吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分）

生态环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

吉林油田分公司红岗采油厂

评价单位：吉林省正源环保科技有限公司

2026 年 8 月

打印编号：1785139897000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	k8vj0l
建设项目名称	吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分）
建设项目类别	52—147原油、成品油、天然气管线（不含城市天然气管线；不含城镇燃气管线；不含企业厂区内管道）
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂
统一社会信用代码	9122070071717338XU
法定代表人（签章）	刘殿峰
主要负责人（签字）	蒋明军
直接负责的主管人员（签字）	狄强
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	吉林省正源环保科技有限公司
统一社会信用代码	91220105MA0Y44FP0Q
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
赫玉梅	2016035220352014220903000057	BH010359	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
赫玉梅	概述、总则、建设项目概况及工程分析、环境影响预测与评价、环境风险分析、环境保护措施及可行性分析、环境影响评价结论。	BH010359	
张亮	环境现状调查与评价、环境影响经济损益分析、环境 管理与监测计划、制图和附件。	BH027435	

目录

概述 1

1.项目由来 1
2.评价工作过程 3
3.分析判定相关情况 5
3.1 生态环境影响评价文件类型判定 5
3.2 产业政策符合性分析 5
3.3 与《吉林省黑土地保护条例》的符合性判定 5
3.4 生态环境分区管控符合性 6
3.5 与《吉林省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析 13
3.6 与《吉林省新能源产业高质量发展战略规划（2022-2030）》的符合性分析 13
4.主要关注环境问题 14
5.生态环境影响报告书主要结论 15

第一章 总则 16

1.1. 编制依据 16
1.1.1. 相关法律法规 16
1.1.2. 导则、规范 17
1.1.3. 与本项目相关资料 18
1.2. 评价目的、评价原则与评价重点 18
1.2.1. 评价目的 18
1.2.2. 评价原则 18
1.2.3. 评价重点 19
1.3. 环境影响因素识别与评价因子筛选 19
1.3.1. 评价时段 19
1.3.2. 环境影响因素识别 19
1.3.3. 评价因子筛选 20
1.4. 环境功能区划 21
1.5. 评价标准 21
1.5.1. 环境质量标准 21
1.6. 评价工作等级及范围 26
1.6.1. 环境空气 26
1.6.2. 地表水 27
1.6.3. 地下水 28
1.6.4. 噪声 30
1.6.5. 生态环境 30
1.6.6. 土壤环境 31
1.6.7. 环境风险 31
1.7. 环境保护目标 36
1.7.1. 环境敏感性分析 36
1.7.2. 环境保护目标 37

第二章 现有工程调查 39

2.1. 开发现状调查 ..... 错误！未定义书签。
2.1.1. 红岗采油厂概况 ..... *错误！未定义书签。*
2.1.2. 油水井现状调查 ..... *错误！未定义书签。*
2.1.3. 现有场站建设情况 *42*
2.1.4. 供配电系统现状 *50*
2.2. 采油厂能耗现状及预测 54
2.3. 区块内现有工程污染物排放情况 57
2.3.1. 废气 *57*
2.3.2. 废水 *58*
2.3.3. 噪声 *59*
2.3.4. 固体废物 *59*
2.3.5. 现有污染物排放汇总 *60*
2.4. 污染物达标排放分析 60
2.5. 已采取的环保措施、现存环境问题及整改措施 64
2.5.1. 已采取的环保措施 *64*
2.5.2. 环境风险相关措施 *66*
2.6. 排污许可证落实情况 66
2.7. 现有工程环评批复及环保验收情况 67
2.8. 现有工程存在环境问题及整改措施 70

第三章 建设项目工程分析 72

3.1. 建设项目概况 72
3.1.1. 项目名称、建设性质及建设地点 *72*
3.1.2. 项目基本组成 *72*
3.2. 建设周期及劳动定员 74
3.3. 工程方案 75
3.3.2. 输气管道 *75*
3.3.3. 风力发电 *83*
3.3.4. 光伏发电 *87*
3.3.5. 燃气发电及余热利用 *93*
3.3.6. 储能 *101*
3.3.7. 污水余热利用 *102*
3.3.8. 空气源热泵 *103*
3.3.9. 电加热 *104*
3.3.10. 换热器 *106*
3.4. 辅助工程 107
3.5. 供配电系统优化工程 107
3.6. 公用工程 112
3.7. 工程占地及土石方平衡 113
3.7.1. 工程占地 *113*
3.7.2. 占用基本农田情况分析 *114*
3.7.3. 黑土地占用情况调查 *114*
3.7.4. 土石方平衡 *114*
3.7.5. “三场”设置 *115*
3.8. 依托工程 115

3.9. 影响因素分析 115
3.9.1. 工艺流程及产污环节分析 115
3.9.2. 环境风险因素分析 126
3.9.3. 生态影响因素分析 126
3.10. 污染源强核算 126
3.10.1. 施工期 126
3.10.2. 运营期 129
3.10.3. 退役期 142
3.10.4. 污染物排放总量汇总 142
3.11. 污染物“三本账”汇总 144
3.12. 污染物总量控制指标 144
第四章 环境现状调查与评价 146
4.1. 自然环境现状调查和评价 146
4.1.1. 地理位置 146
4.1.2. 地形地貌 146
4.1.3. 区域水文地质情况 146
4.1.4. 区域土壤与植被 147
4.1.5. 区域气候与气象 149
4.1.6. 环境保护目标调查 149
4.2. 环境空气质量现状调查与评价 149
4.2.1. 达标区判定 149
4.2.2 补充监测 150
4.3. 地表水环境质量现状调查与评价 151
4.4. 地下水环境质量现状调查与评价 152
4.4.1. 水文地质条件 152
4.4.2. 地下水类型与富水性 155
4.4.3. 地下水水位统测 155
4.4.4. 地下水环境质量现状调查与评价 156
4.5. 噪声环境质量现状监测与评价 161
4.6. 土壤环境现状调查与评价 161
4.7. 生态系统现状调查与评价 161
4.7.1. 区域生态环境特征 161
4.7.2. 土地利用类型 161
4.7.3. 水土流失现状调查与评价 162
4.7.4. 农田生态系统现状调查与评价 162
4.7.5. 林地生态系统调查 164
4.7.6. 草地生态系统调查与评价 165
4.7.7. 水域生态系统评价 166
4.7.8. 区域污染源调查 166
第五章 环境影响预测与评价 167
5.1. 环境空气环境影响预测及分析 167
5.1.1. 施工期环境空气影响分析 167
5.1.2. 运行期环境空气影响分析 168

5.1.3. 退役期 169
5.2. 地表水环境影响预测及分析 170
5.2.1. 施工期 170
5.2.2. 运行期 170
5.3. 地下水环境影响预测及分析 170
5.3.1. 施工期 170
5.3.2. 运行期 171
5.3.3. 退役期 175
5.4. 噪声环境影响预测及分析 175
5.4.1. 施工期噪声影响分析 175
5.4.2. 运行期噪声影响分析 177
5.4.3. 退役期噪声对环境的影响分析 180
5.5. 固体废物环境影响分析 180
5.5.1. 施工期 180
5.5.2. 运行期 180
5.5.3. 退役期 181
5.6. 土壤环境影响分析 182
5.6.1. 施工期 182
5.6.2. 运行期 184
5.6.3. 退役期 185
5.7. 生态环境影响分析 185
5.7.1. 对区域植被的影响评价 185
5.7.2. 对区域野生动物影响分析 187
5.7.3. 对鸟类的影响 188
5.7.4. 对景观的影响 189
5.7.5. 光环境影响 189
5.7.6. 对基本农田的影响分析 189
5.7.7. 对黑土地的影响分析 189
5.7.8. 大安市水源涵养重要区影响分析 190
5.7.9. 大安市防风固沙重要区影响分析 190
5.7.10. 退役期生态环境影响分析 190

第六章 环境风险影响分析 191

6.1. 评价依据 191
6.2. 评价等级 191
6.3. 敏感目标 192
6.4. 环境风险识别 192
6.5. 环境风险分析 193
6.5.1. 风险事故对环境空气质量的影响分析 193
6.5.2. 风险事故对地表水环境的影响分析 193
6.5.3. 风险事故对地下水环境的影响分析 194
6.5.4. 管线运输过程事故风险分析 194
6.6. 环境风险防范措施及应急要求 194
6.6.1. 环境风险防范措施 195
6.6.2. 应急要求 197

6.7. 分析结论 200
第七章 环境保护措施及其可行性论证 202
7.1. 环境空气污染防治措施 202
7.1.1. 施工期 202
7.1.2. 运行期 202
7.2. 废水防治措施 203
7.2.1. 施工期 203
7.2.2. 运行期 203
7.3. 噪声防治措施 204
7.3.1. 施工期 204
7.3.2. 运营期 204
7.4. 固体废物防治措施 205
7.4.1. 施工期 205
7.4.2. 运行期 205
7.5. 土壤环境影响防治措施 207
7.5.1. 污染防治基本要求 207
7.5.2. 土壤环境保护措施 207
7.6. 地下水环境影响防治措施 208
7.6.1. 源头控制措施 208
7.6.2. 分区防渗措施 208
7.6.3. 地下水环境监测与管理 208
7.7. 生态保护与减缓措施 209
7.7.1. 严格控制施工临时用地 209
7.7.2. 做好施工组织安排工作 209
7.7.3. 严格控制行车路线 209
7.7.4. 基本农田保护及耕地复垦措施 210
7.7.5. 黑土地保护措施 210
7.7.6. 水土保持及生态恢复措施 212
7.8. 退役期环境保护措施 212
7.8.1. 退役期大气污染防治措施 212
7.8.2. 退役期废水污染防治措施 212
7.8.3. 退役期噪声污染防治措施 212
7.8.4. 退役期固体废物污染防治措施 213
7.8.5. 退役期土壤污染防治措施 212
7.8.6. 退役期生态污染防治措施 213
第八章 环境影响经济损益分析 214
8.1. 工程的社会效益分析 214
8.2. 工程的经济效益分析 214
8.3. 环境效益分析 214
8.4. 综合效益分析 215
8.5. 环保投资估算 215
第九章 生态环境监测和排放管理 217

9.1. 环境管理 217
9.1.1. 油田开发 HSE 管理体系 217
9.1.2. 环境管理机构 219
9.1.3. 环境管理主要任务 219
9.2. 污染物排放及管理要求 220
9.2.2. 环境监理 221
9.3. 环境监测 222
9.3.1. 环境监测计划 222
9.3.2. 环境监测内容 222
9.4. 企业信息公开 223
9.5. 排污许可证要求 224
9.6. 排污口规范化管理 224
9.7. 环保竣工验收 224
第十章 环境影响评价结论 227
10.1. 建设项目概况 227
10.2. 与产业政策符合性分析 227
10.3. 环境质量现状结论 227
10.4. 主要环境影响及防治措施 228
10.5. 总量控制 230
10.6. 环境风险分析 230
10.7. 环境管理与监测计划 230
10.8. 公众意见采纳情况 231
10.9. 环境影响经济损益分析 231
10.10. 综合评价结论 231

概述

1.项目由来

（1）建设背景

积极布局发展新能源业务，推动化石能源与新能源全面融合发展，是集团公司聚焦“双碳”目标、实施绿色低碳战略的重大决策，也是建设基业长青百年油田的发展需要。

吉林油田按照集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”的新能源业务三步走战略部署，以及“吉林油田清洁能源替代“十四五”发展规划”的目标要求，依托资源基础，结合 2023-2025 年油藏整体部署情况，选取红岗采油厂作为低碳示范区，打造与“油气压舱石工程”并列的“油气田低碳生产工程”。坚持油气和新能源从生产源头上结合，以示范区建设推动各油气田管理制度、生产组织、运行模式发展转变，从根本上改变用能结构、实现高效融合，加快构建清洁、绿色、高效、安全、可持续的能源体系。

2024 年红岗采油厂实施了吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程，委托山东海纳环境工程有限公司承担了该项目的环境影响评价工作，并于 2024 年 8 月 8 日取得白城市生态环境局大安市分局《关于吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程的批复》（大环建字〔2024〕20 号），即吉林油田红岗采油厂低碳生产建设一期工程（以下简称“低碳生产一期工程”），低碳生产一期工程内容包含系统优化工程和清洁替代工程两部分，其中系统优化工程主要内容为增加智能控制设备 708 台、节能电机 213 台、电容补偿 932 口；新建集油管线 47.97km、伴生气管线 0.9km、注水管线 2.01km；关停 1 座接转站、2 座集气站、8 座计量间，取消集输管线 92.79km；红岗联合站、大 45 站、海 21-4 站和安一联拆除部分加热炉；红岗联合站、安一联和安二联脱水工艺改造等。清洁替代工程主要包括新建风力发电站 2 座、光伏发电站 3 座；在大 3#站、大 45 站和场区新建燃气发电设备和余热利用设备；利用废弃井 9 口进行井筒取热；利用废弃井 3 口进行地热利用；在安一联新建污水余热利用设备；在 5#站、大 61 站、海 21-4 站采油井场及大 3#站和安二联内开展光热利用；在红岗联合站、1#站、5#站、安一联、海 21-4 站、安二联、大 3#站和大 4#站新建电加热设施和储热设备等。根据建设单位提供的资料，低碳生产一期工程中系统优化工程已建设完成并投产，清洁替代工程部分工程红岗联合站（场区）、大 45 接转站、大 3#接转站热电联供装置（技术服务）及相关配套设备建设完成并已投产运行，5#接转站、大 61 站正在建设，海 21-4 站暂缓实施。

在《吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程总体框架方案》及低碳生产一期工程方案的基础上，吉林油田开展本次吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程，作为低碳生产一期工程的补充方案，工程内容包含节能部分和新能源部分。吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（节能部分）已于2026年9月进行环境影响评价，目前已报吉林省生态环境厅走审批流程。该工程重点挖掘作业区机采、集输系统、注水系统等已建地面系统的优化节能潜力。在安全生产基础上积极推广应用“机采节能设备、优化集输管网、优化脱水流程、优化注水系统”等先进节能工艺，最大程度降低各环节能耗水平，实现地面系统“瘦身”，促进提质增效。主要内容为机采系统更换节能电机69台，高级数电机34台，电容补偿466台；集输系统萨尔图作业区红岗联合站新建游离水脱除器2座，大安+联合作业区将站外29口边远拉油井带入系统生产，新建电磁加热器9台，改造计量间1座，恢复计量间1座，新建集输管线16.51km；注水系统萨尔图作业区取消36#井组注水增压橇，将3口注水井带入34#井组，新建流量配水装置4套，联合作业区安一联、3#注水站新建注水泵橇各1座，1口油井转注水井，长停水井恢复3口，系统外注水井带入系统，新建低压注水管线6.8km。

本项目为吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分），投资21953万元，覆盖红岗采油厂萨尔图、大安、联合作业区共6座尚未完成化石能源替代的站场，本项目采用“污水余热+空气源+燃机余热+电加热”替代红岗联合站、安一联、安二联、1#接转站、大4#接转站、H75接转站等6座站场的燃气加热炉负荷，实现生产用能低碳化；采用“风机发电+光伏发电+燃气发电”替代红岗采油厂网电量，提高清洁电力占比。

（2）建设内容

对红岗采油厂的3座联合站及3座接转站开展清洁热力及清洁电力替代。主要工程内容为更新站间输气管道3km，各站停运燃气加热炉共11台，拆除燃气加热炉4座；新建风力发电站3座；新建光伏发电站2座；储能装置2套；在安二联、大4#接转站新建空气源热泵系统各1套；在安一联、H75接转站新建燃气发电设备和余热利用设备各1套；H75接转站新建污水余热热泵系统1套；在1#接转站新建管道电磁加热器2台，在红岗联合站、安二联、安一联、大4#接转站、大45接转站、大3#接转站新建电加热炉各1台，改造站场配置换热器29套。

根据《中华人民共和国生态环境法典》等有关法律法规要求，中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂（以下简称红岗采油厂）委托吉林省正源环保科技有限公司（以下简称评价单位）承担了本项目的环境影响评价工作。

评价单位通过对现场的勘察和调查，以及对工程相关资料和区域环境资料的分析，根据国家、吉林省有关环境保护法规、区域经济发展规划，按照环评技术导则编制完成了《吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分）生态环境影响报告书》（以下简称“本项目”）。

2.评价工作过程

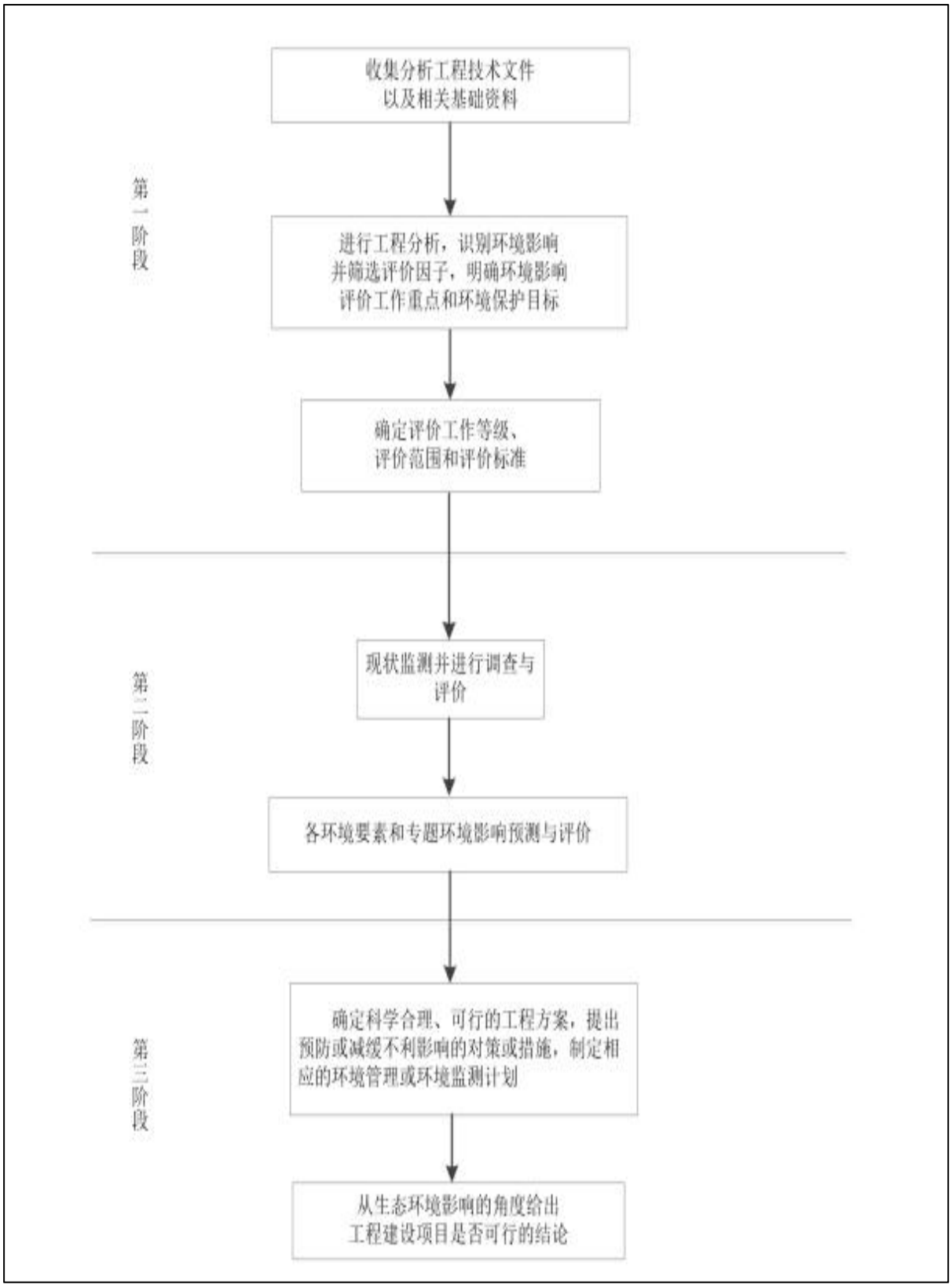
根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作。

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定本项目环境影响评价技术文件类型为生态环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。

第二阶段：根据工作方案，针对各环境要素的评价工作等级，调查了评价范围内的环境状况，制定了监测方案。并进行了详细的项目工程分析，在环境质量现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报告的编制。具体环境影响评价工作程序见下图。


收集分析工程技术文件
以及相关基础资料
第一阶段
进行工程分析，识别环境影响
并筛选评价因子，明确环境影响
评价工作重点和环境保护目标
确定评价工作等级、
评价范围和评价标准
现状监测并进行调查与
评价
第二阶段
各环境要素和专题环境影响预测与评价
确定科学合理、可行的工程方案，提出
预防或减缓不利影响的对策或措施，制定相
应的环境管理或环境监测计划
第三阶段
从生态环境影响的角度给出
工程建设项目是否可行的结论

3.分析判定相关情况

3.1 生态环境影响评价文件类型判定

根据建设项目分类管理名录（2021 年版），判定本项目环评类别。

（1）本工程新建 3km 输气管线，位于永久基本农田内，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）（生态环境部令第 16 号）中五十二、交通运输业、管道运输业，147 原油、成品油、天然气管线（不含城市天然气管线；不含城镇燃气管线；不含企业厂区内管道）-涉及环境敏感区的，应编制生态环境影响报告书；

（2）本工程新建风力发电机场 3 座、新建光伏电站 2 座。属于四十一、电力、热力生产和供应业 90 陆上风力发电 4415；太阳能发电 4416（不含居民家用光伏发电）；其他电力生产 4419（不含海上的潮汐能、波浪能、温差能等发电）陆地利用地热、太阳能热等发电；地面集中光伏电站（总容量大于 6000 千瓦，且接入电压等级不小于 10 千伏）；其他风力发电，应编制环境影响评价报告表；

（3）本工程新建燃气发电机并配套热水余热锅炉，属于“四十一、电力、热力生产和供应业，87 火力发电 4411；热电联产 4412（4411 和 4412 均含掺烧生活垃圾发电、掺烧污泥发电），燃气发电；单纯利用余气（含煤矿瓦斯）发电”应编制环境影响报告表。

综上，本工程应编制生态环境影响报告书。

3.2 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“七、石油天然气-2.油气管网建设；五、新能源-2、太阳能热发电集热系统、太阳能光伏发电系统集成技术开发应用及 5、氢能、风电与光伏发电互补系统集输开发与应用”，因此，该项目为鼓励类项目，符合国家产业政策。

3.3 与《吉林省黑土地保护条例》的符合性判定

《吉林省黑土地保护条例》第三十条规定：“建设项目占用黑土地的，应当按照标准和技术规范进行表土剥离。剥离的表土用于新开垦耕地和劣质耕地改良、高标准农田建设、被污染耕地的治理、土地复垦等。”第三十九条规定：“禁止在黑土地上擅自倾倒废水及堆放、丢弃、遗撒固体废物。”

建设单位在施工前均进行表土剥离，妥善保存表土，将表土单独堆放，并加盖防尘

网。施工期结束后，对临时占用的农田及时进行复垦，剥离的表土用于新开垦耕地和劣质耕地改良、高标准农田建设等。本项目在施工期，产生的废水和固体废物均进行有效的处理处置，不涉及倾倒废水和在黑土地上堆放、丢弃固体废物，项目建设满足《吉林省黑土地保护条例》中的黑土地保护措施。

3.4 生态环境分区管控符合性

根据吉林省人民政府《关于加强生态环境分区管控的若干措施》（吉办发〔2024〕12 号）、吉林省生态环境厅关于印发《吉林省生态环境准入清单》的函（吉环函〔2024〕158 号）及白城市人民政府办公室关于印发《白城市生态环境分区管控实施方案》的通知（白政办规〔2024〕1 号），分析项目建设与吉林省、白城市生态环境分区管控成果的相符性。

本项目位于吉林省白城市大安市境内，本项目涉及的分区管控单元为大安市水源涵养重要区、大安市防风固沙重要区和大安市一般管控区，不涉及占用生态保护红线，详见附图 1.1-2。项目与区域生态环境准入清单和管控要求分析见下表。

①吉林省生态环境准入清单（总体准入要求）

表 1 与“吉林省生态环境准入清单（总体准入要求）”符合性分析

管控要求	环境准入及管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录》（现行）明确的淘汰类项目和引入《市场准入负面清单》（现行）禁止准入类事项，引入项目应符合园区规划、规划环境影响评价和区域产业准入负面清单要求。列入《产业结构调整指导目录》淘汰类的现状企业，应制定调整计划。生态环境治理措施不符合现行生态环境保护要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物的现有企业，应制定整治计划。在调整、整治过渡期内，应严格控制相关企业生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	本项目为《产业结构调整指导目录》（2024 年本）明确的鼓励类项目，不属于引入《市场准入负面清单》（2022 年版）禁止准入类。生态环境治理措施符合现行生态环境保护要求、资源能源消耗小，项目建成后，所排放污染物均满足相应的污染物排放标准。	符合
	强化产业政策在产业转移过程中的引导和约束作用，严格控制在生态脆弱或环境敏感地区建设“两高”行业项目。严格高能耗、高物耗、高水耗和产能过剩、低水平重复建设项目，以及涉及危险化学品、重金属和其他具有重大环境风险建设项目的审批和备案。老工业城市和资源型城市在防止污染转移的基础上，应积极承接有利于延伸产业链、提高技术水平、促进资源综合利用、充分吸纳就业的产业，因地制宜发展优势特色产业。严格控制钢铁、焦化、电解铝、水泥和平板玻璃等行业新增产能，列入去产能的钢铁企业退出时须一并退出配套的烧结、球团、焦炉、高炉等设备。严格控制尿素、磷铵、电石、烧碱、聚氯乙烯、纯碱、黄磷等过剩行业新增产能，符合政策要求的先进工艺改造提升项目应实行等量或减量置换。严控新建燃煤锅炉，县级以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉。	本项目不属于“两高”行业项目及过剩行业新增产能。不涉及钢铁、焦化、电解铝、水泥和平板玻璃等行业新增产能；本项目新建燃气发电机以天然气为燃料，属于清洁能源。	符合
	重大项目原则上应布局在优化开发区和重点开发区，并符合国土空间总体规划。化工石化、有色冶炼、制浆造纸等可能引发环境风险的项目，以及涉及石化、化工、工业涂装等重点行业高 VOCs 排放的建设项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标前提下，应当在依法设立、基础设施齐全并具备有效规划、规划环境影响评价的产业园区内布设。严格落实规划环评及其批复文件环境准入条件，空气质量未达标地区制定更严格的产业准入门槛。	本项目所在地区 2025 年空气质量为达标区，项目建设符合国土空间规划，所排放污染物均满足相应的污染物排放标准。	符合

	进一步优化全省化工产业布局，提高化工行业本质安全和绿色发展水平，引领化工园区从规范化发展到高质量发展、促进化工产业转型升级。	不涉及	符合
污染物排放管控	落实主要污染物总量控制和排污许可制度。新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放等量或倍量削减替代。严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，逐步推进区域内 VOCs 排放等量或倍量削减替代。	根据吉林省生态环境厅发布的《关于进一步明确建设项目主要污染物排放总量审核有关事宜的复函》可知，本项目不属于重点行业。项目通过密闭集输等方式，最大限度地减少 VOCs 排放。故不涉及 VOCs 排放等量或倍量削减替代。	符合
	空气质量未达标地区新建项目涉及的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）排放全面执行大气污染物特别排放限值。	本项目所在地区 2025 年空气质量为达标区。	符合
	推行秸秆全量化处置，持续推进秸秆肥料化、饲料化、能源化、基料化和原料化，逐步形成秸秆综合利用的长效机制。	不涉及	符合
	推动城镇污水处理厂扩容工程和提标改造。超负荷、满负荷运行的污水处理厂要及时实施扩容，出水排入超标水域的污水处理厂要因地制宜提高出水标准。	不涉及	符合
	规模化畜禽养殖场（小区）应当保证畜禽粪污无害化处理和资源化利用设施的正常运转。	不涉及	符合
环境风险防控	到 2025 年，城镇人口密集区现有不符合防护距离要求的危险化学品生产企业应就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出，企业安全和环境风险大幅降低。	不涉及	符合
	巩固城市饮用水水源保护与治理成果，加强饮用水水源地规范化建设，完善风险防控与应急能力建设和相关管理措施，保证饮用水水源水质达标和水源安全。	不涉及	符合
资源利用要求	推动园区串联用水，分质用水、一水多用和循环利用，提高水资源利用率，建设节水型园区。火电、钢铁、造纸、化工、粮食深加工等重点行业应推广实施节水改造和污水深度处理。鼓励钢铁、火电、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。	不涉及	符合
	按照《中华人民共和国黑土地保护法》《吉林省黑土地保护条例》实施黑土地保护，加大黑土区水土流失治理力度，发展保护性耕作，促进黑土地可持续发展。	本项目严格执行《中华人民共和国黑土地保护法》《吉林省黑土	符合

		地保护条例》相关要求。项目施工前进行表土剥离措施，施工结束后立即对临时占用耕地进行恢复，按照相关条例，采取黑土地保护措施。	
	严格控制煤炭消费。制定煤炭消费总量控制目标，规范实行煤炭消费控制目标管理和减量（等量）替代管理。	不涉及	符合
	高污染燃料禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。	不涉及	符合

②与白城市“生态环境功能分区管控”相符性分析

本项目与白城市生态环境准入清单符合性分析详见下表。

表 2 与白城市生态环境总体管控要求符合性分析

管控要求	环境准入及管控要求		本项目	相符性
空间布局约束	加快推进城镇人口密集区和环境敏感区域的危险化学品生产企业搬迁入园或转产关闭工作。		不涉及	符合
污染物排放管控	环境质量目标	大气环境质量持续改善。2025 年全市 PM2.5 年均浓度达到 25 微克/立方米，优良天数比例达到 95%；2035 年允许波动，不能恶化（沙尘影响不计入）。	本项目所在白城市环境空气质量现状属于达标区。运行期新建燃气发电机，以天然气为燃料，属于清洁能源，颗粒物产生量较少。	符合
		水环境质量持续改善。2025 年，白城市地区水生态环境质量全面改善，劣V类水体全面消除，地表水质量达到或优于III类水体比例达到 66.7%，河流生态水量得到基本保障，生态环境质量实现根本好转，水生态系统功能初步恢复。2035 年，白城地区水生态环境质量在满足水生态功能区要求外，河流生态水量得到根本保障，水生态系统功能全面改善。	本项目废水不外排，不会对地表水环境产生不利影响	符合
资源利用要求	水资源	2025 年用水量控制在 27.00 亿立方米，2035 年用水量控制在 33.4 亿	本项目不开采地下水，水资源消耗	符合

		立方米。	量较小。	
	土地资源	2025 年耕地保有量不低于 13653.36 平方千米；永久基本农田保护面积不低于 9714.40 平方千米；城镇开发边界控制在 225.25 平方千米以内。	本项目新增永久占地面积较小，临时占地施工结束后恢复为原生态功能，对土地资源影响小。	符合
	能源	2025 年，煤炭消费总量控制在 790.56 万吨以内，非化石能源占能源消费总量比重达到 17.7%。	不涉及。	符合

③与白城市“生态环境功能分区管控”的符合性分析

表 3 本项目涉及的各管控单元管控要求相符性分析

涉及工程内容	环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元分类	管控类型	管控要求	相符性分析	相符性
2#光伏电站、T3 风电场、大 3#接转站、大45 接转站、大4#接转站、安一联、安二联、H75 接转站、1#接转站	ZH22088230001	大安市一般管控区	3-一般管控单元	污染物排放管控	贯彻实施国家与吉林省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施。新、改、扩建项目，满足产业准入、总量控制、排放标准等管理制度要求的前提下，推进工业项目进园、集约高效发展。	本项目符合产业政策，且施工期和运营期污染物达标排放。	符合
1#光伏电站、T1、T2 风电场、红岗联合站、管线 1.8km	ZH22088210010	大安市水源涵养重要区	1-优先保护单元	空间约束布局	1 原则上按限制开发区域的要求进行管理。避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。 2 禁止各种损害生态系统水地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。禁止在沙化土地封禁保护区范原涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧等。 3 禁止导致水体污染的产业发展。 4 禁止在沙化土围内安置移民。 5 禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取	1 本工程除 1.8km 管线外，其他工程均在现有站场永久占地范围内，不涉及新增占地；管线工程部分位于该优先保护单元内，管线施工选择秋冬季节施工，严格控制临时占地，在采取表土剥离单独堆放，施工结束后及时覆土，并进行植被恢复后对区域生态影响十分有限，	符合

					土、挖砂、采石等可能造成水土流失的活动。禁止开垦、开发植物保护带。禁止在二十度以上陡坡地开垦种植农作物，种植人参开垦坡度不得超过二十五度。禁止毁林、毁草开垦。禁止在水土流失重点预防区和重点治理区铲草皮、挖树兜等。 6 禁止发展高耗水工业。 7 原则上不再新建各类产业园区，严禁随意扩大现有产业园区范围。以工业为主的产业园区应加快完成园区的循环化改造，鼓励推进低消耗、可循环、少排放的生态型工业区建设。 8 区内现有不符合主体功能定位的现有产业，实施搬迁或关闭。对已造成的污染或损害，应限期治理。 9 适度有序开发风电。推进西部已规划风电场的续建项目，开发过程中应注意分散式风电项目不得占用永久基本农田。对于占用其他类型土地的，应依法办理建设用地审批手续。风电项目的建设不得破坏生态环境敏感区环境。	不会损害生态服务功能和生态产品质量。 2 本工程不涉及毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧，采矿活动均有序开展，不会损害生态系统水源涵养功能。 3 本工程无废水外排，不会导致水体污染。 4 本工程不涉及。 5 本工程区域不属于崩塌滑坡危险区和泥石流易发区，不涉及植物保护带，不涉及开垦种植农作物和人参，不涉及毁林、毁草开垦。施工期会产生植被破坏，在施工结束后及时恢复地表。 6 本工程不属于高耗水工程。 7 本工程不涉及产业园区。 8 本工程建设符合主体功能定位。 9 本工程风电工程利用废弃井场，不占用永久基本农田，不破坏生态敏感区环境。	

管线 1.2km	ZH22088210009	大安市防风固沙重要区	1-优先保护	空间布局约束	1 原则上按限制开发区域的要求进行管理。避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。 2 禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧等。禁止导致水体污染的产业发展。 3 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。禁止在沙化土地封禁保护区范围内安置移民。 4 禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、采石等可能造成水土流失的活动。禁止开垦、开发植物保护带。禁止在二十度以上陡坡地开垦种植农作物，种植人参开垦坡度不得超过二十五度。禁止毁林、毁草开垦。禁止在水土流失重点预防区和重点治理区铲草皮、挖树蔸等。 5 原则上不再新建各类产业园区，严禁随意扩大现有产业园区范围。以工业为主的产业园区应加快完成园区的循环化改造，鼓励推进低消耗、可循环、少排放的生态型工业区建设。 6 区内不符合主体功能定位的的现有产业，实施搬迁或关闭。对已造成的污染或损害，应限期治理。	1.本项目符合产业政策，且施工期及运营期污染物达标排放。本项目管线工程部分位于该优先保护单元内，管线施工严格控制临时占地，在采取表土剥离单独堆放，施工结束后及时覆土，并进行植被恢复后对区域生态影响十分有限，不会损害区域生态服务功能和生态产品质量。 2.不涉及。 3.本项目不涉及砍挖灌木及其他固沙植物，不涉及沙化土地封禁保护区。 4.不涉及。 5.不涉及。 6.不涉及。	符合

3.5 与《吉林省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《吉林省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》中提出：“加快能源绿色低碳转型。严格控制新增非电用煤，持续推进工业窑炉清洁能源替代和散煤治理，实施煤炭消费安全可靠有序替代。推动实现煤炭和石油消费达峰。开展零碳园区建设，推动绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿电直供模式落地。”“深化多层次多领域联动发展。以交通通道为轴线、产业链群为依托，打造现代文旅、医药、先进制造、现代农业、能源五条合作发展带，形成省内分工合作、优势互补的协调发展格局。深化长吉图协同发展，共建面向东北亚的开发开放先导区；发挥生态资源优势，推动通化市、白山市绿色转型发展；拓展都市圈绿色能源应用新场景，带动松原市、白城市共建清洁能源产业发展区。”

本项目为清洁能源替代项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》五、新能源-2、太阳能热发电集热系统、太阳能光伏发电系统集成技术开发应用及 5、氢能、风电与光伏发电互补系统集输开发与应用”。符合《吉林省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》。

3.6 与《吉林省新能源产业高质量发展战略规划（2022-2030）》的符合性分析

根据《吉林省新能源产业高质量发展战略规划（2022-2030）》，加快实施“陆上风光三峡”工程，有序扩大白城、松原、双辽等西部地区风电装机规模，积极推进通榆、大安、洮南、乾安、长岭、双辽等地风电项目建设。坚持竞争性配置资源和规模化、集约化布局建设，推动骨干企业整县推进、集中连片开发，实现整体规划、分步建设、统一运营。支持规划规模较大、已完成外送能力建设的续建项目，支持省内承担重要保供任务的发电企业和生产基地已落地的风电装备制造企业参与风电开发。在中东部地区因地制宜开展分散式风电项目建设。积极推进工业园区、绿电园区、经济开发区、废弃油井、采煤沉陷区及周边地区开展分散式风电项目开发。大力开发乡村风电。到 2025 年，全省风电装机容量达到 2200 万千瓦以上，风电利用率保持在 90%以上。

推进建设光伏装备规模化产业基地，加快扩大光伏发电系统装机规模，多措并举提升太阳能资源利用水平。到 2025 年，全省太阳能发电装机容量达到 800 万千瓦以上，光伏发电利用率保持在 90%以上，光伏装备产业规模达到 10 亿元。

本项目利用废弃油井、站场开展分散式风电、光伏项目，符合《吉林省新能源产业高质量发展战略规划（2022-2030）》要求。

3.7 与《石油天然气发展“十五五”规划》符合性

根据《石油天然气发展“十五五”规划》，“依托油气矿区及周边地区，合理有序推进光伏、风电、地热能开发利用，提高电气化率，打造绿色低碳零碳油气田。推动油气热同采，风光储调并用，以区域负荷为核心，绿色供能与柔性用能耦合，源网荷储一体化运行，推动老油气田延展成“电田、热田、储田、碳田”。

本项目为吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分），采用"风力发电+光伏发电+燃气热电联供+电化学储能"的多能互补方案，替代油田生产外购网电，提升绿电消纳比例，构建油田自给的清洁供能体系，实现生产用能低碳化。项目建设符合《石油天然气发展“十五五”规划》。

3.8 与《关于印发风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法的通知》的符合性分析

本项目与《关于印发风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法的通知》（发改能源〔2005〕1511 号）的符合性见下表。

表 4 与发改能源〔2005〕1511 号文件符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	风电场工程建设用地应本着节约和集约利用土地的原则，尽量使用未利用土地，少占或不占耕地，并尽量避开省级以上政府部门依法批准的需要特殊保护的区域。	本项目风电场风机设置在已建井场，不新增永久占地，不涉及省级以上政府部门依法批准的需要特殊保护的区域，且风电场建成后临时占地及时恢复，不会对其产生严重影响。	符合

4、选址合理性分析

本项目为红岗采油厂低碳生产建设工程，项目除更新的输气管线外，工程内容均位于现有站场内。

项目新建 3 座风电场，距离居民区最近的 T3 风机距离前邢家村为 980m。其他工程 200m 范围内无村屯。对照《吉林省林业和草原局关于公布吉林省重要候鸟迁徙通道范围的通知》（吉林护〔2023〕522 号）文件要求，大安市涉及的鸟类通道范围为吉林莫莫格国家级自然保护区范围和吉林查干湖国家级自然保护区范围，本项目风机 T3 与吉林莫莫格国家级自然保护区最近距离 13.72km，与吉林查干湖国家级自然保护区最近距

离 18.6km，距离较远，项目风机不在吉林省重要候鸟迁徙通道范围内。

项目选址不涉及生态保护红线、自然保护地、自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园等特殊生态敏感区。项目区域土地利用类型主要为耕地、草地、林地等，受人为农业生产活动的影响，项目所在区域生态系统相对稳定，故选址基本合理。

5.主要关注环境问题

根据现场勘查和类比分析，确定本项目建设过程中产生的主要环境问题为施工扬尘、各种施工机械产生的废气、焊接烟气；管线试压废水、生活污水；施工设备产生的机械噪声；施工过程产生的废弃焊条、生活垃圾；临时占地对生态环境造成的影响等；运行期无组织挥发的非甲烷总烃、场站机泵的噪声等对环境产生的影响。本项目在严格实施报告中所提出的污染防治措施、生态减缓措施和风险防范措施后，可使各类污染物对环境的影响降到最低，是可以接受的，并且本项目建成后降低站内有组织及无组织废气排放量，有利于环境保护。

5.生态环境影响报告书主要结论

根据综合分析，本项目符合国家产业政策、符合吉林省经济发展规划及环境功能区划。项目施工期和运营期各项污染物能够稳定达标排放，污染物排放总量符合目标总量控制要求，满足清洁生产的需要，各类污染物对环境的影响均符合环境质量标准，在采取生态减缓与恢复措施后其生态破坏可降至最低，在落实环境风险防范措施和应急措施后，环境风险受控。同时本项目建成后降低站内有组织及无组织废气排放量，具有较大的环境效益。本工程在施工期和运行期严格执行国家和吉林省的环境保护要求，切实落实生态环境影响报告书所确定的各项环保措施的前提下，从环境保护角度看，本项目选址合理，本工程的建设是可行的。

第一章 总则

1.1.编制依据

1.1.1.相关法律法规

1．《中华人民共和国生态环境法典》（2026.8.15）；

2．《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1）；

3．《中华人民共和国湿地保护法》（2022.6.1）；

4．《中华人民共和国防洪法》（2016.7.2）；

5．《中华人民共和国黑土地保护法》（2022.8.1）

6．《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021.9.1）；

7．《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）；

8．《基本农田保护条例》（2011.1.8）；

9．《地下水管理条例》（2021.12.1）；

10．《中华人民共和国自然保护区条例》（2017.10.7）；

11．《吉林省水土保持条例》（2014.3.1）；

12．《吉林省危险废物污染环境防治条例》（2021.7.30）；

13．《吉林省大气污染防治条例》（2022.10.1）；

14．《吉林省生态环境保护条例》（2021.1.1）；

15．《吉林省土地管理条例》（2017.12.1）；

16．《吉林省黑土地保护条例》（2022.11.30）；

17．《吉林省基本农田保护条例》（1997.9.26）；

18．《永久基本农田保护红线管理办法》（2025 年 10 月 1 日）；

19．《突发环境事件应急管理办法》（环保部 34 号令）；

20．《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2021〕77 号）；

21．《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）；

22．《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》（环办〔2013〕103 号）；

23．《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；

24．《产业调整结构指导目录》（2024 年本）；

25．《吉林省建设占用耕地表土剥离工作管理办法（试行）》；

26．《建设占用耕地表土剥离技术规范》（DB22-T2278-2015）；

27．《中共吉林省委办公厅吉林省人民政府办公厅印发<关于加强生态环境分区管控的若干措施>的通知》（吉办发〔2024〕12 号）；

28．《吉政办发〔2022〕17 号关于印发吉林省建设占用耕地耕作层土壤剥离利用管理办法的通知》（2022.7.5）；

29．吉林省生态环境厅关于印发《吉林省生态环境准入清单》的函（吉环函〔2024〕158 号）；

30．白城市人民政府办公室关于印发《白城市生态环境分区管控实施方案》的通知（白政办规〔2024〕1 号）。

1.1.2.导则、规范

1、《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

2、《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

3、《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

4、《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

5、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

6、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

7、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

8、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

9、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

10、《吉林省地表水功能区》（DB22/T388-2004）；

11、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

12、《油气集输设计规范》（GB50350-2015）；

13、《固体废物分类与代码目录》生态环境部办公厅 2024 年 1 月 22 日印发；

14、《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日）；

15、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

16、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）；

17、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

1.1.3.与本项目相关资料

（1）吉林省正源环保科技有限公司与中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂签订的关于本项目环境影响评价技术咨询合同书；

