数据送到远程管理监测区的计算机进行监测管理或通过设置的网络接口上油田网，供管理人员监视。

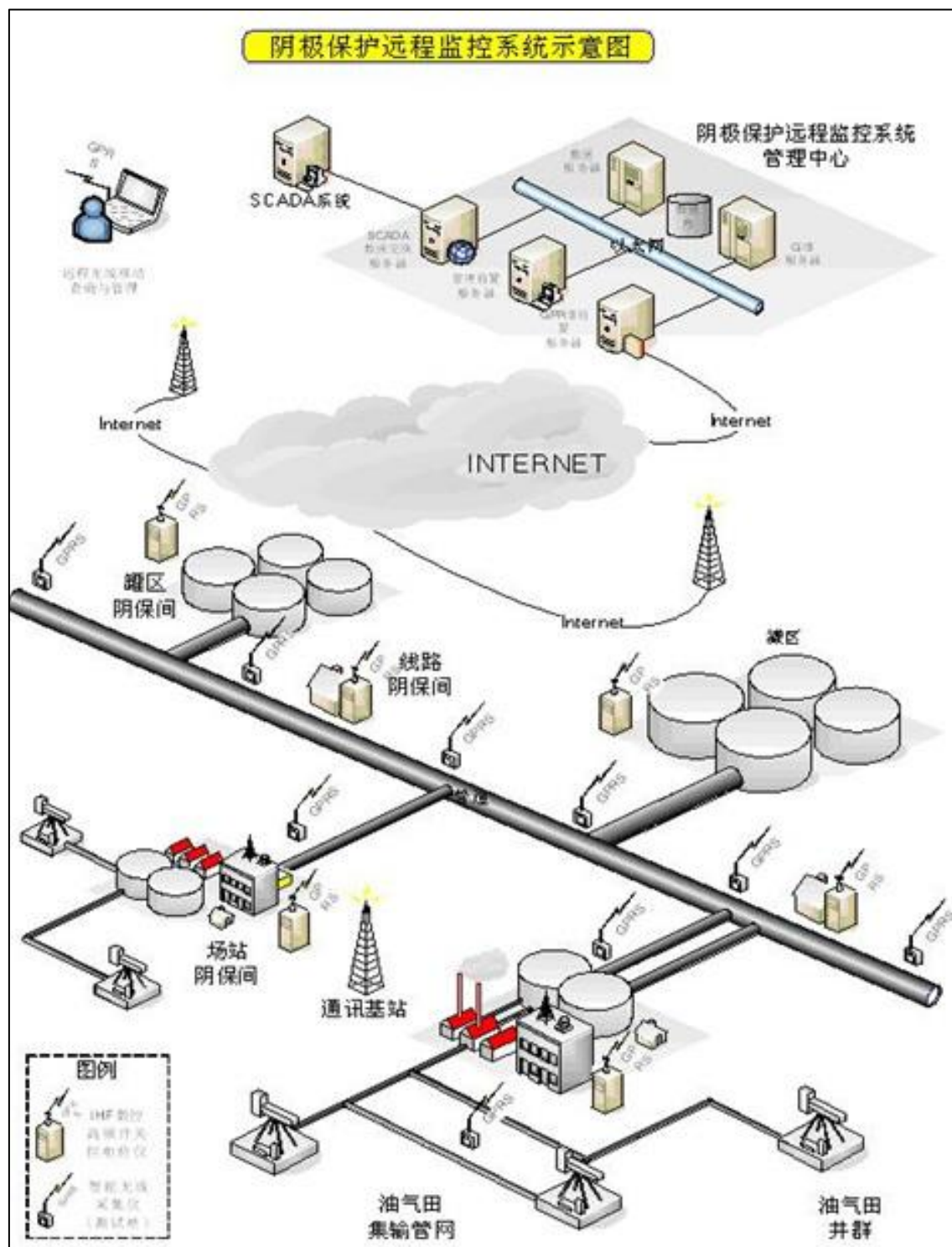


图 9.7 阴极保护数据的远程监控系统示意图

9.4.3 阴极保护规则及保护效果的判定

根据 GB-T21448-2008《埋地钢制管道阴极保护技术规范》，埋地管道是否受到了有效的阴极保护，可以利用-850mV 准则和 100mV 极化准则进行判断。

根据澳大利亚标准《金属的阴极保护第 2 部分：密集的埋地结构》（AS 2832.2-2003）中的规定，当管地电位测量表明管道受到动态杂散电流干扰时，维护人员应根据管道极化时间的不同而采取不同规则，测试时间段至少为 20h，且包括早晚用电高峰期，如果用数据记录仪监测电位，采样频率至少 4 次/min。

1) 短时间极化管道

对于涂层性能良好或已证实对杂散电流的响应为快速极化和去极化的管道，遵循以下保护准则：

- (1) 电位正于-850mV 的时间不应超过测试时间的 5%；
- (2) 电位正于-800mV 的时间不应超过测试时间的 2%；
- (3) 电位正于-750mV 的时间不应超过测试时间的 1%；
- (4) 电位正于 0mV 的时间不应超过测试时间的 0.2%。

2) 长时间极化管道

对于涂层性能较差或对杂散电流的响应为缓慢极化或去极化的管道，其电位正于保护准则的时间不应超过测试时间的 10%。

3) 地电流影响

分析地电流对管道影响时，测试时间段至少为 20h，且包括早晚用电高峰期，如果用数据记录仪监测电位，采样频率应至少 1 次/min。受地电流影响管道的电位正于保护准则的时间不应超过测试时间的 10%。

9.5 防腐保温工程方案设计方案

9.5.1 井场、站内设备及管线防腐

(1) 地上不保温的容器、架空管线及钢结构的外防腐：环氧富锌底漆，75um；中间漆：环氧云铁涂料，150um；面漆：脂肪族丙烯酸聚氨酯涂料，50um；

(2) 容器或储罐内壁（介质为原油，设计温度<100℃）：内表面刷涂非碳系环氧导静电防腐涂料，涂层干膜总厚度不小于 0.3mm。容器或储罐内壁（介质为水，设计温度<90℃）：内表面刷涂环氧玻璃鳞片防腐涂料，涂层干膜总厚度不小于 0.35mm；

