

全国大学生油气储运工程设计大赛

R 油田输油管道及沿线站场设计



全国大学生油气储运工程设计大赛
National Storage and Transportation Engineering Design Competition

日期 2016 年 7 月 20 日

全国大学生油气储运工程设计大赛组委会制

方案简介

本作品根据《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》和相关标准，秉承经济、高效、节能、环保的设计理念，对 R 油田输油管道工程进行了设计。主要设计内容包括：A-B、B-C 段管道工艺及运行管理，河流穿越方案，沿线站场及阀室工艺，火车装车方案，辅助生产及配套工程技术方案以及投资估算等内容。

输油管道设计方面：采用加热输送工艺，从技术经济角度优选管径，通过逆向推算得到设计压力及布站情况，通过考虑油水乳化状态提高了水力计算的准确性。使用商业软件对其进行了模拟及优化，并编制相应程序辅助计算。

河流穿越方案方面：分析了穿越区岩土层可钻性，确定并设计了水平定向钻（HDD）管道穿越河流施工方案，并进行了管道强度校核和施工风险评价。

沿线站场及阀室方面：设计了原油脱水及污水深度处理工艺，确定了沿线各站场及阀室的分布，并对其进行设计。

火车装车方案方面：对装车站进行了详细设计，从可靠性的角度采用了“双管、双泵、双用单鹤管”的装车工艺；针对来油量衰减较快特点，从经济的角度对装车操作的运行与管理进行了优化，制定了高效益、低成本的火车装车方案。

此外，本文还对整体输油管道工程的防腐、自控、消防、HSE 管理、辅助生产及公用工程等进行了设计。

设计中使用了 OLGA，PIPESIM 等商业软件对各种工况下的管道进行了模拟，并且基于 VB 平台编制了相应软件辅助计算，校核了整

体方案的可行性和可靠性，完成了管道及站场工艺的优化，提高了方案的经济性。

本设计充分借鉴了国内外原油输送及装车的成熟技术，优化了管道及站场的工艺流程及运行方案，选用了高效设备，降低了投资及运行维护费用，具有一定的工程应用价值。

目 录

第 1 章 总 论	1
1.1 工程概况	1
1.2 编制依据	2
1.3 编制原则	2
1.4 设计范围	2
1.5 国家级地方有关法律、法规	2
1.6 国家、地方、行业、企业的技术标准和规范	3
第 2 章 R 油田输油管道设计基础	6
2.1 工程概况	6
2.2 设计基础资料	6
2.2.1 基础数据	6
2.2.2 原油物性	7
2.2.3 设计环境	8
2.2.3.1 土壤条件	8
2.2.3.2 铁路依托条件	8
2.2.3.3 气象条件	8
第 3 章 输油管道工艺设计	9
3.1 输送工艺	9
3.2 设计参数	10
3.2.1 管道设计参数	10
3.2.1.1 设计输量	10
3.2.1.2 设计压力	10
3.2.1.3 管径优选	11
3.2.1.4 钢管类型选择	11
3.2.1.5 管道纵断面图	11
3.2.1.6 管道埋深参数	12
3.2.1.7 管道防腐层	12

3.2.2 原油物性	13
3.2.2.1 油品密度	13
3.2.2.2 油品粘度	13
3.2.2.3 原油乳化	15
3.2.1 热力设计参数	16
3.3.1.1 加热站出站油温	16
3.3.1.2 加热站进站油温	16
3.3.1.3 管道周围介质温度 T_0	16
3.3.1.4 管道保温层设计	16
3.3 A-B 段工艺设计	17
3.3.1 设计输量下的设计方案	17
3.3.2 最低输量下的设计方案	19
3.3.3 设计压力及管道壁厚	21
3.3.4 经济性分析	24
3.3.5 适应性分析	26
3.4 B-C 段工艺设计	28
3.4.1 设计输量下的设计方案	28
3.4.2 最低输量下的设计方案	32
3.4.3 设计压力及管道壁厚	34
3.4.4 经济性分析	37
3.4.5 适应性分析	44
3.4.5.1 冬季运行方案	44
3.4.5.2 夏季运行方案	44
3.5 设备选型	46
3.5.1 泵机组选型	46
3.5.2 原动机选型	48
3.5.3 加热炉选型	48
3.6 管道强度校核	49
3.6.1 进出站压力校核	49

3.6.3 静水压力校核	49
3.6.4 动水压力校核	49
3.8 设计成果	49
第 4 章 穿越河流设计方案	51
4.1 遵循的主要标准、规范	51
4.1.1 法律法规	51
4.1.2 标准规范	51
4.2 穿越河流方式比选	51
4.3 水平定向钻穿越设计	52
4.3.1 HDD 可钻性评价	52
4.3.1.1 穿越场地地层岩性结构	52
4.3.1.2 穿越场地土的物理力学性质指标	53
4.3.1.3 穿越区域岩土层可钻性评价	55
4.3.1.4 施工条件评价	55
4.3.1.5 地下障碍物评价	55
4.3.2 HDD 穿越曲线设计	56
4.3.3 HDD 设备选型	58
4.3.3.1 钻机选型	58
4.3.3.2 钻具选型	59
4.3.4 场地布置	61
4.3.5 穿越段管道设计	62
4.3.5.1 穿越段管道壁厚设计	62
4.3.5.2 穿越段管道防腐与防护	63
4.3.5.3 穿越段管道热力校核	63
4.3.6 穿越管道应力校核	63
4.3.6.1 管道回拖工况应力校核	63
4.3.6.2 管道试压工况应力校核	66
4.3.6.3 管道运行工况应力校核	66
4.3.6.4 管道径向屈曲失稳校核	67

4.3.7 套管结构设计	68
4.3.7.1 套管最大夯入长度计算	68
4.3.7.2 套管壁厚选取	69
4.3.7.3 套管强度验算	69
4.3.7.4 套管稳定性验算	71
4.4 穿越施工方案	72
4.4.1 施工工艺流程	72
4.4.2 施工技术措施	72
4.4.2.1 施工准备	72
4.4.2.2 泥浆配制	74
4.4.2.3 钻导向孔	75
4.4.2.4 预扩孔工艺	76
4.4.2.5 管道回拖	77
4.4.2.6 管道焊接检验和试压	77
4.5 对水文地质和环境的影响	78
4.5.1 对地貌的影响	78
4.5.2 对河床结构的影响	78
4.5.3 对生物的影响	78
4.5.4 施工过程对环境的影响	78
4.6 消防、安全	79
4.6.1 设计采取的安全及消防措施	79
4.6.2 施工中的主要安全措施	79
4.7 施工风险及应对措施	80
4.7.1 穿越风险分析	80
4.7.2 施工应急处置预案	81
4.7.2.1 导向施工应急预案	81
4.7.2.2 扩孔过程中发生卡钻、抱钻、断钻的应急预案	81
4.7.2.3 管线回拖中卡死的应急预案	82
4.7.2.4 冒浆应急预案	82

4.7.2.5 塌孔的处理预案	82
4.8 主要工程量及投资估算	83
第 5 章 输油管道的流动保障	84
5.1 管道运行管理	84
5.1.1 热力冬季运行方案	84
5.1.2 热力夏季运行方案	85
5.1.3 水力运行方案	85
5.2 清管	86
5.2.1 清管的作用	86
5.2.2 清管器选择	86
5.3 停输再启动	86
5.3.1 停输后的管内温降	87
5.3.2 管内原油温度场	87
5.3.3 停输再启动过程	88
第 6 章 沿线站场	89
6.1 站场设置	89
6.2 站场工艺	89
6.3 A 联合站	89
6.3.1 联合站工艺	90
6.3.2 联合站主要工程量	90
6.4 B 外输首站	90
6.4.1 进站计量	91
6.4.2 加热工艺	91
6.4.3 脱水工艺	91
6.4.4 污水处理	93
6.4.4 储油工艺	95
6.4.5 外输工艺	95
6.4.6 B 外输首站工艺流程	96
6.4.7 主要工艺设计参数	98

6.4.8 平面布置说明	98
6.4.9 首站主要工程量	100
6.5 中间输油站	100
6.6 线路阀室	101
6.7 C 装车站	102
6.8 沿线站场及阀室分布总结	102
第 7 章 装车站设计	103
7.1 装车站总体设计	103
7.1.1 装车站功能	103
7.1.2 装车站工艺流程设计	103
7.1.3 装车站分区	103
7.1.4 装车站总平面布置	104
7.1.4.1 总平面布置原则	104
7.1.4.2 总平面布置	104
7.1.4.3 站内道路	105
7.1.4.4 围墙	105
7.1.1.5 绿化	106
7.2 储油区设计	106
7.2.1 储油区容量确定	106
7.2.1.1 周转系数法	106
7.2.1.2 储存天数法	107
7.2.1.3 库容确定方法对比优选	108
7.2.2 储油罐数量确定	108
7.2.3 储油容量等级	108
7.2.4 油罐类型选择	109
7.2.5 储罐强度设计	110
7.2.5.1 罐壁厚度计算	110
7.2.5.2 浮顶计算	111
7.2.6 油罐加热与保温	113

7.2.6.1	原油储存温度	113
7.2.6.2	油罐加热方式	114
7.2.6.3	油罐加热器选用	114
7.2.6.4	油罐保温	116
7.2.7	油罐防腐	116
7.2.7.1	防腐部位	116
7.2.7.2	防腐涂层结构及材料	117
7.2.7.3	阴极保护	117
7.3	铁路装车设计	117
7.3.1	铁路装车工艺	118
7.3.2	铁路油罐车设计	118
7.3.3	铁路专用线设计	120
7.3.3.1	铁路装卸线布置形式	120
7.3.3.2	装卸线的有效长度	120
7.3.4	铁路装油设施设计	121
7.3.4.1	铁路装油鹤管选用	121
7.3.4.2	鹤管数量确定	122
7.3.4.3	鹤管与集油管的连接	122
7.3.4.4	集油管与鹤管的连接	123
7.3.4.5	栈桥设计	124
7.4	装车方案设计	124
7.4.1	方案设计出发点	125
7.4.2	不同方案所需装油设施	125
7.4.3	不同方案每年装车次数	126
7.4.4	方案对比优选	126
7.5	站内管道设计	127
7.5.1	管道作用	127
7.5.2	管道分类	128
7.5.3	常用的管道工艺流程	128

7.5.4 管道工艺流程对比优选	129
7.5.5 管道保温层设计	129
7.5.6 管道强度设计	130
7.5.6.1 站内管道管径计算	130
7.5.6.2 站内管道壁厚计算	131
7.5.6.3 站内管道强度校核	131
7.5.7 管路水力计算	133
7.5.8 管道敷设与防腐	135
7.6 发油泵站设计	135
7.6.1 泵站形式	135
7.6.2 泵站工艺流程	136
7.6.3 泵的选用	137
7.6.3.1 油泵选型	137
7.6.3.2 油泵数量	138
7.6.3.3 原动机选择	138
7.6.3.4 电动机功率计算	139
7.6.3.5 油泵基本参数	139
7.6.3.6 油泵规格参数	141
7.6.4 油泵站布置	141
7.7 站内污水处理	142
7.7.1 污水来源	142
7.7.2 含油污水处理	142
7.7.3 生活污水处理	142
7.8 油品计量	143
7.8.1 液面高度的人工测量	143
7.8.2 液面高度的自动测量	143
7.8.2.1 常用测量液位计	143
7.8.2.2 液位计的选用	145
第 8 章 辅助生产系统及配套工程	146

8.1 通信	146
8.2 供配电	146
8.3 建筑结构	147
8.4 供热与暖通	148
8.5 自动化控制	148
8.5.1 自动化控制系统	148
8.5.2 储油区工业自动化系统	149
8.6 防火防爆	152
8.6.1 火灾和爆炸原因	153
8.6.2 防火防爆措施	153
8.7 站场消防	154
8.7.1 灭火原理与方法	154
8.7.2 灭火方法及设备	155
8.7.3 消防给水	157
8.8 防雷	158
8.9 防静电	158
8.10 防杂散电流	162
8.11 穿越施工安全	163
8.11.1 设计采取的安全及消防措施	163
8.11.2 施工中的主要安全措施	163
8.12 管道水工保护	163
8.12.1 冲刷防护	164
8.12.2 坡面防护	164
8.12.3 支挡防护	164
8.13 管道标志	165
第 9 章 HSE 风险管理	166
9.1 长输管道 HSE 管理	166
9.1.1 长输管道危害性因素分析	166
9.1.2 管道系统安全防护对策	166

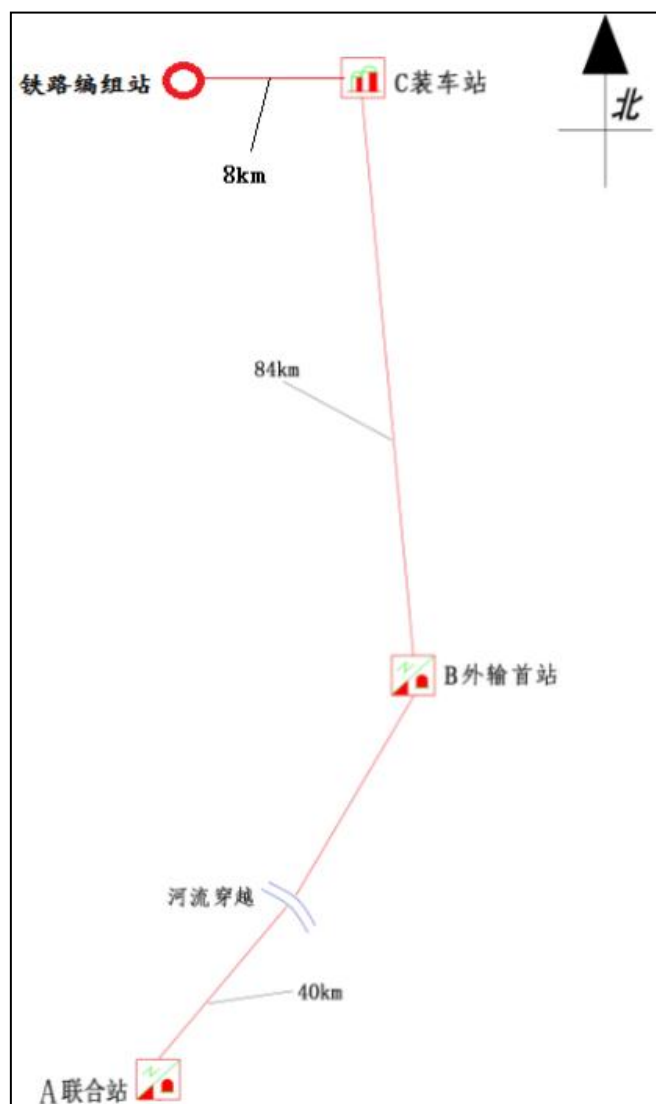
9.2 站场 HSE 管理.....	168
9.2.1 站场危害性因素分析	168
9.2.2 站场安全防护对策	168
9.3 HSE 管理体系建设与运行.....	170
9.3.1 HSE 体系建设.....	170
9.3.2 HSE 体系实施.....	170
9.4 应急保障体系	171
9.4.1 突发事件分类与分级	171
9.4.2 应急工作原则	172
第 10 章 投资成本估算.....	173
10.1 长输管道工程投资	173
10.2 站场投资	173
10.3 方案工程总投资	174
参考文献.....	175
附 录.....	177
附录 A 管道水力摩阻计算	177
附录 B 不同管道钢级投资表	178
附录 C 河流穿越施工图	179
附图 1.....	179
附图 2.....	180
附录 D 自编程序 Visual Basic 程序代码	181
附录 E 穿越轨迹设计程序代码.....	189

第1章 总 论

1.1 工程概况

R 油田开发是将井场原油通过集输管道汇集至位于区块南部的 A 联合站，通过外输管道 170km 外输管道将原油输送至装车站。输油干线起点是 A 联合站，途经 B 外输首站，终点是 C 装车站，该站原油经火车装车外运给用户。距离 A 联合站 40km 处有一条河流，拟建输油管道穿越该河流进入 B 外输首站，穿越河道长度为 1000m 左右。河床相对比较平坦，河岸两侧地势相对较高。

装车站位于外输首站正北方向，距离外输首站 84km，原油通过管道输送至装车站，装车站所在区域地势平坦，位于铁路编组东侧 8km 处。各站相对位置如图 1.1 所示。



1.2 编制依据

方案编制依据包括：

- (1) 管道站场设计与规划相关规范及标准。
- (2) 《第一届全国大学生油气储运工程设计大赛方案基础数据》。
- (3) 《第一届全国大学生油气储运工程设计大赛方案编制要求》。

1.3 编制原则

(1) 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。

(2) 贯彻“安全、可靠、成熟、实用、效益、节能、环保”的指导思想，以提高经济效益为中心，采用各种有效措施，优化总体布局。

(3) 根据研究区块的地理位置及环境特点，针对原油物性参数，整体设计，分布实施，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) 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。

(5) 充分考虑环境保护、节约能源、职业安全卫生和污染源的控制，必须符合安全、环保、节能降耗等有关规范要求，确保万无一失。

(6) 重视环境保护，采取有效措施防止环境污染。

(7) 以提高经济效益为中心，采取各种有效措施，优化总体布局，简化工艺，提高整体设计水平和综合经济效益。

1.4 设计范围

长输管道工程设计，包括管道工艺及管道运行与管理设计。

穿跨越工程设计，包括穿越曲线设计和施工方案设计。

站场设计，包括工艺流程设计、油水处理方案设计、工艺设备规格参数设计、站内管道水力热力计算及强度校核、铁路装车方案设计。

辅助生产系统及配套工程设计，包括自控系统、消防、防火防爆、防雷防静电、防杂散电流、数字化建设。

1.5 国家级地方有关法律、法规

《中华人民共和国安全生产法》中华人民共和国主席令第 70 号

《中华人民共和国消防法》中华人民共和国主席令第 4 号

《中华人民共和国环境保护法》中华人民共和国主席令第 22 号

《中华人民共和国突发事件应对法》中华人民共和国主席令第 69 号

《危险化学品泄漏安全管理条例》中华人民共和国国务院令第344号

《危险化学品泄漏事件应急救援预案编制导则》国家安全生产监督管理局安全监管司函字[2003]4号

AQ2012-2007《石油天然气安全规程》

《关于全面加强应急管理工作的意见》

《特种设备安全监察条例》

SY/T6524-2002《石油工业作业场所劳动防护用具配备要求》

《中华人民共和国石油天然气管道保护法》

AQ/T9002-006《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》

1.6 国家、地方、行业、企业的技术标准和规范

《石油和化工工程设计工作手册》第二册《油田地面工程设计》

《石油和化工工程设计工作手册》第四册《输油管道工程设计》

《石油和化工工程设计工作手册》第六册《油气储库工程设计》

GB18218-2000《重大危险源辨识》

GB 50253-2015《输油管道工程设计规范》

SY/T 0004-98《油田油气集输设计规范》

SY 7513-88《出矿原油技术条件》

SY 0007-99《钢制管道及储罐防腐蚀工程设计规范》

SYJ 18-86《钢质管道硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层标准》

SY 0027-94《稠油集输及注蒸汽系统设计规范》

SY/T 0533《清管设备设计技术规定》

SY 5737《原油管道输送安全规定》

API Spec 5L《管道钢管规范》

ANSI B31.4-2002《液态烃和其他液体输送管道系统》

GB 50183-2004《石油天然气工程设计防火规范》

GB/T 17766-1999《固体矿产资源/储量分类》

GB 50350-2005《油气集输设计规范》

SY 0009-93《石油工程地面设计文件编制规程》

SH 3022-1999《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》

SY/T0003-2003《石油天然气工程制图标准》

SY 6320-2008《陆上油气田油气集输安全规程》

GB 50316-2000《工业金属管道设计规范》

GB50424-2007《油气输送管道穿越工程施工规范》

GB50369-2014	《油气长输管道工程施工及验收规范》
SYT 6968-2013	《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》
4th Edition-2015	《DCA Technical Guidelines》
JB/T 10764-2007	《无损检测常压金属储罐声发射检测及评价方法》
GB-T 21448-2008	《埋地钢制管道阴极保护技术规范》
GBT50698-2011	《埋地钢制管道交流干扰防护技术标准》
GB 50054-95	《低压配电装置及线路设计规范》
GB 50217-2007	《电力工程电缆设计规范》
GB 50061-2010	《66kV 及以下架空电力线路设计规范》
GB 50019-2003	《采暖通风与空气调节设计规范》
GB 50264-97	《工业设备及管道绝热工程设计规范》
GB 50016-2006	《建筑设计防火规范》
GB 150-2001	《钢制压力容器》
GB 50341-2003	《立式圆筒形钢制焊接油罐设计规范》
GB 16297-1996	《大气污染物综合排放标准》
HG/T 20505-2000	《过程测量与控制仪表的功能标志及图形符号》
HG/T 20507-2000	《自动化仪表选型设计规定》
HG/T 20509-2000	《仪表供电设计规定》
HG/T 20511-2000	《信号报警、安全联锁系统设计规定》
GB50160-2008	《石油化工企业防火设计规范》
GB50074-2002	《石油库设计规范》
GB50016-2006	《建筑设计防火规范》
SH/T3013-2000	《石油化工厂区竖向布置设计规范》
SH/T3023-2005	《石油化工厂内道路设计规范》
GB/T8163-2008	《输送流体用无缝钢管》
GB/T 9711.1	《石油天然气工业输送钢管交货技术条件第 1 部分》
GB50351-2005	《储罐区防火堤设计规范》
SH3005-1999	《石油化工自动化仪表选型设计规范》
SH/T3081-2003	《石油化工仪表接地设计规范》
SH/T3082-2003	《石油化工仪表供电设计规范》
SH/T3019-2003	《石油化工仪表配管配线设计规范》
GB50058-92	《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》
GB50341-2003	《立式圆筒形钢制焊接油罐设计规范》
GB50128-2005	《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》

GB5.393-2008	《钢制石油储罐防腐蚀工程技术规范》
SH3022-1999	《石油化工设备和管道涂料防腐蚀技术规范》
SY0007-1999	《钢制管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》
SY/T0319-1998	《钢制储罐液体环氧涂料内防腐层技术标准》
CNCIA/T0001-2006	《石油贮罐导静电防腐蚀涂料涂装与验收规范》
GB8923-2008	《涂覆涂料前钢材表面处理》
GB50013-2006	《室外给水设计规范》
GB50014-2006	《室外排水设计规范》
GB50151-92	《低倍数泡沫灭火系统设计规范》
GB 50140-2005	《建筑灭火器配置设计规范》
GB50052-2009	《供配电系统设计规范》
GB50057-94	《建筑物防雷设计规范》
GBS0011-2001	《建构抗震设计规范》
GB50223-2008	《建筑工程抗震设防分类标准》
SH/T3068-2007	《石油化工钢储罐地基与基础设计规范》

第 2 章 R 油田输油管道设计基础

2.1 工程概况

R 油田投入开发，初期原油通过汽车外运。为了满足油田开发上产需要，降低汽车拉油成本，需进行原油外输管道及火车装车方案设计。

输油干线起点是 A 联合站，途经 B 外输首站，终点是 C 装车站，该站原油经火车装车外运给用户。距离 A 联合站 40km 处有一条河流，拟建输油管道穿越该河流进入 B 外输首站，穿越河道长度为 1000m 左右。河床相对比较平坦，河岸两侧地势相对较高。

2.2 设计基础资料

2.2.1 基础数据

外输管道长度如表 2.1 所示。

表 2.1 R 油田输油管道基础数据

管线起点	管线终点	长度(km)
A 联合站	B 外输首站	86.0
B 外输首站	C 装车站	84.0

该区块 2016-2025 年原油产量如下表所示：

表 2.2 A 联合站所辖区域产量预测

时间 (年)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
年产油 (104t)	49.6	45.7	39.2	34.1	29.9	26.5	23.6	21.2	19.2	17.4
年产液 (104t)	86.7	83.6	77.3	72.6	68.8	65.6	63.1	61.4	59.8	58.7
综合含水 (%)	42.7	45.3	49.2	53.0	56.5	59.6	62.5	65.4	67.9	70.3

B 外输首站已建脱水站、含油污水深度处理站各 1 座，满足接收 A 联合站输送含水油的需求。

外输管道管道纵断面数据如下表所示。

表 2.3 管道纵断面数据

里程 (km)	0	20	38	50	72	86	110	136	158	170
高程 (m)	562	560	572	541	556	584	568	525	536	578

2.2.2 原油物性

表 2.4 A 联合站原油物性

序号	项目	测试结果
1	密度(20℃, kg/m ³)	856.07
	密度(50℃, kg/m ³)	835.1
2	凝点(℃)	30
3	倾点(℃)	26
4	析蜡点(℃)	42.7
5	反常点(℃)	38
6	胶质(%, 质量分数)	3.38
7	沥青质(%, 质量分数)	0.28
8	含蜡量(%, 质量分数)	20.2
9	含盐量(mgNaCl/L)	30
10	初馏点(℃)	67
11	硫含量(%, 质量分数)	0.07
12	闭口闪点(℃)	<10
13	饱和蒸汽压(37.8kPa)	25.2(37.8℃)
		31.5(45.0℃)
14	粘度	详见粘温数据表 2.5
15	比热 kJ/(kg ·℃)	2.24
16	燃油热值(MJ/kg)	4.56

表 2.5 A 联合站原油粘温数据表

温度(℃)	不同剪切速率下粘度(mPa s)					
	8 1/s	13 1/s	25 1/s	40 1/s	80 1/s	100 1/s
27	150.819	111.311	78.7296	67.1498	52.8343	49.6133
30	88.2348	81.1386	65.939	55.1189	41.9696	38.7763
32	32.4525	50.9479	46.2511	40.9102	33.3782	31.2303
34	38.8484	36.31	32.819	30.4226	26.6783	25.5444
36	21.7525	21.6544	20.991	20.4856	19.3058	18.8751
38	14.4267					
40	13.7385					
42	13.5475					
45	11.9492					
50	10.4973					
55	8.1666					
60	6.8706					
65	5.5753					
70	6.2058					

2.2.3 设计环境

2.2.3.1 土壤条件

管道中心埋深 1.6m；管道中心埋深处年最低月平均温度 -4°C ，最高月平均温度 20°C ；土壤导热系数 $1.3\text{W}/(\text{m}\cdot^{\circ}\text{C})$ ；沥青防腐层导热系数 $0.15\text{W}/(\text{m}\cdot^{\circ}\text{C})$ 。

2.2.3.2 铁路依托条件

C 装车站地势平坦，该站位于铁路编组站东侧 8km 处。

2.2.3.3 气象条件

工程区域属中温带半湿润半干旱大陆性季风气候。春季多大风而少雨，蒸发量大；夏季温凉而短促，降水集中；秋季温降快，霜冻早；冬季严寒漫长，地面积雪时间长。月最低气温 -37.8°C ，月最高气温 32.9°C 。年日照时数 2049.5 小时，无霜期日数 126 天。

第3章 输油管道工艺设计

3.1 输送工艺

易凝高含蜡的油品当其凝点高于周围环境温度，或在环境温度下油流粘度很高，不能直接采用常温输送方法。油流过高的粘度使管道的压降剧增，往往工程上难以实现或不经济、不安全，故必须采用降凝、降粘等措施。加热输送是目前最常用的方法。加热输送时，提高输送温度使油品粘度降低，减少摩阻损失，降低管输压力，或使管道最低油温维持在凝点以上，保证安全输送^[1]。

使用 OLGA 软件对管径分别为 6in、8in、10in、12in 的四组管道，分 A-B 输油段、B-C 输油段进行简单的温降计算，其中作如下假设：①管道采用不加热常温输送；②油流起点温度为 70℃。计算结果见图 3.1 和图 3.2。

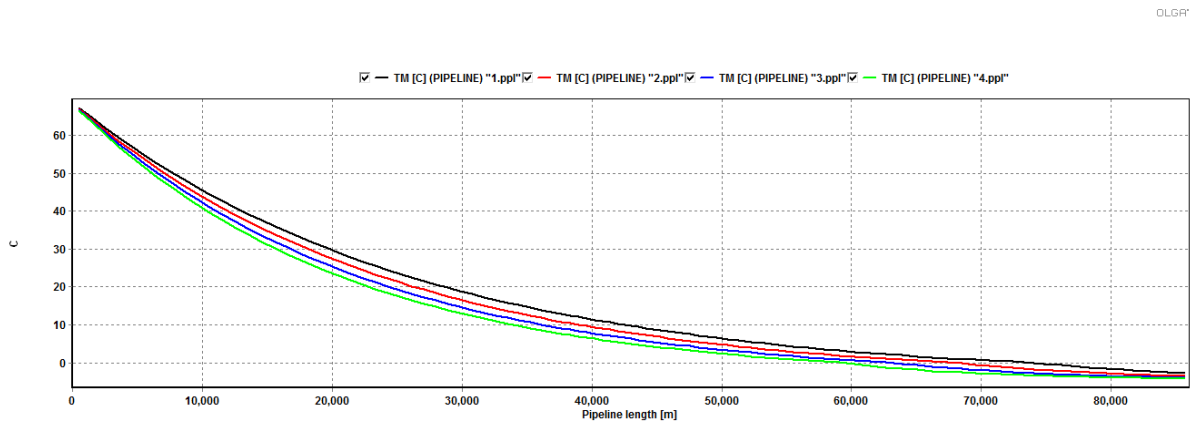


图 3.1 A-B 输油段沿程温降

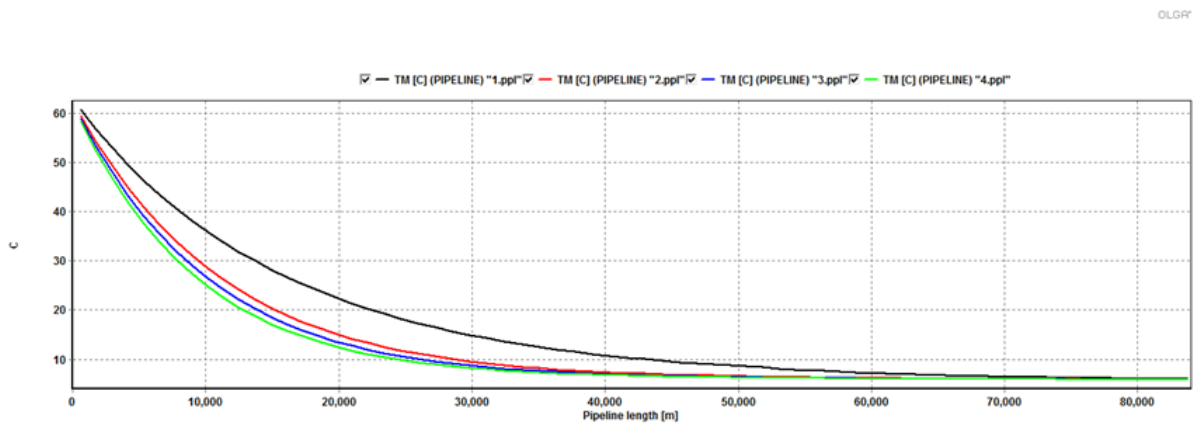


图 3.2 B-C 输油段沿程温降

由图 3.1 及图 3.2 可知，即使在起点油温为 70℃的情况下，采用常温不加热输送工艺，终点油温均低于油品凝点(30℃)，无法保证油品安全流动。可采用加热输送法。

对于含蜡原油，物理方法加热输送可有效降低粘度，提高管输效率，多年的实践表明，加热输送是行之有效的，但其存在输送能耗高、运行管理费用高、停输再启动困难等固有缺陷。化学方法中的乳化降粘法和悬浮输送法因需要大量的水，在比较偏远的

或者缺水的地区及现场难以实现。化学方法中应用比较广泛的主要是加入降凝剂进行降凝降粘。化学剂降凝法是通过添加油溶性高分子聚合物类的化学处理剂或一些表面活性剂,改变原油中蜡晶的形状、尺寸大小以及聚集结构,延缓蜡晶形成三维空间网格结构,从而使得原油形成网络结构需要更低的温度,来达到降低凝点、改善原油低温流动性的目的。

综合可行性与经济性, A-B 段宜采用加热保温输送, B-C 段拟采用不加降凝剂加热输送工艺和加降凝剂输送工艺进行方案优选与经济评价,选择适合本次原油管道工艺设计的最佳方案。

3.2 设计参数

3.2.1 管道设计参数

3.2.1.1 设计输量

北美地区对液体管道输量有 3 种定义,分别为设计输量、操作输量和年输量。设计输量指管道相关设备在理想工况下达到的最大输量;操作输量是管道在正常操作工况下所达到的最大输量;年输量则是托运方希望管道在一年中实际完成的输量。一般情况下,年输量为设计输量的 90%,操作输量为设计输量的 95%。

按有关定义, A 联合站所辖区域十年内产量预测中最大年产油量为 49.6 万吨,应为管道在正常操作工况下所达到的最大输量,即操作输量。考虑设计输量时,取 5%作为设计安全余量,设计年输量宜为 52.2 万吨。

输油管道工程设计计算输油量时,考虑到管道维修及事故等因素,年工作天数应按 350d(4800h)计算。相关设计参数见表 3.1。

表 3.1 设计输量

操作输量(10^4 t)	A-B 段设计输量	B-C 段设计输量(10^4 t)	管道工作天数(d)
49.6	91.1	52.2	350

3.2.1.2 设计压力

管道设计压力的选择有两种:常规设计和优化设计。常规设计根据 ASME/ANSI B16.5 中的操作压力进行管道系统压力设计,即 MAOP (最大允许操作压力) 不能超过系统中使用的阀门及配件的额定应力极限,设计压力按阀门或配件的压力等级和设计温度进行选取。此方法虽简化了方案筛选,但增加了投资和管输费。因为管道很少在最大工作压力下进行,其输送能力并没有充分利用。因此,为了合理设计管道输送能力且减少管输费用,设计压力拟采用优化设计法^[2]。

优化设计是根据设计工况的工艺计算结果确定 MAOP,考虑一定余量作为设计压力。GB50253-2014 中也指明 MAOP 应小于或等于设计压力。

3.2.1.3 管径优选

对于一定设计输量下的输油管道，随着管径增大，钢管及线路工程的投资增大，但泵战数、泵站总投资减少。经管费用中，随着管径增大，输油动力费用下降，而折旧、管理、人工及维修费等在设计中按投资总额的一定比例计算，这些费用的变化趋势与管道工程投资随管径变化的趋势相仿，故它也存在极小点。该设计输量就是所选管径对应的经济输量，此时的管内流速即为经济流速。

不同管径各有一个运输成本最低的经济输量范围。我国目前的输油管道经济流速为 1.0-2.0m/s，由式(3.1)计算对应的经济管径，计算结果见表 3.2。

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} \quad (3.1)$$

式中 d —管道内径，m；

Q —设计输量的体积流量， m^3/s ；

v —经济流速，m/s。

表 3.2 经济流速对应的管径

A-B 段管径(mm)	A-B 经济流速(m/s)	B-C 段管径(mm)	B-C 经济流速 (m/s)
201	1.5	128	1.5

根据 GB-T17395(2008)，初选六组相近的管径进行初步优选计算，见表 3.3。

表 3.3 管径初选表

方案		管径 I	管径 II	管径 III	管径 IV	管径 V	管径 VI
公称直径 (mm)	A-B 段	180	194	203	219	232	245
公称直径 (mm)	B-C 段	127	140	159	168	180	194

3.2.1.4 钢管类型选择

按照制管方法不同，钢管可分为无缝钢管和有缝钢管，有缝钢管又可分为直缝管和螺旋焊缝管。由于无缝钢管的口径范围偏小，制造工艺复杂，价格较高，故在长距离输油管道上使用较少。

直缝管和螺旋焊缝钢管两种类型的管子各有优缺点。原则上只要按规范生产和检验合格的管子均能满足油气管道工程要求。据国外资料统计，在高压大口径油气管道中，直缝管的生产和使用占有相当优势和主导地位。从管道的经济性和安全性综合考虑，我国的油气长输管道设计中，在人口密度较小的一般地区，多使用螺旋焊缝管，因此，结合本工程区域特点，输油管道采用螺旋焊缝管。

3.2.1.5 管道纵断面图

表 3.4 管道纵断面数据

里程 (km)	0	20	38	50	72	86	110	136	158	170
高程 (m)	562	560	572	541	556	584	568	525	536	578

使用 OLGA 软件绘制出 A-B 段、B-C 段地形起伏坡面图，见图 3.3 及图 3.4。

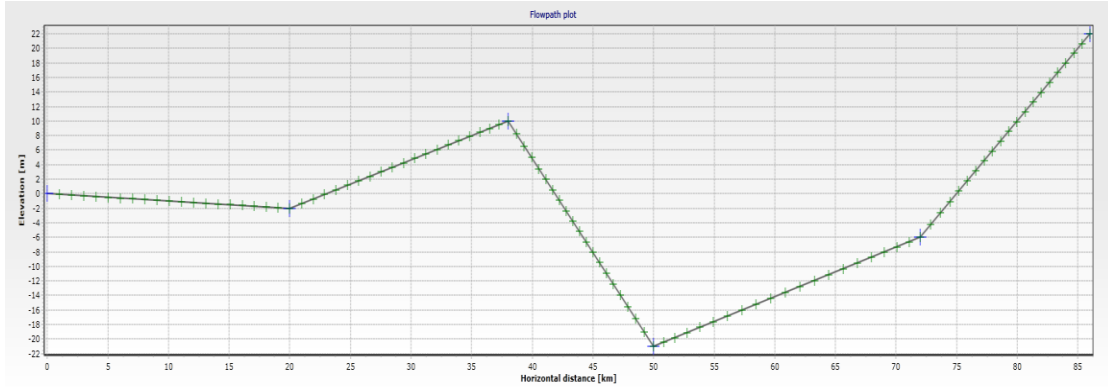


图 3.3 A-B 段纵断面图

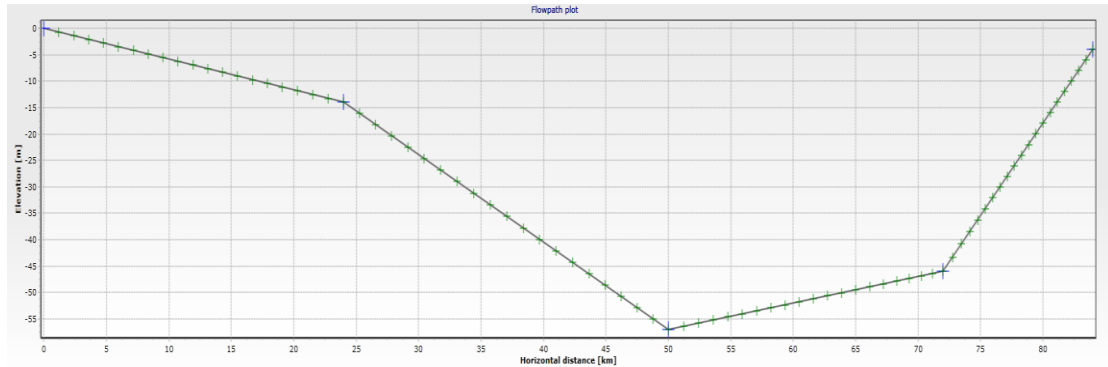


图 3.4 B-C 段纵断面图

由图 3.3 及图 3.4 可知，管道沿线地形起伏较为平缓，但存在两个落差较大的点，需做好相应的静水压力校核，保证管道安全输送。

3.2.1.6 管道埋深参数

管道中心埋深 1.6m; 管道中心埋深处年最低月平均温度 -4°C ，最高月平均温度 20°C ；土壤导热系数 $1.3\text{W}/(\text{m}\cdot^{\circ}\text{C})$ 。

3.2.1.7 管道防腐层

防腐层是管道保护的主要屏障，防腐层选用应根据管线具体敷设环境的地形、土质状况，结合国内成熟的防腐层的使用情况，以技术可靠、经济合理、管理维护方便、现场施工适应性强为选用原则。目前国内常用的管道外壁防腐工艺通常有石油沥青防腐、三层 PE 结构防腐、聚乙烯胶黏带防腐等。

(1) 三层 PE 由环氧树脂和挤压聚乙烯涂层相结合而形成，综合了两层 PE 和熔结环氧的优点，克服了各自的缺点，使三层 PE 具备各种优异的性能，适应范围更广，使管道的防腐能力得到进一步提高，提高了管道的使用寿命，但成本高。

(2) 石油沥青防腐，主要优点是预制技术较为简单，施工技术成熟、经验丰富、造价低、施工适应性强，但吸水率大，耐老化性能差，不耐细菌，属比较落后的防腐工艺。

(3) 聚乙烯胶粘带防腐层为不需加热施工的防腐层，具有施工方便灵活、防腐层致密、吸水率小、耐化学侵蚀等特点，但存在耐土壤应力差的特点。剥离强度是胶粘带性能指标中应该重点关注的，通常应采用有隔离纸的胶粘带，且对底漆钢的剥离强度应达到 40 N/cm。

根据以上分析，推荐综合性能最好的普通级 PE 作为输油管道的防腐层，其中熔结环氧层：50μm，胶黏层：50μm，聚乙烯层：2.7μm。

3.2.2 原油物性

3.2.2.1 油品密度

原油相对密度与温度近似为线性关系，其温度系数与密度有关。由式(3.2)、(3.3)可求得某温度 T 时原油的相对密度，计算结果见表 3.5：

$$d_4 = d_4^{20} - \xi(T - 20) \quad (3.2)$$

$$\xi = 1.825 \times 10^{-3} - 1.315 \times 10^{-3} d_4^{20} \quad (3.3)$$

式中 d_4 —原油相对密度；

d_4^{20} —原油在 20℃时的相对密度；

ξ —温度系数。

表 3.5 不同温度下的油品相对密度

温度(℃)	相对密度
10	0.863063
20	0.85607
30	0.849077
40	0.842085
50	0.835092
60	0.828099
70	0.821107

3.2.2.2 油品粘度

对于含蜡原油，当温度降至析蜡点以后，随着温度进一步下降，原油析出的蜡晶不断增多，原油的流变特性也从牛顿流体转变为非牛顿流体，即原油在恒定温度下也不再具有唯一的粘度，而是与剪切率有关的表观粘度。从牛顿流体到非牛顿流体转变的温度称为反常点。考虑到反常点前与反常点后，流体分别表现为牛顿流体与非牛顿流体，具有不同的粘温特性，因此，在进行粘温曲线拟合时分为两个部分进行拟合。

在牛顿流体温度范围内，在初馏点以下、析蜡点温度以上、以及析蜡点到反常点之

间，一般可用式(3.3)进行粘温曲线拟合。

$$\lg \mu = a - bT \quad (3.4)$$

式中 μ —油品粘度，mPa s；

T —油品温度，℃。

当含蜡原油随温度下降至反常点，转变为非牛顿流体后，含蜡原油一般是假塑性流体，剪应力与剪切率的关系可用幂律方程很好的描述。对于非牛顿流体，仿照牛顿流体动力粘度定义，其剪切应力可按式(3.4)计算，计算结果见表 3.6。

$$\tau = \mu_a \cdot \dot{\gamma} \quad (3.5)$$

式中 τ —剪切应力，mPa；

μ_a —表观粘度，mPa s；

$\dot{\gamma}$ —剪切速率，1/s。

表 3.6 A 联合站原油剪切应力

温度(℃)	不同剪切速率下的剪切应力(mPa)					
	8 1/s	13 1/s	25 1/s	40 1/s	80 1/s	100 1/s
27	1206.552	1447.044	1968.24	2685.992	4226.744	4961.33
30	705.8784	9031.627	1968.24	2204.756	3357.568	3877.63
32	419.62	4133.841	1156.278	1636.408	2670.256	3123.03
34	310.7872	1849.918	820.475	1617.064	2134.264	2554.44
36	174.02	786.2713	524.775	819.424	1544.464	1887.51
38	115.4136	187.5471	360.6675	577.068	1154.136	1442.67

假塑性流体一般是未形成整体为网络结构的固—液及液—液分散体系、高分子溶液等。含蜡原油析蜡量增大到一定程度、变为非牛顿流体后，即为假塑性流体。流体剪应力与剪切流变的关系称流变方程，或称流变模型。能够描述假塑性的流变模型很多，其中最常用的是式(3.5)幂律模型。

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad (3.6)$$

式中 K —稠度系数，表示流体的粘稠程度，mPa · sⁿ；

n —流动特性指数，表示流体的流动特性偏离牛顿流体的程度，无因次。

由表 3.4 中提供的原油剪应力及式(3.5)幂律模型公式，对原油表现为非牛顿流体时的流变曲线进行拟合，拟合结果见图 3.5。

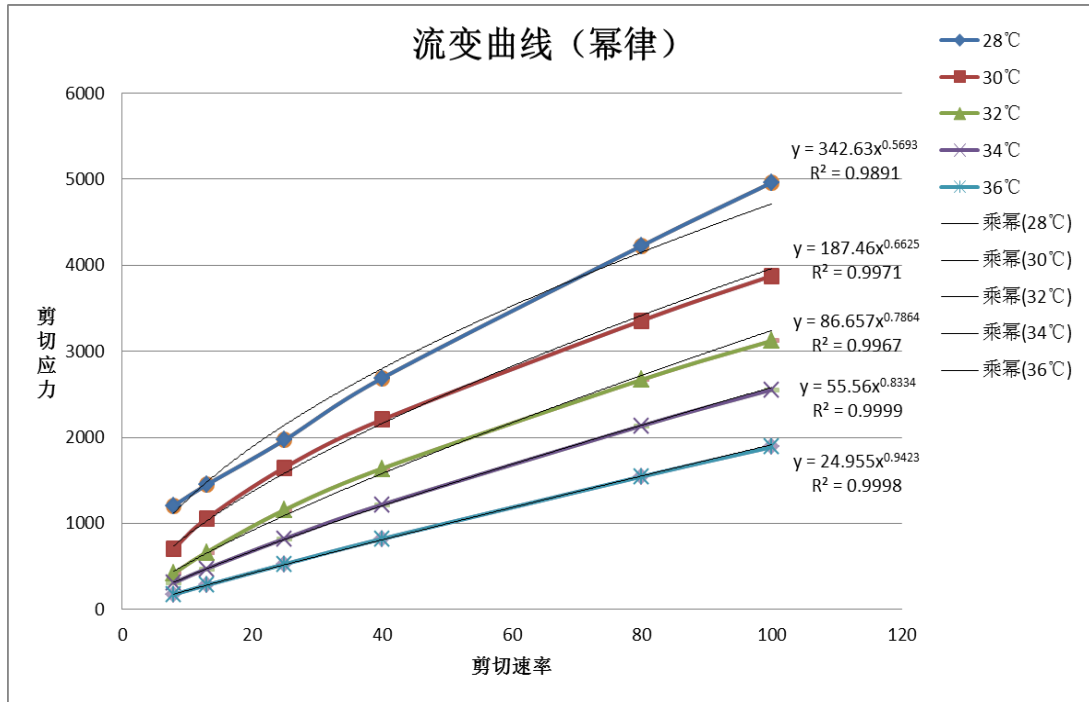


图 3.5 流变曲线拟合

由图 3.5 可知，按幂律流体模型对该含蜡原油进行流变曲线拟合的结果与实际情况基本符合，当流体转变为非牛顿流体后可按幂律流体进行有关计算。

3.2.2.3 原油乳化

A-B 段为油水两相混输段，在考虑油和水的相态时，考虑为原油乳化，并且参考大庆原油（因本文油品性质与大庆原油相近），转相点为含水率 65%。即在进行 A-B 段水力计算时，含水率 65% 以前为 W/O 型乳状液；含水率 65% 以后为 O/W 型乳状液。

乳化原油的混合粘度用 OLGA 软件的 WOELFLIN 混合粘度计算公式，不同含水率下的原油粘度见图 3.6。

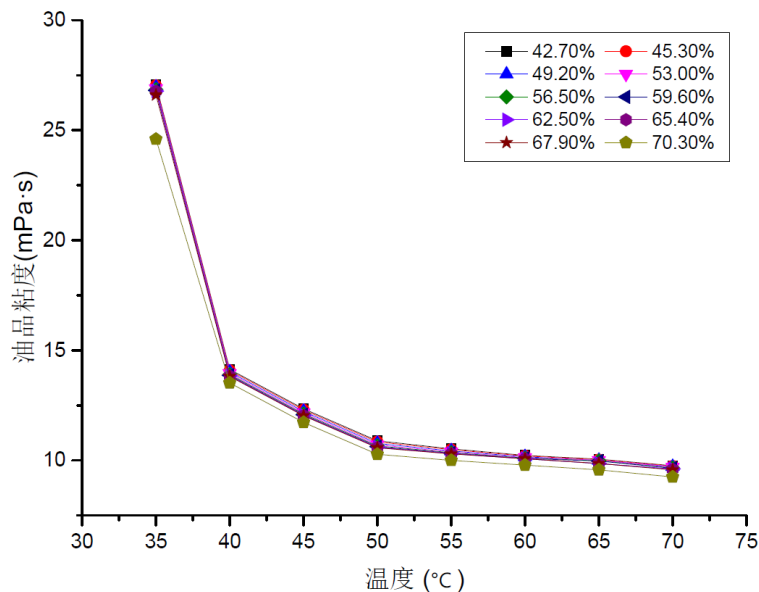


图 3.6 不同含水率下的乳化原油粘度

3.2.1 热力设计参数

3.3.1.1 加热站出站油温

由于含蜡原油往往在凝点附近粘温曲线很陡，而当温度高于凝点 30-40℃ 以上时，粘度随温度的变化较小。更由于热含蜡原油管道通常在紊流光滑区，摩阻与粘度的 0.25 次方成正比，提高油温对摩阻的影响较小，而热损失却显著增大，故加热温度不宜过高，且考虑到加热温度不宜超过管道的热应力，最高出站温度取为 65℃。

3.3.1.2 加热站进站油温

加热站进站油温主要取决于经济比较与运行安全的需要，对凝点较高的含蜡原油，由于在凝点附近时粘温曲线很陡，故其经济进站温度略高于凝点，可高于凝点 3-5℃。

正常工况下，下一站进站油温宜为 35℃，最低进站油温宜为 33℃。

3.3.1.3 管道周围介质温度 T_0

对于埋地管道， T_0 则取管道埋深处的土壤自然温度。根据《GB50253—2014 输油管道工程设计规范》设计热油管道时，应按最冷月平均温度计算温降及热负荷。并制定出最高月平均温度下的运行方案，进行不同季节的方案设计。根据大赛基础资料，本文以土壤的最低及最高月平均温度作为管道周围介质温度 T_0 （见表 3.7）

表 3.7 管道周围介质温度 T_0

最低月平均温度(℃)	最高月平均温度(℃)
-4	20

3.3.1.4 管道保温层设计

由于原油凝点为 30℃，析蜡点为 42.7℃，如果管道不设保温层，经 OLGA 软件模拟，在起点温度为 65℃ 条件下，管内流体温度将迅速降低，当流动长度达到 350 米时，温度降低至 30℃，意味着管内流体温度在凝点温度以下，此时将析出大量的蜡晶形成网络结构，使原油具有强触变性和高屈服应力，使原油失去流动性，最终导致“凝管”事故。因此本方案采用加热输送与保温输送两种方式保障原油流动性。

钢管的导热能力很强，其导热系数约为 45-50 W/(m·℃)，常用的保温材料有聚氨酯泡沫塑料、泡沫硅藻土、蛭石水泥、矿渣棉、泡沫混凝岩棉管、玻璃棉管、橡塑海棉、聚乙烯保温材料、复合硅酸盐保温材料、硅酸铝保温材料。几种常用保温材料的导热系数如表 3.8 所示。

表 3.8 常用保温材料的导热系数

材料名称	聚氨酯泡沫塑料	泡沫硅藻土	蛭石水泥	矿渣棉	泡沫混凝土
导热系数 W/(m·℃)	0.035-0.047	0.07-0.093	0.08-0.13	0.047-0.07	0.12-0.21

本方案设计采用聚氨酯泡沫塑料作为保温层，因为它具有容重小、导热系数低、吸水率低、抗压强度高、与钢铁表面的粘结性好及施工方便等优点。

保温层材料确定后，保温层厚度是影响技术经济指标的重要参数。保温层厚度增大，管道传热系数减小，可以减少加热站或热泵站投资，降低能耗，节约运行费用，但保温层的材料费、施工费增加。且保温层增加至一定的程度后，保温效果的提高就不大明显了。应通过技术经济比较确定保温层厚度，拟选不同的保温层厚度，对它们进行热力、水力工艺计算，确定泵站、加热站及运行参数，计算其投资、经营费用，再对各方案进行技术经济比较，以确定最佳保温层厚度。

3.3 A-B 段工艺设计

工艺设计主要考虑管径、保温层、设计压力、壁厚（钢级）对管道投资和运行的影响，对以上参数进行组合优化，同时进行水力、热力计算，并以设计输量确定每组方案下的水力方案、最低输量确定每组方案下的热力方案，组合出 54 组方案，并对 54 组方案进行经济性与低输量适应性分析，优选出最佳方案。其中根据热力试算，保温层厚度取 30mm、40mm、50mm。

3.3.1 设计输量下的设计方案

(1) 30mm 保温层下的方案

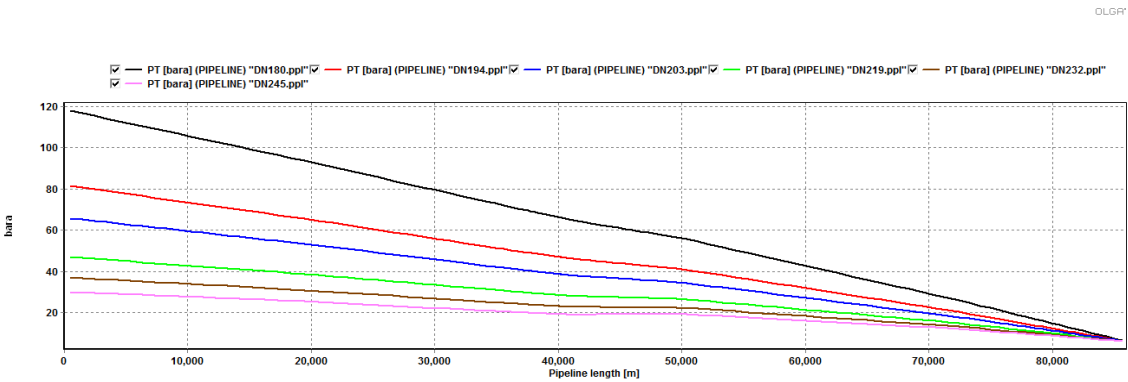


图 3.7 起点压力

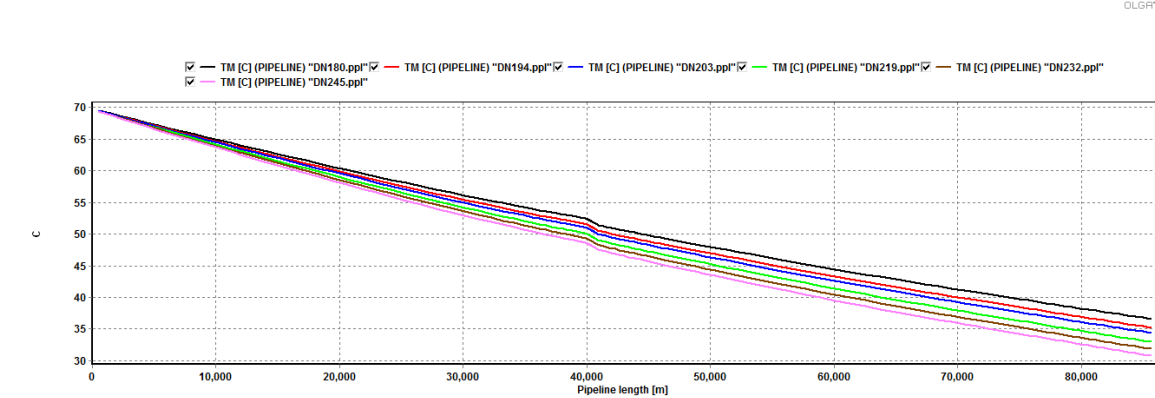


图 3.8 温降图

(2) 40mm 保温层下的方案

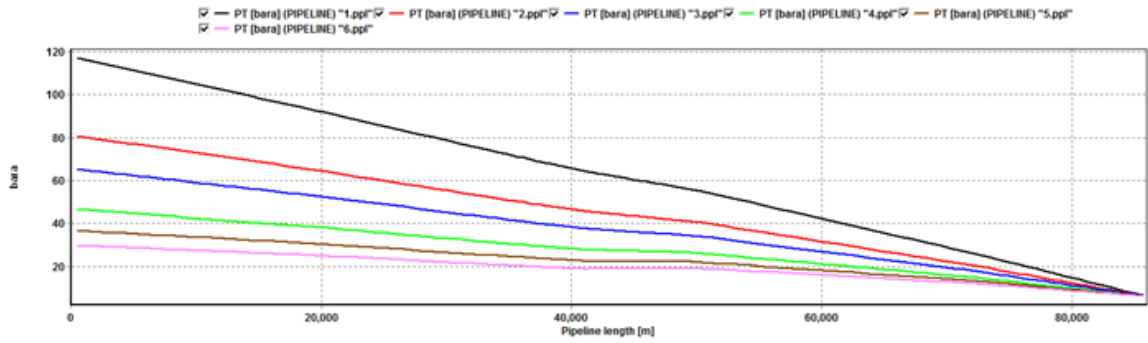


图 3.9 起点压力

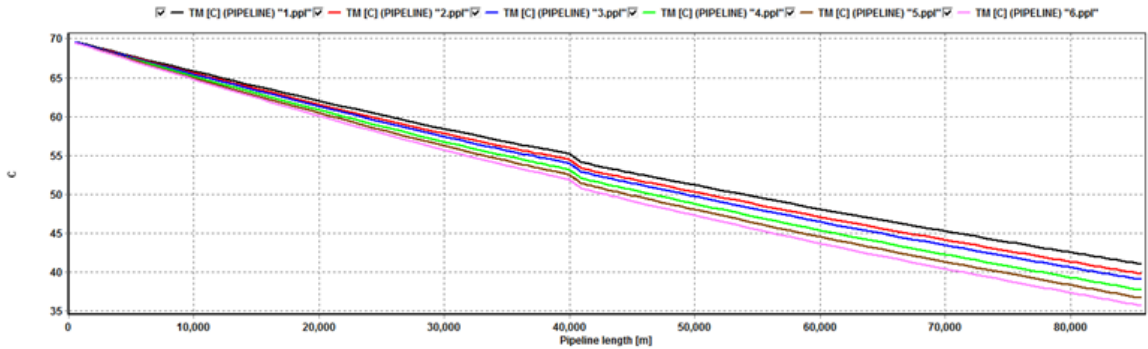


图 3.10 温降图

(3) 50mm 保温层下的方案

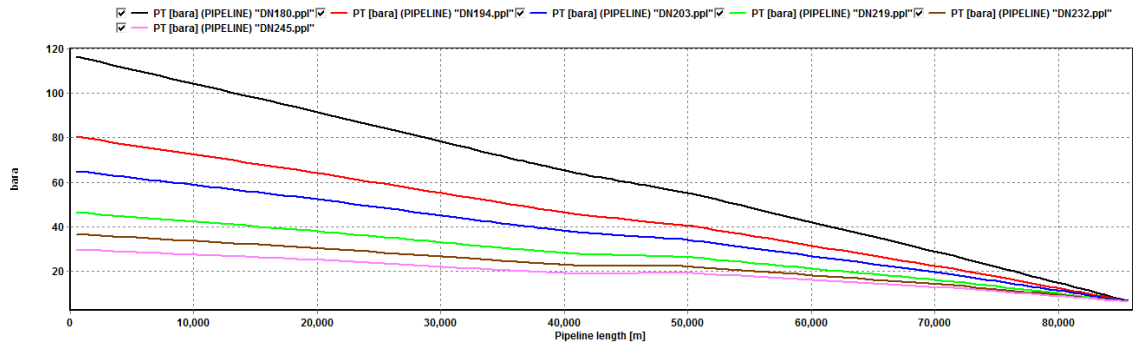


图 3.11 起点压力

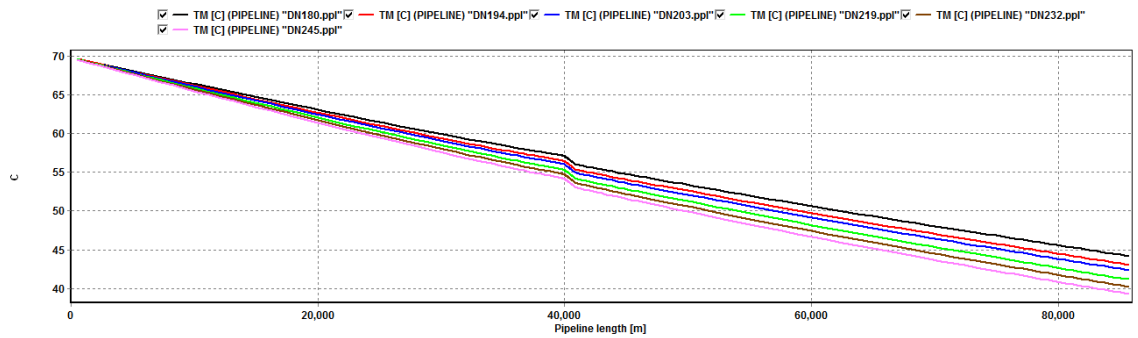


图 3.12 管道温降

表 3.9 设计输量下的设计方案

方案		A-B 段				
管径方案	保温层方案 (mm)	出站温度 (℃)	进站温度 (℃)	起点压力 (MPa)	热站数	泵站数
D180	30	70	36.6	11.9	1	2
	40	70	41	11.8	1	2
	50	70	44	11.7	1	2
D194	30	70	35.2	8.2	1	2
	40	70	39.8	8.1	1	2
	50	70	43	8	1	2
D203	30	56	34.4	6.6	1	2
	40	51.8	39	6.5	1	2
	50	48	42	6.4	1	2
D219	30	59	35	4.7	2	1
	40	56	37.7	4.6	1	1
	50	53	41	4.5	1	1
D232	30	70	35	3.7	2	1
	40	70	36.7	3.67	1	1
	50	70	40	3.64	1	1
D245	30	70	35	3	2	1
	40	70	35.7	2.97	1	1
	50	70	39	2.94	1	1