（2）《吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分）实施方案》；

（3）建设单位提供的其他资料。

1.2.评价目的、评价原则与评价重点

1.2.1.评价目的

（1）通过对本项目所涉及区域的环境现状调查与评价，搞清评价区域的环境质量现状。

（2）对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强。

（3）通过工程分析，搞清本工程的“三废”排放特征及源强，采用合理的预测模式，预测或分析工程对周围环境的影响程度和范围。

（4）根据项目对区域生态环境破坏较大的特点，调查、分析区域生态环境质量的现状，预测生态环境的影响程度和范围，为生态恢复措施提供科学依据。

（5）分析项目拟采取的污染防治措施的可行性，提出环境保护建议，核算项目的污染物排放总量，进行环境经济损益分析，论证经济、社会与环境效益的统一性。

（6）针对本工程可能对区域环境的影响程度，提出切实可行的污染防治措施和生态恢复措施，使其对环境和生态的影响降至可接受程度。同时为项目的设计及环境管理提供科学依据。

1.2.2.评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

1、依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

2、科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响，充分收集和利用评价范围内有效的环境监测资料或背景值资料。

3、突出重点

根据本项目工程内容及特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.2.3.评价重点

油田开发施工期的环境影响较大，主要表现为对植被的破坏、产生的水土流失、对地表水和地下水的污染、对环境空气的污染、噪声的影响等污染环节较多，污染因素较复杂。综合本项目所在区域环境特征，确定本项目的评价重点主要是：施工期和运行期的工程污染分析，污染防治措施，地面工程合理性分析。

同时，在对油田开发各时期各种环境因素的影响进行预测和分析的基础上，对清洁生产、污染防治、总量控制、环境效益分析、环境管理等予以必要的分析和论述。并提出具有可操作性的污染防治措施，提高油田的清洁生产水平。

1.3.环境影响因素识别与评价因子筛选

1.3.1.评价时段

包含施工期、运营期。

1.3.2.环境影响因素识别

根据项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在开发施工期、生产运行期影响环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。工程施工期环境影响因素识别矩阵见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响因素一览表

时段	影响活动	环境空气	地表水环境	地下水环境	声环境	土壤环境	生态环境	固体废物
施工期	管线更新	—	—*	—*	—	—*	——	—
	风力发电				—	—	——	
	光伏发电				—			-
	储能				-			-

	燃气发电及余热利用工程	-			-			
	污水余热利用				-			
	空气源热泵				-			
	电加热				-			
运营期	管线更新		—*	—*		—*	—*	
	风力发电				—			—
	光伏发电							—
	储能							—
	燃气发电及余热利用工程	—			—			—
	污水余热利用	+			—			—
	空气源热泵	+			—			—
	电加热	+			—			—

注：表中"+"代表对环境的正面影响；—"代表对环境的负影响及影响程度；"*"代表事故状态下的环境影响

由上表可知，施工期、运营期对环境的影响多半为负面影响，管线更新运营期可减轻管线泄漏和影响产生的风险，具有环境正效益。

1.3.3.评价因子筛选

本工程各环境因素的评价因子详见下表。

表 1.3-2 环境现状调查及环境影响评价因子筛选结果一览表

项目		评价因子
环境空气	现状评价	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、TSP、非甲烷总烃
	环境影响评价	颗粒物、NO_2、CO、非甲烷总烃
地表水环境	现状评价	/
	环境影响分析	分析施工期污水去向、污水处理设施环境可行性分析
地下水环境	现状评价	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、氯化物，共计 31 项。。
	环境影响评价	石油类
声环境	现状评价	200m 范围内无村屯，未进行声环境质量监测
	环境影响评价	等效连续 A 声级·
土壤环境	现状评价	IV 类建设项目，未进行土壤环境现状评价
	环境影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	区域生态环境现状、土地利用现状
	环境影响分析	土地利用、农业生产、植被、水土流失等
环境风险	现状评价	/
	环境影响分析	原油、伴生气泄漏及火灾、爆炸产生的次生环境风险

1.4.环境功能区划

1、环境空气

本项目所在区域为农村环境，属于典型农村地区，确定本项目附近区域为环境空气二类功能区。

2、地表水环境

项目所在区域地表水为静山泡，根据《吉林省地表水功能区》（DB22/388-2004）及《关于确认吉林省西部地区雨洪资源综合利用河湖连通供水工程环境影响评价执行环境保护标准的复函》（吉环函〔2015〕451 号），静山泡执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

3、地下水环境

本项目区域地下水为《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类功能区，即以人体健康基准值为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水，执行地下水III类区标准。

4、声环境

本项目附近主要为村庄，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），村庄为 1 类声环境功能区，井场、站场工业活动较多，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），按 2 类声环境功能区。

5、生态环境

根据《吉林省生态功能区划》，本项目所在区域属于吉林西部低平原生态区（I），松花江平原生态亚区（I1），嫩江湿地保护与洪水调蓄生态功能区（I1-1），见附图 1.4-1。

1.5.评价标准

1.5.1.环境质量标准

（1）环境空气

本项目拟建地点所在区域为二类环境空气质量功能区，环境空气评价采用《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准，非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，详见下表。

表 1.5-1 环境空气质量标准限值

序号	污染物项目	平均时间	过渡阶段	单位	标准来源

			浓度限值		
			二级		
1	二氧化硫 SO_2	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）
		日平均	150	μg/m³	
		1 小时平均	500	μg/m³	
2	二氧化氮 NO_2	年平均	40	μg/m³	
		日平均	80	μg/m³	
		1 小时平均	200	μg/m³	
3	一氧化碳 CO	日平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10	mg/m³	
4	臭氧 O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200	μg/m³	
5	PM_{10}	年平均	60	μg/m³	
		日平均	120	μg/m³	
6	$PM_{2.5}$	年平均	30	μg/m³	
		日平均	60	μg/m³	
7	TSP	年平均	200	μg/m³	
		日平均	300	μg/m³	
8	氮氧化物（NOx）（以 NO_2 计）	年平均	50	μg/m³	
		日平均	100	μg/m³	
		1 小时平均	250	μg/m³	
9	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	大气污染物综合排放标准详解

（2）地表水

项目区域附近地表水体为静山泡，根据《吉林省地表水功能区》（DB22/388-2004）及《关于确认吉林省西部地区雨洪资源综合利用河湖连通供水工程环境影响评价执行环境保护标准的复函》（吉环函〔2015〕451 号），执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。

表 1.5-2 地表水环境质量标准限值

序号	监测项目	III 类标准值	单位
1	pH	6～9	无量纲
2	COD	20	mg/L
3	BOD_5	4	mg/L
4	氨氮	1.0	mg/L
5	石油类	0.05	mg/L
6	挥发酚	0.005	mg/L
7	硫化物	0.2	mg/L

（3）地下水

本项目所在地地下水环境为III类功能区，其地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准，其中未作规定的石油类选用《生活饮用水卫生标

准》（GB5749-2022）附录 A 中石油类限值，详见下表。

表 1.5-3 地下水质量标准

序号	项目	单位	III类标准值	标准来源
1	pH	无量纲	6.5-8.5	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类
2	氨氮	mg/L	≤0.50	
3	耗氧量（COD_{Mn}法，以O_2计）	mg/L	≤3.0	
4	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	
5	氰化物	mg/L	≤0.05	
6	砷	mg/L	≤0.01	
7	汞	mg/L	≤0.001	
8	铬（六价）	mg/L	≤0.05	
9	总硬度（以$CaCO_3$计）	mg/L	≤450	
10	铅	mg/L	≤0.01	
11	镉	mg/L	≤0.005	
12	硝酸盐氮	mg/L	≤20	
13	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	
14	铁	mg/L	≤0.3	
15	锰	mg/L	≤0.1	
16	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
17	硫酸盐	mg/L	≤250	
18	氟化物	mg/L	≤1.0	
19	硫化物	mg/L	≤0.02	
20	总大肠菌群	MPN[b]/100mL 或 CFU[c]/100mL	≤3.0	
21	菌落总数	CFU/mL	≤100	
22	钡	mg/L	0.7	
23	石油类	mg/L	≤0.05	《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）

（4）声环境

本项目站场执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，周边村庄执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，详见下表。

表 1.5-4 声环境质量评价标准

声环境功能区类别	时段	
	昼间 dB（A）	夜间 dB（A）
1 类	55	45
2 类	60	50

1.5.1.2.污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）新污染源大气污染

物排放限值中的无组织排放监控浓度限值。详见下表。

表 1.5-5 大气污染物排放标准（摘录）

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度（mg/m³）
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国III、IV阶段）》（GB20891-2014）修改单中明确“自2022年12月1日起，所有生产、进口和销售的560KW以下（含560KW）”非道路移动机械及其装用的柴油机应符合本标准第四阶段要求。见下表。

表 1.5-6 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

额定净功率（Pmax）（kw）	CO（g/kwh）	HC（g/kwh）	NOx（g/kwh）	HC+NOx（g/kwh）	PM（g/kwh）	备注
Pmax>560	3.5	-	-	6.4	0.2	第三阶段
130≤Pmax≤560	3.5	0.19	2.0	-	0.025	第四阶段

现有站场厂界非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织监控浓度标准要求；现有站场锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉排放标准。

表 1.5-7 现有工程大气污染物排放浓度限值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³） 在用燃气锅炉	无组织排放监控浓度限值 mg/m³	标准来源
NMHC	—	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
颗粒物	30	—	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）燃气锅炉标准
SO_2	100	—	
NOx	400	—	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	/	

根据工程方案，安一联采用燃气内燃机，参照已取得白城市生态环境局大安市分局批复的《吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程环境影响报告书》中燃气内燃机采用的标准，执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉标准；红75接转站采用燃气轮机，执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表1中天然气燃气轮机标准，具体见下。

表 1.5-8　　燃气锅炉大气污染物排放浓度限值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	
	新建燃气锅炉	天然气燃气轮机
颗粒物	20	5
SO_2	50	35

NOx	200	50
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	≤1

本项目脱硝系统采用尿素做还原剂，脱硝过程中产生逃逸现象，氨有组织排放和无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）要求，详见表 3-15。

表 3-15　恶臭污染物排放标准

序号	控制项目	排气筒高度（m）	排放速率（kg/h）	排放浓度（mg/m³）
1	氨（有组织）	15	4.9	/
2	氨厂界（无组织）	/	/	1.5

（2）噪声

施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中标准限值，详见下表。运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 1.5-9 环境噪声排放限值

时段	昼间	夜间	执行标准
施工期	70	55	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
运行期	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

（3）废水

本工程产生的废水依托红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理，处理后的水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质主要控制指标标准，根据建设单位提供的资料，根据各站所在区域的储层空气渗透率，红岗联合站和安一联执行“30、25”限值要求，安二联执行“10、 15”限值要求，详见表 2.4-10，见下表。

表 1.5-10 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

储层空气渗透率（μm²）	<0.01	**[0.01，0.05]**	[0.05，0.5]	**[0.5，2.0]**	≥2.0
悬浮总固体（mg/L）	8.0	**15.0**	20.0	**25.0**	35.0
含油量（mg/L）	5.0	**10.0**	15.0	**30**	100.0

（4）固体废物

一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）有关要求。危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

1.6.评价工作等级及范围

1.6.1.环境空气

1.6.1.1.评价工作等级

根据 HJ2.2-2018《环境影响评价技术导则 大气环境》规定，选择推荐模型中的估算模型对项目的大气环境评价工作进行分级。

表 1.6-1 大气评价等级判据

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{max}\geq10\%$
二级	$1\%\leq P_{max}<10\%$
三级	**$P_{max}<1\%$**

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本项目为管线更新及站场改造工程，施工期对大气环境影响主要为施工期扬尘、汽车尾气及焊接烟尘，由于施工场地现场较为空旷，有利于扬尘和烟尘的扩散，因此在短暂的施工期内不会对区域环境空气质量产生较大影响。

本项目施工结束后，管线投入运行，采出液由管线密闭集输，该过程不产生废气；本项目站内新建电锅炉、空气源热泵、风电场及光伏发电站等运行期无大气污染物排放；运行期大气污染源主要为安一联及 H75 接转站新建燃气发电机产生的燃烧烟气。污染源参数见下表。

表 1.6-2 污染物点源参数调查清单

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度m	排气筒折算高度m	排气筒折算内径m	烟气流速 m^3/h	烟气温度℃	年排放小时数h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度								SO_2	NO_x	颗粒物
安一联燃气发电机	124.154562	45.452348	133	15	1.5	4647	120	8000	正常	0.0863	0.3006	0.0448
H75 接转站燃气发电机	124.041330	45.613076	126	15	1.5	9368	120	8000	正常	0.0763	0.1696	0.0400

氨逃逸安一联有组织排放速率为 0.011kg/h，H75 接转站有组织排放速率为 0.024kg/h。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，采用估算模式计算本项目正常排放情况下主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，按照评价工作分级

判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见下表。

表2.5-2　　估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		39.7
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 污染物估算模式进行评价等级判定，估算结果详见下表。

表 1.6-3 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	污染因子	最大落地浓度(ug/m³)	最大浓度落地点(m)	评价标准(ug/m³)	占标率(%)	D10%(m)	推荐评价等级
安一联燃气发电机	PM_{10}	2.1752	57	360	0.60	0	III
	SO_2	4.18718	57	500	0.84	0	III
	NO_x	14.5922	57	250	5.84	0	II
	NH_3	0.2453	57	200	0.12	0	III
H75 接转站燃气发电机	PM_{10}	1.2069	76	360	0.34	0	III
	SO_2	2.30082	76	500	0.46	0	III
	NO_x	5.11656	76	250	2.05	0	II
	NH_3	0.5178	76	200	0.26	0	III

本项目 $Pmax=P_{NOx}=5.84\%<10\%$，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

根据导则要求，大气评价范围以安一联及 H75 接转站为中心，边长取 5km 的区域，其他站内改造站场、风电场及光伏发电站不设大气评价范围。

1.6.2.地表水

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），建设项目地表水环境影响评价等级按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水

环境保护目标等综合确定，本项目施工期和运营期均无废水外排，因此确定地表水评价等级为三级 B，不划定地表水评价范围。

1.6.3.地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）规定，评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，确定该项目地下水环境影响评价工作等级。

（1）地下水类别

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价，本项目风力发电、光伏发电及燃气发电按照IV类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度分析

根据导则，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表。

表 1.6-4 建设项目的地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

根据现场调查，本项目距离大安市地下水水源保护区最近距离 8.26km，所在地大安市已划分农村集中式地下水生活饮用水水源地，水源地一级保护区是以各水源井为中心，半径 30m 范围进行划定，不设二级保护区及准保护区。距离管线最近的大安农村集中式地下水水源为前二龙水源井，距离为 9.73km。

所在地大安市已划分农村分散式地下水生活饮用水水源地，各村屯均分布有一口水源井，供水范围为所在村屯居民，农村分散式饮用水水源地一级保护区是以水源井为圆心，外扩 30m 为半径的圆形区域内。另村屯内有村民自打水井，均位于村屯边界内，主

要为灌溉用水。

1、集中式

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 8.2 相关技术要求，地下水质点运移距离计算公式：

L＝α×K×I×T/ne

式中：L：下游迁移距离，m；

α：变化系数，α≥1，一般取 2；

K：渗透系数，m/d，根据开发区域地质条件及含水层特点综合确定，本次取 K=10；

I：水力坡度，无量纲；根据区域等水位线与距离确定，本次取 I=0.0005；

T：质点迁移天数，本次取 5000d；

ne：有效孔隙度，无量纲，本次取 ne=0.3。

经计算，下游迁徙距离：L=α×K×I×T/ne=2×10×0.0005×5000/0.3=167m

参数选取来源于红岗采油厂 2024-2025 年区块环评及项目区域已批复的同类项目。

本项目距离大安地下水水源保护区最近距离 8.26km，管线距离最近的大安农村集中式地下水水源为前二龙水源井，距离为 9.73km，远大于质点迁移路径所确定的范围 167m，因此本次本项目不在未划定准保护区的集中水式饮用水水源保护区及其保护区以外的补给径流区，相对于集中水式饮用水水源保护区位置关系不敏感。

2、分散式

经现场调查，本项目管线距离最近的为前两家子分散式水源井，距离为 437m，其距离大于 30m。因此，本项目不在分散式饮用水水源地内，相对于分散式饮用水水源地位置关系不敏感。

综上，本项目地下水环境不敏感。

（3）评价等级

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见下表。

表 1.6-5 评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II类项目	**III类项目**
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	**二**	**三**	**三**

本项目地下水环境敏感程度为不敏感，本项目 E 电力类，30 燃气发电、34 其他能

源发电，地下水环境影响评价项目类别为IV类项目，可不进行地下水环境影响评价；输气管线为III类项目，地下水评价工作等级均为三级。

2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），线性工程应以工程边界两侧分别向外延伸 200m 作为调查评价范围，结合本项目特点、周围地下水环境保护目标、地下水环境现状监测点位以及地下水基本流场特征，确定本工程地下水评价范围为东西 25km，南北 20km，评价范围为 485km^2。地下水评价范围图详见附图 1.6-1。

1.6.4.噪声

1）评价等级

本项目所在区域村屯为声功能区域的 1 类区，井场、站场为 2 类区，项目建设前后，评价范围内声环境敏感目标增加量小于 3dB(A)，受影响人口数不增加，根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）的相关判据，确定环境噪声评价等级为二级。

2）评价范围

本项目声环境评价范围：站场及管线工程边界外扩 200m 区域。详见附图 1.6-1。

1.6.5.生态环境

根据《环境影响评价技术导则生态环境》（HJ19-2022）以及评价项目影响区域的生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级分为一级、二级和三级，详见下表。

表 1.6-6 生态影响评价工作级别划分判据

判定依据	本项目实际情况	判定结果
a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
b）涉及自然公园时，评价等级为二级	本项目不涉及自然公园	/
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	本项目位于白城市一般管控单元，不涉及生态保护红线	/
d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目不属于水文要素影响型且地表水评价等级为三级 B	/
e）根据 HJ 610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标	/
f）当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目总占地规模仅为 10.99hm^2，小于 20km^2。	/
除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，	本项目为除 a）、b）、c）、d）、e）、	三级

评价等级为三级	f）以外的情况	
结合上述判定情况，最终确定本项目生态影响评价等级为三级。		

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等特殊保护区域；本项目不涉及生态保护红线；本项目总占地规模仅为10.99hm²，小于20km²。因此，本工程生态影响评价等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19－2022），本次生态评价范围确定为站场周围及输气管线两侧300m范围，评价范围为6.84km²。详见附图1.6-1。

1.6.6.土壤环境

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于“电力热力燃气及水生产和供应业—其他”，IV类项目；本项目工程输气管线属于IV类建设项目，不进行土壤环境影响评价，不设评价范围。

1.6.7.环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C，在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

（1）危险物质数量与临界量比值

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为Q；当存在多种危险物质时，按以下公式计算物质总量与其临界量比值（Q）。

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\cdots\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，……，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，……，Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I。

当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100

项目施工期无危险单元。因此本次评价以运营期为主要评价时期，运营期主要将输气管道划为危险单元。本次伴生气管道大45接转站至大干面阀室间段局部更新，更新管线长度约3km，采用无缝钢管D168×6，更新段输气管道两个截断阀（大45接转站至大干面阀室）间12km，天然气最大在线量为228m³，更新工作压力6.3MPa，折算为标况

天然气体积 14404m³，天然气的密度取 0.71kg/m³，折算天然气则最大量为 10.23t。

风险物质数量及临界值比值（Q）计算如下表所示。

表 1.6-7 风险物质数量级临界比值（Q）计算表

位置	物质名称	最大储存量（t）	临界量（t）	Q
输气管线	天然气	10.23	10	1.023

由上表可知，本项目储运单元和生产单元的危险物质数量与临界量比值：Q=1.023，1≤Q＜10。

（2）行业及生产工艺（M）

根据项目所属行业及生产工艺特点，按照下表评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别平分并求和。将 M 划分为：M＞20；10＜M≤20；5＜M≤10；M=5；分别以 M1、M2、M3、M4 表示。

表 1. 1-1. 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值	本项目
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套	/
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	/
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）	/
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	/
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线（不含城镇燃气管线）	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	/
合计			10

本项目行业及生产工艺 M=10，为 M3。

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照下表确定危险物质及工艺系统危险性等级（P）。

表 1. 1-2. 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量及临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3

10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

综上所述，本项目危险物质及工艺系统危险性（P）分级为P4。

（3）环境敏感程度（E）的分级

本项目环境敏感特征详见下表。

表1.1-3.建设项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	管线周边5km范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	前两家子屯	西侧	550	居民区	60
	2	东两家子屯	北侧	2000	居民区	150
	3	后两家子屯	北侧	1530	居民区	250
	4	王家围子	西北	2650	居民区	160
	5	前八里僧	西北	2900	居民区	100
	6	来福屯	西北	3450	居民区	300
	7	两家子镇	西北	2100	居民区	5000
	8	东岗子屯	西北	4650	居民区	330
	9	祖大干面子	西北	3170	居民区	90
	10	鲍土来屯	西南	2720	居民区	70
	11	前六家子	南侧	3720	居民区	80
	12	后六家子	南侧	3780	居民区	70
	13	三家子村	南侧	2570	居民区	200
	14	后小榆树	南侧	750	居民区	60
	15	贾家窝堡	东侧	4200	居民区	300
	16	张连窝堡	东北	4560	居民区	150
	17	许成屯	东北	4360	居民区	150
	18	张才屯	东北	4550	居民区	120
	油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小计					0
	周边5km范围内人口数小计					7640
	大气环境敏感程度E值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	地表水环境敏感程度E值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	/	/	/	/	/	/

	地下水环境敏感程度 E 值	E3

（1）大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表 1.1-4. 行业及生产工艺（M）

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

由上表分级原则可知，本项目周边 5km 范围内环境保护目标人口总数小于 1 万人，油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人，因此，行业及生产工艺为 E3。

（2）地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表 1.1-5. 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	**F3**
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	**E3**

表 1.1-6. 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水功能敏感性
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为 III 类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，

	危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	**上述地区之外的其他地区**

本项目废水不外排，无排放口，地表水功能敏感性为 F3。

地表水环境敏感目标为 S3，详见下表。

表 1.1-7. 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

综上所述，本项目地表水环境敏感程度 E3。

（3）地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表 1.1-8. 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	**G3**
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 1.1-9. 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水功能敏感性
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区、如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）

G2	准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感 G3	**上述地区之外的其他地区**
“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

本项目所在地无饮用水水源地，地下水功能敏感程性为 G3。

表 1.1-10. 地下水功能敏感性分区

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度 K：渗透系数	

本项目所在地包气带岩土由粉质黏土、中粗砂及卵石组成，主要为粉质黏土，因此采用粉质黏土的渗透系数，为 1.16×10^{-4}cm/s~2.89×10^{-4}cm/s，Mb 取值为 7~12m，因此地下水环境功能敏感性为 D2。

综上所述，本项目地下水环境敏感程度分级为 E3。

本项目环境风险评价等级确定详见下表。

表 1.1-11. 本项目环境风险评价等级确定

分级			
P	E	环境风险潜势	评价等级
P4	E3	Ⅰ	简单分析

综上判断，拟建项目风险评价等级为简单分析，不设置评价范围。

1.7.环境保护目标

1.7.1.环境敏感性分析

1、大气环境敏感性分析

本项目位于吉林省白城市大安市境内，开发区块位置属于典型农村地区，环境空气属于二类功能区，不敏感。

2、地表水敏感性分析

本项目距离最近水体静山泡，安二联东南侧距离 900m，地表水环境不敏感。

3、地下水敏感性分析

根据现场调查，项目所在地主要为农村分散式地下水生活饮用水水源地，输气管线距离最近的分散式地下水饮用水水源地 437m，不在分散式饮用水水源地内，地下水环境不敏感。

4、噪声敏感性分析

本项目 200m 范围内无村屯，因此，本项目声环境不敏感。

表 1.7-1 风力发电机敏感因素避让表

作业区	序号	敏感因素	相对风机	方位及距离
萨尔图作业区	1	来福屯	T1（H8）	东北侧 1800m
	2	来福屯	T2（H31）	西北侧 1200m
大安作业区	1	徐富老围子	T3(DB8-20)	东北侧 1100m
	2	前邢家村	T3(DB8-20)	西南侧 980m

5、生态敏感性分析

本项目工程不涉及占用国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能等重要生态敏感区，本项目生态环境不敏感。与重要环境敏感区相对位置见附图 1.7-2。

1.7.2.环境保护目标

本项目站内新建电锅炉、空气源热泵、风电场及光伏发电站等运行期无大气污染物排放；运行期大气污染源主要为安一联及 H75 接转站新建燃气发电机产生的燃烧烟气。大气环境保护目标主要为安一联及 H75 接转站 5km 范围内村屯，具体详见下表 1.7-2 及附图 1.7-1，其他主要环境保护目标详见表 1.7-3。

表 1.7-2 本项目主要大气环境保护目标一览表

序号	保护目标	坐标/m		保护对象	规模	功能区划	相对工程方位		距离（km）
		X	Y						
1	建设村	124.1548204	45.43547248	村屯	150 户、450 人	二类	安一联	南	1.66
2	万宝山	124.1675032	45.43543293	村屯	80 户、240 人	二类	安一联	东南	2.05
3	于老奎	124.1776488	45.44556895	村屯	60 户、180 人	二类	安一联	东南	1.78
4	王大院	124.1883638	45.45735943	村屯	40 户、120 人	二类	安一联	东北	2.45
5	长虹村	124.154145	45.46554419	村屯	110 户、330 人	二类	安一联	北	1.24
6	后二龙山	124.1251084	45.46330519	村屯	50 户、150 人	二类	安一联	西北	2.38
7	后太平	124.1369377	45.44561892	村屯	40 户、120 人	二类	安一联	西南	1.41
8	山湾村	124.1237808	45.43256494	村屯	110 户、330 人	二类	红 75 接转站	西南	3.45
9	东北屯	124.0104901	45.60624461	村屯	30 户、90 人	二类	红 75 接转站	西南	2.24
10	跃进村	124.0490053	45.59821537	村屯	70 户、210 人	二类	红 75 接转站	南	1.61
11	后邢家	124.0741689	45.59809958	村屯	30 户、90 人	二类	红 75 接转站	东南	2.95

12	岔古敖村	124.0675211	45.62979666	村屯	110 户、330 人	二类	红 75 接转站	东北	2.62
13	赖毛屯	124.0430314	45.62182795	村屯	70 户、210 人	二类	红 75 接转站	北	0.76
14	前两家子屯	123.9761479	45.514477	村屯	20 户、60 人	二类	输气管线	西侧	0.55
15	东岗子屯	123.931388	45.532790	村屯	110 户、330 人	二类	1#光伏电站	南侧	1.55
16	祖大干面子屯	123.939121	45.515587	村屯	30 户、90 人	二类	2#光伏电站	东侧	0.89
17	来福屯	123.948201	45.561439	村屯	100 户、300 人	二类	T1（H8）	东北	1.8
						二类	T2（H31）	西北	1.2
18	前邢家村	124.100040	45.588299	村屯	30 户、90 人		T3(DB8-20)	东北	1.1
19	徐富老围子	124.121101	45.603968	村屯	200 户、600 人		T3(DB8-20)	西南	0.98

表 1.7-3 其他主要环境保护目标一览表

环境要素	序号	保护目标名称	相对工程方位	距离	功能区划
声环境	风机 980m 范围内无无村屯等声环境敏感区，其他工程 200m 范围内无村屯等声环境敏感区				村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区
地表水	静山泡		安二联东南侧	900m	执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准
生态	评价区内土壤、黑土地、基本农田及野生动植物				控制对耕地的破坏，做好耕地复垦
地下水	前两家子分散式水源井		更新管线西侧	437	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准

第二章 现有工程调查

2.1.企业概况

2.1.1.吉林油田公司概况

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司是一个以石油天然气勘探开发为主营业务的大型地区公司。目前共探明油气田 26 个，探明石油储量 11.3 亿吨、天然气储量 120 亿立方米，共开发油气田 21 个，勘探开发区域遍布吉林省 20 多个市、县（区）。

该公司自 1955 年勘探开始，经六十年开发，原油生产持续稳定发展，原油产量呈阶段性上升，先后实现了 5 次突破：1971 年突破 100×10^4t，1985 年突破 200×10^4t，1988 年突破 300×10^4t，1997 年突破 400×10^4t，以后几年一直在 375×10^4t 左右徘徊。中国石油重组改制之后，2001 年原油产量达到 404×10^4t，2002 年达到 455×10^4t，连续两年创历史新高。2003 年原油已经在年产 480×10^4t 水平线上运行，2006 年又创造了历史最高水平，原油产量达到 550×10^4t 左右。吉林油田累计为国家贡献原油 8575×10^4t，完成投资 300.44 亿元，实现销售收入 455.4 亿元，实现利润 58.6 亿元，上缴税费 71.9 亿元，为地区经济的发展带来了巨大的直接经济利益和现实的拉动作用。特别是重组改制以来，累计实现利润 62.54 亿元，累计上缴税费 30.2 亿元。累计新增探明石油地质储量 1.45 亿吨，三级储量超过 3 亿吨，为稳定东部原油产量起到了重要作用。

2.1.2.红岗采油厂概况

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂于 1975 年 3 月 8 日成立，位于吉林省大安市境内。辖区面积 1473km^2，其中国有区面积 1166km^2，合资合作区面积 307km^2。1979 年，原油产量突破 40 万 t，被石油部评为“高产稳产油田”，2005 年原油产量达到 50 万 t，2007 年开发天然气，2008 年油气当量攀上 60 万 t，近几年来来一直稳产在 40 万吨以上。

全厂在岗员工 2047 人。其中：厂班子成员 6 人，科级干部 27 人，一般管理干部 385 人；操作员工 1629 人（含混岗 10 人）。机关科室 17 个，其中机关部室 9 个、机关附属 6 个、科研单位 2 个。基层站队 26 个，基层班组 198 个。采油厂现有各类设备 2594 套。其中：抽油机 1946 台、天然气压缩机 6 台、油水泵 279 台、水力活塞泵 1 台、锅炉 49 台、各种车辆 313 台。资产原值 131.02 亿元，净值 70.53 亿元。

红岗采油厂隶属于中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司，大型规模，区内有一定的环境敏感区（嫩江大安段乌苏里拟鲟国家级水产种质资源保护区等红岗采油厂范围内环境敏感区图见附图 2-1），同时近年来有多个区块滚动开发，是吉林油田下一步开发的主力采油厂，具有一定的代表性。红岗采油厂位于吉林省大安市境内。红岗采油厂相继开发了红岗油田、海坨子油田、大安油田等 3 个油田，并连续多年在辖区范围内进行探井开发。动用面积 239.3km^2、动用地质储量 10351 万 t，采出程度 21.22%、采收率 25%、采油速度 0.4%。目前红岗采油厂共有油井 2420 口、开井 1945 口，水井 810 口、开井 665 口，年产液 636×10^{4}t/a，产油 40.85×10^{4}t/a，综合含水率 93.58%

红岗油田：含红岗萨尔图、红岗高台子、红岗区块。动用面积 89km^2、动用地质储量 5336 万 t，采出程度 32.12%、采收率 36%、采油速度 0.4%。

大安油田：含大 45 区块、红 90-1 区块、红 75 区块、红 81 区块、大 26 区块、红 87-9 区块、大 42 区块、大 18 区块、大 50 区块、大 27 区块、大 28 区块、大 30 区块、大 73 区块、大 208 区块、大 127 区块。动用面积 138.5km^2、动用地质储量 4705 万 t，采出程度 9.65%、采收率 13%、采油速度 0.4%。

海坨子油田：含大 56 高台子、大 61 高台子、海 21-4 区块、海 47 萨尔图。动用面积 11.8km^2、动用地质储量 310 万 t，采出程度 9.3%、采收率 19.6%、采油速度 0.8%。

表 2.1-1 红岗采油厂油水井现状调查

作业区	站场	总数（口）		油井（口）		水井（口）	
		总井数	开井数	总井数	开井数	总井数	开井数
萨尔图作业区	红岗联合站	533	418	389	294	144	124
	1#接转站	405	323	293	224	112	99
	5#接转站	338	267	240	178	98	89
	合计	1276	1008	922	696	354	312
大安作业区	大 45 接转站	220	159	170	116	50	43
	安二联	493	412	382	323	111	89
	大 4#接转站	244	196	185	153	59	43
	红 75 接转站	225	183	168	133	57	50
	合计	1182	950	905	725	277	225
联合作业区	安一联	230	178	165	126	65	52
	大 3#接转站	365	340	293	297	72	43
	大 61 站	61	31	49	25	12	6
	海 21-4 站	116	103	86	76	30	27
	合计	772	652	593	524	179	128
全厂合计		3230	2610	2420	1945	810	665

三个油田共下辖 10 个采油队，地面系主要有油气处理站、中转站、集气站、脱水

站、注水站、计量间、配水间等地面系统，集油管线总长为 1175.775km，注水管线为 533.312km。

红岗采油厂地面系统主要站库建设数量统计见表 2.1-2，红岗采油厂管线情况见表 2.1-3。

表 2.1-2　　红岗采油厂地面系统主要站库建设数量统计表

序号	类型	数量（座）	名称
1	联合站	3	红岗联合站、安一联、安二联
2	接转站	8	1#接转站、5#站、大45 接转站、大3#接转站、大4#接转站、红75 接转站、大61 站、海21-4 站
3	污水站	3	红岗联合站、安一联、安二联
4	注水站	7	红岗联合站、安一联、3#注水站、4#注水站、红 75 注水站、大 45 注水站、海 21-4 注水站
5	集气脱水站	2	1#集气站、2#集气脱水站
6	计量间	105	/
7	变电站	4	红岗变电站、大北变电站、大 208 变电站、吉原变电站

表 2.1-3　　红岗采油厂管线情况统计表

队别	集油干线长度（km)	集油支干线长度（km)	集油单井长度（km)	注水干线长度（km)	注水支干线长度（km)	注水单井长度（km)
采油一队	8.24	22.536	98.978	10.7	4.885	62.187
采油二队	2.563	11.842	126.905	0	10.348	64.452
采油三队	4.18	11.106	115.196	7.23	8.306	64.904
采油四队	5.08	28.926	95.878	9.724	4.695	36.299
采油五队	4.3	17.968	108.956	8.412	8.97	34.83
采油六队	23.3	27.76	100.522	4.484	10.336	51.853
采油七队	4.2	24.366	82.142	1.65	7.88	13.65
采油八队	27	22.79	72.75	2.911	1.641	21.361
采油九队	12.05	13.8	89.396	2.94	8.35	38.327
采油十队	10.742	34.966	68.992	1.371	8.957	21.659
合计	101.655	216.06	959.715	49.422	74.368	409.522

红岗采油厂区域位置及地面生产系统布局见下图。

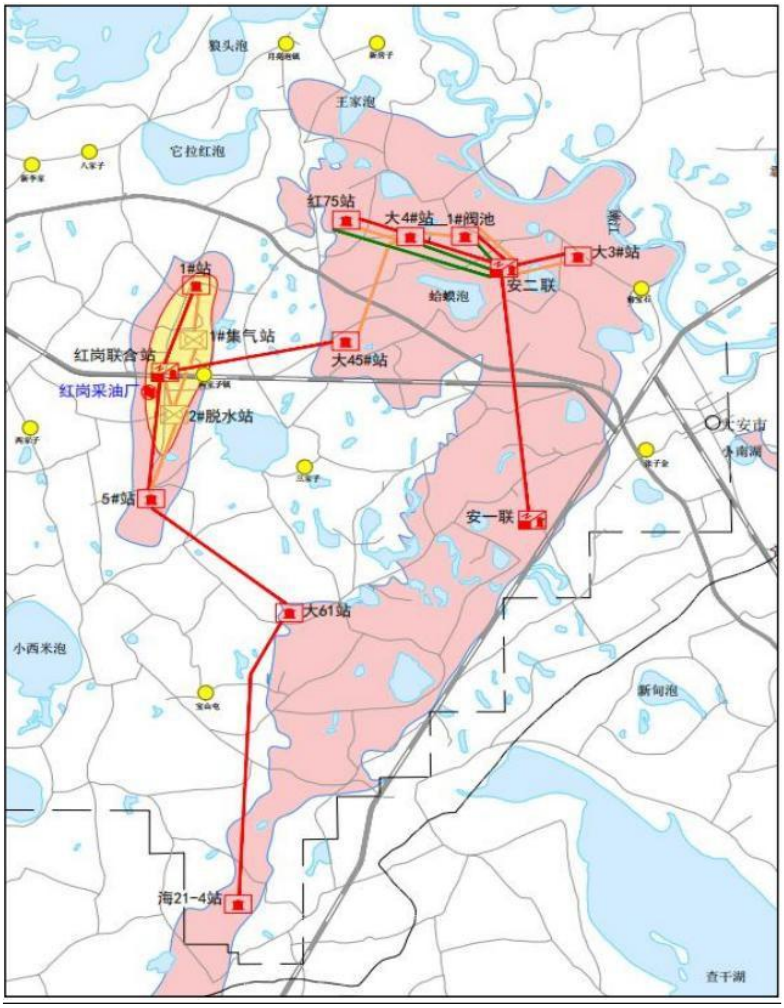


图 2.1-1 红岗采油厂区域位置及地面生产系统布局图

2.1.3.油气集输处理系统现状

（1）集油工艺及布站模式

红岗低碳一期工程优化后，萨尔图作业区全面采用常温集输流程生产，采用三级布站方式，建有联合站站场 3 座，计量间 37 座，采油井 922 口，目前开井 696 口；大安+联合作业区地面工程以掺输流程为主，采用三级布站方式。大安作业区建有站场 4 座（其中放水站 1 座，接转站 3 座），计量间 42 座，采油井 905 口，目前开井 725 口；联合作业区建有站场 3 座（其中联合站 1 座，接转站 3 座），计量间 27 座，采油井 593 口，目前开井 524 口。

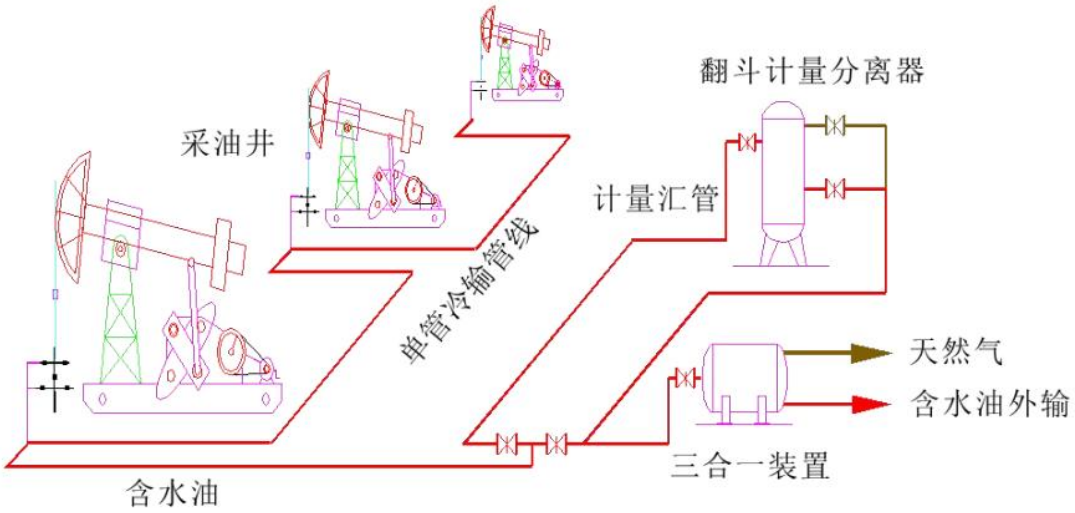


图2.1-2 常温集输流程示意图

站内采用三合一密闭集输流程为主，辅助两相分离器开式集输流程。已建接转站 8 座，集输设计规模 540×10⁴t/a，负荷率 71.76%。

表 2.1-4 红岗采油厂已建接转站一览表（10^4t/a）

序号	作业区	站场	集输工艺	设计规模液量（10^4t/a）	处理液量（10^4t/a）	负荷率（%）
1	萨尔图	1#站	密闭集输+冷输+三级布站	240	194.6	81.08
2		5#站	密闭集输+冷输+三级布站	120	103.8	86.5
3	大安	红75站	密闭集输+掺输+三级布站	30	19.2	64.1
4		大4#站	密闭集输+掺输+三级布站	40	10.7	26.8
5		大45站	密闭集输+掺输+三级布站	30	9.7	32.3
6	联合	大3#站	密闭集输+掺输+三级布站	40	23.6	59.0
7		海21-4站	密闭集输+掺输+三级布站	20	6.4	32.0
8		大61站	密闭集输+冷输+三级布站	20	19.5	97.5
合计				540	387.5	71.76