(3) 储罐罐底表面（接触土壤部位）的涂装系统：厚浆型环氧防腐涂料，总厚度 300um；

(4) 室内、外埋地不保温管线及穿路钢套管（<90℃）外防腐（进站管线除

外):采用便于施工的加强级胶粘带防腐。结构如下:采用配套底漆 2 道(厚度 $\geq 30\mu\text{m}$)+2 层增强纤维 PolyCoat760 型(1.15mm 厚)聚丙烯防腐胶粘带。防腐层厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。除锈等级达到 Sa2 级;

(5) 保温的容器及管线(设计温度 $<100^{\circ}\text{C}$)外防腐采用环氧防腐涂料,厚度 $150\mu\text{m}$ 。介质温度 $>100^{\circ}\text{C}$ 的容器及管线外防腐采用无机富锌防腐涂料,厚度 $75\mu\text{m}$ 。

9.5.2 混输管线及水管线的防腐及阴极保护

(1) 混输管线外防腐涂层

推荐混输管线的防腐保温材料结构为:钢管外壁涂双层环氧粉末覆盖层+聚氨酯泡沫保温层。结构如下:即环氧粉末防蚀层,厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ —泡沫塑料保温层 20mm 。

补口结构为:防腐层补口—保温层补口。

(2) 水管线及输气管线的外防腐涂层

目前国内用于埋地长输管线较多的、防腐效果较好的防腐层主要为聚乙烯防腐层(含 PE 二层结构、PE 三层结构)和环氧粉末。这几种结构的性能比较见表 9.2。

对水、气管线仅作单层环氧粉末显单薄, PE 三层结构的价格目前也不太高,比二层 PE 的价格每平方米仅高数元,鉴于三层 PE 外防腐层绝缘防腐性能优异,使用寿命长,因此推荐水管线采用加强级三层 PE 结构。其外防腐结构为:底层:普通级熔结环氧粉末 $\geq 80\mu\text{m}$;中间层:胶粘剂 $170\sim 250\mu\text{m}$;面层:高密度聚乙烯。防腐层总厚度为 $\geq 2.7\text{mm}$ 。

表 9.1 防腐层性能及经济比较表

涂层类型	优点	缺点	适用环境	慎用环境
二层 PE 结构	耐化学介质浸泡、绝缘电阻高、抗透湿性能好。抗阴极剥离性能好;当采用外加电流阴极保护时,不易对其它地下金属构筑物产生杂散电流干扰。	焊缝处易形成空鼓。涂层一旦失去粘结,易造成阴极保护屏蔽,造成膜下腐蚀。阳光下易老化。	大部分土壤环境,特别是机械强度要求高、土壤应力破坏作用较大的地区。	架空管段,温差较大的地区。
双层环氧粉末覆盖层	粘结力好,耐蚀性能好、机械强度高;抗阴极剥离性能好;适用温度范围广,使用寿命长;预制费用较低。	涂层太薄,运输、施工过程中易受伤,不易补口;涂层的修补和环焊缝补口相对难度较大;高温下吸水率高;阳光下易老化。	大部分土壤环境,特别适用于粘质土壤及定向钻穿越段。	高含水、石方段。

涂层类型	优点	缺点	适用环境	慎用环境
三层 PE 结构	与钢管粘结力好；耐化学介质浸泡、绝缘电阻高、抗透湿性能好；抗阴极剥离性能好；当采用外加电流阴极保护时，不易对其它地下金属构筑物产生杂散电流干扰；所需保护电流密度最小，节省阴极保护电能消耗。	造价较高；焊缝处易形成空鼓；可能存在阴极保护屏蔽，造成膜下腐蚀现象；阳光下易老化。	大部分土壤环境，特别是敷设及施工环境苛刻地带、侵蚀性地带，如石方段、盐碱地。	架空管段。

9.5.3 井场、站场管线的阴极保护

(1) 阴极保护方案

采用外加电流阴极保护。

(2) 阴极保护设计参数

保护电位：-0.85V（饱和 Cu/CuSO₄ 电极做参比电极，下同）

汇流点电位：-1.25V

防腐层绝缘电阻：10000Ω.m²

管道阴极保护输出电流大小：5A

转油站 M2 阴极保护输出电流大小：10mA

(3) 阴极保护系统由以下部分组成：

①恒电流仪及控制台；

②阳极地床：采用浅埋式阳极方式，选用锌包钢阳极，阳极埋深 2m，阳极线路采用埋地敷设方式；

③参比电极采用长效饱和硫酸铜参比电极；

④绝缘法兰（接头）和电绝缘：设在管线进出站处和分支处，用于将保护管段和非保护管段隔离；

⑤测试桩：用于定期检查管道阴极保护参数。

第 10 章 消防安全系统

10.1 消防对象

本工程考虑的主要消防对象是转油站、脱水站，其中有加热炉，增压设备等。

10.2 站场等级确定

依据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2015，本次工程建设站场为五级站场。

10.3 火灾类型及危险性分析

依据生产、运输、储存介质的物性及距离居民区的距离，脱水站的火灾类型以 A 型火灾为主，火灾危险性均为严重危险等级。

10.4 消防方式

针对火灾类型以及各种站场设施的布置情况，本工程在转油站设置一定数量的移动灭火器，并配备消防斧、消防桶、消防铲和消防砂，用以扑灭零星和初期火灾。



图 10.1 消防器材图

第 11 章 电力系统

11.1 供电电源

由于该区块已建成部分设施，部分新井可以拖原电力系统，在供电负荷超载的情况下，需要由工区外的发电厂供电，供电线路上转接至供电专线，导线规格为 LGJ-120，架设至场站支线，各井场设置变电站，转油站 M2 附近应建变电所。

11.2 供电负荷

根据产能规划设计，区块建设 143 口新井，转油站 M2 用电。

1) 井口用电负荷

表 11.1 井口用电负荷表

名称 组别	单台额定功率 (kW)	总台数	运行数量	需要系数	功率因数	有功功率 (kW)
采油机	37.0	143	143	0.35	0.80	1481.5
计量计	5	143	143	0.8	1.0	572
合计						2053.5
		同时系数 $K_{xp}=0.95$				1950.8