3.3.2 最低输量下的设计方案

(1) 30mm 保温层

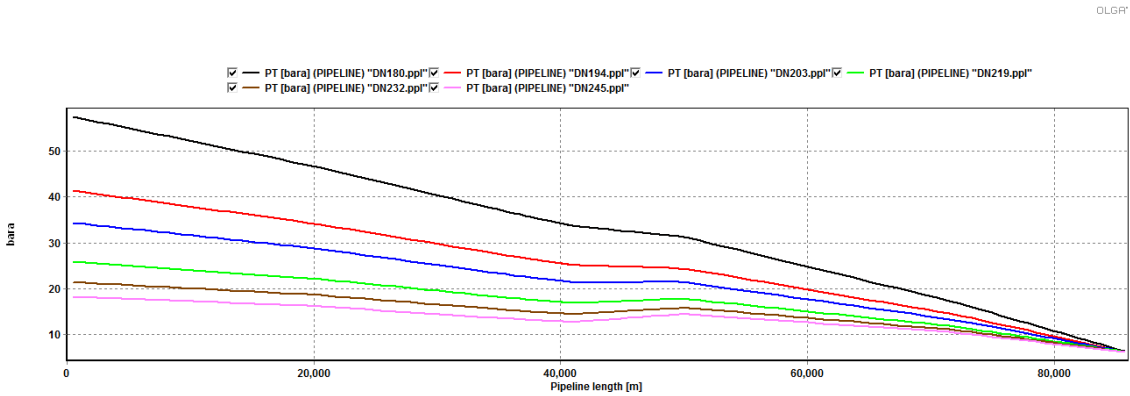


图 3.13 起点压力

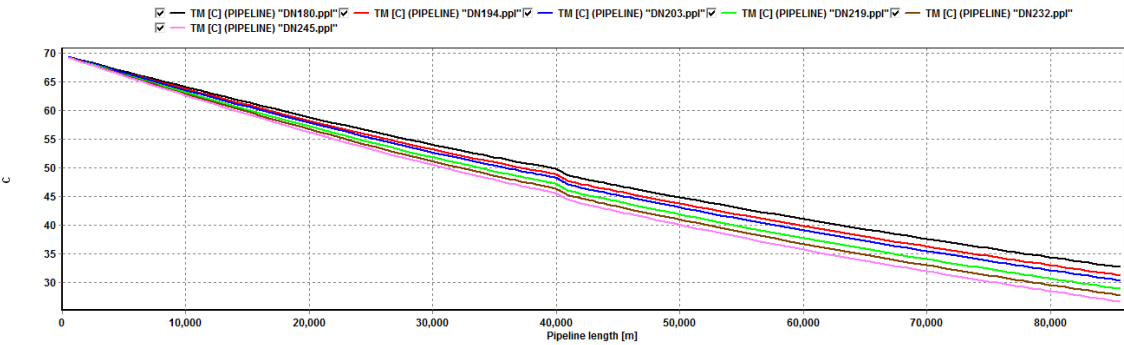


图 3.14 温降图

(2) 40mm 保温层

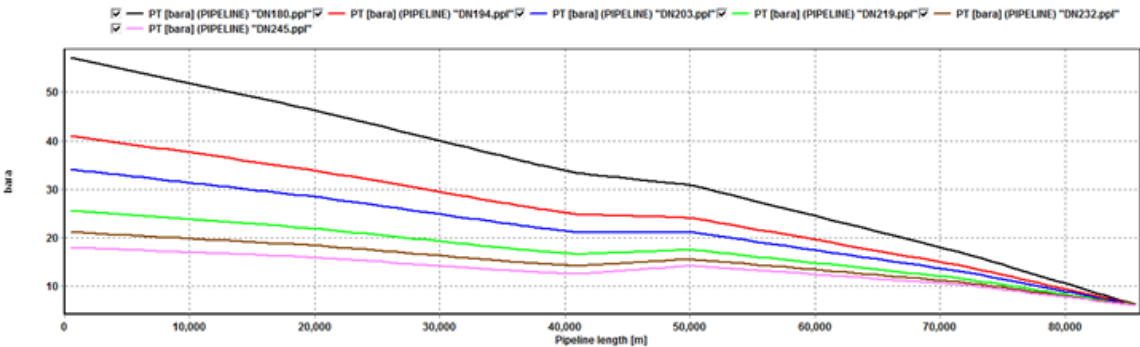


图 3.15 起点压力

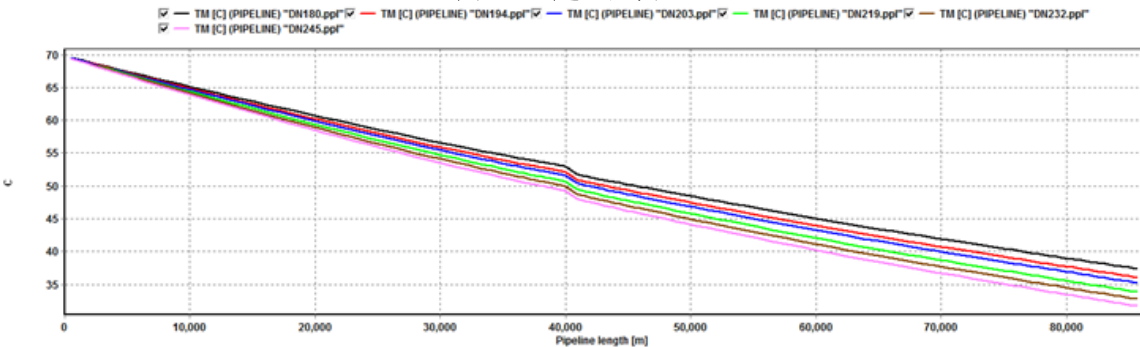


图 3.16 温降图

(3) 50mm 保温层

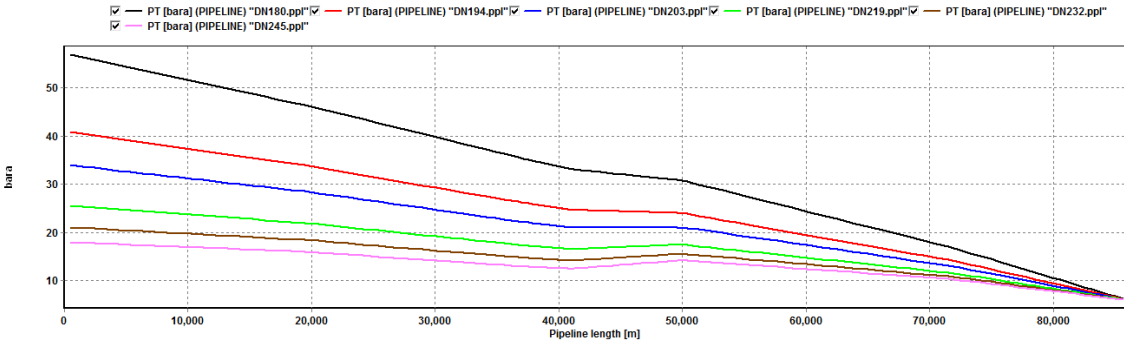


图 3.17 起点压力

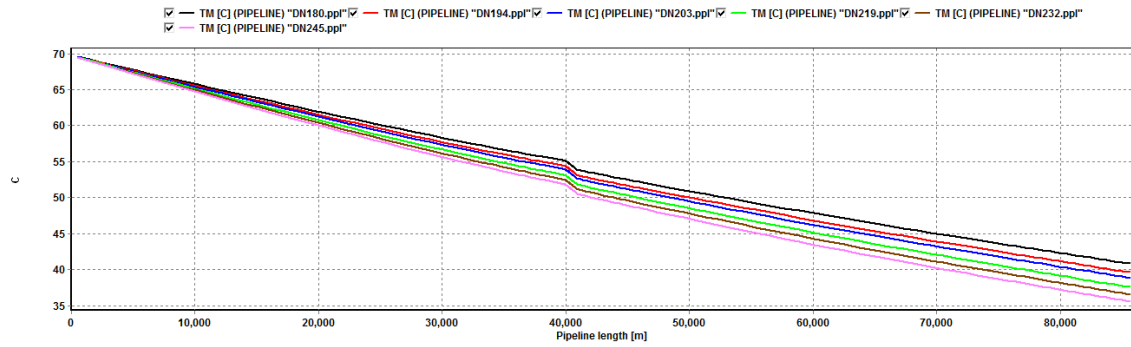


图 3.18 温降图

表 3.10 最小输量下的设计方案

方案		A-B 段				
管径方案	保温层方案 (mm)	出站温度 (°C)	进站温度 (°C)	起点压力 (MPa)	热站数	泵站数
D180	30	70	35	5.75	2	2
	40	70	37.4	5.72	1	2
	50	70	40.8	5.7	1	2
D194	30	70	35.2	4.12	2	2
	40	70	36.1	4.1	1	2
	50	70	39.6	4.1	1	2
D203	30	70	35	3.43	2	2
	40	70	35.3	3.4	1	2
	50	70	38.8	3.4	1	2
D219	30	59	35	2.59	2	1
	40	56	33.4	2.57	1	1
	50	53	37.5	2.56	1	1
D232	30	70	35	2.1	2	1
	40	70	35	2.1	2	1
	50	70	36.5	2.1	1	1
D245	30	70	35	1.82	2	1
	40	70	35	1.81	2	1
	50	70	35.5	1.8	1	1

3.3.3 设计压力及管道壁厚

根据设计输量下的水力计算结果，选择一组设计压力，三组钢级别，并考虑一定腐蚀的余量计算得出设计壁厚，方案组合（共 54 组）结果见表 3.11-3.13。

管道壁厚应根据以下式(3.7)计算，其中依据 SYT-206968-2013《油气输送管道工程

水平定向钻穿越设计规范》表 3.0.4 和表 4.0.3，分别确定了该定向钻穿越工程为中型，输油管道强度设计系数 $F=0.5$ 。

$$\delta = \frac{pD}{2\sigma_s F \phi t} + C \quad (3.7)$$

式中 δ —钢管壁厚，mm；

p —管道设计压力，MPa；

D —钢管外径，mm；

F —强度设计系数，取 0.5；

σ_s —钢管最低屈服强度，MPa；

ϕ —焊缝系数，无缝钢管取 0.9，焊接钢管取 0.8；

C —腐蚀裕量附加值，取 3mm；

T —温度折减系数，当 $t \leq 120^\circ\text{C}$ 时， t 取 1.0。

由于 A-B 段含水率较高，考虑到管道的安全输送，应做好相应的内防腐措施，壁厚腐蚀余量宜考虑为 3mm。

(1) L245 钢级

表 3.11 L245 钢级下的设计压力及壁厚选取

方案		B-C 段			
管径方案	保温层方案 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	腐蚀余量 (mm)	设计壁厚 (mm)
D180	30	6	2	3	8.5
	40	6	2	3	8.5
	50	6	2	3	8.5
D194	30	9.4	1	3	13.5
	40	9.3	1	3	13.5
	50	9.2	1	3	13.5
D203	30	7.4	1	3	10
	40	7.3	1	3	10
	50	7.2	1	3	10
D219	30	5.7	1	3	9
	40	5.6	1	3	9
	50	5.5	1	3	9
D232	30	4.7	1	3	8.5
	40	4.7	1	3	8.5
	50	4.6	1	3	8.5
D245	30	4	1	3	8.0
	40	4	1	3	8.0
	50	4	1	3	8.0

(2) L290 钢级

表 3.12 L290 钢级下的设计压力及壁厚选取

方案		B-C 段			
管径 方案	保温层方案(mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	腐蚀余量 (mm)	设计壁厚 (mm)
D180	30	6	2	3	7.5
	40	6	2	3	7.5
	50	6	2	3	7.5
D194	30	9.4	1	3	10
	40	9.3	1	3	10
	50	9.2	1	3	10
D203	30	7.4	1	3	8.5
	40	7.3	1	3	8.5
	50	7.2	1	3	8.5
D219	30	5.7	1	3	7
	40	5.6	1	3	7
	50	5.5	1	3	7
D232	30	4.7	1	3	6.5
	40	4.67	1	3	6.5
	50	4.64	1	3	6.5
D245	30	4	1	3	6
	40	4	1	3	6
	50	4	1	3	6

(3) L360 钢级

表 3.13 L360 钢级下的设计压力及壁厚选取

方案		B-C 段			
管径 方案	保温层方案(mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	腐蚀余量 (mm)	设计壁厚 (mm)
D180	30	6	2	3	6.5
	40	6	2	3	6.5
	50	6	2	3	6.5
D194	30	9.4	1	3	9
	40	9.3	1	3	9
	50	9.2	1	3	9
D203	30	7.4	1	3	8
	40	7.3	1	3	8
	50	7.2	1	3	8

方案		B-C 段			
管径 方案	保温层方案(mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	腐蚀余量 (mm)	设计壁厚 (mm)
D219	30	5.7	1	3	6.5
	40	5.6	1	3	6.5
	50	5.5	1	3	6.5
D232	30	4.7	1	3	6
	40	4.67	1	3	6
	50	4.64	1	3	6
D245	30	4	1	3	6
	40	4	1	3	6
	50	4	1	3	6

3.3.4 经济性分析

根据不同的方案进行经济投资估算分析, 选优出最佳经济的方案并进行适应性分析, 投资估算结果见表 3.14-3.16。(其中考虑到同沟敷设天然气管道成本较大, 因此热站燃料消耗使用管输原油。)

在原油管道投资中, 由于加热的能耗是热油管道总能耗中的重要部分, 加热方式、加热装置根据经济最优原则, 利用式 (3.8)、(3.9) 计算得到不同方案下加热原油所需原油量。

$$q = Gc(T_R - T_Z) \quad (3.8)$$

式中 q —加热炉有效热负荷, kW;

G —油流质量流量, kg/s;

c —平均油温下的油品比热容, kJ/(kg·°C)。

$$g = \frac{3600q}{E\eta_R} \quad (3.9)$$

式中 g —加热用原油量, kg/h;

η_R —加热系统效率, 取 88%;

E —原油热值, 取 4.56×10^4 MJ/kg。

(1) L245 钢级

表 3.14 L245 钢级不同方案下的投资估算

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层 方案 (mm)	设计 压力 (MPa)	设计 壁厚 (mm)	管道 投资 (万元)	保温层 投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D180	30	6	8.5	1482	157	3600	5260
	40	6	8.5	1482	220	3500	5656
	50	6	8.5	1482	288	3400	5817

第 3 章 输油管道工艺设计

D194	30	9.4	14	2714	170	2600	5484
	40	9.3	14	2714	234	2550	5498
	50	9.2	14	2714	295	2400	5409
D203	30	7.4	10	2055	185	2600	5576
	40	7.3	10	2055	247	2400	5587
	50	7.2	10	2055	312	2655	5542
D219	30	5.7	9	2036	197	2725	4828
	40	5.6	9	2036	245	2525	4806
	50	5.5	9	2036	320	2425	4741
D232	30	4.7	8.5	2046	211	2800	5067
	40	4.7	8.5	2046	255	2650	5051
	50	4.6	8.5	2046	331	2500	4877
D245	30	4	8.0	2042	224	2750	4966
	40	4	8.0	2042	267	2650	4859
	50	4	8.0	2042	345	2500	4887

(2) L290 钢级

表 3.15 L290 钢级不同方案下的投资估算

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层 方案 (mm)	设计 压力 (MPa)	设计 壁厚 (mm)	管道 投资 (万元)	保温层 投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D180	30	6	7.5	1482	157	4020	5260
	40	6	7.5	1482	220	3980	5656
	50	6	7.5	1482	288	3850	5817
D194	30	9.4	10	2714	170	2600	5484
	40	9.3	10	2714	234	2550	5498
	50	9.2	10	2714	295	2400	5409
D203	30	7.4	8.5	2055	185	2600	5576
	40	7.3	8.5	2055	247	2400	5587
	50	7.2	8.5	2055	312	2655	5542
D219	30	5.7	7	2036	197	2725	4828
	40	5.6	7	2036	245	2525	4806
	50	5.5	7	2036	320	2425	4741
D232	30	4.7	6.5	2046	211	2800	5067
	40	4.7	6.5	2046	255	2650	5051
	50	4.6	6.5	2046	331	2500	4877
D245	30	4	6.5	2042	224	2750	4966
	40	4	6.5	2042	267	2650	4859
	50	4	6.5	2042	345	2500	4887

(3) L360 钢级

表 3.16 L360 钢级不同方案下的投资估算

方案		B-C 段					
管径方案	保温层方案	设计压力	设计壁厚	管道投资	保温层投资	站场投资	总投资
D180	30	6	6.5	1214	157	3890	5061
	40	6	6.5	1214	220	3700	4952
	50	6	6.5	1214	288	3600	4810
D194	30	9.4	9.0	1793	170	2600	4484
	40	9.3	9.0	1793	234	2550	4497
	50	9.2	9.0	1793	295	2400	4408
D203	30	7.4	8.0	1680	185	2600	4575
	40	7.3	8.0	1680	247	2400	4587
	50	7.2	8.0	1680	312	2655	4547
D219	30	5.7	6.5	1487	197	2725	4428
	40	5.6	6.5	1487	245	2525	4406
	50	5.5	6.5	1487	320	2425	4341
D232	30	4.7	6.5	1579	211	2800	4670
	40	4.7	6.5	2046	255	2650	4651
	50	4.6	6.5	2046	331	2500	4577
D245	30	4	6.5	1670	224	2750	4664
	40	4	6.5	1670	267	2650	4857
	50	4	6.5	1670	345	2500	4885

经过 54 组方案的经济比选, 优选出“ $\phi 219 \times 6.5 \text{mm}$ ”方案, 并进行方案适应性分析, 详细设计参见表 3.17。

表 3.17 A-B 段管道设计参数

公称直径	保温层厚度	设计压力	设计壁厚	钢级	热泵站	独立热站	独立泵站
D219	50	5.5	6.5	L360	1 座	无	无

3.3.5 适应性分析

由于来油具有输量逐渐衰减而含水率逐渐升高的特点, 宜对所选经济最优方案进行低输量适应性分析。使用 OLGA 软件计算出每年的运行压力, 并进行相应校核, 均符合输送要求。其每年运行压力、热力校核、流速校核见下图, 且流体流速符合经济流速范畴。

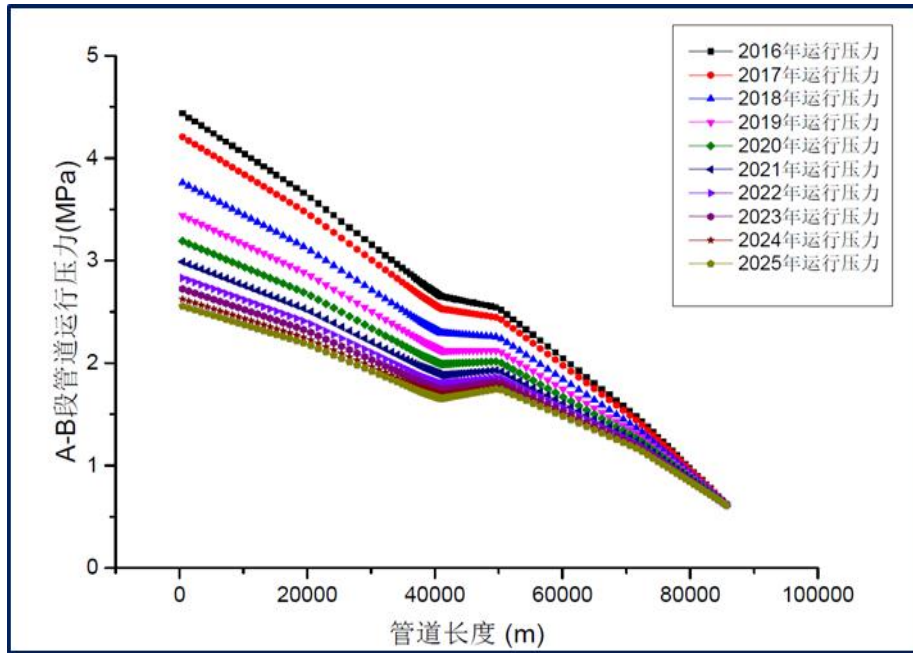


图 3.19 A-B 段十年运行压力

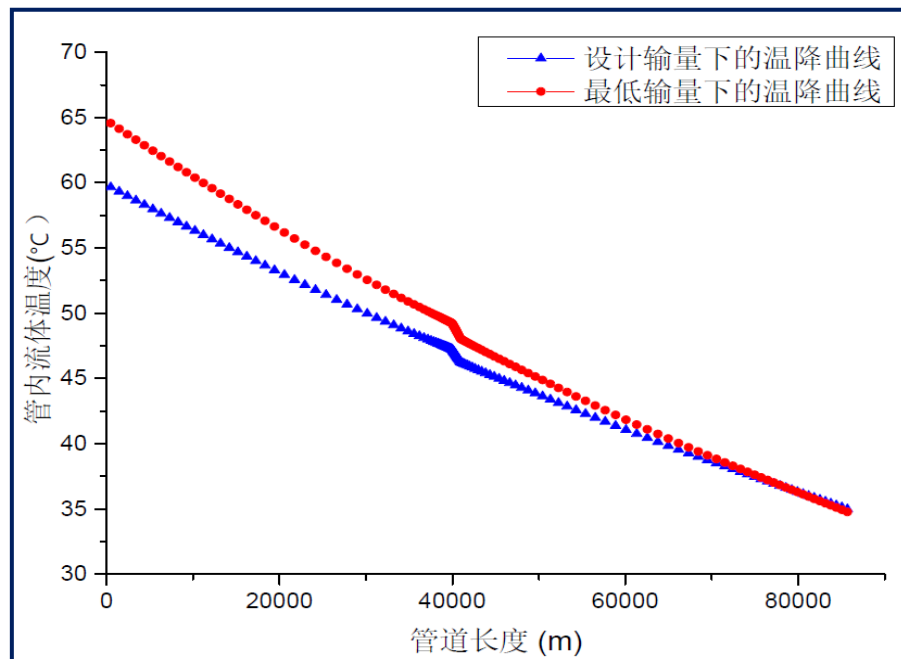


图 3.20 热力校核

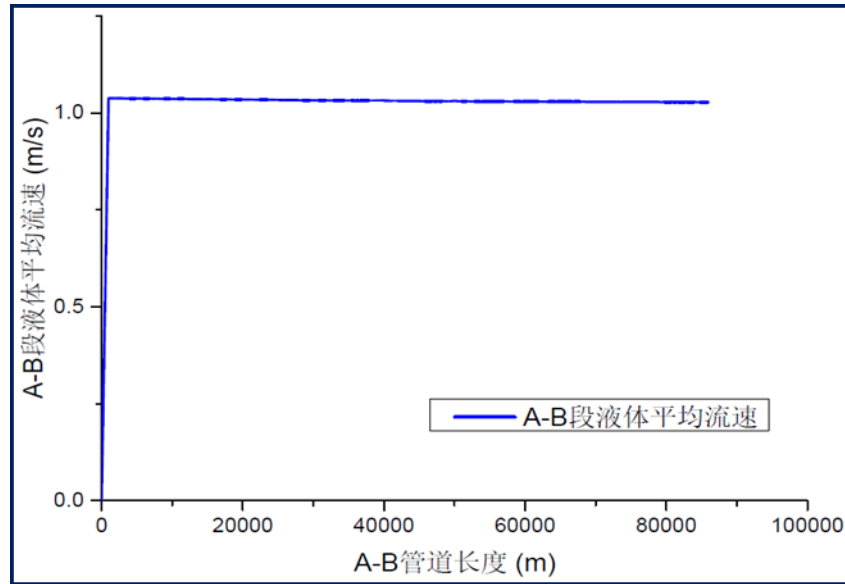


图 3.21 A-B 段管内流体流速

3.4 B-C 段工艺设计

工艺设计主要考虑管径、保温层、设计压力、壁厚（钢级）对管道投资和运行的影响，对以上参数进行组合优化，同时进行水力、热力计算，并以设计输量确定每组方案下的水力方案、最低输量确定每组方案下的热力方案，组合出 184 组方案，并对 184 组方案进行经济性与低输量适应性分析，优选出最佳方案。

由于 B-C 段最低输量仅为 17.4 万吨，且冬季平均地温较低，保温层选取六组方案：30mm、40mm、50mm、60mm、70mm、80mm。

3.4.1 设计输量下的设计方案

(1) 30mm 保温层

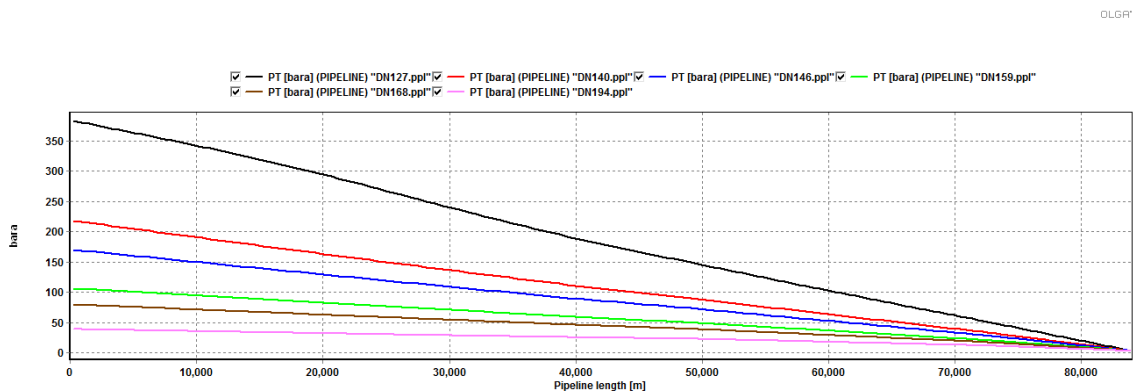


图 3.22 起点压力

OLGA®

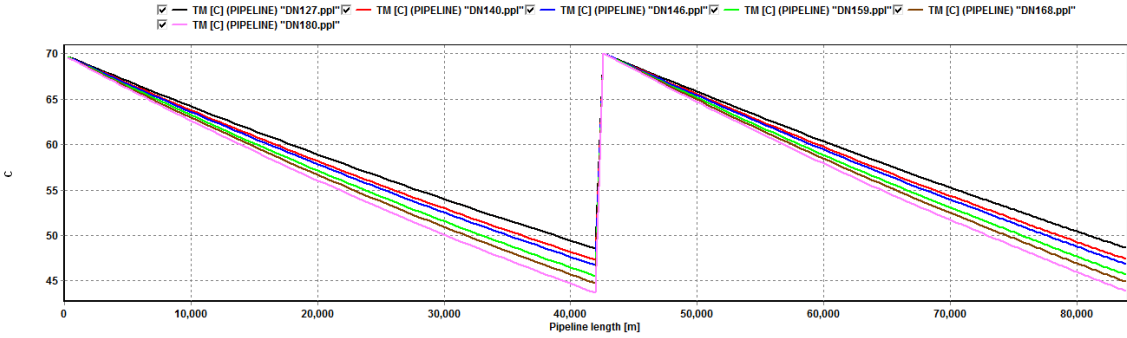


图 3.23 温降图

(2) 40mm 保温层

OLGA®

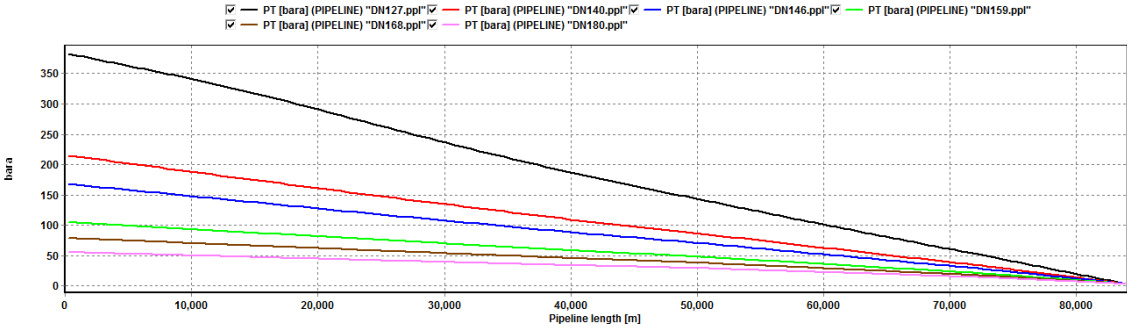


图 3.24 起点压力

(3) 50mm 保温层

OLGA®

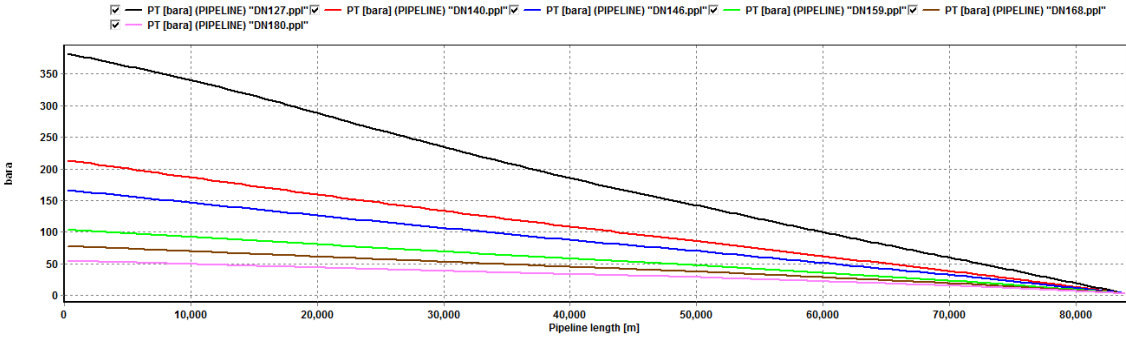


图 3.25 起点压力

(4) 60mm 保温层

OLG®

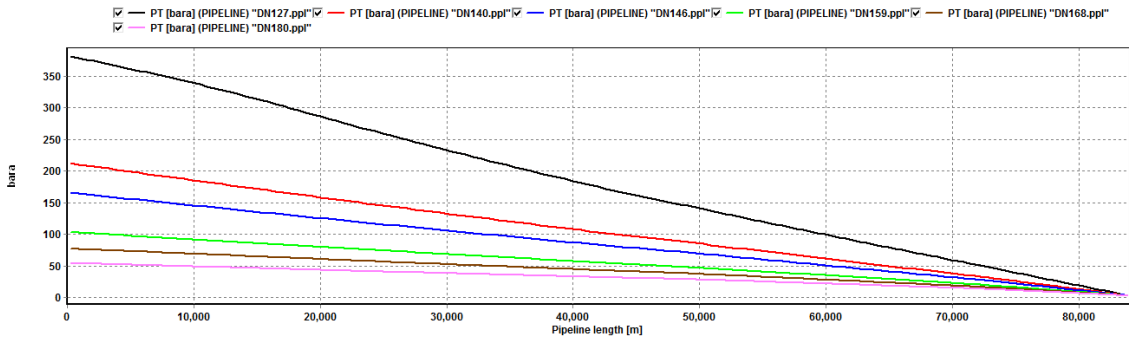


图 3.26 起点压力

OLG®

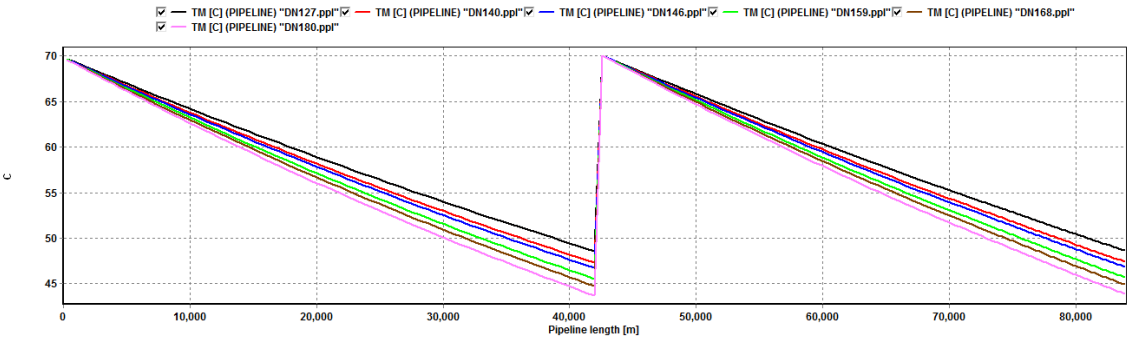


图 3.27 温降图

(5) 70mm 保温层

OLG®

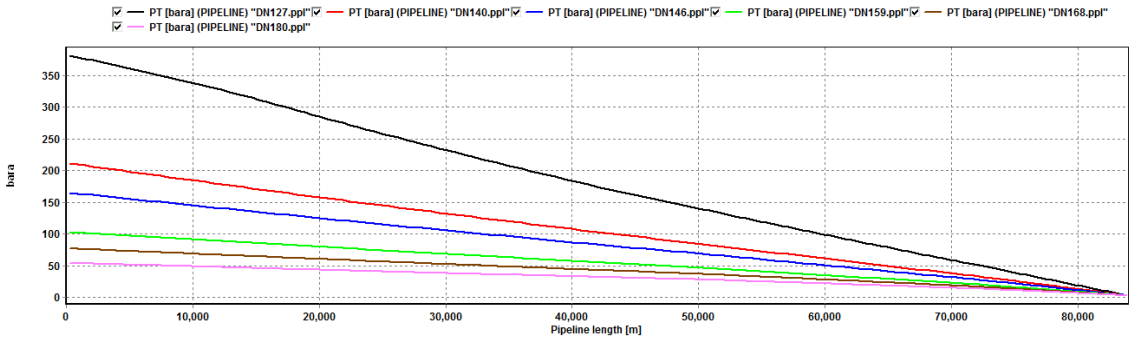


图 3.28 起点压力

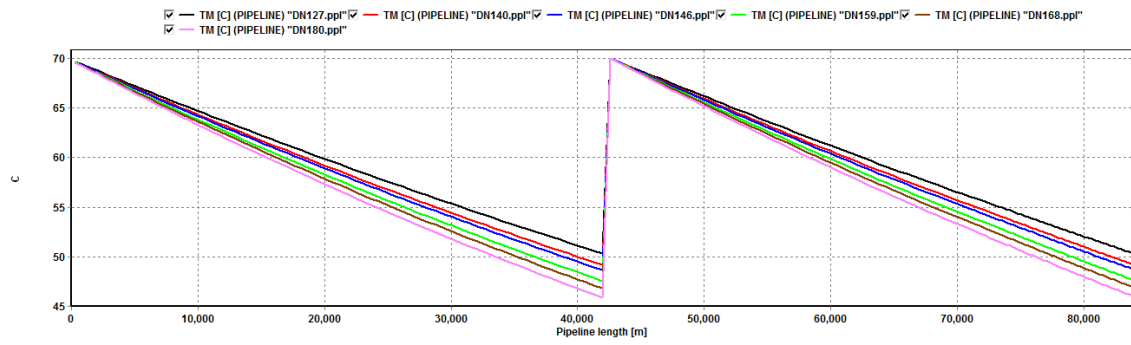


图 3.29 温降图

(6) 80mm

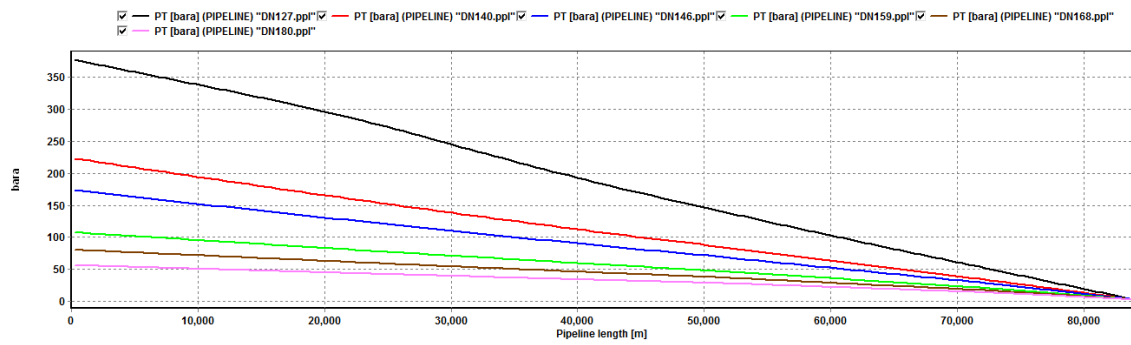


图 3.30 起点压力

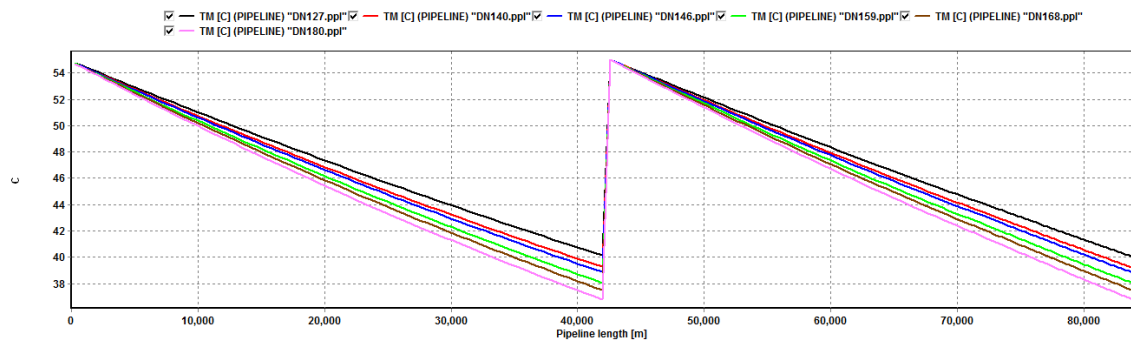


图 3.31 温降图

表 3.18 设计输量下的设计方案

方案		A-B 段				
管径 方案	保温层 方案 (mm)	出站温度 (°C)	进站温度 (°C)	起点压力 (MPa)	热站数	泵站数
D127	30	70	40.5	38.2	2	—
	40	70	44.7	38.2	2	—
	50	70	45.2	38.2	2	—

方案		A-B 段				
管径方案	保温层方案 (mm)	出站温度 (°C)	进站温度 (°C)	起点压力 (MPa)	热站数	泵站数
D140	30	70	38.8	21.8	2	2
	40	70	43.1	21.5	2	2
	50	70	43.8	21.3	2	2
	60	70	44.2	21.2	2	
	70	70	44.5	21.1	2	
	80	70	44.9	21.1	2	
D146	30	70	38	17	2	2
	40	70	42.4	16.8	2	2
	50	70	43.2	16.6	2	2
D159	30	70	36.4	10.6	2	1
	40	70	41.1	10.5	2	1
	50	70	41.8	10.4	2	1
D168	30	70	35.4	7.9	2	1
	40	70	44.7	7.8	2	1
	50	70	40.9	7.8	2	1
D180	30	70	35	5.6	3	1
	40	70	43.4	5.5	2	1
	50	70	39.8	5.7	2	1

注：D127 方案所需运行压力太大，已超出常规设计压力范畴，不再作该方案比选

3.4.2 最低输量下的设计方案

由于区块具有输量衰减快的特点（2022 年输量不足 2016 年输量的 50%），在进行最低输量下的设计时宜校核其设计工况下的允许最小输量是否满足要求。利用苏霍夫公式（见式 3.7）计算出 B-C 输油管段不同方案下所需的进出站温度及所需热站数，其中热站布置采取等间距布置原则进行试算。

$$T_R = T_0 + (T_Z - T_0)e^{\frac{K\pi D l_R}{Gc}} \quad (3.10)$$

式中 T_R —出站温度，°C；

T_0 —最冷月平均低温，°C；

T_Z —进站温度，°C；

K —管道总传热系数，W/(m·°C)；

D —管道外径，m；

l_R —加热站间距，m；

G —管道质量流量，kg/s；

c —油品比热容，J/(kg·K)。

对于一条已经投入使用的管线，在其管径、总热系数、土壤温度以及加热站间距、加热站出站温度均已确定的情况下，决定管道温降的最重要的参数就是管道的输量。在达到了最高出站油温和最低进站油温的情况下，对应有该加热输送管道的允许最小输量 $G_{\min}$ ，该参数是热油管道运行管理中非常重要的参数。加热站间的允许最小输量 $G_{\min}$ 是热油管道必须保持的最低输量。维持在这一输量时，进出站温度已经分别达到允许的最低、最高的限度。若再降低输量，则站间温降会进一步增大，当仍维持进站油温在低限，出站油温就要高于允许的上限，这使管道因热变形过大而受到损伤，易造成事故。这些都是安全生产所不允许的。结合本赛题，后期输量衰减较大，因此有必要对可行的热力方案进行“允许最小输量”校核，从而实现方案优选。

对凝点较高的含蜡原油，由于在凝点附近时粘温曲线很陡，故其经济进站温度宜略高于凝点 3-5℃，则最低进站温度宜为 33℃。分别利用商业软件 OLGA 及苏霍夫公式，在最低输量条件下进行热力计算和允许最小输量校核，计算结果见下表。

表 3.19 最低输量下的热力设计方案

方案		B-C 段		
管径方案	保温层方(mm)	热站数	运行最低输量(10^4 t)	允许最小输量(10^4 t)
D140	30	5	17.4	16.6
	40	5	17.4	14.7
	50	4	17.4	17.04
	60	4	17.4	15.8
	70	4	17.4	14.8
	80	4	17.4	14.2
D146	30	5	17.4	16.7
	40	5	17.4	14.5
	50	5	17.4	14.4
	60	4	17.4	16.7
	70	4	17.4	15.5
	80	4	17.4	14.6
D159	30	6	17.4	16.7
	40	5	17.4	16.5
	50	5	17.4	15.5
	60	5	17.4	14.1
	70	4	17.4	16.6
	80	5	17.4	15.8
D168	30	6	17.4	16.8
	40	5	17.4	17.05
	50	5	17.4	15.9
	60	5	17.4	14.5
	70	4	17.4	17.05
	80	4	17.4	16

方案		B-C 段		
管径方案	保温层方(mm)	热站数	运行最低输量(10 ⁴ t)	允许最小输量(10 ⁴ t)
D180	30	7	17.4	16.6
	40	7	17.4	14.7
	50	6	17.4	17.04
	60	6	17.4	15.8
	70	5	17.4	14.8
	80	5	17.4	14.2

3.4.3 设计压力及管道壁厚

根据设计输量下的水力计算结果,选择不同的设计压力、钢级,并考虑一定腐蚀的余计算得出设计壁厚,方案组合结果见表 3.20-3.22。

管道壁厚应根据以下式(3.11)计算:

$$\delta = \frac{pD}{2\sigma_s F \phi t} + C \quad (3.11)$$

式中 δ —钢管壁厚, mm;

p —管道设计压力, MPa;

D —钢管外径, mm;

F —强度设计系数, 取 0.72;

σ_s —钢管最低屈服强度, MPa;

ϕ —焊缝系数, 无缝钢管取 0.9, 焊接钢管取 0.8;

C —腐蚀裕量附加值, 取 1mm;

T —温度折减系数, 当 $t \leq 120^\circ\text{C}$ 时, t 取 1.0。

由于 B-C 段为管输原油, 脱水后原油含水率小于 0.5%, 输送介质较为清洁, 壁厚腐蚀余量宜考虑 1mm。

(1) L245 钢级

表 3.20 L245 钢级下的设计压力及壁厚选取

方案		B-C 段					
管径方案	保温层方案(mm)	设计压力(MPa)	泵站数	设计壁厚(mm)	设计压力(MPa)	泵站数	设计壁厚(mm)
D140	30	12	2	6.0	8	3	4.5
	40	12	2	6.0	7.9	3	4.5
	50	11.8	4	6.0	7.8	3	4.5
	60	11.8	4	6.0	7.8	3	4.5
	70	11.6	4	6.0	7.7	3	4.5
	80	11.6	4	6.0	7.7	3	4.5

第3章 输油管道工艺设计

方案		B-C 段					
管径方案	保温层方案 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)
D146	30	9.4	2	5.0	6.2	3	3.6
	40	9.3	2	5.0	6.2	3	3.6
	50	9.2	2	5.0	7.8	3	3.6
	60	9	2	5.0	7.8	3	3.6
	70	9	2	5.0	7.7	3	3.6
	80	9	2	5.0	7.7	2	3.6
D159	30	11.6	1	6.5	5.8	2	4.0
	40	11.6	1	6.5	5.8	2	4.0
	50	11.4	1	6.5	5.7	2	4.0
	60	11.3	1	6.5	5.7	2	4.0
	70	11.3	1	6.5	5.6	2	4.0
	80	11.2	1	6.5	5.6	2	4.0
D168	30	7.9	1	5.5	4.5	2	3.2
	40	7.8	1	5.5	4.4	2	3.2
	50	7.8	1	5.5	4.4	2	3.2
	60	7.8	1	5.5	4.3	2	3.2
	70	7.7	1	5.5	4.3	2	3.2
	80	7.7	1	5.5	4.3	2	3.2
D180	30	5.6	1	3.2	2.8	2	2.3
	40	5.5	1	3.2	2.8	2	2.3
	50	5.5	1	3.2	2.8	2	2.3
	60	5.5	1	3.0	2.8	2	2.3
	70	5.4	1	3.0	2.8	2	2.3
	80	5.4	1	3.0	2.8	2	2.3

(2) L290 钢级

表 3.21 L290 钢级下的设计压力及壁厚选取

方案		B-C 段					
管径方案	保温层方案	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)
D140	30	12	2	5.4	8	3	3.8
	40	12	2	5.4	7.9	3	3.8
	50	11.8	2	5.0	7.8	3	3.6
	60	11.8	2	5.0	7.8	3	3.6
	70	11.6	2	5.0	7.7	3	3.6
	80	11.6	2	5.0	7.7	3	3.6

第 3 章 输油管道工艺设计

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层 方案	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)
D146	30	9.4	2	4.5	6.2	3	3.6
	40	9.3	2	4.5	6.2	3	3.6
	50	9.2	2	4.5	7.8	3	3.6
	60	9	2	4.5	7.8	3	3.6
	70	9	2	4.5	7.7	3	3.6
	80	9	2	4.5	7.7	2	3.6
D159	30	11.6	1	5.5	5.8	2	3.6
	40	11.6	1	5.5	5.8	2	3.6
	50	11.4	1	5.5	5.7	2	3.6
	60	11.3	1	5.5	5.7	2	3.6
	70	11.3	1	5.5	5.6	2	3.6
	80	11.2	1	5.5	5.6	2	3.6
D168	30	7.9	1	4.5	4.5	2	3.0
	40	7.8	1	4.5	4.4	2	3.0
	50	7.8	1	4.5	4.4	2	3.0
	60	7.8	1	4.5	4.3	2	3.0
	70	7.7	1	4.5	4.3	2	3.0
	80	7.7	1	4.5	4.3	2	3.0
D180	30	5.6	1	3.6	3.0	2	2.3
	40	5.5	1	3.6	3.0	2	2.3
	50	5.5	1	3.6	3.0	2	2.3
	60	5.5	1	3.6	3.0	2	2.3
	70	5.4	1	3.6	3.0	2	2.3
	80	5.4	1	3.6	3.0	2	2.3

(2) L360 钢级

表 3.22 L360 钢级下的设计压力及壁厚选取

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层 方案	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)
D140	30	12	2	5.0	8	3	3.6
	40	12	2	5.0	7.9	3	3.6
	50	11.8	2	5.0	7.8	3	3.6
	60	11.8	2	5.0	7.8	3	3.6
	70	11.6	2	5.0	7.7	3	3.6
	80	12	2	5.0	7.7	3	3.6

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层 方案	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)	设计压力 (MPa)	泵站数	设计壁厚 (mm)
D146	30	9.4	2	4.0	6.2	3	3.0
	40	9.3	2	4.0	6.2	3	3.0
	50	9.2	2	4.0	7.8	3	3.0
	60	9	2	4.0	7.8	3	3.0
	70	9	2	4.0	7.7	3	3.0
	80	9	2	4.0	7.7	3	3.0
D159	30	11.6	1	5.5	5.8	2	3.6
	40	11.6	1	5.0	5.8	2	3.6
	50	11.4	1	5.0	5.7	2	3.6
	60	11.3	1	5.0	5.7	2	3.6
	70	11.3	1	5.0	5.6	2	3.6
	80	11.2	1	5.0	5.6	2	3.6
D168	30	7.9	1	4.5	4.5	2	3.0
	40	7.8	1	4.5	4.4	2	3.0
	50	7.8	1	4.5	4.4	2	3.0
	60	7.8	1	4.5	4.3	2	3.0
	70	7.7	1	4.5	4.3	2	3.0
	80	7.7	1	4.5	4.3	2	3.0
D180	30	5.6	1	4.0	3.0	2	2.6
	40	5.5	1	4.0	3.0	2	2.6
	50	5.5	1	4.0	3.0	2	2.6
	60	5.5	1	4.0	3.0	2	2.6
	70	5.4	1	4.0	3.0	2	2.6
	80	5.4	1	4.0	3.0	2	2.6

3.4.4 经济性分析

根据不同的方案进行经济投资估算分析, 选优出最佳经济的方案并进行适应性分析, 投资估算结果见表 3.23-3.25。(其中考虑到同沟敷设天然气管道成本较大, 因此热站燃料消耗使用管输原油。)

在原油管道投资中, 由于加热的能耗是热油管道总能耗中的重要部分, 加热方式、加热装置根据经济最优原则, 利用式 (3.12)、(3.13) 计算得到不同方案下加热原油所需原油量。

$$q = Gc(T_R - T_Z) \quad (3.12)$$

式中 q —加热炉有效热负荷, kW;
 G —油流质量流量, kg/s;
 c —平均油温下的油品比热容, kJ/(kg·°C)。

$$g = \frac{3600q}{E\eta_R} \quad (3.13)$$

式中 g —加热用原油量, kg/h;
 η_R —加热系统效率, 取 88%;
 E —原油热值, 取 $4.56 \times 10^4 \text{ MJ/kg}$ 。

(1) L245 钢级

表 3.23 L245 钢级不同方案下的投资估算

方案		B-C 段					
管径方案	保温层方案 (mm)	设计压力 (MPa)	设计壁厚 (mm)	管道投资 (万元)	保温层投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D140	30	12	6	866	135	8600	9600
	40	12	6	866	190	8500	9656
	50	11.8	6	866	251	7400	8517
	60	11.8	6	866	317	7300	8583
	70	11.6	6	866	388	7280	8654
	80	11.6	6	866	464	7256	8730
D140	30	8	4.5	866	135	8600	9600
	40	7.9	4.5	866	190	8550	9656
	50	7.8	4.5	866	251	7600	8517
	60	7.8	4.5	866	317	7400	8583
	70	11.6	4.5	866	388	7300	8654
	80	11.6	4.5	866	464	7400	8730
D146	30	9.4	5	760	140	8560	9449
	40	9.3	5	760	196	8540	9506
	50	9.2	5	760	259	8530	9568
	60	9	5	760	326	7390	8436
	70	9	5	760	399	7360	8509
	80	9	5	760	477	7330	8587
D146	30	9.4	5	760	140	8560	9449
	40	9.3	5	760	196	8540	9506
	50	9.2	5	760	259	8530	9568
	60	9	5	760	326	7390	8436
	70	9	5	760	399	7360	8509
	80	9	5	760	477	7330	8587

第 3 章 输油管道工艺设计

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层 方案 (mm)	设计压力 (MPa)	设计壁厚 (mm)	管道投资 (万元)	保温层投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D159	30	11.6	5.5	866	149	8600	9729
	40	11.6	5.5	866	210	7400	8589
	50	11.4	5.5	1749	276	8655	8517
	60	11.3	5.5	1749	347	8726	8583
	70	11.3	5.5	1749	423	7602	8654
	80	11.2	5.5	1749	504	7684	8730
D159	30	5.8	3.6	687	135	9725	10561
	40	5.8	3.6	687	190	8525	94212
	50	5.7	3.6	687	251	8525	9488
	60	5.7	3.6	687	317	8525	9558
	70	5.6	3.6	687	388	7325	8435
	80	5.6	3.6	687	464	7325	8516
D168	30	8.6	5.5	853	157	8550	9560
	40	8.5	5.5	853	219	7350	8423
	50	8.5	5.5	853	288	7350	8491
	60	8.5	5.5	853	361	7350	8564
	70	8.4	5.5	853	440	6150	7552
	80	8.4	5.5	853	525	6170	7763
D168	30	4.5	3.6	663	157	10925	11702
	40	4.5	3.6	663	220	9765	10565
	50	4.5	3.6	663	288	9740	10633
	60	4.4	3.6	663	361	9725	10706
	70	4.4	3.6	663	440	8525	9585
	80	4.4	3.6	663	524	8525	9669
D180	30	5.6	3.6	663	157	10925	10557
	40	5.5	3.6	663	220	9765	10622
	50	5.5	3.6	663	288	9740	9494
	60	5.5	3.6	663	361	9725	9570
	70	5.4	3.6	663	440	8525	8452
	80	5.4	3.6	663	524	8525	8539
D180	30	2.8	3.6	663	157	10925	11757
	40	2.8	3.6	663	220	9765	11797
	50	2.8	3.6	663	288	9740	10669
	60	2.8	3.6	663	361	9725	10745
	70	2.8	3.6	663	440	8525	9627
	80	2.8	3.6	663	524	8525	9714

(2) L290 钢级

表 3.24 L290 钢级不同方案下的投资估算

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层方案 (mm)	设计 压力 (MPa)	设计壁厚 (mm)	管道投资 (万元)	保温层投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D140	30	12	6	866	135	8600	9600
	40	12	6	866	190	8600	9656
	50	11.8	6	866	251	7400	8517
	60	11.8	6	866	317	7400	8583
	70	11.6	6	866	388	7400	8654
	80	11.6	6	866	464	7400	8730
D140	30	8	4.5	866	135	8600	9600
	40	7.9	4.5	866	190	8600	9656
	50	7.8	4.5	866	251	7400	8517
	60	7.8	4.5	866	317	7400	8583
	70	11.6	4.5	866	388	7400	8654
	80	11.6	4.5	866	464	7400	8730
D146	30	9.4	5	760	140	8560	9449
	40	9.3	5	760	196	8540	9506
	50	9.2	5	760	259	8530	9568
	60	9	5	760	326	7390	8436
	70	9	5	760	399	7360	8509
	80	9	5	760	477	7330	8587
D146	30	9.4	5	760	140	8560	9449
	40	9.3	5	760	196	8540	9506
	50	9.2	5	760	259	8530	9568
	60	9	5	760	326	7390	8436
	70	9	5	760	399	7360	8509
	80	9	5	760	477	7330	8587
D159	30	11.6	5.5	866	149	8600	9729
	40	11.6	5.5	866	210	7400	8589
	50	11.4	5.5	1749	276	8655	8517
	60	11.3	5.5	1749	347	8726	8583
	70	11.3	5.5	1749	423	7602	8654
	80	11.2	5.5	1749	504	7684	8730