结转站处理工艺基本相同，站内采用“三合一”装置为主要设备的密闭集输工艺流程。站外来液由“三合一”密闭脱水除气，经外输泵加压，外输换热器换热后，输送至安二联处理。

主要流程简述为：

集油外输流程：站外油井产油、水、气→三合一装置（含水油）→外输泵→外输换热器→计量→外输。

伴生气流程：站外油井产油、水、气→三合一装置（伴生气）→空冷器→计量→

热电联供装置（技术服务）燃烧。

掺水流程：站外油井产油、水、气→三合一装置（含油污水）→缓冲罐污水腔→掺水泵→掺输换热器→计量→掺水分配阀组→去往站外。

采暖流程：水源井来清水（采暖总回水）→缓冲罐清水腔→采暖泵→采暖换热器→采暖分配阀组→去站内采暖伴热。

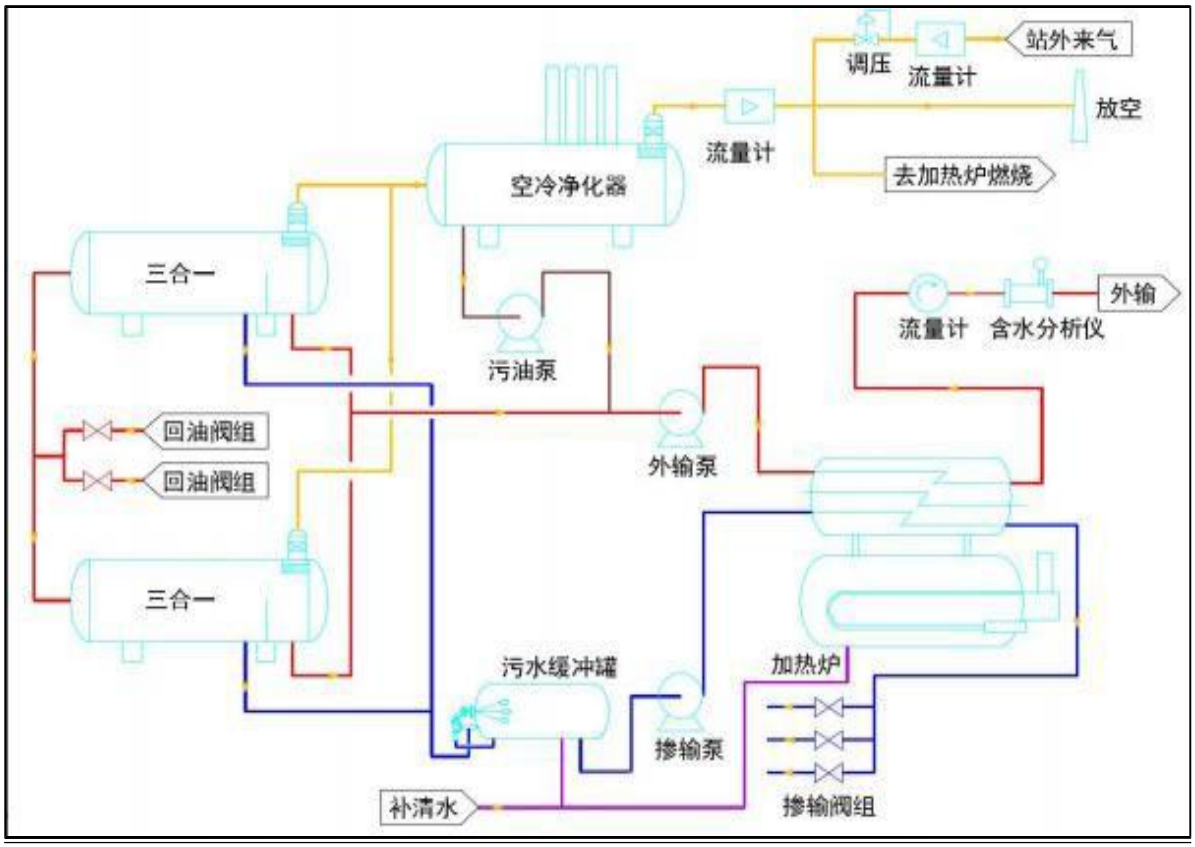


图2.1-3 接转站密闭集输流程示意图

（2）原油处理系统

本项目涉及红岗采油厂联合站 3 座，即油气处理一站（红岗联合站）、油气处理二站（安一联）、油气处理三站（安二联）。

原油处理站脱水系统采用两段大罐沉降热化学脱水工艺，即一段冷化学沉降脱水、二段热化学沉降脱水，脱水流程示意图见下图。

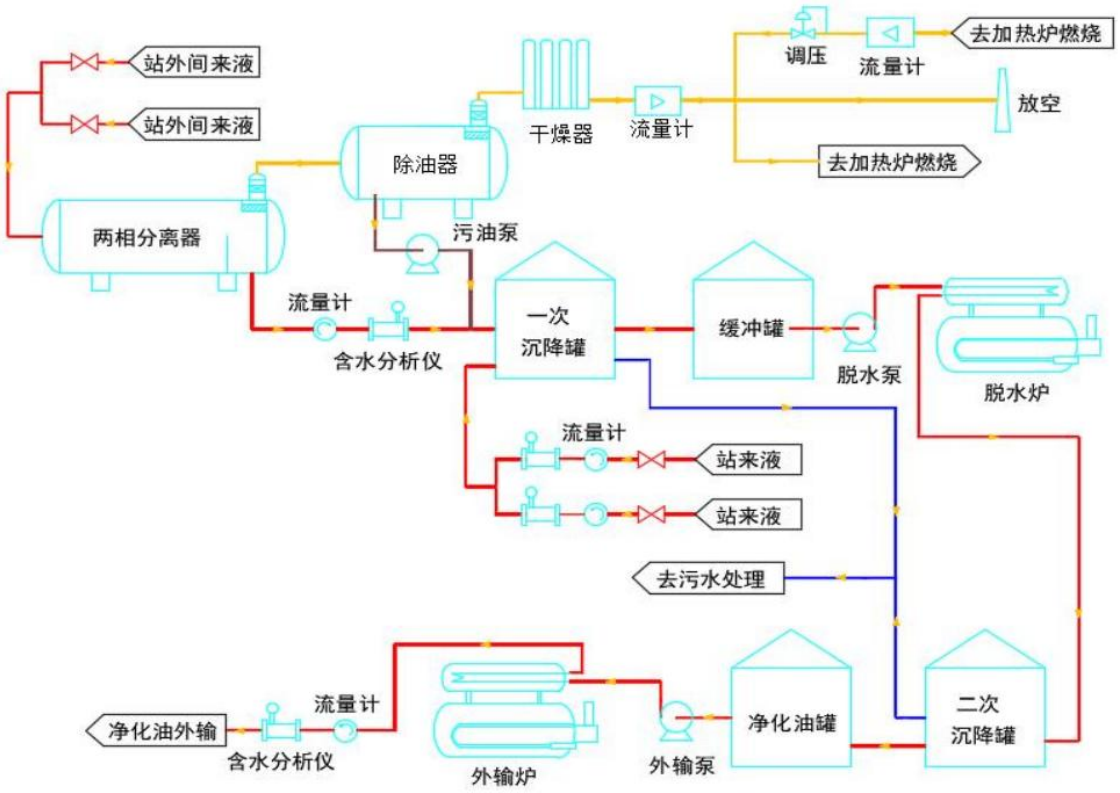


图2.1-4 两段大罐沉降脱水工艺流程示意图

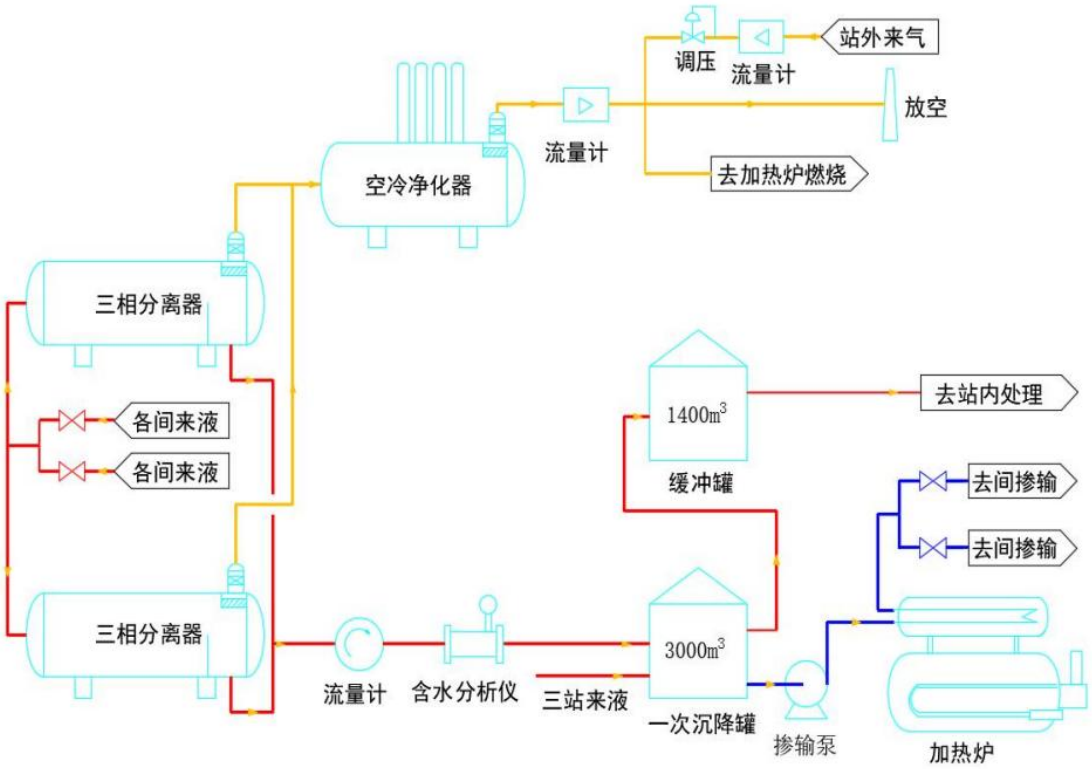


图2.1-5 放水工艺流程示意图

负荷情况详见下表。

表 2.1-5 红岗采油厂联合站负荷情况统计表

序号	作业区	集中处理站	一段脱水负荷率			集中处理站负荷率			脱水工艺
			液量处理设计能力	实际液量处理量	负荷率（%）	原油处理设计能力	实际原油处理量	负荷率（%）	
1	萨尔图	红岗联合站接转站来液	720	326.29	45.32	50	19.39	38.78	两段大罐沉降
2	萨尔图	红岗联合站本站来液	416	354.2	85.12				四合一+大罐沉降
3	联合	安一联	100	30.9	30.9	40	20.1	50.3	两段大罐沉降
4	大安	安二联	280	96.5	34.5	/	/	/	放水站

2.1.3.2.伴生气系统

本次拟利用 2 座天然气增压站拆除后空余场地，建设分布式光伏电站。其中 1#集气站站内面积 5760m^2，2#集气脱水站站内面积 16730m^2，因红岗地区气资源枯竭，目前 1#集气站、2#集气脱水站已关停。2 座天然气增压站内生产设施情况统计详见下表。

表 2.1-6 2 座天然气增压站内生产设施情况统计表

站场	设备类别	名称	规格型号	数量
1#集气站	容器类	天然气/热水分体真空变相加热炉	JM-FTX2000-SQ/2.5-Q	2
		清水罐	Φ3.0m×8.0m，60m^3	1
		污水罐	Φ3.0m×8.0m，60m^3	1
		高压生产分离器	LEWLBΦ1200×4900-2.5/C旋流分离器	3
		高压生产分离器	LEWLBΦ1300×4900-3.0/C(内衬316L)旋流分离器	1
		低压计量分离器	LEWLBΦ800×3800-2.5/C旋流分离器	1
		低压生产分离器	LEWLBΦ800×3800-2.5/C旋流分离器	2
		换热器	4-Φ325mm×6000mm，7.0/1.76MPa	11
		换热器	4-Φ325mm×6000mm	1
		压缩机	2D-91/5-25	2
		旋流过滤分离器	FXLBΦ1000×2×4500-2.5/CFXLBΦ2000×2×5000-2.5/C	2
		旋流分离器	Φ800×3900-3.0/C	1
		燃气分水器	Φ800×1200，2.2MPa	1
	机泵类	多级离心采暖泵	4000YQDY-250-57c，110kW	2
		多级离心采暖泵	DGK45-50×3，37kW	1
		多级离心污水泵	DYK18-50×5，37kW	1
		注醇泵	JYZR，1.5kW	1

2#集气脱水站	容器类	天然气/热水分体真空变相加热炉	BSS-HJ1250-Q(S)2.5-Q	2
		清水罐	Φ3.0m×8.0m，60m^3	1
		污水罐	Φ3.0m×8.0m，60m^3	1
		燃气缓冲罐	Φ309×2200mm	1
		换热器	4-Φ325×6000mm，7.0/1.76MPa	2
		试采/生产分离器	LEWLBΦ800×3800-2.5/c旋流分离器	3
		卧式过滤分离器	FΦ800×3800-2.5/c旋流分离器	3
		旋流分离器	Φ2000×7500-2.5/c	1
		三甘醇脱水装置	LD3GC-40/2.2	1
		压缩机	VFW8.5/1.2--24	3
	机泵类	多级离心采暖泵	DGK45-50×3，37kW	2
		多级离心污水泵	DYK18-50×4，37kW	1
		注醇泵	JYZR，1.5kW	1

2.1.4.各站主要用能设备

油气集输系统主要用能设备为燃气加热炉及各类机泵。现有各站加热炉数量、装机规模详见下表，现有加热炉均采用天然气为燃料，燃料使用量详见现有工程污染物排放情况章节表 2.3-1。

表 2.1-7 站场加热炉运行现状汇总表

作业区	站场	锅炉名称及功能	装机功率（kW）	数量（台）	运行状态	备注
萨尔图作业区	红岗联合站	1#掺输、热水炉	2800	1	备用	
		2#掺输炉	2800	1	备用	
		3#掺输、热水炉	3000	1	备用	
		1#采暖炉	1750	1	拟拆除	
		2#采暖炉	2400	1	备用	
		1#外输、脱水炉	2000	1	拟拆除	
		2#外输、脱水炉	2000	1	拟拆除	
		3#外输、脱水炉	2000	1	备用	
		1#外输	3000	1	运行	英红末站外输炉
		2#外输	3000	1	备用	
		压缩式热泵机组	2700	2	全年运行	
		浸没式电极热水加热炉	3000	1	冬季运行	一期建设
		热电联供装置（技术服务）	7000	1	/	
	1#接转站	1#加热炉（掺输、外输、采暖）	5000	1	冬季运行采暖	
		2#加热炉（掺输、外输、采暖）	5000	1		
	1#集气站	1#采暖炉	2000	1	已停运	
		2#采暖炉	2000	1		

	2#集气脱水站	1#采暖炉	1250	1	已停运	
		2#采暖炉	1250	1		
大安作业区	安二联	1#外输炉	1400	1	全年运行	
		2#外输炉	1400	1	备用	
		1#热水、采暖炉	2000	1	运行	
		2#热水、采暖炉	2000	1	备用	
		1#掺输炉	3500	1	运行	
		2#掺输炉	3500	1	备用	
		3#掺输炉	2800	1	备用	
		压缩式热泵机组	2000	1	全年运行	
	红 75 接转站	1#加热炉（掺输、外输、采暖）	2800	1	全年运行	
		2#加热炉（掺输、外输、采暖）	2800	1	备用	
	大 4#接转站	1#掺输、采暖炉	2500	1	全年运行	
		2#掺输、采暖炉	2500	1	备用	
	大 45 接转站	1#加热炉（掺输、外输、采暖）	2800	1	备用	
		2#加热炉（掺输、外输、采暖）	2800	1	拟拆除	
		燃机余热回收锅炉（技术服务）	3000	1	运行	一期建设
联合作业区	安一联	1#脱水炉	1600	1	运行	
		2#脱水炉	1600	1	备用	
		1#掺输炉	2800	1	运行	
		2#掺输炉	2800	1	备用	
		1#采暖炉	1200	1	冬季运行	
		2#采暖炉	1200	1	备用	
	大3#接转站	1#掺输炉	3000	1	备用	
		2#掺输、采暖炉	2200	1	备用	
		燃机余热回收锅炉（技术服务）	3600	1	运行	一期建设

表 2.1-8 站场机泵运行现状汇总表

作业区	站场	机泵名称	流量(m^3/h)	扬程(m)	电机功率(kW)	是否防爆	是否变频	数量（台）	负荷率（%）	效率（%）	备注
萨尔图作业区	红岗联合站	外输泵	100	120	55	是	是	3	72.0	68.0	
		脱水泵	193	50	45	是	是	2			
		掺输泵	60	250	75	是	是	2			停运
		卸油泵	50	50	18.5	是	否	2			
		污油泵	10	48	5.5	是	否	1			
		采暖泵	125	60	55	是	是	1			
		采暖泵	60	50	15	是	否	2			
	1#接转站	掺输泵	60	250	75	是	变频一拖二，工频1台	2	74.0	65.0	停运
		外输泵	150	150	132	是	是（一拖二）	3			
		采暖泵	30	60	15	是	否	2			
	1#集气	压缩机	$0.43\times10^4m^3/d$	1.6MPa	55	是	否	1	22.9	--	停运

	站	采暖泵	45	150	37	是	否	1			
		污水泵	18	25	37	是	否	1			
	2#集气脱水站	压缩机	$2.44\times10^4m^3/d$	2.4MPa	160	是	是	3	30.74	--	故障
		采暖泵	45	150	37	是	否	2			停运
		污水泵	18	200	37	是	否	1			
大安作业区	安二联	外输泵	60	190	75	是	是	2	72.0	66.0	
		掺输泵	120	240	132	是	是	1			
		掺输泵	80	250	90	是	4#变频，2#、3#工频	3			
		卸油泵	50	50	18.5	是	否	2			
		采暖泵	50	50	18.5	否	否	4			
	红 75 接转站	供水泵	81	53	22	否	是	2	73.0	67.0	
		掺输泵	60	250	75	是	是((一拖二)	2			
		掺输泵	80	250	90	是	是	1			
		外输泵	45	250	55	是	是((一拖二)	2			
		污油泵	12.5	5	5.5	是	否	1			
		采暖泵	30	40	11	是	否	2			
	大 4#接转站	掺输泵	60	250	75	是	是	3	74.0	61.0	
		外输泵	56	180	55	是	是	2			
		采暖泵	50	50	18.5	是	否	2			
		采暖泵	30	47	11	是	否	1			
	大 45 接转站	掺输泵	60	250	75	是	是	1	73.0	61.0	
		掺输泵	45	200	45	是	是	2			
		外输泵	8	5	6	是	否	1			
		污油泵	30	40	11	是	否	2			
		采暖泵	30	250	55	是	是（一拖二）	2			
联合作业区	安一联	掺输泵	60	250	75	是	是（一拖二）	2	73.0	67.0	
		掺输泵	80	250	90	是	否	1			
		外输泵	60	150	45	是	是	2			
		脱水泵	30	47	11	是	否	1			
		脱水泵	80	60	30	是	是（一拖二）	2			
		卸油泵	50	50	18.5	是	否	2			
		污油泵	8	60	3	是	否	1			
		采暖泵	60	60	18.5	是	否	2			
	大 3#接转站	掺输泵	60	250	75	是	是	3	88.0	66.0	
		掺输泵	56	180	55	是	是	2			
		外输泵	8	20	3	是	否	1			
		污油泵	50	50	18.5	是	否	1			

		采暖泵	80	250	90	是	是	2			

2.1.5.污水处理系统现状

项目废水依托红岗采油厂现有污水处理站，红岗采油厂已建污水处理站三座，分别为红岗联合站、安一联和安二联，总设计规模为$2.83\times10^4m^3/d$，实际处理量为$2.27\times10^4m^3/d$，负荷率80.21%。污水处理站负荷情况见下表。

表 2.1-9　　红岗采油厂污水处理站负荷情况统计表

序号	站场	处理工艺	设计规模（m^3/d）	实际处理量（m^3/d）	负荷率（%）
1	红岗联合站	压力除油+核桃壳+双滤料	24000	21000	87.5
2	安一联	压力除油+核桃壳+双滤料+陶瓷膜	1000	417	41.7
3	安二联	气浮+双滤料+双滤料	3800	1982	52.2
合计			28800	23399	0.81

①红岗联合站污水处理工艺流程：

主流程：集输系统来水进入缓冲罐，经加压泵加压后送至压力除油器，在压力除油器内去除大部分油和悬浮固体后，出水直接进一级、二级过滤器，二级过滤器出水后进入净化污水罐，作为注水水源及反冲洗用水。

即：污水来水→缓冲水罐→加压泵→压力除油器→一级过滤器→二级过滤器→净化污水罐→去注水系统。

污水回收流程：滤罐反冲洗时，由反冲洗泵从注水罐吸水，加压后分别对每台滤罐进行反冲洗，反冲洗排水进入回收水罐，经沉降后的污水由回收水泵提升后送至缓冲罐重新进行处理，底部污泥排至站外污水池。

各罐的溢流排污进入站外污水池，经沉降后的上清液由提升泵提升至缓冲水罐重新进行处理，底部污泥定期进行人工清理。

②安一联污水处理工艺流程：

主流程：油系统污水进入缓冲水罐，经过沉降后去除部分浮油和悬浮物，缓冲水罐经加压泵加压后，进入压力除油器进行处理，去除大部分浮油和悬浮物，除油器出水进入一级核桃壳过滤器，一级出水进入二级双滤料过滤器，处理合格的污水进入净化污水罐。净化污水罐出水经过喂水泵加压后送至注水泵房注水。

即：污水来水→缓冲罐→加压泵→压力除油器→一级过滤器→二级过滤器→净化污水罐→喂水泵

反冲洗流程：核桃壳过滤器、双滤料过滤器滤罐反冲洗时，由反冲洗水泵从净化污

水罐吸水，加压后分别对每台滤罐进行反冲洗，反冲洗排水进入站内回收水池，站内污水池污水经过底部过滤层过滤后，进入污水提升泵房，经污水提升泵加压后进入油系统沉降罐。

即：净化污水罐→反洗水泵（过滤罐配套）→过滤罐→回收水池→污水提升泵→油系统沉降罐

2.1.6.伴生气系统现状

萨尔图作业区、大安作业区各站场间均建有伴生气管网，联合作业区各站场间无伴生气管网；萨尔图作业区与大安作业区之间有伴生气管网联通，大安作业区与联合作业区之间无伴生气管网联通，萨尔图作业区与联合作业区之间无伴生气管网联通，有销售公司外输管道 1 条，安一联与销售公司建有外输管道，大 3#站与区块各站场间均建有伴生气管网。输气管网现状见下图。

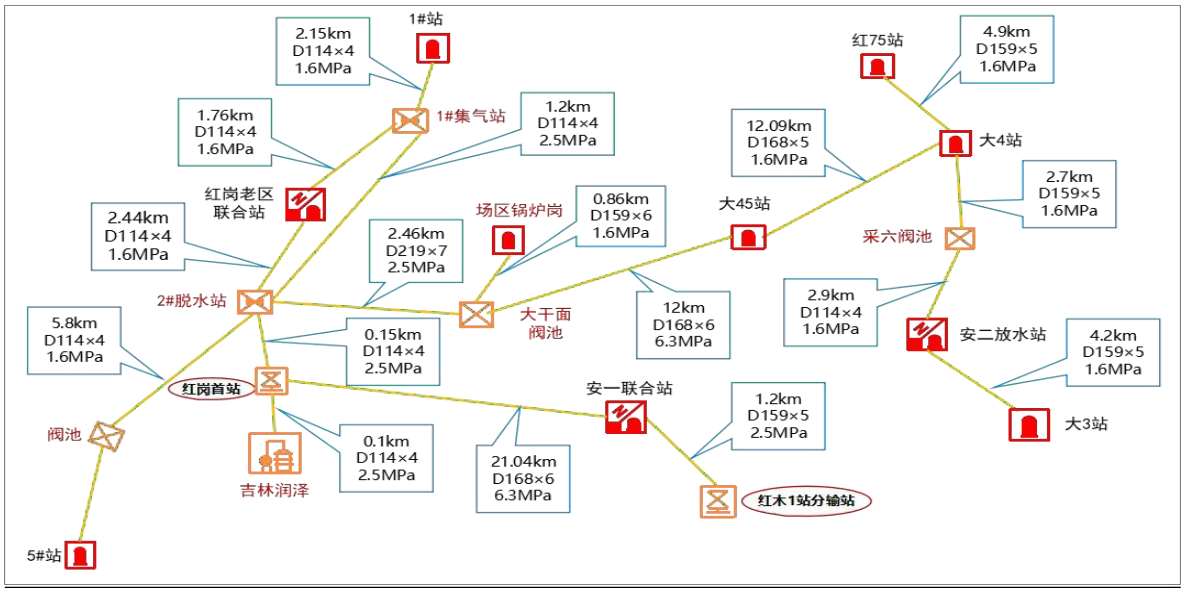


图2. 1-6 红岗采油厂天然气管网流程图

2.2.低碳生产一期工程建设现状

低碳生产一期工程内容包含系统优化工程和清洁替代工程两部分，其中系统优化工程已建设完成并部分投产，清洁替代工程部分工程红岗联合站（场区）、大 45 接转站、大 3#接转站热电联供装置（技术服务）及相关配套设备建设完成并进行调试，5#接转站、大 61 站正在建设，海 21-4 站暂缓实施。

低碳生产一期工程实施进展及效果评价见下表。

表 2.2-1 红岗低碳一期工程实施进展及效果汇总表

站场	设备及建设规模	投运时间	实施效果评价
红岗联合站	热电联供（技术服务）装机功率 9MW，运行功率 6MW	2025.11.3 试运行	截止 12 月 19 日累计耗气 74.7 万m³，累计发电 233.22 万度，累计供热量 194.9 万kWh。日耗气量 1.55 万m³，日发电量 4.86 万度，日供热量4.06 万kWh，气电比 3.13，方气回收热量 2.61kWh。设计气电比为 3.15，回收热量为发电量的81%，经过 45 天运行，热电联供装置发电量未达到设计值，回收热量超过设计值。
5#站	固体电蓄热装机规模 600kW	正在建设	/
大45 站	热电联供（技术服务）装机功率 4MW 运行功率 2.56MW	2025.11.24 试运行	截止12 月19 日累计耗气8.03 万m³，累计发电 25 万度，累计供热量 20 万kWh。日耗气量 0.3 万 m³，日发电量 1.01 万度，日供热量 0.8 万 kWh，气电比 3.36，方气回收热量 2.717kWh。设计气电比为 3.9，回收热量为发电量的 81%，经过 25 天运行，热电联供装置发电量、回收热量均未达到设计值。
大3 站	热电联供（技术服务）装机功率 7MW 运行功率 4MW	2025.12.3 试运行	截止 12 月19 日累计耗气 15.22 万m³，累计发电63.8 万度，累计供热量 54.3 万kWh。日耗气量0.9 万m³，日发电量 3.76 万度，日供热量 3.16 万 kWh，气电比 4.17，方气回收热量 3.5kWh。设计气电比为 3.9，回收热量为发电量的81%，经过 16 天运行，热电联供装置发电量及回收热量均超过设计值，满足生产需求。
海21-4 站	井筒取热固体电蓄热装机功率 1.8MW	/	由于开发不落实、承泄区建设不落实等原因暂缓实施。
大61 站	管道电磁加热器装机功率 0.36MW	正在建设	/
站外	柔性互联	12 月7 日	功能实现目前无效益
	风光发电	正在建设	
	机采	/	2024 年更换 69 台节能电机，平均单井日节电 12.4 度。
	站外集输	/	站外部分井环由 105 处减少至 45 处，共减少 60 处，掺输水量由 2212.1 方/天减少至 1494.8 方/天，日节水量 717.3 方，日节气量 0.146 万方。
	站外电加热器	/	站外共新建 29 个井口电加热器，日节气量 1.6 万方，年节气量 406.9 万方。

2.2.2.利用 3 口废弃井情况

本项目利用 3 口废弃井永久占地建设风机，井号分别是 H8、H31、DB8-20，其中 H8、H31 为采油井，DB8-20 为注水井，目前 3 口井均为无开采及使用价值的废弃井，采用永久封井方式，分层注入水泥浆封堵油气水层，拆除井口设施。

单座井场永久占地面积 600m²，井场四周设有围堰，井场干净无油污。

环评及验收情况见下表。

表 5 2 口老井环评及验收手续情况一览表

井号	井别（油井或水井）	目前状态	投产日期	批复号
大北 8-20	水井	长停井	199912	环函〔1998〕76 号
红 31	油井	报废井	19750901	吉环函〔2021〕197
红 8	油井	报废井	19860501	吉环函〔2021〕197

2.2.3.供配电系统现状

红岗采油厂共有 66/10kV 二次变电站 4 座，核心区配电线路共有 19 条，整体运行情况良好。此外红岗采油厂目前老区建设 15MW 分布式光伏发电站 1 座，建设 10kV 专线 2 回，接入红岗变电所 10kV 母线，为红岗老区提供绿电。线路运行现状参数见下表。

表 2.2-2 红岗采油厂供配电系统运行参数情况统计表

出口	线路名称	长度（km）	杆数（基）	变压器		导线规格
				台数	容量	
红岗变电所	大干面线	15.18	254	35	4130	LGJ-120
	李家围线	20.16	350	50	7583	LGJ-120
	王家店线	29.24	494	60	7320	LGJ-120
	红岗线	7.68	128	17	2640	LGJ-70
	油库线	21.02	358	53	5860	LGJ-120
	金善一线	52.30	872	89	12751	LGJ-120
	金善二线	28.20	470	52	6253	LGJ-120
	互联线	12.80	197	1	5000	LGJ-240
光伏发电站	光伏I线	10.12	173	8	8000	2×JKLYJ-185
	光伏II线	10.12	172	7	7000	2×JKLYJ-185
吉原变电所	吉原 2#井排	24.90	415	33	4193	LGJ-120
联合变电所	208 井排	74.22	1218	108	19270	LGJ-120
	联络线	57.48	858	81	12960	LGJ-120
大北变电所	1#井排	45.66	741	69	14080	LGJ-120
	2#井排	51.132	953	64	10240	LGJ-120
	3#井排	58.02	942	97	8570	LGJ-120
	4#井排	27.35	519	68	10560	LGJ-120
	红 75 线	44.58	743	66	12740	LGJ-120
	油气三站	3.80	60	6	7660	LGJ-120
	柔性互联	8.4	147	2	8150	LGJ-240
	3 站燃气	8.9	156	3	7150	LGJ-240
	1#风机	2.1	38	1	5500	LGJ-150
合计		613.362	10258	970	187610	/

2.3.采油厂能耗现状及预测

2025 年红岗采油厂总能耗 5.34 万吨标准煤。生产用能消耗主要以天然气、电力为主，红岗采油厂实施清洁能源替代前近年开发指标、能耗及碳排放指标情况见下表。

表 2.3-1 红岗采油厂总体能耗及碳排放指标预测表

项目			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
开发指标	原油（10^4t）		40.56	37.65	37.60	37.63	40.15	43.13	45.36	43.27	39.90	36.90	34.00
	伴生气（10^4m^3）		3050.66	3052.01	2922.03	2899.21	3150.87	3358.11	3452.22	3216.84	2856.87	2540.17	2261.40
	油气当量（10^4t）		43.05	40.14	39.99	40.00	42.72	45.88	48.18	45.90	42.23	38.97	35.85
	油气商品量当量（10^4t）		41.12	37.49	37.35	37.38	39.88	42.94	45.18	42.86	39.30	36.22	33.25
能耗情况	天然气自用量（10^4m^3）		2365	3248	3228	3211	3482	3589	3672	3719	3592	3373	3181
	天然气补气量（10^4m^3）		0.00	-196	-306	-312	-331	-231	-220	-503	-735	-833	-920
	电力（10^4kW·h）	网电（灰电）	13724	6881	7382	8046	7873	8616	9443	10056	11222	13028	15178
		自发自用绿电	3143	3098	3086	3074	3062	3037	3034	2953	2875	2786	2711
		燃气发电	640	7518	7516	7517	8411	8751	9028	9223	8865	8222	7655
		风机发电	0	124	67	10	0	0	0	0	0	0	0
		小计	17507	17621	18050	18646	19346	20404	21504	22232	22962	24035	25544
	其他能源	汽油（t）	257	255	252	250	247	245	242	240	237	235	233
		柴油（t）	3219	3187	3155	3124	3092	3061	3031	3001	2971	2941	2911
	其他能源（tce）		5069	5019	4968	4919	4870	4821	4773	4725	4678	4631	4585
	总能耗（tce）		53386	56676	56970	57518	60857	63148	65222	66552	66242	65502	65546
	单位能耗（kgce/t 油气当量）		124.02	141.18	142.47	143.80	142.45	137.65	135.38	145.00	156.85	168.07	182.85
	单位商品量综合能耗（kgce/t 商品量当量）		129.84	151.16	152.52	153.89	152.60	147.04	144.36	155.27	168.56	180.85	197.14
碳排放量	直接排放（tCO_2）		62051	81028	80482	80019	85765	87982	89674	90586	87728	82893	78645
	间接排放（tCO_2）		72821	36513	39167	42690	41774	45715	50106	53358	59545	69126	80532
	总碳排放量（tCO_2）		134872	117541	119649	122709	127539	133697	139780	143944	147273	152019	159177
碳排放强	直接强度（$kgCO_2$/t 油气当量）		144.15	201.84	201.27	200.06	200.76	191.79	186.13	197.36	207.73	212.7	219.4
	间接强度（$kgCO_2$/t 油气当量）		169.17	90.95	97.95	106.73	97.78	99.65	104	116.25	141	177.37	224.66

度	总强度（$kgCO_2/t$ 油气当量）	313.32	292.79	299.21	306.79	298.54	291.44	290.14	313.62	348.73	390.07	444.06
其他	生产清洁能源利用量（tce）-不含燃机余热替代量	3863	3959	3875	3790	3763	3733	3728	3629	3533	3424	3332
	生产清洁能源利用率（%）	7.24	6.99	6.80	6.59	6.18	5.91	5.72	5.45	5.33	5.23	5.08
	生产清洁能源利用量（tce）-不含燃机余热替代量	7763	7625	7541	7456	7429	7399	7394	7295	7199	7090	6998
	生产清洁能源利用率（%）	14.54	13.45	13.24	12.96	12.21	11.72	11.34	10.96	10.87	10.82	10.68
	终端电气化率（%）	40.30	38.21	38.94	39.84	39.07	39.71	40.52	41.06	42.60	45.10	47.90
	终端绿电占比（%）	17.95	18.28	17.47	16.54	15.83	14.89	14.11	13.28	12.52	11.59	10.61
	自发自用电力占比（%）	21.61	60.95	59.11	56.85	59.30	57.78	56.09	54.77	51.13	45.80	40.58

2.4.区块内现有工程污染物排放情况

2.4.1.废气

现有工程大气污染物排放源主要有油气处理站、接转站供暖加热炉排放烟气以及油气集输过程中烃类气体挥发。

（1）加热炉废气

本工程涉及的站场加热炉燃料均采用油田伴生气或天然气，，联合站、接转站加热炉类比《红岗采油厂大安油田大 50 区块 214 口井 2023 年产能建设第二批 173 口井工程竣工环境保护验收调查报告》中对安二联（油气处理三站）和大 3#接转站加热炉烟气的实测数据（2025 年 10 月），各站加热炉烟气污染物排放量见下表。

表 2.4-1 现有站场加热炉烟气排放情况

站场	燃气量（$10^4m^3/a$）	烟气量（$10^4m^3/a$）	污染物排放浓度（mg/m^3）			污染物排放量（t/a）		
			颗粒物	SO_2	NO_x	颗粒物	SO_2	NO_x
红岗联合站	1363.12	14688.03	7.9	47	195	1.16	6.90	28.64
安二联	257.57	2775.39	7.9	47	195	0.22	1.30	5.41
安一联	201.87	2175.21	7.9	47	195	0.17	1.02	4.24
H75 接转站	225.9	2434.14	8.9	49	197	0.22	1.19	4.80
大 3#接转站	557.45	6006.69	8.9	49	197	0.53	2.94	11.83
大 45 接转站	318.46	3431.50	8.9	49	197	0.31	1.68	6.76
大 4#接转站	134.96	1454.23	8.9	49	197	0.13	0.71	2.86
1#接转站	20.83	224.45	8.9	49	197	0.02	0.11	0.44
合计	3080.16	33189.65	/	/	/	2.76	15.87	64.99

红岗采油厂油气处理站、接转站加热炉烟气中污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》GB13271-2014 中在用燃气锅炉标准要求。

（2）非甲烷总烃无组织挥发

现有工程油气集输过程烃类气体挥发主要来自井场、接转站、联合站等，现有工程 2025 年产能合计为 40.85×10^4t/a。非甲烷总烃产生量约为 55.98/a。

表 2.4-2 现有工程烃类气体排放情况一览表

项目	原油产能（t/a）	非甲烷总烃（t/a）	排放去向
无组织挥发	40.85	57.9	大气环境

（3）现有工程生产期大气污染物排放情况汇总见下表。

表 2.4-3 现有工程生产期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放量(t/a)

	颗粒物	SO_2	NOx	非甲烷总烃
加热炉烟气	2.76	15.87	64.99	/
无组织挥发废气	/	/	/	57.9
合计	2.76	15.87	64.99	57.9

2.4.2.废水

现有工程废水主要来自采出液的含油废水、修井废水、洗井废水、联合站分离废水及生活污水等。

（1）修井废水

根据采油厂提供资料可知，每口油井维修频率为 1 次/年，修井过程中每口井将产生废水 3~10m^3，平均 7.5m^3/口，按目前油井开井数 1945 口计，正常生产时，修井废水产生量为 14587.5m^3/a，主要污染物为石油类和 SS。修井过程中在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，修井井管放置于修井平台，修井的含油废水直接存在方箱中，由罐车拉运至附近联合站或放水站处理后回注地下，不外排。

（2）洗井废水

洗井作业采用流动洗井方式，利用洗井车的热水罐洗井，主要污染物为石油类和 SS，洗井废水全部注入油层，以采出液的形式进入联合站进行油水分离，分离出的废水进入污水处理系统处理后回注地下。洗井热水来自联合站或放水站处理后的污水，根据调查，采油厂内油井洗井周期一般为 4 次/年，洗井强度为 30m^3/h，洗井时间为 2h，则每口井洗井过程中产生的废水约为 60m^3/次。因此，按目前油井开井数 1945 口计，洗井过程中产生的废水约为 466800m^3/a。

（3）采油废水

红岗采油厂目前采出液分离出的废水量为 595.17×10^4t/a，主要污染物为石油类和 SS，采油废水经联合站或放水站污水处理系统处理达标后回注地下。

（4）生活污水

根据调查，红岗采油厂采油系统、作业系统、集输系统总职工人数 1089 人，按每人每天排放废水 0.05m^3/d 计，则生活污水产生量 19874t/a。生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等。生活污水均排入各站场内的化粪池，定期清掏做农家肥。

现有工程废水污染物产生及排放情况详见下表。

表 2.4-4 现有工程生产期废水产生情况表

污染源	废水量（m^3/a）	污染物产生浓度（mg/L）		
		COD	石油类	SS

洗井废水	466800	2760	700	2000
修井废水	14587.5	2760	700	2000
采油废水	5951700	4730	1200	1500
生活污水	19874	250	/	150

2.4.3.噪声

现有工程区内主要噪声源有抽油机噪声，工程车辆噪声以及油气处理站各类泵及风机等机械噪声等。一般传统直井抽油机噪声在 68～69dB(A)之间，传统丛式井抽油机噪声在 76～78dB(A)之间，车辆噪声一般在 70～75dB(A)左右，属流动声源。各类泵及风机等机械噪声一般在 80～90dB(A)左右，为连续稳态高频噪声。

现有工程噪声源及源强详见下表。

表 2.4-5 现有工程噪声源统计表

噪声源	声功率级 dB(A)	声源特性	备注
单井抽油机	68～72	低频声源	1 机/平台
丛式井抽油机	76～78	低频声源	多机/平台
联合站及接转站设备噪声	80～88	高频声源	各类泵及风机等
工程车辆	70～75	流动声源	/

2.4.4.固体废物

现有工程产生的固体废物排放源主要为修井含油废物、油泥（砂）和员工生活垃圾。

1、含油废物

根据采油厂提供资料，修井过程中每口井每次产生的含油废物约为 0.02t，现有工程辖区涉及 1945 口油井共产生的含油废物约为 38.9t/a，产生的含油废物运送至油土暂存池暂存，定期委托大安清源环保科技有限责任公司进行处理。

2、油泥

油泥是污水处理装置、沉降油罐沉降过程产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质。根据采油厂提供资料，油泥的产生量约为 1.8-2.6t/（万吨采出液），平均以 2.2t/（万吨采出液）计，本项目涉及区块的油井产液量为 112.4×10^4t/a，则油泥产生量为 1399.23t，运送至油土暂存池暂存，定期委托大安清源环保科技有限责任公司进行处理。

3、生活垃圾

红岗采油厂采油系统、作业系统、集输系统总职工人数 1089 人，每人每天生活垃

圾产生量约为 0.5kg，因此辖区内产生的生活垃圾约 198.74t/a，由环卫部门送往附近垃圾处置场所处理。

4、废过滤介质

废过滤吸附介质（HW49）主要为污水处理系统过滤处理单元产生的废滤料，主要含有矿物油等。根据红岗采油厂站场日常管理记录，站内废滤料等过滤吸附介质的替换周期为 3-5 年更换一次滤料，废滤料产生量为 30t/3a，产生的废滤料委托吉林省开创阳光环保科技有限公司处理。

现有工程固体废物产生及排放情况见下表。

表 2.4-6 现有工程固体废物产生及排放情况统计表

污染物	产生量（t/a）	固废属性	类别及代码	排放量（t/a）	排放去向
油泥（砂）	1399.23	危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08	0	委托有资质单位处理
修井含油废物	38.9	危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08	0	
废过滤吸附介质	30t/3a	危险废物	HW49 其他废物 900-041-49	0	
生活垃圾	20	/	/	20	由环卫部门统一收集处理

2.4.5.现有污染物排放汇总

表 2.4-7 现有工程污染物排放汇总表

类别	名称	产生量	削减量	排放量	备注
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	41951.78	0	41951.78	现有加热炉采用天然气为燃料，各烟气污染物均可达标外排。
	颗粒物(t/a)	2.76	0	2.76	
	NO_x（t/a）	64.99	0	64.99	
	SO_2（t/a）	15.87	0	15.87	
	总烃(t/a)	57.9	0	57.9	油气集输采用密闭集输工艺
废水	含油废水(m^3/a)	6433087.5	6433087.5	0	含油废水全部处理达标后回注地下，无排放。
	生活污水(m^3/a)	19874	19874	0	排入各站场内的化粪池，定期清掏做农家肥
固体废物	油泥（砂）	1399.23	247.28	0	委托有资质单位进行处理
	修井含油废物（t/a）	38.9	8.4	0	
	生活垃圾（t/a）	198.74	0	198.74	集中收集后由环卫部门统一处理。
	废过滤介质	30t/3a	30t/3a	0	委托有资质单位进行处理

2.5.污染物达标排放分析

1、废气

（1）废气达标排放分析

现有工程涉及的加热炉所使用的燃料为天然气本身即属于清洁能源，其排放的烟气中各种污染物均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 1 中现有锅炉排放标准限值。

现有工程涉及站场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织监控浓度标准要求，监测结果见下表。

表 2.5-1 厂界非甲烷总烃现状监测结果

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃			
			厂界上风向 1#	厂界下风向 2#	厂界下风向 3#	厂界下风向 4#
红岗联合站厂界外 10m*	2023.11.14	09:00~10:00	0.61	0.75	0.56	0.57
		13:00~14:00	0.53	0.59	0.71	0.62
		17:00~18:00	0.65	0.48	0.62	0.54
	2023.11.15	09:00~10:00	0.68	0.50	0.72	0.60
		13:00~14:00	0.55	0.45	0.53	0.57
		17:00~18:00	0.73	0.64	0.62	0.70
安一联厂界外 10m*	2023.11.14	09:00~10:00	0.53	0.65	0.66	0.51
		13:00~14:00	0.47	0.56	0.61	0.64
		17:00~18:00	0.69	0.58	0.60	0.57
	2023.11.15	09:00~10:00	0.58	0.49	0.67	0.63
		13:00~14:00	0.62	0.55	0.63	0.67
		17:00~18:00	0.51	0.61	0.54	0.59
安二联厂界外 10m*	2023.11.14	09:00~10:00	0.52	0.57	0.61	0.68
		13:00~14:00	0.67	0.63	0.59	0.72
		17:00~18:00	0.61	0.67	0.56	0.57
	2023.11.15	09:00~10:00	0.54	0.73	0.75	0.59
		13:00~14:00	0.62	0.51	0.60	0.68
		17:00~18:00	0.68	0.64	0.66	0.71
大45站厂界外 10m*	2023.11.14	09:00~10:00	0.64	0.48	0.60	0.49
		13:00~14:00	0.52	0.47	0.54	0.63
		17:00~18:00	0.57	0.62	0.59	0.65
	2023.11.15	09:00~10:00	0.62	0.49	0.47	0.52
		13:00~14:00	0.61	0.48	0.66	0.57
		17:00~18:00	0.53	0.64	0.61	0.49
大3#站厂界外	2023.11.14	09:00~10:00	0.70	0.72	0.58	0.74
		13:00~14:00	0.65	0.49	0.69	0.61
		17:00~18:00	0.57	0.63	0.52	0.47

10m#	2023.11.15	09:00~10:00	0.63	0.74	0.66	0.68
		13:00~14:00	0.44	0.51	0.48	0.56
		17:00~18:00	0.68	0.59	0.72	0.64
红75站厂界外10m*	2023.11.14	09:00~10:00	0.49	0.51	0.67	0.47
		13:00~14:00	0.62	0.48	0.52	0.54
		17:00~18:00	0.53	0.66	0.50	0.59
	2023.11.15	09:00~10:00	0.66	0.61	0.55	0.62
		13:00~14:00	0.57	0.62	0.49	0.51
		17:00~18:00	0.48	0.57	0.63	0.58
大4#站厂界外10m*	2023.11.14	09:00~10:00	0.56	0.66	0.45	0.50
		13:00~14:00	0.48	0.57	0.69	0.52
		17:00~18:00	0.63	0.51	0.62	0.47
	2023.11.15	09:00~10:00	0.49	0.61	0.55	0.69
		13:00~14:00	0.57	0.65	0.57	0.58
		17:00~18:00	0.62	0.52	0.63	0.55
1#接转站厂界外10m！	2024.03.04	09:00~10:00	0.65	0.73	0.74	0.74
		13:00~14:00	0.66	0.83	0.72	0.72
		17:00~18:00	0.63	0.72	0.75	0.75
	2024.03.05	09:00~10:00	0.64	0.82	0.75	0.73
		13:00~14:00	0.50	0.76	0.85	0.81
		17:00~18:00	0.64	0.74	0.85	0.78