2) 转油站用电负荷

表 11.2 转油站 M2 用电负荷表

名称 组别	单台额定功率 (kW)	总台数	运行数量	需要系数	功率因数	有功功率 (kW)
加热炉	5	2	1	0.8	0.9	4
核桃壳过滤器	5	2	2	0.8	0.9	8
压缩机	180	2	1	0.8	1.0	144
自用气处理装置	18.00	3	3	0.80	1.00	28.8
合计						184.8
		同时系数 $K_{xp}=0.95$				175.6

3) 照明

场区设路灯照明，采用时控+光控控制，室内设节能照明灯具。

4) 防雷、防静电

在变电所附近设置避雷针以防雷击，变压器及配电柜、配电箱接地，接地电

阻不大于 4Ω ，其他电气设备非载流金属部分及场区所有金属管道等均做防雷、防静电接地，接地电阻不大于 10Ω 。

11.3 主要工程量

表 11.3 主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	架空线路支线 LGJ-70 （井口线路）	km	20	井口
2	变电系统	套	147	
3	低压电缆敷设	km	50	
4	接地系统	套	147	
5	低压变电所 $1\times 400\text{kVA}$	座	1	转油站电源系统
6	低压配电屏	台	2	
7	变频柜 90kW	台	1	
8	低压电缆敷设	km	5	
9	照明系统	套	1	
10	接地系统	套	1	

第 12 章 给排水系统

12.1 给水系统

12.1.1 给水水质和水源

用水包括办公楼和辅助生产厂房的职工生活用水、循环水补充水、化验室用水、厂区操作区域内卫生间用水、设备检修、场地冲洗水及绿化等用水，工作人员淋浴用水采用光电太阳能热水器。该终端用水采用临近的市政生活水管网，保证连续 24h 供水，水质达到《生活饮用水卫生标准》GB5749-2006 的标准。

12.1.2 输配水管网

为避免管道腐蚀、水质污染，埋地管道采用钢丝网骨架塑料复合管，露空安装管道采用钢制管道，其外壁应考虑防腐措施；室内管道采用塑料给水管。绿化用水接自处理后的生活、生产污水、可能受污染的雨水，并用未受污染的雨水为补充。

12.1.3 冷却水

循环水冷却方式采用敞开式冷却水系统，包括地上式循环水池、冷却塔及循环水泵、循环水管道旁滤罐以及必要的水处理检测设备组成。补水水源有临近市政供清水、热工排污水以及循环水自身的排污水经处理达标后回用的水。冷却塔与循环水池分体安装。在循环水系统投加药剂，具备杀菌、除垢的作用。同时，选用一个带有改性纤维球过滤器作为旁滤罐，用于定期去除循环水中的悬浮物等，进而保证循环水水质。

12.2 排水及污水处理系统

12.2.1 排水水量和水质

本设计中终端处理站排水量和水质如下表所示：

表 12.1 排水量和水质统计表

序号	污染源	污染物	控制措施	处置方式
1	生活污水	COD 等有机物	收集处理	进入生化处理装置处理后，用于绿化水。
2	设备检修污水	机械杂质	收集处理	
3	冲洗场地污水	机械杂质	收集处理	
4	再生气分离器	烃类、机械杂质	收集处理	
5	空压机	机械杂质	收集处理	
6	开工冲洗	烃类、机械杂质	收集处理	
7	循环水排污	盐类、机械杂质	收集处理	二级反渗透后，淡水补充循环水，浓水蒸发
8	锅炉单元排污	盐类、机械杂质	收集处理	补充至循环水系统

12.2.2 污水处置

本设计中污水处置方法如下：

(1) 处理合格回用做绿化水

生活污水、生产污水以及可能含有油污的初期雨水通过管道系统汇集，经生化处理系统处理合格后，用于绿化水。

(2) 处理合格回用循环水补水

锅炉排污水和循环水排污水经砂滤罐、活性炭过滤器、超滤和二级反渗透后，产水用于循环水补水，浓水经结晶处理制盐外运。

12.2.3 排水处理原则

(1) 污水处理合格后或者绿化或者用作循环水补水，实现全终端污水零排放；

(2) 针对排出污水的不同水质，进而确定不同用途，分类处理。

12.2.4 排水处置

(1) 生产污水

生产含油污水经气浮机将油脱出后，经管道输送到污水调节池。与生活污水、初期雨水共同进入一体化污水处理装置，随后经砂滤罐减少悬浮物的含量；再进入活性炭过滤，通过活性炭的吸附作用，降低污水中的 COD 含量，达到标准后用于绿化。

(2) 生活污水

生活污水经化粪池后，进入污水调节池。

(3) 循环水排污

循环水排污以及纤维球过滤器反冲洗水经超滤、反渗透处理后，产水达到循环水标准回至循环水池。

(4) 事故污水

根据国家相关文件规定，站场应设置事故应急池，用于收集事故状态下的事

故废液。事故状态下可能外溢的废液主要有消防废水、事故期间雨水。

（5）雨水

罐区的雨水通过收水口收集，初期受污染的雨水排至污水处理系统；未受污染的雨水直接经雨水管道排至终端外海域。装置区、段塞流捕集器区可能受污染的雨水通过初期雨水管系统汇集起来，排至终端外海域。可能含有污油的初期雨水储存到调节池，有序地与生产、生活污水集中处理。

第 13 章 通信系统

13.1 设计范围

由于原有站点已配备通信系统，本设计中的电信设计范围只包括转油站 M2 的通信设计，其中包括：行政电话系统、火灾报警系统、工业电视监控系统、办公网络系统。

13.2 设计内容

- (1) 行政电话系统的设计。
- (2) 火灾报警系统的设计。
- (3) 工业电视监控系统的设计。
- (4) 办公网络系统的设计。

13.3 行政电话系统

转油站站内需电话 8 门，电话进线从原有线路接入。

13.4 火灾报警系统

13.4.1 系统组成

火灾报警系统是由触发器件、火灾报警控制器以及具有其它辅助功能的装置组成的火灾报警系统。它能够在火灾初期，将燃烧产生的烟雾、热量和光辐射等物理量变成电信号，传输到火灾报警控制器，现场火灾警报器以声、光音响方式向报警区域发出火灾警报信号，以警示人们采取安全疏散、灭火救灾措施。火灾报警控制器显示出火灾发生的部位，记录火灾发生的时间。