第 3 章 输油管道工艺设计

方案		B-C 段					
管径 方案	保温层方案 (mm)	设计 压力 (MPa)	设计壁厚 (mm)	管道投资 (万元)	保温层投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D159	30	5.8	3.6	687	135	9725	10561
	40	5.8	3.6	687	190	8525	94212
	50	5.7	3.6	687	251	8525	9488
	60	5.7	3.6	687	317	8525	9558
	70	5.6	3.6	687	388	7325	8435
	80	5.6	3.6	687	464	7325	8516
D168	30	8.6	5.5	853	157	8550	9560
	40	8.5	5.5	853	219	7350	8423
	50	8.5	5.5	853	288	7350	8491
	60	8.5	5.5	853	361	7350	8564
	70	8.4	5.5	853	440	6150	7552
	80	8.4	5.5	853	525	6170	7763
D168	30	4.5	3.6	663	157	10925	11702
	40	4.5	3.6	663	220	9765	10565
	50	4.5	3.6	663	288	9740	10633
	60	4.4	3.6	663	361	9725	10706
	70	4.4	3.6	663	440	8525	9585
	80	4.4	3.6	663	524	8525	9669
D180	30	5.6	3.6	678	157	10925	11702
	40	5.5	3.6	678	220	9765	10565
	50	5.5	3.6	678	288	9740	10633
	60	5.5	3.6	678	361	9725	10706
	70	5.4	3.6	678	440	8525	9585
	80	5.4	3.6	678	524	8525	9669
D180	30	2.8	3.2	678	157	10925	1270
	40	2.8	3.2	678	220	9765	10565
	50	2.8	3.2	678	288	9740	10633
	60	2.8	3.2	678	361	9725	10706
	70	2.8	3.2	678	440	8525	9800
	80	2.8	3.2	678	524	8525	9700

(3) L360 钢级

表 3.25 L360 钢级不同方案下的投资估算

方案		B-C 段					
管径方案	保温层方案 (mm)	设计压力 (MPa)	设计壁厚 (mm)	管道投资 (万元)	保温层投资 (万元)	站场投资 (万元)	总投资 (万元)
D140	30	12	6	866	135	8600	9600
	40	12	6	866	190	8600	9656
	50	11.8	6	866	251	7400	8517
	60	11.8	6	866	317	7400	8583
	70	11.6	6	866	388	7400	8654
	80	11.6	6	866	464	7400	8730
D140	30	8	4.5	866	135	8600	9600
	40	7.9	4.5	866	190	8600	9656
	50	7.8	4.5	866	251	7400	8517
	60	7.8	4.5	866	317	7400	8583
	70	11.6	4.5	866	388	7400	8654
	80	11.6	4.5	866	464	7400	8730
D146	30	9.4	5	760	140	8560	9449
	40	9.3	5	760	196	8540	9506
	50	9.2	5	760	259	8530	9568
	60	9	5	760	326	7390	8436
	70	9	5	760	399	7360	8509
	80	9	5	760	477	7330	8587
D146	30	9.4	5	760	140	8560	9449
	40	9.3	5	760	196	8540	9506
	50	9.2	5	760	259	8530	9568
	60	9	5	760	326	7390	8436
	70	9	5	760	399	7360	8509
	80	9	5	760	477	7330	8587
D159	30	11.6	5.5	866	149	8600	9729
	40	11.6	5.5	866	210	7400	8589
	50	11.4	5.5	1749	276	8655	8517
	60	11.3	5.5	1749	347	8726	8583
	70	11.3	5.5	1749	423	7602	8654
	80	11.2	5.5	1749	504	7684	8730

第 3 章 输油管道工艺设计

D159	30	5.8	3.6	687	135	9725	10561
	40	5.8	3.6	687	190	8525	94212
	50	5.7	3.6	687	251	8525	9488
	60	5.7	3.6	687	317	8525	9558
	70	5.6	3.6	687	388	7325	8435
	80	5.6	3.6	687	464	7325	8516
D168	30	8.6	5.5	853	157	8550	9560
	40	8.5	5.5	853	219	7350	8423
	50	8.5	5.5	853	288	7350	8491
	60	8.5	5.5	853	361	7350	8564
	70	8.4	5.5	853	440	6150	7552
	80	8.4	5.5	853	525	6170	7763
D168	30	4.5	3.6	663	157	10925	11702
	40	4.5	3.6	663	220	9765	10565
	50	4.5	3.6	663	288	9740	10633
	60	4.4	3.6	663	361	9725	10706
	70	4.4	3.6	663	440	8525	9585
	80	4.4	3.6	663	524	8525	9669
D180	30	5.6	3.6	678	157	10925	11702
	40	5.5	3.6	678	220	9765	10565
	50	5.5	3.6	678	288	9740	10633
	60	5.5	3.6	678	361	9725	10706
	70	5.4	3.6	678	440	8525	9585
	80	5.4	3.6	678	524	8525	9669
D180	30	2.8	3.2	678	157	10925	1270
	40	2.8	3.2	678	220	9765	10565
	50	2.8	3.2	678	288	9740	10633
	60	2.8	3.2	678	361	9725	10706
	70	2.8	3.2	678	440	8525	9800
	80	2.8	3.2	678	524	8525	9700

经过 184 组方案的经济比选，优选出“ $\phi 168 \times 4.5\text{mm}$ ”方案，并进行方案适应性分析，详细设计参见下表。

表 3.26 B-C 段管道设计参数

公称直径	保温层厚度	设计压力	设计壁厚	钢级	泵站	独立热站
D168	70mm	8.5MPa	4.5mm	L290	1 座	3 座

3.4.5 适应性分析

结合来油输量衰减较大、不同季节地温温差较大和工程建设周期的特点，制定 B-C 段十年运行方案：

- (1) 热站采取分期建设：前期投入首站及热 II；2019 年开始投入热 I 及热 III；
- (2) 夏季热力方案：2016-2018 年采用一炉到底、2019-2026 年加入使用热 II；
- (3) 冬季热力方案：2016-2018 年运行首站及热 II、2019-2026 年全线加热；
- (4) 水力方案：2016-2020 年采用两级增压（两台离心泵串联）、2021-2025 年仅投入一台离心泵即可满足输送要求。

3.4.5.1 冬季运行方案

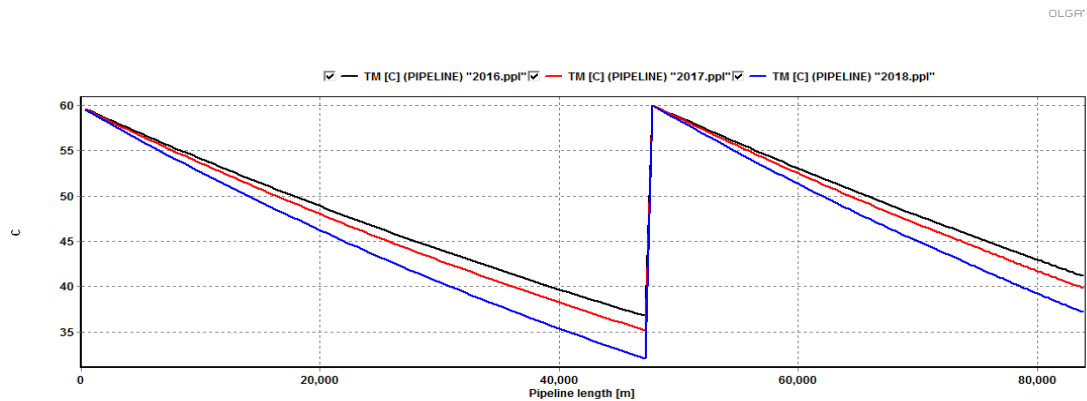


图 3.32 2016-2018 冬季温降图

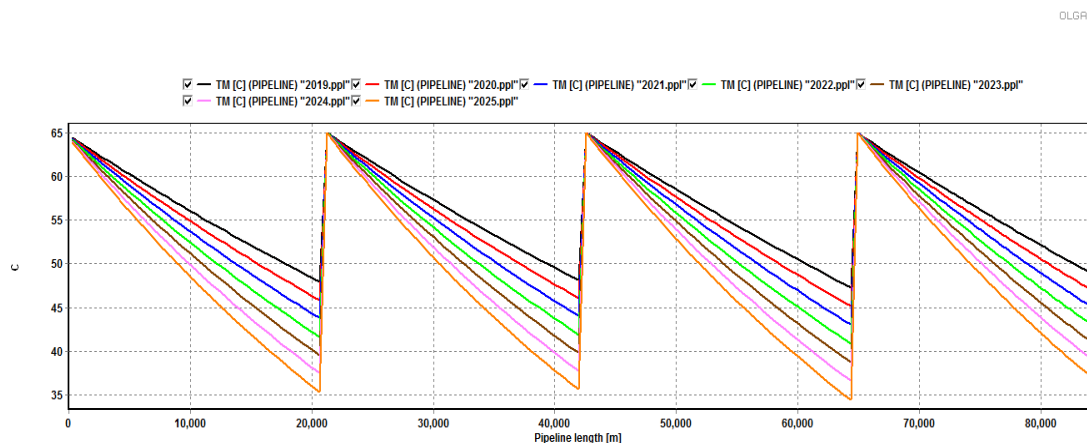


图 3.33 2019-2025 冬季温降图

3.4.5.2 夏季运行方案

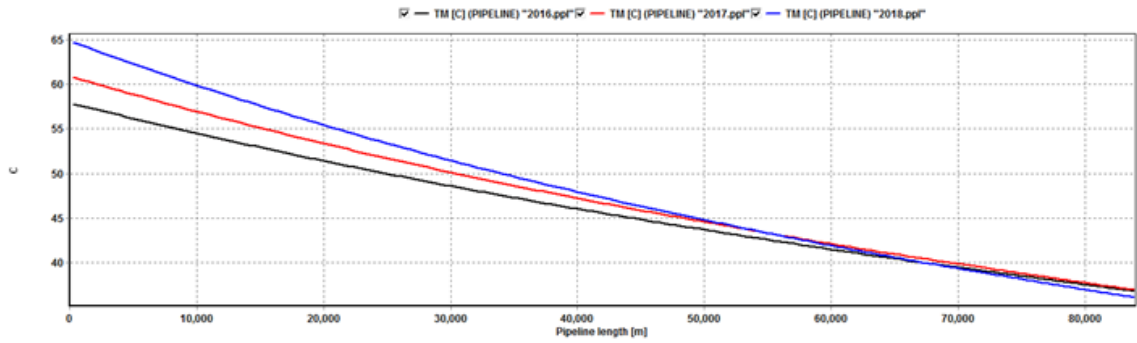


图 3.34 2016-2018 年温降图

OLGPT

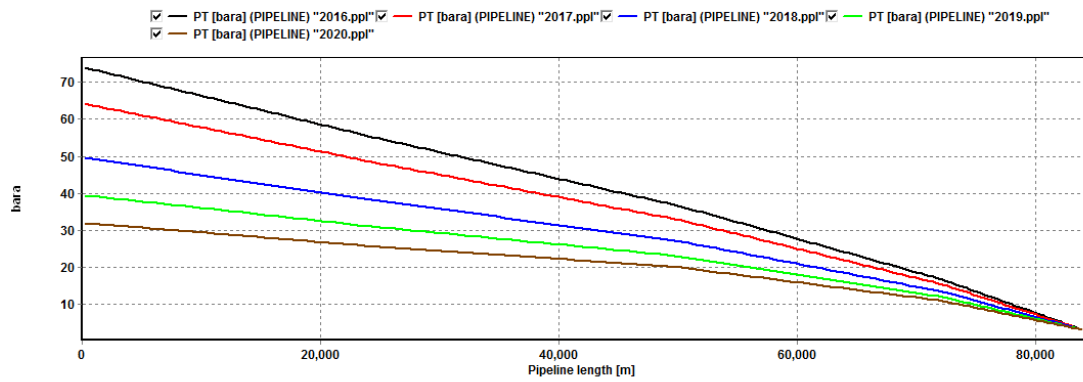


图 3.35 2016-2020 年压降图

OLGPT

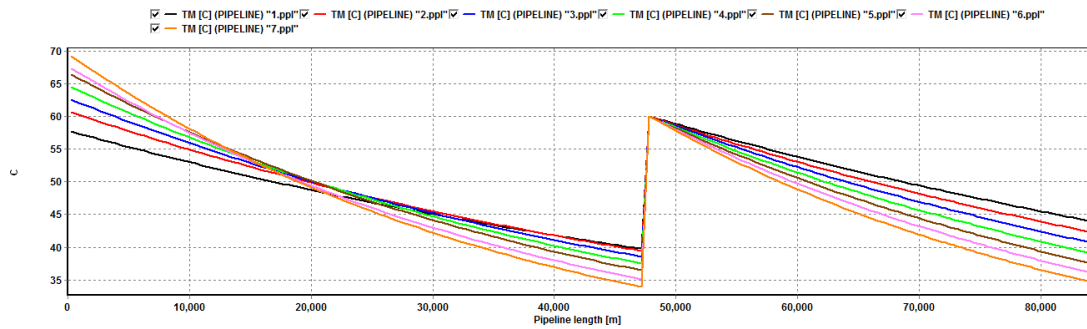


图 3.36 2019-2025 年温降图

OLGPT

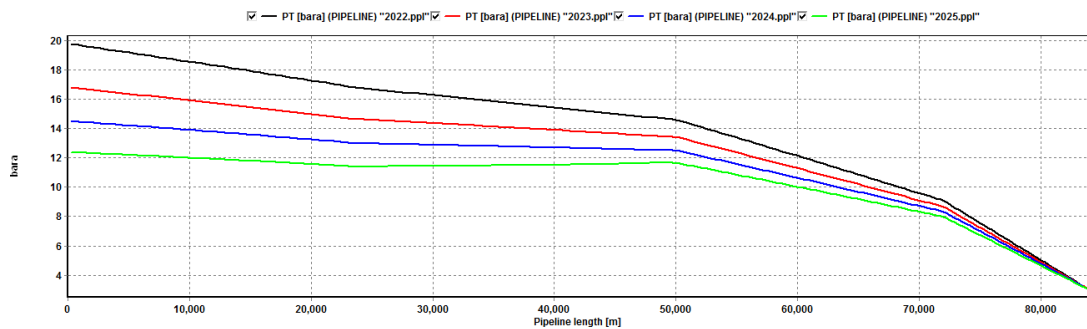


图 3.37 2021-2025 年压降图

3.5 设备选型

3.5.1 泵机组选型

输油泵和原动机是泵站的核心设备，直接影响到管道的安全、经济运行，必须做好选型、安装和运行维护的工作。选择泵机组的主要原则如下：

- ① 满足工艺要求。排量、压力、功率及所能输的液体要与输油任务相适应。一般情况下，每座泵站的泵机组不应少于 2 台，但不宜多于 5 台，并应至少备用 1 台；
- ② 工作平稳可靠，能长时间连续运行；
- ③ 易于操作与维护；
- ④ 效率高、价格合理，能充分利用现有能源；
- ⑤ 满足防爆、防腐蚀或露天设置等使用及安装的特殊要求。

(1) A-B 段设备选型

输油管线可供输油的输油泵类型有离心泵及螺杆泵。由于离心泵具有排量大、能串联工作、运行平稳、构造简单、易于维修等优点，在输油管道上得到了广泛应用。根据《GB50253-2014 输油管道工程设计规范》：输油泵泵型应根据所输油品性质合理选择，当在输油温度下的动力粘度在 100mPa·s 以下时，宜选用离心泵。在备选的两个方案中，输油温度均在 35℃-40℃，动力粘度均在 100mPa·s 以下，因而选用离心泵。并且根据 A-B 段的输送要求，选取苏尔寿的 BBS/CD 型号离心泵



图 3.38 BBS/CD 型号离心泵

表 3.27 双螺杆泵基本性能参数

型号	BBS/CD
执行规范	API 610
特点	双叶轮单级离心泵，特别适合于低气蚀余量值要求
最大操作温度	425℃
最大操作压力	5.5MPa
流量范围 (m ³ /h)	70-1400
扬程范围 (m)	10-800

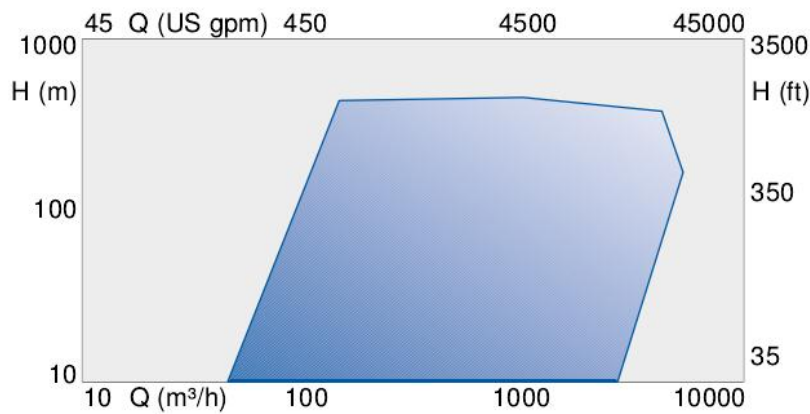


图 3.39 部分型号适用范围

由图 3.39 可知，可选型号 BBS/CD，在设计输量 $114.95\text{m}^3/\text{h}$ 下由其特性曲线及特性方程得到泵的有关参数，见表 3.28。

表 3.28 泵性能参数

泵型号	排量	进口压力	扬程	出口压力	效率
BBS/CD	$114.95\text{ m}^3/\text{h}$	0.5 MPa	580m	5.5 MPa	88%

(2) B-C 段设备选型

输油管线可供输油的输油泵类型有离心泵及螺杆泵。由于离心泵具有排量大、能串联工作、运行平稳、构造简单、易于维修等优点，在输油管道上得到了广泛应用。根据《GB50253-2014 输油管道工程设计规范》：输油泵泵型应根据所输油品性质合理选择，当在输油温度下的动力粘度在 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以下时，宜选用离心泵。在备选的两个方案中，输油温度均在 35°C - 40°C ，动力粘度均在 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以下，因而选用离心泵。

在具体泵的选型时，由于泵采用串联的方式布置，应根据“排量相等，扬程相加”的原则及结合离心泵的特性曲线，使泵在工作时处于高效工作区，从而确定泵的形式及工作台数。

表 3.29 水力参数

公称直径	设计输量	出站压力	进站压力	设计压力
D168	$73.98\text{m}^3/\text{h}$	7.8MPa	0.6MPa	8.5MPa

由于水力参数中，出站压力较大，在进行泵的选型时应选择中低流量，中高扬程的泵，经过一系列筛选，使用 Sulzer 公司的 OHHL 型号的离心泵。OHHL 卧式悬臂流程泵主要应用于炼厂，石油化工，以及海上平台的重工位泵，设计依据 ISO 13709 (API 610) 以及 ISO 21049 (API 682)。OHHL 系列针对改善低流量水力性能而设计符合本次低流量运行设计需求，见图 3.29。其性能适用范围见图 3.30 及表 3.31。



图 3.29 OHHL 泵示意图

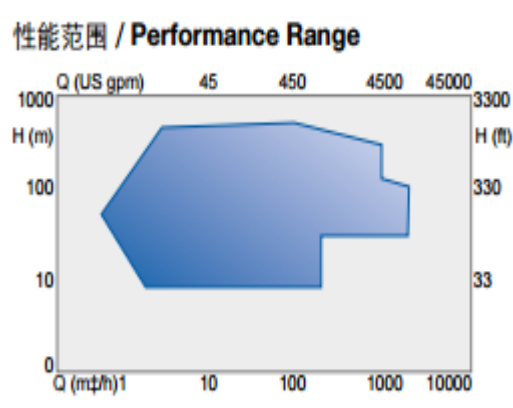


图 3.30 OHHL 离心泵适用范围

表 3.30 OHHL 离心泵适用范围

型号	排量(m³/h)	扬程(m)	压力(MPa)	温度(℃)
OHHL	5-5000	10-900	0-5.5	0-425

在设计输量 73.98m³/h 下由泵的特性曲线及特性方程得到泵的有关参数,见表 3.30。

表 3.31 OHHL 泵性能参数

泵型号	排量	进口压力	扬程(m)	出口压力	效率
OHHL	73.98 m³/h	0.3MPa	557	4.5MPa	85%

3.5.2 原动机选型

电动机在输油管道上应用最多。它比柴油机价廉,轻便,体积小,维护管理方便,工作平稳,便于自动控制,防爆安全性好。泵站使用电动机需要相应的供配电系统支持。宜选用燃气轮机。

3.5.3 加热炉选型

加热炉有传统加热炉和分体式相变加热炉,分体式相变加热炉具有以下优点:

(1) 安全可靠

分体式相变加热炉在正常工作时,壳体承受低于大气压力的负压,彻底免除了加热炉主机的爆炸危险;即使在非正常情况下,特别设计的安全保障系统也能确保加热炉安全使用。中间介质在密闭空间工作,正常运行情况下无须补充,避免了筒体内氧化腐蚀的发生;筒体、判官受热均匀稳定,大大减少了热应力破坏,有效消除或缓解了传统加热炉存在的腐蚀、裂纹、爆管、结焦、结垢、过热烧损等问题。配有独特的燃烧室防爆燃装置,确保燃烧室无爆炸危险。

(2) 节能高效

相比较传统水套式加热炉,相变换热技术具有明显的传热优势。燃煤相变炉设计热效率在 80%以上,燃油燃气相变加热炉效率在 90%以上;热损耗少,节能效果可观;不用除氧器,占地面积小,运行费用低。

(3) 环保

相变加热炉初始排尘浓度测试不超过国家标准的 70%，烟气排尘浓度及烟气黑度明显低于国家标准。

相变加热炉具有以上优点，经过计算，热站选用 SC-FT-Y2000/2.5-Q 分体式相变加热炉。

3.6 管道强度校核

3.6.1 进出站压力校核

出站压力应在管道强度的允许值范围内。首先计算出管道所能承受的最大压力，换算成相应压头，与出站压头进行校核对比，校核结果见表 3.32。

表 3.32 进出站压力校核

计算管段	最大出站压力	进站压力	设计压力	校核结果
A-B 段	5MPa	0.6MPa	5.5MPa	安全
B-C 段	7.4MPa	0.3MPa	8.5MPa	安全

3.6.3 静水压力校核

静水压头：油流停止流动后有地形高差产生的静液柱压力，由最大高程差产生的静水压力应在管道强度的允许值范围内，校核结果见表 3.33。

表 3.33 静水压头校核

计算管段	最大高程差	最大静水压头	管道最大承压	校核结果
A-B	31m	0.255MPa	18.44MPa	安全
B-C	43m	0.35	20MPa	安全

3.6.4 动水压力校核

动水压力：油流沿管道流动过程中各点的剩余压力。最小动水压力应大于 0.2MPa 能保证油流的流动，最大动水压力应在管道强度的允许值范围内，校核结果见表 3.34。

表 3.34 静水压头校核

计算管段	最大动水压力	最小动水压力	管道最大承压	校核结果
A-B	2.5MPa	0.8MPa	18.44MPa	安全
B-C	4.88MPa	0.35MPa	20MPa	安全

3.8 设计成果

综合方案的经济性，并结合保障低输量下的管道运行的可行性，并秉承“安全、经济、高效、环保”的设计理念，分别得出 A-B、B-C 管段在加热保温输送方案下的总设计方案（见表 3.35）及 B-C 段热站布置（见表 3.36）。

第 3 章 输油管道工艺设计

表 3.35 加热保温输送设计方案

管道	管径	保温层	热站数（含首站）	泵站数（含首站）	设计压力
A-B	$\Phi 219 \times 6.5$	50mm	1	1	5.5MPa
B-C	$\Phi 168 \times 4.5$	70mm	4	1	8.5MPa

表 3.36 B-C 段热站布置

管道	热站 I	热站 II	热站 III
B-C	X=21km	X=42km	X=63km

第 4 章 穿越河流设计方案

4.1 遵循的主要标准、规范

4.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(1989 年 中华人民共和国主席令 第 22 号);
- (2) 《中华人民共和国土地管理法》(2004 年 中华人民共和国主席令 第 28 号);
- (3) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 中华人民共和国主席令 第 30 号);

4.1.2 标准规范

- (1) 《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014);
- (2) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013);
- (3) 《石油天然气工业管线输送系统用钢管》(GB/T 9711-2011);
- (4) 《油气输送管道穿越工程施工规范》(GB50424-2007);
- (5) 《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB50369-2014);
- (6) 《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SYT 6968-2013);
- (7) 《DCA Technical Guidelines》4th Edition-2015;
- (8) 《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011

4.2 穿越河流方式比选

所采用的穿跨越方案进行选择,以确定最经济、合理、可行的技术方案。河流穿跨越方案选择的总原则为:穿越为主,跨越为辅^[4]。具体原则如下:

(1) 由于管道跨越工程投资大,施工较为复杂,建成后维护工作量较大,故管道通过河流时,宜优先采用穿越方式。

(2) 在穿越方案的选择上,要针对本工程管道穿越江河的水面宽度、流量、流速、通航等级、河岸堤防等级等情况,根据河流形态、水文参数、工程地质等综合考虑,确定合理的穿越方式。对于大型河流宜排除水上施工工作量大、影响通航的水下开挖穿越方式,尽量采用非开挖穿越方法。

(3) 定向钻穿越是一种先进的非开挖管道穿越施工方法,施工时完全在水域两岸陆地上进行,具有不破坏河堤或水域堤防、不扰动河床、不影响通航、施工周期短、管道运营安全、综合造价低等优点,对于大中型河流在地质条件适宜的情况下,应优先考虑采用。

(4) 在地质条件不符合定向钻穿越的情况下，对于大中型河流可考虑采用隧道、盾构、顶管等穿越方式或跨越方式，并通过综合技术经济比选，确定最佳穿跨越方案。

(5) 小型河流的穿越主要有开挖、横孔钻机(加套管)或小型定向钻等方式，可根据河流的水文、地质等具体情况来选择适当的穿越施工方法。

表 4.1 河流穿越方案对比

穿跨越方式	水平定向钻穿越	盾构隧道穿越	钻爆法隧道穿越
适用条件	适合于黏土、粉土、亚黏土、成孔条件好的砂层和软岩石。砾、卵石层穿越困难	从松软黏土层到泥砂砾和岩石均可	适用于基岩埋藏较浅、透水性差、地质构造简单、完整性较好的河床
穿越长度	受穿越管径及定向钻设备限制	基本不受限制	基本不受限制
施工工期	较短	较长	长
工程投资	较低	高	较低
施工、运行及维护	施工人员少，占地省，效率高，不受季节天气影响；对地表干扰小，施工精度好，不影响通航，安全性较好；卵石、硬质岩石穿越困难，且需预制和拖管场地	机械化、自动化程度高，施工劳动强度低，安全性高；检修方便，不影响通航，可一隧多用；施工机械复杂，日常维护费用高	工程质量易于控制，管理维修方便，不影响通航，可一隧多用；施工条件稍差，施工风险性较高，防治水难度大，日常维护和运行费用高
对环境的影响	小	不大	较大
穿跨越方式	顶管穿越	大开挖穿越	跨越
适用条件	河床为松散、黏土等较软弱地层且宽度不大的河流	水深较浅的季节性河流	河流两岸陡峭、河床不稳定、跨度不太大的河流
穿越长度	受限	受限	受限
施工工期	较短	较短	较短
工程投资	较高	较低	较高
施工、运行及维护	施工不受季节影响，机械化程度较高，安全性较好，不影响通航；若两岸地层软弱，竖井施工困难；穿越长度较长时，所需推力太大，硬质岩石施工困难	无需大型施工设备、施工速度快；施工质量难以控制，安全性差，检修困难，影响通航	安全性较好；维护工作量大，施工较困难
对环境的影响	较大	很大	较大

综上，考虑到河流穿越段地层主要为砾砂层和黏土层、无岩性地层的特点，秉承“安全、经济、环保”的设计理念，选定施工周期短、环境破坏小、工程投资低的水平定向钻穿越(HDD)作为管道穿越河流的优选方案。

4.3 水平定向钻穿越设计

4.3.1 HDD 可钻性评价

4.3.1.1 穿越场地地层岩性结构

根据钻探揭露、原位测试及室内试验成果综合分析，现将场地各岩土层特征从上至下分述如下：

在勘探揭示的深度范围内，场地地层共分 6 主层，3 亚层。

(1) 粉质粘土：灰色-灰黑色，淤泥成因。土质不均匀，布局夹杂粉土、粉砂、黏土薄层。摇震反应无，稍有光滑，干强度中等，韧性中等。流塑-软塑。该层仅在河漫滩上分布，厚度 0.8-2.0m。

(2) 中砂：黄色，冲击形成。颗粒均匀，局部夹粉砂、粉土薄层，主要矿物成分为石英、长石和少量的暗色矿物。稍密-中密，稍湿-饱和。该层在河道西部分布，厚度为 2.0-3.0m。

(3) 粉砂：黄色，冲击形成。颗粒均匀，局部夹粉土薄层，主要矿物成分为石英、长石和少量的暗色矿物。稍密-中密，干-稍湿，仅在两岸分布。

(4) 黏土：黄色，淤积成因，土质较均匀，局部夹可塑性粉质黏土薄层，摇震反应无，稍有光滑，干强度高，韧性高。可塑。

(5) 砾砂：灰色，冲积形成。颗粒不均匀，局部夹中砂、粗砂薄层，主要矿物成分为石英、长石和少量的暗色矿物。稍密-中密，饱和。

1) 中砂：黄色，冲击形成，颗粒均匀，局部夹粉土薄层，主要矿物成分为石英、长石和少量的暗色矿物。中密，饱和，该层仅在部分钻孔分布。

2) 粉砂：黄色，冲积形成。颗粒均匀，局部夹粉土薄层，主要矿物成分为石英、长石和少量的暗色矿物。中密，饱和，该层仅在部分钻孔分布。

(6) 黏土：灰黄色-灰色，淤积成因，土质较均匀，局部夹可塑粉质黏土薄层。摇震反应无，稍有光滑，干强度高，韧性高。硬塑-坚硬。粉土：灰色，冲积成因，土质较均匀，摇震反应无，有光泽，干强度低，韧性低。中密，湿，该层仅在部分钻孔分布。

需要说明的是，该地质剖面图是该管线两侧的钻孔地层在该管线位置下的投影剖面图，由于钻孔不在管线位置上，存在钻孔标高高于或低于地形线的问题。

4.3.1.2 穿越场地土的物理力学性质指标

赛题数据附表 1 给出了各土层的主要物理力学性质指标，主要包含各地层的天然含水量、土的密度、孔隙比、液性指数、压缩系数(MPa^{-1})、压缩模量(MPa)、标准贯入试验(击)5 类指标。

天然含水量：反映土的湿度的一个重要物理指标。天然状态下土层的含水量称天然含水量，其变化范围很大，与土的种类、埋藏条件及其所处的自然地理环境等有关^[5]。一般干的粗砂土，其值接近于零，而饱和砂土，可达 40%；坚硬的粘性土的含水量约小于 30%，而饱和状态的软粘性土(如淤泥)，则可达 60%或更大。一般说来，同一类土，当其含水量增大时，强度就降低。

液性指数:是判断土的软硬状态,表示天然含水率与界限含水率相对关系的指标^[6]。根据《岩土工勘察规范》(GB50021-94),液性指数如下表所示。

表 4.2 液性指数划分土的软硬状态

液性指数 I_L	$I_L < 0$	$0 \leq I_L \leq 0.25$	$0.25 \leq I_L < 0.75$	$0.75 \leq I_L < 1$	$I_L \geq 1$
软硬状态	坚硬	硬塑	可塑	软塑	流塑

孔隙比:指材料中孔隙体积与材料中颗粒体积之比,是反应材料密实程度的重要物理性质指标。可以评价天然土层的密实程度^[7]。一般 $e < 0.6$ 的土是密实的低压缩性土, $e > 1.0$ 的土是疏松的高压缩性土。

土体压缩系数 a_{1-2} :用于描述土体压缩性大小的物理量,被定义为压缩试验所得 $e-p$ 曲线上某一压力段的割线的斜率。 $a_{1-2} < 0.1 \text{ MPa}^{-1}$ 属低压缩性土; $0.1 \text{ MPa}^{-1} \leq a_{1-2} < 0.5 \text{ MPa}^{-1}$ 属中压缩性土; $a_{1-2} \geq 0.5 \text{ MPa}^{-1}$ 属高压缩性土^[8]。

土的压缩模量 E_s :是判断土的压缩性和计算地基压缩变形量的重要指标之一。压缩模量越大,土越坚硬^[9]。

标准贯入试验(击):是在现场测定砂或粘性土的地基承载力的一种方法^[10]。根据《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011),天然状态砂土的密实度分类如下表所示:

表 4.3 天然状态砂土的密实度分类

标准贯入试验锤击数 N	密实度
$N \leq 10$ 松散	$N \leq 10$ 松散
$10 < N \leq 15$ 稍密	$10 < N \leq 15$ 稍密
$15 < N \leq 30$ 中密	$15 < N \leq 30$ 中密
$N > 30$	$N > 30$

(1)层,粉质黏土层,天然含水量 $\omega=73\%$,液性指数 $I_L=1.61$,该层为高含水、流塑性地层,在定向钻穿越过程中受震动易液化。

(2)层,中砂层,天然含水量 $\omega=8.9\%$,标准贯入试验(击)=4.6,该层为低含水、松散地层。

(3)层,粉砂层,天然含水量 $\omega=12\%$,为含水地层。

(4)层,黏土层,天然含水量 $\omega=36\%$,土的密度 $\rho_0=1.81\text{g/cm}^3$,孔隙比 $e=1.059$,液性指数 $I_L=0.22$,土体压缩系数 $a_{1-2}=0.655\text{MPa}^{-1}$,土的压缩模量 $E_s=3.15\text{MPa}$,该层为硬塑的、疏松的高压缩性土层。

(5)层,砾砂层,天然含水量 $\omega=11.2\%$,标准贯入试验(击)=14.9,该层为含水、稍密的土层。

(5-1)层,中砂层,天然含水量 $\omega=17.5\%$,含水地层。

(5-2)层,粉砂层,天然含水量 $\omega=18.8\%$,含水地层。

(6)层,黏土层,天然含水量 $\omega=35.4\%$,土的密度 $\rho_0=1.86\text{g/cm}^3$,孔隙比 $e=1.004$,液性指数 $I_L=0.24$,土体压缩系数 $a_{1-2}=0.24\text{MPa}^{-1}$,土的压缩模量 $E_s=9.93\text{MPa}$,标准贯入试验(击)=11.2,该层为硬塑的、松散-稍密、疏松的中压缩性土层。

(6-1)层,粉土层,天然含水量 $\omega=22.3\%$,土的密度 $\rho_0=1.95\text{g/cm}^3$,孔隙比 $e=0.693$,液性指数 $I_L=0.24$,土体压缩系数 $a_{1-2}=0.24\text{MPa}^{-1}$,土的压缩模量 $E_s=7.20\text{MPa}$,该层为硬塑、中压缩性土层。

4.3.1.3 穿越区域岩土层可钻性评价

工程勘察结果表明:(6)层黏土为硬土层,力学性质较好,易于定向钻钻进;(5)层砾砂, $N=14.9$,稍密实,力学性质一般,但未知大于2mm以上颗粒含量以及颗粒之间的胶结性。穿越地段的稳定地下水位较高,标高为(黄海高程系)高程566m,深度为1.2m-7.8m。

存在的问题:

① (1)层粉质黏土高含水呈流塑状,定向钻穿越过程中受震动易液化;

② 由于地下水位较高,(2)层中砂、(3)层粉砂、(5)层砾砂以及亚层(5-1)和(5-2)均为砂性地层,常被水饱和容易稀释流散,钻进过程中遇到流沙层,井壁稳定性差,常发生坍塌跨孔、无法成孔,从而给打孔、扩孔、拖管产生困难,易发生埋钻等事故。

针对上述问题,穿越时除应从河床最大冲刷线以下穿越外,尽可能避开粉土、粉砂及淤泥质土层,钻进时必须严格控制泥浆配比,调整泥浆配方,出入点直线段设置套管,采用一次预扩孔工艺、加强洗孔作业等有效措施,保证成孔质量高,井壁稳定性好,确保不发生回拖困难、卡钻、埋管等恶性事故,保障管道回拖一次性完工成功率。

综上,推荐:

① 从自稳定性好的(6)层硬质黏土进行穿越;

② HDD出入土点避开易震动液化的(1)层粉质黏土,选在能进行HDD施工的河流两侧堤岸(主要为砂性地层);

③ 位于出土点、入土点附近的易塌砂层,如(2)层中砂,施工中可通过设置套管的施工方式予以解决。

4.3.1.4 施工条件评价

根据现场情况,该河流左岸与右岸均有一定的倾斜角度,不利于现场施工,应对场地进行平整、夯实地基后,钻机等装置设备设计才可进入场地。

4.3.1.5 地下障碍物评价

根据勘察资料,河流穿越段内无地下障碍物对穿越管道施工产生影响。

4.3.2 HDD 穿越曲线设计

HDD 地层可钻性评价表明：(6) 层黏土为主穿地层，因此穿越曲线水平段应位于黄海高程系 551.65m-557.20m；(1) 层粉质粘土层受振动易液化，不适宜选作为管道的出入土点，因此穿越轨迹的出入土点设在河流两侧堤岸上；为了保证管道穿越不良地层距离最短，初步选定入土点坐标为(9.36,573.86)，出土点坐标为(1073.18,570.15)。建立数学模型，求解最短穿越轨迹的目标函数。各设计参数在穿越曲线简化图上表示，如图 4.1 所示。

$$\min(L_{AF}) = L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{DE} + L_{EF}$$

S.t.

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 1500 \cdot D \\ a_1 = L_{AB} \cdot \cos \theta_{\lambda} \\ a_2 = R \cdot \cos \theta_{\lambda} \\ b_1 = L_{AB} \cdot \sin \theta_{\lambda} \\ b_2 = h_1 - b_1 \\ d_1 = L_{EF} \cdot \sin \theta_{\text{出}} \\ d_2 = h_2 - d_1 \\ h_1 = b_1 + b_2 \\ h_2 = d_1 + d_2 \\ c_1 = R \cdot \sin \theta_{\text{出}} \\ c_2 = L_{EF} \cdot \cos \theta_{\text{出}} \\ 8^{\circ} \leq \theta_{\lambda} \leq 20^{\circ} \\ 4^{\circ} \leq \theta_{\text{出}} \leq 12^{\circ} \\ 16.26 \leq h_1 \leq 22.21 \\ 12.55 \leq h_2 \leq 18.50 \end{array} \right.$$

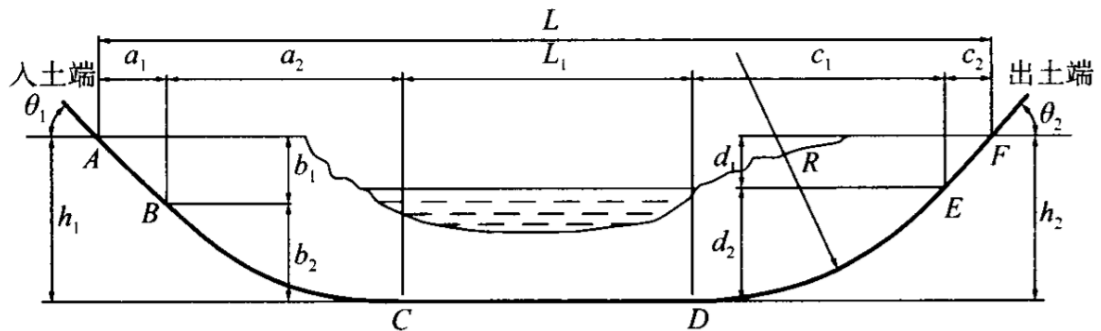


图 4.1 穿越曲线简化图

运用数学软件 Mathematica 编程求解函数，计算界面如图 4.2。详细的 HDD 穿越轨迹设计参数列于表 4.4 中。图 4.3 为穿越轨迹设计图

```

In[1]:= Ds = 0.273;
R = 1500 * Ds;
Laf = 1063.82;

f[h_,  $\theta$ ] := Module[{b2, b1, a1, a2, Lab, Lcd}, b2 = R - R * Cos[ $\theta$ ];
b1 = h - b2;
a1 = b1 / Tan[ $\theta$ ];
a2 = R * Sin[ $\theta$ ];
Lab = a1 / Cos[ $\theta$ ];
Lcd = R *  $\theta$ ;
{a1 + a2, Lab + Lcd}];

L[h1_, h2_,  $\theta$ 1_,  $\theta$ 2_] := Module[{leftPair, leftArc, leftSeg, rightPair, rightArc, rightSeg},
leftPair = f[h1,  $\theta$ 1];
leftSeg = leftPair[[1]];
leftArc = leftPair[[2]];
rightPair = f[h2,  $\theta$ 2];
rightSeg = rightPair[[1]];
rightArc = rightPair[[2]];
Laf = leftSeg - rightSeg + leftArc + rightArc];

ArgMin[{L[h1, h2,  $\theta$ 1,  $\theta$ 2]}, {16.26 ≤ h1 ≤ 22.21, 12.55 ≤ h2 ≤ 18.50, 8 Degree ≤  $\theta$ 1 ≤ 20 Degree,
4 Degree ≤  $\theta$ 2 ≤ 12 Degree}], {h1, h2,  $\theta$ 1,  $\theta$ 2}]

L@@%

Out[6]= {16.26, 12.55, 0.139626, 0.0698132}

Out[7]= 1065.29

```

图 4.2 程序计算界面

表 4.4 HDD 河流穿越详细设计参数

入土点坐标	(9.36,573.86)	出土点坐标	(1073.18,570.15)
入土角	8°	出土角	6°
入土点里程桩号	K40+30	出土点里程号	K41+148
穿越最大深度 H_{max}	14m	弯曲段曲率半径	1500D=328.5m
水平段长度	725.72m	穿越管段总长	1065.30m

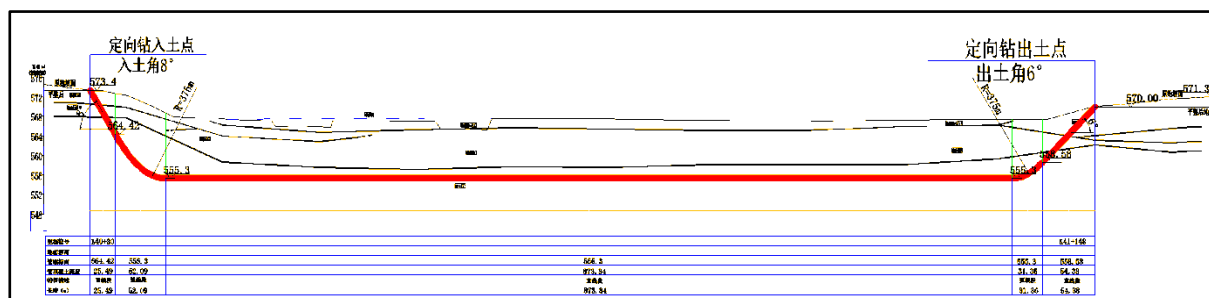


图 4.3 穿越轨迹设计图

根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SYT 6968-2013)确定穿越工程等级为中型,强度设计系数为 0.5。

表 4.5 定向穿越工程等级划分

工程等级	穿越管段参数		强度设计系数
	穿越长度(m)	穿越管道管径(mm)	
大型	≥1500	不计管径	0.5
	不计长度	≥1219	
	≥1000- $<$ 1500	≥711	
中型	1000	≥711- $<$ 1219	0.5
	≥800- $<$ 1500	$<$ 711	
小型	$<$ 800	$<$ 711	0.6

4.3.3 HDD 设备选型

4.3.3.1 钻机选型

水平定向钻回拖时的最大应力按(4.1)计算

$$F_t = \mu_{soil} L \left| \frac{\pi D_s^2}{4} \gamma_{mud} - \gamma \delta \pi D_s - W_p \right| + \pi D_s \mu_{mud} L \quad (4.1)$$

式中 F_t —最大拉力, kN;

L —穿越管段的长度, m;

μ_{soil} —摩擦系数, 取 0.3;

D_s —钢管外径, m;

γ_{mud} —泥浆的重度, kN/m³, 取 10.5-12.0;

γ —钢管重度, kN/m³, 取 78.5;

δ —钢管壁厚, m;

W_p —回拖过程中单位长度的配重, kN/m³;

μ_{mud} —粘滞系数, kN/m²。

根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》(SYT 6968-2013), μ_{mud} 粘滞系数推荐取值为 0.175 kN/m², 由于管道在钻孔内的有效重力没有达到 2kN/m 的上浮力, 故不采用配重浮力控制措施。计算得回拖管道的最大拉力为 $F_t=417.37\text{kN}$ 。

根据 GB 50423-2013《油气输送管道穿越工程设计规范》, 钻机最大回拖力按计算拉力的 1.5-3.0 倍选取, 因此选用的钻机提供的回拖力应大于或等于 1252kN, 因此选用的钻机应为中型钻机^[11]。



图 4.4 GD1600-L 型水平定向钻机

由于 GD1600-L 型水平定向钻机具有性价比高、适应性强、转场方便等优点, 本方案推荐采用 GD1600-L 型水平定向钻机, 该钻机的主要参数如表 4.6 所示。

表 4.6 GD1600-L 型水平定向钻机主要参数

整机质量	29000kg	外形尺寸(L×W×Hmm)	10300×2500×3100
最大推拉力	1700kN	最大扭矩	70000N•m
最高推拉速度	37m/min	最高回转速度	92r/min
发动机功率	2*194kW	履带行走速度	3.0-6.0km/h
入土角度	8-18°	最大爬坡度	20°
最大回扩孔径	Φ1600	最大施工距离	1200m

4.3.3.2 钻具选型

钻具主要包括钻头、动力钻具、钻铤、钻杆、扩孔器、扶正器、造斜器和旋转接头等。下面对关键设备：钻头、钻杆和扩孔器进行选型。

(1) 钻头选型

钻头工作性能的好坏直接影响钻井质量、不同地层条件下的钻进能力、钻进成本和钻进效率以及变向与控制方式^[12]。钻头分为斜板钻头（一般用于小型定向钻）、牙轮钻头、PDC 钻头和金刚石钻头（用于坚硬岩石地层条件）。根据前期地质勘察结果，穿越河流地层不含坚硬岩石地层，因此选用泥浆马达+水力喷射式钻头。

(2) 钻杆选型

钻杆是联通地面钻井设备与地下钻孔工具的枢纽。钻杆在条件恶劣的钻孔内工作承受着复杂的交变应力，是钻进工具与设备中最薄弱的环节，因此合理设计钻杆柱，对实现快速优质钻进具有重要意义。

表 4.7 钻杆柱的工作载荷状态

轴向压力和拉力	由钻机在钻导向孔和扩孔、回拖时施加，是造成钻杆疲劳的主要原因。
扭矩	在入土点承受的扭矩最大，在孔端处最小。
弯矩和离心力	弯曲的钻杆在轴向力作用下收到弯矩作用，自身旋转产生离心力加剧钻杆柱的弯曲变形。
纵振、扭振和摆振	引起钻杆柱的严重磨损。

表 4.8 每百米正常钻进纯推力值

距离, m	推力值, kN	距离, m	推力值, kN
100	4.0	600	25.0
200	8.0	700	28.7
300	13.5	800	33.0
400	17.0	900	36.8
500	21.1	1000	40.2

表 4.9 钻杆钢管的力学性能

钢级	屈服点, MPa	抗拉强度, MPa	伸长率, %
DZ40	400	650	14
DZ50	500	700	12
DZ55	550	750	12
DZ60	600	780	12
DZ65	650	800	12
DZ75	750	850	10

考虑到钻杆柱在工作时承受的荷载复杂多变, 管材需要具有较高的轴向强度、抗扭强度以及韧性, 因此选用高钢级的钻杆钢管, 以确保安全钻进。

钻进中每根钻杆允许调整变化的角度为:

$$\theta' = \frac{360S}{2\pi R} \quad (4.2)$$

式中 θ' —每根钻杆允许变化的角度, $^{\circ}$;

S —每根钻杆的长度, m;

R —曲率半径, m;

经计算, 每根钻杆允许调整变化的角度 $\theta' = 2.64^{\circ}$ 。

又 $\tan 2.64^{\circ} = 0.046$, 即每根钻杆的允许改变量近似为 4.6%。

将造斜段圆弧曲线近似看作其在水平面上的投影直线, 这种近似简化了计算, 误差可以通过对计算出来的 n 值放大来进行修正^[13]。

穿越管段总长 1065.29m, 共计需要 372.66 根钻杆, 取整为 373 根钢级为 DZ75 的钻杆。钢级为 DZ75 的钻杆价格为 5200 元/吨, 采购钻杆需要 53000 元。

(3) 扩孔器选型

扩孔器可以分为桶式扩孔器、板式切割刀扩孔器、飞旋式扩孔器、牙轮式切割刀扩孔器等, 主要作用是沿导向孔的曲线对导向孔进行切削扩孔。应根据不同的地质条件选用不同的扩孔器。

根据地质调查结果, 穿越河流地层主要为砂土和硬质黏土层, 采用挤扩成孔的方式成孔质量较高, 因此选用板式扩孔器更适合地层条件, 有利于提高扩孔质量和扩孔效率。

表 4.10 最小扩孔直径与穿越管径关系表

穿越管段的直径(mm)	最小扩孔直径(mm)
<219	管径+100mm
219-610	1.5 倍管径
>610	管径+300mm

根据上表取最小扩孔直径 330mm。

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)，管径<400mm 的管线，在钻机能力许可的情况下，可直接扩孔回拖。因此本方案采用一次预扩孔拖回施工工艺。

4.3.4 场地布置

穿越场地两侧施工便道应满足设备材料进场要求，宽度不宜小于 4m，弯道的转弯半径不宜小于 18m，并与公路平缓接通。定向钻钻机场地地基承载力不能满足要求时应进行处理。根据 SYT 6968-2013《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》，本方案采用大型钻机场地宜为 60×60m。并且泥浆场地不应设在穿越轴线上。

穿越施工管道出土点和入土点均存在地势不平整的情况，应进行地形平整并加强或改进入土点地基承载力。入土侧钻机作业场地需要占用临时作业场地 60×60m。出土侧占地为 100×30m。经现场勘察，出土点场地及进场道路农作物等清理完毕，用挖掘机进行场地平整，夯实。所有用地均为临时用地。

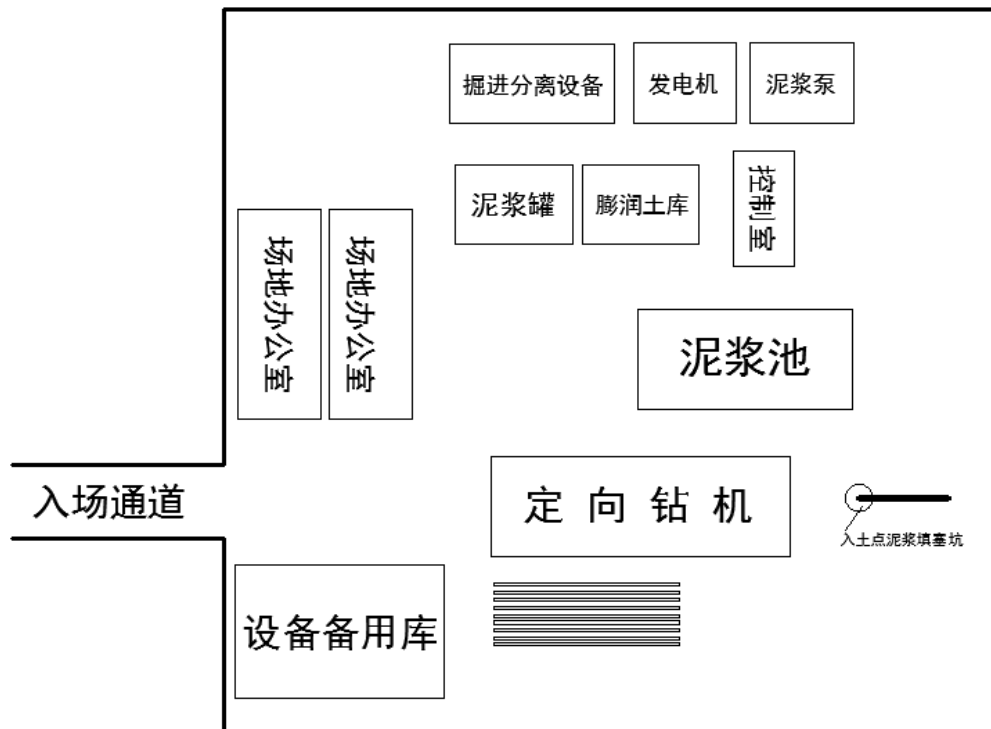


图 4.5 管道入土点施工场地平面布置示意图

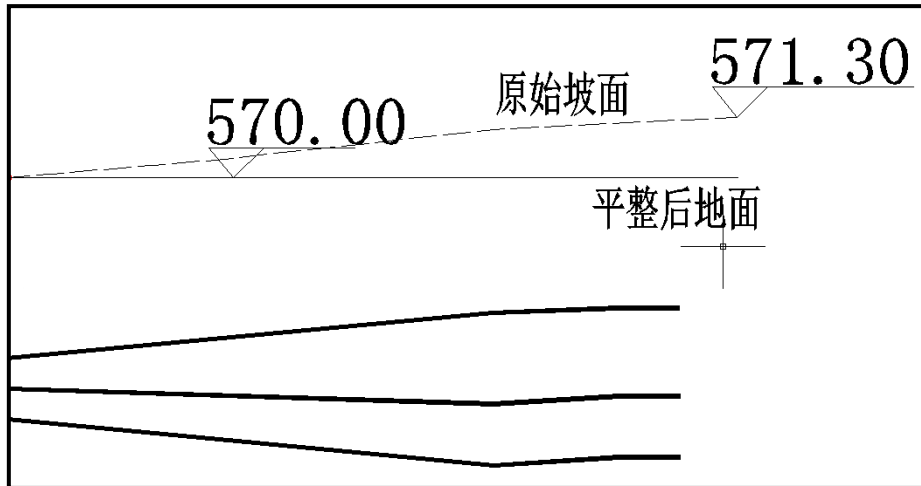


图 4.6 出土点处场地平整示意图

4.3.5 穿越段管道设计

4.3.5.1 穿越段管道壁厚设计

管道壁厚根据输油管道规范，按《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》的大中型穿越工程进行设计。本工程管道强度计算采用 SYT 6968-2013 中壁厚计算公式。

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s \psi F} \quad (4.3)$$

式中 δ —钢管计算壁厚(mm);

D —钢管外径(mm);

σ_s —钢管的屈服强度(MPa);

ψ —焊缝系数，取 1.0;

F —强度设计系数，该穿越工程等级为中型，取 0.5。

经过计算，在压力为 5.5MPa 和 7.0MPa 下，不同钢级的壁厚计算如下表：

表 4.11 不同钢级的壁厚计算表

钢级	运行工况 计算壁厚 (mm) (5.5MPa)	选择 壁厚 (mm)	重量 (t/km)	价格 (万元/km)	试压工况 计算壁厚 (mm) (7.0MPa)	选择 壁厚 (mm)	重量 (kg/km)	价格 (万元/km)
L245	4.92	8.0	41.61	21.64	8.96	9.0	5800	24.23
L290	4.15	7.5	37.01	20.03	7.83	8.0	5400	22.47
L360	3.35	6.5	34.05	19.75	7.00	7.0	5200	21.22

注：表中 L245 的计算价格按 5200 元/t 计算；L290 的价格 5400 元/t；L360 的按 5800 元/t 计算。

由上表的计算可知，设计压力由 5.5MPa 提高到 7.0MPa 后，相应增加投资 30%以上；相同压力，钢级提高，管材造价相应降低，相邻钢级分别降低 6%。考虑到穿江工程的重要性及抗震原因，本次穿越管道确定选择 L360 的钢级的管材。这样不仅可以降低本工程的管材成本，还可以提高穿越管线的屈服强度和抗拉强度，而且对焊接条件要

求不是很高，国内供货充足。

4.3.5.2 穿越段管道防腐与防护

穿越管道选用抗腐蚀性强、抗水气渗透性以及力学性能好的三层结构的聚乙烯(3PE)防腐涂层，选用的防腐层的等级为加强级。管道的补口材料应与管体防腐层材料匹配，应采用定向钻穿越专用热收缩带。

外防护层采用与三层结构的聚乙烯相兼容的改性环氧玻璃或玻璃纤维增强材料作防护层。

4.3.5.3 穿越段管道热力校核

由于穿越施工管道受外力条件复杂，保温层容易破损，拟采用不保温输送工艺。

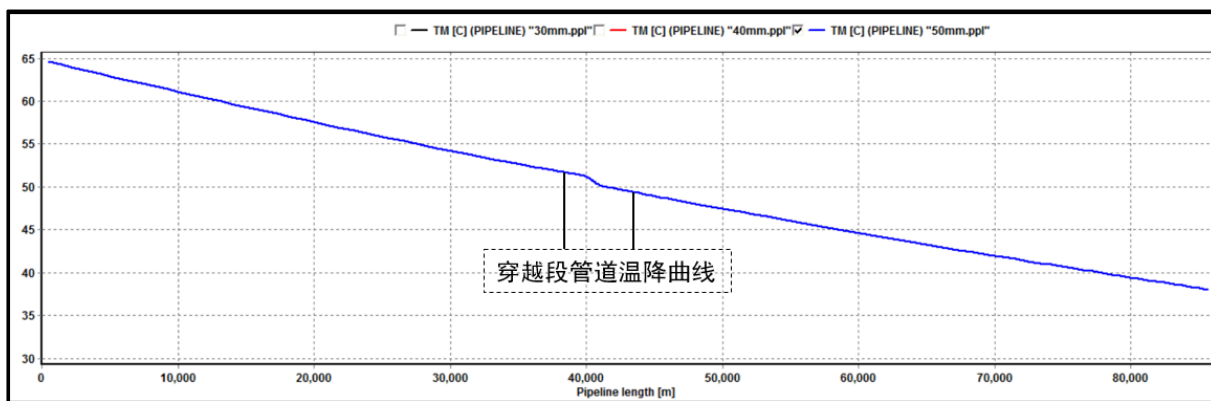


图 4.7 穿越段不保温热力校核结果

热力校核结果表明穿越段不敷设保温层对 A-B 段管内流体温降影响很小，穿越段采用不保温输送方案可行。

综上，穿越管段采用钢级为 L360 的螺旋缝埋弧焊钢管，尺寸为 $\Phi 219 \times 6.5$ ，采用三层 PE 外防腐，采用强制电流阴极保护，不敷设保温层。