注：“*”场站检测数据引用《吉林油田红岗采油厂管道完整性管理无泄漏示范区治理工程竣工环境保护验收监测报告表》；

“#”场站检测数据引用《吉林油田红岗采油厂 2022 年注水系统适应性调改工程竣工环境保护验收调查报告》；

“！”场站检测数据引用《吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程生态环境影响报告书》

2、废水

（2）废水达标分析

根据污水处理系统监测数据可知，生产废水经处理后，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求，详见下表。

表 2.5-2 联合站含油污水处理系统监测结果

监测点位	监测时间		含油量*（mg/L）	悬浮固体*（mg/L）
红岗联合站污水处理系统处理后回注水	2023.11.14	第一次	1.15	2
		第二次	1.23	2
		第三次	1.74	2
	2023.11.15	第一次	1.06	3
		第二次	1.89	2
		第三次	1.66	2
	标准值		≤30	≤25
安一联污水处	2023.11.14	第一次	22.1	19
		第二次	22.6	21

理系统 处理后回注水		第三次	23.0	22
	2023.11.15	第一次	22.8	17
		第二次	23.4	20
		第三次	22.3	18
	标准值		≤30	≤25
安二联 污水处 理系统 处理后回注水	2023.11.14	第一次	8.25	10
		第二次	8.14	11
		第三次	8.17	11
	2023.11.15	第一次	8.19	12
		第二次	8.21	10
		第三次	8.15	11
标准值			≤10	≤15

注：“*”场站检测数据引用《吉林油田红岗采油厂管道完整性管理无泄漏示范区治理工程竣工环境保护验收监测报告表》。

3、噪声达标排放分析

根据本项目实测数据，现有厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准。

表 2.5-3 红岗采油厂各场站厂界噪声监测结果　单位:dB（A）

监测位置	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
			监测值	标准值	监测值	标准值
红岗联合站	东厂界	2026.05.24	52	60	42	50
	南厂界		50		42	
	西厂界		52		44	
	北厂界		51		44	
安一联	东厂界	2026.05.24	50	60	44	50
	南厂界		53		42	
	西厂界		52		42	
	北厂界		50		44	
安二联	东厂界	2026.05.24	55	60	46	50
	南厂界		55		46	
	西厂界		56		45	
	北厂界		54		48	
大45接转站	东厂界	2026.05.24	50	60	42	50
	南厂界		52		44	
	西厂界		52		44	
	北厂界		53		42	
大3#接转站	东厂界	2026.05.24	54	60	45	50
	南厂界		53		44	
	西厂界		53		44	

	北厂界		53		44	
红75接转站	东厂界	2026.05.24	51	60	44	50
	南厂界		52		46	
	西厂界		52		45	
	北厂界		52		44	
1#接转站	东厂界	2026.05.24	54	60	45	50
	南厂界		52		44	
	西厂界		52		44	
	北厂界		53		44	
大 4#接转站	东厂界	2026.05.24	51	60	45	50
	南厂界		51		44	
	西厂界		52		44	
	北厂界		51		44	

4、固废

产生的油泥及含油废物属于危险废物，经统一收集后委托大安清源环保科技有限责任公司处理；生活垃圾由环卫部门统一处理。

2.6.已采取的环保措施、现存环境问题及整改措施

2.6.1.已采取的环保措施

1、废气

（1）区块采取密闭集输工艺，通过加强对集输设施日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发烃类总量，厂界周围的非甲烷总烃均未超标，可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）污染物相关控制要求。

（2）依托场站内加热炉气源均来自于站内伴生天然气，属于清洁能源。燃气锅炉排放的污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》GB13271-2014 中燃气锅炉标准要求，经不低于 8m 排气筒排放。

2、废水

现有生产废水全部经联合站污水处理装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应指标后进行井下回注，生产废水不外排；站场生活污水排入防渗旱厕，定期清掏外运，用作农家肥。

3、噪声

根据现场踏查，各站场内的机泵类均安放在室内，并加减振垫等措施，各站场厂

界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准。

4、固废

（1）修井时在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中附着物，附着物送有危险废物处理资质单位处理。

（2）场站各种储罐产生的油泥（砂）属于危险废物，红岗采油厂定期送至有资质公司处置。

（3）生活垃圾由环卫部门统一处理。

（4）吉林油田红岗采油厂低碳生产建设一期工程目前尚未产生固体废物。

（5）污水处理系统产生的废过滤介质属于危险废物，红岗采油厂定期送至有资质公司处置。

5、采取的生态保护和恢复措施

为保护区域生态环境，现有工程施工期均严格控制了井场的临时及永久占地，施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

根据现场勘查，现有区块永久占地周边耕地及管线施工时临时占用的耕地已进行了复垦恢复，且生态恢复良好。

6、土壤及地下水保护措施

现有工程集油管线及注水管线均采用无缝钢管，并采取防腐措施，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求；场站已采取分区防渗措施，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）相关防渗要求；现有油水井采用双层套管结构，表层套管下伸至含水层以下，固井水泥上返至地面，有效防止了套外返水对地下水的影响；管材能够承受设计回注压力和

防腐条件；回注层为油田作业层，同时回注层密闭性良好。

根据现有区块验收调查报告中对区块内张家村水井（潜水）、于家围子水井（潜水）、沈家窝堡水井（潜水）、大韩家围子水井（承压水）、沈家窝堡水井（承压水）等村屯水井的监测结果，周边村屯评价区域潜水水质和承压水水质均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）附录A中限值要求，说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据现有区块验收调查报告中对井场内、井场外及场站内、场站外的土壤监测结果及井场及场站永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目筛选值标准，表明现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

2.6.2.环境风险相关措施

现有项目工艺过程和储运设施均按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、针对输气管道等主要风险源设立环境防控和应急监测系统，实现事故预警和快速应急监测、跟踪，充足应急物资、人员等管理。红岗采油厂已定期编制全厂突发环境事件应急预案，最新编制的应急预案已2024年11月6日完成备案（备案编号220-882-2024-033L），现有工程至今未发生环境风险事故。

2.7.排污许可证落实情况

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂于2024年5月10日取得排污许可证，排污许可证登记管理（登记编号：91220700717173338XU119U、91220700717173338XU120Q），有效期2024-05-10至2029-05-09，企业已按照排污许可证的相关要求开展各项填报工作和日常管理。

根据排污许可证执行报告可知，红岗采油厂污染治理设施运行正常，无异常运转情况；各站严格按照排污许可证要求进行了自行监测，符合自行监测要求，污染物均达标排放，无超标现象；实际排放量低于许可排放量，满足许可排放要求；台账记录完整，符合台账管理要求；已按排污许可证要求进行信息公开，符合信息公开要求；红岗采油厂已建立健全企业内部环境管理体系，人员保障及设施配备齐全，已制定企

业环境保护规划，并建设和实施落实各项环境保护规章制度。

2.8.现有工程环评批复及环保验收情况

涉及开发区域环评批复及验收情况见下表。

表 2.8-1 本项目开发区域环评及验收情况一览表

序号	项目名称	环评审批部门	环评批复文号	验收审批部门
1	中国石油吉林油田分公司大北油田年产能30万吨开发工程	国家环境保护总局	环函〔1998〕76号	国家环境保护总局环验〔2004〕057 号
2	大安油田 2015-2017 年大 45 等区块 509 口井产能建设工程	原省环保厅	吉环审字〔2014〕195 号	2020.9.3 自主验收
3	红岗采油厂 2#集气站剩余气利用项目	原白城市环保局	白环建发〔2018〕37 号	2020.1.16 自主验收
4	吉林油田红岗采油厂 2022 年注水系统适应性调改工程	白城市生态环境局	大环建字（2022）21 号	2023.12 自主验收
5	红岗油田老区提质增效全面冷输工程	原大安市环境保护局	大环建字（2019）5 号	2022.6.22 自主验收
6	中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂环境影响后评价报告	省生态环境厅	吉环函〔2021〕197	/
7	红岗老油田地面系统输水部分调改工程	原省环保厅	吉环审（表）字〔2017〕148 号	自主验收（2020.1.16）
8	红岗采油厂 2017 年安二联改造工程地面工程	原白城市环保局	白环建发〔2018〕2 号	自主验收（2020.1.16）
9	吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程生态环境影响报告书	白城市生态环境局大安市分局	大环建字〔2024〕20 号	尚未验收

涉及以上项目对应的环评批复要求，本次评价进行了汇总整理并将落实情况一并整理、归纳总结，落实情况见下表。

表 2.8-2 现有工程环评批复环保措施落实情况表

项目	环评批复意见	落实情况
常规项目	加强施工期的生态环境保护工作，按油田相关规范严格控制临时占地面积，合理规划修建油区道路，避免车辆随意形式，钻井后须及时进行生态恢复。项目占用的基本农田须按照国家规定作好占补平衡和补偿。	落实。合理进行井场布局，严格控制施工占地，经现场踏查，施工迹地已恢复良好。管沟采取了分层开挖分层回填的施工方式。对项目占用的农田进行了补偿。
	铺设输气管线挖沟时，应严格按照施工设计宽度进行施工，不得任意扩大占地范围；施工中应将土壤分层放置，保持土壤基本层次，避免生土层上移，以减少生态破坏，施工结	落实。管线施工时严格按照施工设计宽度进行施工，施工结束后及时进行了植被恢复。

	束后应及时恢复沿线植被。	
	钻井施工须对泥浆池做防渗处理，为防止套外返水造成污染钻井施工时须提高固井质量，表层套管必须下伸至水层以下，水泥上返至地面井口，采用声幅曲线检测技术全程监控固井质量。	落实。对泥浆池进行了防渗处理，表层套管下伸至水层以下，水泥上返至地面井口。
	钻井废弃泥浆须及时进行无害化处理，废弃泥浆无害化处理过程须请大安市环保局进行现场监督。对产生的落地油和岩屑等固体废物须进行无害化处理或处置，防止产生二次污染。	落实。钻井废弃泥浆及时进行了无害化处理。
	钻井废水须全部回用于配制泥浆；对修井废水、洗井废水、采油废水须全部收集送联合站进行处理达到行业标准后再回注地下。	落实。钻井废水全部回用于配制泥浆；修井废水、洗井废水、采油废水须全部收集送联合站进行处理达标后回注地下。
	联合站加热炉需采用天然气为燃料，烟气中主要污染物排放浓度须满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 汇总排放浓度限值要求，排气筒高度不低于 8m，烟囱周围半径 200m 距离内有建筑物时，其烟囱应高出最高建筑物高度 3m 以上。	落实。采油厂联合站加热炉烟囱高度均高于 8m，烟气中排放污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的在用燃气锅炉要求。
	加强对修井作业的环境管理，修井作业必须使用“卸油器”，并及时清理落地油，防止随地表径流进入水体。	落实。现有采油井场周围修建了围堰，通过采用安装井下泄油器和井口油杆刮油器，结合布置清洁的修井平台等清洁生产工艺，对作业产生的落地油等污染物及时清理，结合环境质量现状监测结果可知，现有项目开发未对周围环境产生污染影响。
	距村屯居民较近处施工时，对钻井发电机、柴油机组须安装消声器，防止施工噪声对居民产生影响。	落实。根据现场踏查，各站场内的机泵类均安放在室内，并加减振垫等措施。
	全面落实油田开发环境管理体系，加强油井开发及油气输运过程中的环境管理，落实环境风险防范措施，制定环境风险应急预案，防止环境污染事故发生。	落实。成立了由公司主管领导，采油队长及工程技术人员组成的防污染领导小组，负责各区块污染防治工作的领导检查处理工作，特别是防止突发性泄漏原油污染环境事故的发生做了大量细致的工作，建立了针对暴雨洪水期间防止污染的对策，制定了应急处理方案和措施。
	严格执行建设项目环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的“三同时”制度，项目竣工后，应按规定程序申请验收，经环保部门批准后方可正式投入生产。	落实。项目按照“三同时”制度进行建设，且已经完成环保验收工作。

单井罐	开发初期可临时使用单井罐集油，但生产的原油不能在现场脱水，须用罐车运至联合站集中脱水处理；采用单井集输方式，建设单位应尽快实现管线密闭集输，尽量减轻原油集输过程对环境的污染。	单井罐产生的油水用罐车运至联合站集中脱水处理；单井罐生产井正在逐步进行管线密闭集输带入系统。

吉林油田红岗采油厂低碳生产建设工程（简称低碳生产一期工程）环评批复环保措施落实情况详见下表。

表 2.8-3 低碳生产一期工程环评批复环保措施落实情况表

序号	环评批复意见	落实情况
一、施工期		
（一）	严格落实施工期污染防治措施。加强施工期环境管理，妥善安排施工时间，采取有效防尘、降噪、废水收集处理和固体废物处置措施。	落实。施工期采取了有效防尘、降噪、废水收集处理和固体废物处置措施，施工期未收到环保投诉事件。
（二）	严格落实大气污染防治措施。地面工程施工时管沟开挖、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，以及施工设备和运输车辆尾气等，废气中主要污染物为 CO、NO_2、HC 和 TSP 等。	落实。地面工程施工时管沟开挖、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的扬尘以及施工设备和运输车辆尾气等已采取有效措施，施工期未收到环保投诉事件。
（三）	严格落实地表水污染防治措施。施工期废水主要为清管废水、管线试压废水、洗井废水、施工废水、脱水工艺改造废水以及施工人员生活污水。其中清管废水、管线试压废水、洗井废水、脱水工艺改造废水进入红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注地下；施工废水采用沉淀池进行澄清处理，上清液可用于洒水抑尘；生活污水排入移动式防渗旱厕，就近运往污水处理厂处理。	落实。施工期、运营期废水均不外排，其中清管废水、管线试压废水、洗井废水、脱水工艺改造废水进入红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注地下。
（四）	严格落实噪声污染防治措施。选用低噪声设备，合理安排施工时间，对高噪声设备采取切实可行的降噪、减振措施。	落实。施工期选用低噪声设备，合理安排施工时间，并采取了切实可行的降噪、减振措施。
（五）	严格落实固体废物分类处置措施。施工期固体废物主要有废旧设备、含油废渣、焊渣、油泥和生活垃圾等。废旧设备收集后运至吉林油田物资处理中心；含油废渣和油泥清理后送至大安清源环保科技有限责任公司处理；生活垃圾运至城市生活垃圾填埋场处理。	落实。废旧设备收集后运至吉林油田物资处理中心；含油废渣和油泥清理后送至大安清源环保科技有限责任公司处理；生活垃圾运至城市生活垃圾收集点，由环卫部门统一处理。
二、运营期		
（一）	项目软化水制备系统反冲洗废水随集输系统输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理	落实。项目软化水制备系统反冲洗废水随集输系统输至红岗联合站、安一

	系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地下。	联、安二联污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地下。
（二）	严格落实《报告书》提出的各项污染防治措施，营运期防止废气对周边环境空气造成污染。新建燃气发电机烟气采用 SCR 脱硝技术，经处理后的烟气经 15m 高烟囱排放，确保发电机组烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 排放限值。	落实。已严格落实《报告书》提出的各项污染防治措施，运营期废气未对周边环境空气造成污染。新建燃气发电机烟气采用 SCR 脱硝技术，经处理后的烟气经 15m 高烟囱排放，烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 排放限值。
（三）	营运期要严格落实《报告书》提出的各项隔声减振措施，选购低噪音设备，发电机等设备底部加减振垫，加强设备维护保养，产噪设备合理布局。厂界噪声须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)中 2 类标准限值要求。	落实。已严格落实《报告书》提出的各项隔声减振措施，经本项目实测，厂界噪声须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)中 2 类标准限值。
（四）	项目运营期产生维修废油、废变压器油、废锂电池、废离子交换树脂、废催化剂委托有危险废物处置资质的单位处理，废风机叶片外售综合处理，废旧太阳能电池板由厂家回收利用，以防止对周围环境造成二次污染。	正在落实。 项目尚未产生固体废物。
四、	项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你单位必须按照规定程序申请竣工环境保护验收。	正在落实。 项目目前尚未建设完成，项目竣工后，按照规定程序申请竣工环境保护验收。

2.9.现有工程存在环境问题及整改措施

红岗采油厂现有工程产生的污染物加热炉烟气、非甲烷总烃、生产废水、生活污水、含油污泥、生活垃圾和噪声等。采油厂已运行多年，施工及生产技术方法已成熟，现有工程产生的污染物通过采取污染防治措施后均能达标排放；现有站场及井场已采取相应土壤及地下水环境污染防治措施，根据类比分析，现有工程在运行阶段未对区域土壤及地下水环境产生明显影响；井场占地周边耕地及管线施工时临时占用的耕地已进行了复垦恢复，且生态恢复良好。未发现明显的环境影响和生态破坏。

2.9.1.存在的问题

（1）伴生气管线局部腐蚀停运，无法实现作业区间伴生气管网联通

大安作业区大 45 接转站至萨尔图作业区之间已建伴生气管道一条，设计压力 6.3MPa，管线规格 DN168×6，长度 14.46km，其中大 45 接转站至大干面阀室间 12km，大干面阀室

至2#集气脱水站间2.46km，目前该伴生气管道大45接转站至大干面阀室间段局部腐蚀，存在漏失风险，目前停运，导致作业区之间伴生气管道无法联通，自产伴生气无法实现区域间流转。

表2.9-1 输气管道现状统计表

管道起点	管道终点	管线材质	管道规格（mm）	管道长度(km)	设计压力(MPa)	投运时间	运行情况	管道设计输量（万方/天）	管道实际输送量(万方/天）	腐蚀情况	备注
大45接转站	2#气站	L245N	D168×6	14.46	6.3	2006	停运	5	--	局部腐蚀	停运

（2）站场化石能源未被全部替代

红岗联合站已经开展污水余热利用，建设5400kW压缩式热泵替代站内各系统热负荷，替代后站内剩余外输高温段负荷未能替代。萨尔图作业区低碳一期工程中采用“燃机余热+固体蓄热”开展红岗厂区采暖、5#接转站清洁能源替代，目前作业区内仅余红岗联合站外输高温段及1#接转站采暖负荷未能替代。大安作业区安二联已经开展污水余热利用，建设2000kW压缩式热泵替代站内部分掺输系统热负荷，替代后站内剩余部分掺输、外输、热水装车及采暖负荷未能替代；低碳一期工程中开展大45接转站热电联供进行热负荷替代；大4接转站未开展清洁替代，站内有掺输、采暖两种负荷需求；H75接转站未开展清洁替代，站内有外输、掺输、采暖三种负荷需求。联合作业区低碳一期工程中开展大3#接转站热电联供、海21-4站井筒取热及固体蓄热锅炉试验（暂缓实施）、大61站采用电加热进行热负荷替代；安一联未开展清洁替代，站内有掺输、脱水及采暖等负荷未被替代。

2.9.2.整改措施

（1）局部更新大安作业区大45接转站至萨尔图作业区之间伴生气管道，实现作业区间伴生气管网联通。

（2）热力替代利用“污水余热+空气源+燃机余热+电加热”等技术替代站内热负荷，电力替代采用“风机+光伏+燃气发电”替代网电，配套储能装置减少弃电。

第三章 建设项目工程分析

3.1.建设项目概况

3.1.1.项目名称、建设性质及建设地点

项目名称：吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分）

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂。

建设地点：吉林省白城市大安市境内。地理位置图详见附图 1.1-1。

工程投资：本项目总投资 21953 万元人民币，全部为企业自筹解决。

建设内容及规模：

本工程更新站间输气管道 3km，各站停运燃气加热炉共 11 台，拆除燃气加热炉 4 台；利用已建废弃井场新建风力发电站 3 座，总装机 18.75MW（萨尔图作业区新建风力发电站 2 座，单座装机容量 6.25MW，大安作业区新建风力发电站 1 座，装机容量 6.25MW）；利用停运 1#集气站、2#集气脱水站新建光伏电站 2 座，总装机规模 1.12MW（1#光伏电站装机 0.84MW，2#光伏电站装机 0.28MW）；萨尔图作业区、大安作业区配套各新建 5MW/10MWh 储能装置 1 套，总装机 10MW；安二联新建 CO_2 空气源热泵橇 2 座，1 座装机规模 0.78MW，1 座装机规模 1.04MW，大 4#接转站新建 CO_2 空气源热泵橇 1 座，装机规模 0.78MW，总装机规模 2.6MW；安一联新建 1.2MW 燃气发电机（技术服务）2 台，H75 站新建燃气发电机（技术服务）1 台，装机规模 1.8MW，总装机规模 4.2MW；安一联新建燃机余热回收装置（技术服务）1 套，装机规模 2.4MW，H75 站新建燃机余热回收装置（技术服务）1 套，规模 2.6MW，总装机规模 5.0MW；H75 接转站新建污水余热热泵系统 1 套，装机规模 0.6MW；在 1#接转站新建管道电磁加热器 2 台，在红岗联合站、安二联、安一联、大 4#接转站、大 45 接转站、大 3#接转站新建电加热炉各 1 台；各站配置换热器共 29 台。

3.1.2.项目基本组成

项目组成及具体建设内容详见下表。

表 3.1-1 项目组成一览表

工程名称	工程内容及规模

主体工程	输气管线更新	更新伴生气输气管道 3km。采用无缝钢管 D168×5，防腐保温，埋地-2m。设计压力 6.3MPa。
	燃气发电及余热利用	安一联新建燃气发电机和燃机余热回收装置（技术服务）1 套，包括新建 1200kW 燃气内燃机 2 台，装机规模 2.4MW，配套热水余热锅炉 2 台，装机规模 2.4MW。 H75 接转站新建燃气发电机和燃机余热回收装置（技术服务）1 套，包括新建 1800kW 燃气轮机 1 台，装机规模 1.8MW，配套热水余热锅炉 1 台，规模 2.6MW。
	风力发电	萨尔图作业区利用已建废弃 H8 井场及 H31 井场新建风机 2 座(分别为 T1 风电场、T1 风电场)，单座装机容量 6.25MW，通过新建 10kV 专用线路，直接接入 66/10kV 红岗变电所 10kV 侧。集电线路路径全长 7km，其中双回部分 1.5km，单回部分合计 5.5km。 大安作业区利用已建废弃 DB8-20 井场新建风机 1 座(T3 风电场)，装机容量 6.25MW，新建 1 回 10kV 专用线路，直接接入 66/10kV 大北变电所 10kV 侧。风机专线回路长度 2.4km。 风电场采用一机一变的布置形式，每台风机设 1 台箱式变电站，选用干式变压器。箱式变压器容量为 6900kVA。在平台下方设置 15m^3 油池，油池采用混凝土油池。
	光伏发电	利用停运的 1#集气站、2#集气脱水站空余场地新建光伏电站 2 座，1#光伏电站装机 0.84MW，2#光伏电站装机 0.28MW，总装机规模 1.12MW。采用组串式逆变器，分别新建 800kVA 和 250kVA 箱式变电站 1 台，在平台下方设置 9m^3 油池，油池采用混凝土油池。光伏发电升压至 10kV 后，接入附近 10kV 井排线路。
	储能	配套新建 5MW/10MWh 储能装置 2 套，总装机 10MW。每套储能单元由 1 台 20 尺储能变流升压变集装箱（简称 PCS 仓）以及一台 45 尺磷酸铁锂电池集装箱（简称电池仓）组成。用来平衡发最小负荷、年平均负荷时的电力盈余。同时，利用储能系统快速响应特性，完成电加热炉、热电联供与风光发电之间的源荷匹配。
	污水余热利用	H75 接转站新建污水余热热泵 1 台，装机规模 0.6MW。采用安二联处理后的净化污水作为热泵供热热源。
	空气源热泵	安二联新建 CO_2 空气源热泵橇 2 座，1 座装机规模 0.78MW，1 座装机规模 1.04MW；大 4#接转站新建 CO_2 空气源热泵橇 1 座，装机规模 0.78MW
	电加热	红岗联合站新建电加热炉 1 台，装机规模1.5MW； 1#接转站新建管道式电磁加热器2 台，单台装机规模 0.2MW，总装机规模 0.4MW； 安二联新建电加热炉 1 台，装机规模 3.0MW； 大4#接转站新建电加热炉 1 台，装机规模 2MW； 安一联新建电加热炉 1 台，装机规模 2.5MW； 大45 接转站新建电加热炉 1 台，装机规模 2.5MW； 大3#接转站新建电加热炉 1 台，装机规模 3MW； 总装机规模 13.9MW。
	换热器配置	根据目前各站场实际热负荷，配置各工艺系统换热器。共配置换热器 29 台。
	拆除工程	红岗联合站燃气加热炉拆除 3 座，大 45 接转站燃气加热炉拆除 1 台。各站停运现有燃气加热炉 11 台。
辅助工程	道路工程	检修道路 3.6km，利用现有道路。
	穿越工程	穿越水渠 1 处，采用水平螺旋钻加钢套管保护方式穿越。
	供配电系统	变电所改造： 红岗变电所 10kV 系统新增 SVG 出线柜、风机专线出线柜、储能出现专线柜以及联合站 1.5MW 电锅炉出线柜。新增馈出回路 4 回，新增馈出回路微机保护模块，接入已建系统，并对现有控制系统进行升级改造。配置 6000kvar 的无功补偿装置。 大北变电所：采用橇装房形式，房内设高压柜 8 面，采用 10kV 封闭母线连接至已建高压室内 I、II 段母线，本期新增馈出回路 9 回，主动干预型消弧装置柜 1 套。
		新建设备供电：为站内新建设备配套供电，电源引自已建供电线路。

储运工程	建筑材料运输	采用汽运运输运送风叶、光伏板等原辅材料，运输道路均利用现有各等级公路
公用工程	给水	施工人员生活用水为瓶装矿泉水。 锅炉用水取自各站已建水源井，污水余热利用采用安二联处理后的净化污水。
	排水	生活污水排入移动式防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋；软化水制备系统反冲洗废水随集输管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下。
	供气	本项目新建燃气发电机所用天然气来源于站内伴生气。
环保工程	固废	施工期废旧设备运至吉林油田物资处理中心；废焊条由统一收集后综合利用；生活垃圾收集后由环卫部门统一处置。
		维修废油、废变压器油、废催化剂由有危险废物处置资质的单位处理；废锂电池由有电池处置资质的单位处理、废离子交换树脂、废旧太阳能电池板由厂家更换回收；废风机叶片外售综合利用。
	废水	施工期：施工废水沉淀池进行澄清处理，上清液可用于洒水抑尘；生活污水排入移动式防渗旱厕，施工结束清掏外运作农家肥；
		运行期：软化水制备系统反冲洗废水随集输管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下；定期对光伏发电设备太阳能电池板进行清洗，产生的清洗废水集中收集用于站场绿化。
	噪声	施工期选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养； 运行期采用低噪声设备、减震、隔声泵房等措施，优化厂区平面布置。
	废气	施工期：地面工程施工表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布； 运行期：新建燃气发电机采用低氮燃烧，每台燃气发电机燃烧废气经 SCR 脱硝处理后由 15m 高排气筒排放。
	生态恢复	项目施工期临时占用耕地 3.15hm^2，占用草地 6.22hm^2，对临时占用土地进行表土留存，施工结束后恢复为原有植被类型。
	环境风险	在主变基础和箱变基础四周设置挡油池，并与事故油池通过管道连接，事故状态下产生的废变压器油通过挡油池流入事故油池。
依托工程	安一联污水处理系统	安一联污水处理系统设计能力为 1000m^3/d，目前实际处理量为 417m^3/d，负荷率为 41.7%，采用“压力除油+核桃壳+双滤料+陶瓷膜”处理工艺。无同期建设项目，运营期安一联污水处理系统需处理软化水制备系统反冲洗废水 4.8m^3/d，剩余负荷可满足本工程运营期污水处理需求。
	安二联污水处理系统	安二联污水处理系统设计能力为 3800m^3/d，目前实际处理量为 1982m^3/d，负荷率为 52.2%，采用“气浮+双滤料+双滤料”处理工艺。运营期安二联污水处理系统需处理软化水制备系统反冲洗废水 9.6m^3/d，剩余负荷可满足本工程运营期污水处理需求。
	红岗联合站污水处理系统	红岗联合站污水处理系统设计能力为 24000m^3/d，目前实际处理量为 1982m^3/d，采用“压力除油+核桃壳+双滤料”处理工艺。运营期污水处理系统需处理软化水制备系统反冲洗废水 4.8m^3/d，剩余负荷可满足本工程运营期污水处理需求。

3.2.建设周期及劳动定员

本项目施工期人数 30 人。运行期不新增劳动定员，由红岗采油厂自行调配。

本工程建设周期为 12 个月，从 2026 年 11 月-2027 年 10 月，总施工期约 360d。

3.3.工程方案

3.3.1.输气管道更新

大安作业区大 45 接转站至萨尔图作业区之间已建伴生气管道一条，设计压力 6.3MPa，管线规格 DN168×6，长度 14.46km，其中大 45 接转站至大干面阀室间 12km，大干面阀室至 2#集气脱水站间 2.46km，本次伴生气管道大 45 接转站至大干面阀室间段局部更新，更新管线长度约 3km。穿越水渠 1 处，采用水平螺旋钻加钢套管保护方式穿越。

3.3.2.清洁替代方案

3.3.2.1.用能需求预测

根据红岗采油厂未来十年开发指标预测，红岗采油厂低碳生产建设工程节能部分实施后，站场未来十年各系统负荷预测具体见下表。

表 3.3-1 红岗采油厂站场各系统负荷需求预测表

站场	加热工艺	时段	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年
红岗联合站	外输	冬季	2655	2650	2644	2642	2636	2631	2793	**2821**	2815	2810	2804	2776
		夏季	1938	1919	1899	1937	1976	2055	2137	**2149**	2128	2106	2085	2043
	脱水	冬季	542	545	548	550	553	556	559	562	564	567	570	**573**
		夏季	507	510	512	515	518	520	523	525	528	531	533	**536**
	热油循环	冬季	256	259	262	264	267	270	272	**275**	270	264	259	254
		夏季	168	169	171	173	175	176	178	**180**	176	173	169	166
	热水装车	冬季	248	249	250	251	252	**253**	250	248	245	243	244	242
		夏季	250	251	252	253	254	**255**	252	250	247	245	243	240
	反冲洗	冬季	593	599	605	579	585	591	597	603	**609**	597	600	603
		夏季	550	555	561	536	542	547	553	558	**564**	553	555	558
	采暖	冬季	2102	2123	2144	2166	**2188**	2177	2155	2134	2112	2091	2070	2050
1#接转站	采暖	冬季	379	375	371	375	379	383	387	390	**394**	390	386	383
5#接转站	采暖	冬季	273	275	278	281	289		286	280	275	278	280	283
安二联	掺输	冬季	3380	3312	3246	3214	3278	3344	3410	**3455**	3420	3386	3352	3319
		夏季	2475	2426	2377	2353	2400	2448	2497	**2521**	2495	2470	2445	2421
	外输	冬季	417	435	**439**	437	432	428	424	420	415	411	407	403
		夏季	343	357	**361**	359	356	352	349	345	342	338	335	331
	热水装车	冬季	933	952	957	**992**	982	972	963	953	943	934	925	915
		夏季	576	588	591	**613**	607	601	595	589	583	577	571	566
	采暖	冬季	987	977	**987**	977	967	977	982	992	982	972	962	953
大45接转	掺输	冬季	1530	1515	1503	**1598**	1582	1566	1551	1550	1550	1550	1534	1519

站		夏季	680	673	666	**711**	704	697	690	689	689	689	682	675
	外输	冬季	350	347	344	**353**	349	346	343	342	342	342	338	335
		夏季	242	240	237	**250**	248	245	243	243	243	243	240	238
	采暖	冬季	283	286	289	**292**	286	280	275	269	264	259	253	248
大 4#接转站	掺输	冬季	1470	1441	**1470**	1441	1412	1384	1356	1329	1302	1276	1251	1226
		夏季	570	559	**570**	559	547	536	526	515	505	495	485	475
	采暖	冬季	285	288	**294**	282	271	260	250	240	230	221	212	204
H75接转站	掺输	冬季	2004	1964	1925	**2042**	2001	1961	1922	1883	1846	1809	1773	1737
		夏季	1105	1083	1061	**1167**	1144	1121	1098	1076	1055	1034	1013	993
	外输	冬季	555	561	**572**	561	544	528	512	497	482	467	453	440
		夏季	477	482	**492**	482	468	454	440	427	414	401	389	378
	采暖	冬季	238	233	229	**245**	235	226	217	208	200	192	184	177
安一联	掺输	冬季	965	975	984	1004	1014	1024	1035	**1050**	1040	1029	1019	1009
		夏季	625	631	638	644	657	670	677	**695**	688	681	674	668
	脱水	冬季	636	669	**676**	679	683	686	690	693	679	666	652	639
		夏季	504	531	**536**	539	541	544	547	550	539	528	517	507
	采暖	冬季	692	695	699	702	706	709	717	**724**	716	709	702	695
大 3接转站	掺输	冬季	2264	**2516**	2466	2416	2368	2321	2274	2229	2184	2141	2098	2056
		夏季	1182	**1313**	1287	1261	1236	1211	1187	1163	1140	1117	1095	1073
	外输	冬季	212	**236**	231	227	222	218	213	209	205	201	197	193
		夏季	106	**118**	116	113	111	109	107	105	102	100	98	96
	采暖	冬季	228	**233**	231	228	226	224	222	219	217	215	213	211
海21-4站	掺输	冬季	1915	1954	1994	**2035**	2015	1995	1985	1985	1985	1994	2004	2014
		夏季	1416	1444	1474	**1504**	1489	1474	1459	1459	1459	1467	1474	1481
	外输	冬季	177	181	184	**188**	186	184	183	183	183	184	185	186

		夏季	153	157	160	**163**	161	160	158	158	158	159	160	161
	采暖	冬季	577	589	601	**613**	607	601	595	589	589	592	595	598
大61接转站	外输	冬季	233	**238**	236	233	231	229	226	224	222	220	217	215
		夏季	225	**230**	228	225	223	221	219	217	214	212	210	208

一期工程红岗联合站已建压缩式热泵 5.4MW，安二联已建压缩式热泵 2MW，大 45 站已建 3MW 热电联供装置（技术服务）、大 3 站已建 4.2MW 热电联供装置（技术服务）、5#站正在建设 0.6MW 固体电蓄热锅炉，大 61 站正在建设 0.36MW 管道电磁加热器，海 21-4 站在红岗低碳一期工程中规划建设 0.75MW 井筒取热热泵，1.8MW 固体电蓄热锅炉（初步设计已批复），本次二期工程清洁热力替代总体最大应用规模为 12.70MW。

表 3.3-2 本次清洁热力替代总体规模统计表

季节	用热系统	单位	红岗联合站	安一联	安二联	1#接转站	5#接转站	大 4#接转站	H75接转站	大 3接转站	大45接转站	海21-4站	大61接转站	合计
冬季	总体用热负荷	kW	6701	2448	5873	394	294	1764	2859	2985	2243	3581	238	28633
	已替代用热负荷	kW	5400	-	1938	-	294	-	-	2985	2243	3581	238	15932
	本次替代负荷	kW	1343	2448	3935	394	-	1764	2859	-	-	-	-	**12701**
夏季	总体用热负荷	kW	3684	1231	3495	-	-	570	1659	1431	961	1667	230	14928
	已替代用热负荷	kW	2878	-	1858	-	-	-	-	1431	961	1667	230	9025
	本次替代负荷	kW	806	1231	1637	-	-	570	1659	-	-	-	-	**5903**

3.3.2.2.技术路线

热力替代利用“污水余热+空气源+燃机余热+电加热”等技术替代站内热负荷，电力替代采用“风机+光伏+燃气发电”替代网电，配套储能装置减少弃电。对于一期工程已全部替代的大 3 接转站、大 45 接转站，本次在 2 座接转站各配置电加热炉 1 台用于调峰补热。

表 3.3-3 红岗低碳二期工程技术路线

类型	站场	技术路线
热力替代	红岗联合站	电加热炉
	1#接转站	电加热器
	安一联	热电联供+电加热
	安二联	空气源+电加热
	大 4#接转站	空气源+电加热
	H75 接转站	污水余热+热电联供
	大 3#接转站	电加热
	大 45 接转站	电加热
电力替代	1#集气站、2#集气脱水站	光伏发电
	红岗联合站、安二联	风力发电（废弃井场）
	红岗联合站、安二联	电化学储能
	安一联、H75 接转站	燃气发电

3.3.2.3.建设规模

本次清洁替代工程立足新区块油气与清洁能源同步开发，油气生产源头控制全产业链低碳化生产；已建油气田融合风光发电、余热、地热、光热、电加热及储热技术实现能耗和碳排放减存量、控增量。燃机余热回收总建设规模 5MW，污水余热回收总建设规模 0.6MW，空气源总建设规模 2.6MW，直接电加热建设规模 13.9MW；燃气发电总建设规模 4.2MW，光伏发电总建设规模 1.12MW，风力发电总建设规模 18.75MW。具体详见下表。

表 3.3-4 二期工程建设规模汇总表

序号	站场	装机功率（kW）							
		光伏	风机	燃气发电	储能	污水余热	空气源热泵	燃机余热	电加热
1	红岗联合站	/	12500	/	5000	/	/	/	1500
2	1#接转站	/		/		/	/	/	电磁加热器 400
3	1#光伏电站	840		/		/	/	/	/
4	2#光伏电站	280		/		/	/	/	/
5	安二联	/	6250	/	5000	/	1820	/	3000

6	大 4#接转站	/		/		/	780	/	2000
7	H75 接转站	/		1800		600	/	2600	/
8	安一联	/		2400		/	/	2400	2500
9	大 45 接转站	/		/		/	/	/	2500
10	大 3#接转站	/		/		/	/	/	3000
合计		1120	18750	4200	10000	600	2600	5000	13900

3.3.2.4.清洁替代方案

1、红岗联合站：站场已开展余热利用情况，采用电加热替代站内剩余外输系统热负荷，根据预测，站场冬季最大负荷需求 1343kW，配置电加热炉装机 1.5MW，实现站场热负荷全替代，替代后停运站内已建燃气加热炉。站内化石能源清零，站场节约伴生气用于已建热电联供系统燃气发电。

2、1#接转站：1#接转站仅余采暖、伴热负荷，负荷需求较小可采用管道式电磁加热器替代站内热负荷，采暖水直接进入电磁加热器将电能转化为热能，无需配套换热器。替代后停运站内已建燃气加热炉，年节约伴生气 20.83 万方，站场节约伴生气经已建伴生气管网输送至红岗联合站用于燃气发电。

3、安二联：安二联冬季最大负荷需求 3935kW，采用电加热+空气源热泵替代站内热负荷需求，电加热炉替代冬季外输、部分掺输及装车负荷，替代负荷 2948kW，电加热炉装机 3MW；空气源热泵替代冬季采暖负荷及夏季外输、部分掺输、热水装车负荷，冬季采暖最大负荷 987kW，夏季外输、部分掺输及热水装车最大负荷 1637kW，根据夏季最大负荷配置空气源热泵装机 1820kW，夏季运行 COP3.04，空气源热泵环境温度-25℃时修正后制热量 971kW，每台空气源热泵同时配套 40kW 电辅热，可替代冬季采暖热负荷 987kW，冬季运行 COP1.9，实现站场热负荷全替代，替代后停运站内已建燃气加热炉，年节约伴生气 257.57 万方，站内化石能源清零，站场节约伴生气进入已建伴生气管网，作为燃气发电站补充气源。

4、大 4#接转站：大 4#接转站冬季最大负荷需求 1764kW，采用电加热+空气源热泵替代站内热负荷需求，电加热炉替代冬季掺输负荷，最大替代负荷 1470kW，考虑加热炉及换热效率，配置电加热炉装机 2MW，空气源热泵替代冬季采暖负荷及夏季掺输负荷，采暖最大替代负荷 294kW，夏季掺输最大负荷 570kW，根据夏季最大负荷配置空气源热泵装机 780kW，夏季运行 COP3.04，空气源热泵环境温度-25℃时修正后制热量 416kW，可替代冬季采暖热负荷 294kW，冬季运行 COP1.9，实现站场热负荷全替代，

替代后停运站内已建燃气加热炉，站内化石能源清零，站场节约伴生气进入已建伴生气管网，作为燃气发电站补充气源。

5、安一联：安一联位于联合作业区，区域内联合变电所已关闭，目前电源引自第三方供电变电所。安一联区域目前建有 1.2MW 的分布式光伏，年发电 205 万度，绿电比仅占 12%，具有较大的提升空间，区域最大负荷为 1.6MW，现有常规风电设备无适合的容量。统一考虑安一联区域电、热负荷需求，考虑在安一联建设热电联供系统，发电区域自消纳，燃机余热回收替代站内热负荷。将安一联区域电源接入到大北变电所，在风光大发时，安一联区域可以使用部分大北区域的绿电，在风光不出力时，通过热电联供系统，可实现区域电力、热力自主供应。光伏大发时调节燃气发电量，配套电加热炉用于调峰及消纳弃电。

（1）燃气发电机选型

燃气分布式能源技术是余热梯级利用技术，目前常用的热电联产机型主要为燃气内燃机与燃气轮机。安一联装机容量小、热电联供需作为区域稳定电源供电及变工况运行方式不稳定等特点，推荐采用燃气内燃机。

（2）余热锅炉选型

根据余热锅炉选型分析，从热负荷、温位、适应性、运行稳定性等方面综合考量，采用热水余热锅炉。

（3）装机容量

根据安一联冬季最大负荷需求 2448kW，夏季最大负荷 1231kW。按冬夏季最大负荷计算余热回收需补充热量为（29544～58750）kWh/d。按照热负荷需求考虑缸套水余热回收板式换热器利用率及烟气余热利用率，同时考虑配套电加热炉调峰、补热及消纳弃电等因素，选择燃气内燃机装机规模 2.4MW，余热回收锅炉装机规模 2.4MW，配套建设 1.5MW 电加热炉 1 套。

（4）热电联供+电加热方案

安一联建设热电联供，采用技术服务模式租赁设备，燃机发电站场自消纳，燃机发电余热回收替代站内掺输、脱水、采暖系统热负荷，光伏大发时调节燃气发电量，配套电加热炉用于调峰及消纳弃电，实现区域电力、热力自主供应。热电联供装机规模 2.4MW，电加热炉装机 1.5MW，实现站场热负荷全替代，替代后停运站内已建燃气加热炉，年新增伴生气消耗 143.16 万方，年燃气发电量 1274 万度。

6、H75 接转站

H75 接转站为末端站场，已建 10kV 线路路径较长总长达到 9.6km，其中 7.2km 导线为 LGJ-120 型，2.4km 导线为 LGJ-240 型。经电气专业计算，站内建设 3MW 电加热炉，线路电压降达到 9kV 以下，不能满足需求，需新建专线线路，但新建专线除线路长、投资较大外，线路路径问题也难以解决。根据方案计算结果，污水余热利用配置热泵装机 0.6MW，替代外输系统负荷，其余掺输、采暖负荷考虑采用热电联供方案，以燃机余热作为稳定热源，替代掺输、采暖负荷，发电区域自消纳。

（1）燃气发电机选型

考虑 H75 接转站自产伴生气有效组分低、热值相对较低，装机容量较小及运行方式稳定等特点，采用微型燃气轮机。

（2）余热锅炉选型

根据安一联余热锅炉选型分析，从热负荷、温位、适应性、运行稳定性等方面综合考量，推荐采用热水余热锅炉。

（3）装机容量

H75 接转站冬季最大负荷需求 2448kW，夏季最大负荷 1231kW。采用污水余热利用冬季替代外输负荷 572kW，夏季替代外输负荷 492kW，剩余冬季最大负荷 2287kW，夏季最大负荷 1167kW。采用“以热定电”技术路线，燃机发电余热回收需满足站内掺输、采暖用热需求，燃机发电站场自消纳。按冬夏季最大负荷计算余热回收需补充热量为（28008～54888）kWh/d。按照热负荷需求同时考虑烟气余热利用率，选择微燃机装机规模 1.8MW，燃机余热回收规模 2.6MW。H75 接转站热电联供装置方案采取技术服务形式，即气源由油田站场提供，燃机发电站场自消纳，合作方提供设备并负责维保及管理，合作方收取油田服务费。