13.4.2 设计方案

为了火灾发生时能够及时发现，以便把火灾的损失降低到最小，本设计需在设计范围内设置一套火灾自动探测报警控制系统。

火灾报警控制器设置在控制室内，电源引自机柜间 UPS，在控制室、机柜间、配电室、办公室、检修工具间设火灾探测器、手动报警按钮、火灾声光警报器。当收到现场探测器或手动火灾报警按钮发出的报警信号后，立即发出声光报警，提示操作人员。

13.5 工业电视监控系统

工业电视监控系统是获取视觉信息最直接、最重要的手段。为确保生产安全，

在站内四周围墙设置电视监控。

电视监控系统由前端视频信号采集、视频信号通过有线传输、后端硬盘录像机录像控制三部分组成。

本设计电视监控系统采用模拟与数字相结合的方式，即采用“前端模拟摄像+视频操作及存储设备+显示”的结构，以充分发挥模拟视频流畅、实时、图像质量好的优势和数字视频可共享并作多种应用的优势。

13.6 办公网络系统

在当今信息飞速发展的时代，网络是不可或缺的工具，站内通过光缆外接油田局域网和附近公网，值班室设置网络接口，组建办公网络系统，用于办公自动化、文件共享、数据备份等。

第 14 章 建筑与结构

14.1 建筑

14.1.1 设计内容

主要包括转油站和集油阀组内的所有建筑物单体。

(1) 主要建筑物

站场主要建筑物见表 14.1。

表 14.1 站场建筑物一览表

序号	建筑名称	耐火等级	结构形式
1	辅助用房	二级	砖混结构
2	门卫	二级	砖混结构

(2) 建构筑物采用的结构增式、耐火等级

①本工程中的建筑物因其使用要求不同，其防火等级也不同。构成房屋的构件均能达到《建筑设计防火规范》中所要求的建筑防火等级的要求。

②建筑物的平而布置，均能满足防火、防烟分区的要求；在必要的部位设置了消火栓或灭火器。

③建筑内部设置的出口的数量、门的开启方式和方向及门的宽度均能满足疏散的要求。

④辅助用房、门卫均采用砖混结构、耐火等级为二级。

14.1.2 设计原则

(1) 执行现行国家颁发的各类设计规范规程和各种技术规定。建构筑物按永久性建构筑物进行设计，设计使用年限为 50 年。建构筑物的耐火等级不低于二级，生产性建筑的防爆设计满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB500183-2015)的相关规定。建筑设计优先采用国标，在局部特殊要求的部分使用相应的地方标准。

(2) 建筑单体的功能布局在满足工艺要求的前提下，做到功能分区合理、流线简捷通畅、生活生产环境舒适、充分体现“以人为本”的设计理念。

(3) 建筑造型设计根据各地的气候特征、习惯作法以及附近各站情况综合考虑，同一站场内各单体采用相同的建筑风格，造型力求简洁明快、经济美观，体现现代工业场区的企业特点。

14.1.3 建筑室内外装修标准

(1) 内装修标准

①地面

防静电地板：控制室、机柜间；

防滑地砖地面：办公室、卫生间、交接班室、门卫；

水泥砂浆地面：水泵间、检维修工具间。内墙面

②内墙面

瓷砖内墙面：卫生间及前室；

乳胶漆涂料内墙面：其余所有房间。

③顶棚

轻钢龙骨铝合金条板吊顶：控制室、机柜间、卫生间；

乳胶漆涂料顶棚：其余所有房间

④门窗

辅助用房各房间外门采用钢制保温门，室内门采用装饰木门；窗采用铝合金中空玻璃窗。

⑤墙体

外墙为 370 厚承重空心砖，外贴 50 厚 XPS 挤塑型聚苯板（燃烧性能为 B1 级）；

内墙为 240 厚承重空心砖。

⑥屋面

均采用钢筋混凝土屋面，保温层为 100 厚 XPS 挤塑型聚苯板（燃烧性能为 B1 级），SBS 防水卷材，防水等级为二级。

（2）外装修

乳胶漆外墙涂料。

（3）台阶及散水

辅助用房、门卫均采用水泥砂浆台阶。散水为细石混凝土散水。

14.1.4 标准规范

《房屋建筑制图统一标准》	GB/T50001-2010
《建筑制图标准》	GB/T50104-2010
《厂房建筑模数协调标准》	GB/T50006-2010
《建筑设计防火规范》	GB50016-2014
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010(2016修订)
《工业建筑防腐蚀设计规范》	GB50046-2008
《屋面工程技术规范》	GB50345-2012
《工业企业设计卫生标准》	GB Z 1-2010
《石油化工企业设计防火规范》	GB50160-2008
《石油天然气工程设计防火规范》	GB50183-2015

《石油化工生产建筑设计规范》 SH3017-2013

《石油化工钢结构防火保护技术规范》 SH3137-2013

14.2 结构

14.2.1 工程概况

本设计建筑单体主要包括：辅助用房、门卫等，构筑物主要包括工艺设备区的设备基础及燃气发电机基础等。

14.2.2 设计基本数据

建筑物结构安全等级均为二级。

建筑物防水等级均为 III 级。

标准类别：暂按 II 类场地

砌体结构施工质量控制等级为 B 级。

14.2.3 结构设计

(1) 结构设计说明

按照《建筑结构可靠度设计统一标准》(GB50068-2008)的规定，本工程建筑结构的设计使用年限为 50 年,建筑结构的安全等级为二级。

根据《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223-2008，辅助用房等生产类建筑的抗震设防类别均属于丙类。抗震设防烈度及设计地震分组按《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010 (2016 修订))取用，各建筑的抗震设防类别、抗震设防标准符合《建筑抗震设防分类标准》(GB50223-2008)的要求。

(2) 上部结构选型

辅助用房、门卫均采用砖混结构，现浇整体楼（屋）盖体系。

(3) 主要抗震措施和构造措施

辅助用房、门卫采用结构抗震性能良好、传力明确的砖混结构体系，现浇整体楼（屋）盖体系。结构平面以及抗侧力构件的布置力求规则、对称，尽量避免不规则的结构，。此外非结构构件也应采取相应抗震措施：砌体填充墙、女儿墙等设置拉结筋，必要时设置水平系梁、圈梁、构造柱等加强自身的稳定性和与结构的可靠连接；各类雨蓬及悬挑构件与主体结构的连接件，应有满足要求的连接承载力，足以承担非结构自身重力和附加地震用。