4.3.6 穿越管道应力校核

4.3.6.1 管道回拖工况应力校核

(1) 水平定向钻回拖时的最大拉力按计算结果的 3 倍取值 $F_{tmax}=417.37\text{kN}$ 。

管道回拖工况下，管道上拉应力按下式进行校核：

$$f_t = \frac{1000F}{A} \quad (4.4)$$

$$f_t < 0.9\sigma_s \quad (4.5)$$

式中 f_t —拉应力，MPa；

F_t —回拖过程中最大拉力，kN；

A —管道净截面面积, mm^2 ;

σ_s —管道屈服强度, MPa 。

最大拉力下管道上产生的拉应力为 $f_t = 266 \text{MPa} < 0.9 \sigma_s = 324 \text{MPa}$, 安全。

(2) 钢管的弯曲应力按下式进行校核:

$$f_b < F_b \quad (4.6)$$

$$f_b = (E \cdot D_s) / (2R) \quad (4.7)$$

$$F_b = 0.75 \sigma_s \quad (4.8)$$

$$F_b = (0.84 - [1.74 \sigma_s \cdot D_s / (E \cdot \delta)]) \cdot \sigma_s \quad (4.9)$$

$$F_b = (0.72 - [0.58 \sigma_s \cdot D_s / (E \cdot \delta)]) \cdot \sigma_s \quad (4.10)$$

$$r = D_s / \delta \quad (4.11)$$

式中 D_s —钢管外径, m ;

δ —钢管壁厚, m ;

σ_s —钢管规定屈服强度, MPa ;

R —弹性敷设曲率半径, m ;

r —钢管径厚比;

E —钢管弹性模量 MPa , 取 210000;

f_b —弯曲应力, MPa , 按式(4.7)计算;

F_b —容许弯曲应力 MPa , 当 $r \leq 10000 / \sigma_s$, 按式(4.8)计算; 当 $10000 / \sigma_s \leq r \leq 20000 / \sigma_s$, 按式(4.9)计算; 当 $20000 / \sigma_s \leq r \leq 300000$ 时, 按式(4.10)计算。

按式(4.7)算得管道上的弯曲应力 $f_b = 70 \text{MPa}$, 径厚比 $r = 39$, 容许弯曲应力 $F_b = 260 \text{MPa}$, $f_b < F_b$, 校核结果为安全。

(3) 钢管周围外部环向应力按式(4.12)校核:

$$f_h < F_{hc} / 1.5 \quad (4.12)$$

$$f_h = p_{ex} \cdot D_s / (2\delta) \quad (4.13)$$

$$F_{hc} = F_{bc} \quad (4.14)$$

$$F_{hc} = 0.46 \sigma_s + 0.18 F_{bc} \quad (4.15)$$

$$F_{hc} = 1.31 \sigma_s / [1.15 + (\sigma_s / F_{bc})] \quad (4.16)$$

$$F_{hc} = \sigma_s \quad (4.17)$$

$$F_{hc}=0.88E(\delta/D_s)^2 \quad (4.18)$$

式中 f_h —外部环向应力, MPa;

D_s —钢管外径, m;

δ —钢管壁厚, m;

E —钢管弹性模量, MPa;

σ_s —钢管屈服强度, MPa;

p_{ex} —外压产生的环向应力, MPa;

F_{hc} —容许环向屈服应力, MPa; 当 $F_{hc} \leq 0.55\sigma_s$ 时, 按式(4.14)计算; 当 $0.55\sigma_s \leq F_{hc} \leq 1.6\sigma_s$ 时, 按式(4.15)计算; 当 $1.6\sigma_s \leq F_{hc} \leq 6.2\sigma_s$ 时, 按式(4.16)计算; 当 $6.2\sigma_s \leq F_{hc}$ 时, 按式(4.17)计算;

F_{bc} —弹性环向失效力, MPa, 按式(4.18)计算。

按式(4.17)计算得弹性环向失效力 $F_{bc}=121.5\text{MPa} < 0.55\sigma_s$, 容许环向屈服应力 $F_{hc}=121.5\text{MPa}$ 。经计算, $f_h < F_{hc}/1.5$, 校核结果为安全。

(4) 管道回拖阶段管道应按下列两个准则进行校核。

1) 对拉力和弯曲产生的轴向应力进行组合, 按公式(4.19)校核:

$$f_t/(0.9\sigma_s) + (f_b + F_b) \leq 1 \quad (4.19)$$

式中 f_t —拉应力, MPa;

f_b —弯曲应力, MPa;

F_b —容许弯曲应力, MPa;

σ_s —钢管屈服强度, MPa。

经计算, 左边=0.67<1, 校核结果为安全。

2) 对拉力和弯曲产生的轴向应力及外压产生的环向应力进行组合, 按式(4.20)和式(4.21)进行校核。

$$A^2 + B^2 + 2\mu \cdot |A| \cdot B \leq 1 \quad (4.20)$$

$$A = (f_t + f_b - 0.5f_h) \times 1.25 / \sigma_s \quad (4.21)$$

$$B = 1.5f_h / F_{hc} \quad (4.22)$$

式中 μ —泊松比, 取 0.3;

f_h —外压产生的环向应力, MPa;

F_{hc} —临界环向弯曲应力, MPa。

经计算，左边=0.59<1，校核结果为安全。

4.3.6.2 管道试压工况应力校核

(1) 试压时管道内压产生的环向应力按下式进行校核：

$$f_h < 0.9\sigma_s \quad (4.23)$$

$$f_h = p_{in} \cdot D_s / (2\delta) \quad (4.24)$$

式中 f_h —内压产生的环向应力，MPa；

p_{in} —管道试压压力，MPa。

试压压力为 5.6MPa，内压产生的环向应力为 $f_h = 109\text{MPa} < 0.9\sigma_s$ ，安全。

(2) 环向应力产生的轴向应力按式(4.25)计算。

$$F_{lh} = \mu f_h \quad (4.25)$$

式中 F_{lh} —环向应力产生的轴向应力，MPa；

f_h —内压产生的环向应力，MPa。

试压阶段环向应力产生的轴向应力为 32.9MPa。

(3) 试压阶段管道的应力校核应按第三强度理论进行校核，见式(4.26)。

$$f_v < 0.45\sigma_s \quad (4.26)$$

$$f_v = (f_c - f_l) / 2 \quad (4.27)$$

$$f_c = f_h \quad (4.28)$$

$$f_l = f_{lh} + f_b \quad (4.29)$$

式中 f_v —最大剪应力，MPa；

f_c —环向应力代数和，MPa；

f_{lh} —环向应力产生的轴向应力，MPa；

f_l —轴向应力代数和，MPa；

f_h —试压阶段内压产生的环向应力，MPa；

f_b —弯曲应力，MPa。

计算得最大剪应力 $f_v = 3.39\text{MPa} < 0.45\sigma_s = 162\text{MPa}$ ，校核结果为安全。

4.3.6.3 管道运行工况应力校核

(1) 运行阶段内压产生的环向应力按式(4.30)计算。

$$f_h < 0.9\sigma_s \quad (4.30)$$

$$f_h = p_{in} \cdot D_s / (2\delta) \quad (4.31)$$

式中 f_h —内压产生的环向应力, MPa;

p_{in} —管道试压压力, MPa。

考虑管道运行流体最高温度为 65℃, 计算得温度变化引起的轴向应力为 113.4MPa。

(2) 环向应力产生的轴向应力按式(4.32)计算。

$$F_{lh} = \mu f_h \quad (4.32)$$

式中 F_{lh} —环向应力产生的轴向应力, MPa;

f_h —内压产生的环向应力, MPa。

运行阶段内压为 4.5MPa, 产生的环向应力为 87.75MPa, 轴向应力为 26.33MPa。

(3) 试压阶段管道的应力校核应按第三强度理论进行校核。

$$f_v < 0.45\sigma_s \quad (4.33)$$

$$f_v = (f_c - f_l) / 2 \quad (4.34)$$

$$f_c = f_h \quad (4.35)$$

$$f_l = f_{lh} + f_b + f_{ht} \quad (4.36)$$

式中 f_v —最大剪应力, MPa;

f_c —环向应力代数和, MPa;

f_{lh} —环向应力产生的轴向应力, MPa;

f_l —轴向应力代数和, MPa;

f_h —试压阶段内压产生的环向应力, MPa;

f_b —弯曲应力, MPa。

f_{ht} —温度变化引起的轴向应力, MPa。

运行阶段管道上的最大剪应力 $f_v = 61\text{MPa} < 162\text{MPa} = 0.45\sigma_s$, 校核结果为安全。

4.3.6.4 管道径向屈曲失稳校核

定向钻穿越施工阶段, 穿越管段在扩孔回拖时, 应核算空管在泥浆压力下的径向屈曲失稳。按式 4.37 至 4.42 进行核算:

$$p_s \leq Fp_{yp} \quad (4.37)$$

$$p_{yp}^2 - \left[\frac{\sigma_s}{m} + (1+6mn)p_{cr} \right] p_{cr} + \frac{\sigma_s p_{cr}}{m} = 0 \quad (4.38)$$

$$m = \frac{D_s}{2\delta} \quad (4.39)$$

$$n = \frac{f_0}{2} \quad (4.40)$$

$$p_{cr} = \frac{2E_s \left(\frac{\delta}{D_s} \right)^3}{1-\mu^2} \quad (4.41)$$

$$p_s = 1.5\gamma_{\text{mud}}H/1000 \quad (4.42)$$

式中 p_s — 泥浆压力, MPa, 可按 1.5 倍泥浆静压力或回拖施工的实际动压力取;

F — 穿越管段强度设计系数, 穿越工程等级为中型, 取 0.5;

p_{yp} — 穿越管段所能承受的极限外压, MPa;

p_{cr} — 钢管弹性变形临界压力, MPa;

f_0 — 钢管椭圆度, %;

γ_{mu} — 泥浆重度, kN/m³;

H — 穿越轴线的高差, m。

穿越工程等级为中型, 穿越管段强度设计系数 $F=0.5$; 入出土点高程差 $H=4\text{m}$, 泥浆压力取 1.5 倍泥浆静压力 $p_s=48\text{kPa}$, 考虑管道椭圆度 $f_0=0$, 钢管弹性变形临界压力 $p_{cr}=12\text{MPa}$, 穿越管段所能承受的极限外压 $p_{yp}=38\text{MPa}$, 经计算 $p_s < F \cdot p_{yp}$, 表明管道不会发生径向失稳。

4.3.7 套管结构设计

由于穿越段地下水位较高, 而且地下水位以下的砂土层密度低、松散度高, 管道在穿越松散砂层时, 需要设置套管保证井壁稳定性。

4.3.7.1 套管最大夯入长度计算

套管与土层的摩擦力主要是由于套管与土层的弹性模量不同造成, 与覆盖层的高度无关, 在计算过程中可不考虑土层压力的影响。考虑不同地层与套管间的摩阻因数, 以及夯套管机具备 30% 的储备裕量, 故套管夯入长度按下式计算:

$$\pi D L f_k + N_f \leq \frac{F_0}{1.3} \quad (4.43)$$

$$N_f = \pi(D_1 - t)tR \quad (4.44)$$

式中 F_0 —夯管锤的最大冲击力, kN;

D —套管外径, m;

L —套管夯进长度, m;

f_k —套管外壁与地层的平均摩阻, kN/m^2 ;

N_f —套管迎面阻力, kN;

t —套管的切削环外径, m;

R —套管切削环端阻力, 取地基土的极限承载力, kN;

f_k 应根据地质报告提供的数据取值, 如果地质报告未提供可靠的数据, 按照表 1 取值; 如果在施工过程中采用了触变泥浆减阻技术, f_k 则按 0.7 的折减系数取值。

表 4.12 不同土层的单位摩阻标准值 f_k

土层类型	f_k/kPa
流塑状态粘性土	10-15
可塑、软塑状态粘性土	10-25
硬塑状态粘性土	25-50
砂性土	12-25
砂砾石	15-20
卵石	18-30

4.3.7.2 套管壁厚选取

套管夯进过程中, 特别是在夯进纠偏过程中, 必然会造成管轴线弯曲。由弯曲造成的纵向弯矩的大小与管道的抗弯强度、曲率半径有关, 刚度越大、曲率半径越小, 则弯曲应力越大, 同时在夯进过程中套管会产生压应力, 因此套管在夯进过程中, 产生的应力, 应是弯曲应力和套管夯进造成的套管平均应力的叠加。套管壁厚按下式 (4.45) 进行初步选取:

$$t = \frac{\gamma_Q F}{\pi \varphi D F_y} \quad (4.45)$$

式中 t —套管初选壁厚, mm;

γ_Q —冲击力分项系数;

F —夯管锤冲击力, N;

φ —套管稳定系数;

F_y —钢材受压强度设计值, N/mm^2 。

根据规范当套管夯入稳定时 $\varphi=0.36$, 穿越地层均匀时 $\varphi=0.45$; 夯管锤冲击力由 $F = \pi D L f_k + N_f$ 计算得出。

4.3.7.3 套管强度验算

(1) 套管管壁最大环向应力

套管管壁横截面最大环向应力 σ_θ 主要由套管自重、竖向水土压力产生的弯曲应力组成，其中套管自重和水土压力作用下的最大弯矩系数按照给出的柔性管道在各种荷载作用下的最大弯矩系数取值，分别取 0.083 和 0.138（土体支撑角度按 120°考虑），则管壁横截面最大环向应力计算公式为：

$$\sigma_\theta = \frac{6M}{b_0 t_0^2} \quad (4.46)$$

$$M = \frac{\gamma_{G1} k_{gm} G_{1k} + \gamma_{G,sv} k_{vm} F_{sv,k} D}{1 + 0.732 \frac{E_d}{E_p} \left(\frac{r_0}{t_0}\right)^2} \quad (4.47)$$

式中 σ_θ —套管管壁横截面最大环向应力，N/mm²；

b_0 —套管计算宽度，取 1000mm；

t_0 —套管壁厚，mm；

M —荷载组合作用下套管管壁截面上产生的最大环向弯矩设计值，N·mm；

γ_{G1} —套管结构自重荷载分项系数；

$\gamma_{G,s}$ —水土压力荷载分项系数；

k_{vm} —套管自重作用下管壁截面的最大弯矩系数；

k_{gm} —套管竖向水土压力作用下管壁截面的最大弯矩系数；

F_{sv} —管顶土压力标准值，覆土小于管径的 1 倍时，取管顶竖向土压力标准值，当大于管径的 1 倍时，应考虑管拱效应对土压力的传递与折减，N；

E_p —套管管材的弹性模量；

E_d —套管管侧原状土的模量。

(2) 套管管壁纵向应力

套管管壁的纵向应力主要考虑 3 个因素：环向应力引起的纵向应力，套管夯进过程中产生的轴向应力和夯进偏差引起的纵向弯曲应力。环向应力引起的纵向应力和夯进过程中引起的轴向应力均比较明确，但夯进偏差引起的纵向弯曲应力不易控制，与施工质量关系很大，偏差越大，引起的弯曲应力越大，则套管管壁产生的纵向应力按下式核算：

$$\sigma_x = \nu \sigma_\theta + \frac{\gamma_Q F_0}{\pi D t_0} + \frac{0.5 E_p D}{R_1} \quad (4.48)$$

$$R_1 = \frac{f_1^2 + \left(\frac{L_1}{2}\right)^2}{2 f_1} \quad (4.49)$$

式中 σ_x —套管管壁横截面最大环向应力，N/mm²；

ν —套管管材泊松比，取 0.3；

f_1 —夯进允许偏差，取 80mm；

R_1 —夯进偏差形成的曲率半径，mm；

L_1 —出现偏差的最小间距，视管道直径和土质确定，一般取 50m。

(3) 套管管壁折算应力

套管管壁截面最大组合折算应力应满足式 (4.50)：

$$\sigma = \eta \sqrt{\sigma_\theta^2 + \sigma_x^2 - \sigma_\theta \sigma_x} < F_y \quad (4.50)$$

式中 σ —套管管壁的最大组合折算应力，N/mm²；

η —应力折算系数，取 0.9；

F_y —钢材的强度设计值，N/mm²。

4.3.7.4 套管稳定性验算

套管管壁的临界压力按式 (4.51) 计算：

$$F_{cr,k} = \frac{2E_p(n^2-1)}{3(1-\nu^2)} \left(\frac{t}{D_0}\right)^3 + \frac{E_d}{2(n^2-1)(1+\nu_s)} \quad (4.51)$$

式中 $F_{cr,k}$ —套管临界压力，应不小于夯套管最大冲击力 F_0 ，N；

n —管壁失稳的褶皱波数，其取值应使临界压力最小且不小于 2；

ν_s —管两侧土体的泊松比

D_0 —罐壁中心直径，mm。

根据 SYT 6968-2013《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计规范》第 9.0.6：钢套管内径宜大于最后一级扩孔直径 300mm，本方案采用一级预扩孔 $\Phi = 330\text{mm}$ ，因此选用套管内径为 $D_{in} = 650\text{mm}$ 。

根据本设计方案的穿越曲线，入土段处要穿越 16 米长的不稳定地层，设置套管长度为 $L_1 = 16\text{m}$ ，出土段要穿越 40 米长的不稳定地层，设置套管长度 $L_2 = 40\text{m}$ ；夯管锤能提供的最大夯进力 $F_0 = 24000\text{kN}$ ，选用套管钢级为 L415、直径为 650mm，切削环直径 750mm，切削环厚度为 20mm，入土端夯入地层为中砂层和粉砂层，地基承载力极限值为 500kN/m^2 ，出土端为砾砂层和粉砂层，取地基承载力极限值为 500kN/m^2 。

计算得到：出入土端最大夯管长度为 258.11m，因此方案满足要求，即：入土端设置套管长度 $L_1 = 16\text{m}$ ，出土端设置套管长度 $L_2 = 40\text{m}$ ；套管计算壁厚为 1.67mm，圆整为 2.0mm；套管折算应力为 386MPa，小于钢材强度设计值，套管稳定性满足要求。

4.4 穿越施工方案

4.4.1 施工工艺流程

本工程的施工工艺流程框图如下：

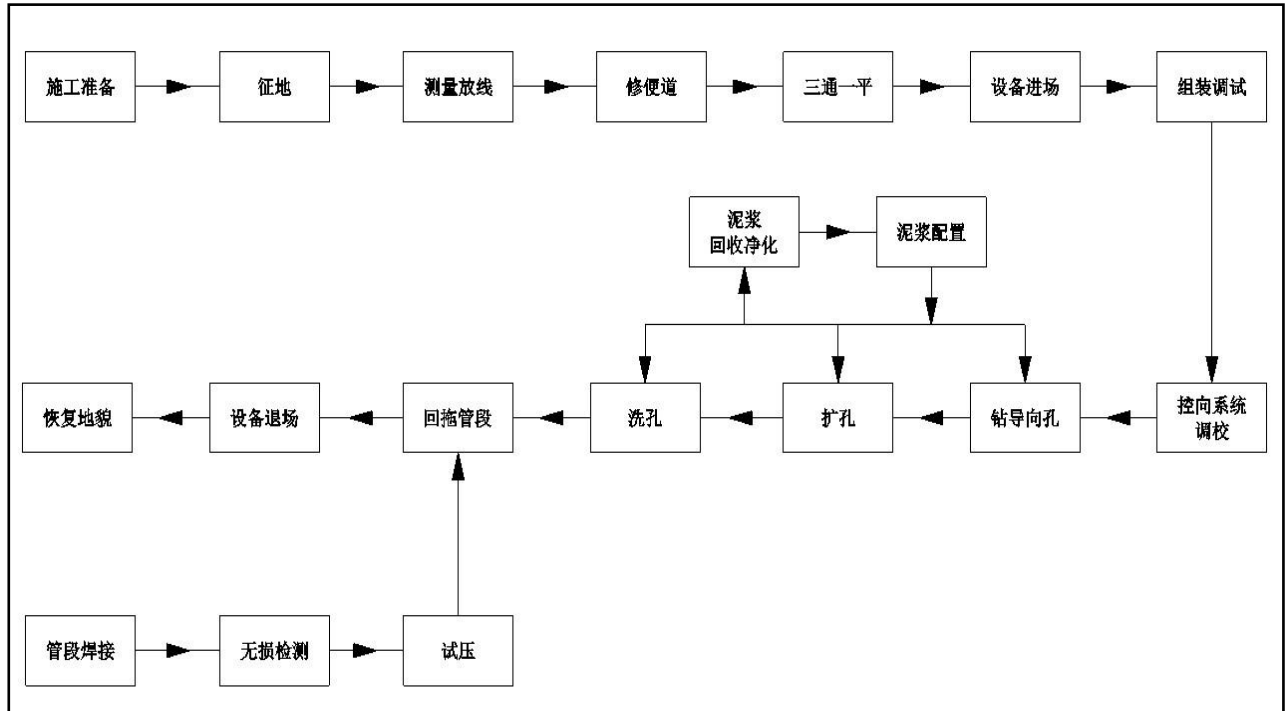


图 4.7 水平定向钻施工顺序框图

4.4.2 施工技术措施

4.4.2.1 施工准备

(1) 工程开工前，组织技术人员进行图纸会审，参加设计技术交底；对所有职工进行安全教育及岗位培训，对全体员工进行技术质量交底。

(2) 办理工程交接桩手续，做好标记和记录；

(3) 与业主、监理及有关部门联系，取得管线穿越江、光缆、地面及地下障碍物等的资料，并测量放线。

(4) 施工作业带清理，根据管道施工及定向钻占地宽度要求，采用推土机或人工将占地范围内的杂物等清理干净，沟、坎、陡坡等处要予以平整，作业带宽度要符合设计要求，满足施工设备的运行与管道安装的需要。

(5) 穿越场地平整：入土侧钻机作业场地需要占用临时作业场地 60×60m。

出土侧占地为 100×30m。经现场勘察，出土点场地及进场道路农作物等清理完毕，用挖掘机进行场地平整，压实。

(6) 采用挖掘机开挖泥浆池吗。一般情况下在入土点开挖 1 个 15×10×2.0m 的泥浆池，在出土点开挖 1 个 15×10×2.0m 泥浆池。在入土点还需要开挖 2 个 3×2.5m×2m 泥

浆返回坑。泥浆坑开挖完成后，在泥浆坑的底部及四周铺垫一层土工布，防止泥浆渗漏。如图所示：



图 4.8 开挖泥浆坑

(7) 开挖断面尺寸为底宽 0.8m，高 0.8m 的管道发送沟，在纵向上应将发送沟沟底开挖成一定弧度，以保证管道回拖时管道内顺利进入孔洞内。发送沟开挖断面图如下：

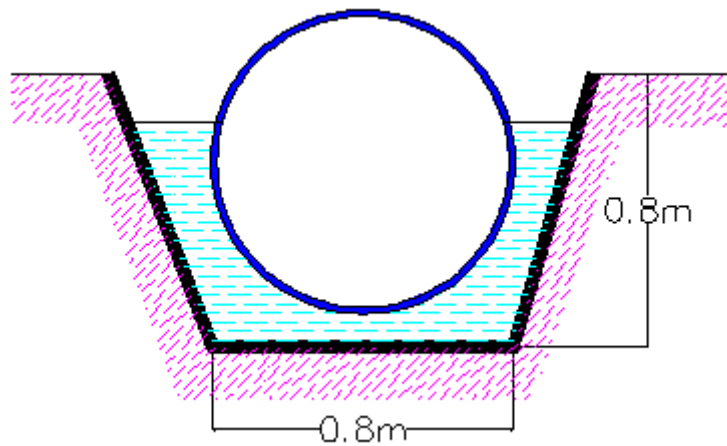


图 4.9 发送沟截面示意图

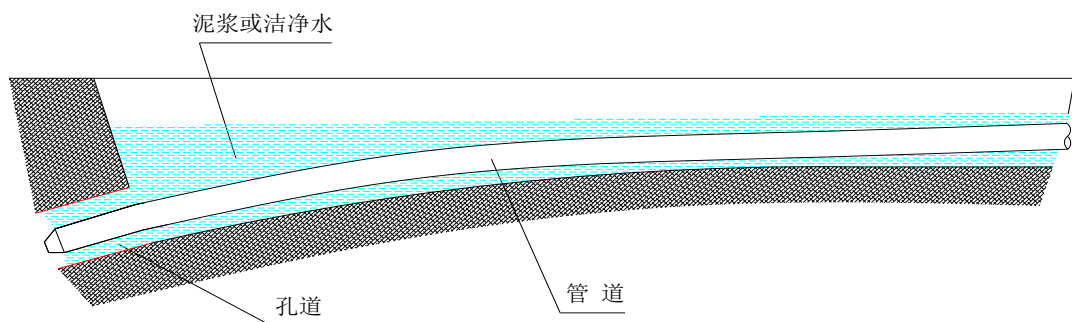


图 4.10 发送沟纵断面示意图

(8) 场地设备布置

钻机作业场地布置设备包括：定向钻机、泥浆泵、泥浆搅拌回收处理系统、柴油发电机组、司钻操作控制室、工具配件室、吊车、泥浆膨润土堆放场地、柴油储存罐、钻

杆堆放场地、钻具堆放场地、泥浆膨润土加料场地、泥浆沉淀池、泥浆返回池等。如下图所示：

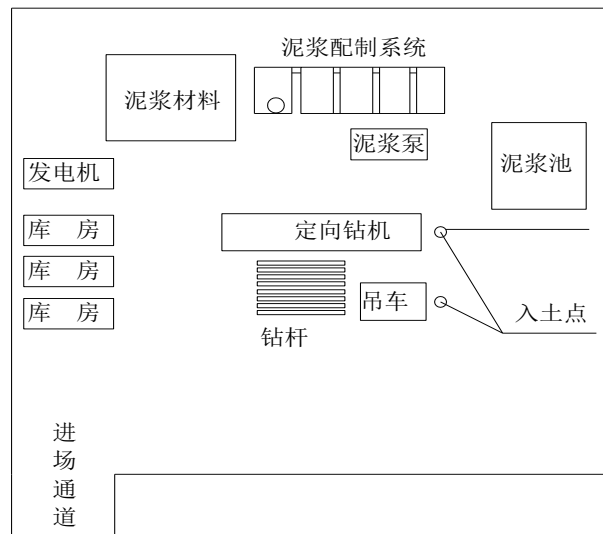


图 4.11 场地设计布置示意图

(9) 设备进场安装调试

设备进场安装顺利为：钻机安装→钻机操作控室安装→泥浆系统安装→泥浆泵安装→钻杆摆放就位→其他设备安装就位。

钻机中心线与管道穿越中心线重合；根据设计图纸提供的入土角调整钻机高度，使钻机的行走轨道与水平面的夹角与设计的入土角相吻合。

4.4.2.2 泥浆配制

在导向孔和扩孔工艺中，松散的砂土层无法形成土拱，难以保持孔道内形状，容易造成坍塌，在施工中采用高分散度泥浆提高泥浆的密度和黏度。

(1) 泥浆应采用环保泥浆，且能够回收循环使用，建议采用正电胶泥浆体系，膨润土采用高效膨润土。泥浆基础配方建议为：高效膨润土+正电胶+CMC+纯碱+适量烧碱。可酌情在回拖时添加润滑剂，如发生冒浆，在泥浆中添加堵漏剂。

(2) 本工程定向钻穿越要求泥浆主要应考虑较低的滤失量和良好的携渣性能，较薄的泥饼厚度，形成良好的护壁作用，同时还应具备较低的摩擦系数，良好的润滑性能。根据地层条件的变化，各施工过程泥浆性能调整要求如下：

① 导向孔斜孔段

为保证钻屑携带和孔眼清洁，控制泥浆的失水，防止塌孔，需增大固壁剂和增粘剂含量。

② 导向孔水平孔段

要及时提高清屑剂和润滑剂含量，适当降低粘度和切力，保证泥浆的流变性能良好，使钻屑顺利返出地面，增强泥浆的润滑性，减小钻机旋转及推进阻力。

③ 扩孔段

为增强泥浆的造壁性能，防止孔壁塌陷、缩径，需增大固壁剂和增粘剂含量。

④ 回拖段

为提高泥浆的润滑性，降低摩擦阻力，增强携屑效果，需提高清屑剂和润滑剂含量。

(3) 定向钻穿越用泥浆配制应采用洁净水，正式开工前，必须采用现场的水样，结合所穿地层的具体情况对泥浆配方进行必要的修正，应避免钙离子和镁离子对泥浆性能的影响。

(4) 配制形成的泥浆性能应根据地质条件试验室试验确定，建议泥浆性能满足以下条件：

表 4.13 泥浆性能条件

泥浆滤失量	密度	粘度	动塑比	返浆携砂量	PH 值
12mL/min	1.02-1.10	25-30s	1-1.5	不小于 10%	10-11

(5) 泥浆应进行回收循环利用，应采用振动筛除砂，经过泥浆回收系统处理后循环使用的泥浆含砂量不宜大于 0.5%。

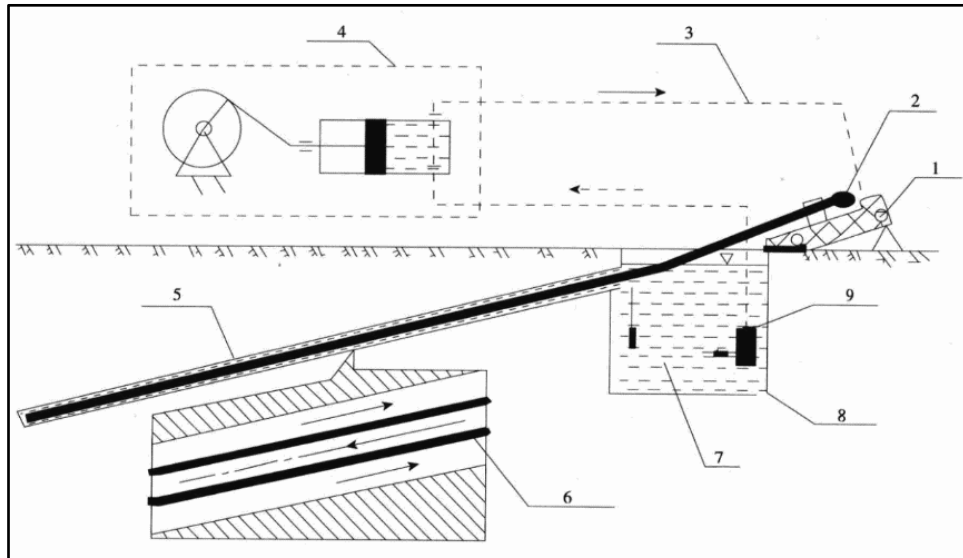


图 4.12 HDD 钻孔泥浆循环系统示意图

1-钻机；2-水龙头；3-高压管；4-泥浆泵；5-钻孔；6-钻杆；7-泥浆；8-浆池；9-吸水管

(6) 扩孔过程中泥浆排量不应小于 $2.5\text{m}^3/\text{分钟}$ ，导向孔钻进及回拖过程中泥浆排量不应小于 $1.0\text{m}^3/\text{分钟}$ 。

(7) 为避免冒浆，应在钻头附近安装泥浆压力传感器，全程监控洞内泥浆压力情况，如遇到泥浆压力过大发生冒浆或者突然压力异常升高，则将抽回钻头，进行洗孔后再继续进行钻进。

4.4.2.3 钻导向孔

检查钻头水眼是否堵塞，并在泥浆配制好后可以启动钻机进行试钻。

本工程穿越采用的钻具主要有：钻杆采用标准 S135 内部加厚型石油钻杆、钻头采用三牙轮钻头和无磁钻铤 1 根；控向系统实时跟踪和 MGS 系统进行跟踪定位，可以确保出土位置准确。

根据设计曲线钻导向孔，并根据设计曲线的曲率半径确定每根钻杆的折角。

在开钻前先根据设计曲线绘制 1:1 设计曲线图(在电脑上绘制)，并根据设计入土角设计出每根钻杆的钻进折角，按照设计折角绘制钻进曲线，并与设计曲线比较，经过反复比较后确定最后导向孔钻进折角。

导向孔钻进过程中，应实时跟踪测量，并做好记录，在穿越曲线上每隔 1 根钻杆设数据控制点，为了增加测量频次，可在一个钻杆中间间隔一定距离进行一次测量，以此控制导向孔的钻进。测量记录数据包括：起始方位角、线性方位角、起始倾斜角，钻进方位角、钻进倾斜角、左右偏移量、工具面、地磁夹角、总地磁场、总重力场等。

导向孔钻进过程中，控向人员应与司钻人员随时沟通，确定工具面的角度和推进或钻进长度。

控向人员要及时绘制控向曲线，并与设计曲线、设计钻进倾斜角和方位角进行比较。及时发现问题，以便采取适当的措施进行纠正。

如果发现曲线偏离设计曲线，并根据偏离大小确定纠正方案。

钻进导向孔过程中，要严格控制钻孔方向，保证钻孔曲线与设计穿越曲线吻合。

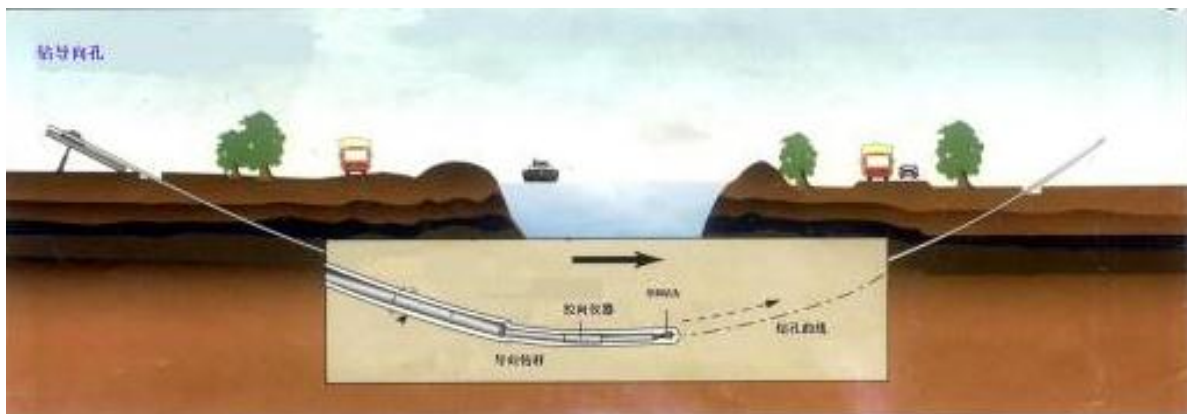


图 4.13 导向孔钻进示意图

4.4.2.4 预扩孔工艺

导向孔钻成后，卸掉钻头、无磁钻铤及控向系统，安上 $\Phi 330\text{mm}$ 扩孔器，确定扩孔器、泥浆喷孔没有堵塞后开始扩孔。为了避免塌孔现象发生，在扩孔过程中应根据地层地质情况，严格控制泥浆压力、泥浆粘度和泥浆排量，易塌孔地段适当增大粘度。

塌孔一般发生在回拖管段的前端，如果发生塌孔，此时应增大泥浆泵送量，适当降低泥浆粘度，将塌孔部位泥浆置换出去。

在扩孔的时候，根据扩孔孔径大小情况。扩孔时应严格控制回扩速度，扩孔速度应控制在 450mm/min 以内。

4.4.2.5 管道回拖

回拖是定向穿越的最后一步，也是最为关键的一步，检查无误后，方可进行回拖。在回拖时进行连续作业，避免因停工造成阻力增大。为保证回拖的顺利和防腐层不受破坏，将采取以下措施：连管回拖前，保证预制管线和穿越轴线的一致性，减少管线进入孔洞时的侧向摩擦力，确保防腐层完好进入孔洞。

管线回拖采用发送沟方式进行。发送沟采用单斗作业，其尺寸为上口宽 1.5m、下口宽 0.8m、深 0.8m；在挖发送沟时，计算好发送沟，特别是管线进入孔洞的这一段发送沟的坡度，确保发送沟，特别是管线进入孔洞的这一段发送沟与穿越孔洞的圆滑平缓。

为了减小管道回拖时的摩擦力，保证管道顺利回拖和保护管道防腐层，在回拖过程中，尽可能使管道在孔洞内保持悬浮状态，采取漂浮的措施降低管线回拖时管线的摩擦力，减少管线与孔洞壁的直接接触。只要管道在孔洞内完全处于悬浮状态，管道回拖过程中的回拖阻力将降低到最低，这样可以保证管道的顺利回拖。

管道回拖过程中的受力因素，主要包括：管道与发送沟壁、管道与孔壁之间的摩擦力；管道表面与泥浆或水之间的粘阻力。定向钻穿越施工设计经验计算公式，取推荐倍数的中间值，回拖管道的最大拉力为 $F_{mid}=417.37\text{kN}$ 。

4.4.2.6 管道焊接检验和试压

穿越管段的焊接采用手工下向焊或半自动下向焊焊接工艺，焊接前应首先进行焊接工艺评定，具体要求及操作见《油气管道焊接工艺评定方法》(SY/T4052-92)和《钢质管道焊接及验收》(SY/T4103-2006)的有关规定。

下向焊根焊采用高纤维素钠型 E6010 焊条，焊条直径 4.0mm；热焊采用高纤维素钠型 E8010 焊条，焊条直径 3.2mm；填充焊和盖面焊采用铁粉低氢型 E8018 焊条，焊条直径为 3.2mm。半自动焊的根焊 E6010，盖面为 B71T8-K6 焊条直径 2.0mm；E6010 的性能应符合 AWS A5.1；E8010 符合 AWS A5.5 的要求，B71T8-K6 符合 AWS A5.29 的规定。焊接应按现行国家标准《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)的规定。每个焊口要一次焊完当前一层焊层没有焊完时，不得进入下一层的焊接，下向焊焊接时，根部焊要熔透，焊道内凸起部分要打磨，以免夹渣。

整个穿越段环向焊缝检验首先采用 100%超声波探伤，然后进行 100%X 射线探伤复查。X 射线探伤执行《石油天然气钢质管道对接焊缝射线照相和质量分级》(SY4056-93)。II 级以上焊缝为合格。超声波探伤执行《石油天然气钢质管道对接焊缝超声波探伤和质量分级》(SY4065-93)。I 级及以上焊缝为合格。

管道试压应以干净，无腐蚀性水为试验介质。

整个穿越段管道单独进行清管和试压，强度试验压力取 1.5 倍设计压力为 7.2MPa，稳压 4 小时；当强度试压无泄漏时，进行严密性试验压力为 6.0MPa，稳压不小于 24 小

时；稳压期间内压降不大于 1%试验压力为合格。水压试验后，应排净管内积水，并进行管内干燥程序，达到管内空气湿度与外部环境湿度一致。若穿越段不能立即与一般线路段相连，应在穿越段两端焊上临时盲板，以防管内进入杂物。

4.5 对水文地质和环境的影响

定向钻穿越施工，施工技术成熟，在我国近几年得到蓬勃发展。同时由于其施工过程中对环境的影响和河流水文地质的影响最小，对管线的保护最好，不影响路面交通，其施工费用比其他的穿越施工技术都低。

4.5.1 对地貌的影响

定向钻不破坏地貌，施工过程中没有水上、水下作业，管道埋设在地下稳定层中。管道开挖施工必须要采取降水、边坡支护等措施，而采用定向钻减少了开挖的工程量，对两岸农作物不会造成破坏，减少对环境污染，节省了大量的投资。

4.5.2 对河床结构的影响

定向钻不损坏堤坝和河床结构，整个穿越河面宽度内没有施工便道和施工机械，无需征地和加固河堤，减少了工程投资。

与其他施工方法相比，定向钻施工周期短、设备进出场快，对周围环境和居民生活影响较小。

同时由于管道埋深在江床下 12m 左右，埋设地层较深，地层内部腐蚀性较小，对管道起到防腐和保温作用，可以延长管道的使用寿命，减少每年的维护费和人为破坏。

采用现代化的施工机具施工精度高，易于调整埋深和弧度，保证定向钻施工准确性。

4.5.3 对生物的影响

定向钻施工会造成局部区域悬浮物增加，对生物产生不良影响，悬浮物的升高会影响鱼类的生长，减缓鱼类的繁殖速度。由于本工程穿越段距离岸边的距离大于 100m，因此悬浮物的影响有限。

4.5.4 施工过程对环境的影响

施工建设期主要产生的环境污染为粉尘、噪声、废水、通道占用及生态损失等。

(1) 大气污染物

施工期间大气污染源主要为工程车及运输车辆排放的尾气及扬尘，车辆在运行过程中排放的尾气为无组织排放，主要污染物有 NO、CO 及 TSP。施工过程中主要污染物为 TSP，其污染符合国家《大气污染综合排放标准》(GB 3095-96)二级标准。

(2) 噪声

在施工作业工程中，使用钻机和挖掘机施工，由于施工机械(风镐、挖土机、搅拌机、装载机)和车辆产生的噪声对附近居民产生一些短暂性的影响。主要参数见下表。

表 4.14 主要设备产生噪声的等效声级

产生噪声的主要设备名称	等效声级 dB(A)
钻机和挖掘等施工机械	80~85
运输车辆	65~70

(3) 废水

施工期间的水污染物主要为施工人员的生活污水及管道试压后排放的工程废水。管道试压一般采用清洁水，试压后排放水中的污染物主要是悬浮物，收集后排入城市下水系统。

施工期间的生活污水的主要污染物是 COD，生活污水不得随地排放，要求经收集后，由环卫部门定期抽取。

(4) 固体废弃物

施工中的固体废弃物主要来源于废弃物料(如焊条、防腐材料等)、生活垃圾和废弃泥浆。施工完成后将泥浆池中的废弃泥浆清理干净运到指定的垃圾场。

(5) 对生态的影响

对生态的影响主要表现在对地表保护层的破坏、土壤结构的改变、土壤养分的流失以及不良地质条件下带来的水土流失等。

4.6 消防、安全

4.6.1 设计采取的安全及消防措施

在正常生产情况下，一般不易发生火灾，只有在操作失误、违反规程、管理不当及其他非正常生产情况或意外事故状态下，才可能由各种因素导致火灾发生。因此为了防止火灾发生，或减少火灾发生造成的损失，根据“预防为主、防消结合”的方针，本工程在设计上采取了相应的防范措施。

管线焊口设计要求采用 100%射线探伤，并 100%超声波复验，保证焊接施工质量。

要对穿越河流段进行详细的地勘后，获取详细的地勘资料及详细了解地下管线情况后再进行施工图设计。

施工前，施工单位要制定完善的施工组织计划，经过有关部门批准后，并在进行穿越之前，首先要进行物探，获取穿越点的实际地质资料后再进行穿越。

4.6.2 施工中的主要安全措施

(1) 穿越施工方案要经过当地水利部门的批复后方可施工；

(2) 承担施工的单位必须持有相应的资质等级证书和压力管道安装许可证，焊工及无损检测人员必须要有技术监督部门颁发的特种作业人员资格证书；

(3) 管材和管道组成件要有质量合格证，其质量不得低于国家现行的标准的规定；

(4) 本项目中的压力容器和压力管道由具有相应制造许可证的制造单位进行制造并按相应的标准进行制造、检验、检测和验收；

(5) 聘请有资质、有经验的施工队伍，同时聘请有资质单位的监理工程师，对装置施工进行全过程控制，防止不符合规程的情况发生，并避免遗留隐患。并请有资质的第三方检测队伍对所有焊接接头进行无损检测，以保证其质量；

(6) 焊接作业人员应经过培训并具有相应资质。焊接作业时，必须佩带有滤色片的防护眼镜，穿戴好防护服装、防护手套等用品。作业场所周围应设置屏障，以防止对其他人员的伤害；

(7) 按国家有关规定，为现场作业人员配备安全帽、防静电工作服等防护用品，防止伤亡事故发生；

(8) 切割、焊接动火必须符合“动火规定要求”，有切实可行的安全设施；

(9) 按照国务院第 393 号令《建设工程安全生产管理条例》有关条款规定严格管理。

4.7 施工风险及应对措施

4.7.1 穿越风险分析

本方案采用管道外径 219mm，穿越管段总长度 1065.29m，包含 2 个转角分别为 8° 和 6°，理论上技术可行，但具有一定穿越难度和风险。对穿越中可能出现的风险和采取的应对措施见表 4.15：

表 4.15 定向钻穿越风险统计表

序号	风险描述	风险应对措施	措施效果
1	穿越管道在回拖过程中被拉断，或径向失稳	1) 验算穿越管道施工应力和径向稳定性，选择足够壁厚的钢管，满足施工要求； 2) 排净管道内试压积水，防止回拖时管端出现真空； 3) 通过计算确定并设置足够的吊车或辊轮支架，使管道平滑进洞； 4) 多次洗孔，使孔道平滑。	可解决
2	砂层塌空的风险	1) 调节泥浆密度以建立与地层压力或坍塌压力相适应的液柱压力； 2) 在出入土段地层稳定性差的地层设置套管。	存在一定风险
3	管道防腐层损坏的风险	1) 采用 3 层 PE 防腐层； 2) 穿越后对管道防腐层完整性进行全面的检测和评估； 3) 多次洗孔，使孔道平滑。	可解决
4	钻机回拖能力不足	1) 估算回拖力，选择足够吨位的钻机； 2) 出土端配置推管机助力，必要时辅助回拖。	可解决

第 4 章 穿越河流设计方案

序号	风险描述	风险应对措施	措施效果
5	回拖期间钻机基础失稳、滑移	按钻杆最大拉力校核地锚抗滑动和抗倾覆稳定性。	可解决
6	控向信号受已建管道干扰	采用加强的人工磁场	可解决
7	扩孔、回拖过程中钻杆断裂	1) 挑选符合本穿越条件(可承受最大拉力、最大扭矩和最大推力)的钻杆。 2) 挑选新钻杆, 施工中对钻杆逐根检验, 并有足够的备品、备件。 3) 配备套洗设备, 及时把断在孔道里的钻杆、钻具捞出孔。	存在较大风险
8	冒浆风险	1) 选择深穿方案, 在黏土层过, 存在冒浆的可能较小。 2) 钻头附近设置泥浆压力检测设备, 施工中严格控制泥浆压力。	风险不大
9	环保风险	1) 主要在黏土层穿越, 因此冒浆可能性很小; 2) 对施工后废弃的泥浆回收处理。	存在一定风险

以上风险中, 地层条件恶化的风险是本穿越工程可识别的最大的风险。在施工中应严格控制泥浆压力, 并保证控向及穿越偏差, 确保管道穿越成功, 减少对地层的扰动。在下一阶段, 设计单位、施工单位应紧密结合, 进一步完善、充实施工风险分析。

4.7.2 施工应急处置预案

4.7.2.1 导向施工应急预案

在钻导向孔施工时, 当扭矩增大发生断钻时, 应立即停止施工。首先寻找断口碰合情况, 如果断口规则碰合情况好的情况下, 在工作钻机一侧将钻杆卸开, 在钻杆中下入小钻杆将断裂钻杆联接在一起, 再用专用钻杆打捞工具将其断裂的部分打捞出地面, 之后重新组织施工。

4.7.2.2 扩孔过程中发生卡钻、抱钻、断钻的应急预案

(1) 发生卡钻抱钻的第一步要做的就是将扩孔器退出孔外: 在扭矩没有达到钻机极限的情况下, 使用钻机旋转着将扩孔器退出, 然后进行下一步工作; 如果光依靠一台钻机的力量无法使扩孔器退出孔外, 我们将把另一台钻机调至出土点, 连上钻杆后与对岸钻机司钻随时保持联系, 以求两钻机保持同一转速及转向, 采用入土点钻机推、出土点钻机拉的办法。如果以上方法无法将扩孔器退出, 联系滑轮组, 使用一定滑轮与一动滑轮的组合, 每个滑轮穿有 8 股钢丝绳。将出土点地锚加固, 该滑轮组动力可以使用卷扬机或挖掘机, 不断加力直至将扩孔器拖出, 该组合直拖力达到 500t 以上。

(2) 在扩孔作业钻杆断裂的紧急情况下, 先判断钻头在断钻杆处前端还是后端。在钻头在断钻杆处前端时, 先用挖掘机拖出后部钻杆, 再用钻机旋转往后慢慢的退出钻头, 将断裂钻杆进行更换, 重新进行扩孔作业; 当钻头在断钻杆处后端时, 先用挖掘机拖后部钻杆, 如托力较大的情况时, 另调一台钻机到出土点, 做好地锚加固后利用钻机旋转回拖的方式抽出钻具及钻头, 抽出钻杆后将断裂钻杆进行更换, 再从原孔中重新钻入钻杆重新进行扩孔作业。

4.7.2.3 管线回拖中卡死的应急预案

(1) 一旦管线在回拖过程中回拖力逐渐增大, 速度逐渐减慢, 直至抱死, 首先从曲线、泥浆方面分析, 迅速找出原因;

(2) 如果回拖管线距离钻机 50m 以内, 则考虑大开挖的办法将管线挖出, 之后连头。距离在 100m 以外或无法大开挖则要考虑后撤管线;

(3) 后撤管线采用滑轮组, 动力则采用挖掘机或卷扬机, 逐渐加力直至回拖出管线;

(4) 因穿越工程回拖管线段成孔角度平缓, 在回拖管线时, 整个钻杆曲线势必平缓, 加上入钻点端钻杆上覆浮土薄, 容易引起钻杆上移, 出现时, 采取在上覆浮土加配重的办法, 防止钻杆崩土上移。

4.7.2.4 冒浆应急预案

(1) 首先在整个工程中安排专人全线监查有无跑冒浆, 特别是容易冒浆的地质探孔附近等地方。一旦发现小范围冒浆则立刻进行围堰, 防止冒浆面积扩散。

(2) 如发生大范围冒浆且无法堵漏的情况下, 则挖引水渠将泥浆引至泥浆坑或就地挖泥浆坑, 同时安排泥浆车抽排。

(3) 如发现穿越沿线有冒浆孔, 由于冒浆造成孔内泥浆流失而孔内碎屑物不能排出孔外, 可在冒浆孔用一定量的水玻璃剂进行封堵。

(4) 控制钻机回拖力和回拖速度, 防止管道失稳

穿越管段回拖时, 须控制钻机的最大回拖力, 回拖力过大将会影响管道的强度, 回拖管线时速度不能太快, 时间应大于 12 分钟/根。

4.7.2.5 塌孔的处理预案

(1) 提高泥浆的黏度、切力, 适当升高密度, 控制泥浆低失水, 以小排量循环冲洗或钻进, 使环空的泥浆呈平板型层流或塞流, 将塌块和岩屑带出;

(2) 塌孔严重、塌块尺寸很大时, 在保持环空层流状态的前提下, 可加大钻头水眼, 使用高泵压和适当排量冲洗, 以便将坍塌的大块岩屑带出地面, 冲洗时可配置一定量的高切力、高黏度泥浆清扫孔底和钻屑。

4.8 主要工程量及投资估算

表 4.16 穿越工程投资估算表

序号	项目名称	数 量	单位	合计金额(万元)
I	固定资产投资			132.39
1	管道购置费	27	万元/km	30.19
2	设备购置(租赁)费	1	台	50.00
3	泥浆费	300	m ³	9
4	征地费	4800	m ²	43.20
II	工程建设费用			63.54
1	场地处理费	15000	m ³	30
2	HDD 施工建设费	1118	m	33.54
III	无形资产投资			10
IV	其他资产投资			10
VI	预备费			50
VII	建设期贷款利息			8.32
总投资		274.25		

第 5 章 输油管道的流动保障

5.1 管道运行管理

结合来油输量衰减较大、不同季节地温温差较大和工程建设周期的特点，制定 B-C 段十年运行方案：

- (1) 热站采取分期建设：前期投入首站及热 II；2019 年开始投入热 I 及热 III；
- (2) 夏季热力方案：2016-2018 年采用一炉到底、2019-2026 年加入使用热 II；
- (3) 冬季热力方案：2016-2018 年运行首站及热 II、2019-2026 年全线加热；
- (4) 水力方案：2016-2020 年采用两级增压（两台离心泵串联）、2021-2025 年仅投入一台离心泵即可满足输送要求。

5.1.1 热力冬季运行方案

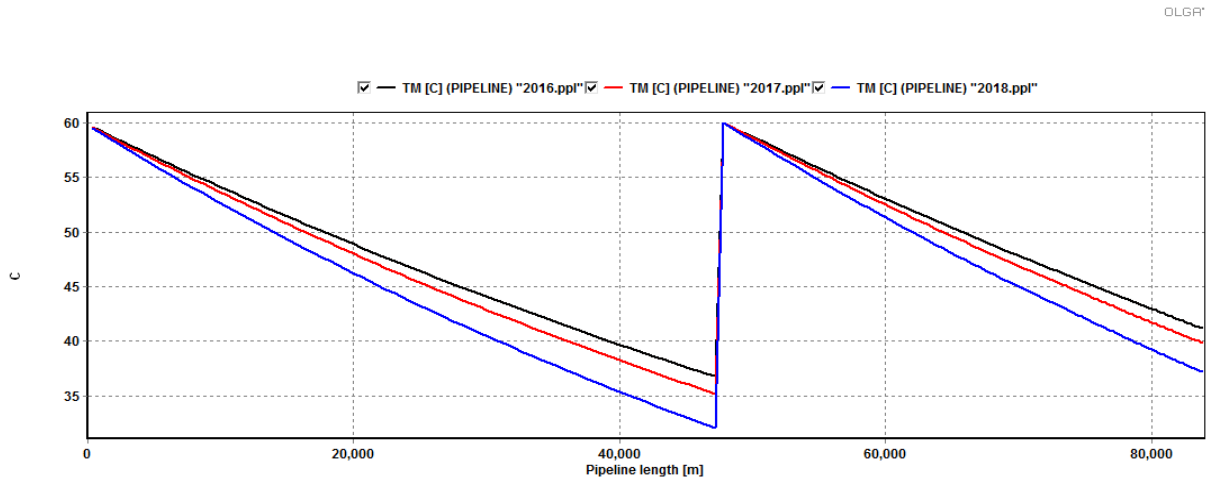


图 5.1 2016-2018 冬季温降图

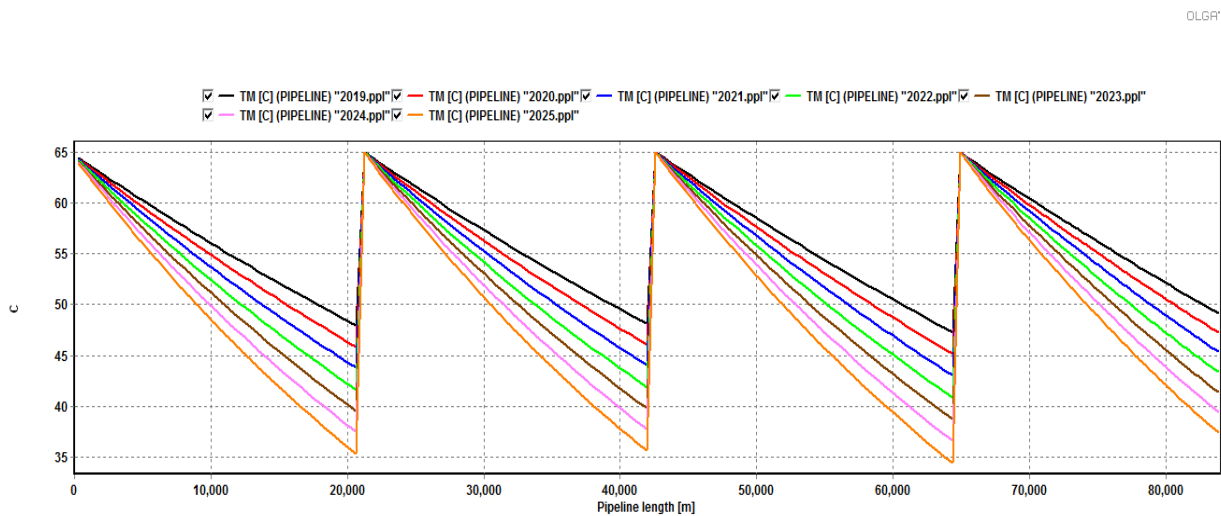


图 5.2 2019-2025 冬季温降图

5.1.2 热力夏季运行方案

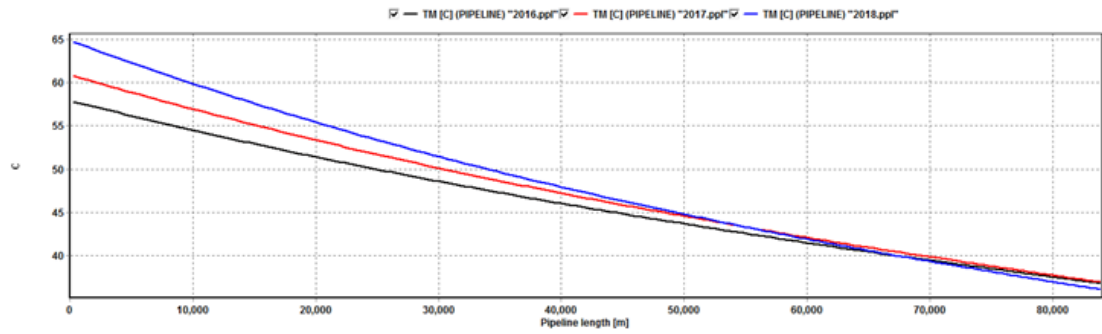


图 5.3 2016-2018 年温降图

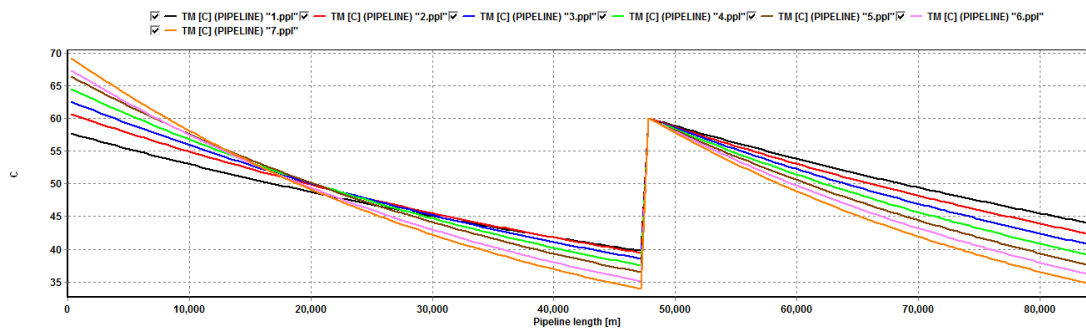


图 5.4 2019-2025 年温降图

5.1.3 水力运行方案

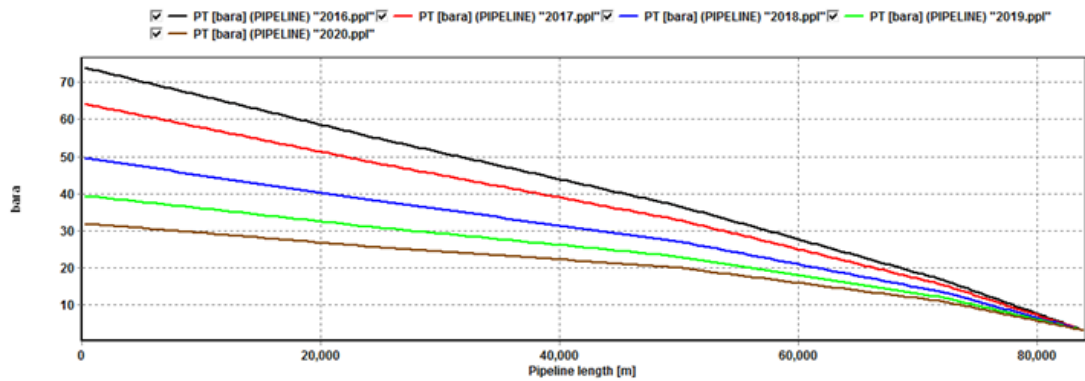


图 5.5 2016-2020 年压降图

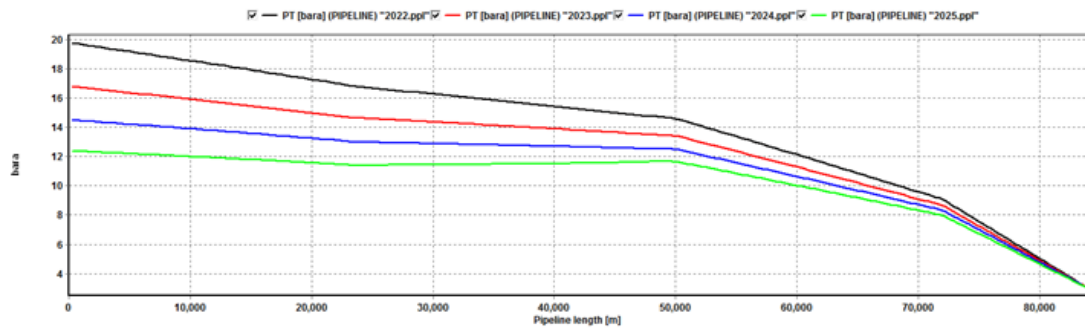


图 5.6 2021-2025 年压降图

5.2 清管

由于外输管道内原油蜡含量为 20.2%，属于高含蜡原油。由于蜡在原油中的溶解度随温度的降低而下降，当油温降低到析蜡点温度时，蜡因过饱和而结晶析出。若管壁温度低于析蜡点，就可生成蜡沉积，宜采取清管措施保障油品安全输送。