（4）污水余热+热电联供方案

H75 接转站采用污水余热+热电联供替代站内热负荷，污水余热热泵装机规模 0.6MW，替代外输系统热负荷，热电联供替代掺输、采暖热负荷。热电联供采用技术服务模式租赁设备，燃机发电站场自消纳，燃机发电余热回收替代站内掺输、采暖系统热负荷，实现站场热负荷全替代，替代后停运站内已建燃气加热炉，年新增伴生气消耗 79.38 万方，年燃气发电量 962.68 万度。

7、大 3 站、大 45 站

红岗低碳一期工程中大 3 站、大 45 站建设热电联供装置（技术服务）各 1 套，用于替代站内外输、掺输、采暖等热负荷，本次新建电加热炉用于站内热负荷调峰。热电联

供由原一期工程中“以热定电”的技术路线改为“以电定热”，在风机、光伏大发时减少燃气发电量，燃机余热回收热量减少，站内热负荷由电加热炉进行补热，根据站内热负荷需求大 3 接转站电加热炉建设规模 3MW，大 45 接转站电加热炉建设规模 2.5MW。

3.3.2.5.区域绿电替代方案

（1）一期工程实施后，红岗采油厂总体绿电占比 25%，自发电总占比 71%，网电占比 29%，尚具有一定的替代空间。

（2）在风光发电系统并网运行模式下，由于不允许逆功率运行，考虑油田实际运行特性，为避免发生逆功率跳闸，需预留一部分网电不可替代功率，因此对替代能力有一定影响。

（3）安一联区域目前由第三方电源供电，本期在改区域新建热电联供系统，采用“以热定电”技术路线，除保障区域热力需求外，所发电力能够保障区域电力负荷需求。因此本次安一联区域按照以热电联供系统自发电为主，投入大北变电所联络线，考虑夏季发电低出力期间或燃气发电故障，需要从大北方面提供必要的负荷，故在安一联区域设置线路调压变压器（SVC）1 台，以满足供电质量要求。

3.3.3.建设方案

3.3.3.1.风力发电

为提高绿电占比，降低生产成本，减少碳排放，本工程拟新建风力发电机，利用已建热电联供及新建储能平衡电力，消纳风光发电系统运行期间产生的尖峰电量。

本工程利用油田现有土地资源，萨尔图作业区利用已建 H8 及 H31 报废油井井场及已建进场道路；大安作业区利用已建 DB8-20 报废油井井场及已建进场道路，避免新占土地。在井场土地用途变更前应按照规定进行土壤污染状况调查。

本项目风电场位于大安市水源涵养重要区和大安市一般管控区，符合《吉林省主体功能区划》和《吉林省生态功能区划》，属于适度有序开发风电项目，本工程风电工程利用废弃井场，不占用永久基本农田，施工期会产生植被破坏，在施工结束后及时恢复地表，不破坏生态敏感区环境。风电场距离村屯等环境敏感区距离较远，最近的村屯前邢家村距离 980m，且本次工程所在区域不是国家重点保护野生动物的栖息地和繁殖地。同时，本次工程所在区域属于环境空气质量达标区，地表水环境质量满足 III 类水体要求，声环境质量较好，且本次工程运营期各项污染物能够实现达标排放，不会加重区域环境污染。因此，工程选址基本合理。

1、风机

本工程建设装机容量 18.75MW，拟装机 3 台单机容量为 6.25MW 的风力发电机，新建风电机参数见下表。

表 3.3-5 工程新建风电机组参数表

序号	项目	单位	数值
1	单机容量	MW	6.25
2	台数	台	3
3	装机容量	MW	18.75
4	叶片数	个	3
5	轮毂高度	m	120
6	风轮直径	m	200
7	利用时长	h/a	3005

表 3.3-6 风电机组主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
1	风电机组 6.25MW/200	套	3
2	塔架 314t	套	3
3	预应力锚栓 21t	套	3
4	风电机组智能监控系统	套	3
5	风电场监控系统	套	2

2、接入电力系统

萨尔图作业区通过新建 2 回 10kV 专用线路，直接接入 66/10kV 红岗变电所 10kV 侧；大安作业区新建 1 回 10kV 专用线路，直接接入 66/10kV 大北变电所 10kV 侧，以满足电压稳定和供电可靠性需求。

（1）风机主接线

本工程风电场内风力发电机组与箱变推荐采用一机一变单元接线方式进行第一次升压，箱式变压器容量为 6900kVA，依据地形风力发电机组中心距离箱式变压器按 10m 考虑，风电机组地面控制柜位于塔筒底部，与箱式变采用 1.8/3.0kV 电缆连接。

（2）变电站接线

为适应系统和风电场出力变化等多种运行方式，在主变低压侧须装设 SVG 动态无功补偿装置，红岗变电站内现有 3Mvar 静态无功补偿装置 2 座，考虑拆除一套装置后，安装新建 6Mvar 装置。大北变电站在一期工程中已建 6Mvar 动态无功补偿装置 6Mvar 装置 1 台，满足本次新建风机后变电站电压及功率因数需求。

（3）送出线路

采用独立架空线路直接接入开关站，以满足电压稳定和供电可靠性需求。

萨尔图作业区通过新建 2 回 10kV 专用线路，直接接入 66/10kV 红岗变电所 10kV 侧。考虑风机场地周边区域主要为稻田和低洼沼泽地带，为便于施工和维护方便，以及电杆占地征用等困难，设计线路路径沿已建道路一侧架设，不占用基本农田，集电线路路径全长 7km，其中双回部分 1.5km，单回部分合计 5.5km；

大安作业区新建 1 回 10kV 专用线路，直接接入 66/10kV 大北变电所 10kV 侧，以满足电压稳定和供电可靠性需求。大安作业区风机场地周边区域主要为耕地，风机集电线路利用已建 1#井排线路路径，拆除 1#井排线路 1-24#及 24 分 1-12#电杆，新建双回架空线路。施工期间 1#井排线路电源由 4#井排提供，在 4#井排干线 20#杆处至 1#井排 32 分 015 杆处采用绝缘导线临时沟通，拆除 1#井排线 27#杆处引线。按原路径更换干线 1-24#和 1-12#分歧线路电杆、金具及导线，施工完成后回复原供电模式。新建集电线路路径全长 2.4km，全部采用双回架空线路。线路走向详见附图 3.1-7、附图 3.1-8。

电气系统主要工程量见下表。

表 3.3-7 电气系统主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
一	**萨尔图作业区**		
（一）	**风机**		
1	风电机组 6.25MW	套	2
	出线电缆 ZRC-YJY23-1.8/3kV3×300	km	0.7
	出线电缆 ZRC-YJY23-1.8/3kV1×300	km	0.1
	防火堵料	t	0.50
	防火涂料	t	0.10
	镀锌钢管 D150	m	300
	光缆 GYFTA53-8B1	km	0.1
2	升压箱变华式箱变 S¨-6900/10	座	2
	微型纵向加密+交换机 10M 型	套	2
	水平接地体 60×6 热镀锌	km	1
	垂直接地体φ50×2.5L=2500	根	40
（二）	**变电站**		
I	红岗变电所改造		
1	新建10kV 开关柜 12kVKYN28-12A	台	4
2	SVG 系统±6000kvar	套	1
3	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×150	km	0.2
4	控制电缆 KVV22-7×2.5	km	0.5

5	高压室及室外电缆沟维修	项	1
6	10kV 线路保护测控装置	套	3
7	10kVSVG 保护装置	套	1
8	计算机监控系统升级	套	1
（三）	**接入系统**		
1	风功率预测系统（含测风塔）	套	1
2	电力调度数据网屏（1 台接入路由器、2 台交换机、2 台100M 纵向认证装置）	面	1
3	电能质量在线监测	套	1
4	静态无功补偿装置 6000kvar	套	1
5	中压开关柜 12kV/630A	面	4
6	综保模块	套	4
7	综保屏柜	面	1
8	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×300	km	0.2
9	控制电缆 KVV22-450/750V14×2.5	km	1
10	变电所高压室维修	项	1
二	**大安作业区**		
（一）	**风机**		
1	风电机组		
	出线电缆 ZRC-YJY23-1.8/3kV3×300	km	0.4
	出线电缆 ZRC-YJY23-1.8/3kV1×300	km	0.1
	防火堵料	t	0.3
	防火涂料	t	0.1
	镀锌钢管 D150	m	150
	光缆 GYFTA53-8B1	km	0.1
2	升压箱变华式箱变 S¨-6900/10	座	1
	微型纵向加密+交换机 10M 型	套	1
	水平接地体 60×6 热镀锌	km	0.5
	垂直接地体φ50×2.5L=2500	根	20
	微电网控制系统		
3	AGC 控制装置	套	1
4	AVC 控制装置	套	1

表 3.3-8 主要设备材料表

序号	设备名称	单位	数量
一	萨尔图作业区		
1	线路架设（导线LGJ-240/20）双回新建（防冻杆，含拉盘、拉线、横担铁件等）	km	1.5
2	线路架设（导线LGJ-240/20）单回新建（防冻杆，含拉盘、拉线、横担铁件等）	km	5.5

3	柱上真空断路器 ZW20-630A/10kV（智能带隔离）	组	2
4	避雷器HW5WS-17/50	组	2
5	10kV 交流电缆 YJY23-8.7/15-3×240	km	0.8
6	ADSS 光缆	km	7
二	大安作业区		
1	线路架设（导线LGJ-240/20）双回新建（水泥杆，含拉盘、拉线、横担铁件等）	km	2.4
2	拆除已建架空线路	km	2.4
3	柱上真空断路器 ZW20-630A/10kV（智能带隔离）	组	1
4	避雷器HW5WS-17/50	组	2
5	10kV 交流电缆 YJY23-8.7/15-3×240	km	0.4
6	ADSS 光缆 24 芯	km	2.4

3、施工道路

检修道路连接风电机组，以满足运维期检修、巡视的要求。

本项目风场内道路征地采用租地方式,施工期先进行道路修筑,以满足风电机组运输要求,竣工后为风电场检修道路。

风电机组进场道路利用现有通井路进行维修，进场道路及检修道路采用碎石路面。10cm 填隙碎石面层，30cm 碎石基层。

4、吊装平台设计

风机点位附近临时征地 50×60m 作为吊装平台。吊装平台根据地形条件进行布置，并进行整平，整平后平台各方向坡度不大于 2%且不小于 0.5%。整平后在吊车工作区域铺筑山皮石。施工前进行表土剥离，厚度 30cm，表土集中堆放在施工场地临时占地范围内，施工结束后用于临时占地生态恢复。

5、风电机组基础设计

本工程采用群桩承台基础。选用桩径 800mm 灌注桩。

承台相关尺寸为：

承台底面半径：10m；台柱半径：3.5m；承台底板外缘高度：0.8m；承台底板棱台高度：1.8m；台柱高度：0.9m；基础埋深：3m。

桩的相关尺寸：灌注桩；端承摩擦型；圆形；桩径=0.8m；桩数=36 根；桩长=25m；桩圈数=2 圈；桩顶嵌入承台的长度 Hs=0.1m。

每圈桩的详细参数：

第 1 圈，布桩数：12，布桩半径：6.8m，布桩起始角度：0°

第 2 圈，布桩数：24，布桩半径：9.2m，布桩起始角度：0°

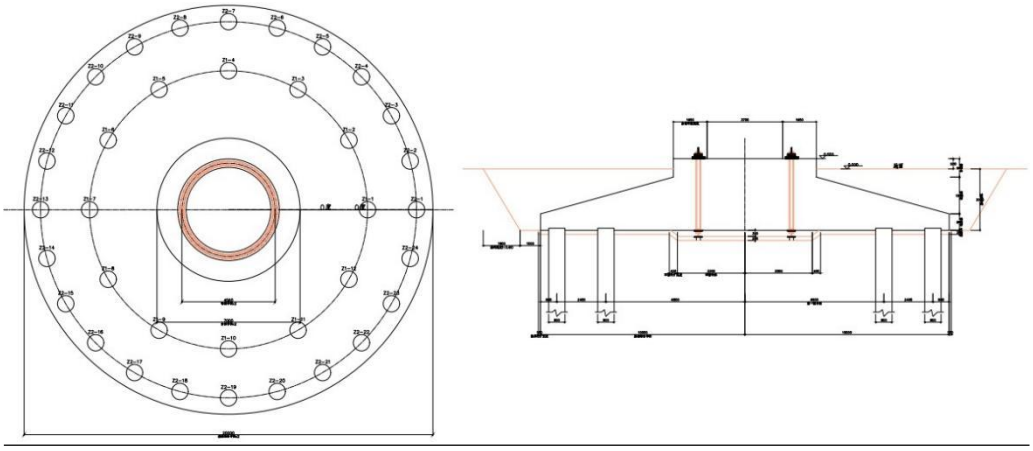


图3.3-1 风机桩基础示意图

6、风机基础构造设计和施工措施

风机基础属于大体积混凝土基础，除应满足一般混凝土浇筑方案外，还应满足以下要求：

a）温度裂缝控制措施

1）降低水泥水化热：施工中选用低水化热的矿渣硅酸盐水泥；添加高效减水剂，降低水泥用量；使用粗骨料，选用粒径大，级配良好的粗骨料。

2）提高混凝土的极限抗拉强度：选择良好级配的粗骨料，严格控制骨料的含沙量，加强混凝土的振捣，加强早期养护，提高混凝土的抗拉强度和密实度。

3）控制混凝土的入模温度：在高温施工季节，采取浇水降低砂、石温度，在水中加冰降低水温等方法，减低混凝土入模温度，实现降低混凝土内外温差。

4）加缓凝剂、减水剂：改善和易性、降低水灰比，以达到减少水泥用量、降低水化热和收缩量的目的。

b）大体积混凝土测温

测温宜采用电子测温仪进行，混凝土浇灌前埋设测温管，把测温线引入，利用电子测温仪读取温度数据。当混凝土内外温差大于25℃时，应根据预先设计的方案采取适当的措施，将温差控制在25℃以内。c）大体积混凝土的浇筑

为了确保大体积混凝土基础的整体性，混凝土浇筑时应保持浇筑的连续性，施工时分层分段浇筑、分层振捣，同时保证下层混凝土在初凝前结合良好，不致形成施工缝。当基础平面面积小于50m^{2}时，宜选用分段分层的浇筑方案；当基础平面面积大于50m^{2}时，宜选用阶梯状斜截面推进的浇筑方案。

d）大体积混凝土的养护

应根据经验及当地气候条件制定专门的养护措施，主要通过浇水和覆盖相结合的方法。混凝土浇筑完成后 12h 内应进行养护，在养护期间，应对混凝土内部温度进行监测，应控制混凝土内外温差不大于 25℃，确保混凝土的浇筑质量。

e）基础回填土的质量要求

土方回填前应清除基底垃圾、杂物，排出基坑内积水、淤泥等，填土应从最低处开始，由下至上分层铺填压实，回填土不得采用淤泥、腐殖土等，基础上部及四周回填土应进行压实，压实系数不得小于 0.94。

f）加强施工及运行期的监测工作

本风电场存在草原沙化场地，考虑风蚀砂埋自然灾害的可能性，应经常观察基础周围砂土流动情况，定期监测风机基础周围覆土情况，进行沉降观测并做好记录，防止基础周围 3m 范围土出现标高高于或低于设计整平地面标高情况。

根据《风电机组地基基础设计规定》的要求，应对风机基础在施工及运行期间进行沉降观测及水平位移观测。观测点共布置四个，沿环向均匀分布。

观测周期及间隔如下：1）风机基础浇筑完成后 1 次；2）机组安装前后各 1 次；

3）机组运行第 7 天 1 次；4）运行第一年每 3 个月观测一次；5）运行一年后每年观测 1 次直至稳定为止。

当发生下列情况之一时，应及时增加观测：1）地震、爆炸（发生在沉降观测点附近的）后；2）发生异常沉降现象；3）最大差异沉降量呈现出规律性增大倾向，沉降观测应满足《工程测量规范》、《建筑变形测量规程》等相关规范要求。

7、基础耐久性设计

基础耐久性设计可从以下两方面考虑：

1）本项目位于吉林省白城市，本地区属于严寒（1C）地区，根据 GB/T50476-2019

《混凝土结构耐久性设计标准》本区域环境类别为Ⅱ类（冻融环境），环境作用等级为ⅡC，满足耐久性要求的混凝土最低强度等级为 C30，表面裂缝计算宽度限值为 0.2mm，混凝土的抗冻耐久性指数为 DF=60%，根据《水工建筑物抗冰冻设计规范》NB/T35024 第 5.1.3 条，混凝土抗冻等级为 F200。

2）施工期间为了防止雨水、地表水、生产废水侵入基础地基，应配置排水设施。在基坑周围处应设置截水沟以排走地表水和潜水流，避免因基础积水而造成冻害。对低洼场地，可采用非冻胀性土填方，填土高度不应小于 0.5m，以改变和消除地基土冻胀性；为防止冻切力对基础侧面的作用，在基础侧面回填中、粗砂等非冻胀性散粒材料。

8、基础防洪设计

本项目风机基础在平原区段，拟将风机基础台柱高出洪水位 0.5m 以上防止内涝影响。基础施工时应尽量避开雨季。

9、桩基础检测

本工程采用泥浆护壁钻孔灌注桩基础，工程桩检测应满足《陆上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T10311-2019、《建筑桩基技术规范》JGJ94-2008、《建筑基桩检测技术规范》JGJ106-2014 等规范规定要求。

本项目风力发电机组基础结构安全等级一级，基础设计级别甲级，故本工程应采用单桩竖向抗压、抗拔、抗水平静载荷试验进行承载力验收检测，检测数量不少于同一条件下桩基分项工程总数的 1%，且不少于 3 根，总桩数小于 50 根时，检测数量不少于 2 根。

高应变法作为单桩竖向抗压承载力验收检测的补充，每个机位高应变试验数量为总桩数的 5%，且不应少于 5 根。每个机位采用低应变法检测桩身完整性，检测桩数不得少于总桩数 30%，且每个桩基础的抽检桩数不应少于 20 根，桩身完整性应达到一类桩。

10、风机箱变基础

每台风力发电机配置一台箱式变压器。

因风机所处位置地下水位较高，箱变基础拟采用预应力管桩--混凝土平台进行设计，箱变基础平台顶面高于 50 年一遇洪水水位标高 0.5m。箱变基础采用预应力混凝土管桩基础，每个基础采用 6 根 9m 长 PHC-400AB95 预应力混凝土管桩，平台采用混凝土平台。为了满足环保水保等的相关要求，在平台下方设置油池，油池采用混凝土油池。为了减轻管桩基础冬季受冻土的冻胀影响，考虑在冻深范围内桩侧涂刷沥青，同时在桩引孔深度范围内，桩侧回填防冻胀中、粗砂，以减缓桩基础的冻胀影响。

11、SVG 基础

变电所院里设置 SVG 一台，规格为 5m×2.5m，基础采用钢筋混凝土板式基础。SVG 基础采用 200mm 厚 C30 混凝土，HRB400 级钢筋现浇，下设 100mm 厚 C20 混凝土垫层，垫层下设 450mm 厚中砂垫层，压实系数不小于 0.96。施工图阶段 SVG 基础结构设计方案应以厂家提供资料为准。

12、储能装置基础

红岗联合站、大北附近各建设 5MW/10MWh 储能装置 1 套，每座储能装置含 2 座电池舱，规格为 6.8m×2.65m；1 座电池舱，规格为 6.2m×3m。

电池舱基础采用200mm厚C30混凝土，HRB400级钢筋现浇，下设100mm厚C20混凝土垫层，垫层下设450mm厚中砂垫层，压实系数不小于0.96。施工图阶段储能装置基础结构设计方案应以厂家提供资料为准。

风机及箱变等基础工程量详见下表。

表 3.3-9 主要工程量表

编号	工程及费用名称	单位	数量	备注
1	风电机组基础	个	3	钢塔基础
1.1	风机基础开挖			
	土方开挖	m^3	1620	
	土方回填	m^3	1080	1.压实数不小于0.95。 2.容重不得小于18kN/m^3
1.2	混凝土垫层	m^3	70	C20素混凝土
1.3	承台及桩基础			
	承台混凝土	m^3	600	C40，加引气剂，抗渗等级P8，抗冻等级F200
	承台钢筋	t	65	HRB400E
	桩混凝土	m^3	540	C35，加引气剂，抗渗等级P10
	桩钢筋	t	55	HRB400
1.4	风机基础散水	m^3	6	200mm厚C20素混凝土
1.5	中粗砂、炉渣	m^3	40	防冻胀
1.6	PE电缆管	m	200	10根，直径150mm，单根长度20m
1.7	沉降观测点设置			
	不锈钢标头	个	4	
	沉降观测点制作	项	1	
	C30钢筋混凝土观测基准墩	m^3	3	C30混凝土
1.8	高强灌浆料	m^3	3	C110高强混凝土灌浆料
1.9	施工降水	项	1	井点降水
1.10	试桩及工程桩检测	项	1	
2	箱变基础	个	3	预制桩基础
2.1	混凝土平台	m^3	15	C30混凝土
2.2	平台钢筋	t	2	HRB400
2.3	油池混凝土	m^3	5	C30
2.4	油池钢筋	t	0.5	HRB400
2.5	卵石	m^3	6	
2.6	钢爬梯	t	0.5	
2.7	箱变埋件及平台扶手	t	1.1	
2.8	400AB95预应力混凝土管桩	根	6	单根长9m；引孔：直径800mm,每根桩1.9m

2.9	埋管，直径150mm电缆保护管	m	20	
2.1	电缆管防水封堵（沥青）	m^2	0.2	
2.11	管桩表面涂刷沥青	m^2	16	
2.12	管桩侧回填防冻胀中、粗砂	m^3	5	
3	储能装置基础	个	3	混凝土板式基础
3.1	钢筋混凝土	m^2	11.5	C30混凝土，HRB400钢筋
3.2	素混凝土垫层	m^2	6.5	C20混凝土
3.3	中砂垫层	m^3	35	中砂垫层，压实系数0.96

注：以上工程量为估算，仅供参考，具体以实际发生为准。

3.3.3.2.光伏发电

在红岗采油厂萨尔图作业区利用 2 座已停运的集气站（1#集气站、2#集气脱水站）拆除后空余场地，建设分布式光伏系统。新建分布式光伏电站 2 座，总装机功率为 1.12MW。其中 1#集气站站内面积 5760m^2，2#集气脱水站站内面积 16730m^2。光伏电站采用 10kV 系统接入附近红岗变电所 10kV 井排线路，就近消纳。

目前 2 座集气站内设备均未拆除，经与建设单位核实，本工程不包含 2 座集气站拆除工程，拆除工程另做环评，待站场拆除后在站场土地用途变更前应按照规定进行土壤污染状况调查。

1、设备选型

本项目采用 720Wp 的 N 型单晶双面双玻光伏组件，选择组串式逆变器。1#站采用 3 台 250kW 逆变器，2#站选择 50kW 逆变器 1 台，每台组串式逆变器内置有直流防雷单元，具有直流断路器、直流监测装置。每台组串式逆变器内置有交流防雷单元，具有网侧断路器、发电计量表，通讯方式为 RS485/PLC 通信方式。

2、阵列布置设计

本项目 1#光伏电站光伏组件总装机功率 836.64kWp，组件总串数为 46 组串，3 台逆变器分别按 15、15、16 组串配置。2#光伏电站光伏组件总装机功率 280.8kWp，组件总串数为 15。平面布置详见附图 3.1-10。

3、电气接入

1#光伏电站新建 800kVA 箱式变电站 1 座，升压至 10kV 后，接入红岗变电所 10kV 李家围线。2#光伏电站新建 250kVA 箱式变电站 1 座，升压至 10kV 后，接入红岗变电所 10kV 金善 I 线。

由于线路路径较短，采用安全载流量法选择导线截面，新建光伏系统最大单台逆变器最大输出电流为198.5A，每台逆变器单独接入箱变低压侧。本工程1#站逆变器至升压箱变之间选择YJV22-1/3kV-3×70型，2#站逆变器至升压箱变之间选择YJV22-0.6/1kV-3×70型，箱变至井排线路之间选择YJV22-8.7/15kV-3×120型。

光伏发电工程主要工程量见下表。

表3.3-10 光伏发电工程主要工程量统计表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	光伏组件单晶双面720Wp	件	1552
2	并网逆变器250kW800V3W+PE	台	4
3	电力电缆YJV22-1/3kV3×70/YJV22-0.6/1kV-3×70	m	360
4	电力电缆YJV22-8.7/15kV3×120	m	300
5	光伏专用电缆H1Z2Z2-K-DC1kV-1×4	km	8.6
6	热镀锌扁钢-40×4	km	1
7	热镀锌角钢∠50×50×5L=2500mm	根	30
8	黄绿接地线BVR-0.751×4	m	600
9	黄绿接地线BVR-0.751×16	m	150
10	预装式变电站S□-800/10.5/0.8	座	1
11	预装式变电站S□250/10.5/0.4	座	1
12	10kV户外高压真空断路器一二次融合智能型	座	2
13	数据采集终端	个	1
14	纵向加密10M	台	1
15	网络交换机2光8电	台	1
16	通信电缆RVSP2×2×2.5	m	300
17	场地平整	m^2	22000
18	光伏方阵调试	项	2
19	埋地光缆GYTA53-12b	km	1
20	工业摄像机200万像素16G存储卡	套	3
21	网络交换机4光4电	台	2
22	光伏清洁机器人	台	6
23	远程控制系统	套	1
24	机器人摆渡车	套	4

4、光伏阵列支架结构

根据《光伏发电站设计标准》中的相关规定，进行光伏组件支架设计时，主要考虑的荷载有：风荷载（按25年重现期基本风压设计）、雪荷载、光伏组件及支架的重量、地震作用等。

光伏支架设计年限为25年。根据《建筑结构荷载规范》GB50009-2012中规定，25年一遇风荷载取值为W0=0.57kN/m^2，作为光伏支架风压设计值。25年一遇雪荷载取值为S0=0.19kN/m^2。

1#气站共有54个固定倾角式子阵单元，其中2排13列（2x13）阵列50个，2排7列（2x7）阵列4个；2#气站共有15个固定倾角式子阵单元，其中2排13列（2×13）阵列12个，2排7列（2×7）阵列3个；组件倾角均为42°。

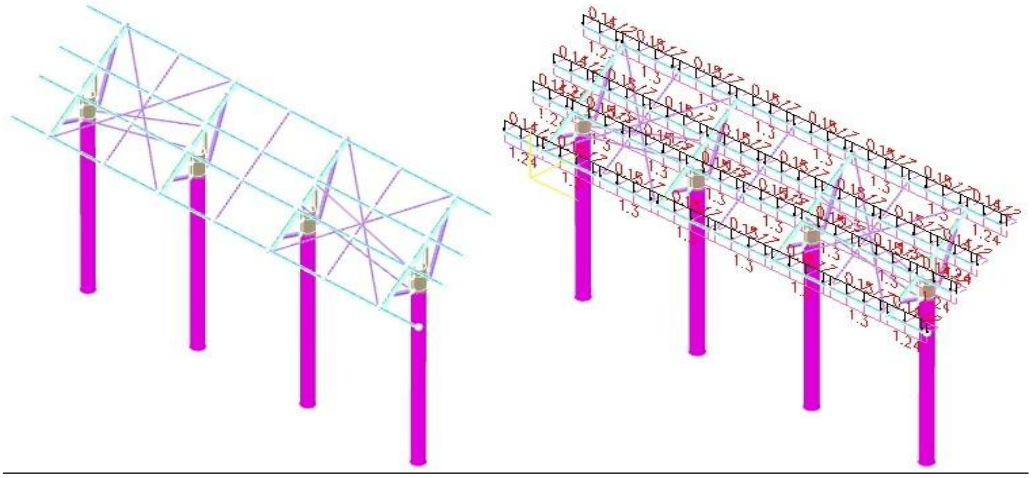
按照结构类型，光伏支架可以分为三种：单立柱式支架，双立柱式支架和框架式支架。本地区重现期为50年的基础风压为0.65kN/m^2，重现期为25年的风压为0.57kN/m^2，风压较大，优选双立柱式支架。

光伏电站场区电池组件尺寸为2382mm×1134mm，单块光伏板重33.7kg。阵列单元均采用竖向布置，组件间留20mm的间距以减少子阵上的风压。

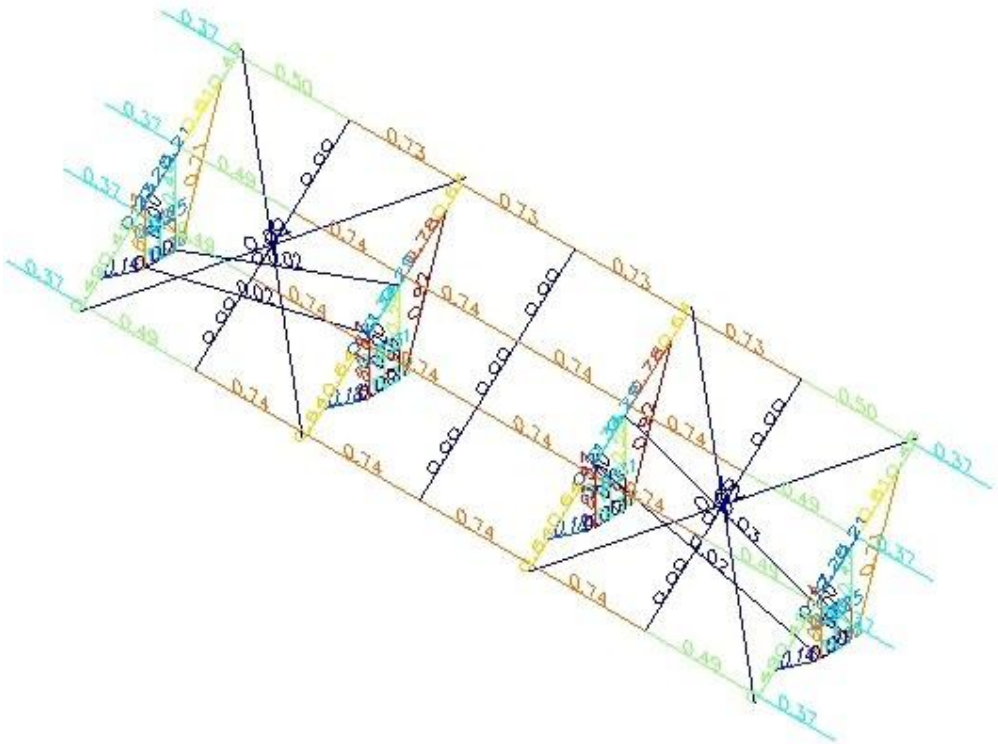
每个2×13阵列设4榀支架，2×7阵列设3榀支架，每榀支架由斜梁、前后立柱、斜撑以及抱箍组成。在支架的斜梁之间，按照电池组件的安装宽度设置檩条，用于支撑电池组件的重量。组件、檩条、斜梁及支撑构件间均采用螺栓连接，以利于拆装检修。

光伏阵列支架结构均采用轻钢结构，结构主材选用Q355C，钢材采用冷弯薄壁型钢及热轧轻型槽钢，热镀锌防腐处理，镀锌层厚度不小于65um。檩条、支撑的连接采用普通螺栓，性能等级为4.6级。

光伏支架结构采用盈建科光伏支架设计软件（YPV）5.2.1进行核算。以2×13为例，采用4榀支架，支架间距4.1m，前立柱采用10#轻型槽钢，后立柱采用C120×50×20×2.5，斜梁采用C120×50×20×2.5，檩条采用C100×50×15×2.5，上述构件均为Q355C钢。经计算，支架各构件均能满足结构受力要求，计算简图如下：



结构模型立面图荷载布置图



构件应力比简图

5、光伏支架基础

支架基础选型时应综合考虑下列因素：

1）支架结构形式和所承受荷载的特征；

2）土的性状及地下水条件；

3）施工工艺的可行性；

4）施工场地条件及施工季节；

5）经济指标、环保性能和施工工期。

地面太阳能发电站一般占地面积广，支架基础数量众多，而且一般工期较短，应优先采用快捷方便、对环境破坏少的施工工艺。钢筋混凝土独立基础、钢筋混凝土条形基础由于现场混凝土浇筑量大，土方开挖、回填对环境影响大，本项目不建议采用。优先采用桩基础（灌注桩、预制桩）。

本工程场位于吉林省白城市境内，地势开阔，地形有一定起伏。考虑环境治理因素影响，组件距离地面高度 0.6m，本阶段推荐采用预应力管桩基础。本工程共 69 个阵列，269 榀支架，每榀支架下设 1 个预应力管桩基础。

根据《光伏支架结构设计规程》，支架基础设计按50年重现期确定基本风压及雪压，因此基础设计基本风压为0.65kPa，基本雪压为0.20kPa。通过计算，组件距离地面高度为0.6m的预应力管桩基础选用PHC400AB95桩，桩长暂按7.0m考虑，地面以上1.6m，地面以下5.4m。为减轻冻胀力对桩的影响，桩地面以下1.9m深度范围内，桩周换填200mm中、粗砂。

6、箱式变压器基础

光伏场区配置一台箱式变压器。

因光伏场区地下水位较高，箱变基础拟采用预应力管桩--混凝土平台进行设计，箱变基础平台顶面高于30年一遇洪水水位标高0.5m。箱变基础采用预应力混凝土管桩基础，每个基础采用6根7m长PHC-400AB95预应力混凝土管桩，平台采用混凝土平台。为了满足环保水保等的相关要求，在平台下方设置油池，油池采用混凝土油池。为了减轻管桩基础冬季受冻土的冻胀影响，考虑在冻深范围内桩侧涂刷沥青，同时在桩引孔深度范围内，桩侧回填防冻胀中、粗砂，以减缓桩基础的冻胀影响。

光伏场区主要工程量详见下表。

表3.3-11 光伏场区主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	光伏支架用钢量			
1.1	萨尔图作业区1#气站光伏支架用钢量（50个2×13阵列，4个2×7阵列）			
	2×13伏子阵（50个）	t	0.58×50=29	Q355C钢21.95t,Q235B钢,7.05t；镀锌
	2×7伏子阵（4个）	t	0.32×4=1.28	Q355C钢0.99t,Q235B钢,0.29t；镀锌
1.2	萨尔图作业区2#气站光伏支架用钢量（12个2×13阵列，3个2×7阵列）			
	2×13伏子阵（12个）	t	0.58×12=6.96	Q355C钢5.27t,Q235B钢,1.69t；镀锌
	2×7伏子阵（3个）	t	0.32×3=0.96	Q355C钢0.75t,Q235B钢,0.21t；镀锌
2	光伏支架基础（2×13设1榀支架，2×7设3榀支架。每榀支架下设1根桩）			
2.1	萨尔图作业区1#气站桩基础			
	PHC400AB95（212根）	m	1484	桩长7m
	中砂回填	m^3	152	桩周1.8m深度范围内回填200厚中砂
	钻孔直径0.8m	m	403	仅中砂回填段预钻孔
2.2	萨尔图作业区2#气站桩基础			
	PHC400AB95（57根）	m	399	桩长7m
	中砂回填	m^3	43	桩周1.9m深度范围内回填200厚中砂
	钻孔直径0.8m	m	110	仅中砂回填段预钻孔
	考虑试桩及桩基检测费用			
3	箱式变压器基础（2座）			1#气站、2#气站各1座
	混凝土平台	m^3	24	C30混凝土
	平台钢筋	t	3	HRB400钢筋
	油池混凝土	m^3	9	C30

	油池钢筋	t	1	HRB400
	卵石	m^3	10	
	钢爬梯	t	1	
	箱变埋件及平台扶手	t	2.6	HRB400钢筋
	PHC400AB95预应力混凝土管桩	根	12	单根长7m；引孔：直径800mm，每根桩1.9m
	埋管，直径150mm电缆保护管	m	40	
	电缆管防水封堵（沥青）	m^2	0.5	
	管桩侧回填防冻胀粗砂	m^3	10	

注：以上工程量为估算，仅供参考，具体以实际发生为准。

3.3.3.3.燃气发电及余热利用

本次在安一联开展燃气发电，与已建光伏发电、风机发电联合控制，实现电力稳定输出。燃机热电联产系统满足站场的用热负荷需求，燃气机组发电自消纳，实现能源梯级利用，降低环境污染。

本工程在安一联、H75 接转站开展燃气发电及余热利用。采用“燃气发电机+热水余热锅炉+缸套水换热器”装置实现燃气发电及余热利用。热电联供系统燃机发电区域自消纳，燃机发电余热回收替代站内热负荷。

根据方案，安一联、H75 接转站热电联供装置方案采取技术服务形式，即气源由油田站场提供，燃机发电站场自消纳，合作方提供设备并负责维保及管理，合作方收取油田服务费。技术服务装置包括燃气发电机、燃气输送系统、冷却系统、输配电系统、排气系统、脱硫系统、余热利用系统。

（1）燃气发电

燃气发电机的原理是利用燃气中的化学能释放的热能来产生电能。燃气发电机的工作原理是将燃气中的化学能转化为机械能，再将机械能转化为电能。燃气发电机包括发动机和发电机两大部分。发动机将燃气中的化学能转化为机械能，发电机将机械能转化为电能。燃气在内燃机中燃烧产生高温高压气体，推动活塞运动，从而带动曲轴旋转，曲轴与发电机连接，带动发电机进行发电。

（2）余热利用

燃气发电机的排气温度较高，若直接排放，将导致大量热能随高温燃气排入大气，降低了热能的有效利用率，因此本工程采用余热锅炉吸收燃气热能从而提高能源利用率，用于站场生产用热负荷替代。

（3）平面布置

①燃气发电机组布置

本次工程热电联供系统采用橇装化设计，燃气内燃机组排气轴线和余热锅炉进气

轴线在同一水平高度上，机组均采用顺列布置，考虑到相应工艺设备的布置空间以及主要设备检修的需要，各橇座之间预留足够的检修空间。

②余热锅炉布置

余热锅炉与燃气内燃机发电机组联合布置，锅炉采用全钢结构，锅炉系统水平方向依次为锅炉进口烟道、蒸发器模块、省煤器模块、出口膨胀节、出口烟道、烟囱。考虑设备投资与运行维护，结合国内目前已投运或在建的分布式燃气发电站配套余热锅炉多采用卧式强制循环的实际情况，本方案推荐采用无补燃卧式强制循环单压余热锅炉（设 SCR 脱硝）。安一联 2 台内燃机共用 1 根排气筒，H75 接转站 1 台燃气轮机设置 1 根排气筒，排气筒高 15m、直径 1.5m。锅炉四周设有从 0m 到炉顶的平台扶梯，便于运行维护。

③站场平面布置

燃气内燃发电机组与余热锅炉配套布置，根据燃气发电站规模，外部设施布置和区域规划、自然环境和相邻设施等因素，并结合水源、送出、总平面及竖向布置条件等综合考虑。力求总体布局合理，相互联系短捷、方便，互不干扰。安一联热电联供装置区布置于站场加热炉区东侧，根据场地条件，供电方向朝南，站场大门位于南侧，热电联供装置区北临进站消防路。站区场地满足机组布置、消防及检修使用要求；H75 接转站布置在站内北侧，供电方向朝南，站场大门位于南侧，热电联供装置区东临进站消防路。站区场地满足机组布置、消防及检修使用要求。平面布置图详见附图 3.1-1、附图 3.1-2。

（4）余热锅炉

1）旁路烟道

设置旁路烟囱的作用是保证燃机能够单循环运行，提高灵活性；同时有利于燃机快速启动带负荷。本工程日常热负荷波动较大，当余热负荷大于用热负荷时，切换旁路烟道以保证燃气内燃机正常发电，推荐设旁路烟道。旁路取在 SCR 之后、省煤器之前，旁路烟道汇入共用主排气筒。

2）烟气净化

燃气发电机燃料采用油田净化后的天然气，安一联内燃机采用低氮燃烧技术，每台燃气发电机设 SCR 脱硝 1 套，还原剂为尿素，项目投产后，尿素使用量约 8.01t/a，NH_3 逃逸量控制在 3μL/L 以下，本工程设有 1 座尿素设备间，外购尿素采用袋装，通过运输车运入到尿素水解制氨区后，储存在尿素储存间内。

（5）热力系统

1）余热锅炉水系统

本工程余热锅炉产生参数为 95℃、0.4MPa 的高温热水。

①锅炉循环水系统和供热系统

高温热水通过换热器加热工艺介质，换热后热水回到余热锅炉进行再加热。

②补充水、给水系统

余热锅炉的补水水源来自各站内水源井，作为余热锅炉的补水是采用经过处理的软化水，本工程每座燃气电站设置 1 套出力 2.0t/h 软化水处理系统。

2）缸套水系统

缸套水通过缸套水换热器加热工艺介质，装置设置换热旁路，当无热负荷需求时，缸套水可通过空冷器散热，确保机组正常运行。

（6）燃烧系统

燃气发电机燃烧系统包括燃烧系统及烟气系统。

1）燃烧系统

燃气内燃机燃烧系统包括燃气内燃机及其进、排气系统。天然气与空气在气缸中混合压缩，点火引发其爆燃做功，烟气经过排气扩散管进入余热锅炉。

微燃机燃烧系统包括压气机及进、排气系统。空气经过过滤后首先进入压气机压缩，压缩后的高压空气直接进入燃烧室与燃料混合燃烧，燃烧后的高温高压气体进入涡轮膨胀做功，并带动发电机发电，排出的高温烟气接入余热利用设备。

2）烟气系统

燃气内燃机排气口排放的高温烟气通过烟道进入余热锅炉，通过余热锅炉入口消音器、喇叭管使其继续扩散、消音、均匀分布。然后与余热锅炉中的蒸发器、省煤器等进行热交换。降温后烟气通过烟囱排入大气。

（7）辅助系统

1）惰性气体置换系统

惰性气体采用 N_2，设置 1 台充氮机，在天然气管道上设置充氮接口。

2）放空系统

在天然气母管及系统管道上的适当位置设置天然气放空管及放空阀。主要为系统停运时排除管道内剩余天然气。

（8）运行方式

根据站场用热需求匹配燃气发电机运行数量，单台发电机负荷率不低于 70%。光伏及风机发电高负荷时段井场电加热器满负荷运行，站内集中供热负荷降低，降低燃气发电机组运行负荷；夜间环境温度最低，集中供热负荷需求较大，燃气发电机组高负荷运行。

检修期宜在负荷较低时期，一台发电机检修，其余发电机全天满负荷运行。红岗厂区供暖部分时段发电机回收余热不足以维持供暖，需启用原有燃气加热炉调峰，可提高能源经济性、安全性。

燃气发电及余热利用工程主要工程量见下表。

表 3.3-12 主要工程量表

安一联				
序号	名称	参数	数量	备注
1	燃气内燃机	发电功率 1200kW，效率≥30%	2 台	
2	热水余热锅炉	0.55MW0.4MPa95℃	2 台	
3	锅炉给水泵	Q=30t/hH=30mN=3.6kW	2 台	
4	补水泵	Q=2t/hH=30mN=0.5kW	4 台	3 用1 备
5	缸套水循环泵	--	--	集成于机组本体
6	软化水处理装置	2t/h	1 台	
7	缸套水换热器	0.65MW	2 台	
8	软化水箱	$6m^3$	1 台	
9	空冷器	根据机组参数配套定制	2 台	燃气内燃机配套
10	消音器	SM15DN350	2 台	余热锅炉配套
11	热力管道、阀门及保温、管件	--	1 套	
12	燃气管线及调压设备	--	1 套	
13	脱硝装置	--	2 套	
红 75 接转站				
1	燃气微燃机	发电功率 1800kW，效率≥30%	1 台	
2	热水余热锅炉	0.3MW	1 套	
3	精密过滤器	精度5μm，工作压力 0.7MPa	1 台	
4	喷油螺杆压缩机	温升25℃	1 套	
5	锅炉给水泵	Q=30t/hH=30mN=3.6kW	1 台	
6	补水泵	Q=2t/hH=30mN=0.5kW	2 台	1 用1 备
7	软化水处理装置	2t/h	1 台	
8	软化水箱	$6m^3$	1 台	
9	空冷器	根据机组参数配套定制	1 台	燃气微燃机配套
10	消音器	SM15DN350	1 台	余热锅炉配套
11	热力管道、阀门及保温、管件	--	1 套	