(4) 建、构筑物基础设计

地基基础设计等级为丙级。

建、构筑物基础形式：砖混结构均采用素混凝土条形基础，设备基础采用钢

筋砼基础或素混凝土基础。

基础埋深考虑场地整平标高、持力土层的深度、管线预留孔洞的深度等因素综合确定。

(5) 材料选用及构造要求

钢筋：梁、柱、基础受力主筋均采用符合抗震性能指标的 HRB400E 级，箍筋及其他次要构件为 HPB300 级。板配筋采用符合抗震性能指标的 HPB300 级。

型钢：一般钢构件采用 Q235B。

混凝土：梁、板、柱混凝土强度等级为 C30,基础混凝土结构的环境类别为三类，基础(含设备基础)混凝土强度等级不低于 C30。基础混凝土垫层强度等级不低 C15。

墙提：±0.000 以下部分为 MU10 实心砖，M7.5 水泥砂浆。±0.000 以上采用 MU10 承重空心砖，， M7.5 混合砂浆。

(6) 地基处理

本设计暂无工程地质勘察报告：本次设计先按换填法（素土换填）进行处理地基。地基处理方法及确切工程量应按照正式的地质勘察报告进行相应调整。

14.2.4 标准规范

《砌体结构设计规范》	GB50003-2011
《建筑地基基础设计规范》	GB50007-2011
《建筑结构荷载规范》	GB50009-2012
《混凝土结构设计规范》	GB50010-2010
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010
《建筑设计防火规范》	GB50016-2006
《钢结构设计规范》	GB50017-2003
《冷弯薄壁型钢结构技术规范》	GB50018-2002
《岩土工程勘察规范》（2009年版）	GB50021-2001
《动力机器基础设计规范》	GB50040-1996
《工业建筑防腐蚀设计规范》	GB50046-2008
《给水排水工程构筑物结构设计规范》	GB50069-2002
《混凝土外加剂应用设计规范》	GB50119-2003
《建筑地基基础工程施工质量验收规范》	GB50202-2002
《砌体结构工程施工质量验收规范》	GB50203-2011
《混凝土结构施工质量验收规范》	GB50204-2012
《工程结构可靠性设计统一标准》	GB50153-2008
《石油化工企业设计防火规范》	GB50160-2008
《建筑工程抗震设防分类标准》	GB50223-2008
《石油化工建（构）筑物抗震设防分类标准》	GB50453-2008
《储罐区防火堤设计规范》	GB50351-2005
《热轧H型钢和部分T型钢》	GB/T11263-2010

《建筑地基处理技术规范》	JGJ79-2012
《建筑钢结构焊接技术规程》	JGJ81-2012
《门式刚架轻型房屋钢结构技术规程》	CECS102:2002
《石油化工管架设计规范》	SH/T3055-2007
《石油化工钢储罐地基与基础设计规范》	SH/T3068-2007
《石油化工钢筋混凝土水池结构设计规范》	SH/T3132-2013
《石油化工构筑物抗震设计规范》	SH/T3147-2014
《石油化工塔形设备基础设计规范》	SH3030-2009
《石油化工企业建筑物结构设计规范》	SH3076-2013
《石油化工企业钢结构防火保护技术规范》	SH3137-2013

第 15 章 安全

工程的主要危害因素可分为三部分，其一为自然因素形成的危害或不利影响，包括不良地质、暑热、冬季低温、雷击等因素；其二为生产过程中产生的危害，包括火灾爆炸、机械危害、噪声振动、触电的各种因素；其三，若 G 区块离居民区较近，可能会发生或存在人类活动（建房、耕地、疏浚河道、修路、挖沙取土等）对管线的破坏以及人为破坏、偷盗原油或工艺设备、部件等带来的危害。上述各种危害因素的危害性各异，共同出现或发生的可能性或机率大小不一，危害作用及其造成的后果均不相同，为此采取以下措施避免或减少危害的发生。