5.2.1 清管的作用

原油外输管道运行一段时间后，管壁上逐渐增厚的蜡沉积物使得管道输送能力下降，动力消耗增加。例如我国某管道投产 4~5 个月后，由于管壁蜡沉积，摩阻增大 50% 以上。为了恢复管道的输送能力，就需要进行清管。通常，含蜡原油管道的清管是通过往管道中投放清管器来完成的。清管器在输油站或清管站中通过特定的流程和装置投放进管道，在油流的推动下前进，同时将管壁沉积物刮下来。

5.2.2 清管器选择

清管器的种类很多、结构各异。按功能可分为清扫型、隔离型、检测型。按结构分，有圆球形清管器、柱塞形清管器、橡胶皮碗清管器、全聚氨酯整体清管器、全聚氨酯组合式清管器、聚氨酯泡沫清管器、PR 型软质空心清管器、压力旁通式清管器、组合式涡轮清管器、加强型圆盘清管器等多种。

圆球形清管器俗称清管球，由橡胶制成，其内可充水或充气，可用于清管、除垢、流体隔离、水压试验等。

橡胶皮碗清管器是目前应用最广泛的清管器，它由两个、三个或多个橡胶皮碗通过一个钢制轴心主体联结在一起，钢制轴心上还可安装刮刀、钢丝刷、计量法兰等。橡胶皮碗清管器还有多种不同类型的结构。

聚氨酯泡沫清管器实在高密度聚氨酯泡沫本体外附加 3mm 的强弹性涂层构成，其长度一般是直径的 1.3-1.5 倍。由于它轻而柔软、价格便宜、不易卡在管道中因而广泛使用。

全聚氨酯整体清管器由聚氨酯整体浇铸而成，没有重的金属部件，因而更具柔韧性，易于通过弯头和三通，并有更好的长距离密封性能，而且性价比优越，无需维修。这种清管器正得到越来越多的应用。全聚氨酯整体清管器也有多种不同结构类型，包括带刮刀、带钢丝刷的。

本设计采用聚氨酯泡沫清管器与橡胶皮碗清管器联合使用。

5.3 停输再启动

热油管道的计划检修和事故抢修都可能在全线停输的情况下进行，此外，当

油量不足时,为节省动力并保持一定的热力条件,也有用间歇输油的办法来代替反输的。热油管道停输后,由于管内油温不断下降,原油粘度增大、形成结构并胶凝,管道再启动时的阻力显著增加。如停输时间过长,管道再启动所需压力超过泵的扬程或管道强度,则正常再启动失败,须采用分段顶挤等事故应急处理措施。“凝管”一直是易凝高粘原油管道安全运行的心腹大患。

热油管道停输再启动分析涉及两个关键问题,即停输过程的温降和管道再启动所需的压力。“凝管”的直接原因是管道再启动所需压力过高,再启动压力过高则是原油流动性(粘度、屈服应力、触变性等)恶化造成的,而对大多数热油管道而言,原油流动性恶化的根本原因是停输后原油温降幅度过大。

5.3.1 停输后的管内温降

管道停输后原油的散热包括原油与管壁的传热、管壁及防腐层的导热,以及管道与周围介质的传热三个环节。

根据传热方式的不同,停输后管内含蜡原油的传热可分为三个阶段:自然对流传热阶段、自然对流与热传导共同控制阶段和纯导热阶段。

热油管道停输后,由于管壁温度始终低于管内液态原油的温度,故形成由管中心向上再沿管壁向下的自然对流。在该阶段,自然对流换热是原油与管壁的主要传热方式。由于自然对流,整个管道截面上原油的温度以一个较快的速度比较均匀地下降。

当油温下降至析蜡点以后,原油中的石蜡在整个管道截面上逐渐析出,同时放出结晶潜热。结晶潜热的释放延缓了管内原油的温降过程,而蜡晶的析出也使原油的粘度增大,削弱了原油的自然对流。由于管壁处的温度最低,因而该处原油最先发生胶凝。随着停输时间延长,管内油温不断下降,凝油层不断增厚,液相区不断减小。在此过程中,液相区仍然发生自然对流,而凝油区的传热方式则转变为热传导。由于石蜡结晶潜热释放以及凝油层的保温作用,该阶段的温降较慢。

当温度进一步降低至管内原油全部胶凝后,管内原油以热传导的方式向外界继续散热。

5.3.2 管内原油温度场

在自然对流的作用下,较冷的原油聚集在管子下部,较热的原油上升到上部,这就使得管截面上原油的最高温度区不在管子的几何中心,而是在其偏上的地方,即出现“温度场上浮”现象。管内原油温度越高,温度场上浮愈明显。另外由于液态原油的 Pr 数较高,其自然对流比较强烈,从而使液态原油中的温差很小。随着油温的降低,原油粘度增大及液态原油与管壁温差的减小使原油的自然对流强

度不断减弱，温度场上浮愈来愈不明显，最高油温区向管子的几何中心移动。在降温的第二阶段，温度场上浮已不明显。若管道周围的土壤温度相等，在第三阶段，温度场逐渐达到对管子的几何中心对称。

5.3.3 停输再启动过程

长输管道开始停输时，沿线各点的油温是不同的，在加热站间的前段，油温较高，而后段则油温较低。尽管油温高处的温降比油温低处快，但在停输若干时间后，沿线仍有一定的温度梯度。

在含蜡原油管道的流动安全性评价中，关于停输再启动过程凝管概率的计算方法，主要通过判断最小启动压力是否超过 MAOP（最大允许操作压力）或泵的加压能力来确定管道能否顺利再启动。结合本文输量衰减大，冬季平均地温较低的情况，宜制定冬季不同输量下的停输再启动方案。

采用商业软件 OLGA 分别模拟 A-B、B-C 段在停输后的温降情况，避免管道发生凝管事故，并结合最小再启动压力不得超过 MAOP 和保证油品安全进泵，制定出设计输量下的冬季安全停输时间，见表 5.1，启输压力见图 5.7 和图 5.8。

表 5.1 冬季设计输量下安全停输时间

管道	A-B	B-C
安全停输时间	4.5h	2.5h

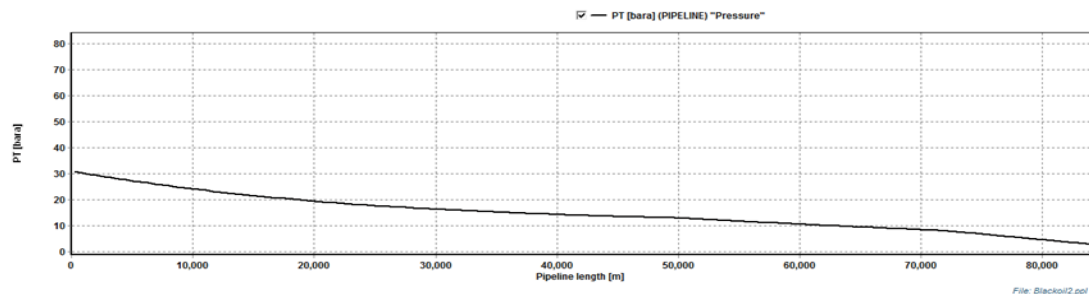


图 5.7 A-B 段启输压力

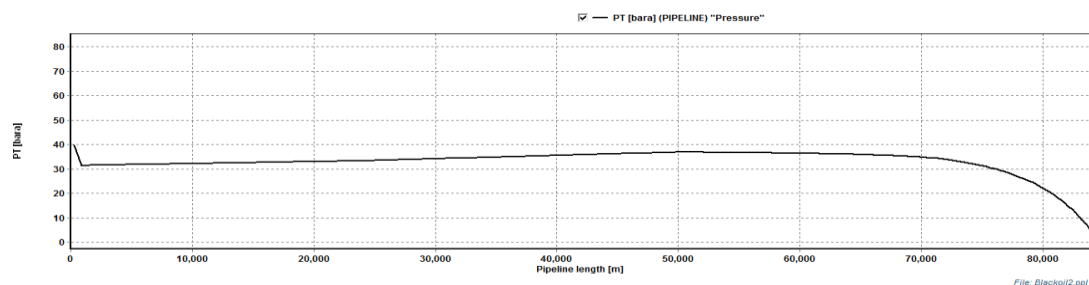


图 5.8 B-C 段启输压力

第 6 章 沿线站场

6.1 站场设置

管道沿线共设有工艺站场 6 座，除去 A 联合站、B 外输首站和 C 装车站之外，还有中间热站 3 座。具体情况见表 6.1：

表 6.1 各站位置、高程、里程和站间距表

序号	管道情况	站名	类型	里程(km)	高程(m)	主要功能	备注
1	A-B 段，油水混输管道	A 联合站	—	0	562.0	原油处理、清管、计量、增压、加热	—
2		B 外输首站	—	86	584.0	脱水、水处理、储油、清管、增压、加热	事故应急储油、压力越站、热力越站、全越站、站内循环
3	B-C 段，商品原油输送	热-1	中间热站	107	569.0	加热	清管器越站、热力越站、全越站
4		热-2	中间热站	128	537.0	加热	清管器越站、热力越站、全越站
5		热-3	中间热站	149	533.0	加热	清管器越站、热力越站、全越站
6		C 装车站	—	170	578.0	清管、储油、装车	—

6.2 站场工艺

- (1) 本文全线采用密闭输送工艺；
- (2) 在满足任务输量下，工艺流程要技术先进、运行可靠、节约能源，并做到尽量简捷，方便操作运行；
- (3) 采用工艺设备满足远控、站控和就地控制的要求；
- (4) 输油泵站采用压力调节、水击泄放、顺序停泵及紧急切断等措施对管道进行保护，保证管道运行的安全、可靠；
- (5) 考虑管输原油较稀，结合输油运行参数，各输油站不设反输流程。

6.3 A 联合站

根据赛题所给数据，联合站中原油含水较高，由于 B 外输首站中已建有脱水和污水处理系统，在联合站中仍然设置原油脱水和污水处理工艺将增加成本，降低经济性，所以本文选择直接将油水通过 A-B 段管道混输至 B 外输首站。

因此，本文仅对 A 联合站的外输系统进行设计。

6.3.1 联合站工艺

含水原油在联合站内经加热、增压、计量后通过 A-B 段管道外输至 C 装车站。为满足 A-B 段管道输送需求，联合站设计出站温度 62℃，出站压力 5.5MPa。

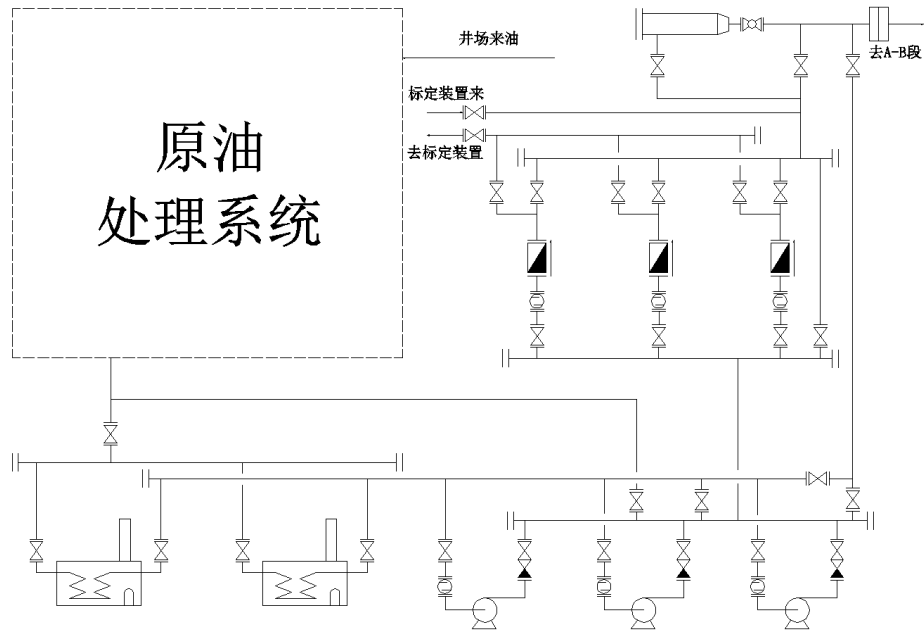


图 6.1 联合站外输工艺流程

6.3.2 联合站主要工程量

表 6.2 联合站外输主要工程量

序号	工程内容	单位	数量
(1)	SC-FT-Y1000/1.5-Q 分体相变加热炉	台	2
(2)	BBC/CD 单级离心泵	台	3
(3)	刮板流量计	台	3
(4)	发球装置	套	1

6.4 B 外输首站

B 外输首站进站压力 0.6MPa，温度 35℃，年处理能力：54.6 万吨原油，45.4 万吨污水。

本设计中，B 外输首站承担了油水计量、分离、原油脱水、原油外输、污水处理及外排等功能。首站油水计量采用油水分离器加质量流量计；原油脱水采用一段热化学沉降脱水+一段电脱水流程；污水处理采用浮选式污水处理流程，处理后污水外输至井场注水。

6.4.1 进站计量

因联合站来油饱和蒸汽压较低，专门的三相分离和稳定工艺已失去经济价值，所以外输首站进站采用油水两相分离、两相分别计量工艺。利用刮板流量计测量油量，并配备有在线高含水分析仪；用污水流量计测水量，用计算机控制和数据采集处理、实现自动化连续计量。

6.4.2 加热工艺

首站进站来油较稀，在进站温度下，其粘度就已经可以满足 SYT0045—2008《原油电脱水设计规范》中的脱水要求。但考虑到在较高温下，可以提升脱水效果，降低破乳剂用量，且无论对于后续的原油外输还是含油污水处理，较高的温度都更为有利。所以本方案除了在外输工艺中设置加热环节外，仍然选择在原油脱水流程中进行加热。加热设备选择分体式相变加热炉。

6.4.3 脱水工艺

联合站来油含水较高，原油脱水工艺的选择关系到出矿原油的质量好坏，是原油输送过程中十分重要的环节。本设计针对来油情况，设计了两个脱水方案，详情见表 6.3:

表 6.3 脱水工艺方案比较

	方案一	方案二
方案实施	两段热化学沉降脱水	一段热化学，一段电脱水
具体操作	进入二段沉降罐前用蒸汽加热，二段热化学脱水温度 45-50℃；从一段沉降罐到净化油罐完全利用罐的位差自流	进入电脱水器前先用水套加热炉升温，二段电脱水温度 55-60℃；进入电脱水器前需要增压泵提供能量
破乳剂 ^[14]	SP169	FPW320
优点	安全可靠，运行成本低，能耗低，投资少	密闭带压流程，电脱水能够深度破乳
缺点	准密闭流程，占地面积大	电脱水器易坏，能耗投资高

根据表 6.3，虽然方案一不使用电脱水，省去了缓冲罐、加热炉、增压泵、以及相应的变配电设施，投资少，运行成本低，从经济角度具有较大的优势，但联合站来油含水较高，且含水率上升迅速，在投产 5 年后含水就超过了 60%，进站油水分离器分水能力有限，热化学脱水已经无法达到原油含水率的技术要求。所以，需要通过电脱水的办法实现脱水需求。

综上，本文选用方案二，即一段化学脱水，一段电脱水作为首站的原油脱水方案。

含水原油在加入破乳剂后，先进行化学沉降脱水，使含水率降到 20%以下，再进入加热炉，升温后进入电脱水器，脱水净化后的原油进入净化油罐等待外输，电脱水器排出的高温污水回掺至含水原油中，并一起流入一段沉降罐，既减少了热能的浪费，又利于原油含盐量的降低。

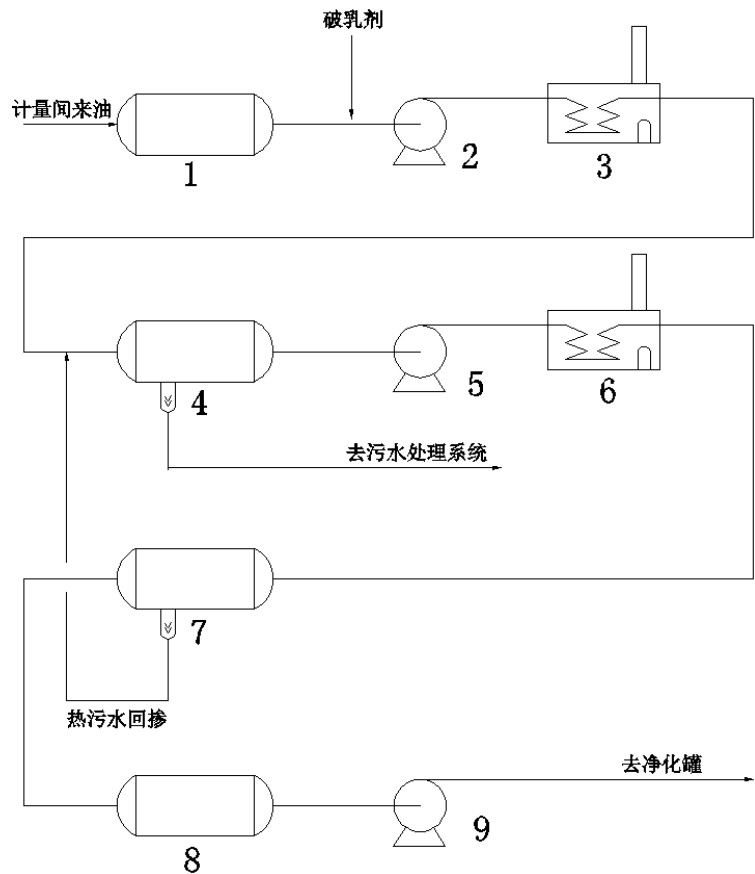


图 6.2 两段脱水流程图
1—分离缓冲罐；2、5、9—泵；3、6—加热炉；
4—沉降脱水罐；7—电脱水器；8—净化油缓冲罐

考虑到后期来油含水率进一步升高（达到 60%以上），现有的两段式脱水可能已经无法满足脱水技术要求，考虑在化学沉降之前增加两套游离水切除装置撬，形成三段脱水，高含水来油首先经过游离水脱除器，将部分游离水切除，使含水率降至 50%以下，然后进入后续脱水流程。

破乳剂方面选择 FPW320 高效破乳剂，对于高含水原油有较好的破乳效果，且在大庆油田有成功的应用经验。

脱水器方面选择竖挂电极电脱水器，其与平挂电极的区别是脱水电场呈水平方向分布（图 6.3 和图 6.4），处于极间电场内的乳化原油所受的电场力方向与重力方向垂直，加大了原油中乳化水滴的聚并机会。此外，竖挂板状电极的平均电场强度是平挂网状电极的 6.5 倍以上，增加了原油中乳化水在电场内的破乳能力，更适合本文中高含水原油的处理。

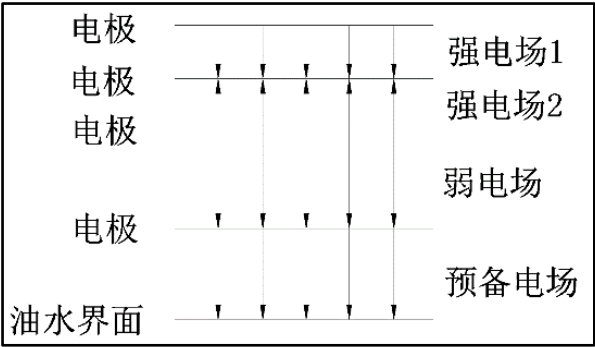


图 6.3 平挂电极脱水电场示意图

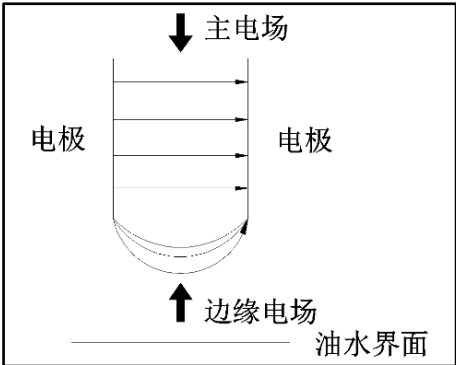


图 6.4 竖挂电极脱水电场示意图

6.4.4 污水处理

污水处理设计方案初选：(1)处理达标后，输送至合适地点外排；(2)处理合格后，外输至井场，进行有效回注；(3)处理达到生活用水标准，为日常的生产生活提供合格水源。

对三种方案作出简要分析：

- (1) 方案一由于赛题中未给出明确的外排地点，无法选择合适的污水外输方式（管输或罐车运输），因而无法得到其适应性及外排成本；
 - (2) 根据赛题产油含水率高，含水率上升迅速且产量衰减较快的特点，推测上游生产方式采用的是注水采油甚至注聚驱油的三次采油技术。而采出水处理后回注是这样的生产方式最常用的污水利用方案；
 - (3) 方案三处理程度最高，污水处理后能够达到生活用水标准，可以作为消防储备、设备冷却水、生产区清洁用水、生活区绿化灌溉用水或采暖锅炉给水等，环保程度高，水资源利用方式更为合理。但其技术要求高，且需要等离子氧化反应、超滤膜分离、渗透膜深度脱盐、臭氧/紫外线消毒杀菌等一系列高成本处理流程，设备成本高，易损坏，处理量有限。
- 综上，选择方案二，即污水处理后外输至井场回注，配合水驱采油工艺，使上下游建设思路连贯。注水水质执行标准 SY/T 5329-94。

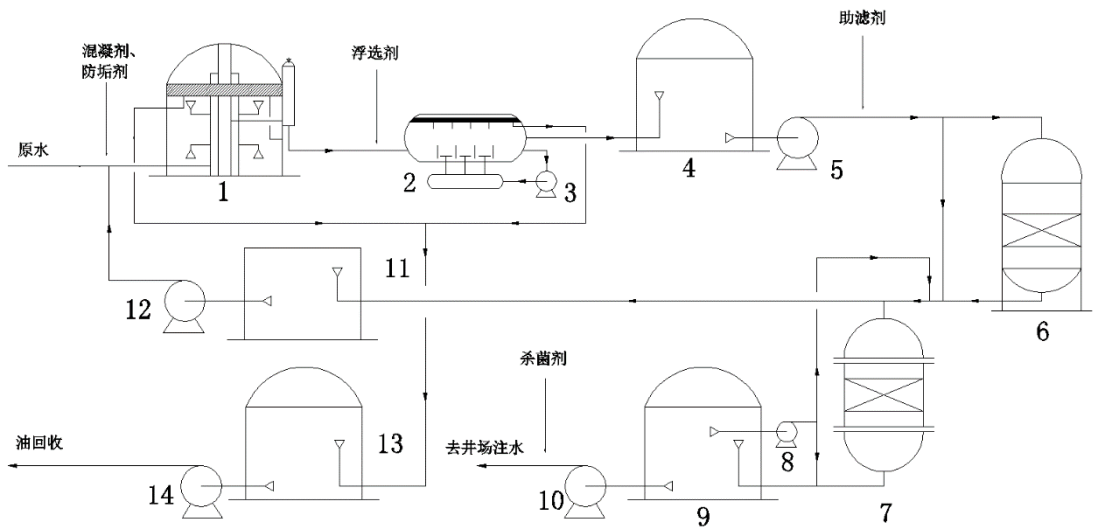


图 6.5 首站污水处理工艺流程图

1—除油沉降罐；2—喷射诱导气浮选机；3—循环泵；4—缓冲水罐；
5—增压泵；6—双滤料过滤罐；7—滤芯过滤器；8—反冲洗泵；9—净化水罐；
10—外输泵；11—回收水池；12—回收水泵；13—污油罐；14—回收油泵

表 6.4 推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率		<0.10			0.1-0.6			>0.6		
标准分级		A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
控制指标	悬浮固体质量, mg/L	<1.0	<2.0	<3.0	<3.0	<4.0	<5.0	<5.0	<7.0	<10.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	<1.0	<1.5	<2.0	<2.0	<2.5	<3.0	<3.0	<3.5	<4.0
	含油量, mg/L	<5.0	<6.0	<8.0	<8.0	<10.0	<15.0	<15.0	<2.0	<30
	平均腐蚀率, mm/a	<0.076								
	点腐蚀	A1, B1, C1 级: 试片各面都无点腐蚀; A2, B2, C2 级: 试片各面轻微点蚀; A3, B3, C3 级: 试片有明显点蚀								
	SRB 菌, 个/mL	0	<10	<25	0	<10	<25	0	<10	<25
	铁细菌, 个/mL	n×10 ²			n×10 ³			n×10 ⁴		
	腐生菌, 个/mL	n×10 ²			n×10 ³			n×10 ⁴		

注：①1≤n<10；②清水水质指标中去掉含油量。

污水外输压力为 0.2MPa，输送至井场后，再由注水泵注水。

含油污水经沉降除油和气浮选之后，悬浮固体<20mg/L、含油≤10mg/L（处理指标参考自大庆油田水处理，下同），再经过双滤料罐过滤，含油降至 1-2mg/L、

悬浮固体 1-2mg/L，颗粒粒径 $<2\mu\text{m}$ （大于 $2\mu\text{m}$ 颗粒去除率 95%），然后经过滤芯过滤，达到颗粒粒径 $<1\mu\text{m}$ ，大于 $1\mu\text{m}$ 颗粒去除率 98%。原水达到回注水标准，进入净化水罐，随后外输至井场进行回注（由于现场情况不明，外输方式无法确定）。

为提高过滤装置的产品质量和克服单层滤料过滤器在反冲洗时出现的表面过滤现象，本文参考大庆油田水处理工艺，采用双层滤料过滤技术。其下层为石英砂，粒径 0.5-0.8mm；上层为无烟煤，粒径为 1.2mm。

6.4.4 储油工艺

根据联合站来油量，结合 GB 50253-2014 中相关规定，首站设计储油量 5000m^3 。分别由三个 1000m^3 浮顶罐和一个 2000m^3 浮顶罐组成，其中一个 1000m^3 兼具事故油罐功能。油罐使用蛇管式蒸汽间接加热，储油温度为 35°C 。根据 GB 50074-2014 相关要求，对储罐进行了设计，设计结果如下：

表 6.5 首站储罐参数

公称容积/ m^3		1000	2000
计算容积/ m^3		1077	2095
罐直径/m		12.00	14.50
罐壁高/m		9.52	12.69
罐壁厚度/m	底圈	5	7
	第二圈	5	6
	第三圈	5	5
	第四圈	5	5
	第五圈	5	5
	第六圈	5	5
	第七圈	—	5
底板厚度	中幅板	5	5
	边板	5	6
浮顶结构		双盘式	
油罐总重/kg		36947	54940

6.4.5 外输工艺

脱水之后的原油经过加热、增压、计量后输往 C 装车站。为满足 B-C 段管道输送要求，出站温度 50°C ，出站压力 8.5MPa，出站油品含水率 0.3%，已达到商品原油标准。

6.4.6 B 外输首站工艺流程

(1)正常生产流程

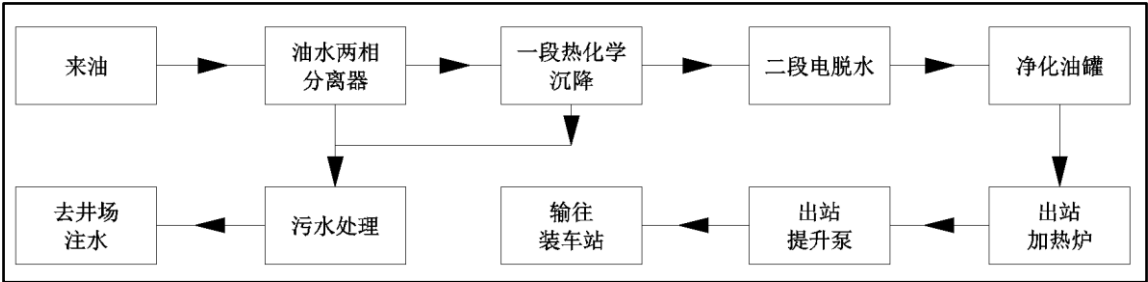


图 6.6 外输首站正常工艺流程框图

(2) 事故流程

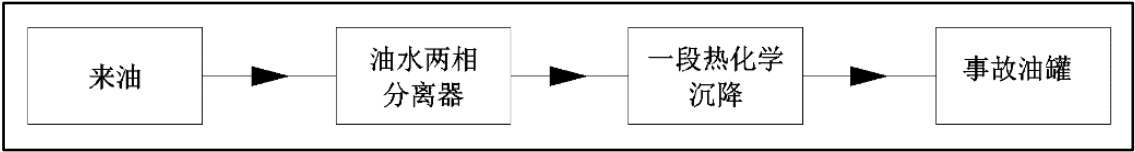


图 6.7 外输首站事故流程框图

(3)总流程图

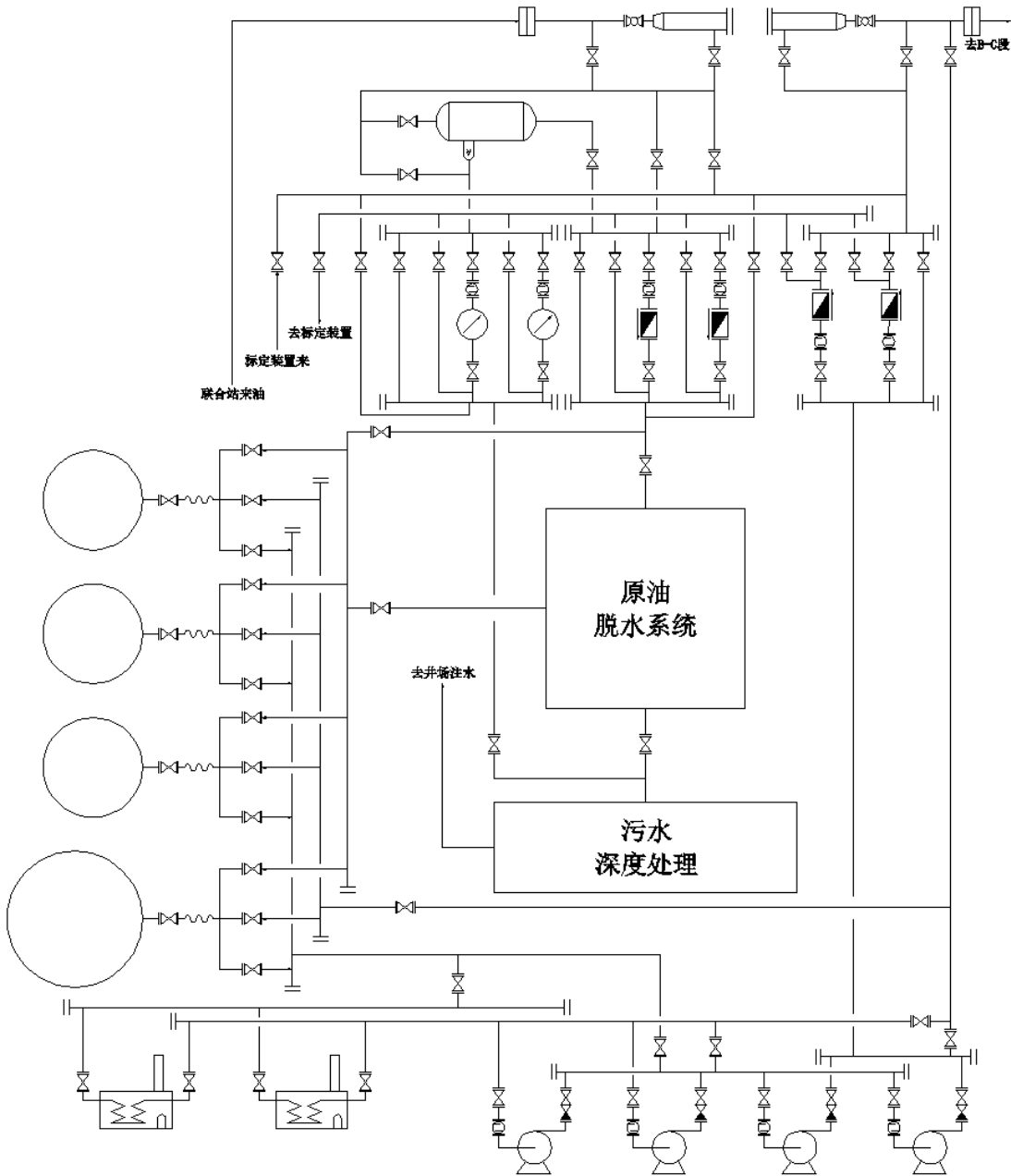


图 6.8 首站流程示意图

6.4.7 主要工艺设计参数

表 6.6 首站主要工艺设计参数表

名称 \ 参数	控制压力（表压），MPa	控制温度，℃
进站	0.6	35
油水分离器	0.6	35
一段化学沉降罐	0.3	50
二段电脱水器	0.25	60
净化油罐	0.1	35
污水处理系统	0.3-0.4	50

6.4.8 平面布置说明

首站各区的各种设备、建筑物油气散发量的多少、火灾危险程度、生产操作方式有很大的区别，有必要按生产操作、火灾危险程度、经营管理的特点进行分区布置，把特殊的区域进行隔离，限制闲杂人员的出入，有利于安全管理。各区间应有道路连通，便于安装和消防工作。

(1) 工艺区

工艺区是首站的内脏，原油脱水就是在这里完成的。该区主要设备如下：油水两相分离器、流量计、热化学沉降罐、药剂罐，加药泵、电脱水器等。

该区有火源，又有危险区，所以做平面布置时应特别注意安全。

(2) 原油罐区

本站共设四座浮顶油罐，其中一座作为事故油罐备用。罐区周围设有密闭的防火堤，防火堤的有效容积不应小于罐组内最大油罐容量的一半。雨水排出口应设在堤的内侧，雨水排出管线上应装有长闭蝶阀或闸阀。

该区采用半固定式消防，锅炉和水套加热炉供水由站外供水管线完成，也可由消防水罐供水。

(3) 污水处理区

经过原油脱水后的污水里含有大量的原油和别的物质，必须依照相关国家法律法规进行污水处理。

(4) 供排水、消防系统

油田生产用水及生活、消防用水由供水系统提供，站内的消防设施由消防泵和消防水罐组成。消防水泵房和消防泡沫泵房合建。消防车库不应与汽车库合建。罐区采用半固定式给水消防设施。

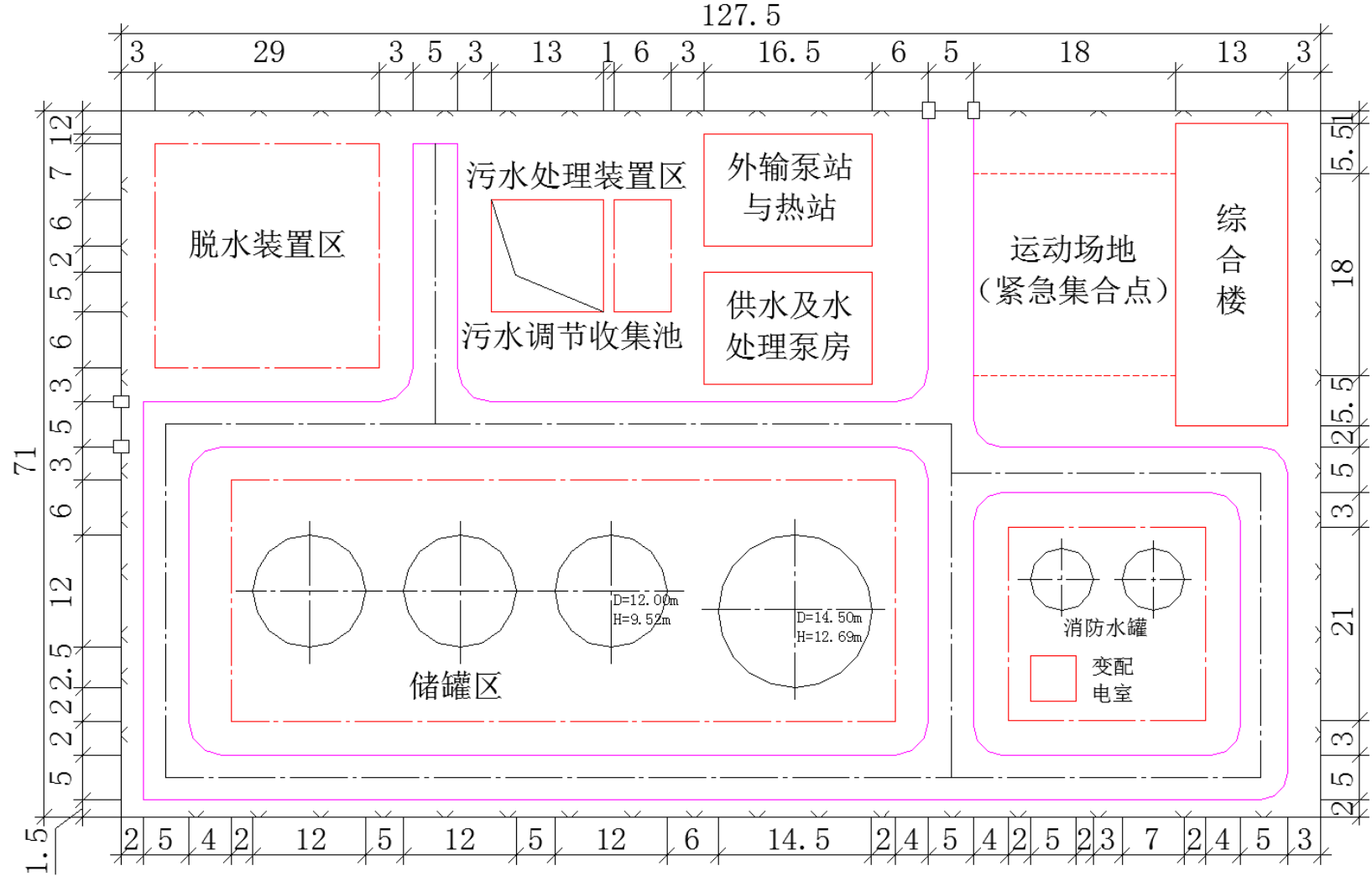


图 6.9 外输首站总平面布置图

6.4.9 首站主要工程量

表 6.7 首站主要工程量

序号	工程内容	单位	数量
(1)	2000m ³ 净化油储罐	座	1
(2)	1000m ³ 净化油储罐	座	2
(3)	1000m ³ 事故油罐	座	1
(4)	收发球装置	套	2
(5)	WS3.0×12.8-0.4/1 三相分离器（进站两相分离）	台	2
(6)	污水流量计	台	2
(7)	刮板流量计	台	4
(8)	热化学沉降罐	座	1
(9)	电脱水器	台	2
(10)	脱水缓冲罐	座	2
(11)	二段电脱水回掺水泵	台	1
(12)	加药泵	台	4
(13)	φ600mm×1500mm 药剂罐	座	4
(14)	污油罐	座	1
(15)	缓冲水罐	座	1
(16)	净化水罐	座	1
(17)	喷射诱导气浮选装置	套	3
(18)	双滤料过滤器	座	2
(19)	滤芯过滤器	座	2
(20)	混凝沉降罐	座	1
(21)	回收水池	座	1
(22)	水泵	台	5
(23)	卸油泵	台	2
(24)	SC-FT-Y500/1.5-Q 分体相变加热炉	台	2
(25)	OHHL 外输离心泵	台	4

6.5 中间输油站

沿线输油站共 3 座，均为同等功能、同等负荷的中间热站。其中 A-B 段（油水混输）不设中间站，3 座中间热站均设置在 B-C 段（商品原油），各站编号、位置及功能均已在表 6.1 中说明。

B-C 段管道沿线的 3 座热站，分别为 H1、H2、H3，它们的流程、功能、主要设备数量及型号均一致，其具体流程及主要工程量如下：

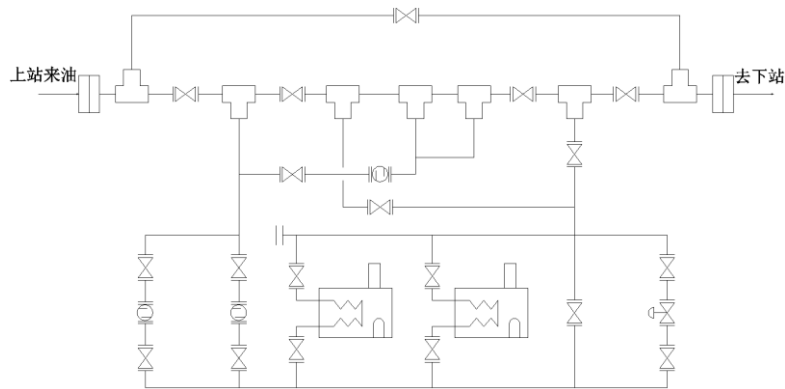


图 6.10 热站流程
表 6.8 主要工程量

序号	工程内容	单位	数量
(1)	过滤器	台	3
(2)	SC-FT-Y500/1.5-Q 分体相变加热炉	台	2

6.6 线路阀室

全线共设两类线路阀室，即线路单向阀室和线路监控阀室。

单向阀室一般设在管道流向的爬坡段，在管道停输时以防止原油倒流并截断静压。单向阀室的单向阀是全通径轴流式止回阀，半地下安装。

远控阀室是通过 SCADA 系统对截断阀实行远程自动控制的，设置在河流穿越的岸边，遇到突发事故时，阀门能够及时关闭，从而可将事故灾害减轻到最低。远控阀室的阀门是全通径带加长杆直埋球阀。

因为沿线阀室的布置已经满足 GB 50253-2014 对于阀室最大间距（32km）的要求，所以不再设置手动阀室。

根据管道纵断面起伏情况，结合标准中的建议及要求，沿线共设置 7 处阀室，其中远控阀室 3 座，单向阀室 4 座。具体布置位置及流程如下所示：

表 6.9 阀室分布情况

序号	站名	里程（km）	阀室类型
1	单向—1	29	单向阀室
2	远控—1	40	远控阀室
3	远控—2	41	远控阀室
4	远控—3	46	单向阀室
5	单向—2	60	单向阀室
6	单向—3	79	单向阀室
7	单向—4	163	单向阀室

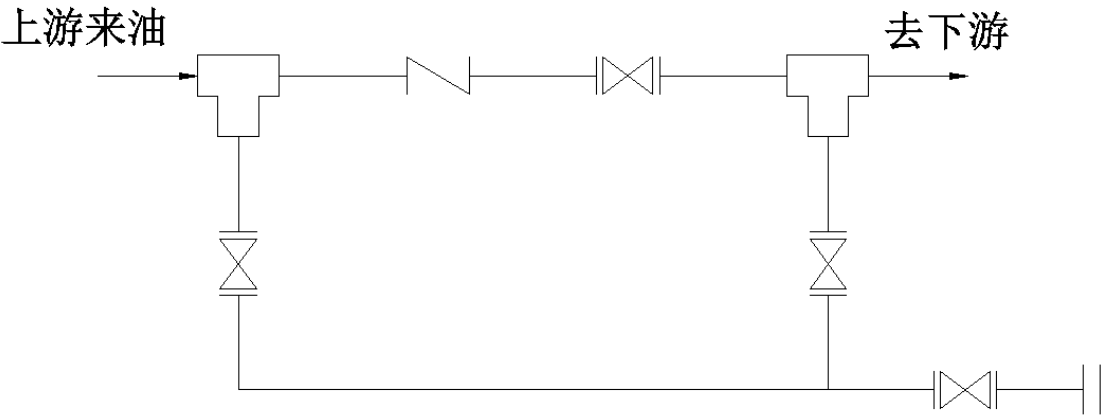


图 6.11 单向阀室流程

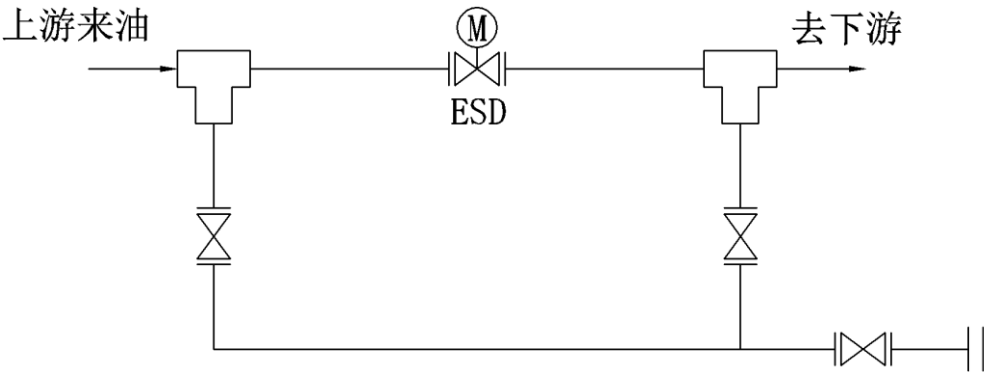


图 6.12 远控阀室流程

6.7 C 装车站

C 装车站作为输油管道末站，其主要功能为接收来油以及火车装车。具体设计见下文。

6.8 沿线站场及阀室分布总结

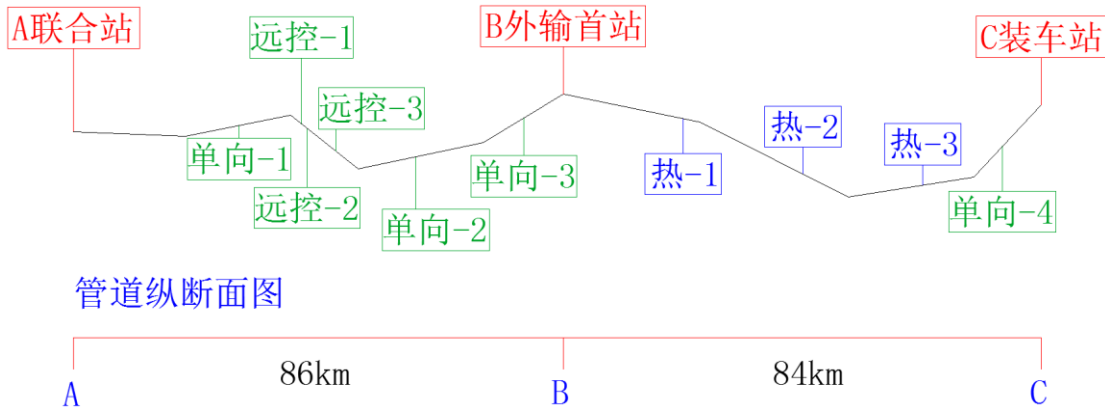


图 6.13 管道纵断面沿线站场及阀室分布情况

第 7 章 装车站设计

7.1 装车站总体设计

7.1.1 装车站功能

根据赛题要求，装车站的主要功能有以下几点：

- (1) 接收并计量上游长输管道输送的原油；
- (2) 储存原油，保证在任何不利情况下均有足够的空间接收管道来油；
- (3) 按照装车方案，及时通过铁路油罐车将原油发出；

7.1.2 装车站工艺流程设计

由于 C 车站工艺流程主要是负责接收储存长输管道来油，并将原油通过铁路外输，不接收其他形式来油。工艺流程能满足大宗油品进库、铁路装油同时作业的需要，储油罐容量、类型及工艺管道系统根据来油量确定。输油泵满足装车要求，通过输油管连接储罐与铁路装车设施，进行火车装车作业。借用输油泵和工艺管道，对罐内原油进行倒罐作业。因此装车站工艺流程如图 7.1 所示。

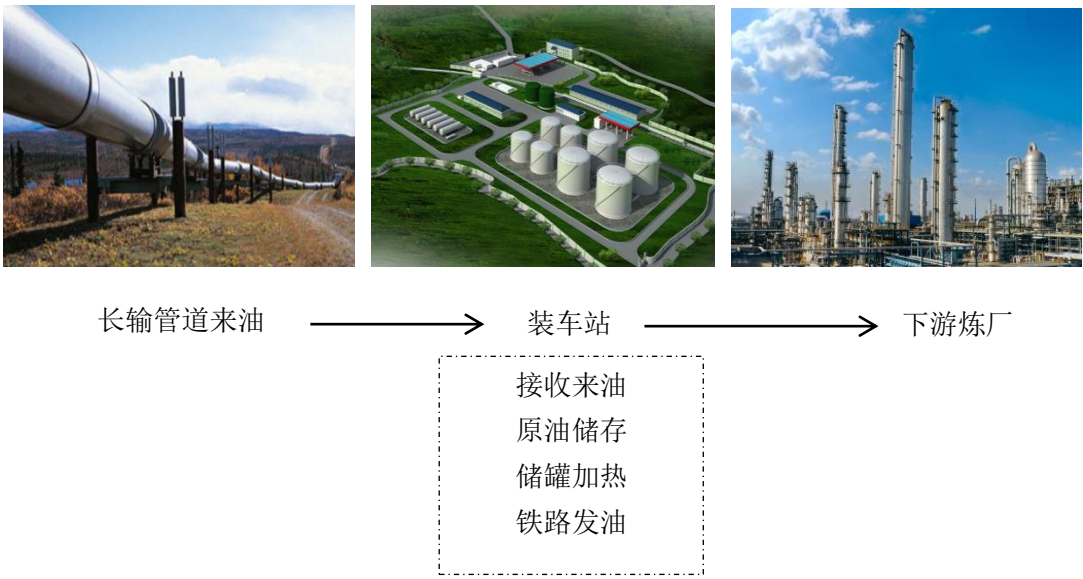


图 7.1 装车站工艺流程示意图

7.1.3 装车站分区

为了满足装车站工艺要求，便于管理，保证安全、方便作业，将站内的所有设施、设备按功能进行分区布置。本装车站分为储油区、装油区和行政管理区、辅助生产区等 4 个区域。其中装油区为铁路装油。生活区设在远离储油区的位置，以便于安全管理。各区内设施的配置，是根据每个区的主要功能围绕原油的收发、

储存、安全、环保、管理等确定，如表 7.1 所示。

表 7.1 装车站分区

区域名称	区内主要设施
储油区	储油罐、防火堤、泵站、变配电间、消防间等
装油区	装卸站台、栈桥、鹤管、泵房、变配电间、消防间等
辅助生产区	消防泵房、消防车库、变配电间、机修间、器材库、锅炉房、化验室、污水处理设施、计量室、车库等
行政管理区	办公室、传达室、汽车库、浴室、警卫及消防人员宿舍、集体宿舍、食堂等

7.1.4 装车站总平面布置

7.1.4.1 总平面布置原则

- (1) 满足油品储存、周转和运输要求，工艺流程合理；
- (2) 结合场地条件、周围环境，因地制宜进行站场布置；
- (3) 满足消防、检修和交通运输的要求，方便对外联系；
- (4) 充分考虑环保及工业卫生的要求，减少环境污染；
- (5) 重视节约用地，布置紧凑合理；
- (6) 严格执行国家现行的标准、规范。

7.1.4.2 总平面布置

根据总平面布置原则及本工程设计内容，库区总平面按功能分区布置。本项目主要由管道来油接收区、储油区、铁路装油区、泵房区、辅助设施及行政管理区组成。方案布置中，凡涉及到设施有关的防火间距，均执行《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008；库区内部除满足《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008 的有关规定要求外，主要执行《石油库设计规范》GB50074-2002

现将各方案简述如下：

管道来油接收区：由于装车站位于外输首站正北方向，将管道来油接收区设置在装车站南侧，以满足工艺流程的要求。接收区包括绝缘法兰、清管接收装置、计量装置等。

铁路装油区：由于装车站位于铁路编组站东侧 8km 处，为尽量保持铁路平直，将铁路装油区设置在装车站北侧，铁路沿东西方向铺设。铁路装油区包括栈桥、装油鹤管、铁路专用线等。

储油区：为减少工艺管道长度，储油区设于管道来油接收区与铁路装油区之间，区内储罐沿东西方向布置。

泵房区：主要包括向铁路发油的输油泵，将泵房区布置在铁路装油区与储油区之间，有利于操作、管理

辅助设施及行政管理区：主要包括综合办公楼、污水预处理设施、泡沫水加压泵站等。将以上设施分别采用分散与集中相结合的方式布置。综合办公楼位于该区域的东南侧，靠近装车站主要出入口，对外联系方便。污水预处理设施位于地势较低处，便于库区内各种污水通过自流收集。考虑到外输泵的功率较大，将变配电所布置在铁路装油区与泵房区之间，满足将其布置在负荷中心的要求。

根据装车站功能分区，以便于管理，安全、方便作业为目标，对装车站进行平面布置，如图 7.2 所示。

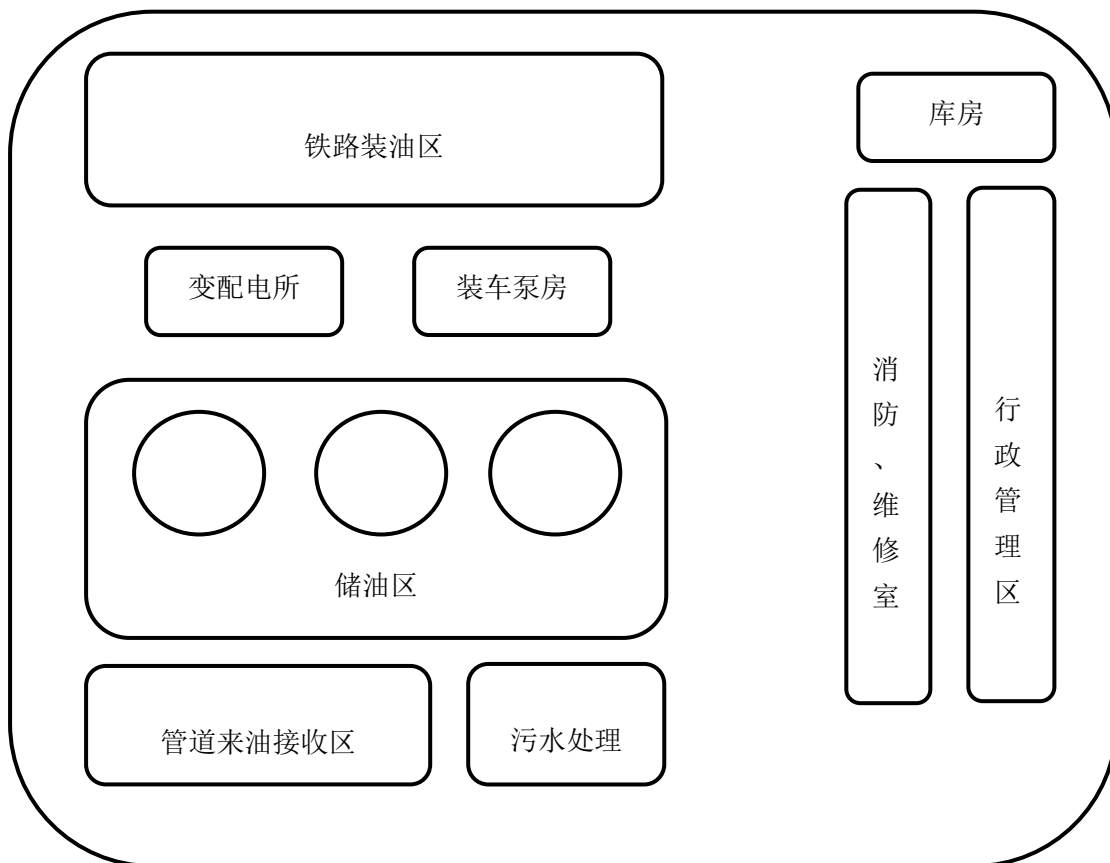


图 7.2 装车站平面布置图

7.1.4.3 站内道路

站内道路主要满足消防及检修的需要。储罐区周围道路路面型式采用公路型，路面宽度为 9m，转弯半径为 12m。为了满足 GB 50160-2008《石油化工企业设计防火规范》第 6.2.12 条的规定，储罐的罐区周围消防道路路面宽度采用 9m。路面结构采用水泥混凝土路面结构，其结构为：现浇 C30 水泥混凝土面层厚 20cm+5% 水泥碎石基层厚 30cm。辅助设施及行政管理区内的道路采用城市型，路面宽度 4m-6m，转弯半径为 9m，路面结构采用水泥混凝土路面结构。

7.1.4.4 围墙

站场围墙采用非燃烧实体围墙，墙高不低于 2.5m。站内除铁路装油区和行政办公区设铁栅栏围墙独立成区外，其余设施与分区之间不另设围墙，保持布置风格的一致性、协调性。铁路装油区铁栅栏围墙高度不低于 2.0m。