12	燃气管线及调压设备	--	1 套	
13	脱硝装置	--	1 套	

3.3.3.4.储能

按照电力平衡及风电章节内容，萨尔图作业区已建 15MWp 分布式光伏系统、6.8MW 燃气发电系统，本次新建 12.5MW 风力发电系统，在风力、光伏发电 70%条件下，通过燃气发电系统调节后，年平均负荷先仍有 4MW 的盈余发电功率。因此，本次在萨尔图作业区配置电力储能系统用来平衡发最小负荷、年平均负荷时的电力盈余。同时，利用储能系统快速响应特性，完成电加热炉、热电联供与风光发电之间的源荷匹配；

大北变电所总计算负荷 13.7MW，夏季最小负荷 10.2MW。已建分布式光伏 5.4MW，已建分散式风电 5MW，新建分散式风电 6.25MW，已建调峰燃气发电最大出力 6MW，最小出力 1MW。在小负荷下，通过燃气发电系统调节后，年平均负荷先仍有 1.7MW 的盈余发电功率。因此，本次在大安作业区配置电力储能系统用来平衡发最小负荷、年平均负荷时的电力盈余。同时，利用储能系统快速响应特性，完成电加热炉、热电联供与风光发电之间的源荷匹配。

储能技术路线主要有机械储能、电磁储能、电化学储能等多种形式，本项目拟采用电化学储能形式。电化学储能电站由储能设备、电气设备、控制保护设备、通风空调设备、消防设备等组成。

本项目拟配套建设总规模为 5MW/10MWh 的储能系统。储能单元采用集装箱一体化设计方案，每套储能单元由 1 台 20 尺储能变流升压变集装箱（简称 PCS 仓）以及一台 45 尺磷酸铁锂电池集装箱（简称电池仓）组成。

储能系统拟放置在红岗变电站和安二联院内空地，电池集装箱排布于变流升压系统集装箱两侧。电池集装箱与变流升压系统集装箱之间防火间距暂按 4m 设计。红岗变电站院内储能系统采用 10kV 系统直接接入红岗变电站，安二联院内储能系统通过已建 1 回 10kV 线路接入大北变电站 10kV 侧。

磷酸铁锂电化学储能站工作原理为在用电低谷期，把富余的电能储存起来，在用电高峰期间，再将储存的电能输送使用，可起到平稳变电站负荷曲线等作用。充电期间，系统将电能通过主变压器、汇流变压器和储能变流器（PCS 将交流电转化为直流电，通过储能电池的充电过程，充满电后，电能以化学能形式锁存在磷酸铁锂正极与石墨负极之间，锂离子嵌入负极材料中，依托磷酸铁锂橄榄石结构的高稳定性，实现

低自放电长期存储。放电期间，通过储能电池的放电过程，将直流电经过储能变流器（PCS）转化为交流电，在经过汇流变压器、主变压器通过高压配电装置将电能供给电网或直接供给本地负荷。

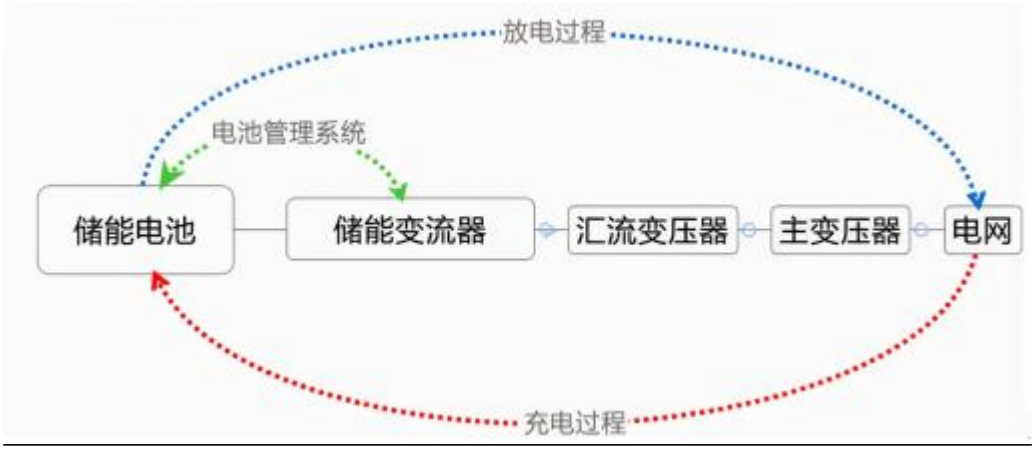


图3.3-2 磷酸铁锂电化学储能站工作工作流程图

表 3.3-13 储能工程主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
1	储能监控系统	套	2
2	储能电池集装箱 5MWh	台	4
3	升压逆变橇 5MW（构网型）	台	2
4	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×240	km	1.7
5	围栏	m	300
6	工业摄像机 400 万带4.5 米立杆	套	4
7	埋地光缆 GYTA53-12b	km	1.7
8	避雷器HW5WS-17/50	组	2

3.3.3.5.污水余热利用

本工程在红 75 接转站内开展污水余热利用工程，采用安二联净化污水作为热泵供热低温热源。

污水余热利用工艺流程为：18-35℃的污水进入板式换热器，完成将热量传递给中介水后温度降至 18℃，经污水回水管线进入回注水罐；板式换热器中介水获取了污水的热量，温度由 13℃升至 18℃，在中介水循环泵作用下进入压缩式热泵机组的蒸发器中，经蒸发、压缩、冷凝完成热量传递，温度由 18℃降至 13℃，重新进入板式换热器进行下一个循环换热过程；低温的系统热水在热水循环水泵的作用下吸收热量后变成 55℃的系统热水，进入工艺介质换热器，完成换热降温至 50℃重新进入热泵机组，进

入下一个换热循环过程；35℃的掺输水在换热器中被系统热水加热至 42℃后进入加热炉进行二次升温，加热至 60℃后去往站外掺输。

热泵机组通过三个能量变化阶段进行工作。

第一阶段：机组中的制冷剂在蒸发器中与低品位热源进行热交换，吸收热量蒸发成气体，实现制冷剂的蒸发提取低品位热能阶段。

第二阶段：蒸发吸收的气体被吸入压缩机进行压缩，变成高温、高压的气体推进冷凝器，实现热量由低品位热能向高品位热能的转化阶段。

第三阶段：被推进冷凝器的高温高压的气体与换热介质进行热交换释放高品位热能，并变成液态。实现了高品位热能的输出阶段。

热泵系统运行流程图见下图。

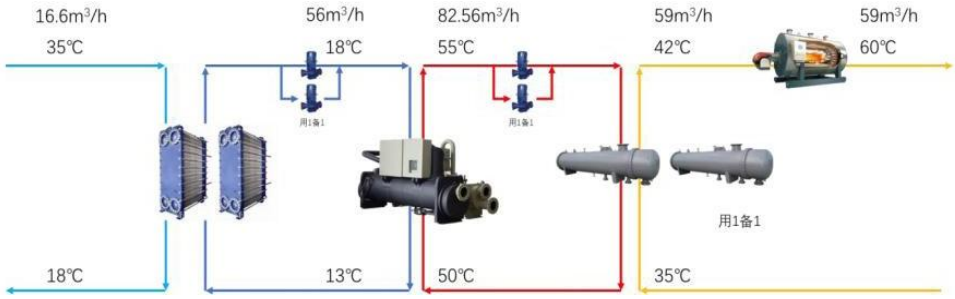


图4.2-10　热泵系统运行流程图

污水余热利用工程主要工程量见下表。

表 3.3-14 主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
1	污水余热热泵橇 0.6MW	套	1
1.1	污水余热热泵机组 600kW	台	1
1.2	低温循环水泵	台	2
1.3	高温循环水泵 Q=130m³/h，H=30m，N=30kW	台	2
1.3	热泵系统配套设备：补水泵、全自动水处理装置、软化水箱、一体化地沟水回收装置、自控系统、配电系统、橇内工艺安装及橇装底座等	套	1

3.3.3.6.空气源热泵

本次安二联、大 4#接转站采用空气源热泵替代采暖负荷。选用 CO_2 空气源热泵。

空气源热泵的核心部件由蒸发器、压缩机、冷凝器、节流装置（膨胀阀）等 4 部分组成，传热工质在机组内封闭运行，并通过冷凝器和蒸发器与外部发生热交换。

循环工作原理：风机将室外低温空气吹过蒸发器，蒸发器内的低温低压制冷剂（通常为 R410A）与空气接触，吸收空气中的热量后蒸发为低温低压气态制冷剂。低温低压气态制冷剂被吸入压缩机，压缩机通过机械做功将其压缩为高温高压气态制冷剂（温

度可达 80～120℃），实现“低温热量→高温热量”的能量升级。高温高压气态制冷剂进入冷凝器（与水或空气换热），将热量传递给需要加热的介质（如供暖水、生活热水），自身则冷凝为高温高压液态制冷剂。高温高压液态制冷剂经过膨胀阀（节流装置）后，压力骤降，变为低温低压液态制冷剂，再次进入蒸发器，开启下一轮循环。

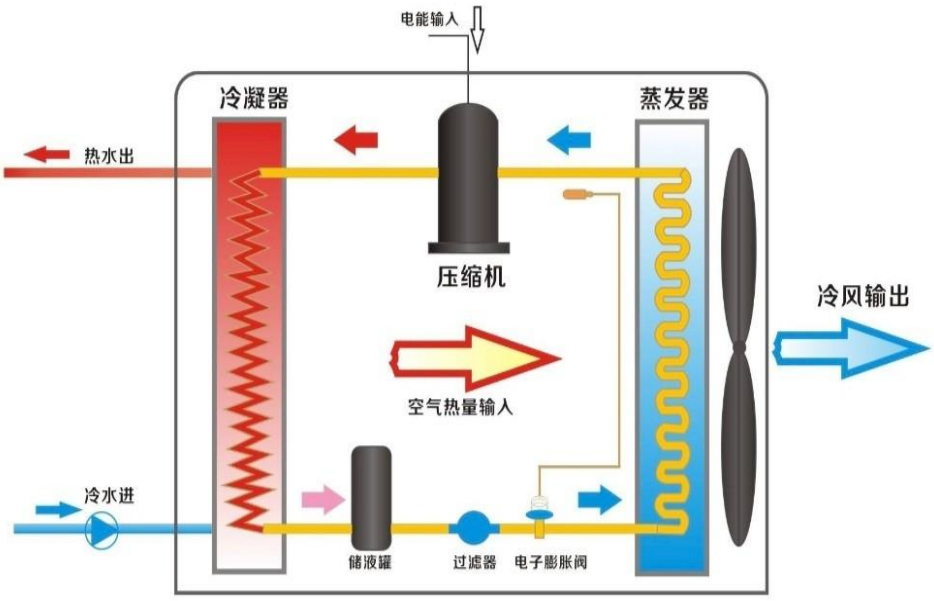


图 3.3-3 空气源热泵工作原理示意图

表 3.3-15 主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
一	安二联		
1	超低环温空气源热泵橇 1.82MW	套	1
1.1	超低环温空气源热泵机组 1040kW	台	1
1.2	超低环温空气源热泵机组 780kW	台	1
1.3	高温循环水泵 Q=130m³/h，H=30m，N=30kW	台	1
1.4	热泵系统配套设备：补水泵、全自动水处理装置、软化水箱、一体化地沟水回收装置、自控系统、配电系统、橇内工艺安装及橇装底座等	套	1
二	大 4#接转站		
1	超低环温空气源热泵橇 0.78MW	套	1
1.1	超低环温空气源热泵机组 780kW	台	1
1.2	高温循环水泵 Q=75m³/h，H=30m，N=15kW	台	1
1.3	热泵系统配套设备：补水泵、全自动水处理装置、软化水箱、一体化地沟水回收装置、自控系统、配电系统、橇内工艺安装及橇装底座等	套	1

3.3.3.7.电加热

红岗联合站新建电加热炉 1 台，装机规模 1.5MW；1#接转站新建管道式电磁加热器 2 台，单台装机规模 0.2MW；安二联新建电加热炉 1 台，装机规模 3.0MW；大 4#

接转站新建电加热炉 1 台，装机规模 2MW；安一联新建电加热炉 1 台，装机规模 2.5MW；大 45 接转站新建电加热炉 1 台，装机规模 2.5MW；大 3#接转站新建电加热炉 1 台，装机规模 3MW；总装机规模 13.9MW。

表 3.3-16 主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
一	红岗联合站		
1	浸没式电极热水加热炉橇 1.5MW	台	1
1.1	设备橇（电极锅炉、循环泵、补水泵、纯水机组、软化水设备、纯水箱、软水箱、低压配电柜、PLC 控制柜等）	座	1
1.2	高压柜橇（含配电柜及电力电缆）	座	1
二	安二联		
1	浸没式电极热水加热炉橇 3.0MW	台	1
1.1	设备橇（电极锅炉、循环泵、补水泵、纯水机组、软化水设备、纯水箱、软水箱、低压配电柜、PLC 控制柜等）	座	1
1.2	高压柜橇（含配电柜及电力电缆）	座	1
2	站内管网调整（场区平整、管网衔接及配套流程调整等）	项	1
三	大 4#接转站		
1	浸没式电极热水加热炉橇 2.0MW	台	1
1.1	设备橇（电极锅炉、循环泵、补水泵、纯水机组、软化水设备、纯水箱、软水箱、低压配电柜、PLC 控制柜等）	座	1
1.2	高压柜橇（含配电柜及电力电缆）	座	1
2	站内管网调整（场区平整、管网衔接及配套流程调整等）	项	1
四	安一联		
1	浸没式电极热水加热炉橇 2.5MW	台	1
1.1	设备橇（电极锅炉、循环泵、补水泵、纯水机组、软化水设备、纯水箱、软水箱、低压配电柜、PLC 控制柜等）	座	1
1.2	高压柜橇（含配电柜及电力电缆）	座	1
五	大45 接转站		
1	浸没式电极热水加热炉橇 2.5MW	台	1
1.1	设备橇（电极锅炉、循环泵、补水泵、纯水机组、软化水设备、纯水箱、软水箱、低压配电柜、PLC 控制柜等）	座	1
1.2	高压柜橇（含配电柜及电力电缆）	座	1
六	大3 接转站		
1	浸没式电极热水加热炉橇 3MW	台	1
1.1	设备橇（电极锅炉、循环泵、补水泵、纯水机组、软化水设备、纯水箱、软水箱、低压配电柜、PLC 控制柜等）	座	1
1.2	高压柜橇（含配电柜及电力电缆）	座	1
七	1#接转站		
1	电磁加热器 0.2MW	台	2

3.3.3.8.换热器

根据目前各站场实际热负荷，配置各工艺系统换热器。本项目选用板式换热器、列管换热器。

板式换热器是许多具有一定波纹形状的金属板片相互叠加组成的一类高效换热器，在相邻板片间形成断面很小的流道，从而实现板片间的热量交换。板式换热器适用于采暖水、装车热水等低压低粘度介质换热。

列管换热器主要由壳体、管板、换热器、封头、折流挡板等组成，可分别采用普通碳钢、紫铜或不锈钢制作。在进行换热时，一种流体由封头的连接管处进入，在列管流动，从封头的另一端出口管流出，这部分流体称之管程流体，另一种流体由壳体的接管进入，从壳体的另一接管处流出，这称为壳程流体。列管换热器适用于外输油、掺输水、原油脱水等高压高粘度介质换热。

根据原油和净化污水物性，外输（含水油）、脱水（含水油）、掺输水（污水）管壳式换热器换热管材料选择 S31603、壳体材料选择普通 Q345R 碳钢；热水装车（污水）板式换热器板片材料选择 S31603、框架材料选择 Q345R 碳钢；采暖（清水）板式换热器选择碳钢可以满足要求。

表 3.3-17 换热器配备明细表

站场	换热器类型	功能用途	规模	单位	数量
红岗联合站	管壳式	外输	1400kW	台	2
	管壳式	热泵系统备用-外输	1600kW	台	1
	管壳式	热泵系统备用-脱水、油循环	750kW	台	1
	板式	热水装车	300kW	台	1
安一联	管壳式	掺输	1100kW	台	2
		脱水	700kW	台	2
	板式	采暖	750kW	台	2
安二联	管壳式	外输	500kW	台	2
		掺输	2000kW	台	2
	板式	热水装车	1000kW	台	2
		采暖	1000kW	台	2
大 4#接转站	管壳式	掺输	1500kW	台	2
	板式	采暖	300kW	台	2
H75 接转站	管壳式	掺输	2100kW	台	2
		外输	600kW	台	2
	板式	采暖	300kW	台	2

3.4.辅助工程

（1）道路工程

检修道路连接风电机组，以满足运维期检修、巡视的要求。

根据使用需求，维修道路利用现有井场已建通井道路，施工期先进行道路修筑，以满足风电机组运输要求，运行期转为检修道路。

表 3.4-1 维修道路工程量表

序号	长度（km）	路面结构
H31 进场道路	2.5	碎石路面
H8 进场道路	0.3	碎石路面
DB8-20 进场道路	0.8	碎石路面
合计	3.6	

（2）吊装场地

风机点位附近临时征地约 50×60m 作为吊装平台。吊装平台根据地形条件进行布置，并进行整平，整平后平台各方向坡度不大于 2%且不小于 0.5%。整平后在吊车工作区域铺筑山皮石。

3.5.供配电系统优化工程

（1）变电所改造：

红岗变电所 10kV 系统新增 SVG 出线柜、风机专线出线柜、储能出现专线柜以及联合站 1.5MW 电锅炉出线柜。新增馈出回路 4 回，新增馈出回路微机保护模块，接入已建系统，并对现有控制系统进行升级改造。配置 6000kvar 的无功补偿装置。

大北变电所：采用橇装房形式，房内设高压柜 8 面，采用 10kV 封闭母线连接至已建高压室内 I、II 段母线，本期新增馈出回路 9 回，主动干预型消弧装置柜 1 套。

（2）新建设备供电

1）红岗联合站

红岗联合站新建电加热炉设备自带高压开关柜，采用 10kV 电缆线路专线供电，电源引自变电站 10kV 专用出口。

2）1#接转站

新建 200kW 电磁加热器 2 座，全开运行。新建 630kVA 预装式变电站 1 座，专为新建加热器及附属设备供电，10kV 电源引自附近李家围线。

4）安二联

本次工程在红岗采油厂安二联新建 3000kW 电加热器炉 1 台，新建空气源热泵 2 套，配套高温循环水泵电气设备，采用 0.4kV 供电。新建 800kVA 预装式变电站 2 座，为新建 0.4kV 设备供电，10kV 电源引自分别引自安二联专线和 3#井排线。新建大北变至电加热炉专线线路，全长 3km，导线选择 LGJ-240 型。

5）大 4#接转站

大 4#接转站新建 2000kW 电加热器炉 1 台，采用 10kV 供电。新建空气源热泵 1 套，配套高温循环水泵电电气设备，采用 0.4kV 供电。大 4 接转站内建 1000kVA 配电室 1 座，2 台变压器开 1 备 1 运行，10kV 电源引分别自站外 H75 线、1#井排线，最大运行负荷 890kW。新建 500kVA 预装式变电站 1 座。电加热炉、新建变压器实现双回路供电，考虑在新建箱变内设环网柜 6 面，分别接入 2 台站用变、热电联供和电加热炉，并设进线 2 回，其中 1 回引自 H75 线，另 1 回引自 1#井排线。

5）大 45 接转站

大 45 接转站新建 2500kW 电加热器炉 1 台，采用 10kV 供电。大 45 接转站内建集输配电室 1 座，2 台 400kVA 变压器开 1 备 1 运行，注水配电室 1 座，1 台 630kVA 变压器，以上变压器电源均引自大北变电所 3#井排。一期工程后，建设热电联供装置 1 套，发电机组总装机功率 3000kW，设 310kVA 升压变压器 1 台，接引至大 45 至大北变电所柔性互联专线。电源引分别自站外 H75 线、1#井排线，最大运行负荷 890kW。新建 500kVA 预装式变电站 1 座。电加热炉、新建变压器实现双回路供电，考虑在新建箱变内设环网柜 6 面，分别接入 2 台站用变、热电联供和电加热炉，并设进线 2 回，其中 1 回引自 H75 线，另 1 回引自 1#井排线。

6）红 75 站

红 75 站新建热电联供装置 1 套，采用微型燃气轮机，额定电功率 2MW，采取服务型式，由服务商提供发电设备并升压到 10kV。新建 240kW 余热回收设备 1 套，配套循环水泵电电气设备，采用 0.4kV 供电。红 75 接转站内建配电室 1 座，2 台 630kVA 变压器全开运行，现状运行负荷 850kW，电源引自大北变电所 H75 井排线。本次工程热电联供接入 H75 线，分界点为服务商 10kV 出线柜出线端子外 1 米。计量装置安装在服务商 10kV 出线柜出线内，互感器、计量表满足最新版《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB50063 要求。本次新建热电联供采用电缆引至 H75 线，在电缆引下处设柱上断路器保护。在已建配电室内新建低压开关柜 1 面，并对 1 面已建开关柜进行改造，实现对新建余热回收装置供电。

7）安一联

本次工程在红岗采油厂安一联新建 2400kW 热电联供系统 1 套，产生热量为集输系统供热，所发电量带区域电负荷，站内新建 2500kW 电加热器炉 1 台，用于在区域内光伏系统大发降低燃气发电出力时，补充热负荷。

现大 208 区域电源引自第三方供电的建设变电所。安一联区域目前建有 1.2MW 的分布式光伏发电系统，全年发电 205 万度，绿电比仅占 12%，还具有较大的提升空间。由于区域最大负荷仅 1.6MW，按照现状常规风电设备情况，无适合容量的风电设备。因此，在统一考虑安一联区域电、热负荷需求后，设计在安一联区域建设热电联供系统，同时将安一联区电源接入到大北变电所，一方面在风光大发时，安一联区域可以使用部分大北区域的绿电，而在风光不出力时，通过热电联供系统，可实现区域电力、热力的自主供应。

由于安一联区域热负荷大于电负荷，因此在建设热电联供系统后，为保障供热，将产生上行电量，因此本次将 208 线电源改为大北联络线，断开第三方供电电源，产生上行电量可替代大北变电所网电。由于联合变已经关闭，本次在联合变附近新建线路调压装置，通过调压装置连同大 208 线与联络线。联络线电源出自大北变，至联合变路径长 18km，导线规格为 LGJ-120，中间有少量负荷。208 线从安一联至联合变线路路径长 5.6km，导线规格为 LGJ-95。新建 10kV 环网项 1 座，内设环网柜 8 面，分别接入 4 台站用变、热电联供和电加热炉，并设进线 2 回，其中 1 回引自 208 线大北变方向，另 1 回引自 208 线建设变方向，中间设联络断路器。

安一联区域内已建分布式光伏 1.2MW。对热电联供和配套电炉的调节依赖关口处（联合变位置）的有功情况。由于安一联区域总热负荷大于电负荷，因此设定关口处上行功率阈值。按照无光伏参与时设定。当光伏系统大发时，上行功率超过阈值，通过管控系统降低燃气发电出力。由于燃气发电功率降低，其热输出同时降低，因此需要利用电炉补热，启动电炉加热，为满足关口上行功率平衡，又需增加燃气机功率以维持关口电功率平衡，同时增加回收热。最终形成电力、热力平衡。

配电线路图详见附图 3.1-1（2）、附图 3.1-1（3）。

新建设备配套供电工程量详见下表。

表 3.5-1 新建设备配电主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
一	**红岗联合站**		

1	电极热水加热炉橇配电 1.5MW		
1.1	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.5
1.2	电力电缆 JV22-0.6/1kV 3×35+1×16	km	0.5
1.3	工艺设备、管线防雷防静电及接地	项	1
二	**1#接转站**		
	电磁加热器配电 0.4MW（0.2MW×2 座）		
1	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120+1×70	km	0.2
2	柱上真空断路器带电力远程数据终端装置 ZW32-12/630A	座	1
3	预装式变电站 S20-630kVA1 台，环网柜 2 面，GGD 柜4 面，橇体及基础、接地	座	1
4	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×70	km	0.2
5	工艺设备、管线防雷防静电接地	项	1
三	**安二联**		
1	浸没式电极热水加热炉配电 3.0MW		
（1）	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.4
（2）	电力电缆 JV22-0.6/1kV3×35+1×16	km	0.3
（3）	防雷防静电及接地装置	套	2
（4）	新建10kV 架空线路（双回LGJ-240)	km	3.1
（5）	拆除已建 10kV 架空线路（LGJ-120)	km	3.1
（6）	新建66kV 转角塔（45-90°）	基	1
（7）	拆除已建 66kV 架空线路（LGJ-150)	km	0.3
2	空气源热泵		
（1）	预装式变电站（高压柜进线柜 2 面、出线柜 3 面、630kVA 变压器 1 台、低压柜 4 面）长×宽×高=15000×3500×3200mm	套	2
（2）	柱上真空断路器 630A12kV-20kA（一二次融合智能型）	套	2
（3）	高压电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.6
（4）	低压电力电缆 240 及以下	km	1.5
（5）	低压控制电缆 12 芯及以下	km	0.6
（6）	接地装置	套	2
四	**大 4#接转站**		
1	浸没式电极热水加热炉配电 2.5MW		
（1）	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.4
（2）	电力电缆 JV22-0.6/1kV3×35+1×16	km	0.3
（3）	防雷防静电及接地装置	套	1
2	空气源热泵		
（1）	预装式变电站（高压柜进线柜 2 面、出线柜 4 面、500kVA 变压器 1 台、低压柜 3 面）长×宽×高=15000×3500×3200mm	套	1
（2）	10kV 户外高压真空断路器一二次融合智能型	套	1

（3）	高压电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.6
（4）	低压电力电缆 240 及以下	km	0.8
（5）	低压控制电缆 12 芯及以下	km	0.6
（6）	接地装置	套	2
五	**大 45 接转站**		
1	浸没式电极热水加热炉配电 2.5MW		
	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.6
	电力电缆 JV22-0.6/1kV3×35+1×16	km	0.3
	10kV 户外高压真空断路器一二次融合智能型	套	1
	防雷防静电及接地装置	套	2
2	高压环网柜箱	座	1
	高压环网柜 XGN15	台	5
	箱体 1.5m×5m×2.4m	座	1
	接地装置	套	1
	设备基础	座	1
六	**大 3#接转站**		
1	浸没式电极热水加热炉配电 3MW		
	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.6
	10kV 户外高压真空断路器一二次融合智能型	套	1
	电力电缆 JV22-0.6/1kV3×35+1×16	km	0.3
	防雷防静电及接地装置	套	2
2	高压环网柜箱	座	1
	高压环网柜 XGN15	台	5
	箱体 1.5m×5m×2.4m	座	1
	接地装置	套	1
	设备基础	座	1
七	**红75接转站**		
1	余热回收 240kW		
	低压开关柜	面	1
	已建低压开关柜改造	面	1
	低压电力电缆 240 及以下	km	0.6
	低压控制电缆 12 芯及以下	km	0.3
	接地装置	套	1
2	热电联供 2MW		
	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.2
	电力电缆 YJV22-0.6/1kV3×25+1×16	km	0.4
	接地装置	套	2

	10kV 户外高压真空断路器一二次融合智能型	套	1
八	**安一联**		
1	浸没式电极热水加热炉配电 2.5MW		
	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.4
	电力电缆 JV22-0.6/1kV3×35+1×16	km	0.3
	防雷防静电及接地装置	套	1
2	燃气发电 2.4MW		
	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.1
	电力电缆 YJV22-0.6/1kV3×25+1×16	km	0.4
	接地装置	套	2
3	线路调压		
	设备基础	座	1
3.1	预装式变电站		
	调压变压器　3150kVA10±20%/10.5kV	台	1
	高压环网柜 XGN15	台	4
	开关站橇体，含照明、暖通、消防 3m×8m×3.2m	座	1
	接地装置	套	1
	设备基础	座	1
3.2	10kV 户外高压真空断路器一二次融合智能型	座	2
3.3	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.3
3.4	新建10kV 线路LG-120	km	1
4	站内调改		
4.1	高压环网柜箱		
	高压环网柜 XGN15	台	8
	箱体 1.5m×6m×2.4m	座	1
	接地装置	套	1
	设备基础	座	1
4.2	10kV 户外高压真空断路器一二次融合智能型	套	2
4.3	电力电缆 YJV22-8.7/15kV3×120	km	0.5

3.6.公用工程

1、给排水

本项目用水为施工人员的生活用水。施工人员人数约为 30 人，生活用水购买桶装水；施工期生活污水排入施工现场内的环保厕所内，施工结束清掏外运作农肥。本项目运营期无新增员工，无新增生活污水。

余热锅炉等用水取自各站已建水源井，污水余热采用安二联处理后的净化污水。软化水制备系统反冲洗废水随集输管线输至安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下。

2、供气

本项目新建燃气发电机所用天然气来源于站内伴生气。

3.7.工程占地及土石方平衡

3.7.1.工程占地

本工程光伏发电、风力发电、储能、燃气发电及余热利用、空气源热泵、污水余热利用、电加热等均在已建井场或站场开展，不新征永久占地。本工程占地主要为更新输气管线产生的临时占地、供配电线路产生的临时占地和永久占地，以及风电机组安装过程产生的临时占地。

（1）更新管线占地

大开挖管段长度 3km，施工作业带宽度为 6m，则管道开挖作业带临时占地 1.8hm^2，占地类型主要为水田。施工结束后该临时占地全部进行表土回覆，复垦为原有耕地类型。

（2）道路及风电场临时占地

本项目风电机组位于已建井场内，新增临时占地主要为吊装平台和进场道路占地，维修进场道路 3.6km，吊装平台和进场道路共新增临时占地 4.17hm^2，无新增永久占地。T3 风电场周围为旱田（永久基本农田），T1、T2 风电场周围为盐碱草地内，故新增临时占地类型为旱田（永久基本农田）和盐碱草地（其他草地）。

（3）供配电线路占地

本项目风电机组需建设电线杆，电线杆属于租地建设，不属于基本农田，供配电线路共产生临时占地 4.84hm^2，占地类型主要为旱田（非永久基本农田）和盐碱草地（其他草地）。永久占地 0.18hm^2，占地类型主要为盐碱草地（其他草地）。

本项目临时占地面积合计 10.81hm^2，永久占地面积 0.18hm^2，工程占地详见下表。

表 3.7-1 本项目新增占地

序号	建设项目	临时占地（hm^2）					永久占地（hm^2）
		耕地（旱田）	耕地（水田）	草地	交通运输用地	小计	草地

1	管线工程	-	1.8	-	-	1. 8	-
2	供配电线路	0.65	-	4.19		4. 84	0.18
3	风电场及道路	0.7	-	2.03	1.44	4.17	-
小计		1.35	1.80	6.22	1.44	10.81	0.18
合计		3.15		6.22	1.44	10.81	0.18

3.7.2.占用基本农田情况分析

本项目位于大安市境内，该区域基本农田保护率相对较高，根据调查，本项目 T3 风电场利用现有井场，井场周边旱田为基本农田，更新管线位于水田内，为基本农田。具有不可避让性，本项目临时占用耕地面积 3.15hm^2，其中旱田 1.35hm^2，0.7hm^2 为永久基本农田；水田面积 1.8hm^2，均为永久基本农田，永久占地不占用基本农田。

3.7.3.黑土地占用情况调查

根据《吉林省黑土地保护总体规划（2021-2025）》，黑土地指黑土地耕地，本项目所在区域为黑土地分布区，工程临时占用耕地 3.15hm^2（包含基本农田），均为黑土地，施工结束后全部复垦恢复原有使用功能。

3.7.4.土石方平衡

本工程涉及土石方的工程主要为风电场施工、进场道路和管线施工。施工前进行表土剥离，厚度 30cm，表土集中堆放在施工场地临时占地范围内，施工结束后用于临时占地生态恢复。管沟施工过程中，分层开挖，分别堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题。开挖的土方及时回填，同时留出沉降高度，使地表坡度小于 5°，管线覆土后恢复地表植被。回填后多余土，用于施工作业带及附近场地平整。

本项目总挖方量为 28068m^3，总填方量为 28068m^3，施工土方用于施工作业带及附近场地平整。工程挖方和填方基本平衡，详见下表。

表 6 本项目土石方平衡

项目	挖方（m^3）	填方（m^3）	弃土（m^3）	借方（m^3）	弃土去向
风电场及道路	9810	9810	0	0	挖方用于施工场地平整
管线	9000	9000	0	0	挖方用于全部回填
供配电线路	1358	1358	0	0	
光伏电站	980	980	0	0	挖方用于全部回填
表土	6920	6920	0	0	表土单独存放，用于临时占

					地生态恢复
合计	28068	28068	0	0	

3.7.5.“三场”设置

（1）取、弃土场

根据土石方平衡，本项目挖方均用于管沟回填及施工场地平整，风电场及道路填方全部外购，不设置取土场、弃土场。

（2）施工场地

本项目站内工程均位于站场永久占地范围内；风电场施工吊装平台及物料均在临时占地范围内；开挖管线工程施工作业带宽度为6m，管线敷设完成后，地面覆土恢复原有使用功能，穿越工程施工场地均设置在临时占地范围内。不另外设置施工场地；项目施工人员均为本地居民，项目夜间不施工，不在施工现场设施工营地。

3.8.依托工程

红岗采油厂建有污水处理站三座，分别为红岗联合站、安一联和安二联，总设计规模为$2.83\times10^4m^3/d$，实际处理量为$2.27\times10^4m^3/d$，本项目运营期软化水制备系统反冲洗废水产生量$6336m^3/a$（$19.2m^3/d$）。根据现有工程废水达标分析可知，生产废水经处理后，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求。污水处理站负荷情况见下表。

表3.8-1　红岗采油厂污水处理站负荷情况统计表

序号	站场	处理工艺	设计规模（m^3/d）	实际处理量（m^3/d）	拟建在建工程量（m^3/d）	剩余能力（m^3/d）	本项目需求量（m^3/d）
1	红岗联合站	压力除油+核桃壳+双滤料	24000	21000	0	3000	4.8
2	安一联	压力除油+核桃壳+双滤料+陶瓷膜	1000	417	0	583	4.8
3	安二联	气浮+双滤料+双滤料	3800	1982	0	1818	9.6
合计			28800	23399	0	2401	19.2

3.9.影响因素分析

3.9.1.主要工艺流程及产污环节分析

3.9.1.1.管道施工

1、管道施工一般程序

测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，钢管防腐绝缘，防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段试压，站间连接，扫线试压，阴极保护，工程验收。管道建设的施工过程见下图。

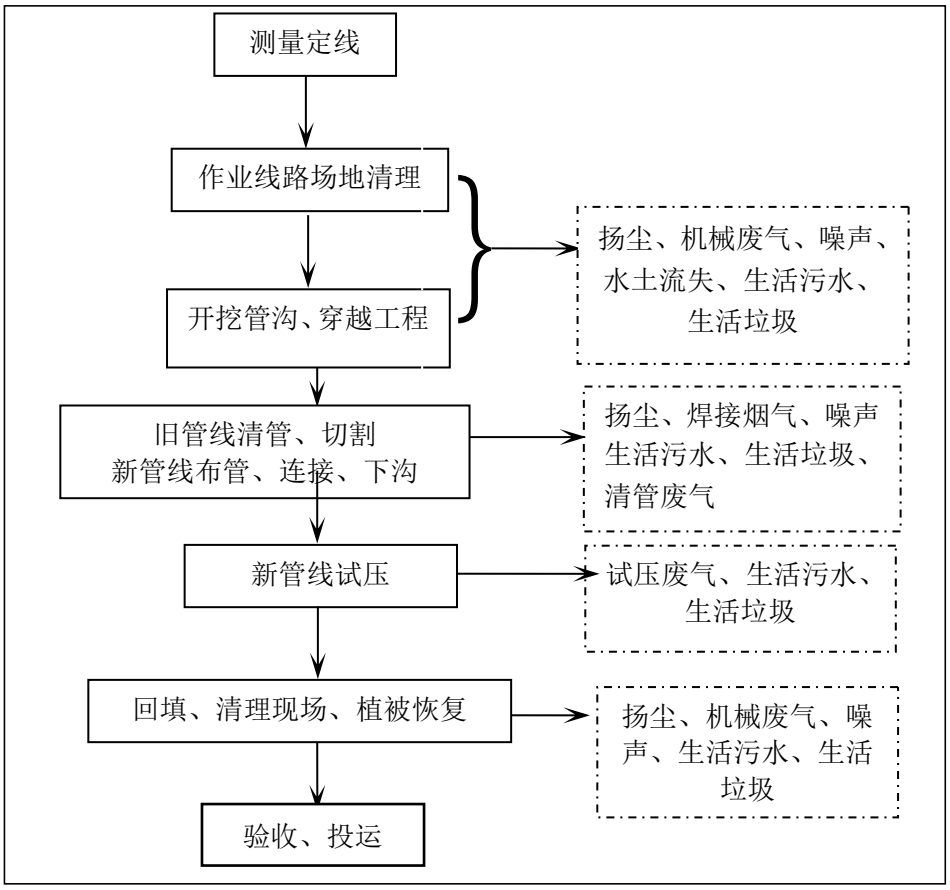


图 3.9-1 本项目管线施工流程及产污环节图

（1）施工作业带清理

一般地段施工作业带宽度为 6m，在施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草应清理干净，沟、坎应予平整。

（2）敷设方式

管道采用沟埋方式敷设。一般地段管沟开挖时，上口宽度为 2m，底部宽度 1m，布管、焊接、下沟。

（3）旧管线清管

施工前停止拟取消管道作业，关闭上下游阀门，排空管内余气，在旧管线发球端安装清管发射装置，将高密度泡沫清管器送入球筒，确认快开盲板封闭严密后，缓慢注入惰性介质（氮气）推动清管器运行，将管内杂质推送至收球端，进行初级清管作

业。初级清管作业完成后，更换带钢丝刷的皮碗清管器进行第二遍清理，利用钢刷的机械打磨作用，清除管壁附着的硬化锈层、硫化铁结块和油污残留。第三遍再投放带强磁铁的双向皮碗清管器，彻底吸附管内残留的断钢丝、金属粉尘等细小铁质杂物，最后使用带吹扫孔的高密度泡沫清管器做收尾清扫，将管内所有残留的细碎杂质推送至收球端。针对干气输送的老旧管线，最后可通入低速惰性气流进行整体吹扫，直至收球端出口处放置的白色检验板无可见杂质、无油污痕迹，判定管内物理杂质清理合格。

（4）切割、封堵

清管完成后，开挖管沟，将原有管线进行切割，切割下来的旧管线两端焊接铁质封头后埋藏于地下，不取出，在旧管线旁开挖植入新管线敷设，做好保温防腐后，经过焊接进行衔接。

（5）管线连接方式

管线连接方式根据不同管材确定，玻璃钢管连接采用机械胶黏方式，钢管连接采用焊接方式，并对接口进行防腐。

焊接方式主要根据地形，因地制宜采用沟上组焊、沟下组焊、手工电弧焊等焊接方式，焊条采用环保型焊条。

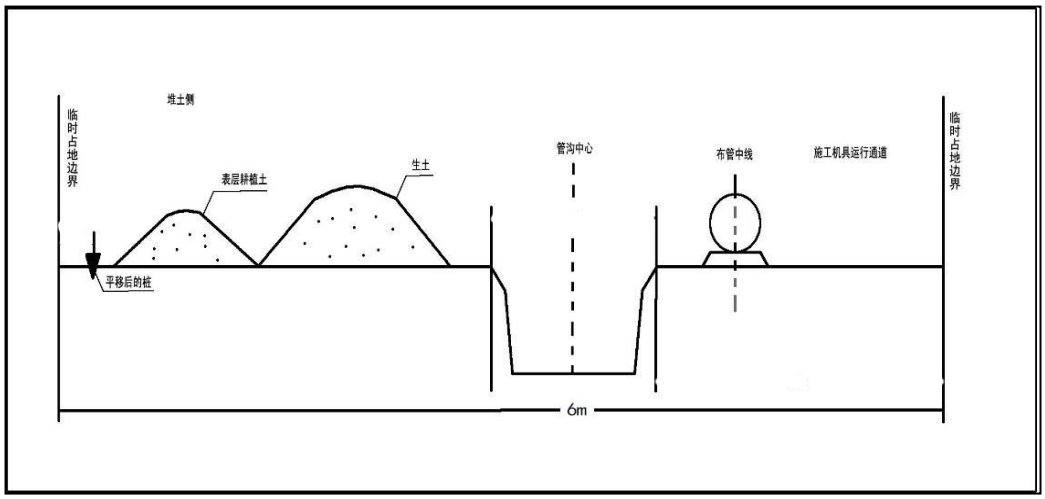


图 3.9-2 管线施工作业带典型图

（6）新清管、试压和干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用氮气进行试压，严密性试验合格后进行使用。

（7）管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。

管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

（8）穿越工程

水平螺旋钻进法又称水平干钻法，是一种使用的较早的非开挖铺管方法，在使用过程中不断得到改进和发展。水平螺旋钻进法一般用于穿越公路、铁路、堤坝等铺设管线。目前，水平螺旋钻机在方向控制、使用地层、铺管长度和尺寸等方面，都比以前有了长足的进步。水平螺旋钻施工原理如下：

施工时，先准备一个工作坑，然后将螺旋钻机水平安放在工作坑内，钻机的后部有坚固结实的挡板墙，调整好方向开始钻进，边旋转钻头边顶进套管，钻头切削下来的泥土通过套管内铰龙的旋转送至出泥口处，用设备排出坑外，随着泥土不断被排出坑外，套管也不断的被顶入土中，顶进第一根管子后，退回钻机，对接铰龙，组装焊接第二根套管，继续钻进，如此反复操作，顶进第三根管子、第四根管子，直至钻进到规定长度，穿越完毕。水平螺旋钻机结构及施工原理见下图。

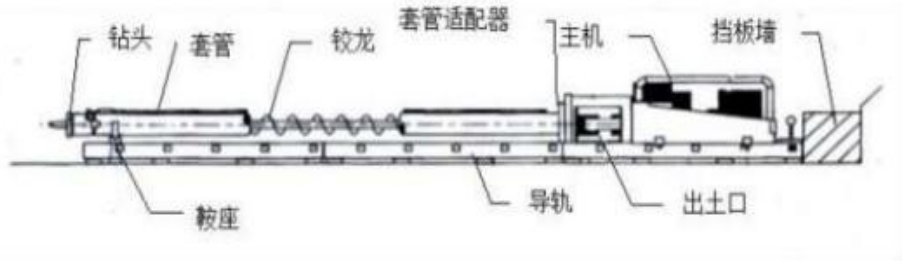


图 3.9-3 水平螺旋钻结构及施工原理示意图

3.9.1.2.风力发电工程

（1）风电工程主体工程施工

本项目风电场建设主体施工为风电机组基础施工、风电机组的运输及安装、场内输变电及通讯施工。

（2）风电机组基础施工

风电机组基础施工：风机基础定位测量、复测—放线—桩基础施工—承台基础开挖—混凝土垫层—基础绑筋—风机塔架地锚安装校正—预埋穿线—安装—支设模板—风机承台基础混凝土浇筑—风机塔架地锚校正—基础混凝土养护—回填土。