15.1 自然因素及其防范措施

（1）防暑防寒

当环境温度超过或低于一定温度范围时，本工程采用保温措施，消除影响。

（2）防雷

雷击能破坏建筑物和设备，并可能导致火灾和爆炸事故的发生，为防止雷电引发的危害，容器、站场按规范要求采取相应的措施。

（3）其它

不良地质对建筑物的破坏作用较大，甚至影响人员安全，在建筑设计中，为防止或避免不良地质对建筑物的破坏，根据本地区地基承载能力，建构筑物按相应的规范要求进行设计。

15.2 生产危害因素及其防范措施

（1）有害液体、气体防治

贮存、输送的原油为黑褐色液体，主要成分为 C_mH_n 。含有微量溶解气。液体对皮肤有伤害。

本工程采取以下措施防治：

①采用良好的设备、阀门、管道和管件，防止泄露。

②在原油输送系统中，原油出站压力、流量、进站参数等均有仪表测量，以防止意外事故发生。

（2）降低噪声

噪声除损害听觉器官外，对神经系统、心血管系统亦有不良影响。设计中选用低噪音设备及采取必要的消音措施，以降低噪声影响。

（3）防火防爆

在平面布置中，严格遵守设备、构筑物间的防火距离。油气系统的设备及管

道采取相应的放静电措施，根据相关规范设置相应的消防设施。

（4）防止电击

为防止电击事故发生，电气设备不带电的金属外壳均应可靠接地，安装高度低于 2.4m 的灯具外壳接地。高低设备均配备防误操作闭锁装置。

电击回路具有短路、接地故障、漏电及过载保护等功能，插座回路应具有漏电保护功能，建筑物电源接线处均设有接地和总等电位联接箱。

15.3 其它危害因素及其防范措施

（1）卫生保健

生产过程中存在一定的危险性和危害性，为保证职工安全、卫生、健康，对职工进行必要的健康讲座培训。

（2）线路维护、抢修

油气集输管道必须做好线路的巡查和维修工作。

（3）安全保卫

对于埋地管道征用土地，其使用权属于管道企业，任何单位和个人不得非法侵占。

（4）安全教育、培训

应针对陆采生产设施建立安全生产管理制度，编制安全生产管理规定，加强安全教育工作，提高职工素质，确保安全。

（5）应急预案

应针对陆采设施的危害性分析（动力障碍、触电、易燃物泄露、运输设施故障、自然灾害），编制应急预案。

15.4 专用投资概算

用于安全专项防范的费用包括消防、防火、防爆等费用，用于检测设备和设施的费用包括可燃气体报警、火焰探测、可视系统等费用，另外还包括逃生、安全教育费用等。

安全专项投资占工程总投资的 2%。

15.5 预期效果及评价

由于设计中充分考虑了各种危险因素和可能造成的危害，并采取了相应的处理措施。因此，只要管理人员和操作人员严格遵循各项管理制度和操作规程，熟悉各种事故的处理方法，加强设备的维护和管理，便可达到长期、安全、平稳运行。

第 16 章 节能

16.1 概述

随着国民经济的发展和人民生活水平的提高，对能源的需求越来越高，而容易被利用的能源资源有限。因此降低生产成本、节约能耗，提高经济效益，提高企业竞争力已经成为工业生产的重中之重。节能可促进企业技术进步和加强标准，规章制度的建设，全面提高能源的科学管理水平。

站内主要用电负荷为转油外输泵，站内“四合一”装置，“五合一”装置，掺水泵、办公用房、仪表控制室、空调及站场照明等，站内消耗水主要为生活用水及生产用水。

16.2 节能措施

(1) 对整个工艺系统进行计算分析，简化工艺流程，尽量节水、节电、节能设备。合理确定集输系统压力级制，降低压力能损耗。

(2) 全密闭流程，安全、降低损耗。

(3) 井场均采用无人值守设计，最大限度减少运行人员和井场的建筑设施和面积，降低生活能耗。

(4) 站厂合建，提高土地利用率；设备撬装化，节能降耗。

(5) 天然气作为燃料回用；污水处理后重复利用。

第 17 章 环境保护

17.1 建设地区环境状况

本地区属积水闭流区，无天然河流；本地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深度 2.0-2.2m；年平均气温 5.0℃，月平均最低气温-19.6℃，极端最低气温-37.5℃，月平均最高气温 23.6℃，极端最高气温 36.2℃。

17.2 主要污染源

(1) 大气污染源：加热炉燃烧废气；罐区储罐油品蒸发；储罐、容器与管道连接处阀门跑、冒、滴、漏。

(2) 水污染：包括生产污水、生活污水以及洗井水。包括原油脱出含油污水、事故状态排出的高含蜡油采出液和办公区和生活区排出的生活污水。

(2) 噪声污染源：各站内的输油泵、注水泵、消防泵、压缩机等。

(3) 其他污染源：污水处理后的污泥及集输系统的污泥；导热油炉导热油定期更换，废导热油。

17.3 控制措施

(1) 工程采用密闭集输工艺，在正常情况下不会产生废液、废气。

(2) 在脱水站 X1/转油站 M1/转油站 M2 事故状态下，原油可短时间进入缓冲罐储存，并及时进行关井处理，事故解除后由外输泵将原油增压外输。

(3) 站场平面布置在满足防火规范的前提下力求紧凑合理，减少占耕地。站场及道路施工填土要到环保部门指定位置取土，不得随意取土和破坏庄稼。

(4) 施工中废弃的建设原材料及生活垃圾做到定时检查，定时清理回收，并拉运到由环保部门指定地点进行集中处理，不会造成环境污染。

(5) 在设备选型上选取低噪声型设备，驱动电机选用新型高效低噪声电机。高噪音区采用吸音屏，对出入高噪音声区的人员配防噪耳塞或耳罩等。

(6) 站场内、井场内污泥装车外运；生活垃圾均用车拉运至指定地点处理。

(7) 生产污水进行污水处理，达标后回注；生活污水井化粪池后进入一元化污水处理装置处理达标后外排。

(8) 绿化有助于防止污染，保护环境。绿色植物具有吸附灰尘、净化空气、减弱噪声、调温调湿、改善小气候等功能。因此，除统一规划加强污染物治理外，本设计在不影响消防、检修和操作的前提下，结合该地区气候条件，合理选择树

种、草皮，在厂区空闲地段进行绿化，绿地率不小于 0.15%。

17.4 环境保护投资概算

根据《建设项目环境保护设计规定》对本工程进行环境保护投资概算。本工程环境保护投资主要包括污水处理设施费用等等。

本工程环境保护专项投资占工程总投资 1%。

17.5 结论

本工程正常运行时处于全密闭状态，无污染物外排，故对周围环境（包括大气、地面、地下水和土壤）不产生污染，不会造成生态环境破坏，该项目从环保的角度看是可行的。

第 18 章 职业卫生

18.1 职业病危害因素及防护措施

18.1.1 职业病危害因素的来源

(1) 噪声

主要有机械性噪声及流体动力性噪声。

(2) 有毒、有害物质

①化学药剂

在化学药剂注入的过程中，如注入系统密闭不严，工人违章操作，均可造成有毒物质的泄漏。

②防腐漆

油漆及其溶剂中含有苯、甲苯、二甲苯等毒性物质，在对平台进行刷漆防腐时可能造成操作人员的苯中毒。

③二氧化碳

在低浓度时，对呼吸中枢呈兴奋作用；高浓度时则引起抑制作用，更高浓度时还有麻醉作用。中毒机制中还兼有缺氧的因素。急性中毒：人进入高浓度二氧化碳环境，在几秒内迅速昏迷倒下、大小便失禁、呕吐等，更严重者出现呼吸停止和休克，甚至死亡。