7.1.1.5 绿化

储罐区防火堤内不考虑绿化。防火堤与消防道路之间种植低矮的花草。道路外侧种植绿篱、稀植含水分多的四季常绿灌木和花卉。

铁路装油区边缘地带种植草皮、花卉、绿篱等。

辅助设施及管理区非铺砌场地以种植常绿植物、观赏性的花卉及草皮为主，适当配以观赏景点、庭院盆景等。以平面绿化和立体绿化相结合的方式设置重点区域。综合办公楼周围种植高大的乔木，作为管理区与库区之间的屏障，以改善空间景观效果。库区绿化率不小于 15%。

7.2 储油区设计

储油区设计主要遵从以下四点原则：

- (1) 严格遵守国家及行业有关标准、规范；
- (2) 严格按照工艺参数进行设计，满足工艺要求；
- (3) 储罐设计优先采用经过实践验证的新结构和新技术，做到技术先进、操作简便、安全可靠；
- (4) 材料选择合理、安全经济，并确保施工质量和工期的需要。

7.2.1 储油区容量确定

本装车站储油区的业务特点是储存品种单一，收发量大，周转频繁。它的储油容量必须保证油田正常生产和正常输油，不能因容量不足而影响油田正常生产。装车站来油量预测如表 7.2 所示。

表 7.2 2016-2025 年装车站来油量预测

时间（年）	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
来油量（10 ⁴ t）	49.6	45.7	39.2	34.1	29.9	26.5	23.6	21.2	19.2	17.4

由上表可知，原油来油量随年份波动较大，其库容设计相比于全年来油均匀时更大。我国目前是采用周转系数法、储存天数法、统计预测法确定库容，由于缺少销售情况数据，无法进行统计分析，因此采用计算方法更为简单的周转系数法和储存天数法。

7.2.1.1 周转系数法

周转系数是某种油品的储油设备在一年内可被周转使用的次数，周转系数越

大,设备利用率越高,储油成本越低。利用周转系数法,该原油库设计容量可由下式求得:

$$V_S = \frac{G}{K\rho\eta} \quad (7.1)$$

式中 V_S ——原油的设计容量, m^3 ;

G ——原油的年周转额, t;

ρ ——原油储存温度下的密度, t/m^3 ;

K ——原油的周转系数;

η ——油罐储存系数。

我国新设计的商业油库中,一、二级油库 K 值取 1-3,三级及其以下油库 K 值取 4-8,根据 2016-2025 年来油量预测,本设计中的原油库属于三级油库,将 K 值取为 8。

SH/T3007—2014《石油化工企业储运系统罐区设计规范》中对油罐的储存系数做出相应规定,如表 7.3 所示。

表 7.3 不同类型储罐储存系数

储罐类型		储存系数
固定顶罐	罐容<1000 m^3	0.85
	罐容>1000 m^3	0.90
浮顶罐和内浮顶罐		0.90
球罐和卧罐		0.90

将第一年来油量作为年周转额,经计算,原油储存设计容量为 82010.58 m^3 。

7.2.1.2 储存天数法

该装车站的主要任务是接收管道来油,并通过铁路罐车进行外输。每年的来油量较为稳定,随着年份的增加,来油量逐渐降低,外输则受交通运输影响。油库容量要保证在交通运输暂时中断的情况下,能有足够的容量接收油田来油。

储存天数法是将原油的年周转量按其每年的操作天数均分,作为原油的一天储存量,再确定该油品需要多少天的储存量才能满足油库正常的业务要求,并由此计算出原油的设计容量,计算如下式所示。

$$V_S = \frac{GN}{\rho\eta\tau} \quad (7.2)$$

式中 V_S ——原油的设计容量, m^3 ;

G ——原油的年周转额, t;

N ——原油的储存天数, d;

ρ ——原油储存温度下的密度, t/m^3 ;

η ——油罐储存系数;

τ ——原油的年操作天数, 350d。

油罐的储存天数一般取决于原油的供应来源、交通运输条件、生产装置开停工情况及油品出厂方式等因素。GB50253—2014《输油管道工程设计规范》中原油管道站场工艺及设备部分对原油的储存天数做出了相应规定，如表 7.4 所示。

表 7.4 原油储存天数

出厂方式	储存天数
管道输送	3
铁路运输	4-5
内河运输	3-4
近海运输	5-7

由于自 2016 年起，之后每年管道的来油量都逐渐降低，为提高储油设备的利用率，降低储油成本，将出厂方式为铁路运输的储存天数定为 4 天。经计算，原油储存的设计容量为 7448.6m^3 。

7.2.1.3 库容确定方法对比优选

在利用周转系数法确定库容时，原油周转系数 K 是关键参数，而计算公式中的 K 值仅仅是通过库容量给出的参考范围，设计库容偏大，准确程度较差。因此选择针对铁路发油的储存天数法计算库容，计算得到原油储存的设计容量 V_s 为 7448.6m^3 。

7.2.2 储油罐数量确定

油罐的个数除了决定于油品品种之外，主要是操作要求。如果不考虑操作条件，从理论上一种油品选一个罐比选两个罐更为经济，单位耗钢量小、占地面积雨消防设施也相应减少。不过在实际工作中，考虑到油品的操作管理，通常至少选 2 个罐。GB50253—2014《输油管道工程设计规范》中要求末站设置的储油罐数量不宜少于 3 个，根据储备天数法确定的油库容量为 7448.6m^3 ，因此选用 3 个 3000m^3 的油罐，因此储油区总容量为 9000m^3 。

7.2.3 储油容量等级

根据 GB50074—2002《石油库设计规范》，石油库等级划分如表 7.5 所示。

表 7.5 石油库等级分类

等级	总容量 TV (m^3)
一级	$TV \geq 100000$
二级	$30000 \leq TV < 100000$
三级	$10000 \leq TV < 30000$
四级	$1000 \leq TV < 10000$
五级	$TV < 1000$

本装车站设置 3 个 3000m^3 的油罐，储油区总容量为 9000m^3 ，按照等级划分

标准，属于四级油库。

7.2.4 油罐类型选择

根据油罐形状，金属油罐分为立式圆柱形油罐、卧式圆柱形油罐和特殊形状油罐三大类。立式圆柱形罐占绝大多数，卧式圆柱形油罐容积一般较小，但承压能力较高，易于运输，多用来储存需要量不大的油品，主要用于工厂、农村的小型油库。特殊油罐包括球形罐、滴状油罐等，此类油罐的特点是受力状况好、承压能力高、降低油品蒸发损耗效果显著，但特殊形状油罐施工困难。综合考虑储油能力与施工难易程度，该原油库选用立式圆柱形油罐。

立式圆柱形油罐根据顶部结构的不同可以分为以下五种：

(1) 浮顶油罐

这种油罐的罐顶是一覆盖在油面上，并随油面升降的盘状结构物。由于罐顶的自重受储液支承，其受力状况良好，故大型油罐大多采用浮顶油罐。浮顶油罐的另一个显著优点是浮顶与油面间几乎不存在气体空间，因而可以极大地减少油品的蒸发损耗，同时还可以减少油气对大气的污染，减少发生火灾的危险性。所以，浮顶罐被广泛用来储存原油、汽油等挥发油品。特别是对于收发频繁的矿场、中转油库以及长输管道的首、末站，推广使用浮顶罐能收到很好的经济效益。

(2) 拱顶油罐

拱顶油罐的罐顶为球缺形，球缺半径一般取为油罐直径的 0.8-1.2 倍。拱顶本身是承重构件，有较大的刚性，能承受较高的内压，有利于降低油品蒸发损耗。一般的拱顶油罐可承受 2kPa 压力，最大可至 10kPa。拱顶结构简单，便于备料和施工，顶板厚度为 4-6mm。当油罐直径大于 15m 时，为了增强拱顶的稳定性，拱顶要加设肋板。拱顶油罐的最大经济容积为 10000m³，容积过大，则拱顶矢高较大，单位容积的用钢量反而比其他类型的油罐多，而且不能储油的拱顶部分过大会增加油品的蒸发损耗，因此不推荐建造超过 10000m³ 的拱顶油罐。

(3) 内浮顶油罐

内浮顶油罐为拱顶与浮顶的结合，外部为拱顶，内部为浮顶。内部的浮顶可减少油品的蒸发损耗，外部的拱顶可防止雨水、尘土等进入罐内。这种罐主要用来储存航空汽油、航空煤油，有时也用它来储存车用汽油等。

(4) 锥顶油罐

锥顶油罐的罐顶为圆锥形，坡度为 1:40-1:20。根据油罐直径的大小，顶部可设计成自支承式、梁柱式或桁架式。这种类型的油罐在 20 世纪 50 年代曾得到广泛的应用，但近许多年来已很少建造了。锥顶罐与拱顶罐相比，有采用型钢种类多，结构比较复杂，施工比较困难等缺点。

(5) 无力矩顶罐

无力矩顶是根据悬链线理论用薄钢板和中心柱组成的。组成罐顶的每块薄钢板都做成扇形，两端分别支于中心柱和罐壁的上周边处，形成一悬链形曲线。在这种情况下，薄板中只有拉应力而无弯曲应力，故称无力矩油罐。由于这种油罐在悬链的最低点易积存雨水而遭锈蚀，目前已逐渐为拱顶罐所代替，已很少再建。

表 7.6 不同种类立式圆柱形油罐优缺点对比

项目	适用范围	优点	缺点
浮顶油罐	矿场油库、炼厂油库、中转油库、及长输管道首末站	受力情况良好、油品蒸发损耗小	顶板与罐壁连接处容易疲劳损坏
拱顶油罐	不超过 10000m ³	刚性大、承受内压高、结构简单便于施工	容积越大，单位容积的用钢量更多
内浮顶油罐	储存饱和蒸汽压高的油品	蒸发损耗小，可以防止雨水、尘土进入罐内	造价高
锥顶油罐	——	顶部设计形式多变	采用型钢种类多，结构复杂，施工困难

由上表可以看出，浮顶罐作为国内外大中型油罐中最常用的一种结构型式，不仅可以节省单位储油容积的钢耗量和建设投资，降低蒸发损耗，而且可以减少罐区的占地面积，节省油罐附件和罐区管网。由于双盘式浮顶隔热效果更好，因此本装车站油罐区选用 3 个 3000m³ 的双盘式浮顶罐，其结构尺寸参数参照 GB50074-2002 《石油库设计规范》，如表 7.7 所示。

表 7.7 3000m³ 单盘式浮顶罐尺寸参数

公称容积 (m ³)	3000
计算容积 (m ³)	3051
罐直径 (m)	16.50
罐壁高 (m)	14.27
设备总重 (kg)	74390

7.2.5 储罐强度设计

7.2.5.1 罐壁厚度计算

储罐壁厚设计首先要确定壁厚。在罐壁上，环向应力占主导作用，因此，壁厚是根据环向应力确定的，也就是说，每一圈罐壁板上的最大的环向应力 $\sigma_{x\max}$ 应该不超过材料的许用应力 $[\sigma]$ 。

如果只考虑液柱压力产生的环向应力，则最大环向应力位于每圈的最下端，但由于上下圈板连接处因变截面而产生的弯矩和剪力将使各圈罐壁下端的环向

力减小，因而使各圈环向应力的最大值不在最下端，而在距圈板下端以上某一个位置上。各国储罐规范罐壁厚度计算公式均采用罐壁板下端向上 300mm(即 1ft)处作为折减高度。

对于浮顶罐，罐壁最小计算厚度的公式为：

$$\delta = \frac{\rho g(h-0.3)D}{2[\sigma]\varphi} + C \tag{7.3}$$

- 式中 ρ —储液密度， kg/m^3 ；
 h —计算罐壁板底边至设计储液高度的距离， m ；
 D —储罐内直径， m ；
 $[\sigma]$ —罐壁钢板的许用应力， Pa ；
 φ —焊缝系数，取 0.9；
 C —钢板厚度附加量，包括钢板厚度负偏差和腐蚀裕量， m ；
 g —重力加速度，取 9.8m/s^2 。

储罐常用钢板材料有 Q235-AF、Q235-A、16MnR 等，经计算，得到储罐壁厚结果如表 7.8 所示。

表 7.8 罐壁厚度计算结果

钢板材料	常温下许用应力 (MPa)	计算壁厚 (mm)	设计壁厚 (mm)	材料许用最大板厚 (mm)
Q235-AF	157	8.26	9.0	8
Q235-A	157	8.26	9.0	16
16MnR	230	6.11	7.0	34

由上表可以看出，若选用 Q235-AF 作为储罐材料，其厚度大于材料许用最大板厚，因此不予选用。同时从经济性出发，选择满足要求的 Q235-A 钢作为储罐材料，储罐壁厚为 9mm。

7.2.5.2 浮顶计算

浮顶的结构型式有双盘式和单盘式两种，由于双盘式浮顶耗费金属较多，加工费较高，因此本装车站内的储油罐均为单盘式。由于浮顶是浮在液面上，为了其使用上的安全可靠，浮顶的设计应满足以下四个条件：

- (1) 对于单盘式浮顶，设计时应做到单盘板和任意两个相邻舱室同时破裂时浮顶不沉没；对于双盘式浮顶，设计应做到任意两个舱室同时破裂时浮顶不沉没。
- (2) 在整个罐顶面积上有 250mm 降雨量的水积存在单盘上时浮顶不沉没。
- (3) 在正常操作条件下，单盘与储液之间不存在油气空间。
- (4) 在以上各种条件下，浮顶能保持结构的完整性，不产生强度或失稳性破坏。

单盘式浮顶的周边为环形浮船。环形浮船由隔板将其分隔成若干个互不渗漏

的舱室。环形浮船中间为单盘，单盘由钢板搭接而成，与浮船之间由角钢连接。

单盘钢板的厚度根据强度计算的要求而定，但不得小于最小厚度。我国规定顶板厚度不小于 4.5mm。板与板之间的搭接宽度不应小于 5 倍板厚，且不小于 25mm，单盘的上表面采用连续满角焊，下表面在遇到浮顶支柱或其他刚性较大的构件时，周围 300mm 范围内采用连续满角焊，其余部分可采用间断焊。在搭接缝与环形板相交处，应将搭接改为加垫板的对接。

浮船从顶部看为圆环形，而其断面则为梯形。内、外两侧由钢板围成的圈板称为内边缘板和外边缘板，上面称为船舱顶板，下面称为船舱底板。船舱顶板厚度一般不小于 4mm，船舱底板厚度一般不小于 4.5mm。内外边缘板的厚度根据强度需要而定，外边缘板一般不小于 6mm，内边缘板一般不小于 8mm。环形的浮船被等分成若干互不连通的舱室，舱室的数目根据设计需要而定。舱室分得多比较安全，但增加了造价。舱室之间的板称为船舱隔板，船舱隔板与船舱顶板之间可采用间断焊，其余三边接缝应在一侧采用连续焊，另一侧可采用间断焊。如不这样就会造成窜舱，即一旦有一个舱室泄漏，液体就会窜到其他舱室，最后造成整个浮顶的沉没。船舱顶板及底板均应有一定的坡度，顶板的坡度是为了便于排除雨水，底板的坡度是为了使储存油品挥发的气泡汇聚于单盘的边缘，待压力达到一定数值后，由盘边的透气阀排出。

(1) 第一准则计算校核

第一准则要求下沉深度不大于外边缘板的高度，且有一定裕量，以免油品由浮顶外侧经过外边缘板流入浮顶并灌进舱室内，如下式表达：

$$b_3 \geq T + T_\alpha + \Delta \quad (7.4)$$

式中 b_3 —外边缘板的高度，m；

T —当 $\alpha=0$ 时的下沉深度，m；

T_α —由于 $\alpha \neq 0$ 而引起的浸没深度的增加量，m；

Δ —安全裕量，m。

同时第一准则要求下沉深度不大于内边缘板的高度，且有一定的裕量，以免油品由浮船内侧漫过内边缘板进入舱室，并导致浮顶沉没，如下式表达：

$$b_1 \geq T + T_\alpha + \Delta - G \quad (7.5)$$

式中 b_1 —内边缘板的高度，m；

G —浮船尺寸，m；

(2) 第二准则计算校核

第二准则是在整个罐顶面积上有 250mm 降雨量的水积存在单盘上时浮顶不沉没。在下暴雨时，由于雨量过大或中央排水管不畅，甚至堵塞，则单盘上将出现积水。在积水的作用下，浮顶的下沉量(吃水量)增加。但设计要求，即使在这种情况下罐内的油品也不得越过浮船的外边缘板，且应留有一定裕量。否则，油

品就会经外边缘板流入浮顶，灌进舱室，最终导致浮顶沉没。

以上的校核条件用下式表达：

$$b_3 \geq T_0 + \Delta T_1 + T_2 + \Delta \tag{7.6}$$

式中 T_0 —浮船本身的沉没深度，m；

ΔT_1 —加上单盘以后浮船下沉增加量，m；

T_2 —由积水量引起的浮船下沉增加量，m；

Δ —安全裕量，一般取 100-200mm，最小不低于 50mm。

(3) 第三准则计算校核

第三准则为在操作时单盘与储液之间不存在油气空间。这一条件是从减少单盘的腐蚀考虑的。上限为 $C_{\max}$ ，即 C 值达到 $C_{\max}$ 时，单盘的底面尚与储液全部接触，此时若再将单盘向上移，则单盘底面(靠近浮船内边缘板附近)与储液脱开。单盘安装位置的下限为 $C_{\min}$ ，此时浮力恰好与单盘的重量相平衡，单盘成水平的。此时若将单盘继续下降，单盘将在浮力的作用下向上凸起而不利于排水。因此，单盘的安装高度 C 应满足 $C_{\min} < C < C_{\max}$ 。

根据第一、第二、第三准则计算，得到单盘式浮顶罐浮顶参数如表 7.9 所示。

表 7.9 3000m³ 单盘式浮顶罐浮顶参数

油罐容积 (m ³)		3000
油罐内径 (mm)		16500
浮船外径 (mm)		16100
浮船内径 (mm)		13100
内边缘板	高度 (mm)	750
	厚度 (mm)	8
外边缘板	高度 (mm)	800
	厚度 (mm)	6
船舱顶板	高度 (mm)	1500
	厚度 (mm)	45
船舱底板	高度 (mm)	1500
	厚度 (mm)	5
单盘板厚度 (mm)		5

7.2.6 油罐加热与保温

7.2.6.1 原油储存温度

由于来油含蜡量高达 20.2%，其凝点为 30℃，倾点为 26℃，而该地区属于中温带半湿润半干旱大陆性季风气候，冬季严寒漫长，月最低气温低至-37.8℃。

如果油罐不设置加热，原油在低温将具有很大的粘度，同时由于蜡结晶的析出将发生凝固。为了防止油品凝固，降低油品的粘度，降低在管道中输送的水力摩阻，提高其流动性，需要在油罐内对原油进行加热处理。根据 GB50253—2014《输油管道工程设计规范》，原油储存温度宜高于原油凝点 3-5℃，因此将原油储存温度设为 35℃。

7.2.6.2 油罐加热方式

目前油库中对油罐中油品进行加热所采用的加热方法有以下五种：

(1) 蒸汽直接加热法

蒸汽直接加热法是将饱和水蒸气直接通入被加热的油品中。这种方法虽然操作方便，热效率高，但由于冷凝水留存在油品中而影响油品质量，因此一般不允许采用，只有燃料油和农用柴油等对含水量要求不严格的油品，在缺乏其他加热方法时采用。

(2) 蒸汽间接加热法

蒸汽间接加热法是将水蒸气通入油罐中的管式加热器，使加热器升温并加热油品，蒸汽或热水与油品不直接接触，目前该加热方法是油品加热的主流形式。

(3) 热水垫层加热法

热水垫层加热法是依靠油品下面的热水垫层向油品传热。热水垫层的热量可依靠通入蒸汽来补充。如有工业废水或其他热水来源时，也可对热水垫层不断补充热水并排走降温后的“冷水”来保持热水垫层的温度。这种方法使用较少，常在有方便的热水来源时才采用，而且不能应用于不允许存在水迹的油品加热。

(4) 热油循环加热法

热油循环加热法是从储油容器中不断抽出一部分油品，在容器外加热到地闪点温度 15-20℃，再用泵打回到容器中去与冷油混合，由于热油循环过程中存在着机械搅拌作用，因此返回容器的热油很快地把热量传递给冷油，在容器中油温逐步升高。这种方法虽然要增设循环泵、换热器等设备，但罐内不在需要装设加热器，因而就避免了加热器锈蚀和随之而来的检修工作，而且完全杜绝了因加热器漏水而影响油品质量的问题。

(5) 电加热法

电加热法有电阻加热、感应加热、和红外线加热 3 种方式，其中红外线加热法设备简单，热效率高，使用方便，适用于容器加热。

根据我国现行的石油天然气行业标准 SY 7513-88《出矿原油技术条件》，对合格原油含水量的要求为含水率低于 0.5%，蒸汽直接加热法与热水垫层加热法不适用与此情景，因此选用蒸汽间接加热法。

7.2.6.3 油罐加热器选用

储罐中常用的管式加热器按布置形式可分为全面加热器和局部加热器。局部加热器仅布置在罐内的收发油管附近,对于粘度不高,且不会冷至凝固点温度以下的油品,或一次发油量不多的油品,宜采用局部加热器。全面加热器则均匀布置在罐内距罐底不高的整个水平位置上,由于来油凝点低,含蜡量高,一次发油量较大,因此选用全面加热器。

(1) 排管式加热器

排管式加热器如图 7.3 所示,它布置在油罐内,多用 D50 的无缝钢管焊接而成。为便于安装、拆卸和修理,分段式加热器由若干个分段构件组成,每一分段构件由 2~4 根平行的管子与两根汇管连接而成。分段构件的横向汇管长度应小于 500mm,使整个分段构件可从油罐入孔进出,便于安装和检修。几个分段构件以并联—串联的形式联成一组,组的总数取偶数,对称布置在收发油管(或收发油起落管)的两侧,并且每组都有独立的蒸汽进口和冷凝水出口。当某一组发生故障时,可单独关闭该组的阀门,应用其它完好的各组继续进行加热作业。此外,分组还可以调节加热过程,根据加热作业的实际需要来开闭组数。

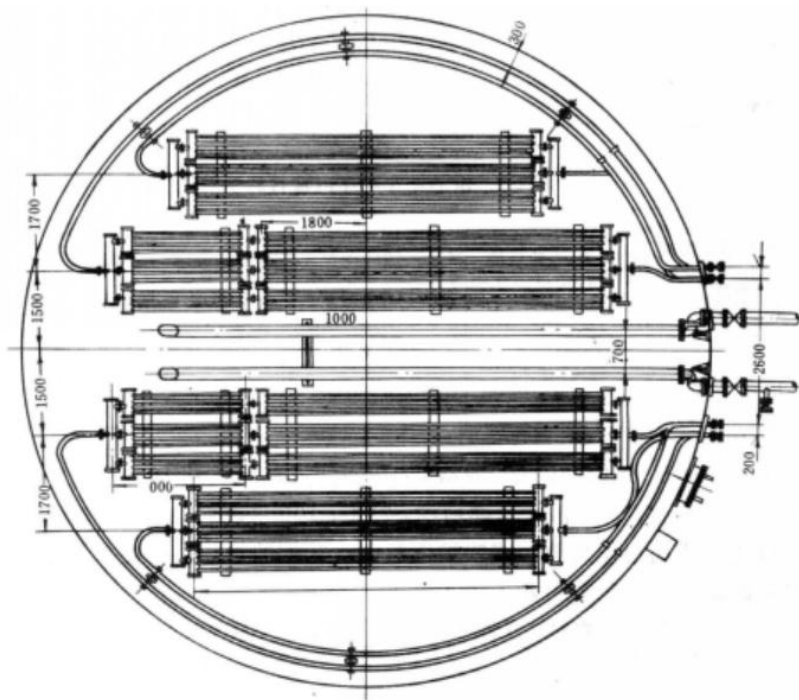


图 7.3 排管式加热器结构示意图

(2) 蛇管式加热器

蛇管式加热器如图 7.4 所示,它是一种用很长的管子弯曲成的管式加热器。常用 DN50 的无缝钢管焊接而成,只是为了安装和维修的方便才设置少量的法兰联接。在油罐下部均匀分布。为了使管子在温度变化时能自由伸缩,用导向卡箍将蛇管安装在金属支架上。支架具有不同高度,使蛇管沿着蒸汽流动的方向保持一定的坡度,坡度要求比分段式加热器略小。

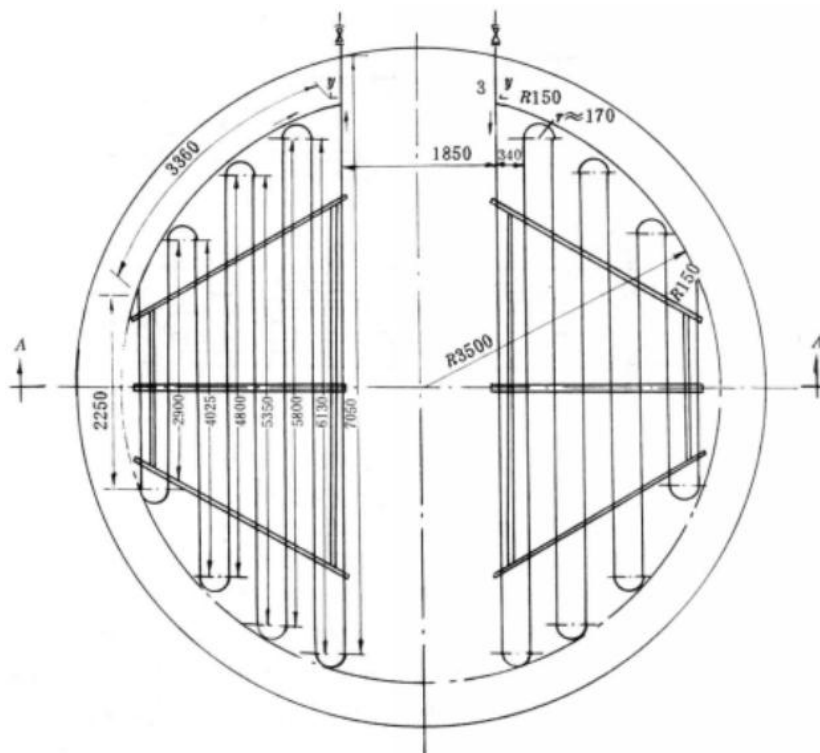


图 7.4 蛇管式加热器结构示意图

由于分段式加热器的加热管在罐内平面上的分布不如蛇管式加热器均匀,加热效果也不如蛇管式好,同时管子的连接接头多,伸缩不便,容易造成管子接头处焊口的损坏,发生蒸汽渗漏。因此油罐的加热器均采用蛇管式加热器。

7.2.6.4 油罐保温

为减少油罐热损失,设置保温层是必要的。虽然设置保温层增加了投资,但却能起到节省热能、减少加热器面积和降低加热设备容量的作用。因此要综合考虑加热和保温的方案。保温材料的好坏直接关系到保温效果,具体要求如下:

- (1) 保温性能好,在使用温度下热导率不应大于 $0.502 \text{ kJ}/(\text{m} \cdot \text{h} \cdot ^\circ\text{C})$;
- (2) 保温材料的使用温度不得低于正常操作温时介质最高温度,否则保温材料会被破坏而丧失保温效能,导致热量损失大,影响工艺操作;
- (3) 保温材料应具有较低的吸水率、不燃性和阻燃性。

考虑到以上三点要求,本原油库浮顶罐采用阻燃性聚氨酯泡沫作绝热层(喷涂、板块镶嵌,铁铠),用玻璃钢或薄铁皮做保护层。

7.2.7 油罐防腐

7.2.7.1 防腐部位

- (1) 罐体内表面包括:罐底上表面、罐壁下部 2m 和罐壁上部 2m 及所有与油品接触的碳钢制内构件外表面;

- (2) 罐体外表面包括：罐壁、罐顶、加强圈、平台及盘梯等所有暴露在大气中的碳钢制钢构件外表面；
- (3) 储罐的罐底板下表面，采用涂层保护；
- (4) 罐底边缘板与基础之间采用弹性密封胶泥和防水玻璃布进行防水处理。

7.2.7.2 防腐涂层结构及材料

油罐防腐涂层相关参数如表 7.10 所示。

表 7.10 油罐防腐涂层相关参数

位置	涂层结构	涂料名称	涂装道数	每道干膜厚度 (μm)	涂层总厚度 (μm)
罐底板下表面	板四周 100mm	水性无机富锌漆	2	30	60
	板面中间	环氧煤沥青漆	4	90	360
罐体内表面	底层	改性环氧类非碳 系浅灰色导静电 漆	2	40	280
	中间层		2	40	
	面层		3	40	
罐体外表面	底层	环氧富锌漆	2	40	280
	中间层	环氧云铁漆	3	40	
	面层	丙烯酸聚氨酯漆	2	40	
罐顶内表面 及网壳	底层	环氧富锌漆	3	40	280
	中间层	环氧云铁漆	2	40	
	面层	丙烯酸聚氨酯漆	3	40	

7.2.7.3 阴极保护

(1) 阴极保护方案

大型储罐底板外侧阴极保护常用的方法包括牺牲阳极、柔性阳极和网状阳极法。牺牲阳极法存在着保护电位难以控制、保护效果不能保证、阳极材料使用寿命短等缺点；柔性阳极法存在着投资高的缺点；网状阳极法具有保护电流分布均匀、安装方便、投资较低等优点。因此，本项目采用网状阳极法，对油罐底板进行阴极保护。

(2) 阴极保护供电设备

对储油区储罐，每具储罐采用 1 套独立的阴极保护系统，供电设备为恒电位仪，恒电位仪是为储罐提供阴极保护电流的供电设备。恒电位仪安装在阴极保护间里。每 2 台恒电位仪设一台备用机，三台恒电位仪(二用一备)共用一台控制柜，控制柜具有保护电位、输出电流、输出电压信号远传功能。阳极采用在罐底基础沙垫层中安装网状金属氧化物阳极。

7.3 铁路装车设计

7.3.1 铁路装车工艺

目前我国所有油品铁路装车都采用上部装车工艺，罐区发油主要有泵送与自流发油两种形式，由于该地区地势平坦，油库的罐区与铁路装油作业区无相对高差，需要油泵提供动力输转，故采用泵送上部装车方式。

C装车站通过铁路外输原油，根据油品性质，铁路装车系统属于黏油装车系统，由于不涉及铁路卸油，因此黏油装车系统仅由输油系统、放空系统两部分组成，无需真空系统。如图7.5所示。

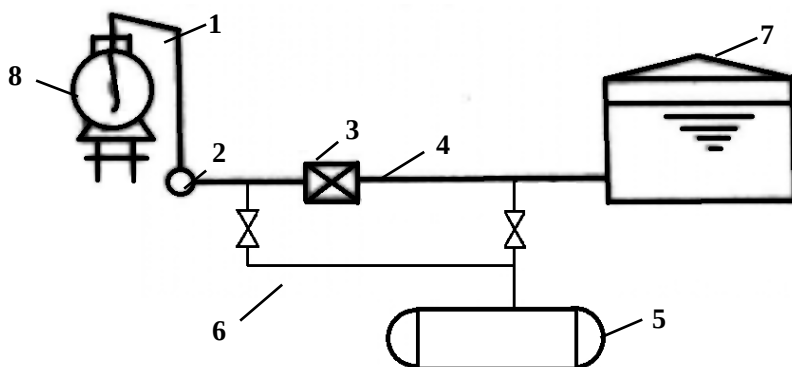


图 7.5 铁路装油系统

1—装油鹤管；2—集油管；3—输油泵；4—输油管；5—放空罐；
6—放空管线；7—储油罐；8—铁路油罐车

输油系统的作用在于将储油罐内的原油输送至油罐车。它包括装车鹤管、集油管和装车泵，由于输送介质为高凝点、高含蜡原油，因此装车泵选用吸入能力较强的往复泵或齿轮泵。

放空系统的作用是在装有完毕后，将管线内的油品放空，以免易凝原油冻结于管线中。它包括放空罐和放空管线，放空罐安置在油泵房附近，并采用地下卧式油罐，以实现自流放空。

7.3.2 铁路油罐车设计

铁路油罐车是散装油品铁路运输的专用车辆，由罐体、油罐附件、底架和走行部分组成，如图7.6所示。罐体两端为准球形头盖的卧式圆筒形油罐，罐顶上的空气包用来容纳因油品温度升高而膨胀的油品，空气包的容积为油罐容积的2%-3%，空气包上有一带盖人孔，孔盖为圆形并成半球状，关闭时利用杠杆和铰链螺栓压紧，在罐车改与人孔间夹以垫片保证密封。罐的底部略有坡度，并坡向集油窝以便底油汇集。在空气包附近设有平台，罐车内外设有扶梯，供操作人员登车和进入罐内。铁路油罐车类型按功能分类主要有：轻油罐车、重油罐车、沥青罐车、液化石油气罐车四类。C装车站通过铁路外输原油，因此选重油罐车。

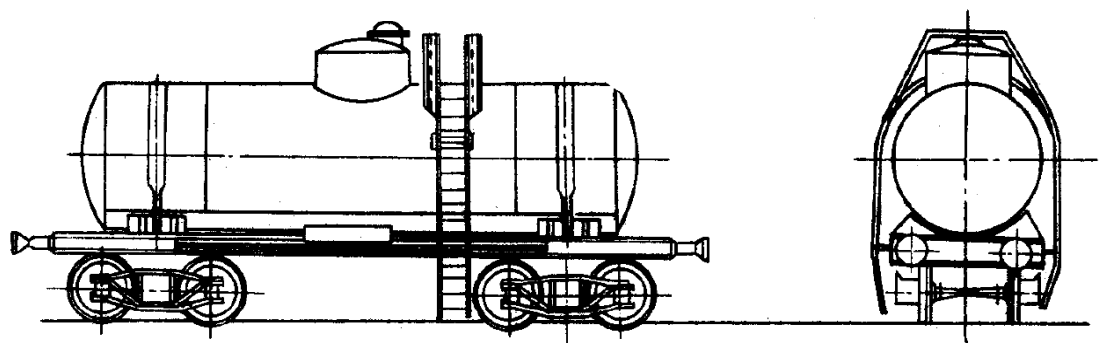


图 7.6 铁路油罐车示意图

重油罐车具有上部装油、下卸装置和加温装置。下卸装置由中心排油阀、侧排油阀和排油管组成。排油管口有螺纹，以便与卸油鹤管的活接头连接，实现卸油操作。加热装置由设在罐体下半部的加温套及蒸汽管道组成，蒸汽管道与卸油台的蒸汽甩头通过带有管螺纹的活接头连接后，打开阀门即可实现对罐体及排油阀的加热；当罐内油品达到所需温度后就可打开排油阀进行自流式卸油。运送原油的重油罐车外表通常涂成黑色。

目前我国重油罐车有 G12、G17、G17A 三种车型，其中 G12 有效容积为 50m³，G17 与 G17A 有效容积为 60m³，由于 G17A 车型自重系数小，有效容积大，因此选用 G17A 重油罐车，其相关技术经济指标如表 7.11 所示。

表 7.11 G17A 重油罐车技术经济指标

重量参数	自重 (t)	20.2
	标记载重 (t)	52
	实际载重 (t)	52
	自重系数	0.39
容积参数	总容积 (m ³)	62.09
	有效容积 (m ³)	60
最大尺寸	钩舌内侧距 (mm)	11992
	两端梁间长 (mm)	11050
	高 (mm)	4442
	宽 (mm)	2930
罐体	内径 (mm)	2800
	总长 (mm)	10410
	罐体中心线距轨面高 (mm)	2530
载荷	轴载荷 (t/轴)	18.05
	每延米载荷 (t/m)	6.03
转向架中心距 (mm)		7300

7.3.3 铁路专用线设计

铁路专用线是指从铁路车站至油库的支线的总称，实施装卸作业的线段称为油品装卸线。由于 C 装车站地势平坦，位于铁路编组东侧 8km，根据《工业标准轨距铁路设计规范》相关规定，铁路专用线曲率半径在一般地段为 300m，困难地段为 20m，因此整根铁路专用线宜呈东西走向，同时包括 8km 的库外线与满足一次到库罐车长度的油品装卸线。

7.3.3.1 铁路装卸线布置形式

油品装卸线是铁路油罐车停放并进行发油作业的线段。油品装卸线应为水平直线，采用尽端式布置。为防止调车时溜车，并保证计量准确，进油品装卸线前 100m 也应无坡度，为了使作业区的设备施工安装和操作使用方便，油品装卸线应尽量为直线，在地形受限地区，油品装卸线的曲率半径应大于 600m，并且轨面不作超高，以免油罐车计量不准。为了及时导走装卸作业过程中产生的静电，油品装卸线必须有接地装置。两股装卸线之间应有适当的坡度，以便排出雨水和偶然洒出的油品。

油品装卸线一般有单股、双股和三股 3 种布置形式。单股油品装卸线虽然占地少，造价低，但集油管路较长，增加了水力摩阻，因此只适用于小型油库。三股油品装卸线通常用于大、中型油库多种油品的装车，而 C 装车站经营油品单一，只负责原油的发出，同时发油量较大，因此选用占地面积较小，操作方便、投资较小的双股油品装卸线布置形式，如图 7.7 所示。

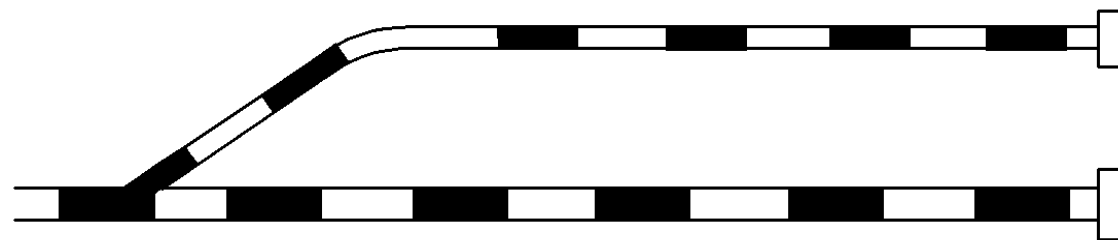


图 7.7 双股作业线布置形式

由于采用双股作业线，因此栈桥设置在两股作业线之间。根据 SH/T3107—2000《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》要求，道路边缘至铁路线路中心线的距离，不得小于 3.75m。

7.3.3.2 装卸线的有效长度

每条油品装卸线的有效长度是指股道上可以停放机车车辆而不妨碍邻线列车及调车车列安全运行的最大长度。股道有效长度的起止点按警冲标、道岔的尖轨尖端、出站信号机、轨道绝缘节和车挡等分别确定，按下式计算。

$$L= L_1+ L_2+ L_3+ L_4 \tag{7.7}$$

120

式中 L —装卸线有效长度, m;

L_1 —机车至警冲标的距离, 取 9m;

L_2 —机车长度, 去常用大型调车机车长度值 22m;

L_3 —油罐车列的总长度, m;

L_4 —装卸线终端安全距离, 取 20m。

7.3.4 铁路装油设施设计

7.3.4.1 铁路装油鹤管选用

铁路装油设备主要采用鹤管, 鹤管是连接铁路罐车与集油管的设备。装油作业时一般都是通过人工操作或液压传动, 使鹤管伸入罐车内。因此为了减轻劳动强度和启动时间, 且要满足工艺需要, 要求鹤管具有操作灵活、密封性好、可靠耐用、有效工作半径大等特点。

目前国内外常用的鹤管有固定式万向鹤管、自重力平衡式鹤管、气动鹤管、升降式大鹤管、液压鹤管、套筒式鹤管、电动鹤管等多种形式。

(1) 固定式万向鹤管

这种鹤管由 DN100 的钢制立管、横管、铝制短管、旋转接头、平衡重锤等组成。鹤管在其立管上装有旋转接头, 能使鹤管在水平方向旋转。横管固定在可以选择的活动杠杆上, 并利用橡胶软管与立管相连, 当横管上下起落时, 短管即可插入或从车内取出。为了减轻劳动强度, 在活动杠杆的另一端有平衡重锤。横管和短管是靠特制的法兰连接的, 当松动法兰的螺栓后, 短管则可保持自然铅垂。短管用铝管制成, 不仅质量轻, 同时也可避免当它与油罐车碰撞时产生火花。

这种鹤管的优点是结构简单, 重量较轻, 操作方便, 转动灵活, 减少了劳动强度和装油的辅助时间。

(2) 自重力平衡式鹤管

这种鹤管是人工操作的装油设备。它采用压缩弹簧平衡器与鹤管自重力矩平衡。经精密计算, 平衡器力矩与鹤管自重力矩在各个角度及部位均能达到平衡。这种鹤管配有回转器, 能旋转 360°, 故能给栈桥两旁铁路专用线上的油罐车装油。为了使鹤管通过油罐车口上下运动, 还配有使鹤管上下运动的升降器, 其俯仰角范围为 0-80°。为了解决鹤管对准油罐车货位, 还配有水平活节和垂直活节及调节对位距离的小臂, 小臂完全收拢时, 工作距离为 3.25m, 小臂完全张开时, 工作距离为 5.15m。鹤管具有操作上下自如, 轻便灵活的优点。

(3) 气动鹤管

气动鹤管的起落是以压缩空气为动力的。当需要鹤管提起时, 首先向气缸内通入压缩空气, 气缸里的活塞在压缩空气的推动下移动, 并使与活塞杆铰接的活动臂围绕着旋转轴转动, 从而带动鹤管使其升起。装卸油品时, 放走气缸里的空

气，鹤管在自身重力的作用下垂入油罐车。鹤管的前后位置靠延伸滚轮在活动臂上滚动来调节，活臂还可以和气缸一起围绕着支点作水平方向的旋转。

由于采用双股作业线，因此本装车站采用操作灵活、能够旋转 360°、上下自如的自重力矩平衡鹤管。

7.3.4.2 鹤管数量确定

铁路装油鹤管的数目等于原油一次装车时对准的货位数，即一次到库的最多油罐车数。根据 SH/T3107—2000《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》，一次到库最多的油罐车数按下式计算：

$$N = \frac{KG}{\tau V \rho A} \quad (7.8)$$

式中 G —原油散装铁路的计划年装车量，t/a；

K —铁路运输不均匀系数；

V —一辆油罐车容积， m^3 ；

τ —油品的年操作天数，d；

ρ —装车温度下油品密度， t/m^3 ；

A —油罐车装满系数。

根据 SH/T3107—2000《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》，原油油罐车装满系数取 $A=0.9$ ，年操作天数取 $\tau=350d$ ，不均匀系数 $K=1.2$ 。

7.3.4.3 鹤管与集油管的连接

(1) 专用单鹤管式

专用单鹤管式如图 7.8 所示，这种布置方式用于向油罐车装入质量要求较高的油品，集油管布置在铁路油品装载线的一侧，在集油管上每隔 12m 或 12.5m 设施一个鹤管。

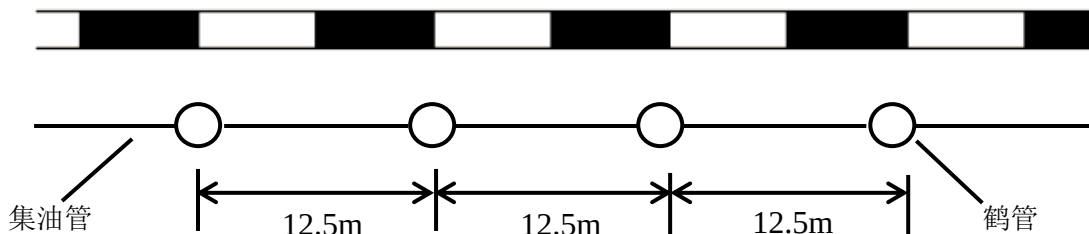


图 7.8 专用单鹤管式连接工艺

(2) 两用（或多用）单鹤管式

两用（或多用）单鹤管式如图 7.9 所示，每一个鹤管分别和两条（或多条）集油管相连，鹤管间的距离根据铁路作业线的股数确定。只建一股作业线时，鹤管间距一般为 12m 或 12.5m。若有两股作业线，集油管设置在两股作业线之间，

鹤管间距一般为 6m 或 6.25m。这种连接方式可以同时装卸两种（或多种）油品。常用于汽油、柴油的装卸系统中。

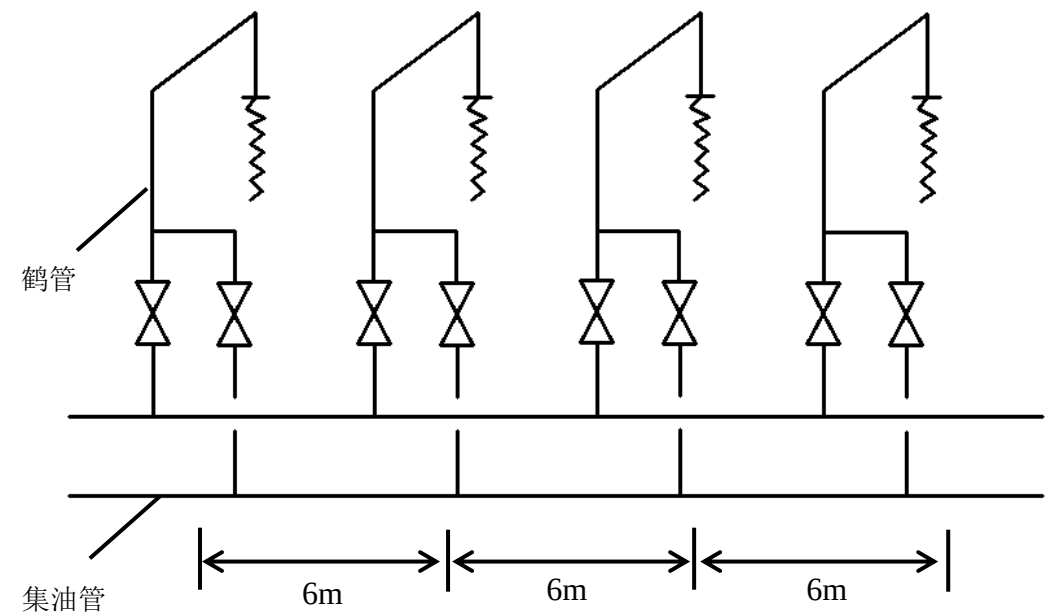
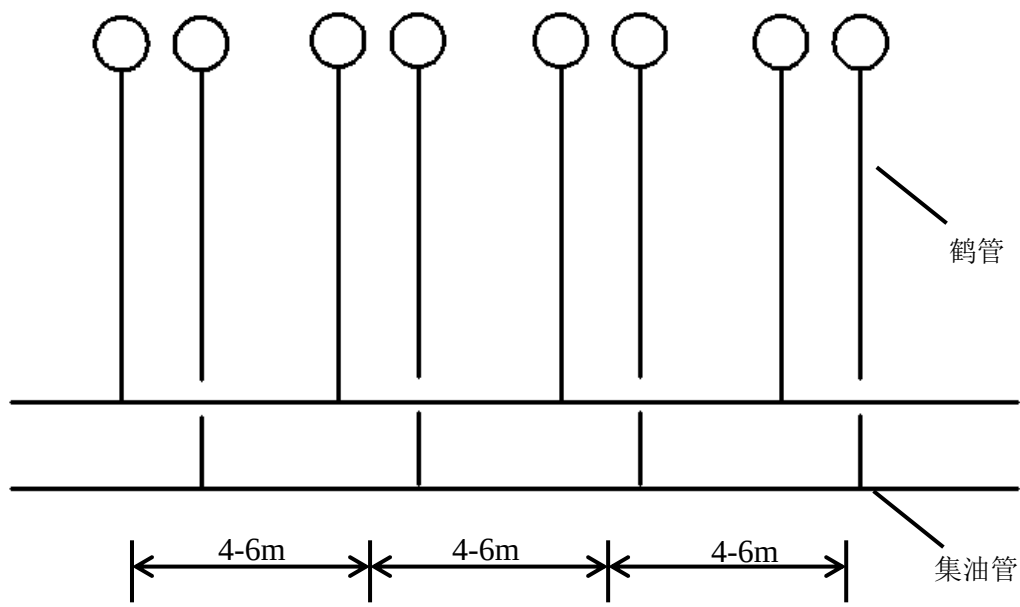


图 7.9 两用（多用）单鹤管式连接工艺

(3) 双鹤管式

双鹤管式如图 7.10 所示，每组为两个鹤管，分别与各自的集油管线相连，每组鹤管的间距为 4~6m，可以根据油品种类的多少而定。这种连接方式适用于品种多而收发量小但产品质量要求较高的油品，例如润滑油。



7.10 双鹤管式连接工艺

由于铁路油品装卸线采用双股作业线布置形式，为增强装车工艺可靠性，选用双用单鹤管连接工艺，若一根集油管出现故障，可以通过另外一根集油管发油。

7.3.4.4 集油管与鹤管的连接

集油管是鹤管的汇集总管，当鹤管数目，可以采用两种不同管径的钢焊接而成。在集油管的中部引出一条输油管与输油泵相连。集油管的平面布置应与铁路油品装车线相平行，由于本装车站采用双股油品装车线，因此集油管布置如图 7.11 所示。

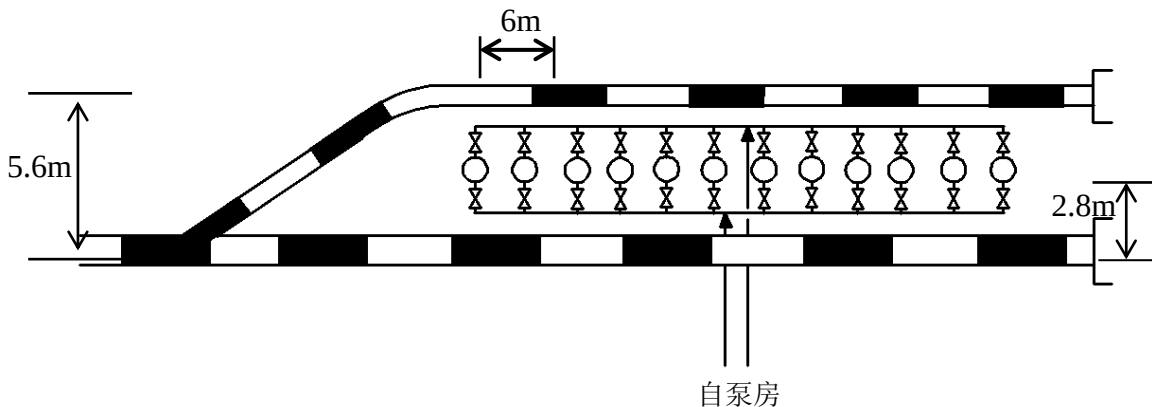


图 7.11 集油管布置

7.3.4.5 栈桥设计

栈桥与鹤管建在一起，是铁路油罐车装油作业操作平台，用以改善发油作业时的工作条件。栈桥有单侧操作和双侧操作两种，由于采用双股作业线，因此 C 装车站采用双侧作业栈桥。由栈桥到罐车之间设有吊梯，吊梯倾角不大于 60° ，操作人员通过吊梯上到油罐车进行操作，完成操作后应及时收拢吊梯，平时应检查其牢固性。

在设计栈桥时，必须注意栈桥上的任何部分都不能伸到规定的铁路限界中去。有写必须伸入到限界以内的，如鹤管、吊梯等，必须采用旋转式，在非装卸油时，应位于铁路限界以外。

本装车站的栈桥采用钢筋混凝土结构。台面高度在铁路轨顶以上 3.5m 。由于采用双侧装油，因此台面宽度设为 2m 。栈桥上要设有安全栏杆，栈桥立柱与鹤管间距一致，为 12m 。栈桥两端每隔 70m 处设置上、下栈桥的梯子。双侧栈桥的长度可按式计算。

$$L = \frac{n}{2}l - \frac{1}{2}l \quad (7.9)$$

式中 L — 栈桥长度， m ；

n — 一次到库最大的油罐车数；

l — 一辆油罐车的长度，取 12m 。

7.4 装车方案设计

7.4.1 方案设计出发点

铁路装车方案取决于两方面：一是铁路装车设施规模，包括铁路油罐车数量、鹤管数等，铁路装车设施规模越大，一次投资越高，相应地一次发油量越多，日平均作业批次越低；二是上游管道来油情况，在铁路装车设施规模固定的前提下，来油量越多，日平均作业批次越高，来油量减少，则需降低日平均作业批次，以保证在任何情况下，装车站储油区内有足够储存容量接收来油，同时及时将站内原油发出。

根据上述两方面可知，在每年管道来油量确定的前提下，铁路装车设施规模决定了装车方案。本设计以第一年日平均作业批次为出发点，分别设计两套满足最高来油量生产运行要求的铁路装车设施，并以此确定 2016-2025 年的装车方案：

(1) 装车方案一：设计在 2016 年（即管道来油量最大年）的日平均作业批次为 2，即每天通过铁路发油两次，具有装车设施规模小，装车频率高的特点。

(2) 装车方案二：设计日平均作业批次为 0.5，即每两天通过铁路发油一次，具有装车设施规模大，装车频率低的特点。

(3) 装车方案三：设计日平均作业批次为 1，即每天通过铁路发油一次，装车设施规模、装车频率介于方案一与方案二之间。

7.4.2 不同方案所需装油设施

根据公式计算得到所需油罐车数以及铁路装车线有效长度，得到三种方案所需铁路装车设施相关参数，如表 7.12 所示。

表 7.12 三种方案所需铁路装车设施参数表

项目	方案一	方案二	方案三
最大年计划装车量 (t)	49.6×10 ⁴		
油罐车容积 (m ³)	60		
所需油罐车数	19	76	38
一次装车量 (t)	861.84	3447.36	1723.68
所需鹤管数	19	76	38
栈桥长度 (m)	102	444	216
装车线布置形式	双股	双股	双股
装车线有效长度 (m)	165	507	279

7.4.3 不同方案每年装车次数

随着年份的增长，管道来油量逐渐降低，装车方案需根据来油量进行调整，根据三种方案设计分别计算，得到 2016-2025 年所需装车次数与日平均作业批次，结果如表 7.13 所示。

表 7.13 三种不同方案 2016-2025 年铁路装车次数

时间 (年)	年装车量 (10 ⁴ t)	方案一		方案二		方案三	
		装车次数	平均 作业批次	装车次数	平均 作业批次	装车次数	平均 作业批次
2016	49.6	700	2.00	175	0.50	350	1.00
2017	45.7 ⁴	636	1.82	159	0.45	318	0.91
2018	39.2	546	1.56	136	0.39	273	0.78
2019	34.1	475	1.36	119	0.34	237	0.68
2020	29.9	416	1.19	104	0.30	208	0.60
2021	26.5	369	1.05	92	0.26	185	0.53
2022	23.6	329	0.94	82	0.23	164	0.47
2023	21.2	295	0.84	74	0.21	148	0.42
2024	19.2	267	0.76	67	0.19	134	0.38
2025	17.4	242	0.70	61	0.17	121	0.35
总计	306.4	4275	—	1069	—	2138	—

7.4.4 方案对比优选

通过表 7.12 和表 7.13 可以看出，虽然方案一所需要的油罐车数、鹤管数少，一次投资较少，但是 10 年内的装车次数为 4275 次，远远大于另外两种方案，需要较高的运营成本。方案二虽然装车次数最少，装车运营成本最低，但是装油设施一次投入成本较高，设备使用率较低。因此选择介于两者之间的方案三作为本装车站火车装车方案。具体相关参数表 7.14 所示。

表 7.14 铁路装油设施

项目	参数
油罐车型号	G17A
油罐车容积 (m ³)	60
机车牵引重量 (t)	2743.6
油罐车数	38
一次装车量 (t)	1723.68

鹤管类型	自重力矩平衡鹤管
所需鹤管数	38
装车线布置形式	双股
装车线有效长度（m）	279
双侧栈桥长度（m）	108
鹤管与集油管连接形式	两用单鹤管式

表 7.15 2016-2025 年装车方案

时间（年）	年装车量（10 ⁴ t）	装车次数	日平均作业批次
2016	49.6	350	1.00
2017	45.7	318	0.91
2018	39.2	273	0.78
2019	34.1	237	0.68
2020	29.9	208	0.60
2021	26.5	185	0.53
2022	23.6	164	0.47
2023	21.2	148	0.42
2024	19.2	134	0.38
2025	17.4	121	0.35
总计	306.4	2138	—

7.5 站内管道设计

7.5.1 管道作用

输油管道系统是本装车站的工艺网络，它将油罐、装油设施、装车泵等连接成一个整体，使油品按业务需要传递于各工艺设备之间。装车站内的输油管道系统应能满足油库的正常业务要求，并使生产操作方便、高度灵活、保证油品质量、经济合理、安全可靠。为达到上述目的，应做好以下几项工作：

- (1) 制定合理、灵活的工艺流程；
- (2) 用经济管理计算公式或推荐的经济流速确定管道的管径；
- (3) 根据工艺要求选用必要的设备；
- (4) 根据介质性质和操作条件合理选择管道器材；
- (5) 根据工艺操作要求确定热力管网和辅助管道系统；
- (6) 合理进行管道安装设计；
- (7) 设置合理有效的管道保温、伴热、清扫及泄压保护系统。

7.5.2 管道分类

装车站内的工艺管道和热力管道操作时发生事故的危险性和事故发生的危害程度，与管道输送介质参数有关。为了保证各种管道既能安全可靠地运行，又能减少人力和投资，有必要根据管道的性质，将管道分为不同的级别。

根据 GB50316—2000《工业金属管道设计规范》，本装车站由于输送饱和蒸汽压为 25.2kPa 的原油，属于 C 类流体。

根据 SH3501—2011《石油化工剧毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》，本装车站内管道级别为 SHB I（设计压力小于 10MPa 的甲、乙类可燃气体和甲 A 类液化烃、甲 B 类可燃液体介质管道）

根据《压力管道安全管理与监察规定》，本装车站内管道设计压力小于 10MPa，设计温度小于 400℃，级别属工艺管道 GC28。

按照管道设计压力分类，本装车站表压在 0-1.6MPa 之间，属于低压管路。

7.5.3 常用的管道工艺流程

油罐区的管路工艺一般有单管系统、双管系统及独立管路系统。

(1) 单管系统

单管系统的特征是同一油罐组的两个（或两个以上）油罐共用一根管路。其特点是所需管路少，建设费用最省，但它只以一根管路作为油罐的进出管道，这种工艺流程罐组油罐之间不能互相输转，必须输转时需另设临时管线。单管系统常应用于品种单一、收发业务量较少、通常不需输转作业的油库。

(2) 独立管路系统

独立管路系统的特征是任一罐区的每个油罐单独设置一根管路。其特点是布置清晰，专管专用，检修时不影响其他油罐的作业。但材料消耗大，泵房管组也相应增多。独立管路系统在油库中应用较多，一般用于润滑油管路，他们品种数量较多，但不能混入其他油品，业务量相对轻油要少，不需要经常倒罐。

(3) 双（多）管系统

双管系统是一个或一个以上油罐共用两根管路，多管系统则是两个或两个以上油罐共用两根以上管路。

双管系统的特征是对大宗散装油品的每个油品都设两根主干道，分别用于收油作业和发油作业。同时每个油罐也设两根进出油管，规定它们作进油和付油专用，并与相应进出油干道相连，实际中常用箭头或不同颜色，对进出油管路或阀门分别作出记号，便于安全操作。

典型的双管系统最大特点是同组油罐间可以互相输转，也可同时进行收发作业，故油库罐区工艺流程一般多以双管系统为主，辅以单管或独立管路系统。双管系统在输转作业时，由于同时占用两根管路，不能再进行收发作业，对作业量

较大、同组油罐大于两个的油库常采用三管系统。这样既可以保证库内油品的输转，又可以同时进行收发油作业。

7.5.4 管道工艺流程对比优选

以上三种管路系统优缺点对比如表 7.16 所示。

表 7.16 三种管路系统优缺点对比

项目	优点	缺点
单管系统	投资最省	同组油罐无法输转； 一条管线发生故障，同组油罐均不能操作
独立管道系统	布置清晰、专管专用 检修时不影响其他油罐操作	管材消耗量大； 泵房管组投资增大
双管系统	同组油罐可以互相输转 投资较独立管道系统更省	进行输转作业时无法进行收发作业

根据上述方案可知，C 装车站设计 3000m³ 油罐 3 个，由于双管系统可以使同组油罐互相输转，同时投资较于独立管道系统更省，因此本设计采用双管系统。

7.5.5 管道保温层设计

由于该工程区域最低月平均温度为-37.8℃，原油凝点为 30℃，为了减少管路热损失，防止原油在管路中凝结，需要对站内管道进行保温。

保温结构由保温层和保护层两部分组成。正确的选择保温结构将直接关系到保温效果、投资费用、能量损失以及使用年限等，因此对保温结构有如下要求：

(1) 保证热损失不超过最大允许散热量，热损失取决于保温材料的导热系数，导热系数越小，保温层越薄，一般不大于 0.14W/m·℃，最大也不超过 0.233 W/m·℃。

(2) 保温结构应有足够的机械强度。保温结构要能承受自重及外力的冲击，要能在受风力、雪载荷、空气温度波动及雨水的情况不至于脱落，以保证结构的整体性，所以选用有一定机械强度的保温材料，抗压强度应不小于 0.3MPa。

(3) 要有良好的保护层。要能保证外部的水蒸气、雨水以及潮湿泥土的水分不能进入保温材料内。因水分进入保温材料后，不仅使保温材料的导热系数增加，还会使保温材料变软、腐烂、发霉，降低机械强度，破坏保温结构的完整性，同时也增加了散热损失。因此次啊用铁皮做防护层。

(4) 保温层结构要简单、易于施工和维修方便，同时尽量减少材料的消耗量和尽量做到保温层结构外部整齐美观。

常用的保温材料有聚氨酯泡沫塑料、玻璃布、泡沫硅藻土、蛭石水泥、矿渣棉、泡沫混凝土棉管、玻璃棉管、橡塑海棉、聚乙烯保温材料、复合硅酸盐保温材料、硅酸铝保温材料等，几种常用保温材料的物性参数如表 7.17 所示。

表 7.17 常用保温材料的密度和导热系数

材料名称	密度 (kg/m ³)	导热系数 (W/m·℃)
玻璃棉毡	100-160	0.041-0.058
渣矿棉毡	130-250	0.041-0.070
石棉硅藻土	280-380	0.070-0.081
水泥蛭石管壳	430-500	0.088-0.140
沥青蛭石管壳	350-400	0.081-0.105
水泥泡沫混凝土	400-450	0.093-0.140
粉煤灰泡沫混凝土	300-700	0.151-0.163
聚氨酯硬质泡沫塑料	<65	0.026-0.028

本方案设计采用聚氨酯泡沫塑料作为保温层，因为它具有密度小、导热系数低、吸水率低、抗压强度高、与钢铁表面的粘结性好及施工方便等优点。同时采用铁皮作为防护层。

利用苏霍夫公式计算不同保温层厚度下，在气温为-37.8℃时管道温降变化，计算结果如表 7.18 所示。

表 7.18 不同保温层厚度下管道温降变化

保温层厚度 (mm)	管道起始温度 (℃)	集油管与立管处温度 (℃)	温度降 (℃)
10	35	33.4	1.6
20	35	34.3	0.7
30	35	34.6	0.4

由上表可以看出，当保温层厚度为 20mm 时，管内温度降能够控制在 1℃ 范围内，因此选择厚度为 20mm 的聚氨酯泡沫硬塑料作为站内管道保温层。

7.5.6 管道强度设计

7.5.6.1 站内管道管径计算

站内管道管径计算按输量和输送压力确定，根据以下公式计算：

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi V}} \quad (7.10)$$

式中 d — 管线内径，m；

Q — 液体流量，m³/s；

V — 液体流速，m/s。

液体管道推荐流速如表 7.19 所示。

表 7.19 液体管道的推荐流速

泵吸入管道		泵出口管道和一般压力管道	
运动粘度 (mm ² /s)	流速 (m/s)	运动粘度 (mm ² /s)	流速 (m/s)
1-10	0.5-2.0	1-10	1.0-3.0
10-30	0.5-1.8	10-30	0.8-2.5
30-75	0.3-1.5	30-75	0.5-2.0
75-150	0.3-1.2	75-150	0.5-1.5
150-450	0.3-1.0	150-450	0.5-1.2
450-900	0.3-0.8	450-900	0.5-1.0

根据粘温关系表可知,原油流变指数小于 1,此时为具有剪切稀释性,并且一旦受力即可产生流动的假塑形流体,其表观粘度大小随剪切速率增大而下降,因此计算管径时,原油在管道内的流动速度在经济流速范围内应尽可能大。

7.5.6.2 站内管道壁厚计算

站内钢管壁厚根据以下公式计算:

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s \phi K} + C \quad (7.11)$$

式中 C —腐蚀裕量附加值,取 1mm.