工艺流程见下图。

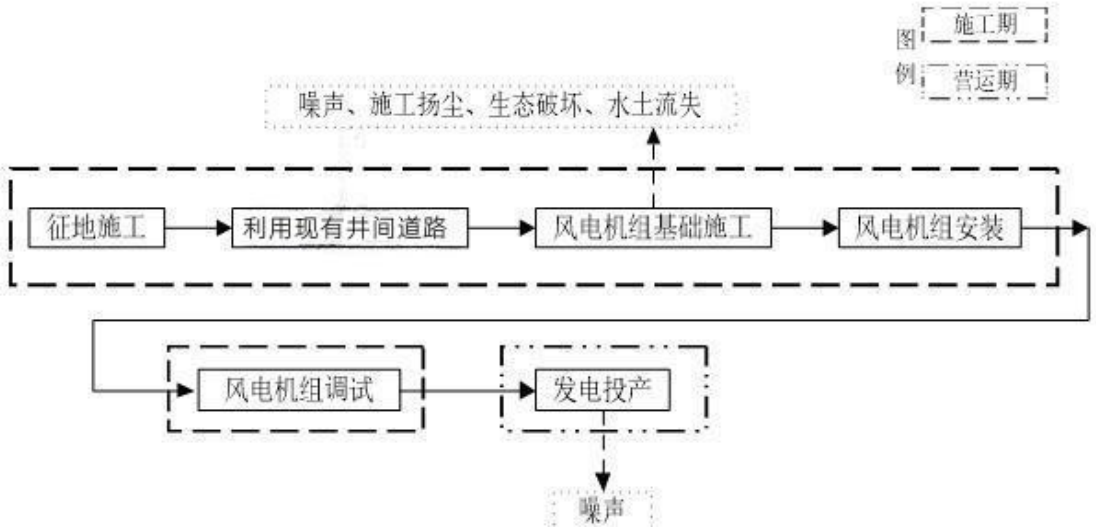


图 3.9-4 风电工程施工及运营产排污流程图

3.9.1.3.光伏发电工程

（1）光伏发电主体工程施工

光伏电站主体工程施工主要包括：太阳能光伏组件基础、光伏组件的安装、电力电缆和光缆敷设等。

（2）光伏方阵基础施工和安装

本光伏工程预应力管桩埋深 3.2/2.6m，出地面 2.7/1.2m。光伏方阵在支架基础施工完毕后在上部安装支架。方阵支架安装完毕就位，将太阳能板就位后调整加固在支架上，确保施工安全及安装质量。敷设光伏电站内集电电力电缆。敷设光伏电站内光伏系统至中央控制室的通信光缆。

工艺流程见下图。

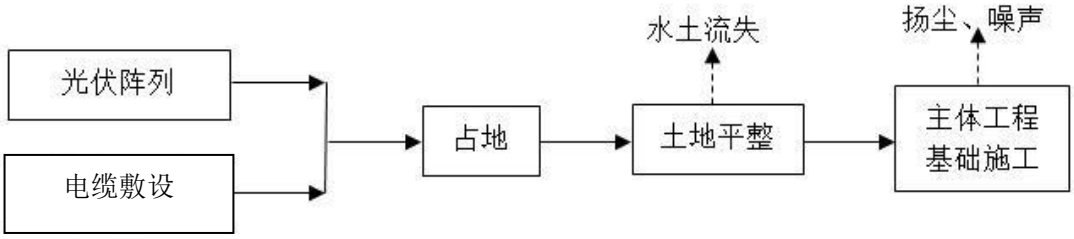


图 3.9-5 光伏区施工过程示意图

3.9.1.4.燃气发电及余热利用、储能系统、污水余热利用、电加热及空气源热泵等工程

站内替代对现有停运拟拆除锅炉进行拆除，进行站内替代改造建设，替代工程建设完成正常运行后，再停运站内拟替代锅炉等设备，保证处理系统正常运行。

（1）拆除设备

站场优化施工期主要为新设备安装和旧设备拆除，拆除红岗联合站、大 45 接转站内

加热炉等。

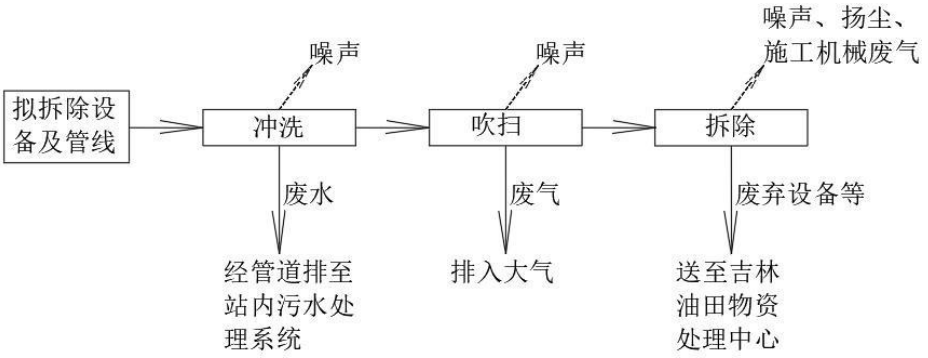


图 3.9-6 拆除工程工艺流程及产污环节图

（2）站内施工

燃气发电及余热利用、储能系统、污水余热利用、电加热及空气源热泵等工程均在现有站场或井场内施，施工期建设内容主要包括场地平整、建筑施工等过程，施工期对环境的影响主要来自清理施工场地、建设施工等作业以及施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏；焊接工程产生的焊接烟尘及施工扬尘；施工期间各种机械、车辆排放的尾气和噪声等。

施工期工艺流程及产排污节点见下图。

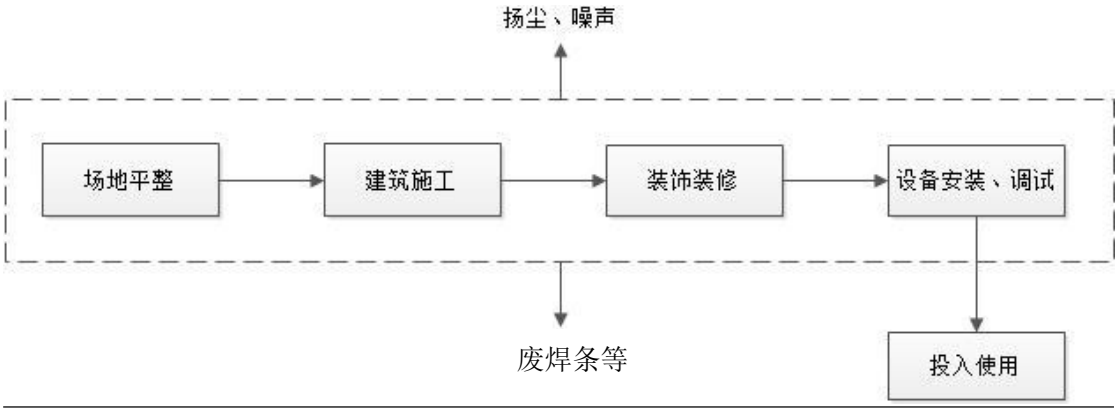


图 3.9-7 站内工程建设工艺流程图

3.9.1.5.运行期污染影响因素分析

1、电联供系统

（1）工艺流程：管道天然气经调压、过滤后进入燃机气缸→燃烧做功驱动发电机发电→高温烟气进入余热锅炉产生 0.8MPa 饱和蒸汽→蒸汽供给周边生产/采暖负荷，烟气经 SCR 脱硝净化后经 15m 高排气筒达标排放。

NOx 排放控制技术主要对燃烧后生成的 NOx 进行脱除，考虑到运输及运行安全性，本方案还原剂制备系统采用尿素为原料的 SCR 脱硝技术。系统设置分级省煤器系统，

脱硝反应器布置在锅炉省煤器和高温蒸发器之间。每台机组各配一套独立的余热锅炉+SCR，两股烟气在省煤器出口之后合并，再经引风机进共用烟囱。合并烟道设导流板与整流段，保证进入烟囱前流场均匀；合并点后设总排口监测采样断面（避开弯头、变径，上游≥4D、下游≥2D）；每台 SCR 后保留各自的支路电动挡板阀，单机检修时可完全切断，避免烟气倒灌进入停运机组。

内燃机排气（480℃）→锅炉进口烟道→高温段蒸发器（降至 385℃）→SCR 反应器（385→383℃）→低温段省煤器（降至 120℃）→出口烟道→两机合并→引风机→15m 钢烟囱。

运行小时数：年运行小时数 8000h。

运行模式：以热定电，优先保障余热蒸汽供应，发电全部接入厂区内部电网消纳，不对外上网。

燃气来源：采用吉林油田净化后的伴生天然气，通过现有集输管网直接输送至项目站场，无需长距离运输，气源稳定可靠。

常规成分：根据红岗采油厂排污许可执行报告，燃料成分硫化氢含量 0.001%，总硫 1mg/m^3，低位发热量 30.92MJ/m^3。

建设热电联供，采用技术服务模式租赁设备，燃机发电站场自消纳，燃机发电余热回收替代站内掺输、脱水、采暖系统热负荷，光伏大发时调节燃气发电量，配套电加热炉用于调峰及消纳弃电，实现区域电力、热力自主供应。

安一联热电联供、电加热炉替代站内外输、脱水、采暖负荷后站内工艺流程见下图。

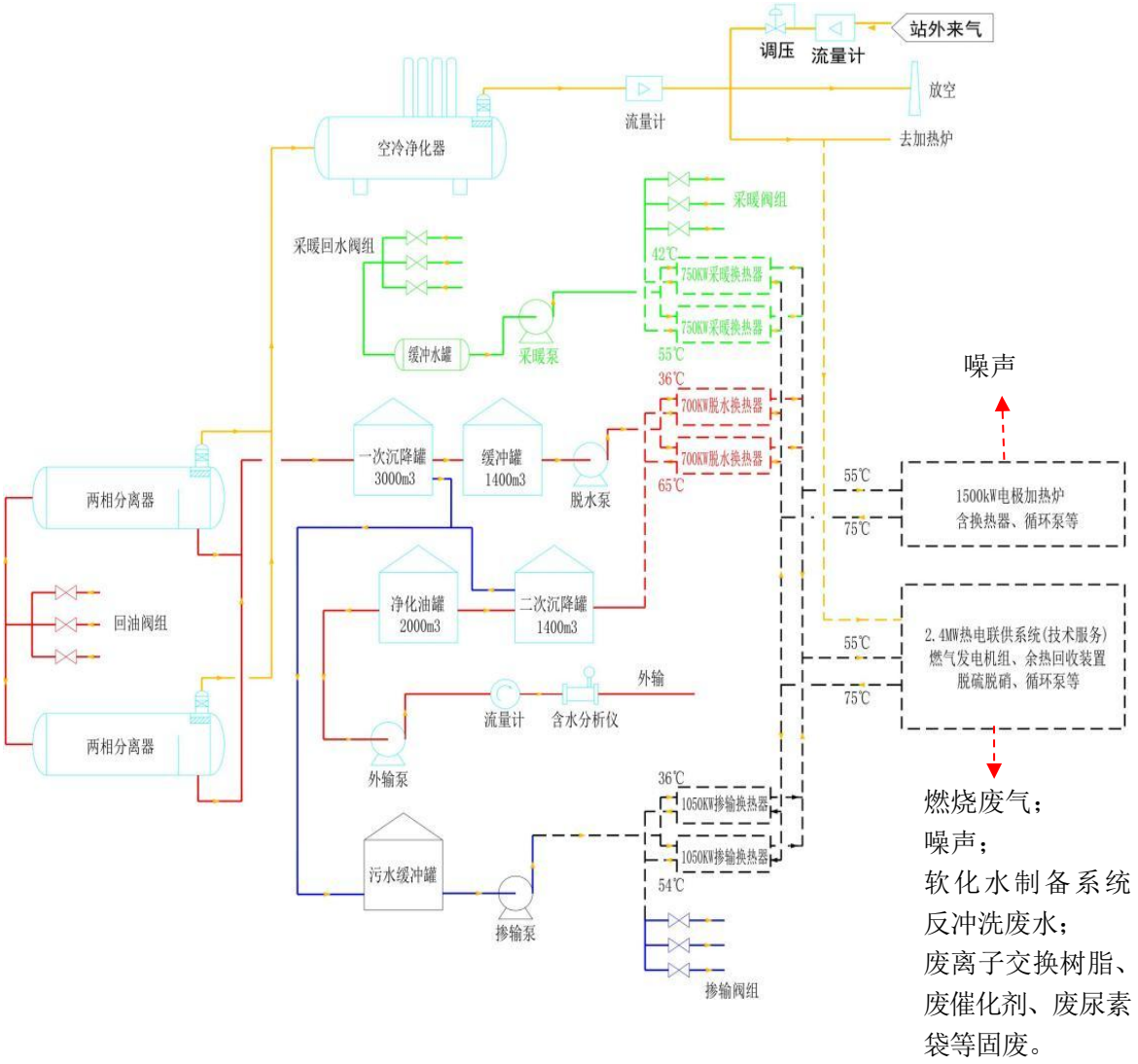
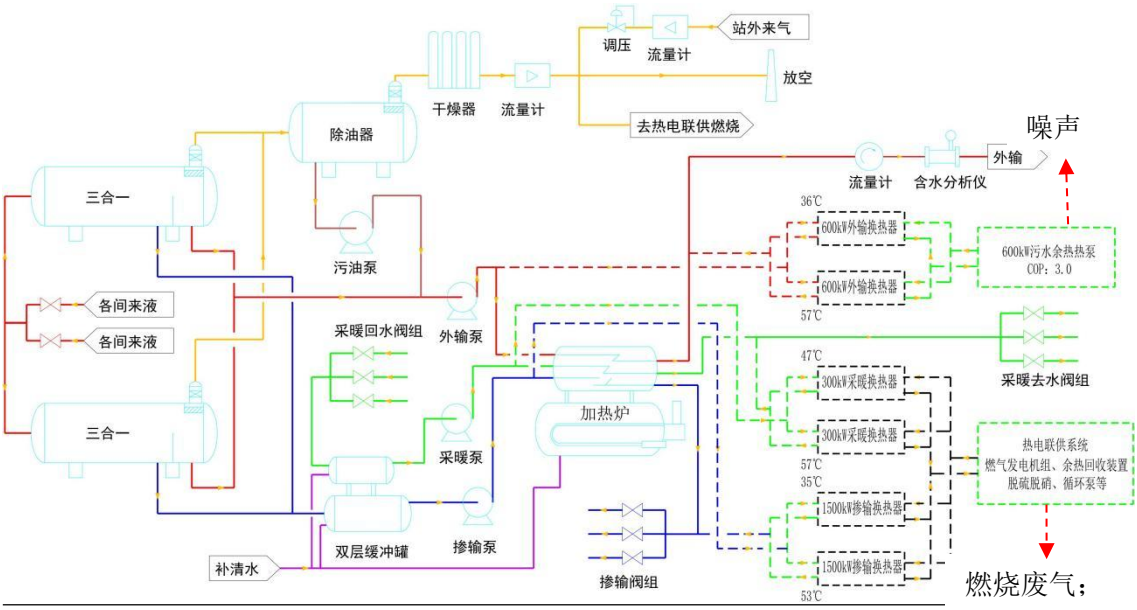


图3.9-8 安一联改造后工艺流程图

H75 接转站污水余热、热电联供替代站内外输、掺输、采暖负荷后站内工艺流程见下图。



燃烧废气；
噪声；
软化水制备系统反冲洗废水；
废离子交换树脂、废催化剂、废尿素袋等固废。

图3.9-9 H75 接转站改造后工艺流程图

2、污水余热热泵

本工程 H75 站污水温度 15.5℃～20℃，站内外输系统用户侧供热温度在 54℃～57℃之间，一体式大温差超高效水源热泵机组适用热源温度范围宽，制热温度高，因此本工程选用一体式大温差超高效水源热泵机组（螺杆式）。

根据热负荷需求净化污水量及污水温度计算后，H75 接转站匹配装机规模 0.6MW 污水余热热泵 1 套，COP3.0。H75 接转站改造后工艺流程图详见图 3.9-9。

3、空气源热泵

空气源热泵通过少量电能驱动压缩机，从空气中吸收低位热能，经冷凝器将热能释放到水中，实现电能到热能的能量转换，而非直接用电发热。

大 4 接转站采用空气源、电加热炉替代掺输、采暖负荷后站内工艺流程见图。

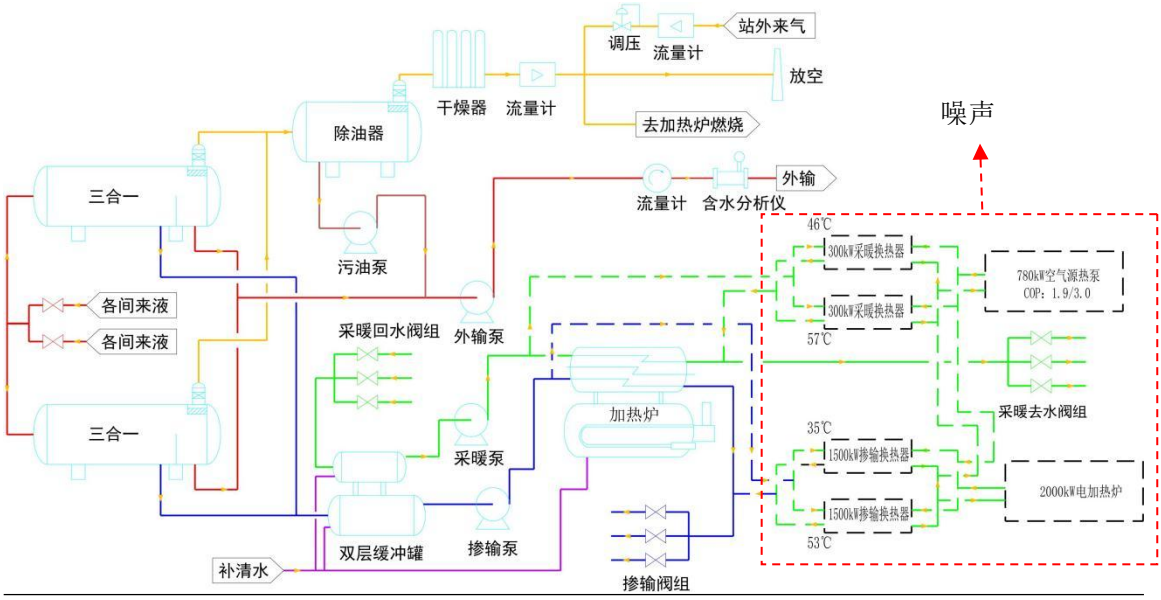


图3.9-10 大4接转站改造后工艺流程图

安二联空气源、电加热炉替代站内掺输、外输、热水装车、采暖负荷后站内工艺流程见下图。

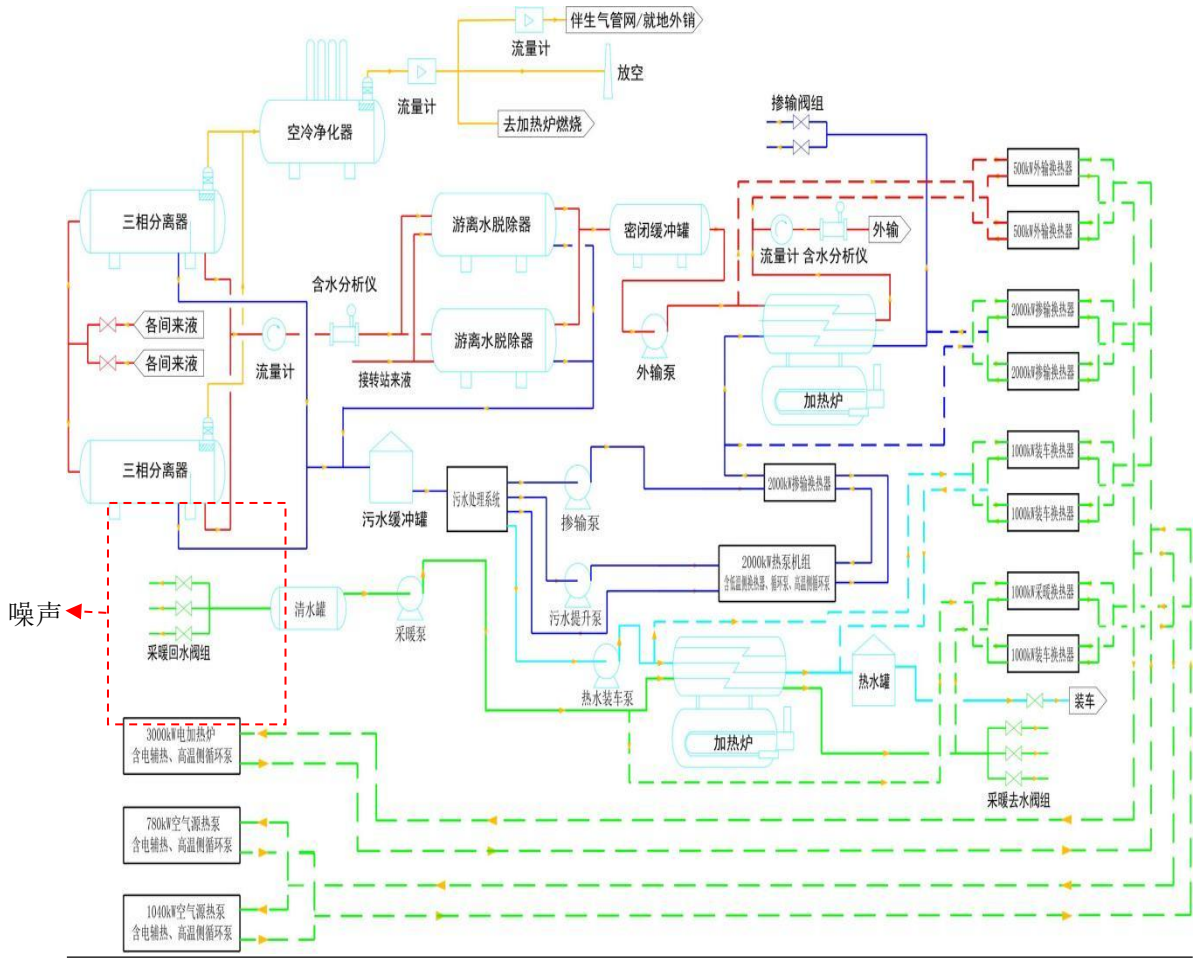


图3.9-11 图 安二联改造后工艺流程图

4、风机运营期工艺流程及产污节点

风机运营期工艺流程及产污节点见下图。

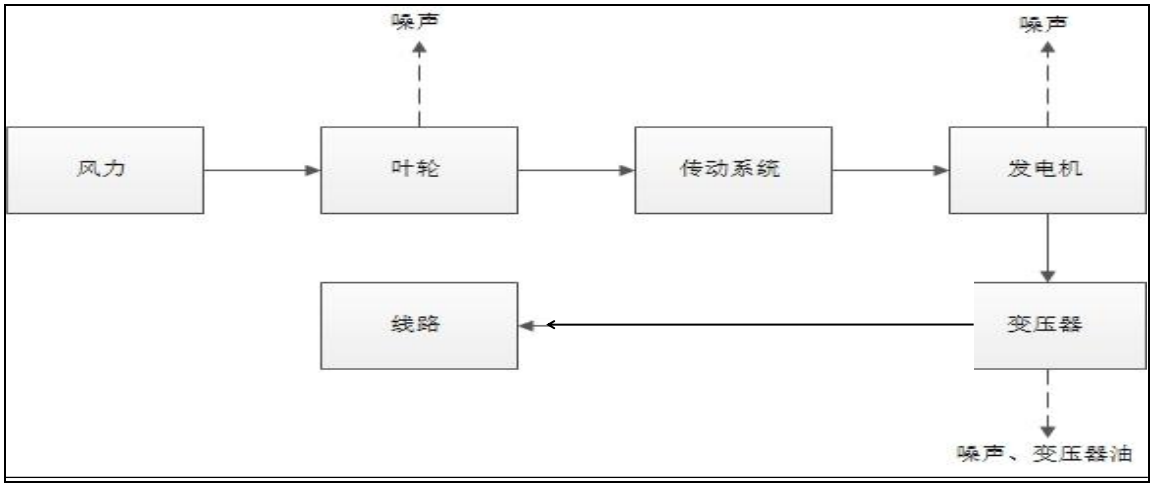


图3.9-12 风机运营期工艺流程及产污节点

2、污染影响因素

项目运行期废气主要为燃气发电机排放的废气、烟气净化脱销设备运行会产生一定的噪声，还会有少部分 NH_3 逸出。软化水制备系统反冲洗废水及光伏组件清洗废水，站内燃气发电及余热利用、储能系统、污水余热利用、电加热及空气源热泵等工程运行及泵类产生的噪声及产生的固体废物。

根据项目工程的分析，确定本项目施工期及运营期各污染因子详见下表。

表 3.9-2　本项目污染环节及因素一览表

时段	影响因素	污染来源	污染物
施工期	废气	施工扬尘	颗粒物
		施工机械及运输车辆尾气	烃类、NOx、SO_2、CO
		焊接烟尘	颗粒物
		管线清管、试压废气	氮气
	废水	设备清洗废水	COD、SS 等
		施工废水	SS
		施工人员生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS 等
	固废	废焊条	废焊条
		拆除旧设备	旧加热炉及配套管线等
		施工人员生活垃圾	生活垃圾
	噪声	施工作业设备运行噪声、运输车辆噪声	等效 A 声级
	生态	由于施工临时占地引起的破坏地表植被，破坏土壤层次、水土流失等	
运营期	废气	燃气发电机烟气	颗粒物、SO_2、NOx、NH_3
	废水	软化水制备系统反冲洗废水	高浓度盐类等
		光伏组件表面清洗废水	SS
	固体废物	维修废油	废矿物油

		废变压器	废变压器
		废离子交换树脂	废离子交换树脂
		废催化剂	废催化剂
		废旧太阳能电池板	废电池板
		废风机叶片	废风机叶片
		废储能磷酸铁锂电池	废锂电池
		废尿素袋	尿素
	噪声	风力发电机机组、燃气发电机机组、各种泵体等	连续等效 A 声级

3.9.2.环境风险因素分析

通过对红岗采油厂的事故调查及国内外油田开发的类比分析可知，油田开发工程风险事故发生的可能性与油藏情况、开发工艺、管理水平及自然灾害等因素有关。本项目事故风险来自于站内脱水系统及站外输气管道等，危害其安全的潜在危险因素主要有自然灾害、腐蚀、误操作、设备缺陷、设计及施工问题以及人为破坏等。

3.9.3.生态影响因素分析

本项目生态环境影响因素主要体现在施工期临时占地对周围生态环境的影响，包括施工期间机械、运输车辆对植被的碾压、材料占地、土壤扰动等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏，施工结束后 2-3 年内临时占用耕地基本上可恢复原有的生产能力，对整个区域土地利用的影响有限，由于工程新增永久占地面积较小，临时占地施工结束后恢复为原生态功能，对生态环境影响较小。

运行期生态环境影响主要体现在事故状态下管线泄漏对生态系统的破坏。

3.10.污染源强核算

3.10.1.施工期

3.10.1.1.废气

施工期大气污染源主要是施工扬尘，管道及设备焊接烟气，机械设备和运输车辆排放的尾气。废气中主要污染物为 NO_x、SO_2、TSP 和 CO 等。

（1）施工扬尘

施工期扬尘污染主要来自站场施工平整土地、开挖土方，材料运输、装卸等过程。其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件等以及土方工程量

等多种因素有关，难于定量分析。

本工程区块所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。工程施工场地相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。本工程站场建设和管线敷设过程、各种施工材料的运输给运输道路的沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8～10mg/m^3。

（2）施工机械、车辆尾气

本项目各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，每辆车日耗油量为 11.52kg/d(14.4L/d)，根据每千升油类所产生的空气污染物系数分别为非甲烷总烃 0.12kg、NOx2.8kg、$SO_2$0.085kg、TSP0.25kg、CO0.63kg，计算出平均每辆车日排放烃类物质 0.0017kg/d，SO_2 为 0.0012kg/d，NOx 为 0.04kg/d，TSP 为 0.0036kg/d、CO 为 0.0091kg/d。由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，故不对其进行定量评价。

（3）焊接烟尘

构件现场安装产生少量焊接烟气。焊接烟气中的烟尘是一种十分复杂的物质，已在烟尘中发现的元素多达 20 种以上，其中含量最多的是 Fe、Ca、Na 等，其次是 Si、Al、Mn、Ti、Cu 等。焊接烟尘中的主要有害物质为 Fe_2O_3、SiO_2、MnO、HF 等，其中含量最多的为 Fe_2O_3，一般占烟尘总量的 35.56%，其次是 SiO_2，其含量占 10～20%，MnO 占 5～20%左右。焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO_2、O_3、NO_X、CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大。由于施工时间比较短，且焊接量较小，不做定量分析，本项目构件焊接过程中使用产生烟气量小的环保型焊条，环境影响较小。

（4）输气管线清管、试压废气

本项目新建天然气管线清管及试压介质选用氮气，清管及试压后废气中含有少量杂质，对环境空气影响不大，并且氮气本身是环境空气中的主要成分，因此对环境影响较小，不进行定量分析。

3.10.1.2.废水

施工废水主要包括拆除设备清洗废水、管线试压废水及施工人员生活污水。

（1）设备清洗废水

本工程站内设备拆除前需进行清洗，清洗废水最大产生量约 100m^3。主要污染物为 SS 和石油类，通过原管道排入红岗联合站内污水处理站，处理达标后回注地下，不外

排。

（2）施工废水

施工废水主要来源于土建施工对施工机械和施工车辆的清洗废水，该部分废水中主要污染物为 SS，不含其他有毒有害物质，用于施工场地洒水抑尘。

（3）生活污水

开发施工期施工人员最多可达 30 人，因此按每人每天排放废水 0.04m^3/d 计，则生活污水最大排放量为 1.2m^3/d，施工期按 360 天计算，则施工期生活污水产生量为 432m^3。根据现场实际情况，将生活污水排入施工现场内的可移动防渗厕所内，施工结束后清掏作农家肥。生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等；各污染物浓度 COD 为 350mg/L，BOD_5 为 170mg/L、氨氮为 40mg/L、SS 为 150mg/L。

由以上分析可知，本项目施工期废水排放情况见下表。

表 3.10-1 本项目施工期废水产生情况统计

序号	污染源	产生量（m^3）	排放量（m^3）	主要污染物	处理措施及最终去向
1	设备清洗废水	100	0	石油类、SS	随管线集输至所属联合站污水处理系统处理达标后回注地下
2	施工废水	/	0	SS	用于施工场地洒水抑尘
3	生活污水	432	0	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	排入移动式防渗旱厕，施工结束清掏外运作农肥

3.10.1.3.噪声

本项目施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、水平螺旋钻钻机等。以上各种施工机械及车辆的噪声情况见下表。

表 3.10-2 管线工程施工机械噪声测试值

序号	机械、车辆类型	噪声值 dB(A)	测点位置（m）
1	挖掘机	84	1
2	推土机	86	1
3	电焊机	87	1
4	轮式装载机	90	1
5	吊管机	81	1
6	冲击式钻	87	1
7	运输车辆	70～82	/

3.10.1.4.固体废物

拟更新的旧管线清管后封堵两端留在地下，不会对环境产生明显影响。固体废物主要为废旧设备、废焊条和生活垃圾等。

（1）拆除设备

本工程更新地下管线清管后两段封堵不取出，拟拆除加热炉及配套设施4套，约80t，作为资产统一由吉林油田物资处理中心回收利用。

（2）废焊条

管线等施工使用焊条后产生的焊条头等，产生量约为使用量的十分之一。根据企业提供资料，本项目焊条使用量约为200kg，废料产生量为20kg，统一收集后外售综合利用。

（3）生活垃圾

本项目施工人员最多可达30人，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg/d。整个施工期生活垃圾产生量约5.4t，收集后由环卫部门统一处理。

表3.10-3 施工期固体废物产生及排放一览表

废物名称	产生量（t）	排放量（t）	排放去向
废焊条	0.02	0	统一收集后综合利用
拆除设备	旧加热炉及配套设施4套，约80t	0	由吉林油田物资处理中心回收利用
生活垃圾	5.4	0	收集后由环卫部门统一处理

3.10.2.运营期

3.10.2.1.废气

本项目更新管线运营期不新增污染物排放量，因此废气主要为新建燃气发电机废气。本项目清洁替代实施后，实现节能减排。

1、有组织废气

本项目运行期产生的废气主要为燃气发电机产生的烟气，燃料均采用以天然气为燃料，主要成分为甲烷，为清洁能源，安一联采用燃气内燃机采用低氮燃烧技术，每台燃气发电机燃烧废气经SCR脱硝技术处理后，通过15m高排气筒排放。

（1）安一联

根据工程方案，安一联采用燃气内燃机，参照执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉标准。

根据《污染物源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），本次评价采用排污系数法对废气污染物进行核算，公式如下：

$$E_j = R \times \beta_j \times \left(1 - \frac{\eta}{100}\right) \times 10^{-3}$$

式中：E_j——核算时段内第 j 种污染物排放量，t；

R——核算时段内燃料耗量，t 或万 m^3；

B_j——产污系数，kg/t 或 kg/万 m^3，参见全国污染源普查工业污染源普查数据（以最新版本为准）和 HJ 953。采用罕见、特殊原料或工艺的，或手册中未涉及的，可类比国外同类工艺对应的产排污系数文件或咨询行业专业技术人员选取近似产品、原料、炉型的产污系数代替；

η——污染物的脱除效率，%。

本次评价排污系数采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表”，系数详见下表。

表 3.10-4 废气污染物系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物	单位	产污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	6.97（低氮燃烧-国内领先）

注：根据《天然气》（GB17820-2018），天然气按高位发热量、总硫、硫化氢和二氧化碳含量分为一类和二类，本项目天然气使用的是二类气，在国家标准《天然气》（GB17820-2018）中二类气的含硫量(S)为 100mg/m^3。因此本项目 Sar 取 100。

《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告 2021 年第 24 号）中无燃气锅炉颗粒物产物系数，本次计算颗粒物产污系数参照《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物排放量计算方法（含排污系数、物料衡算法）（试行）》中的产排污系数，天然气燃烧产生的锅炉烟尘的产污系数为 103.9 毫克/m^3-天然气。

表 3.10-5 安一联新建燃气发电机污染物产生情况

站场	燃气量（万 Nm^3/a）	烟气量（万 Nm^3/a）	SO_2		NOx		颗粒物	
			产排浓度（mg/m^3）	产排量（t/a）	产排浓度（mg/m^3）	产排量（t/a）	产排浓度（mg/m^3）	产排量（t/a）
安一联	345.03	3717.80	18.56	0.69	64.68	2.40	9.64	0.36

（2）红 75 接转站

参照《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018），本次评价采用排污系数法对废气中颗粒物、二氧化硫进行核算，公式如下：

$$G=B_g\times\beta_e\times(1-\eta/100))$$

式中：G——核算时段内污染物的排放量，t；

B_g——核算时段内燃料消耗量，t；

β_e——排污系数。

η——污染物的脱除效率，%。

排污系数参见《全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》及国家相关文件，实际运用时需注意污染防治设施与排污系数对应情景的一致性。

根据工程方案，红 75 接转站采用燃气轮机，执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 中天然气燃气轮机组标准。污染源核算采用排污系数法，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“4411 火力发电、4412 热电联产行业系数手册”，的排污系数进行核算，系数详见下表。

表 3.10-6 废气污染物系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物	单位	产污系数	末端治理技术	末端治理技术效率（%）
电能	天然气	燃机	所有规模	工业废气量	标立方米/立方米-原料	24.55	其他（直排）	/
				颗粒物	毫克/立方米-原料	103.90	其他（直排）	/
				二氧化硫	毫克/立方米-原料	2Sar	其他（直排）	/
				氮氧化物（低氮燃烧法）	克/立方米-原料	1.27	选择性催化还原法（SCR）	65.00

注：根据《天然气》（GB17820-2018），天然气按高位发热量、总硫、硫化氢和二氧化碳含量分为一类和二类，本项目天然气使用的是二类气，在国家标准《天然气》（GB17820-2018）中二类气的含硫量(S)为 100mg/m³。因此本项目 Sar 取 100。

天然气燃机烟气量的产污系数为 24.55m³/m³-天然气，二氧化硫的产污系数为 2S 毫克/m³-天然气（S 为含硫量，参照《天然气》（GB17820-2018）表 1 天然气质量要求中二类标准，S=100），氮氧化物（低氮燃烧法）的产污系数为 1.27 毫克/m³-天然气，颗粒物的产污系数为 103.9 毫克/m³-天然气。

采用选择性催化还原法（SCR），氮氧化物去除效率按 65%计算，新建燃气轮机烟气污染物产排量见下表。

表 3.10-7 红 75 接转站新建燃气发电机污染物产生情况

站	燃气量	烟气量	SO_2	NOx	颗粒物

场	（万Nm³/a）	（万Nm³/a）	产排浓度（mg/m³）	产排量（t/a）	产生浓度（mg/m³）	产生量（t/a）	脱销效率%	排放浓度（mg/m³）	产放量（t/a）	产排浓度（mg/m³）	产排量（t/a）
红75接转站	305.28	7494.62	8.15	0.61	51.73	3.88	65	18.11	1.36	4.23	0.32

安一联燃气内燃机排放烟气各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值，红 75 接转站燃气发电机烟气满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 中天然气燃气轮机组标准限值。

表 3.10-8 新建燃气发电机污染物排放情况汇总

站场	燃气量（万Nm³/a）	烟气量（万Nm³/a）	SO_2		NOx		颗粒物	
			排放浓度（mg/m³）	排放量（t/a）	排放浓度（mg/m³）	排放量（t/a）	排放浓度（mg/m³）	排放量（t/a）
安一联	345.03	3717.80	18.56	0.69	64.68	2.40	9.64	0.36
H75 接转站	305.28	7494.62	8.15	0.61	18.11	1.36	4.23	0.32
合计	650.31	11212.43	/	1.30	/	3.76	/	0.68

2、氨逃逸

本项目脱硝工艺采用 SCR 脱硝，还原剂为尿素。参考《火电厂污染防治可行技术指南》(HJ2301-2017)中 SCR 脱硝工艺参数，逃逸氨浓度≤2.5mg/m³，本项目按照最不利情况分析，即经过烟囱排放的氨排放浓度在 2.5mg/m³ 以下，安一联有组织排放速率为 0.011kg/h，产生量为 0.09t/a，H75 接转站有组织排放速率为 0.024kg/h，产生量为 0.19t/a。

2、污染物减排情况

根据工程方案，本次红岗二期工程清洁替代实施后，拆除现有加热炉 4 台，停运现有燃气加热炉 11 台，实现站场热负荷全替代，各站场预计节气 514.48 万方，颗粒物减排 0.47t/a，SO_2 减排 2.66t/a，NOx 减排 10.87t/a，具体污染物以新带老消减排放量见下表。

表 3.10-9 项目实施后污染物减排量情况统计表

站场	燃气削减量（万Nm³/a）	烟气削减量（万Nm³/a）	颗粒物削减排放量（t/a）	SO_2 削减排放量（t/a）	NOx 削减排放量（t/a）
红岗联合站	134.55	1449.82	0.11	0.68	2.83
安二联	257.57	2775.39	0.22	1.30	5.41

安一联	-143.16	-1542.59	-0.12	-0.73	-3.01
H75 接转站	-79.38	-855.34	-0.08	-0.42	-1.69
大 3#接转站	129.91	1399.82	0.12	0.69	2.76
大 45 接转站	59.2	637.90	0.06	0.31	1.26
大 4#接转站	134.96	1454.23	0.13	0.71	2.86
1#接转站	20.83	224.45	0.02	0.11	0.44
合计	514.48	5543.68	0.47	2.66	10.87

3、碳减排情况

（1）清洁电力

风力发电机平均年发电量5204.79×10⁴kWh，光伏系统平均年发电量177.1×10⁴kWh，燃气发电平均年发电量为2310.53×10⁴kWh，根据工程方案中预测，2027年总发电量7494×10⁴kWh。

表 3.10-10 清洁电力发电量预测表

年份	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年
风机发电量10^4kWh	4954	5074	5128	5198	5253	5288	5339	5283	5272	5260
光伏发电量10^4kWh	179	179	179	178	178	177	176	176	175	174
燃气发电量10^4kWh	2205	2241	2297	2319	2340	2377	2355	2338	2323	2311
合计	7338	7494	7603	7694	7772	7842	7870	7797	7770	7745

（2）清洁热力

根据工程方案，本项目实施后节约耗气514.48×10⁴Nm³/a，增加电力消耗3883.29×10⁴kWh/a，详见下表。

表 3.10-11 清洁替代工程站场工艺天然气实物消耗对比表

站场	现状（10^4m^3）	替代后（10^4m^3）	节气量（10^4m^3）
红岗联合站	1363.12	1228.57	134.55
安二联	257.57	0	257.57
安一联	201.87	345.03	-143.16
H75 接转站	225.9	305.28	-79.38
大 3#接转站	557.45	427.54	129.91
大 45 接转站	318.46	259.26	59.2
大 4#接转站	134.96	0	134.96
1#接转站	20.83	0	20.83
合计	3247.71	2733.23	514.48

表 3.10-12 清洁热力替代能源消耗量汇总表

站场	项目	单位	污水余热热泵	空气源热泵	热电联供	电加热	合计
红岗联合站	电	10^4kW.h	-	-	-	528.92	528.92
1#接转站	电	10^4kW.h	-	-	-	118.94	118.94

安二联	电	10^4kW.h	-	357.87	-	888.93	1246.8
大4站	电	10^4kW.h	-	124.59	-	491.00	615.59
H75站	电	10^4kW.h	135.32	-	124.35	-	259.67
安一联	电	10^4kW.h	-	-	52.90	150.64	203.54
大45站	电	10^4kW.h	-	-	-	523.20	523.20
大3站	电	10^4kW.h	-	-	-	386.63	386.63
合计			135.32	482.46	177.25	3088.26	3883.29

（3）温室气体排放量核算

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和，同时扣除回收且外供的温室气体的量（如果有），计算方法见公式：

式中：

E 总——温室气体排放总量（tCO_2e）；

E 燃烧——燃料燃烧温室气体排放量（tCO_2e）；

E 过程——工业生产过程温室气体排放量（tCO_2e）；

E 净购入电力和热力——净购入电力和热力消耗温室气体排放总量（tCO_2e）；

E 外供——回收且外供的温室气体的量（tCO_2e）

1）燃料燃烧排放 CO_2 核算

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$ECO_{2燃烧} = \sum i \sum i\, ADij \times CCij \times OFij \times \frac{44}{12}$$

式中：

ECO_2 燃烧——企业燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

ADij——为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CCij——为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，取 0.01532tC/GJ；

0Fij——为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。

天然气低位发热值取 389.31GJ/万 m^3，本工程的建设将节约燃气量 $514.48\times10^4Nm^3/a$，将赋值带入公示计算的燃料燃烧排放 CO_2 见表 4.6-3。

表 3.10-13 燃料燃烧二氧化碳排放量统计表

燃料类型	燃料消耗量（ADij）	含碳量（CCij）	碳氧化率（0Fij）	燃料燃烧CO_2排放量（tCO_2/a）
天然气	$-514.48\times10^4Nm^3/a$	0.0153tC/GJ	99%	11124

根据上表可知，本工程天然气燃烧可增加 CO_2 排放 11124t/a。

2）间接排放 CO_2 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，排放公式如下：

$$E_{CO2净电}=AD^{电力}\times EF^{电力}$$

式中：

$ECO_{2净电}$——为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

AD 电力——为企业净购入的电力消费，单位为 kWh；

EF 电力——为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为 $kgCO_2/kWh$；取排放因子 $0.5306kgCO_2/kWh$。

本工程的建设将增加用电量 $3883.29\times10^4kWh/a$，均为自发自用电力，不增加碳排放量，项目实施后，减少外购电力 3643kWh/a 经计算，减少 CO_2 排放量为 18996t/a。

综上，本工程建成投产后，节约耗气 $514.48\times10^4Nm^3/a$，燃料燃烧将减少 CO_2 排放量 11124t/a，净电隐含排放 CO_2 将减少 18996t/a，总之，本工程的建设可减少温室气体排放，减少的 CO_2 排放量为 30120t/a。

4、总体实施效果

根据建设方案预测，2027 年项目实施后总能耗减少 11115tce，碳排放量减少 $30120tCO_2$。终端用能电气化率提升至 58.79%，清洁能源利用率提升至 26.64%（不含燃机余热替代量）、41.71%（含燃机余热替代量），自发自用电力占比 82.96%。具体指标见下表。红岗采油厂清洁替代实施后能耗及碳排放指标预测详见表 3.10-12。