(3) 粉尘

粉尘主要来自于管线等的保温材料的使用及机修、检修过程的砂轮磨尘和电焊烟尘。

(4) 高温、热辐射

在夏季露天作业时，受机械设备启动热源和太阳辐射的共同作用下，高温、热辐射的危害较大，工作人员易受高温的影响。

(5) 低温

由于冬天天气寒冷，工作人员易受到低温影响。

18.1.2 职业病危害因素对健康的影响

(1) 噪声

长期接触工业噪声可引起工人耳鸣、头晕、烦噪、失眠等症状出现。

(2) 有毒、有害物质

长期接触中低浓度甲苯和二甲苯可出现不同程度的头晕、头痛、乏力、睡眠障碍和记忆力减退等症状；

（3）粉尘

粉尘是污染作业环境、损害劳动者健康的重要职业性有害因素，可引起多种职业性肺部疾患。

（4）高温作业

工人在高气温与强热辐射的环境中操作，可发生中暑，损害工人健康，甚至造成死亡。

（5）低温作业

低温条件下，可出现神经兴奋与传导能力减弱，可见手脚不灵、运动失调、反应减慢及发音困难。寒冷引起的这些神经效应使低温作业工人易受机械和事故的伤害。

18.2 劳动保护

18.2.1 职业危害

工程的主要危害因素为生产过程中产生的危害，包括有毒有害气体、火灾爆炸、机械伤害、噪声振动、触电、机械伤害、高处坠落、高温灼烫、化学灼伤等各种因素。上述各种危害因素的危害性各异，共同出现或发生的可能性或机率大小不一，危害作用范围及所造成的后果均不相同，为此，设计上应采取相应的防范措施减少或避免各种危害因素所造成的损失。

（1）天然气

为无色无臭气体，吸入过量或时间过长可造成窒息，使人体产生种种不适，甚至昏迷，重者可导致死亡。

危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火或高热极易引起燃烧爆炸。气体比空气轻，在室内使用和贮存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。

（2）凝析油

凝析油具有易燃性、易爆性、挥发性、静电荷积聚性、易扩散、流淌性和毒性。天然气凝液为甲 A 类火灾危险性物质，危险性很大，泄漏时会使周围环境形成爆炸性气体云团，遇明火可能引发火灾爆炸事故。

（3）甲醇

甲醇主要危险因素为燃烧爆炸。甲醇易燃，其蒸汽与空气可形成爆炸性混合物；遇明火、高热能引起燃烧爆炸；与氧化剂接触能发生化学反应或引起燃烧；在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸汽比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

（4）噪声

压缩机、机泵运行时产生的噪声和振动，可能会对周围环境及人体健康产生影响。

（5）登高作业的危险

人员使用梯子平台进行操作时，若设施有损坏、松动、打滑或不规范要求等，当操作者不慎、失平衡或遇雨季、大风等恶劣天气，在巡检、抢修、维修作业时，可能发生人员高空坠落事故。

（6）人员自身影响

人员意识不到安全在生产中的重要意义，发生习惯性违章或有意违章行为；技术上不熟练，缺乏处理事故的经验，遇事处理不及时、不恰当；过度疲劳或带病上岗、酒后上岗等等。在生产过程中，触发危险危害事故的重要因素常常是人员的错误行为。

18.2.2 危害因素及防范措施

生产过程存在一定的危险性和危害性，为保证职工的安全、卫生、健康，应设立卫生保健设备。加强操作工人防护措施，配备必备的个人防护用品。从事有毒有害介质作业的工人上岗时应穿戴工作服，安全帽，防护眼镜和胶皮手套，装置常备救护用具及药品。

车间有毒有害岗位每人应配备过滤式防毒面具一套，当车间内因检修、泄漏等原因导致空气中最大允许浓度超标时，应佩戴过滤式防毒面具，严重超标或紧急抢险时，应佩戴隔离式空气呼吸器，在危险性较大的岗位设置事故柜、用于存放防毒面具和隔离式空气呼吸器。

（1）天然气中毒急救措施：

吸入：甲烷中毒者应立即脱离现场，解开上衣及腰带，注意保温，对症治疗，间歇性吸氧，控制抽搐。心跳、呼吸停止时应立即进行复苏。

泄漏紧急处置措施：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。应急处理人员带自给式呼吸器，穿化学防护服。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。受过特殊培训的人员可利用喷雾水流冷却周围暴露物，让火自行烧尽。使用干粉、抗醇泡沫、二氧化碳灭火。在安全防爆距离以外，使用雾状水冷却暴露的容器。若冷却水不起作用，立即撤离安全区域。

（2）二氧化碳中毒急救措施

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保暖并休息。保持呼吸道通畅。呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。

泄漏紧急处置措施：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。应急处理人员带自给式呼吸器，穿化学防护服。切断气源，喷氨水或其他稀

碱液中和。注意收集并处理废水。然后抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。

建立职工健康监护档案，定期对职工体检，对职工健康状况进行动态监护，对于职业危害做到早发现，早诊断，早治疗，把职业危害降到最低限度，确保操作人员的生命健康安全。防高处坠落、防触电、防化学灼伤、防机械伤害、防高温烫伤、防低温冻伤为防止高处坠落等意外伤害事故的发生，可能发生高处坠落危险的工作场所，按规定设置便于操作、巡检和维修作业的扶梯、工作平台、防护栏杆、护栏、安全盖板等安全设施，对于平台、梯子和易滑倒的操作通道均设置防滑设施。要求高处作业必须系安全带，遵守高处作业的“十不登高”原则。

防止各种物料对人体的烫伤、灼伤。在各单元设置冲洗管、洗眼器，洗眼器的服务半径不超过 15m。万一发生物料泄漏，喷射伤人时可及时应急冲洗处理。所有转动设备的传动部分，均有安全可行的保护设施。防止机械运动而发生意外人身伤害，如皮带、联轴器等均加安全罩。对产生高温或低温的设备、管道，均采取保温隔热措施。凡高温（外表面温度超过 60℃）及低温设备及管道在距地面或操作台高度 2.1m 以内者或距操作平台 0.75m 以内者，一律采用隔热材料隔离，以防烫伤或冻伤。

工人操作及检修时，按章操作，穿戴好防护服装上岗，以防范机械损伤和烫伤、冻伤和化学灼伤事故的发生。

在有毒作业场所设置黄色区域警戒线、警示标识和中文警示说明。警示说明载明产生职业中毒危害的种类、后果、预防以及应急救治措施等内容。高毒作业场所设置红色区域警示线、警示标识和中文警示说明。