P —管道设计压力,2.0MPa;

D —钢管外径,mm;

K —强度设计系数;

σ_s —钢管最低屈服强度,MPa;

ϕ —焊缝系数,无缝钢管取 1.0;

7.5.6.3 站内管道强度校核

在石油库中,使用最多的是输送流体用无缝钢管,它具有强度高、规格多等特点,因此装车站工艺管道均采用无缝钢管。

根据装车方案,得到装车时不同管段内流动参数,如表 7.20 所示。

表 7.20 不同管段内流动参数

管段	输送温度 (℃)	输送温度下粘度 (mm ² /s)	流体密度 (t/m ³)	质量流量 (kg/s)	体积流量 (m ³ /s)
长输管道至油罐	35	35.48	0.8456	16.4	0.0194
油罐至泵房				80.332	0.095
泵房至集油管					
集油管					

根据原油粘温数据表可知，原油流变指数小于 1，此时为具有剪切稀释性，并且一旦受力即可产生流动的假塑形流体，其表观粘度大小随剪切速率增大而下降，因此计算管径时，原油在管道内的流动速度在经济流速范围内应尽可能大。对不同管段管径进行计算，计算结果如表 7.21 所示。

表 7.21 不同管段初选结果

管段	经济流速 (m/s)	初选管径 (mm)	管材	最小屈服强度 (MPa)	初选壁厚 (mm)
长输管道至油罐	2.0	111.13	20#钢	245	1.76
油罐至泵房	1.5	283.97	20#钢	245	2.93
泵房至集油管	2.0	245.93	20#钢	245	2.67

由于离输油管越近，集油管输量越大，离输油管越远，集油管输量越小，因此需要对集油管管径进行优化。本装车站采用双股装车线，因此单侧作业有鹤管 19 根，鹤管间间距为 12m，如图 7.12 所示。计算管径结果如表 7.22 所示。

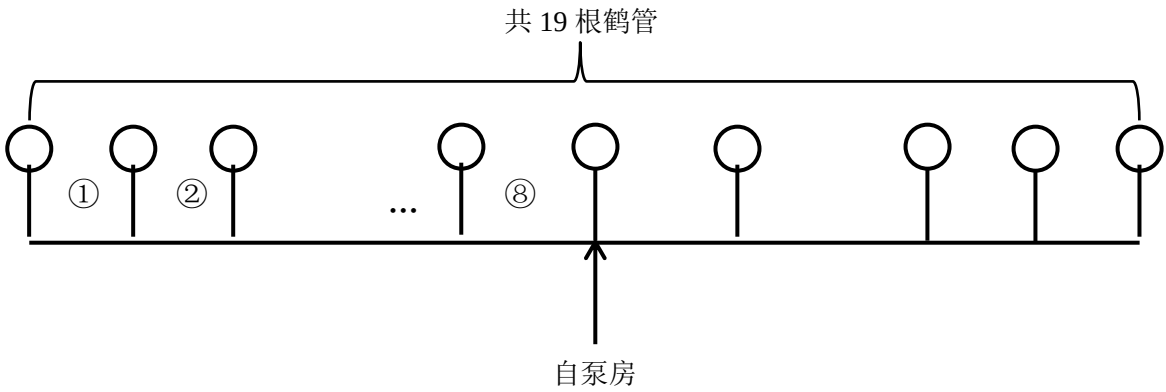


图 7.12 集油管与鹤管连接形式

表 7.22 集油管管径壁厚初选结果

管段	经济流速 (m/s)	外输量 (m ³ /s)	初选管径 (mm)	管材	最小屈服强度 (MPa)	初选壁厚 (mm)
第一段集油管	2.0	0.005	56.42	20#钢	245	1.38
第二段集油管	2.0	0.010	79.79	20#钢	245	1.54
第三段集油管	2.0	0.015	97.72	20#钢	245	1.66
第四段集油管	2.0	0.020	112.84	20#钢	245	1.77
第五段集油管	2.0	0.025	126.16	20#钢	245	1.86
第六段集油管	2.0	0.030	138.20	20#钢	245	1.94
第七段集油管	2.0	0.035	149.27	20#钢	245	2.02
第八段集油管	2.0	0.040	159.58	20#钢	245	2.09

根据上表可以看出，靠近输油管处所需管径、壁厚较大，远离输油管处所需管径、壁厚较小，因此集油管选择 DN200 与 DN100 的组合变径管，具体参数如下表。

表 7.23 集油管规格参数

项目		参数
DN100	壁厚（mm）	2.0
	长度（m）	96
	管材	20#钢
DN200	壁厚（mm）	2.5
	长度（m）	96
	管材	20#钢

为了减少管道采购和安装工作量，尽可能减少管道规格，参照 SH3405—1996《石油化工企业钢管尺寸系列》中无缝钢管的管径与壁厚。本装车站内管道规格及相关参数如表 7.24 所示。

表 7.24 装车站内管道规格及相关参数

管段	DN (mm)	壁厚 (mm)	长度 (m)	管材	最小屈服强度 (MPa)
长输管道至油罐	125	2.5	20	20#钢	245
油罐至泵房	300	4.0	100	20#钢	245
泵房至集油管	250	3.5	20	20#钢	245

7.5.7 管路水力计算

(1) 沿程摩阻损失

油库中铁路装油过程中主要包括输油管、集油管和鹤管 3 部分。鹤管和集油管在不同段落上的流量不同，离输油管段越近其流量越大。管路水力计算主要采用达西公式，公式如下：

$$h_f = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \tag{7.12}$$

式中 h_f —管路压力损失，m；

λ —管路沿程水力摩阻系数；

v —油品流速，m/s；

d —管路内径，m；

L —管路计算长度，m。

想要获得较为准确的沿程摩阻就必须正确选择水力摩阻系数 λ ， λ 是雷诺数 Re 和相对粗糙度 ε 的函数，即：

$$\lambda = f(Re, \varepsilon) \tag{7.13}$$

$$Re = \frac{vd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu} \tag{7.14}$$

$$\varepsilon = \frac{2e}{d} \tag{7.15}$$

式中 ν —油品的运动粘度, m^2/s ;

Q —油品在管路中的体积流量, m^3/s ;

e —管壁的相对粗糙度, m 。

流体在管路中的流态按雷诺数来划分,在不同的流态区,水力摩阻系数与雷诺数及罐壁粗糙度的关系不同,如表 7.25 所示。

表 7.25 不同流态的 λ 值

流态		划分范围	$\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon)$
层流		$\text{Re} < 2000$	$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}$
紊流	水力光滑区	$3000 < \text{Re} < \text{Re}_1 = \frac{59.5}{\varepsilon^{8/7}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.81 \lg \text{Re} - 1.53,$ $\text{Re} < 10^5$ 时, $\lambda = 0.3164 \text{Re}^{-0.25}$
	混合摩擦区	$\frac{59.5}{\varepsilon^{8/7}} < \text{Re} < \text{Re}_2 = \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{e}{3.7d} + \frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right)$ $\lambda = 0.11 \left(\frac{e}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0.25}$
	粗糙区	$\text{Re} > \text{Re}_2 = \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon}$	$\lambda = \frac{1}{(1.74 - 2 \lg \varepsilon)^2}$

(2) 局部摩阻损失

站内管道由于具有线路较短、管件阀件等较多的特点,因此流体通过这些部件的摩阻损失不能忽视,这种损失用下式计算:

$$h_j = \lambda \frac{L_d}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (7.16)$$

式中 L_d —局部摩阻当量长度。

为便于计算局部摩阻损失,对沿程摩阻损失乘上修正系数,系数取 1.5。

在计算集油管摩阻时,需要考虑离输油管越近集油管流量越大,消耗在集油管上的摩阻按下式计算:

$$h = h_1 + h_2 + \dots + h_n = \beta \cdot \frac{q^{2-m} \nu^m}{d^{5-m}} \cdot (1^{2-m} + 2^{2-m} + \dots + n^{2-m}) l \quad (7.17)$$

式中 q —鹤管流量, m^3/s ;

l —鹤管之间间距, m ;

d —集油管内径, m ;

ν —输送温度下的粘度, m^2/s ;

n —单边集油管上的鹤管数。

通过对输油管、集油管与鹤管进行水力计算,得到结果表 7.26 所示。

表 7.26 集油管水力计算结果

管段	管段长度 (m)	管径 (mm)	外输量 (m ³ /s)	粘度 (mm ² /s)	雷诺数	摩阻损失 (m)
第一段集油管	12	100	0.005	35.48	1794	0.09
第二段集油管	12	100	0.010	35.48	3589	0.41
第三段集油管	12	100	0.015	35.48	5383	0.82
第四段集油管	12	200	0.020	35.48	7177	0.05
第五段集油管	12	200	0.025	35.48	8972	0.07
第六段集油管	12	200	0.030	35.48	10766	0.10
第七段集油管	12	200	0.035	35.48	12561	0.13
第八段集油管	12	200	0.040	35.48	14355	0.17

表 7.27 不同管路水力计算结果

管段	管段长度 (m)	管径 (mm)	外输量 (m ³ /s)	粘度 (mm ² /s)	雷诺数	摩阻损失 (m)
油罐至泵房	100	300	0.095	35.48	11364	0.94
泵房至集油管	20	250	0.095	35.48	13637	0.19
鹤管	3	100	0.005	35.48	1794	0.02

根据上表可知，从原油经泵房增压后，在输油管、集油管、鹤管中沿程摩阻损失为 4.83m，考虑局部摩阻损失为 2.41m，同时高程差为 3.5m，总的水头损失为 10.74m。

7.5.8 管道敷设与防腐

- (1) 站内所有工艺管道均采用地上敷设方式，过消防道路时另设通行管桥供消防车通行；
- (2) 工艺管道穿越防火堤时，加设套管。套管与工艺管道间设防渗漏措施；
- (3) 工艺管道防腐采用环氧富锌底漆 70μmm+ 环氧云铁中间漆 100μm+可覆涂丙烯酸聚氨酯面漆（脂肪族）2×40μm，涂层总厚度≥250μm。

7.6 发油泵站设计

7.6.1 泵站形式

C 装车站只负责原油的发出，因此按照输送油品的性质，泵站属于粘油泵站。按照泵站的地坪标高分为地上泵站、地下泵站和半地下泵站。由于地下泵站标高太低不便于解决防排水问题，同时增加了土方工程量，也容易积聚油气，给建筑施工、设备安装、操作使用，特别是安全管理带来了很多问题，所以本设计采用地上式泵站。按照泵站的建筑形式可分为房间式（泵房）、棚式（泵棚），亦可

采用露天式。露天泵站和棚式泵站造价低、设备简单、油气不容易积聚，但设备和操作人员容易受环境气候影响。该工程区域月最低气温低至-37.8℃，考虑到如此低温环境下泵机组运行及管理的实际困难，本设计设置发油泵房。

7.6.2 泵站工艺流程

泵站的工艺流程指被输转的油品按特定的工艺要求从吸入管进入泵站和从排出管排出泵站外，流经泵站内管路和设备的全过程。泵站工艺流程的设计应遵循以下原则：

- (1) 应首先满足油库主要业务要求，能保质保量地完成发油任务；
- (2) 管线互为备用，能把油品调度到备用管路中去，不致因某一条管路发生故障而影响操作；
- (3) 泵互为备用，不致因某一台发生故障而影响作业，必要时还可数台泵同时工作；
- (4) 发生故障时能够迅速切断油路，并有充分的放空设施。
- (5) 经济节约，能以少量设备去完成多种人物，并能适应多种作业要求。

目前泵站主要有轻油泵站工艺流程、润滑油泵站工艺流程与标准泵站工艺流程。前两种泵站具有操作灵活、专管专用、专泵专用、各泵互为备用、同时装卸不同油品互不干扰的优点，但是设备多，阀门多，管路多，对于作业量较大的油库不能体现出经济的原则，为提高生产可靠性，本装车站采用如图 7.13 的“双泵双管”标准泵站工艺流程，同时具备倒罐功能。

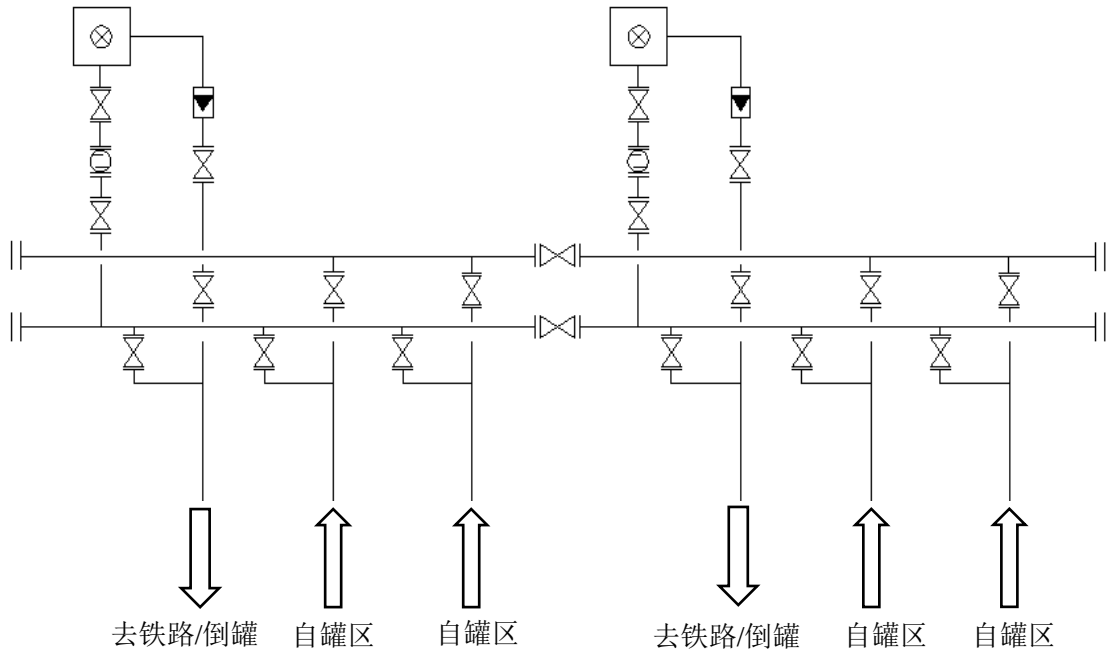


图 7.13 双泵双管标准泵站工艺流程

7.6.3 泵的选用

7.6.3.1 油泵选型

泵按照工作原理可分为三类，即叶片式泵、容积泵和其他类型泵。

(1) 叶片式泵

叶片式泵也叫透平泵，是依靠旋转的工作叶轮将机械传递给流体介质，来实现输送流体，并提高输送压力。此种类型的泵按照叶轮结构的不同分为离心泵、轴流泵、混输泵和漩涡泵等。

(2) 容积式泵

容积式泵是利用泵工作腔容积的周期性变化把能量传递给流体来实现流体的增压和输送。也可以按照原理分为两大类：一类是做往复运动的往复泵，如活塞泵、柱塞泵和隔膜泵等；一类是做旋转运动的旋转式容积泵，如齿轮泵、螺杆泵、滑片泵以及摆动转子泵等。

(3) 其他类型泵

除了叶片式泵和容积式泵以外，还有一些靠其他原理工作的泵，如引射泵、电磁泵等，但在储运系统中很少使用。

叶片式泵与容积式泵的适用范围与特性如表 7.28 示。

表 7.28 叶片泵与容积式泵特性对比

指标		叶片泵			容积式泵	
		离心泵	轴流泵	漩涡泵	往复泵	转子泵
流量	均匀性	均匀			不均匀	比较均匀
	稳定性	不稳定，随管路情况变化而变化			恒定	
	范围 (m ³ /h)	1.6-3000	150-245000	0.4-10	0-600	1-600
扬程	特点	对应一定流量，只能达到一定的扬程			对应一定流量可达到不同扬程，有管路系统确定	
	范围	10-2600m	2-20m	8-150m	0.2-100MPa	0.2-60MPa
效率	特点	在设计点最高，偏离愈远，效率愈低			扬程高时，效率降低小	扬程高式，效率降低大
	范围	0.5-0.9	0.7-0.9	0.25-0.5	0.7-0.85	0.6-0.8
结构特点		结构简单，造价低，体积小，重量轻			结构复杂，震动大，体积大造价高	同离心泵
适用范围		粘度较低的各种介质	特别适用于大流量，低扬程，粘度较低的介质	特别适用于小流量，压力较高的低粘度清洁介质	适用于高压力、小流量的清洁介质	适用于中低压力、中小流量，尤其适用于粘度高的介质

油泵的选型应根据泵的用途、输送介质的物理和化学性质和输送条件确定。

由于本装车站只负责原油装车,不涉及铁路卸油,因此无需设置真空泵进行灌泵。根据 GB50253-2014《输油管道工程设计规范》建议,装车泵应根据所输油品性质合理选择,当输送油品粘度在 $(4-5) \times 10^{-4} \text{m}^2/\text{s}$ 以下时,采用离心泵,因此本装车站选用结构简单、造价低、体积小、重量轻的离心泵,同时由于原油的物理化学性质,本装车站装油泵采用卧式双端面机械密封离心泵。

7.6.3.2 油泵数量

(1) 正常操作台数

流量比较稳定时,一般只设 1 台操作泵;流量变化大的作业,可采用几台泵同时操作;但在任何情况下,均不宜采用多于 3 台泵。

(2) 备用泵选择

通常对长时间连续操作的泵一般要设置备用泵,如炼厂从罐区供给工艺装置的原料油泵,长距离输送管路的输油泵,因为这些油泵在发生故障时,如果没有备用泵,则无法保证连续共有,将造成各种事故或较大的经济损失。

本装车站油泵属于根据生产时开时停,经常操作但非长时间连续运转的油泵。这些油泵发生故障时,一般不致造成重大的损失,客观上也有一定的检修时间,因此不专设备用泵,选用 2 台离心泵互为备用。

7.6.3.3 原动机选择

泵的原动机主要有电动机与汽轮机,其中电动机主要分为三项交流笼型感应电动机、三相交流绕线感应电动机、三相交流同步电动机、直流电动机。

(1) 三相交流笼型感应电动机

三相交流笼型感应电动机是石油化工及其他工业装置用泵最常用的驱动机,具有结构简单、运行可靠、维修方便、价格便宜、体积紧凑、易于更换和启动操作简单等一系列优点。

(2) 三相交流绕线感应电动机

三相交流绕线感应电动机与笼型感应电动机区别在于,其转子由绝缘线绕制而成,通过集电环和电刷,在转子回路中串入外加电阻,以调节转矩—转速特性。但由于其需要电刷、滑环等部件,其安全性、维修、价格等方面不如笼型电动机,特别是在变频调速广泛用于泵组的驱动以后,绕线型异步电动机已很少应用。

(3) 三相交流同步电动机

三相交流同步电动机可用于驱动低速运转且额定功率较大的泵,以及要求功率因素较高或要求提高电网功率因素等场合。同步电动机需要专门的励磁系统、滑环或整流器,铜铁材料消耗量大、价格高、维修量大,所以采用不多。无刷励磁同步电动机大大改善了运行的可靠性。

(4) 直流电动机

直流电动机用在需要无级调速或仅有直流电源的场合,或依靠事故备用电池组供电的设备时才被采用。它有易产生火花和易磨损的换向片,需配置直流电源以及同步电机类似的若干缺点,在工业装置中应用很少。

(5) 汽轮机

汽轮机作为泵的原动机可以改善工厂的蒸汽平衡。对中、大型泵和需要调速的泵,以及在易燃易爆场合使用的泵均可用汽轮机作为驱动机。采用汽轮机驱动泵还有助于解决关键泵因突然停电而造成损失的问题。它的特点是:一,热效率较高,一般可达到 30-40%;二,转速较低,输出功率较低;三,发动机额定功率对海拔及温度敏感性较燃气透平好;四是,启动快、运行平稳可靠、维护量大。

根据 GB50253-2014《输油管道工程设计规范》规定,在电力充足地区,泵驱动装置应采用电动机。因此该装车站选择应用广泛、结构简单、运行可靠、维修方便、价格便宜、体积紧凑的三相交流异步笼型感应电动机作为装车泵的原动机

7.6.3.4 电动机功率计算

驱动装车泵的电动机功率应按下式进行计算:

$$N = K \frac{P}{\eta_e} \quad (7.18)$$

式中 N —电机额定功率, kW;

P —输油泵轴功率, kW;

η_e —传动系数,取值如下:直接传动, $\eta_e = 1.0$; 齿轮传动, $\eta_e = 0.9-0.97$;

液力耦合器 $\eta_e = 0.97-0.98$;

K —电动机额定功率安全系数,取值如下 $3 < P \leq 55 \text{ kW}$, $K = 1.15$; $55 < P \leq 75 \text{ kW}$, $K = 1.14$; $P > 75 \text{ kW}$, $K = 1.1$ 。

7.6.3.5 油泵基本参数

(1) 流量

铁路装油作业要考虑一次装卸车辆数和装卸时间。对大宗油品,每种油品的一次装车量一般可按一列车的辆数考虑。一般情况下,原油的每次的净装油时间为 2-3h。选泵时,要求额定流量不小于最大流量,或取正常流量的 1.1-1.15 倍。

(2) 扬程

泵的扬程是单位质量流体通过泵后其能量的增值,扬程不仅要用来使液体提高位置水头,而且还要用来克服液体在输送过程中的阻力损失,以及用来提高输送液体的静压头和速度头等。具体考虑一下 4 点因素:

1) 要考虑储罐或容器内液位变化和内压变化的不利因素。对于常压储罐，应取满罐时的最高液位。对于压力容器，在装卸或输转作业中，有气相连通管道时，除考虑液相管道的阻力降外，还应考虑气相管道的压力降。在向密闭容器内输送物料时，要考虑容器内气相压缩冷凝引起的压力升高的影响。在最不利的条件下，容器内压力可能达到容器安全阀的泄放压力。

2) 要考虑各种安装在管道中的流量计、调节阀等仪表的局部阻力降。

3) 对输送粘性油品的泵要考虑粘度对扬程的影响。

4) 要考虑在管道阻力降中存在某些不可预见的因素。对扬程的选择要留有一定的余量，一般取 10%。

(3) 转速

转速是指泵轴在单位时间内转过的圈数，常用 n 表示，普通离心泵的转速有 960r/min、1450r/min、2900r/min 等 3 种。

(4) 有效功率

有效功率即输出功率，指在单位时间内，液体通过泵后所获得的能量。泵的有效功率为：

$$N_e = HG = \frac{\rho g QH}{1000} \quad (7.19)$$

式中 N_e —泵的有效功率，kW；

ρ —流体的密度， kg/m^3 ；

Q —体积流量， m^3/s ；

H —泵的扬程，m。

(5) 轴功率

轴功率是指在一定流量下动力机给泵轴上的功率，也称输入功率。轴功率与有效功率的关系为：

$$N_a = \frac{N_e}{\eta} = \frac{\rho g QH}{1000 \eta} \quad (7.20)$$

(6) 效率

效率是表征泵内各种能量损失程度的一项重要技术经济指标，由下式计算：

$$\eta = \frac{N_e}{N_a} \times 100\% \quad (7.21)$$

泵的效率越高，说明泵的功率损失越小。油泵一般在 60-70%之间，水泵一般在 70-80%之间。

根据装车方案，计算得到泵的基本参数如下表所示。

表 7.29 泵的计算参数

项目	参数
一次发油量 (m ³ /h)	684
额定流量 (m ³ /h)	786.6
扬程 (m)	10.74
有效功率 (W)	16898
效率 (%)	65
轴功率 (W)	25997
电动机功率 (W)	30821

7.6.3.6 油泵规格参数

本设计采用 2 台卧式双端面机械密封离心泵互为备用，不另设备用泵。参照《工业泵选用手册》，离心泵与原动机的规格参数如表 7.30 所示。

表 7.30 离心泵及原动机规格参数

项目	参数
离心泵型号	800SHYK95B
离心泵输量 (台)	2
离心泵流量 (m ³ /h)	800
扬程 (m)	12
离心泵效率 (%)	64
允许汽蚀余量 (m)	3.5
电动机型号	隔爆型三相异步电动机：型号 YB280M-2
电动机功率 (W)	35000

7.6.4 油泵站布置

泵房的布置应符合下列规定：

(1) 考虑到发生火灾、爆炸事故时便于操作人员安全疏散，要求泵房应设外开门，且不宜少于 2 个，其中 1 个应能满足泵房内最大设备进出需要。对于建筑面积小于 60m³ 的油泵房，因泵的台数少，发生事故的机会少，即使发生事故也易于疏散，故允许设一个外开门。

(2) 泵房净空不低于 3.5m，主要考虑设备竖向布置和有利于油气扩散。

(3) 没有安全阀的容积泵的出口管路上应设置安全阀。当油泵出口管路堵塞或在操作时没有打开油泵出口管路上的阀门时，泵的出口压力超过了泵体或管路所能承受的压力，把泵盖或管件崩开而喷油，有的遇到明火还发生火灾、爆炸事故，造成人身伤亡及经济损失。

油泵机组的布置应符合下列规定：

- (1) 油泵机组单排布置时，原动机端部至墙（柱）的净距，不宜小于 1.5m。
- (2) 电动机端部至墙壁（柱）这一地带，一般应满足行人、泵和电动机的搬运和安装以及电动机在检修时抽芯的要求。故此距离不小于 1.5m。
- (3) 油泵的间距是从满足操作通行和放置拆卸下来的油泵所需的地方提出的，现在的规定基本上能够适应大泵间距大、小泵间距小的要求。

7.7 站内污水处理

7.7.1 污水来源

油库污水的来源主要有含油污水、生活污水。含油污水主要来源于油罐、油罐车、油罐清洗、作业区地面清洗污水、含油雨水、泵和管道等设备冷却水。

生活污水主要包括粪便水、洗浴水、洗涤水等。生活污水具有以下特征：水质浑浊，色深，具有恶臭，呈微碱性，但一般不含有毒物质；固体物质含量很低，仅占总重量的 0.1-0.2%；有机杂质约为 60%，有机成分占全部悬浮物总量的四分之三以上；无机成分主要以泥沙，溶解盐，沉淀盐居多。此外，生活污水还含大量细菌，寄生虫等微生物。

7.7.2 含油污水处理

由于装车站原油含水率小于 0.5%，站内产生的含油污水量较少，因此不设专门的污水处理装置。将含油污水排放到集水池，含油污水集水池设有液位变送器，将含油污水集水池的液位信号传送到 DCS，DCS 系统设置高、低液位报警和液位连锁功能。当含油污水集水池的液位达到高液位报警时，通过污水提升泵将污水装入罐车，统一拉至外输首站与首站内的污水共同处理。处理流程如图 7.14 所示。

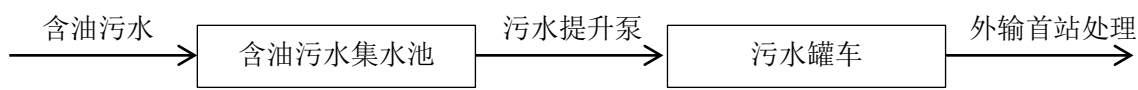


图 7.14 含油污水处理流程示意图

7.7.3 生活污水处理

生活污水处理流程：生活污水→室外排水井→化粪池→地埋式一体化生活污水处理装置→河流

生活污水、锅炉排水采取有组织排水方式，污水经污水管道汇集排至化粪池，经过化粪池初步处理后，上清液通过污水一体化生活水处理装置进行处理后排入河流（夏季可作为绿化用水，冬季外排），生活污水处理流程图如图 7.15 所示。

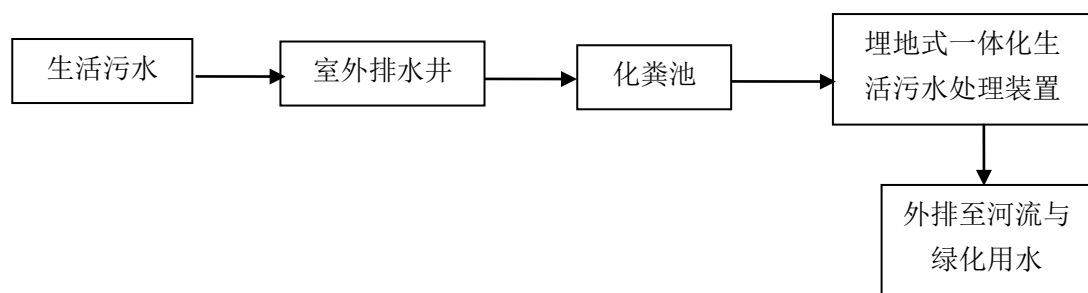


图 7.15 生活污水净化处理流程图

7.8 油品计量

油品计量有三种方法：重量法、体积重量法。我国油品收发储存都是以重量（kg 或 t）作为计量核算单位，对于大型油罐，因为不能直接称量其重量，所以采用体积重量法。即先测量油品体积 V_t 、温度 t 和密度 ρ_t ，然后换算成标准体积 V_{20} 和标准密度 ρ_{20} ，再考虑到空气浮力，按下述公式算出其在空气中的重量。

$$G = V_{20}(\rho_{20} - 0.0011) \quad (7.21)$$

采用体积法计量油品时，需要首先测得罐内油品液面高度，并依次计算油品体积。因此罐内液面高度的测量是很重要的。油品液面高度的测量由人工测量和自动测量两种方法。

7.8.1 液面高度的人工测量

人工测量具有测量简单、可靠性高、直观、成本低的优点。通常有以下几种方法。

- (1) 玻璃管法：该方法利用连通器原理工作，液位直接从指示标示尺读出。
- (2) 玻璃板法：玻璃板可通过连通器安装，也可在容器壁上开孔安装，并可串联几段玻璃板以增大量程。液位数值直接从玻璃板刻度尺读出。
- (3) 双色水位计法：该方法利用光学原理，使水色显示绿色，使水蒸气显示红色，从而指示出水位。
- (4) 人工检尺法：该方法用于测量油罐液位。测量时，测量员把量油尺投入油品中，并在尺砣与罐底接触时提起量油尺。根据量油尺上的油品痕迹，读出油面高度；根据量油尺末端试水膏颜色的变化确定水垫层的高度，从而确定油高和水高。

7.8.2 液面高度的自动测量

7.8.2.1 常用测量液位计

(1) 浮子式钢带液位计

这种液位计很早就开始至今仍广泛使用，其优点是观测比较直观、价格便宜，

其缺点是传动部件比较多,易发生机械故障,日常维护量大,对安装要求也比较高。中、小型罐仍可考虑选用该液位计,但高度在16m以上的油罐不宜采用,因为油罐越高,对安装平行度、垂直度以及盘簧的质量要求也越高;外浮顶罐也不宜采用此种液位计,因为容易受到风的影响,使指针不停摆动,导致出现指示不稳定并且容易破坏衡力盘簧。另一种光导液位计也属于这一行列。这两种液位计适用于中小炼厂、小油库及中间原料油罐区。

(2) 伺服式液位计

伺服式液位计被广泛用于储罐液位的高精度测量,它是一种多功能仪表,既可以测量液位也可以测量界面、密度和罐底。该液位计基于浮力平衡的原理,用一台伺服电机驱动体积较小的浮子,使浮子随液位或界面变化,能够精确测量出液位等参数。这种液位计的特点是:由于不存在滑轮、齿轮的摩擦力,测量精度比较有保证($\pm 0.9\text{mm}$)。由于几乎没有传动机械部件,可靠性高,同时故障率比较低,可以测量液位、界位、介质比重等参数。其与计算机联网,具有很强的数据处理能力,经运算处理可以给出油罐计量所需要的各种参数,如液位、界位、体积、密度、水尺、质量等。

(3) 雷达液位计

雷达液位计是一种智能型测量仪表,采用了模块化结构和现场总线技术,实现了全数字化处理,具有良好的兼容性和开放性,并且具有自校正能力和自诊断能力,其原理是应用微波入射到液面后的反射波回来,测量电磁波从发射到反射的时间差计算电磁波传播的距离来测量液位的,是一种新型的非接触式液位测量仪器。

其使用特点是液位计与介质不接触,无可动部件,工作十分可靠,故障率低,适应范围广,尤其适合高黏度、高腐蚀性介质的液位测量,测量精度高,安装简单,但下方不得存在遮挡物体,否则会影响微波的发射和接收,只能安装在罐顶;被测介质的相对介电常数、液位的湍流状态、介质中气泡的大小,均会对测量结果产生影响。一般重油只需考虑罐内油气及安装位置的影响即可,轻油则需要着重考虑介质的介电常数,雷达液位计对介电常数的要求比较高,价格普遍偏高。

(4) 超声波液位计

超声波液位计中的换能器将电功率脉冲转换为超声波,射向液面,经液面反射后再由换能器将该超声波转换为电信号。。超声波是机械波,传播衰减小,界面反射信号强,且发射和接收电路简单,因而应用较为广泛。罐外用超声波液位计由主机、探头、金属结构件部分组成,它主要是用于对铁路罐车、汽车罐车及卧式罐等的液位测量。超声波液位计原理是采用了超声波在罐外穿透罐壁及液体的方法,通过接收液体表面回波信号,测出液面高度。这种液位计采用晶振和专制晶闸管,发射功率大,接收灵敏度较高,能接收到次穿透金属罐壁与液体后反

射回的超声波信息；具有液位超上限和低于下限的声光报警，防震、防腐、防雷、防爆性能良好；主机电源设计先进，保证主机工作电流，防止多出电压共用地线出现对液晶屏幕干扰现象发生。超声波液位计通过了高低温、振动、运输进程和防电磁干扰试验，保证在我国地理环境复杂的条件下正常使用罐外用超声波液位计尤其适用于铁路罐车液体充装过程中的充装量多少的监督控制，保证用户向罐内充装的液体容量控制在铁路罐车安全运输容量，但超声波的传播速度受介质的密度、浓度、温度、压力等因素影响，其测量精度较低。

7.8.2.2 液位计的选用

油罐容积相对较大和大的液化气罐可选用性能较高液位计，中小罐可选用一般液位计。贸易罐应选用高精度液位计，中间罐可用一般液位计。储存黏度大的介质（如重油）时。应尽量采用与被测介质不接触或少接触类型的液位计，如雷达式、超声波式和磁致式液位计，轻油可采用一般液位计。如果用户要求计量精度高而投资限制少，可以采用性能好的液位计，一般情况下，老罐区改造或更新可结合原有液位计使用维护情况考虑选型，尽量统一选型。

目前常见的液位计的性能比较及其适用的测量介质如表 7.31 所示。

表 7.31 几种常见液位计性能比较

液位计种类	液位测量	温度测量	密度测量	体积测量	质量测量	安装情况	价格费用
钢带	误差小	重要	无法测	误差小	取决	复杂	低
伺服	精度高	重要	误差大	误差小	取决	简单	比较高
雷达	精度高	重要	无法测	误差小	取决	简单	高
静压	误差大	不重要	误差小	误差大	精度高	复杂	比较高
磁致	精度高	重要	无法测	误差小	取决	复杂	高
声波	精度高	不重要	无法测	误差小	取决	复杂	高

表 7.32 液位计对不同介质的实用情况

液位计种类	轻油	原油	重油	沥青	液化气	腐蚀性介质
浮子钢带	好	好	好	差	差	差
伺服	好	好	一般	差	好	差
雷达	好	好	好	好	好	好
静压	好	好	一般	差	一般	好
磁致	好	好	好	差	好	好
声波	好	好	好	好	好	好

由上表可以看出，由于本装车站对油品计量精度要求并不高，因此选择费用较低的浮子钢带液位计测量油品在储罐内的液位。

第 8 章 辅助生产系统及配套工程

8.1 通信

本工程通信系统的建设是为原油长输相关工艺站场的 SCADA 数据、语音、视频传输提供承载网络，同时为各工艺站场设置视频监控摄像前端及扩音广播电话终端。

目前，国内外常用的传输方式有光纤通信、无线宽带通信和卫星通信三种。

本工程系统技术方案的选用应在满足技术要求的前提下尽可能节省投资，而卫星通信方式投资较大，容量相对于光纤通信小，性能价格比处于劣势，因此卫星通信方式不适合本工程，在本设计中不再作进一步讨论。光纤通信方式传输容量大、中继距离长、传输质量稳定，不受外界因素的干扰。无线宽带通信方式组网灵活，传输速率较高，扩容方便。

根据本工程的实际需求，通信系统不仅要安全可靠，而且还要尽可能节省投资。因此综合分析，考虑到本工程实际情况，但对传输质量要求较高，光缆通信在正式开发阶段可方便直接并入新建光纤通信传输网。综合各方面的情况，设计推荐采用光纤传输通信作为本工程通信传输方案。

考虑到本工程实际情况，光纤传输系统考虑采用多业务非压缩视频光传输设备组网。在装车站设光接收设备，在其余各站场设光发射设备。系统承载联合站至装车站之间的 SCS 数据、视频及控制信号和语音等传输业务。

8.2 供配电

(1) 供电系统

本设计在外输首站附近建 110kV 变电站一座，为整个工程区域供电。

(2) 防雷及静电接地

根据《建筑物防雷设计规范》(GB50057) 和《工业与民用电力装置的接地设计规范》(GBJ65) 要求，所有建构筑物、站场及工艺管道按规范要求设置必要的防雷、防静电接地，工作接地和保护接地。

各站的变配电室外设环形闭合共用接地网，接地电阻小于 1Ω ，所有带电设备的金属外壳及工艺设备均采用接地保护。

需防直击雷保护的建筑采用 $\Phi 10$ 镀锌圆钢作避雷带，采用 $\Phi 10$ 镀锌圆钢作引下线。突出屋面的金属管道、器件和屋面防雷装置可靠连接。

所有建筑物内防雷电感应的接地干线与接地装置的连接点不少于 2 处。引入引出建筑物的金属管道在进出处应与防雷接地装置相联，对架空金属管道尚应在距建筑物约 25m 处接地一次，其冲击接地电阻不大于 100Ω 。

屋内设备、构架、管道等主要金属物，应就近接至防雷接地装置或电气设备的保护接地装置上。所有设置在户外有可能发生静电危害的管道和设备，均连接成连续的电气

通路并接地。接地电阻不大于 30Ω 。

在爆炸危险环境入口处外侧设裸露金属支架作为防静电设施并应有明显标志，金属支架应靠接地。在生产过程中应使用防静电鞋、防静电工作服、防静电手套等个人静电防护设施；应具有静电测试仪器，以便在进入防爆场所前掌握自身所带静电量以便采取措施。防静电接地电阻不大于 100Ω 。

(3) 配电线路的敷设方式

动力配电采用铜芯绝缘电缆，室内部分采用穿钢管埋地敷设，室外部分采用铠装电缆直接埋地敷设。

照明线路采用铜芯绝缘电线穿钢管沿墙内和屋顶保温层内暗配，爆炸和火灾危险场所的照明线路采用钢管明配。

绝缘电线和电缆的截面选择应符合有关规定并经计算确定。

(4) 电气照明配电设计

在各站变配电间等处装设事故应急照明。

爆炸和火灾危险场所的电气照明，应满足防爆要求。

照度标准执行《建筑照明设计规范》GB50034-2004，根据照明要求不同，照明灯具光源选择符合国家相关规范标准的设备产品，其中站内道路照明拟采用钠汞混合光源，灯杆采用钢柱，聚氯乙烯电力电缆埋地敷设，光电自动控制和手动控制。

(5) 通信、仪表自动化系统的配电

通信、仪表自动化不允许间断供电，因此采用不停电电源装置（UPS），UPS 电源装置见通信及自控部分。

8.3 建筑结构

为了提高防震等级，本设计抗震防烈度 7 度，设计基本地震加速度值 $0.1g$ 。一般建筑物按相应设防烈度采取抗震设防措施，首先选择符合抗震设防烈度要求的结构体系，建筑物平面和层间布置、造型处理等尽量避免和减少抗震薄弱环节，构筑物结构布置采取有利于形成有效的吸消能结构。对于根据属乙类建筑《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008），根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）按符合本地区抗震设防烈度提高一度的要求采取抗震措施。除控制中心楼、压缩机房、放空火炬塔架抗震设防类别为乙类外，其余建、构筑物均按丙类考虑。

由于工程区域属中温带半湿润半干旱大陆性季风气候。春季多大风而少雨，蒸发量大；夏季温凉而短促，降水集中；秋季降温快，霜冻早；冬季严寒漫长，地面积雪时间长。月最低气温 -37.8°C ，月最高气温 32.9°C 。年日照时数 2049.5 小时，无霜期日数 126 天。建筑设计重点在夏季隔热，冬季保温上。根据《民用建筑热工设计规范》（GB50176-93），建筑物应从朝向、体形系数、平立面凹凸不宜过多、建筑物外窗面积不宜过大、采用双层窗、粉刷隔热保温材料等方面考虑建筑物隔热保温。

8.4 供热与暖通

(1) 设计原则

严格遵循热工及暖通专业的现行国家标准、国家现行标准形成的妥协性文件，本着实用、先进、节约的原则进行设计。采用高效、低耗、低污染的设备，贯彻“安全、可靠”的指导思想，简化工艺流程，达到节省投资，减少运行费用的目的。充分考虑环境保护、水土保持和节约能源。

(2) 供热

根据该区块各站场工艺装置生产用热负荷、厂区各建筑单体冬季采暖热负荷、工艺伴热用热负荷等对用热参数的要求拟定采用全自动导热油炉供热系统进行全厂供热。供热站规模为 2 台全自动导热油炉，单台热负荷 8000kW，运行方式为 1 用 1 备；根据作业基地生活热水用热负荷及建筑单体冬季采暖负荷等对用热参数的要求，拟定采用热水锅炉对作业基地进行供热。锅炉房设计规模为 2 台热水锅炉，单台热负荷 1.4MW，运行方式为 1 用 1 套。

(3) 房间保暖

控制室选用热泵型带辅助电加热的柜式空调机，满足夏季降温和冬季取暖的要求。值班室内为满足工艺设备、仪表对环境温度和湿度的要求，设置空调机和电加热装置。

(4) 通风

厂房通风采用机械通风和自然通风相结合的方式。部分生产厂房在生产运行中，会散发有毒气体，为使有毒气体的浓度降低至卫生要求允许的范围内或排除室内余热，可采用自然进风、机械排风的强制通风方式，设置轴流风机或屋顶风机全面换气，排除有害气体及室内余热。

8.5 自动化控制

8.5.1 自动化控制系统

本工程区域内生产运行管理采用 SCADA 系统[。为保证安全生产、提高管理水平，本工程为整个区块设置一套生产监控系统（即 SACDA 系统）。生产监控系统（SACDA 系统），从逻辑结构上分为三层：

第一层为生产管理、决策、调度指挥系统，是以 SCADA 中心控制系统为核心的生产监控系统；第二层为设在各站场的监控系统，为各生产作业区域的控制、管理层；第三层为设在各个中间站、阀室小型站控系统。

SCADA 系统的中心控制系统（即中央处理厂的管理、调度、决策系统），设在装车站的生产调度指挥中心，设置完整统一的生产数据库和应用数据库，对所辖各站场进行集中生产监测、调度与管理。

SCADA 系统的站控系统，为分别设置在沿线站场的监控系统。负责生产过程的数

据采集、处理及生产过程的自动控制、过程管理；并采集、监控生产运行，实现对本生产作业区域的集中调度与管理。同时，将生产数据、生产信息上传至中心控制系统，接受控制中心的生产指挥、调度指令，完成生产方案的具体实现。

8.5.2 储油区工业自动化系统

生产过程的自动化是改善劳动条件，保证质量，提高劳动生产率，降低消耗的重要手段。它是整体自动化生产与管理核心部分，是实现油库作业和管理现代化的必不可少的措施。

(1) 自动控制系统分类

油库的生产自动化系统包括内容甚广，其中主要部分是自动控制系统部分。目前最常见的自动控制系统分为两大类，一类是开环控制，另一类是闭环控制。

1) 开环控制系统

控制系统的输出量对系统的控制作用没有影响的叫做开环控制系统。在开环控制系统中，不需要将输出量反馈到系统的输入端和输入量作比较。对于一定的输入量，就有相应的工作状态与之相对应。

2) 闭环控制系统

凡是系统输出信号对控制作用能直接影响的叫做闭环控制系统。输出量经一定环节送回到输入端与输出量作比较，它们的偏差作用于控制器而产生控制作用的系统也叫做反馈控制系统。

闭环控制系统在石油化工生产过程中应用很广泛。它的优点是采用了反馈使外部干扰或系统内部参数稍有变化时对系统的响应影响不大，所以可以采用不太精密的，成本较低的原件，组成精确的控制系统，开环控制系统则不行。当出现外扰或控制其余控制对象的参数发生变化时，开环控制系统就不能完成原定的控制任务了，其输出量就不能和输出量保持原来的固定对应关系。但是从稳定性方面来看，开环系统很容易解决，而闭环系统若设计不当或整个参数整定不当都会出现不稳定的现象。

(2) 自动化控制基本任务

站场自动化基本任务主要是实现办公自动化、工业自动化、消防自动化、安全监控自动化、数据采集自动化和工业闭路电视监控等自动化控制任务，油罐区自动化系统运用现代信息化、自动化技术，方便、快捷地了解现场设备实时运行情况及历史生产信息，为生产调度决策提供可靠的数据依据；同时还能迅速、及时地对现场设备进行有效控制，从而实现油库的高效安全运行。

1) 办公自动化通过电脑处理日常事务，逐步实现无纸办公，管理手段和管理模式的更新。

2) 工业自动化现场无人值守，装卸与收发油品在远方（作业区或油库总控室）利用计算机自动完成。油品的储运调度、作业票都可在计算机上产生和下达，调度人员可

随时在计算机上跟踪、查询某个作业的进展情况。出现问题现场可实时反馈给有关管理人员马上解决处理。行政和业务管理人员对油库的运作，各种资源的状况（人、财、物）随时都可进行远程掌控。

3) 消防自动化火灾险情的自动报警，一旦出现火灾险情，将由计算机启动灭火设施进行扑救，同时报警。

4) 安全监控自动化可燃气体自动报警，值班员自动巡更。出现险情，可自动启动“紧急停车”系统，切断与险情部位相联接的油路、电路，停止一切相关的设施。

5) 数据采集自动化实时自动采集油罐的液位，温度。密度，油水界面，管道流量，压力，并由计算机换算为体积或重量，使油库在任一时刻的进、出和油量一目了然。

6) 工业闭路电视在作业区和库总控室直观地监控全油库各关键岗位、地区的情况，也可进行电视会议。

(3) 工业自动化系统结构

工业自动化系统设计原则从功能、可靠性、人机对话、性能比等方面考虑，由采集控制层和监控计量层通过现场总线连接而成。监控计量层通过服务器与以太网相连，系统网络结构如图 8.1 所示。

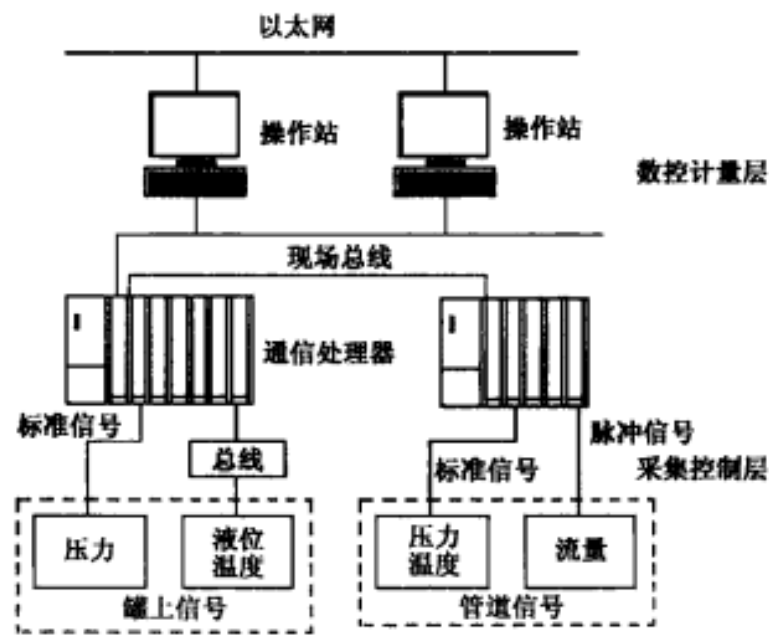


图 8.1 系统网络结构图

采集控制层主要由现场工艺设备、仪器仪表、可编程逻辑控制器及现场总线组成，实现对油库罐区工艺和资源的测控。

油库罐区工艺设备由油罐和管道两部分组成。油罐涉及光导液位计、Pt100 和压力传感器等仪表，管道涉及质量流量计、温度传感器和压力传感器等仪表，这些仪表共同用来采集现场数据。同时，管道上安装泵、阀等执行机构用于工艺流程控制。采用基于可编程序控制器（PLC）的测控方案，确保系统的高可靠性。PLC 选用可编程控制器，通过 CPU 的 DP 口连接分布式站点 ET200 来拓展系统具有两个分布机架。罐上数据接

主机架，管道信号接扩展机架。

为增强与操作站计算机之间的通信能力，在采集控制层中插有通信处理器，监控计量层计算机中插有网卡，通过现场总线将两者连接起来构成网络。监控计量层由两台监控计量操作站组成。具有工艺流程监控、资源数据监督、数据计算、趋势图查询、系统报警及用户管理等功能。同时，由于采用精确计量算法（精度小于万分之二）进行数据处理，操作站计量精度很高。两台监控计量操作站互为备用，监控油库罐区现场工艺，计量现场数据。

(4) 监控计量软件结构

监控计量层具有工艺流程监控、资源数据监督、数据计算、趋势图查询、报警及用户管理等功能。在基于油库局域网络环境下，获取各自动化监控系统数据结构、信息组成，设计收集各类监控信息的数据库，提供数据转换接口，提供统一查询监控界面，实现油库自动化监控数据信息的统一与集成，形成油库自动化管理系统。开发的油库自动化管理系统，既便于油库进行集中监控，方便网上监控查询，同时也为开发其他管理信息系统提供支持。根据需求，油库罐区监控计量系统软件结构如图 8.2 所示。

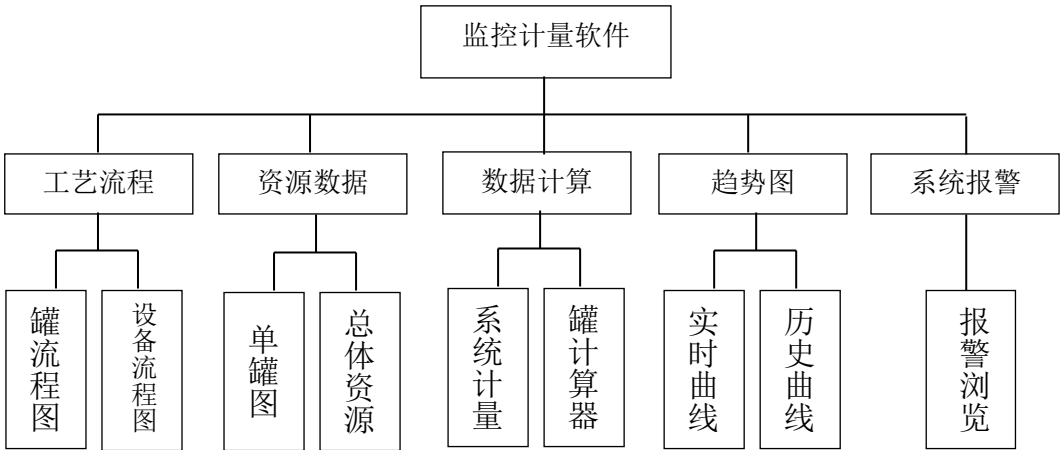


图 8.2 软件结构图

(5) 自动化控制功能

控制系统的主要功能主要有：数据采集和处理、下达并执行调度和操作命令、显示动态工艺流程、报警和事件管理、实时曲线显示、历史数据的采集、归档和趋势显示、报表生成和打印、标准组态应用软件和用户生成的应用程序的执行、网络通讯监视及管理以及贸易结算管理。

1) 工艺流程监控

工艺流程图展示罐区油品分布、工艺流向及设备的运行状态，管道里液体流向、温度、压力大小，以及泵、阀的工作状态等。此外，通过工艺流程画面还能按照工艺要求进行有效控制。资源数据包括库区单罐图、巡检图及总体资源。单罐图显示了每个油罐的详细信息，巡检图从总体角度显示油罐的几个主要参数，总体资源图按照不同标准（如油品类型、罐类型等）进行总体参数统计、显示。

仪表测量只能得到油位高度和温度，而实际生产要根据这些数据计算出油品的体积和质量等相关数据。这就需要依据高精度的计量算法进行数据计算和处理，并将运算结果通过实时画面、历史曲线等方式生动地表现出来。