第 19 章 组织机构与定员

19.1 组织机构

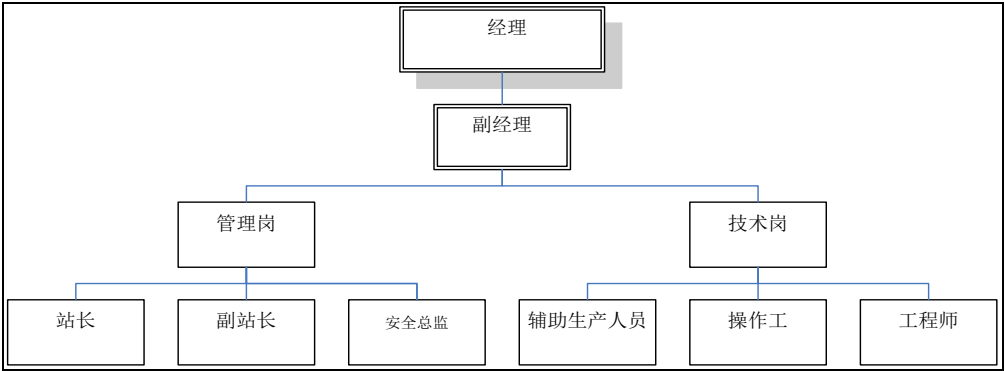


图 19.1 组织架构图

19.2 劳动定员

按照尽量提高自动化水平，配备高素质生产管理和操作人员的原则，尽量减少操作人员，技术岗采取三班倒制进行人员配备。人员配置见下表 19.1 和表 19.2。

表 19.1 转油站人员编制

序号	岗位名称	在岗人数	班次	小计	专业技能
1	站长	1	1	1	储运
2	副站长	1	1	1	储运
3	安全总监	1	1	1	储运、安全
4	工程师	2	3	6	储运、仪表、安全、电气
5	操作工	5	3	15	储运、仪表、安全、电气、机修
6	辅助生产员	1	3	3	
合计人数		27			

表 19.2 脱水站人员编制

序号	岗位名称	在岗人数	班次	小计	专业技能
1	站长	1	1	1	储运
2	副站长	1	1	1	储运
3	安全总监	1	1	1	储运、安全
4	工程师	2	3	6	储运、仪表、安全、电气
5	操作工	5	3	15	储运、仪表、安全、电气、机修
6	辅助生产员	1	3	3	
合计人数		27			

参考文献

- [1]王雪. 榆树林油田单管电加热集油工艺研究[D].大庆石油学院,2009.
- [2]刘颖. 葡北油田管网优化研究[D].大庆石油学院,2009.
- [3]郑武龙. 大庆外围油田原油集输系统生产运行优化研究[D].大庆石油学院,2008.
- [4]王克亮,王嘉鹏,马士平,王峰. 葡萄花油田油井降温集输参数控制[J]. 内蒙古石油化工,2009,04:79-80+96.
- [5]郑平,吴明,张国忠. 寒区油气集输管道合适埋深数值计算[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2009,02:47-50+3.
- [6]陈阿男. 油田单管环状掺水流程掺水量的优选[J]. 化学工程与装备,2011,09:126-129.
- [7]张国友. 大庆外围油田单管环状掺水集油工艺参数试验研究[J]. 油气田地面工程,2003,05:22-23.
- [8]鲍云波,刘学. 外围低渗透油田单管环状集油参数的确定[J]. 油气田地面工程,2003,10:56.
- [9]宋承毅. 寒区油田高凝原油采出液低温集输处理工艺技术应用[J]. 石油工程建设,2010,02:96-99+13.
- [10]鹿钦礼,顾福昕,马贵阳,李维军. 埋地热油管道埋深对土壤温度场的影响[J]. 辽宁石油化工大学学报,2010,04:22-25.
- [11]曲虎,刘欣,刘静,邵艳波,公茂柱,林俊岭. 环状掺水集油系统能耗损失影响因素研究[J]. 石油化工高等学校学报,2015,01:55-58.
- [12]王春阳. 浅析串井流程应用现状及调整措施[J]. 化工设计通讯,2015,01:89-91.
- [13]刘扬,关晓晶. 环形集输管网拓扑优化设计[J]. 天然气工业,1993,02:71-74+9.
- [14]刘保迎. 原油常温集输条件研究[D].哈尔滨工业大学,2014.
- [15]杨晶. 油田地面环状管线水力热力设计计算[D].大庆石油学院,2005.
- [16]冷建成. 基于神经网络方法的油气集输管网拓扑优化设计[D].大庆石油学院,2002.
- [17]赵雪峰. 单管集油工艺在大庆油田的应用实践[J]. 油气田地面工程,2012,05:54-56.
- [18]张国强,金永清. 苏丹 3/7 区高凝高黏原油油气水混输集输技术[J]. 石油工程建设,2012,03:31-34+7.

- [19]暴峰,常咏涵. 大庆油田集油流程技术演变分析[J]. 油气田地面工程,2013,10:75-76.
- [20]涂强,高鹏. 大庆外围油田电加热集油工艺适用性分析[J]. 油气田地面工程,2005,08:18-19.
- [21]杨天举,汤林. 北小湖高凝原油油田集输方案初探[J]. 石油规划设计,2001,05:26-27+30-0.
- [22]吴长利,杨淑琴,孙胜林,赵连河,李明杰. 大庆高台子和太北油田油气集输系统优化调整[J]. 石油规划设计,2007,03:26-28+49.
- [23]李杰训,娄玉华. 大庆油田油气集输处理系统的对象设计[J]. 石油规划设计,2014,06:1-5.
- [24]赵树言. 国外高凝油集输概况[J]. 国外油田工程,1987,04:6-17.
- [25]陈永遂. 沈阳高凝油集输温度的探讨[J]. 油田地面工程,1987,05:1-4+37+4.
- [26]杨顺,吴德兴. 高凝油集输及其处理工艺研究[J]. 特种油气藏,1995,02:56-61.
- [27]杨时榜,叶学礼. 油田地面工程技术现状及发展趋势. 第一版,石油工业出版社,2011,08
- [28]冯叔初,郭揆常等. 油气集输与矿场加工. 第二版. 东营. 中国石油大学出版社,2006,05:74-276.
- [29]苗成武,江士昂. 油田油气集输设计技术手册上册. 第一版. 石油工业出版社,1995:50-688.