2) 闭路电视监控系统

油库闭路电视监控系统在库区安全、辅助领导决策、事故责任查询、历史纪录保存等方面发挥作用，实现功能有：各库区建立一个独立的监控系统，在值班室内放置若干台监视器，可以查看各个监控点的情况，可定格、聚焦、放大、多画面分割等。可以考虑实现与消防系统、发油系统等的联动功能。各库区录像资料可以通过光纤传输到位于办公楼的中心控制室内，中心控制室可以根据需要查看任何一个监控点的情况。在中控室内设置大电视墙，可以全面了解整个库区的情况，油库领导可以根据具体情况及时发出相应指令。

3) 安全监控和报警自动化系统

在罐区各油罐上分别设置温度探测器，并在罐区防火堤内设置可燃气体探测器，一旦这些探测器发出报警信号，操作人员在站控室通过电视监视系统或经现场确认，便可启动泡沫灭火系统和冷却水喷淋系统，迅速灭火。在输油泵房、计量装置区、码头等重要场所，设置可燃气体探测器，并在站控室、机房设置感烟探测器，一旦发生火灾，立即发出声光报警信号，以便值班人员及时采取措施。

安全生产是油库的首要任务，而定期的巡逻是确保安全生产的重要手段，为了对巡更进行有效的管理，可采用巡更系统。

自动紧急停车系统是专为在油库发生异常情况时，立即停止相关动力设备阻断油品流动而设计的。它是一个高可靠的独立控制系统。该系统可根据发生异常的区域或部位自动或人工执行下述功能：

- ① 向区控制室和油库中心控制室报警，显示强闪烁信息，同时接通报警铃声，并输出报警打印（时间、报警性质、报警位置信息）；
- ② 立即停止运行和闭锁输油泵机组；
- ③ 关闭有关的泵的进出口阀门和有关油罐进出口阀门；
- ④ 改变相关收发油作业流程；
- ⑤ 在重新启动前，所有闭锁设备装置重新复位。

8.6 防火防爆

爆炸、失火是对油罐区安全最严重的威胁。一旦发生爆炸、失火，就可能造成生命财产的巨大损失。因此，必须高度重视和切实做好油罐区的防火和防爆工作。

8.6.1 火灾和爆炸原因

油罐区失火的主观原因往往是有关人员的思想不重视，麻痹大意，制度不严，管理不善，违反操作规程等；客观原因是：

- (1) 当电气设备短路、触头分离、外壳接地不良等原因引起弧光和火花，或电气设备发热部分超过最高允许温度；
- (2) 金属撞击引起火花；
- (3) 静电和雷电；
- (4) 可燃物的自燃，如油罐中含硫油品沉积物在清除时自燃，堆积的含油垃圾自燃；
- (5) 油库周围火蔓延等。

8.6.2 防火防爆措施

地面油罐区的油罐裸露在地面以上，目标明显，受外界因素影响较大，尤其是火灾危险性较大，事故发生后油品易漫流，造成的危害和涉及面积较大。因此需要在油罐或油罐组四周建筑防火堤予以封围。

按照 GB50074-2002《石油库设计规范》要求，油罐间的防火间距应符合表 8.1 的规定，组内油罐应排成一行或两行，两个油罐防火墙外坡脚线之间的距离应大于 9.5m。

表 8.1 油罐间防火距离

液体类别	单罐容积	固定顶储罐		浮顶罐	卧式储罐
甲、乙 A 类	不限	0.6D		0.4D	0.5D
乙 B 类	V>1000	0.6D		0.4D	
	V≤1000	固定冷却消防	0.6D		
		移动冷却消防	0.75D		
丙 A 类	不限	0.4D		—	
丙 B	V>1000	5m			
	V≤1000	2m			

除了设置防火堤以外，还需要通过建立完善的管理制度避免发生火灾爆炸：

(1) 制定有关规章制度

建立群众性的消防组织，制定防火规章制度和消防方案，划分消防区域，规定火警信号，定期组织防火教育和消防演习，熟练使用消防器材。

(2) 断绝火源

① 在防火禁区(油品储存区、收发作业区)内必须严格管理，并切实遵守有关的规章制度，在防火禁区内不准携带火种，如火柴、打火机等；不准吸烟；蒸汽机车进库前烟囱应罩上防火罩，以防火星飞出，并关好灰门；在库内禁止开放送风器与放下灰箱挡板，不得打开汽门和清炉放水；机车入库时，它与油罐车之间必须有几节隔离车；机车应倒

车入库，机车把油罐车送入库区后应尽快离开；汽车不准在禁区内行驶；

② 防止金属撞击发生火星，不准穿带铁钉鞋入库；禁止骡马和铁轮车入库，因为骡马铁蹄和铁轮与路上碎石或水泥路面撞击，容易发生火星；使用金属工具和搬运油桶时，应防止撞击，以免发生火星；

③ 照明不得使用明火(如油灯、蜡烛等)，也是不得使用普通电气设备照明。为了防止电气设备由于短路、触头分离等原因引起火花，在禁区内必须使用防爆型电气设备；

④ 遇雷雨时，不要进行汽油、煤油和柴油等易燃油品的装卸、测量和采样。

(3) 做好危险作业的防火工作

在油库区内进行电焊、气焊、锻造等明火作业，是安全上要求最严格的作业，也是比较危险的作业，因此，必须严格按规章制度进行。进行明火作业以前，要提出用火申请书。经批准后，应采取有效的用火安全措施，才可用火。在用火作业时，应当派有足以能够应付任何情况的消防人员值勤，要做好一旦发生事故的急救准备。

(4) 处理好可燃物

对油库内可燃物的处理，包括油品本身的处理和引起油品着火的其它可燃物的处理。

① 防止油品蒸气聚集和油品渗漏、泼洒。当油品蒸气浓度超过安全规定时，应采取机械通风或自然通风排除油品蒸气，或采取措施收集油气，使其尽可能不散逸到空气中。当油品有泼洒时，用砂土覆盖或铲除干净；

② 地上油罐应修筑防火堤或防火墙；

③ 为了防止含硫物自燃，在清除含硫原油罐的沉积物时，应不断用水润湿含硫沉积物，含硫沉积物取出后，必须趁湿运走和埋入土中。沾油的纱布和垃圾应放在有盖的铁桶内，并及时清除，切勿堆放在不能风的地方，以防自燃；

④ 及时处理其它可燃物。油罐、库房、泵房等周围，禁止存放和及时清除可燃物，如木刨花、棉纱、干草、垃圾等。

(5) 保证消防设备完好可靠

① 油库应有足够的灭火器材。在库房、泵房、灌桶间、化验室、装卸台、洞库等地应配置足够的灭火器材和消防水池或消防水栓。并在适当的地方设置消防点，配备齐抢救器材，如水桶、火钩、铁锹、斧头等；

② 消防器材要完好可靠。平时要勤检查维护，禁止挪作它用。消防车和固定消防设备，要定期发动。经常保持良好的技术状态。

8.7 站场消防

8.7.1 灭火原理与方法

灭火原理就是破坏燃烧条件。根据燃烧的三个条件和构成火焰燃烧的连锁反应，在消防技术中常采用冷却、窒息和隔离三种基本物理方法灭火和化学中断法灭火。

(1) 冷却法

冷却法的目的在于吸收可燃物氧化过程中放出的热量。对于已燃烧的物质则可以降低其温度，使其降低到燃点以下，同时抑制可燃物分解的过程，减缓可燃气体产生的速度，造成因可燃气体“供不应求”而灭火。对于燃烧物附近的其它可燃物，可使它们免受火焰辐射热的威胁，破坏燃烧的温度条件。

(2) 窒息法

窒息法是取消助燃物-氧 O_2 ，使燃烧物在与新鲜空气隔绝的情况下自行熄灭。运用这种方法灭火的方式有：

- 1) 用不燃物或难燃物直接覆盖在燃烧物的表面，隔绝新鲜空气；
- 2) 用水蒸气或难燃气体喷射到燃烧物上，稀释空气中的氧，使氧在空气中的含量降到9%以下，例如泵房中的蒸气灭火；
- 3) 设法密闭正在燃烧的容器的孔洞、缝隙，使容器中的空气消耗殆尽后火焰自行熄灭。例如，洞库着火后，关闭密闭门就是窒息灭火中的一种。

(3) 隔离法

隔离法是将火源与可燃物隔离，以防止燃烧蔓延。具体方法有：

- 1) 迅速移开火场附近的可燃物、易燃物、易爆物；
- 2) 及时拆除与火场毗邻的可燃建筑物及导火物；
- 3) 断绝可燃和易燃的物质进入燃烧地带；
- 4) 限制燃烧的物质流散、飞溅；
- 5) 将可移动的燃烧物移到空旷的地方，使燃烧物在人的控制下燃烧。例如，油罐车着火，迅速拖出到库外。

(4) 化学中断法

化学中断法又称化学抑制法灭火。它是一种近代迅速发展起来的新的灭火技术。新的燃烧理论认为，燃烧是由某些活性基团维持的连锁反应。化学中断法灭火就是向火焰中喷进一种化学灭火剂。借助于化学灭火剂破坏、抑制这些活性基团的产生和存在，阻止燃烧的连锁反应使燃烧停止，从而达到灭火的目的。常用的化学中断法灭火的药剂有干粉灭火剂和高效卤代烷灭火剂等。

8.7.2 灭火方法及设备

站场内的油罐区应设置泡沫灭火设施以及消防冷却水系统。

(1) 泡沫灭火

根据灭火设备的设置情况分为固定式、半固定式和移动式三种灭火系统。

- 1) 固定式空气泡沫灭火系统它是一种半自动的泡沫灭火装置。这种系统是指所有设备都是固定的。灭火时不需要另接其它设备，当油罐发生火灾时，只要启动水泵(启动前要先灌泵)，打开泵出口阀，将泡沫比例混合器指针旋转到需要的泡沫液量指数上，混合器即将泡沫液自动地按比例与水混合后经由泵、管线输送到泡沫产生器，吸入空气

后形成泡沫，喷到油罐内覆盖油面而灭火。

固定式空气泡沫灭火系统具有灭火时不需要铺设管线和安装设备；启动迅速，出泡沫快；操作简单，节省人力；劳动强度小等优点。其缺点是设备一次性投资大，如油罐塌陷或爆炸，安装在油罐上的消防设备遭到破坏时，整个系统全部失去灭火能力。因此，在采用固定式空气泡沫灭火系统时，常在靠近油罐区的泡沫管网上留有甩头，以便在油罐上的消防设备发生故障时，换接移动式灭火设备。

固定式空气泡沫灭火系统主要适用于油罐比较集中，所需消防管线不多的独立性油库和油罐数目比较少，而且地形复杂的油库。

2) 半固定式泡沫灭火系统

这种系统在油罐上设有固定的泡沫产生器及下面装有部分附属管道(应接出油罐防火堤外，离地面高度约1 m左右，末端还应安装接口，平时配上闷盖)外，盖)外，其他器材设备都是可移动的。着火时，将装有泡沫液的消防车开赴现场，自蓄水池或消防栓取水，以临时敷设的水龙带向固定在油罐上的泡沫产生器供应泡沫混合液。

由于制备泡沫混合液的水来自冷却水管网，因而不需要设置专门的泡沫管网，所以这种系统的建设投资和维修费用都较前者低，但需要机动消防车和水泵，并要有一定数量的操作人员。适用于地形比较平坦的油库。

3) 移动式泡沫灭火系统

移动式泡沫灭火系统是由泡沫枪、泡沫炮或泡沫钩管、泡沫管架等设备代替固定的油罐上的泡沫产生器，器材设备都是可移动的，故称移动式泡沫灭火系统。它具有安全性好、使用灵活、投资少等优点，但操作复杂，灭火的准备时间长。适用于油罐数目多、布置分散、地形比较平坦的油库。

根据 GB50074-2000《石油库设计规范》要求，由于装车站采用3个3000m³浮顶罐，因此泡沫灭火设施采用固定式泡沫灭火系统。

(2) 消防冷却系统

油罐灭火在消防上，应考虑两个系统，即灭火系统和冷却系统。冷却系统是为了防止着火罐钢板软化和保护邻近罐而设置的；另一方面也是泡沫灭火的需要。因为油罐发生火灾，火焰温度一般为1050-1400℃，油罐壁的温度达到1000℃以上。油罐壁的温度超过600℃时，泡沫不能扑灭油罐火灾。油罐起火后，首先应对罐壁用水进行冷却，油品液面的温度下降到147℃以下时，才有可能用泡沫覆盖灭火。一般情况下，泡沫进入燃烧液面时，泡沫蒸发破灭很迅速，由于泡沫蒸发，油品得到冷却，当油品液面温度降到147℃以下后，泡沫层才能在燃烧液面推进，使燃烧面不断减少，最后覆盖整个燃烧液面，扑灭火灾。这时泡沫仍不断破灭(蒸发)，直至油品温度降低到98℃以下，泡沫蒸发破灭才逐渐减少，然后，油品表面温度继续下降，直至降到燃烧前的液面温度。

根据 GB50074-2000《石油库设计规范》要求，由于装车站采用3个3000m³浮顶罐，因此消防冷却水系统采用移动式冷却水系统或固定式水枪与移动式水枪相结合的消防

冷却水系统。

8.7.3 消防给水

本装车站油罐区属于 4 级石油库，应设独立消防给水系统。通常消防给水系统应保持充水状态，但由于该工程区域最低月气温为-37.8 摄氏度，因此在冬季不充水。

消防水管道采用枝状敷设。

油罐的消防冷却水的供应范围应符合下列规定：

着火的地上固定顶油罐以及距该油罐罐壁不大于 1.5D（D 为着火油罐直径）范围内相邻的地上油罐，均应冷却。当相邻的地上油罐超过 3 座时，应按其中较大的 3 座相邻油罐计算冷却水量。

着火的浮顶、内浮顶油罐应冷却，其相邻油罐可不冷却，当着火的浮顶油罐、内浮顶油罐浮盘为浅盘或浮舱用易熔材料制作时，其相邻油罐也应冷却。

距着火的浮顶油罐、内浮顶油罐罐壁距离小于 0.4D（D 为着火油罐与相邻油罐两者中较大油罐的直径）范围内的相邻油罐受火焰辐射热影响比较大的局部应冷却。

着火的覆土油罐及其相邻的覆土油罐可不冷却，但应考虑灭火时的保护用水量（指人身掩护和冷却地面及油罐附件等水量）。

根据 GB50074-2000《石油库设计规范》，地上立式油罐消防冷却水供水范围和供给强度不应小于表 8.2 内规定值。

表 8.2 地上立式油罐消防冷却水供水范围和供给强度

油罐及消防冷却形式			供水范围	供给强度
移动式水枪冷却	着火罐	固定顶罐	罐周全长	0.6（0.8）L/sm
		浮顶罐 内浮顶罐	罐周全长	0.45（0.6）L/sm
	相邻罐	不保温	罐周全长	0.35（0.5）L/sm
		保温		0.2L/sm
固定式冷却	着火罐	固定顶罐	罐壁表面积	2.5L/sm
		浮顶罐 内浮顶罐	罐壁表面积	2.0L/sm
	相邻罐		罐壁表面积的 1/2	2.0L/sm

油罐采用固定消防冷却方式时，冷却水管安装应符合下列规定：

- (1) 油罐抗风圈或加强圈没有设置导流设施时，其下面应设冷却喷水环管。
- (2) 冷却喷水环管上宜设膜式喷头，喷头布置间距不宜大于 2m，喷头的出水压力不应小于 0.1MPa。
- (3) 油罐冷却水的进水立管下端应设清扫口。清扫口下端应高于罐基础顶面，其高差不应小于 0.3m。
- (4) 冷却消防水管道上应设控制阀和防空阀。控制阀应设在防火堤外，放空阀宜设

在防火堤外。消防冷却水以地面水为水源时，消防冷却水管道设置过滤器。

8.8 防雷

油罐中储存大量易燃、可燃油品，一旦遭到雷击，可能发生严重的火灾爆炸事故，因此油罐防雷问题已引起人们的重视。

目前常用的防止油罐遭受直接雷击的防雷装置有避雷针、避雷线、避雷网、避雷带、避雷器。一套完整的防雷装置包括接闪器、引下线和接地装置。上述针、线、网、带实际上都只是接闪器，而避雷器是一种专门的防雷设备。避雷针主要用来保护露天变配电设备、保护建(构)筑物。避雷线主要用来保护电力线路。避雷网和避雷带主要用来保护建筑物。避雷器主要用来保护电力设备等。总之，防雷装置能防止直接雷击或将雷电流引入大地，以保证人身及建(构)筑物的安全。

浮顶油罐一般有外浮顶油罐和内浮顶油罐两种，本装车站设置 3 个 3000m³ 的外浮顶罐。外浮顶油罐的密封严密，油品与大气接触的面积较小，且与大气直接接触，在浮顶上的油品蒸气与空气的混合气体，不易达到爆炸极限，即使雷击着火。也只发生在密封圈不严处，容易扑灭。可不设避雷针。为了防止感应雷和导走油品传到金属浮顶的静电荷，应采用两根截面积不小于 25mm² 的软铜绞线将金属浮顶与罐体进行良好的电气连接，并将罐体良好接地。

8.9 防静电

两种不同物质互相摩擦是产生静电的一种特殊形式，但并不是唯一的方式。除摩擦以外，两种不同物质紧密接触后再分离、物质受压或受热、物质发生电解以及物质受到其它带电体的感应等，均可能产生静电。

当液相与固相之间，液相与气相之间，液相与另一不相溶的液相之间以及固相和气相之间，由于流动、搅拌、沉降、过滤、冲刷、喷射、灌注、飞溅、剧烈晃动以及发泡等接触、分离的相对运动，都会在介质中产生静电。许多石油化工产品都属于高绝缘物质。这类非导电性液体在生产和储运过程中，产生和积累大量的静电荷，静电聚积到一定程度就可发生火花放电。如果在放电空间还同时存在爆炸气体，便可能引起着火和爆炸。所以，对于油库中防静电危害具有非常重要的意义。

控制静电的产生主要是控制工艺过程和控制工艺过程中所有材料的选择；控制静电的积累主要是设法加速静电的泄漏阳中和，使静电不超过安全限度。接地、加入抗静电添加剂等均属于加速静电泄漏的方法；运用静电消除装置消除静电危害的方法属于加速静电中和的方法。

(1) 减少静电的产生

油品内的杂质是静电起电的重要因素，然而使油品达到高精度是困难的也是不经济的。从目前的技术现状看，还没有能完全杜绝静电产生的措施。因此，对于防止石油静

电危害来说,不能完全消除静电电荷的产生,只有能减少产生静电的技术措施。

1) 控制流速

已知油品在管线中流动所产生的流动电流和电荷密度的饱和值与油品流速的二次方成正比,可见控制流速是减少静电产生的一个有效办法。当油品在层流时,产生的静电量只与流速成正比,且与管线内径大小无关;当油品紊流时,产生的静电量与流速的1.75次方成正比。

在管线中流动的易燃、可燃液体,即使有较高的平均电荷密度,但往往由于管线内有较大的电容,并不显示出较高的静电电压,且在管线中又因为没有空气,所以不会引起燃烧和爆炸。在这种情况下,虽然静电在管线内部并不构成危险,但其严重的危害却主要是在管线出口处,这是必须引起重视的。如我国对油罐车装油试验表明:平均流速为2.6m/s时,测得油面电位为2300V;当平均流速为1.7m/s时,油面电位为580V(因油罐车对地电容一定,带电量越大,电位越高)。因此,控制流速便成为减少油品静电产生的有效措施。

根据 GB50074-2002《石油库设计规范》规定,汽油、煤油和轻柴油等油品的灌装流速不大于4.5m/s。有的国家规定。当从顶部注油时,在注油管口浸没以前,油罐顶部进油管口未浸没以前,浮顶油罐浮顶未浮起以前,当成品油或可燃性液体中夹有水或空气时,装油速度都限制在1m/s以下。

2) 控制加油方式

本装车站采用上部装油方式,为减少装油对油罐壁的冲击,减少罐内原油搅动,减少静电量的累积。在装油时,应将鹤管伸至接近油罐车底处。这样可以:

- ① 减少油品喷溅、起泡沫,避免新电荷产生;
- ② 减少油品的雾化、蒸发,可避免油品在到达闪点温度时的点燃;
- ③ 避免油流流经电容最小的油罐中部,不致产生较大的油面电位;
- ④ 可避免在局部范围内因油柱集中下落形成较高的油面电荷密度;
- ⑤ 在装油后期,油面电位达到最大值时,油面上部没有接地的突出金属,可以避免局部电场增加,不致发生火花放电。

3) 经过过滤器时有足够漏电时间

过滤器是一个静电发生源,经过过滤器的油品,由于与过滤器发生剧烈摩擦,大大增加了接触和分离的强度,可能使油品的电压增加10-100倍。

为了避免把大量电荷注入容器。在接有过滤器的油品管线,在其出口要留有一定长度或流经一定时间,将其地量电荷泄漏掉,再注入容器。这个长度应为 $L \geq 3L_b$ 被称为缓和长度,若以时间计,为 $t \geq 3\tau$,称为缓和时间或停留时间。

当管线长度受到限制不能满足 $L \geq 3L_b$ 时,可考虑设计一个容器使油品在容器内有一个暂时的相对停留,其停留时间 $t \approx 3\tau$,这个容器称为缓和器。一般工程上只要求将电荷量泄漏到不致产生危险的程度,所以可以认为停留时间 $t \approx 2\tau$ 就可满足要求。通常规定经

过过滤器的油品要有 30s 以上的缓和时间，因此通过过滤器的油品，必须在接地管线中继续流经 30s 以上的管长后，才允许进入容器。

为了避免静电事故。设备管线的合理布置对控制静电有很大关系，如过滤器不要靠近油罐、装油台，应留有一定的缓和长度；管线尽量少拐弯、变径等。必须使用软管的地方应优先选用导电橡胶管或导电塑料管。

(2) 加速静电泄漏，减少静电积累

静电的产生本身并不危险。实际的危险在于电荷的积聚，因为这样能储存足够的能量，从而产生火花将可燃性混合气体引燃。通常认为绝缘体的电阻率小于 $10^8 \Omega \cdot m$ 时，就不会有危险的静电积累。但是油品的电阻率几乎都大于 $10^8 \Omega \cdot m$ ，油品中的电荷不易泄漏，因而使不断产生的静电荷在油品中越积累越多。为了加速油品电荷的泄漏，可以接地、跨接以及增加油品的电导率。

1) 接地与跨接

静电接地是消除静电危害最常见的措施，主要是用采消除导体上的静电。静电接地是将设备容器及管线通过金属导线和接地体与大地连通而形成等电位，并有最小电阻值。油罐区和油品作业区的管与管、管与罐、罐上的金属部件及其附近有可能感应带电的金属都应接地。

① 油罐本身已装有避雷接地线，不必再装设接地装置。油罐内所有附件如浮盖、量油筒、搅拌器等都应接地。取样器和温度测定器的吊绳一端也应接地。对于浮顶罐的罐体与浮顶、挡雨板与罐顶、活动走梯与罐顶应进行跨接。

② 铁路油罐车通过铁轨的对地电阻相当低，足以防止罐车外壁的静电积聚，无须将罐车或铁轨与接地输油管跨接。但是，为了防止沿铁轨来的杂散电流，必须做到铁轨叉道的绝缘和铁轨接地，铁路栈台应与铁路轨绝缘。装油鹤管、油罐车、铁轨应保持等电位，所以装油鹤管及铁轨应跨接，跨接如图 8.3 所示。

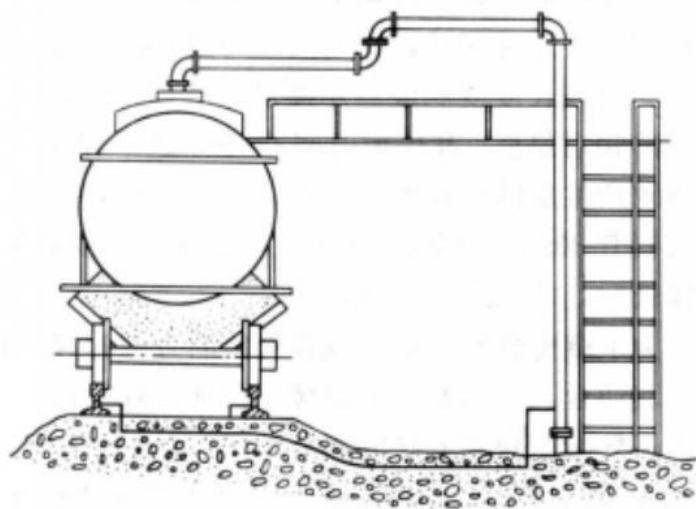


图 8.3 铁路油罐车装油跨接示意图

③ 金属管线连接的法兰和固定螺栓如果是金属的可以不跨接，但必须防止金属

件的锈蚀或油垢污染而使电阻值超过要求。要检修过程中,若有可能存在杂散电流,应加跨条防止火花的发生。

2) 抗静电添加剂

油品容器的接地只能消除容器外壁的电荷,由于油品的电导率较小,油品表面及其内部的电荷,很难靠接地泄漏。抗静电添加剂的作用不是“抗”静电,而是加入微量的这种物质时,可以成十倍、成百倍地增加油品的电导率,使其电荷得不到积聚,加速静电泄漏,消除静电危险。

抗静电添加剂采用国产 T1501 型抗静电添加剂,它对各种油品具有良好的消电作用。国际空运协会标准规定,油品电导率为 $(5-45) \times 10^{-11} \text{S/m}$ 。要求炼油厂油品电导率不低于 $(18 \sim 20) \times 10^{-11} \text{S/m}$ 。我国对抗静电添加剂的使用量一般为百万分之一重量(1ppm)。多次使用证明,国产各牌号的航空煤油只要加上 1ppm 的抗静电添加剂就可使电导率维持在 $(14 \sim 21) \times 10^{-11} \text{S/m}$ 。这对炼油厂装车(各种铁路油罐车)是足够安全的。

3) 设置静电缓和器

静电缓和器是一个装在管线上的金属容器,可以看成一个扩大直径的管线段。它是一种结构简单并且消散电荷效果较好的装置。带电油品在进入容器之前先进入该装置中使流速减慢。使油品有一个相对的停留时间,大部分电荷在 $t \geq 2 \sim 3\tau$ 的时间内趋向管壁,流向大地,从而大大减少了进入容器的电荷。

4) 设置静电消除器

静电消除器又叫静电中和器,它是消除或减少带电体电荷的装置。静电消除器所产生的电子和离子与带电体上相反符号的电荷中和,从而消除静电的危险。按照工作原理和结构的不同,它大体上可分为感应式、外加电压式、放射线式和离子流式四种。后三种对石油工业不安全或安全措施复杂,因此,本装车站灌装油罐车时采用具有结构简单、使用方便以及消电效率高的感应式静电消除器,同时为了使产生的静电尽量少,把静电消除器装在离鹤管较近处。

(3) 消除火花放电

为了消除火花放电,在油罐装油前必须清除罐底,不许有落入油罐内的浮游导体和其他杂物,如液面计浮子、量油管、垫片等金属物。检测取样等必需在量油管内进行,若未装设专用的量油管,如用导电的取样筒、量油尺等进行检测时,这些金属也相当于油面上的火花促发物。据有关资料介绍,在给油罐汽车加油时,油面电位达到 28kV 左右才会出现放电现象,但是,当油面有游离的绝缘金属物,即相当有一些电荷收集器时,只要 1~2kV 就会出现放电。

当油罐装油结束时,切不可进行检测。这是因为油罐在装油过程中,油面电位的最大值有时发生在停止装油之后。为了安全,当需要直接测量液位或油温时,应该躲过罐内静电荷的泄漏时间。一般要经过约 30min 后,以便让油中沉降电荷泄漏一些以后才能进行检测。油罐车装油的鹤管亦是火花放电的促发物,鹤管接地良好,可以避免鹤管与

油罐车内壁的火花放电,但仍然有可能发生鹤管与油面的火花放电。因此,未改成底部装油之前,应将鹤管伸至油罐车底部装油;伸入油罐中的注油管要尽可能地接近底部,以免装油快结束时(这时油面电位最高)油面与鹤管(注油管)突出部分发生放电。因此,在进行装油作业时,罐顶不要站人,更不允许进行其他作业。

8.10 防杂散电流

杂散电流是指任何不按照有规则的电路通路流动的电流。这种电流如果产生在易燃易爆场所,极易发生火灾爆炸事故。通常杂散电流产生的火花很小,特别是在白天或者是光线很强的场所,产生的位置有时很隐蔽,不易被人察觉,是极易被人们忽视的一种火灾事故的引火源。

油罐区内,通常由于外界电气系统、电化学原电池、电焊施工及三相四线制接地电网系统导致杂散电流产生。尽管罐区内有很多可能引发杂散电流的来源,但并不是说有杂散电流的存在就一定发生火灾事故,但如果满足以下条件,火灾事故就很难避免:

- (1) 杂散电流的电路中有火花放电间隙;
- (2) 火花放电的能量必须大于易燃易爆气体的最小点火能量;
- (3) 放电火花间隙中必须有易燃易爆气体的存在,其浓度大于该气体的爆炸下限。

防止杂散电流引燃引爆的方法应根据杂散电流的特征、环境及设备特点而定,遵循“以防为主,以排为辅,防排结合,加强监测”的原则。

(1) 技术措施

1) 对外界导入的杂散电流要采用绝缘隔离措施。在管道、铁路专用线等设备进库时或各区域之间装设绝缘装置,管道可用绝缘法兰,轨道可用绝缘轨缝,以防止杂散电流流入及在各区之间相互传导。

2) 将相邻金属设备作必要的电气连接并接地,对防雷电、静电放电引燃有很好的作用。同样它对防止杂散电流产生电弧火花也很有用。跨接的方法还可用于维修中,对于一条可能有杂散电流的输油管路,直接拆卸其上的法兰,可能会因杂散电流的存在而发生跳火,甚至引燃引爆油蒸气。如果在拆卸法兰前,先将两侧的管路用导线跨接起来,然后在拆卸法兰,显然就可防止跳火的发生。

3) 消除及时调整电网中的用电负荷,使三相用电平衡,消除工作接地极处不平衡电流。

(2) 管理措施

- 1) 对易产生杂散电流场所进行一次普查,并消除火花放电间隙。
- 2) 建立健全管理制度,对易产生杂散电流的危险场所严格管理。
- 3) 对电焊工进行有关防止杂散电流火灾事故的安全教育,特别是在易燃易爆场所,不得用金属框架构件管线做电焊的二次电气回路。
- 4) 根据石油库动火等级和电焊动火单元危险程度分布确定杂散电流及电压安全值,

采用杂散电流测量仪器监测电焊动火过程杂散电流的变化情况，根据检测的杂散电流及电压的大小，随时采取必要措施。

8.11 穿越施工安全

8.11.1 设计采取的安全及消防措施

在正常生产情况下，一般不易发生火灾，只有在操作失误、违反规程、管理不当及其他非正常生产情况或意外事故状态下，才可能由各种因素导致火灾发生。因此为了防止火灾发生，或减少火灾发生造成的损失，根据“预防为主、防消结合”的方针，本工程在设计上采取了相应的防范措施。

管线焊口设计要求采用 100%射线探伤，并 100%超声波复验，保证焊接施工质量。

要对穿越河流段进行详细的地勘后，获取详细的地勘资料及详细了解地下管线情况后再进行施工图设计。

施工前，施工单位要制定完善的施工组织计划，经过有关部门批准后，并在进行穿越之前，首先要进行物探，获取穿越点的实际地质资料后再进行穿越。

8.11.2 施工中的主要安全措施

- (1) 穿越施工方案要经过当地水利部门的批复后方可施工。
- (2) 承担施工的单位必须持有相应的资质等级证书和压力管道安装许可证，焊工及无损检测人员必须要有技术监督部门颁发的特种作业人员资格证书。
- (3) 管材和管道组成件要有质量合格证，其质量不得低于国家现行的标准的规定。
- (4) 本项目中的压力容器和压力管道由具有相应制造许可证的制造单位进行制造。并按相应的标准进行制造、检验、检测和验收。
- (5) 聘请有资质、有经验的施工队伍，同时聘请有资质单位的监理工程师，对装置施工进行全过程控制，防止不符合规程的情况发生，并避免遗留隐患。并请有资质的第三方检测队伍对所有焊接接头进行无损检测，以保证其质量。
- (6) 焊接作业人员应经过培训并具有相应资质。焊接作业时，必须佩带有滤色片的防护眼镜，穿戴好防护服装、防护手套等用品。作业场所周围应设置屏障，以防止对其他人员的伤害。
- (7) 按国家有关规定，为现场作业人员配备安全帽、防静电工作服等防护用品，防止伤亡事故发生。
- (8) 切割、焊接动火必须符合“动火规定要求”，有切实可行的安全设施。
- (9) 按照国务院第 393 号令《建设工程安全生产管理条例》的有关条款规定严格管理。

8.12 管道水工保护

长输管道的敷设与其它运输手段一样，不可避免地要受到河流、沟道的影响。本工程长输管道敷设主要有以下三种类型表现形式，即管线穿越河（沟）道敷设、顺河（沟）岸敷设和顺河（沟）底敷设。

穿越敷设是指管道从河（沟）底穿过的一种敷设形式。就管线的水工安全来看，这种穿越工程存在两方面的问题：一是，当河床持续冲刷下切时，原来埋在河床下面的管道有可能裸露悬空，水流的冲刷作用会导致管线断裂；二是，河岸的侵蚀后退使岸坡爬升段的管道根露破坏。对于前者而言，穿越管道的水工保护目的就是防止河（沟）床的持续冲刷。对于后一种情况，则需要保护河岸避免持续后退导致管线外露进而威胁管道安全。

顺河沟岸边敷设是指管道在河（沟）岸上且距岸边较近的一种与河道伴行的敷设方式。这种敷设方式虽然不与河（沟）床直接发生关系，但其存在的水患威胁主要是由于河（沟）岸的崩塌后退，会使管线长距离的暴露或悬空。针对此种情况，需要采取水工保护措施对河（沟）岸加以保护。

8.12.1 冲刷防护

长输管道的冲刷防护工程，按其设防的位置可分为岸坡防护和河沟床下切冲刷防护。由于本工程河流穿越平均深度为 12m，无需考虑水流冲刷侵蚀的作用，仅设置岸坡防护。岸坡防护采用浆砌石坡式护岸，厚度为 0.5m，基础埋置深度为 1m，砌筑石料选用坚硬、抗压强度大于 30MPa、遇水不崩解的石料，水泥砂浆采用 M10。

8.12.2 坡面防护

长输管道的坡面防护主要是保护影响管线安全的边坡免受雨水冲刷，防止和延缓坡面岩土的风化、碎裂、剥蚀，保持边坎的整体稳定性。在一定程度上可兼顾边坡美化和协调自然环境。常用的坡面防护措施有生态防护和工程防护两类。生态防护主要包括植草、土工格室植被护坡、植生带护坡、三维植被网护坡、浆砌石拱形骨架植被护坡、卵石方格网植被护坡。本工程区域内的工程护坡采用长输管道坡面防护中应用最为普遍的浆砌石截水墙，选用 M7.5 砌筑砂浆，石料选用抗压强度 MU25 以上的块石、片石，粒径不小于 20cm。

8.12.3 支挡防护

管线顺陡坡敷设时，采用挡土墙进行坡脚防护，以防止因坡脚管沟回填土的流失，造成整个坡面管沟回回填的下滑情况出现。管线横坡敷设时，如果大规模地进行作业带扫线和管沟的爆破开挖，会造成整个上部山体失稳滑塌，因此采用浅挖深埋的形式通过。针对这种情况，为保证管线的正常埋深，采用沟壁侧挡墙的结构形式对管顶回填土进行保护；管线穿越较陡河沟道的岸坡时，由于受到水流冲刷的威胁，陡岸坡容易坍塌，此

时应根据设计水位与冲刷深度等因素，设置挡墙式护岸；在不良地质条件下，作业带的扫线和管沟的开挖等人为扰动，有可能诱发滑坡等地质灾害，设置抗滑挡土墙能起到防止滑塌的作用；山区管道的施工，会不可避免地产生大量弃渣，弃渣挡墙的设置可以避免大量的水土流失；管道工程建设的地貌恢复，特别是田、地坎的恢复，采用矮挡墙结构进行堡坎。

8.13 管道标志

根据 SY/T《管道干线标记设置技术规范》，管道沿线应设置里程桩，从起点至终点，每隔 1km 设置 1 个。在埋地管道水平或纵向采用弯头或弹性敷设措施，在水平方向一次转角大于 5°时，设置转角桩。管道在穿越河流两侧设置穿越桩，穿越桩设在河堤边坡坡脚。管道与其他管道、电缆、坑道等交叉时，在交叉处设置交叉标记。管道干线沿线设置固定墩及其他地下附属设施处，设置设施桩。

第9章 HSE 风险管理

“HSE”是健康、安全与环境管理体系的英文缩写。H 是健康(Health), S 是安全(Safety), E 是环境(Environment), HSE 管理体系是国际石油界现行通用的一种管理方式。

9.1 长输管道 HSE 管理

9.1.1 长输管道危害性因素分析

(1) 原油长输管道以地表、埋地等铺设方式进行输送,在降水多的季节,该地区常常发生山洪暴发所引起的泥石流、塌方、滑坡,河道涨水引发的洪水等自然地质灾害,这些灾害都可能对管道造成破坏。

(2) 管道防腐质量差、管道施工造成防腐层机械损伤、土壤含水、含盐、含碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀,严重的时造成管道穿孔,引发事故。

(3) 外输管道运行期清管时,管道内可能因腐蚀产物过多,而导致清管器被卡,从而形成超压清管,将造成管线、设备憋压破裂的危险。

(4) 由于装置停产检修前吹扫、置换不彻底,或检修部位与有毒介质隔离不好,在拆检、敲打、动火、动焊作业等过程中,均可能造成检修人员在有限空间内中毒或窒息。

9.1.2 管道系统安全防护对策

管道系统工程的安全性一般包括设计、施工、运行管理、外输量等方面的安全性。管线与集输等设施上突发的紧急事件包括很多,诸如管线泄漏、火灾。首先应根据不同的紧急事件采取不同的措施,以确保将紧急事件对公众、环境、财产的损害及影响降到最低。考虑本工程设计、施工、生产过程运行中的安全性应符合 SY618-1996《石油天然气管道安全规程》中的有关规定。

(1) 安全对策

合理采用国内外先进、成熟设计技术与产品;遵循国家安全生产法规,设计文件符合标准;严格划分危险区域的范围,在设计时分别提出相应的技术要求、措施、配套设置和操作要点,执行危险等级划分规定;充分考虑输油管道安全系统的完整性和可靠性。对管道的安全运行实行分级管理,责任到人,生产管理与操作人员都应有严格的岗位责任制;编制安全管理规章制度和定期检验计划;制定并强制执行全员安全培训计划;建立工程技术档案和事故的记录资料;建立完善的巡线、检修、改造制度;制定并严格执行劳动安全卫生规章制度。

(2) 环保措施

1) 工程环境影响因素

工程施工期对环境的影响主要来自修筑站场场地、施工便道和堆管场、平整施工带、开挖管沟、施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏以及工程占地对土地利用类型以及对农业生产的影响。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的额固体废物、管道试压产生的废水等也将对环境造成一定影响。但施工造成的此类影响是暂时的，施工完成后将在较短的时间内消失。

表 9.1 工程施工队环境影响分析

施工类型	环境影响
修筑场站场地和施工便道	破坏地表植被和土体结构
管沟开挖	改变土壤，影响植被生长发育
施工运输及相册作业	产生多相污染物、尾气、废气

因此，应根据该区块周围土壤、植被、环境特点制定出相应的施工具体措施，设计合理的施工场地以及便道，尽可能隔离农业区块，对植被加以保护，并将施工作业产生的废物和噪声控制的一个合理的范围内，将对环境的影响降至最低。

2) 运行期间对环境的影响

各类站场和管道运行期间对环境的影响相对较小，主要是空气污染与水污染。对空气的污染主要来自各个站场污染物的排放，这种排放主要是设备运行期间燃烧天然气或原油产生的 CO_2 排入大气；事故状态下，须将系统内原油排空后进行检查、抢修作业；清管作业周期为 10d-30d 不等，每次排放原油在几立方米到几十立方米；外输首站、装车站系统超压将放空原油，此情况发生几率小，根据有关资料和类比调查，发生频率为 1-2 次/年，每次持续时间 2-5min。外输首站、装车站排放的水污染物主要是生活污水，此外各站场在实施清管作业时有少量废水排放。

外输首站、装车站排放的固体废物除生活垃圾外，在除尘、清管作业时也会有少量固体废物产生，主要成分为粉尘、焊渣和氧化铁粉末。通过上述综合分析，制定出相应的污染物控制制度。

表 9.2 污染物控制措施

污染物类型	处理措施
水污染物	装置排污水、清管污水、装置检修清水集中收集统一进污水池然后装车运至中央处理厂处理；生活污水处理达标后排放。
废渣废液	短期清管作业时产生污物进入污水池，少量生活垃圾定期送垃圾处理厂。
噪声控制	选用噪声达标的节流、防喷装置及计量设备。

(3) 节能措施

原油外输既能输送大量能源，同时又要消耗能源。因此，认真贯彻国家和集团公司的有关节能技术政策，积极采用节能技术和设备，合理利用能量，努力降低能源消耗，搞好节能工作，经济合理的输送原油是本工程设计的重要目的。根据井场和管道运营的特点，本工程的能耗主要包括以下几个方面：自备小型发电机组的燃料气消耗；加热炉燃料气消耗；外输泵、装车泵燃料消耗；生产用水、电；管网系统发生事故或政策维修时消耗。从节能角度出发，制定了以下措施：

- 1) 设置管道截断阀，将管道分成若干小段，减少输油管道原油损失；
- 2) 采用高效能量泵等节能设备及管道截断阀等进口产品。

9.2 站场 HSE 管理

9.2.1 站场危害性因素分析

- (1) 站场主要事故隐患点是外输泵、储油罐等压力容器。

本设计站场内加热炉选用的具有一定抗蚀能力的低碳钢内管，从其工况环境看，处流体扰动较大范围，且原油组分变化在一定条件下影响其工作寿命。目前还没有全程监测手段，所以它在生产运行中要特别关注。如不采用定期检查或更换措施，极易造成腐蚀、氢脆，引起爆炸、火灾等重大事故。

储油罐的工况同样比较复杂，尽管采用了内防腐措施，但也可能因堵塞、局部点蚀和阀件失灵等因素，造成泄漏或爆裂，造成火灾重大事故。

另外，站内电气设备由于短路、碰壳接地、触头分离而引起的弧光和电火花，都可能引发火灾爆炸。

- (2) 站场泄漏隐患是最易发生的事件，主要是原油泄漏危害。往往由于管道、装置的腐蚀和密封失效造成，或是检修前清扫不彻底造成。

(3) 应急超压系统隐患。一般在系统流程设计时，都采用应急切断阀来限定原油排放量，但在处理厂发生某种应急情况时，只可能采取全程放空措施，造成短时过量泄漏，易产生污染，对人畜环境造成影响。

9.2.2 站场安全防护对策

- (1) 安全预防措施

设计中严格执行《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)。认真贯彻“安全第一、预防为主”的方针，设计中贯彻执行现行的标准规范，使联合站、外输首站、装车站能达到安全卫生要求，所有装置实现长期、稳定生产，在生产过程中职工的安全与健康不受损害。因此，应做好以下防护工作：

- 1) 防爆

防爆重点是管道系统、压力容器和电力装置。对前者要加强巡检和定期维修维护，对后者要严格按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB50058-92)

执行。

① 站场采用安全可靠、不易泄漏、低噪声的工艺设备。

② 对设备、材料质量和施工安装质量严重把关，使人为的不安全因素降到最低；全部管材选用符合标准、加工性能好、可焊性好的无缝钢管；施焊焊工必须是合格的持证焊工；施工人员应严格按照有关规范作业，确保工程质量。

③ 站场总体布置按设计规范进行，保证各区的安全距离。

④ 站场采取防雷防静电措施，安装避雷带，对工艺装置、管道作好接地，以避免可能泄漏的天然气遇雷击或静电火花而起火、爆炸。

⑤ 站内所有压力容器均符合压力容器的设计、制造、安全管理规定。

2) 防火

严格执行《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)，全场设置水消防系统；安全应急救援站做到 24 h 职守，满足防火要求。

① 工艺防火。工艺设计采用安全可靠的设备材料，严格的施工质量要求，确保工程质量；制定严格正确的维修防火措施，配备相应的消防设施，有专、兼职消防监督人员在现场监护。

② 火灾爆炸的防止。对职工进行安全防火教育培训，使职工能掌握正确的防火、灭火知识技能，设立安全防火监督岗，执行以防为主，防治结合的消防方针。

3) 防噪声

① 选用低噪声设备，分离器设计中注意控制分离器进出流体速度。生产中也可通过调节阀门的开度来控制进出分离器的流体流速。

② 减少或限制工作人员在高分贝噪声下工作、停留时间，对经常在噪声环境下工作的人员定期体检。

(2) 环保及污染预防

本工程在设计中充分考虑环境保护的要求，严格按照环境保护标准，对生产过程中排放的废水、废气、废渣、噪声等污染源均采取了有效的处理措施。

① 污水处理

根据国家安全生产监督管理总局和国家环境保护总局要求，对排入环境的所有可能造成污染的水进行监控，合格后排放，不合格排入污水处理厂。事故池容积大小考虑容积大小考虑消防水、雨水及可能泄露的液体物收集，可确保事故情况下部队水环境造成污染。工程废水主要来自尾气处理等工艺装置间断排出的生产污水、厂区初期雨水、工程停工检修冲洗设备污水、生活污水等。污水处理排水执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级排放标准。

② 废物处理

本工程产生的废物主要有废渣、废气。废渣需统一运送至垃圾处理站进行处

理，废气可以燃烧用作燃料，或直接放空。

(3) 节能措施

为降低联合站、外输首站、装车站等站场能耗，采取了以下节能措施：

① 选用技术先进的节能型电气设备，提高供电网的功率因素，降低电网和电气设备自身能耗。

② 采用高效绝热材料，完善保温结构，减少设备、管道的散热损失。

③ 尽可能回收蒸汽凝结水，提高回收率。

9.3 HSE 管理体系建设与运行

9.3.1 HSE 体系建设

结合该区块自身特点，在广泛调研国内外安全管理经验和教训的基础上，结合前期现场实践的认识，通过制定一系列相关制度，形成一套完整的 HSE 管理体系。

(1) 建设工程安全生产管理规定制度

加强了建设工程施工队伍安全生产的监督和管理。区块建设工程指挥部安全环保部全面负责工作各单位的安全生产监督与考核工作，对施工单位制定相应的安全环保措施，根据该区块施工特点，严格执行施工前的验收规定。

(2) 工区安全环保培训教育管理制度

加强了工区参加人员安全环保培训教育工作。工区所有管理和技术人员应取得：安全管理、HSE 等资格证书。

(3) 工区承包商安全管理工作的通知

要求工程项目承包商在取得项目管理部门核发的工程项目承包商施工资格后，必须向安全环保部门申请安全施工资格审查。工程项目承包商必须进行 HSE 培训，经安全环保部门考核后，颁发 HSE 合格证书。

(4) 工区交通安全管理规定

结合工区气候、道路条件要求参见单位坚持对所有人员开展交通安全教育，定期开展班组安全活动。车辆在行驶中要严格按道路标志合理控制车速；要掌握雨季河流等变化；车辆过水后要检查制动系统，低速行驶一段距离，待制动性能恢复后，方可以正常速度行驶。

9.3.2 HSE 体系实施

为确保上述 HSE 安全体系的有效实施和运行，本着“外抓管理，内促学习”的原则，通过开展以下工作来，相互联系，相互促进，确保 HSE 体系深入到各个环节当中去。

(1) 实行分级安全监督管理体系

建立了单位监管体制，强化安全监督管理职责，各甲乙双方基层单位为所示企业安全管理基层执行单位。指挥部设立了安全环保部，各参建单位设立安全环保监督机构；各基层部门配备专职安全环保监督员。

(2) 提高工程设计和施工作业的等级要求

严格按照地质设计做工程设计，工程集输审查把关保障措施，各参建单位要委派工程技术人员驻站场监督指导施工。指挥部安全环保部牵头组织专家组对重点风险井进行风险识别和风险评价。

(3) 组织全员安全教育培训

岗前培训教育严格按照要求，对所有进入区域工作人员，无论此前从事什么岗位，受过何等专业培训，必须严格按照“先培训后上岗”原则，接受安全环保工程的特殊培训，以确保其具备符合改区块具体情况安全环保意识和技能。

9.4 应急保障体系

为了全面规范应急管理工作，建立、健全本区突发事件应急反应机制，迅速、有序、高效地组织各种应急反应行动、救助遇险人员，最大程度地减少突发事件造成的人员伤亡、财产损失、环境破坏，根据国家有关规定，特制定了各类事故应急预案。

9.4.1 突发事件分类与分级

(1) 突发事件分类

根据应急事件的发生过程、性质和机理，经危害识别、风险评估，将该区块突发事件分为如表 9.3 所示几个方面，做到针对不同的突发事件进行相应不同的应急处理以及措施实施。

表 9.3 突发事件分类表

事件名称	主要包括
工业生产事件	火灾爆炸、危险化学品（含剧毒品）、油气泄漏、水体污染
公共卫生事件	重大中毒事件、重大传染病疫情
自然灾害事件	破坏性地震、洪讯灾害和气象灾害
社会安全事件	天然气供应事件、群体事件和恐怖袭击事件等

(2) 突发事件分级

为了有效处置各类突发事件，按照突发事件的性质、危害程度、波及范围、影响力大小、人员伤亡和财产损失等因素，由高到低分为四个级别：I（集团公司）级、II（指挥部）级、III（参建单位）级、IV（基层单位）级。各参建单位应按照应急事件的性质、严重程度、可控性、影响范围等因素，并依据机构设置

情况，对确定的应急事件进行相应的分级。

9.4.2 应急工作原则

(1) 安全第一，预防为主，全员动手，综合治理，保护生态，防止污染

应急救援工作应当遵循预防为主、常备不懈的原则，加强防范意识，努力减少未遂事件的发生，长抓不懈，防患未然，做好应对突发事件的各项准备工作，确保各项生产的正常进行。

(2) 以人为本、减少危害，预防为主，防治结合

切实履行指挥部机关职能部室的管理、监督、协调、服务职能，把保障员工生命和健康作为首要任务。指挥部及各参建单位应充分利用本企业、单位和就近社会救援力量，建立责任明确、反应迅速、指挥有力、措施有效的事故应急救援体系。调用所需资源、采取必要措施，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡、危害和环境污染。

(3) 整合资源，协同应对

整合企业内部现有应急资源，充分利用社会应急资源，实现组织、资源、信息的有机整合，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

(4) 依靠科技，提高素质

加强科学研究和应急技术的开发工作，利用先进的监视、监测、预警、预防和应急处置等技术及装备，充分发挥专家人员的作用，提供处置突发事件的科技含量和指挥水平，避免发生次生、衍生事件；加强宣传和教育work，旨在提高广大员工自救、互救和应对各类突发事件的应急处理的综合素质。

第 10 章 投资成本估算

10.1 长输管道工程投资

长输管道工程投资包括：管道投资、管道施工投资、管道运行管理投资。本设计利用 OLGA 软件模拟，通过管道强度校核，优化了管径、壁厚，通过热力计算，优化了保温层厚度，降低了管道工程投资。具体投资如下表所示：

表 10.1 长输管道工程投资

项目		金额（万元）	小结（万元）
施工前工程	施工设备搬迁	73.3	212.8
	陆上终端土方	84.6	
	征地及赔偿	37.6	
	其他	17.3	
主体建设工程	管道成本	6500	6976.0
	管道铺设	201.7	
	河流穿越	274.3	
预投产			11.3
环保及施工监督			13.5
工程施工劳务			17.8
合计			7231.4

10.2 站场投资

站场主要包括联合站、外输首站、装车站、热站、泵站以及沿线阀室，投资主要包括：压力容器、原油脱水装置、污水处理装置、管道附件、阀门、计量装置、加热炉、外输泵、工艺管道，还包括供电线路、通信、供排水、通讯、道路、环保、节能及其他工程投资。

根据长输管道设计方案及原油基本物性参数，分别制订了 2016-2025 年管道夏季、冬季的运行方案，降低了管道运营期间投资；对原油脱水方案进行对比优选，优化了工艺流程参数，达到经济、高效的目的；通过分析管道来油量，确定了外输首站以及装车站合适的储油区库容，降低了储罐投资；同时对站内管道进行设计与强度校核，优化了管径与壁厚，降低了工艺管道的投资；选用经济高效的相变加热炉，减少了热站投资；根据输送介质情况，分别选择 100AYS120 泵和 OHHL 离心泵，降低了泵站投资。在安全生产的前提下，保障了工程区块低成本生产。

第 10 章 投资成本估算

表 10.2 站场投资

项目		金额（元）	小结（元）
施工前工程	施工设备搬迁	334.3	691.8
	站场土方	226.5	
	征地及赔偿	116.8	
	其他	14.2	
主体工程	压力容器	483.5	8872.0
	油水处理装置	380.2	
	工艺设备	410.8	
	工艺管道	133.8	
	铁路装油设施	852.5	
	加热炉	4754.8	
	外输泵	1856.4	
辅助工程	供水排水工程	127.5	1564.9
	供电工程	172.5	
	通信工程	154.6	
	安全系统	128.5	
	管线及设备防腐	220.8	
	设备维修维护	124.5	
	污水处理	253.9	
	站场绿化	137.5	
	设备保险费	120.8	
	产品化验	124.3	
预投产			25.5
环保及施工监督			20.5
工程施工劳务			33.8
合计			11208.5

10.3 方案工程总投资

表 10.3 方案工程总投资分布

项目名称	投资额（万元）	投资结构(%)
长输管道投资	7231.4	39
站场投资	11208.5	61
总投资合计	18439.9	100

参考文献

- [1] 杨筱衡主编. 输油管道设计与管理[M]. 东营: 中国石油大学出版社. 2006.
- [2] 宗媛, 吴梁红, 杨文川,等. 我国与北美地区输油管道工艺设计的对比[J]. 油气田地地面工程, 2014, 33(3):48-49.
- [3] 张劲军. 易凝高粘原油管输技术及其发展[J]. 中国工程科学,2002, 4(6):71-76.
- [4] 夏政. 简化卸油工艺流程[J]. 油气田地地面工程. 1999(04)
- [5] 钱永康. 轻油卸槽机理及卸油工艺[J]. 石油库与加油站. 1999(01)
- [6] 阎庆华, 孙玉洁, 付超等. 长输管道河流穿越方案选择[J]. 石油工程建设, 2011, 37(3): 1-5
- [7] 续理. 非开挖管道定向穿越施工指南[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009. 4-207
- [8] 何宜章. 2013 年国内外水平定向钻机选型指南[J]. 非开挖技术, 2013, (6): 17-19
- [9] 张波. 神渭输煤管道定向钻穿越渭河的可行性研究[D]. 浙江:浙江大型, 2010. 32-55
- [10] 马宝松. 非开挖工程学[M]. 北京:人民交通出版社 , 2008. 577-581
- [11] 何慕春. 水平定向钻技术在砂层中穿越施工技术浅析[J]. 福建建材,2016, (5): 39-41
- [12] 李晓, 吴红建. 一种水平定向钻导向轨迹设计方法[J]. 非开挖技术, 2009, 26(3): 14-18
- [13] 莫琳琳, 陈刚, 肖云江. 砂土液化地质条件下的定向钻穿越设计[J]. 山西建筑, 2013, 39(22): 63-65
- [14] Eric R. Skonberg, Tennyson M. Muindi, Pipeline Design for Installation by Horizontal Directional Drilling[M]. The Horizontal Directional Drilling Design Guideline Task Committee of ASCE, 1-70
- [15] 万军. 国家储备油库设计方案的确定[J]. 油气储运, 200625(10):29-32}37.
- [16] 董林林. 大型油库消防系统设计[J]. 油气储运. 2011(11)
- [17] 胡荣华. 油库建筑总图综合设计[J]. 中国勘察设计. 2009(02)
- [18] 蔡钊荣.油田含油污水处理及回用技术[D].青岛: 中国海洋大学研究生院, 2006.
- [19] 蒋洪, 刘武.原油集输工程[M].北京: 石油工业出版社, 2006.
- [20] 汤林, 等.油气田地地面工程技术[M].北京: 石油工业出版社, 2014.
- [21] 陶亚兰.大庆低渗透油田污水水质深度处理技术研究[D].大庆: 大庆石油学院, 2008.
- [22] 王秀花.大庆油田饮水厂深度处理工程设计[D].长春: 吉林大学环境与资源学院, 2013.

- [23] 陶亚兰.大庆低渗透油田污水水质深度处理技术研究[M].北京:石油工业出版社, 2006.
- [24] 秦卫国, 侯飞, 童惠英. 国外油库设计的一些新理念[J]. 中国油脂. 2006(04)
- [25] 张付卿. 国内成品油库设计与建设发展趋势[J]. 石油库与加油站. 2005(05)
- [26] 谢年山. 油库设计主要技术参数的确定程序及方法[J]. 石油商技. 2004(06)
- [27] 王建华. 油库消防系统设计问题讨论[J]. 油气储运. 2001(01)
- [28] 王杰, 徐福斌. 小型油库铁路卸油工艺设计的改进[J]. 油气储运. 1998(09)
- [29] 张海玲. 油库工程设计探讨[J]. 中国油脂. 1996(03)
- [30] 任周. 关于油库工程建设的几点思考[J]. 中国储运. 2014(11)
- [31] 王益. 原油火车卸油设施设计[J]. 中国高新技术企业. 2011(24)
- [32] 周晶. 卸油点处理工艺的改进[J]. 油气田地地面工程. 2006(12)
- [33] 王美娜. 真空辅助卸油和气压辅助卸油的对比分析[J]. 油气储运. 1994(04)
- [34] 朱先锋. 自流卸油设施的改进[J]. 油气储运. 1987(02)
- [35] 樊宝德, 耿光辉. 三种铁路卸油新工艺的介绍[J]. 石油库与加油站. 2001(04)
- [36] 徐松樟, 梁学理. 铁路卸油工艺的可行性分析[J]. 石油商技. 2000(02)
- [37] 夏政. 简化卸油工艺流程[J]. 油气田地地面工程. 1999(04)
- [38] 钱永康. 轻油卸槽机理及卸油工艺[J]. 石油库与加油站. 1999(01)