表 3.10-14 综合能源利用项目实施效果表

项目	实施前	实施后	变化量
原油（10^4t）	37.6		
伴生气（10^4m^3）	2922.03		
油气当量（10^4t）	39.99		
油气商品量当量（10^4t）	37.35		
能耗总量（tce）	56970	45855	-11115
单位能耗（kgce/t 油气当量）	142.47	114.67	-27.8
单位商品量综合能耗（kgce/t）	152.52	121.44	-31.08
总碳排放量（tCO_2）	119649	89529	-30120

碳排放强度（$kgCO_2/t$ 油气当量）	299.21	223.89	-75.32
生产清洁能源利用率（%）-不含燃机余热替代量	6.8	26.64	19.84
生产清洁能源利用率（%）-含燃机余热替代量	13.24	41.71	28.47
终端电气化率（%）	38.94	58.79	19.85
终端绿电占比（%）	17.47	42.6	25.13
自发自用电力占比（%）	59.11	82.96	23.85

表 3.10-15 红岗采油厂清洁替代实施后能耗及碳排放指标预测表

项目			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
开发指标	原油（10^4t）		40.56	37.65	37.6	37.63	40.15	43.13	45.36	43.27	39.9	36.9	34
	伴生气（10^4m^3）		3050.66	3052.01	2922.03	2899.21	3150.87	3358.11	3452.22	3216.84	2856.87	2540.17	2261.4
	油气当量（10^4t）		43.05	40.14	39.99	40	42.72	45.88	48.18	45.9	42.23	38.97	35.85
	油气商品量当量（10^4t）		41.12	37.91	37.76	37.67	40.23	43.33	45.54	43.19	39.55	36.48	33.51
能耗情况	天然气自用量（10^4m^3）		3247.71	3247.71	2733.23	2846	3049	3118	3228	3323	3283	3059	2863
	天然气补气量（10^4m^3）		0	0	0	0	0	0	0	-106	-426	-519	-602
	电力（10^4kW·h）	网电（灰电）	13724	3402	3739	3800	3945	4707	5384	6037	6715	8419	10574
		自发自用绿电	3143	2782	2776	2771	2763	2754	2743	2732	2721	2710	2700
		新建光伏发电	0	179	179	179	178	178	177	176	176	175	174
		已建燃气发电	640	6655	6611	6932	7559	7765	8091	8439	8293	7599	6993
		新建燃气发电	0	2205	2241	2297	2319	2340	2377	2355	2338	2323	2311
		已建风机发电	0	1328	1316	1314	1301	1298	1300	1326	1270	1254	1240
		新建风机发电	0	4954	5074	5128	5198	5253	5288	5339	5283	5272	5260
		小计	17507	21505	21935	22420	23262	24296	25361	26404	26797	27752	29251
	其他能源	原油（t）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		汽油（t）	257	255	252	250	247	245	242	240	237	235	233
		柴油（t）	3219	3187	3155	3124	3092	3061	3031	3001	2971	2941	2911
		原煤（t）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		热力（GJ）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其他能源（tce）		5069	5019	4968	4919	4870	4821	4773	4725	4678	4631	4585
	总能耗（tce）		53386	45552	45855	47443	50268	52078	54326	56335	56591	55664	55662
	单位能耗（kgce/t 油气当量）		124.02	113.47	114.67	118.61	117.66	113.52	112.76	122.74	134	142.83	155.28
	单位商品量综合能耗（kgce/t 商品量当量）		129.84	120.15	121.44	125.93	124.94	120.19	119.29	130.45	143.08	152.61	166.11
	碳排放量	直接排放（tCO^2）	62035	69896	69691	72123	76400	77793	80070	82007	81044	76109	71774
		间接排放（tCO^2）	72821	18050	19838	20162	20932	24978	28570	32032	35629	44671	56105

		总碳排放量（tCO^2）	134856	87946	89529	92285	97332	102771	108640	114039	116673	120780	127879
	碳排放强度	直接强度（$kgCO^2/t$ 油气当量）	144.12	174.11	174.28	180.32	178.83	169.58	166.2	178.67	191.9	195.29	200.23
		间接强度（$kgCO^2/t$ 油气当量）	169.17	44.96	49.61	50.41	49	54.45	59.3	69.79	84.37	114.62	156.52
		总强度（$kgCO^2/t$ 油气当量）	313.29	219.07	223.89	230.72	227.83	224.02	225.5	248.46	276.27	309.91	356.75
	其他	生产清洁能源利用量（tce）-不含燃机余热替代量	3863	12091	12217	12274	12333	12387	12417	12497	12347	12297	12252
		生产清洁能源利用率（%）	7.24	26.54	26.64	25.87	24.53	23.79	22.86	22.18	21.82	22.09	22.01
		生产清洁能源利用量（tce）-含燃机余热替代量	7763	19001	19127	19184	19243	19297	19327	19407	19257	19207	19162
		生产清洁能源利用率（%）	14.54	41.71	41.71	40.44	38.28	37.05	35.58	34.45	34.03	34.51	34.43
		终端电气化率（%）	40.3	58.02	58.79	58.08	56.87	57.34	57.37	57.6	58.2	61.27	64.59
		终端绿电占比（%）	17.95	42.98	42.6	41.89	40.58	39.03	37.49	36.25	35.27	33.91	32.05
		自发自用电力占比（%）	21.61	84.18	82.96	83.05	83.04	80.62	78.77	77.14	74.94	69.66	63.85

3.10.2.2.废水

本项目不新增劳动定员，不新增生活污水。运营期废水主要为软化水制备系统反冲洗废水和光伏组件表面清洗废水。

1、软化水制备系统反冲洗废水

本工程燃气发电机配套的热水余热锅炉、污水余热利用、电加热的电极锅炉等均需用到软化水，共配套建设软化水系统 8 套，均为 2t/h。年运行 330d，按全年满负荷运行计算，则用水量为 12.67×10^{4}m^3/a（384m^3/d），反冲洗废水产生量按用水量 5%计算，则软化水制备系统反冲洗废水产生量为 6336m^3/a（19.2m^3/d），经管线输至红岗联合站（4.8m^3/d）、安一联（4.8m^3/d）、安二联（9.6m^3/d）污水处理系统处理达标后回注地下。

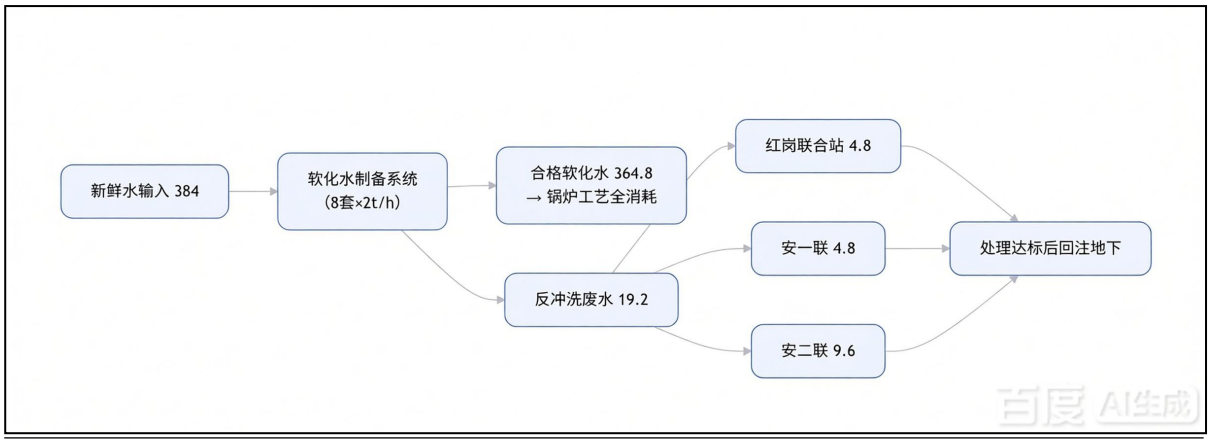


图3.10-1 软化水水平衡图（单位：m^3/d）

2、光伏组件表面清洗废水

为保障发电效率，需要定期对太阳能电池组件表面进行清洗，防止因积尘太厚而影响太阳能转化效率。电池组件表面主要污染物为灰尘。废水中主要含有 SS，根据同类比项目 SS 浓度约为 50mg/L，清洗废水直接用于站场内洒水降尘，因此对外界环境影响很小。按照太阳能板清洗需用水 5L/m^2 计算，单次用水量约 27t，每年清洗 4 次计算，总用水量为 108t/a，实际废水产生量约按总用水量的 80%计算，本项目每年产生清洗废水约 86.4m^3。一般都在夏季清洗，采用清水冲洗，产生的清洗废水集中收集，用于站场内部洒水降尘。

3.10.2.3.噪声

本工程噪声源主要是风电机运行噪声、燃气发电机运行噪声及各种机泵噪声，各种机泵置于泵房内。主要噪声源强核算结果见下表。

表 3.10-16 运行期噪声源统计表

序号	站场	声源名称	声源源强 dB（A）/1m	声源特性	运行时段
1	T1 风电场	风力发电机组	105-108	连续稳态声源	0:00~24:00
2	T2 风电场	风力发电机组	105-108	连续稳态声源	0:00~24:00
3	T3 风电场	风力发电机组	105-108	连续稳态声源	0:00~24:00
4	红岗联合站	泵类、储能装置冷却风机	65-85	连续稳态声源	0:00~24:00
5	安二联	热泵机组、储能装置冷却风机	65-85	连续稳态声源	0:00~24:00
6	大 4#接转站	热泵机组	80-85	连续稳态声源	0:00~24:00
7	大 45 接转站	泵类	80-85	连续稳态声源	0:00~24:00
8	大 3 接转站	泵类	80-85	连续稳态声源	0:00~24:00
9	安一联	燃气发电机	80-90	连续稳态声源	0:00~24:00
10	红 75 接转站	燃气发电机	80-90	连续稳态声源	0:00~24:00

3.10.2.4.固体废物

本项目运营期固体废物主要为维修时产生的维修废油、废变压器油、废锂电池、废离子交换树脂、废催化剂、光伏发电产生的废旧太阳能电池板及废风机叶片。

（1）维修废油

风电机组维修时产生少量废弃润滑油，危废编码为 900-217-08，产生的维修废油约 0.5t/a，更换后单独暂存在大安油土暂存池，直接由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（2）废变压器油

废变压器油为达到使用寿命后更换的废变压器油，危废编码为 900-220-08，变压器油一般 5 年更换一次，每次废变压器油更换量约为 0.5t，更换后不暂存，由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（3）废锂电池

本项目储能电池选择磷酸铁锂电池，电池在使用到寿命后需要更换，电池使用周期一般为 5～8 年，更换下来的磷酸铁锂电池不属于危险废物，产生量约为 4t/5~8 年，更换后不在厂区内暂存，直接由有处置资质的单位处理。

（4）废离子交换树脂

本工程共设 8 套软化水制备系统，水源来源于站内地下水井，采用离子交换树脂制备软化水，为保证制备效率，需每 2 年更换一次，根据建设单位提供资料，每套软化水制备系统更换离子交换树脂量为 0.2t，则废离子交换树脂产生量为 1.6t/2a，属于一般固废，更换后由厂家回收。

（5）废催化剂

本工程安一联、H75 接转站新建的燃气发电机烟气采用 SCR 技术脱硝，催化剂主体成分为钒钨钛系列，使用的脱硝催化剂每 3 年更换一次，一次共更换 80m^3，属于危险废物（HW50 废催化剂），代码为 772-007-50，更换后不在厂区内暂存，直接由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（6）废旧太阳能电池板

本项目太阳能光伏发电电池板需要由厂家定期更换，设计寿命为 20 年以上，寿命期内无需更换，重量约 60t，达到寿命后产生的废旧太阳能电池板由厂家回收。

（7）废风机叶片

项目风机叶片为玻璃钢材质，设计寿命为 20 年以上，寿命期内无需更换，叶片设计重量单支为 25t，3 座风机共 9 只叶片，共 225t，达到寿命后废弃叶片外售综合利用。

（8）废尿素袋

脱硝产生的尿素袋约 480 个，合 0.06t，仅残留少量尿素，无其他危废沾染，不属于危险废物。清空袋内残留尿素统一后，交由有资质的塑料回收企业资源化再生利用。

表 3.10-17 运行期固体废物统计表

名称	产生环节	属性	代码	产生量	处置方式及去向
维修废油	维修	危险废物	900-217-08	0.5t/a	由有危险废物处置资质的单位拉运处理
废变压器油	更换	危险废物	900-220-08	0.5t/5a	由有危险废物处置资质的单位拉运处理
废催化剂	更换	危险废物	772-007-50	80t/3a	由有危险废物处置资质的单位拉运处理
废锂电池	更换	一般固体废物	99	4t/5-8a	由有处置资质的单位处理
废离子交换树脂	软化水	一般固体废物	99	1.6t/2a	厂家回收利用
废旧太阳能电池板	更换	一般固体废物	99	60t/20a	厂家回收利用
废风机叶片	更换	一般固体废物	99	225t/20a	外售综合利用
废尿素袋	脱销	一般固体废物	99	0.06t/a	外售综合利用

本项目危险废物产生情况详见下表。

表4.4-6　本项目危险废物一览表

固体废物	固废类别代码	属性	主要有毒有害物质	物理性状	环境危害特性	产生量（t/a）	贮存方式	处置方式	去向
维修废油	900-217-08	危险	碳氢化合物	液体、	T、I	0.5	单独暂存	委托	有资质单

		废物		固体			在大安油土暂存池	处置	位处置
废变压器油	900-220-08	危险废物	碳氢化合物	液体、固体	T、I	0.5t/5a	不在厂区储存	委托处置	有资质单位处置
废催化剂	772-007-50	危险废物	重金属钒钛	固体	T	80m³/3a		委托处置	有资质单位处置

3.10.2.5.光污染

太阳能光伏发电由于表面的玻璃体反光，会对周边环境和上空产生光学污染。本项目采用的光伏组件的晶硅板片表面涂覆有防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过防反射处理，因此太阳能光伏组件对阳光的反射以散射为主。其总反射率远低于玻璃幕栏，无眩光，故不会产生光污染。

3.10.3.退役期

退役期一般地下设施保留不动，地面部分拆除。退役期污染物主要为管线的清管废水以及拆除的废旧设备等。

1、废水

本项目更新管线长度为 3km，清管废水产生量约 25m³/km，计算出清管废水产生量约为 75m³，主要污染物为石油类和悬浮物。清管废水随管线集输至安二联污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注地下，不外排。施工生活污水排入移动式防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋。

2、固体废物

本项目拆除的地上管道、设备等，包括风力发电设备 3 套、光伏发电设备 2 套、燃气发电及余热回收装置 3 套、污水余热热泵 1 套、空气源热泵 3 套、储能装置 2 套，电加热设备 8 套，换热器 29 套等，共 51 套。由吉林油田物资处理中心回收利用。

3、退役期废气污染源主要为施工扬尘和车辆尾气，采取洒水抑尘的措施。

4、噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施。

5、退役后对废弃的风电场、道路应采取生态恢复措施，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.10.4.污染物排放总量汇总

施工期和运行期各污染物排放汇总见下表。

表 3.10-18 本项目施工期和运行期各污染物排放汇总

时期	类别	名称	产生量	排放量	备注
施工期	废气	施工扬尘（t/施工期)	少量	少量	无组织排放
		车辆尾气（t/施工期)	少量	少量	
		焊接烟尘（t/施工期)	少量	少量	
		清管、试压废气（t/施工期)	少量	少量	
	废水	设备清洗废水(m^3/施工期)	100	0	联合站污水处理系统处理后回注地下
		施工废水(m^3/施工期)	少量	少量	沉淀池进行澄清处理，上清液可用于洒水抑尘
		生活污水(m^3/施工期)	432	0	采用可移动旱厕，及时清掏进行卫生填埋
	固体废物	拆除设备（t/施工期)	旧加热炉及配套设施 4 套，约 80t，	0	由吉林油田物资处理中心回收利用
		废焊条（t/施工期)	0.2	0	综合利用
		生活垃圾（t/施工期)	5.4	0	由环卫部门统一处理
运行期	有组织废气	烟尘（t/a）	0.68	0.68	采用 SCR 脱硝技术，通过 15m 高排气筒排放
		SO_2（t/a）	1.30	1.30	
		NOx（t/a）	6.28	3.76	
		NH_3（t/a）	0.28	0.28	
	废水	软化水制备系统反冲洗废水（m^3/a）	6336	0	随管线集输至所属联合站污水处理系统处理达标后回注
		光伏组件表面清洗废水（m^3/a）	86.4	0	站内洒水降尘
	固体废物	维修废油	0.5t/a	0	由有危险废物处置资质的单位处理
		废变压器油	0.5t/5a	0	
		废催化剂	80m^3/3a	0	
		废离子交换树脂	1.6t/2a	0	由厂家回收
		废旧太阳能电池板	60t/20a	0	
		废锂电池	4t/5~8a	0	由有处置资质的单位处理
		废风机叶片	225t/20a	0	外售综合利用
		废尿素袋	0.06t/a	0	外售综合利用
	噪声	风力发电机机组、燃气发电机机组、各种泵体	80~108dB（A）	80~108dB（A）	达标排放
退役期	废气	施工扬尘、车辆尾气	少量	少量	无组织排放
	废水	清管废水	75m^3	75m^3	随管线集输至安二联污水处理系统处理达标

					后回注地下
		生活污水	少量	少量	排入移动式防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋
	固体废物	旧设备	51套	0	收集后运至吉林油田物资处理中心
		生活垃圾	少量	少量	生活垃圾集中收集后由环卫部门统一处理。

3.11.污染物“三本账”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，污染物“三本帐”汇总见下表。

表 3.11-1 污染物“三本账”汇总一览表

类别	名称	现有工程排放量	以新带老削减量	本项目			污染物排放总量	排放增减量
				产生量	削减量	排放量		
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	33189.65	5543.68	11212.43	0.00	11212.43	38858.40	5668.75
	二氧化硫（t/a）	15.87	2.66	1.30	0.00	1.30	14.51	-1.36
	氮氧化物（t/a）	64.99	10.87	6.28	2.52	3.76	57.88	-7.11
	颗粒物（t/a）	2.76	0.47	0.68	0.00	0.68	2.97	0.21
	NH_3（t/a）	0	0	0.28	0	0.28	0.28	0.28
	非甲烷总烃（t/a）	57.9	0	0	0	0	57.90	0
废水	含油废水（m^3/a）	0	0	0	0	0	0	0
	反冲洗废水（m^3/a）	0	0	6336	6336	0	0	0
	清洗废水（m^3/a）	0	0	86.4	86.4	0	0	0
固废	油泥（砂）（t/a）	0	0	0	0	0	0	0
	修井含油废物（t/a）	0	0	0	0	0	0	0
	废过滤吸附介质（t/a）	0	0	0	0	0	0	0
	维修废油（t/a）	0	0	0.5	0.5	0	0	0
	废变压器油	0	0	0.5t/5a	0.5t/5a	0	0	0
	废锂电池	0	0	80t/3a	80t/3a	0	0	0
	废催化剂			4t/5-8a	4t/5-8a	0	0	0
	废离子交换树脂	0	0	1.6t/2a	1.6t/2a	0	0	0
	废旧太阳能电池板	0	0	60t/20a	60t/20a	0	0	0

	废风机叶片	0	0	225t/20a	225t/20a	0	0	0
	废尿素袋（t/a）	0	0	0.06	0.06	0	0	0

3.12.污染物总量控制指标

吉林省生态环境厅确定吉林省废水总量控制因子为 NH_3-N、COD，废气总量控制因子为 SO_2、NOx、烟尘、VOCs。

本项目无废水排放，故无需申请废水总量。项目不新增 VOCs，新建燃气发电机经以新带老削减后，不新增 SO_2、NOx 排放量，因此工程涉及的总量控制因子为烟尘，新增排放量为 0.21t/a，总量指标由采油厂内部调控，不重新申请总量。

第四章 环境现状调查与评价

4.1.自然环境现状调查和评价

4.1.1.地理位置

大安市位于吉林省西北部，地处松嫩平原腹地，东经 123°08′45″~124°21′56″，北纬 44°57′00″~45°45′51″之间。大安市东与黑龙江省肇源县隔江相望，西与洮南市、通榆县接壤，南与大安市相邻，北与镇赉县以洮儿河为界。全市东西长 95km，南北宽 90km，总面积为 4879km^2。

4.1.2.地形地貌

大安市地处松嫩平原，地势平坦开阔，起伏较小，东、西部较高，中部较低，呈马鞍型；南部平坦，地面比降 1/5000。海拔高度在 120m（龙沼乡）到 163m（新荒乡）之间。境内地貌类型可分为台地（嫩江一级阶地）、平川、沙丘、低洼地 4 种类型，其中平川地占总面积的 26.5%，低洼地占 48.8%，台地占 15%，沙丘占 9.7%。境内北为大赉台地，西北部为沿河平川地，西部为沙丘，西南部为盐碱平川地。台地主要分布于东部的大赉镇和四棵树、联合、太山、静山、西大洼等乡，呈弧形隆起地带，起伏较大，海拔在 135~150m 之间。平川地主要分布在中部的两家子、乐胜、平安、同建、来福、古城、烧锅镇、安广镇等乡，呈波状起伏，其间有少量固定沙丘，多呈漫岗漫川地，海拔约在 132~145m 之间。沙丘地主要分布在西部的舍力、六合、烧锅镇、丰收、来福、古城等乡镇，其间为半固定沙丘，沙丘间有大片低平地，海拔在 140~150m 之间。低洼地主要分布在洮儿河南岸的红岗、新荒、丰收、烧锅镇、六合、叉干和霍林河流域的龙沼、海坨、大榆树、大岗子、古城等乡，海拔在 135~139m 之间，其间也分布有少量沙丘。

4.1.3.区域水文地质情况

1、地表水

大安市地表水体主要有嫩江干流、静山泡以及众多的天然泡沼。

嫩江发源于黑龙江省西北部伊勒呼里山东南坡，流经鄂伦春自治县、齐齐哈尔市、白城市等 15 个市县，于肇源的三岔河口入松花江。嫩江在我省境内 119km，该段河道比在 1/15000~1/25000 之间，地势平缓，水流稳定，江岔众多，湿地沼泽遍布，泡沼相

连。1935~1980 年 45 年间的统计结果，嫩江年平均径流量 204.27×108m³，年平均流量 647.36m³/s，丰水期平均流量 1700m³/s。嫩江平均水面宽 1~2km，最大水面宽 10km，最大流速 3.01m/s，最大水深 17.5m，平均水深 8~13m。

霍林河属于嫩江的一级支流，流经内蒙古自治区科右中旗后进入吉林省境内，沿乾安县北界入查干湖，再穿过长白铁路两家店铁路桥，过库里泡注入嫩江。河长 590km，流域面积 27840km²，其中吉林省境内的河长 308km，流域面积为 15077km²，占全流域面积的 44%。霍林河属于间歇性河流，平水年份水量较少，枯水年份常年断流，故此只有大水年份才能进入到查干湖，所以称霍林河为无尾河。根据《吉林查干湖国家级自然保护区综合科学考察报告》中的霍林河通让铁路桥断面出现的最大洪水流量为 1998 年出现的百年一遇洪水，1998 年 8 月出现该次洪水最大流速为 182.7m³/s，区域内霍林河江段最高水深约为 0.7m。

大安市境内天然泡沼较多，计有大小泡沼 30 余个，泡沼面积 478.38km²，库容 14.2×10⁸m³。其中较大的泡沼（包括水库）有月亮泡、新荒泡、牛新套保泡、小西米泡、平安泡、大岗泡、叉干泡、东升泡、王家泡、静山泡、利民泡等。

2、地下水

工程所在区域地下水在垂向上存在多组合水层相互迭置，由上而下出现三层以上含水层。按地下水类型可分为：上部第四系中更新统大青沟组、顾乡屯组和全新统冲积砂砂岩孔隙潜水；中部第四系白土山组中粗砂、细砂、砂砾石孔隙承压水；下部上第三系泰康组和大安组砂岩、中粗砂岩、砂砾岩组成的两层孔隙裂隙承压水。区域各含水层补给资源比较充沛。第三系孔隙裂隙承压含水层在松嫩平原周边的外围区域直接受到孔隙潜水和孔隙承压水的大量补给；第四系孔隙承压含水层地下水补给条件良好，除在平原周边及高台地出露直接受大气降水补给外，在中部平原地区与上部含水层已构成孔隙水的含水统一体；第四系孔隙潜水补给来源多种，但以降水入渗补给为主。区域地下水排泄条件比较好，第四系孔隙潜水水质较差，除个别地方居民饮用外主要消耗于蒸发；第四系孔隙承压水主要消耗于人工开采，剩余部分排泄于地下径流；第三系孔隙裂隙承压水以地下径流形式向下游排泄及人工开采。

4.1.4.区域土壤与植被

1、土壤

大安市境内土壤共有 8 个土类，15 个亚类，20 个土属，59 个土种。8 类土壤类型

分别为黑钙土、淡黑钙土、草甸土、风沙土、冲积土、沼泽土、盐土、碱土。土壤的耕层浅，有机质含量较低，氮不足，磷极缺，钾丰富，一般来说土壤肥力不高。从土壤肥力特征分析，全县土壤呈碱性，石灰反应强烈，黑土层薄，沙性大，部分土壤存在盐化、碱化、侵蚀和低洼易涝等问题。黑钙土主要分布于地势较高的台地和起伏漫岗中上部的丰收、四棵树、联合等乡，面积占总土地的 11.7%，占耕地总面积的 16.4%，自然肥力较高，有机质平均含量在 1.7%左右；淡黑钙土主要分布于平地和起伏漫岗中下部的舍力、丰收等乡，占总土地面积的 39.2%，占耕地面积的 52.7%，土壤肥力略低于黑钙土，有机质平均含量在 1.5%左右；草甸土多分布于远河低平处或台地前洼地的海坨、两家子、平安等乡，占总土地面积的 22.64%，占耕地面积的 9.1%，潜在肥力较高，属中肥力土壤，有机质含量平均为 1.4~1.9%；风沙土分布较零散，主要分布在北部沙丘和图乌公路沿线的月亮泡、红岗子、舍力、太山等，占总土地面积的 11.6%，占耕地面积的 15.1%，土壤腐殖质层较薄，有机质含量 0.4~1%；冲积土集中分布于六合、烧锅镇等乡的沿河低阶地，占总土地面积的 2%左右，肥力较高，低洼易涝；沼泽土集中分布在新荒、古城、大岗子等乡的局部低洼地，占总土地面积的 1.1%，养分含量较高，土壤板结、冷浆，不宜耕种，多生长芦苇、三棱草、菖蒲等喜湿植物；盐土和碱土占总土地面积的 11.8%，碱土主要分布于泡沼周围，盐土分布于微地形稍高，排水较好的地区。

2、植被

工程所在区域内的植被包括人工植被和天然植被。

（1）自然植被

区域内天然植被主要为草地，草地类型为羊草草甸，羊草又称碱草。羊草的适应性强，主要集中分布在西部的低平原的盐渍化土壤上，并形成单优势种的群落，成为该地区的景观植被。由于地带性的植被贝加尔针茅草原多被开垦，因此目前能够见到的大面积草地植被主要是羊草群落，或羊草群落破坏后形成的多种多样的次生类型，有一部分已退化演替为各类盐生植物群落。

（2）人工植被

人工植被包括森林植被和农田植被（基本为旱地植被）。森林植被主要为农田、防护林，主要分布在农田防护带、沙岗，村屯周围、道路两侧。农田植被主要为玉米、大豆、高粱、薯类、杂粮、蔬菜等农作物。

4.1.5.区域气候与气象

本区域属于中温带季风气候，大陆性明显。春季干旱多风，夏季炎热多雨，秋季凉爽，冬季寒冷，年温差较大。根据当地气象台站多年统计数据，年平均气温为 4.3℃；7 月最热，平均气温 23.5℃，1 月最冷，平均气温-18.2℃。全年日照时数为 3013h。年平均降水 413.7mm，日最大降水量 138.1mm。年平均气压为 998.1hPa。年主导风向为西南风，频率为 14%；年平均风速 4.1m/s；四月风速最大，平均为 5.2m/s；八月风速最小，平均为 3.1m/s。

4.1.6.环境保护目标调查

本项目建设地点位于大安市，在工程占地不涉及生态保护红线、自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等环境敏感区，项目距离大安市龙沼国家重要湿地最近工程为 H75 接转站站内改造，最近距离 5.64km，距离嫩江大安段乌苏里拟鲿国家级水产种质资源保护区最近工程为大 3#接转站站内改造，最近距离 0.775km，距离大安市地下水水源保护区最近工程为大 3#接转站站内改造，最近距离 8.26km，距离查干湖国家自然保护区最近工程为安一联站内改造，最近距离 2.25km，项目周边主要环境保护目标为村屯居民、耕地（含基本农田）等。具体详见表 1.7-2、表 1.7-3。

4.2.环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.达标区判定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），“项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论”“评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置邻近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据。”

根据吉林省生态环境厅 2026 年 6 月公布的《2025 年吉林省生态环境状况公报》，白城市 2025 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 5μg/m^3、13μg/m^3、35μg/m^3、23.8μg/m^3，CO24 小时平均第 95 百分位数为 0.7mg/m^3，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114μg/m^3，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准限值要求，为环境空气质量达标区域。具体见下表。

具体见下表。

表 4.2-1 白城市环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	35	60	58.33%	达标区
$PM_{2.5}$		23.8	30	79.33%	
SO_2		5	60	8.33%	
NO_2		13	40	32.50%	
CO（mg/m³）	95 百分位数年均浓度	0.7	4.0	17.50%	
O_3	8 小时 90 百分位数年均浓度	114	160	71.25%	

4.2.2 补充监测

根据吉林省生态环境厅网上公开问题答复，“天然气作为清洁能源，燃烧后主要排放可吸入颗粒物和细颗粒物，均属于基本项目污染物，无需补充监测。考虑氮氧化物与二氧化氮存在规律的气态污染物转化，可以二氧化氮表征；环境空气评价工作等级为一级的，并且排放特征污染物为氮氧化物的，应补充监测氮氧化物。”

本项目大气评价工作等级为二级评价，对非甲烷总烃、TSP 进行补充监测，引用《红岗采油厂 2024-2025 年区块建设工程生态环境影响报告书》监测数据，该项目与本项目为同一区域，监测时间为 2024 年 6 月，时效性较好，区域环境空气质量变化不大，本次可以引用。

1、监测点布设

环境空气共引用 2 个监测点，详见下表及附图 4.2-1。

表 4.2-2 环境空气监测点布设情况表

监测点位名称		监测点坐标/m		相对位置关系	监测因子
		X	Y		
A1	前岔古敖	124.11334358	45.61820021	红 75 结转站东北侧 2.62km	非甲烷总烃、TSP
A2	朱奎屯（长虹村）	124.19477158	45.59887138	安一联东侧 1.24km	

2、监测项目、监测频次

监测项目：非甲烷总烃、TSP。

监测频次：每天 4 次，连续监测 7 天，非甲烷总烃一次浓度值、TSP 监测 24 小时平均值。

3、评价标准

TSP《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准，对《环境空气质量标准》（GB3095-2012）其中未作规定的非甲烷总烃参照《大气污染物排放标准详解》中要求的浓度限值 2.0mg/m³。

4、评价方法

评价方法采用最大占标率法，计算公式如下：

$$I_i = C_i / C_{oi} \times 100$$

式中：I_i —i 污染物的标准指数；

C_i —i 污染物的实测浓度，mg/m^3；

C_{oi}—i 污染物的评价标准，mg/m^3。

5、监测及评价结果

环境空气质量现状评价结果见下表。

表 4.2-3 评价区环境空气质量监测及指数评价结果表

监测点	监测因子	监测值浓度范围（mg/m^3）	最大浓度占标率%	最大占标率（%）	超标率（%）	达标情况
A1	非甲烷总烃	0.40~0.62	0.31	0	0	达标
	TSP	85~93	0.31	0	0	达标
A2	非甲烷总烃	0.31~0.58	0.29	0	0	达标
	TSP	89~96	0.32	0	0	达标

“ND”表示检测结果低于检出限

从上表可以看出，各补充监测点位 TSP 日平均浓度值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段浓度限值二级标准要求，非甲烷总烃小时值满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值（2.0mg/m^3）要求。

4.3.地表水环境质量现状调查与评价

项目最近的地表水体为嫩江，根据《吉林省地表水功能区》（DB22/388-2004），项目所在区域嫩江属于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水体。

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，地表水环境质量现状调查应优先采用国务院生态环境保护主管部门统一发布的水环境状况信息，当现有资料不满足要求时，按评价要求开展现状监测。根据吉林省生态环境厅发布的 2026 年 1-7 月吉林省地表水国控断面水质月报，嫩江国控断面水环境质量均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求，详见下表。

表 4.3-1 2026 年 1-8 月嫩江国控断面水质情况表

城市	所在水体	断面名称	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月
白城市	嫩江	哈尔戈	2025.1	III	III	III	III	III	III	III

4.4.地下水环境质量现状调查与评价

4.4.1.水文地质条件

4.4.1.1.地质构造

评价区大地构造单元属新华夏系第二沉降带松辽断陷盆地中北端，月亮泡断陷盆地东南侧，侏罗纪晚期至白垩纪初，开始受燕山运动第四幕影响，以下降为主，沉积了巨厚的中新生代地层，为本区多层叠置含水层结构奠定基础。

4.4.1.2.地层岩性

中生代以来，本区沉积了巨厚的白垩系地层和新生代上第三系地层，第四系松散堆积物。由老至新分述如下：

（1）白垩系地层（k）

区内白垩系地层主要岩性为杂色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、页岩、油页岩、细砂岩构成了多旋回层。厚 2000 余米，发育有泉头组、青山口组、姚家组和嫩江组、四方台组和明水组。其中，泉头三、四段不仅是大安油田开发目的层，也是该层碎屑岩孔隙裂隙水较富含水段。

（2）第三系地层（N）

本区发育有中新统大安祖，上新统泰康组地层。

1）大安祖（Nd）

为一套完整的正旋回地层，总厚 70-110m。埋藏深度一般 120-140m。下部为灰白色砂砾岩、含砾砂岩、中细砂岩夹薄层泥岩，泥钙质胶结，结构疏松，上部为灰、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层，其中砂岩，砂砾岩厚 20-60m，占总厚的 30%-60%。该组岩层与下覆白垩系地层呈不整合接触。

2）泰康组（Nt）

为一套完整的正旋回层，总厚度 60-100m，埋深一般为 70-110m，下部为灰白色、灰色砂砾岩、含砾粗、中细砂岩、粉细砂岩，泥质胶结，结构疏松，成岩作用差。上部为灰绿色、灰黑色泥岩夹薄层砂岩透镜体，区域西南部泥岩缺失，与下覆大安组地层呈平行不整合接触。

（3）第四系地层（Q）

区内较为发育，多种成因形成松散堆积层，总厚 70-100m。由老至新概述如下：

1）下更新统白土山组冰水堆积层（Q1bfgl）：主要岩性为灰黄、灰白色砂砾石、含

砾中粗砂、中细砂夹亚粘土透镜体。砾石成分较复杂，以花岗岩、火山碎屑岩为主，多呈半浑圆或次棱角状，厚 5-25m，一般埋藏 60-80m，与泰康组地层不整合接触。

2）中更新统大青沟组湖相沉积层（Q2dl）：为灰黑、灰绿色淤泥质亚粘土，间夹亚砂土、粉细砂和中细砂，底部亚粘土层常有铁质浸染现象和微层理，厚 30-50m，埋深 8-12m，与下覆白土山组呈侵蚀不整合接触。

3）上更新统顾乡屯组冲积层（Q3gal）：具二元结构特征，下部为浅黄色粉细砂、中细砂，上部以黄土状亚砂土为主，具大孔隙，含钙质结核，厚 7-15m，与下覆大青沟组地层呈平行不整合接触。

4）全新统冲湖积、冲积层（Q4al_l、Q4al）：评价区范围湖沼洼地分布有灰黑色淤泥质亚粘土、亚粘土和亚砂土，厚度 5-9m，个别大于 10m。冲积层则分布在区外嫩江河谷，明显二元结构，下部岩性为细砂、砂砾石。表层为亚砂土、亚粘土、淤泥质亚粘土，厚 8-13m。

4.4.1.3.水文地质特征

评价区地下水形成，分布受构造、地貌、岩性控制，盆地内形成多层叠置含水层，垂向上组成多个含水系统。按地下水类型从老至新概述其埋藏分布规律，富水性，水化学类型及相关水文地质参数。

（1）第三系大安组碎屑岩类裂隙孔隙承压水

含水层岩性为灰白色砂岩、砂砾岩，厚度 33-42m。顶板埋深 210-235m，上覆厚 35-55m 厚的灰白色粉砂质泥岩，良好隔水。砂岩、砂砾岩弱胶结，质地疏松，透水性强，导水功能较好，渗透系数 6.0-12.0m/d，单井涌水量 1000-3000m^3/d，水位埋深 0.4-3.6m，靠近西部区可自流，压力水头+6.0-8.1m，水量较丰富。水化学类型为重碳酸钠型，矿化度 262.2-321.6mg/L。

（2）第三系泰康组碎屑岩类裂隙孔隙承压水

含水层岩性为粗砂岩、含砾粗砂岩、砂砾岩，弱胶结，成岩差，结构疏松，厚度 65-90m。顶板埋深 58-100m，顶部为厚 5-15m 的泥岩隔水层，西南部西太平山——腰圩子以南地段隔水顶板缺失，形成“天窗”与第四系白土山组承压水构成统一含水层组。水位埋深 2-6m，大安一带开采水位埋深 11-12m。透水性好，渗透系数 6.0-14m/d，单井涌水量大于 3000m^3/d，水量丰富。水化学类型为重碳酸钙钠、钠钙型，矿化度 600-800mg/L。

（3）第四系松散岩类孔隙承压水

含水层为白土山组砂砾石、粗砂、中、细砂，厚度 4-44m。顶板埋深 45-65m，隔水

层为大青沟组淤泥质亚粘土，厚度 11-36m，水位埋深一般小于 5m，有的地段 5-10m，渗透系数 42-55m/d，单井涌水量大于 3000m^3/d，水化学类型为重碳酸钙型、钙镁型，矿化度 480-580mg/L，为农业及生活供水主要目的层。

总之，泰康组及白土山组承压水含水层不仅遍布全区，累积厚度达 84-110m，水量丰富，单井涌水量大于 3000m^3/d，而且水质良好，其中二氧化硅及锶有益身体健康的元素已达饮用天然矿泉水国标。因此，大安市第二水源应以此为主要开采目的层。

（4）第四系孔隙潜水.

1）中—上更新统冲～湖积砂层孔隙潜水.

冲湖积平原中上更新统顾乡屯组的粉细砂、淤泥质粉细砂构成浅层孔隙潜水含水层，厚度小于 12m，水位埋深 3-5m，湖沼洼地中小于 3m。渗透系数 1.34-8.10m/d，水量贫乏，单井涌水量小于 100m^3/d，水化学类型较复杂，为重碳酸镁钠钙型为主，矿化度 400-700mg/L。

2）全新统冲积砂层

指分布于嫩江河谷中漫滩区，含水层由浅黄、灰黄色粉细砂、间夹薄层状亚粘土、亚砂土构成，累积厚度 6-12m，导水功能差，富水性弱，单井涌水量 10-100m^3/d。为重碳酸钙钠型水，矿化度 550-570mg/L。

地下水富水性评价中，单井涌水量是依据潜水降深 5m，承压水降深 10m，实际抽水试验确定的。

4.4.1.4.地下水补给、径流、排泄条件及动态类型

大气降水为本区孔隙潜主要补给源，具有普遍补给意义。根据新一轮中国地下水资源“吉林卷”，该区渗入补给系数为 0.14-0.16。在大青沟组淤泥质亚粘土变薄或者相变为亚砂土、粉细砂之处对下覆砂砾石孔隙承压水有少量越流补给。但因在区域上已超出典型“越流区”，因此越流补给系数非常微小，只有 3×10^{-7}/d 左右。评价区外河谷孔隙潜水主要补给源之一也为大气降水，对于浅层孔隙潜水垂直蒸发为其主要排泄途径，年蒸发率可达 1.7×10^{-2}，潜水极限蒸发深度 4.5-5.0m，动态类型为省内较典型的渗入—蒸发型。

下更新统砂砾石孔隙承压水主要靠来自山前倾斜平原的地下径流补给，有的地段微量“越流”补给。地下径流为其主要排泄方式，流向 SW、SWW—NE、NEE。动态类型为径流、越流—径流型。泰康组及大安组孔隙裂隙承压水含水层为松嫩盆地深层水，有完好的隔水层，良好的卫生防护条件，以地下径流为其主要补给，排泄途径。但在泰康组和白土山组之间泥岩变薄或尖灭存在“天窗”之处，会产生“顶托”或“越流”补给。因

此动态类型应是典型的径流型或主要为径流型。

地下水总的流向是流往嫩江北东方向，天然水力坡度较小、只有万分之几，渗流缓慢，渗透速度较小。有湖沼洼地分布地段，浅层孔隙潜水流向局部可改变，甚至形成局部“颈向流”。

本项目地下水文地质图详见附图 4.4-1。

4.4.2.地下水类型与富水性

地下水类型划分主要考虑赋存条件、含水岩性、水力特征，其次考虑地下水形成时代及含水层所处地貌单元，据此将本区地下水分为两个基本类型、三个亚类、四个组类，见下表。

表 4.4-1 地下水类型划分表

基本类型	亚类	组类
第四系松散岩类孔隙水	潜水	冲积河谷平原全新统砂、砂砾石孔隙潜水
		冲积平原（二级阶地）上更新统中细砂孔隙潜水
	承压水	下更新统白土山组冰水砂砾石孔隙承压水
新近系碎屑岩类裂隙孔隙水	承压水	泰康组砂岩、砂砾岩裂隙孔隙承压水
		大安组砂岩、砂砾岩裂隙孔隙水

区内地下水的形成与赋存严格受构造、地貌和岩性控制。中生代以来，盆地差异性持续下降，沉积了巨厚的中新生代碎屑岩及松散堆积物。白垩系泥岩构成区域隔水底板，上覆新近系砂岩、砂砾岩和第四系砂、砂砾石，为本区地下水的形成和赋存奠定了基础。区内自下而上分布四个主要含水层：分别是新近系大安组砂岩—砂砾岩裂隙孔隙承压水含水层、新近系泰康组砂岩—砂砾岩裂隙孔隙承压含水层、第四系下更新统白土山组砂砾石孔隙承压含水层、第四系全新统冲积砂、砂砾石孔隙潜水含水层。其中，第四系承压水埋深较浅，易开采，已成为当地工、农业和居民生活供水目的层，新近系承压水（主要是大安组）埋藏深、水量丰富，自上世纪 80 年代，已被油田广为开发利用，成为生活和工业集中供水水源。

4.4.3.地下水水位统测

根据本项目区域内井位部署情况，对本项目辖区范围内的潜水层和承压水层的水位进行调查，编制地下水统测成果表，绘制潜水及承压水等水位线图，共布设潜水水位监测点 25 个，承压水水位监测点 7 个，是水质监测点的 2 倍，满足要求。本项目区域内潜水、承压水地下水流向及等水位线图详见附图 4.4-2 和附图 4.4-3。

辖区范围内地下水水位统测详见下表。

表 4.4-2 地下水水位统测数据表

地下水分类	编号	村屯	井深	埋深（m）	水位标高（m）
潜水层	q1	后岔古敖	27	10.2	138.3
	q2	林宝云屯	29	11.5	138.1
	q3	宝石村	31	9.8	138.3
	q4	幸福村	28	7.6	136.3
	q5	后连家	29	9.5	136.7
	q6	地窝堡村	22	6.8	139.9
	q7	高家窝堡	20	8.6	139.2
	q8	张才屯	22	5.4	139.9
	q9	许成屯	23	6.8	138.8
	q10	张连窝堡	25	9.6	136.4
	q11	太山镇	24	8.6	137.9
	q12	金善村	21	6.6	137.5
	q13	王家店	19	7.8	138.5
	q14	长发村	26	8.6	138.4
	q15	前岔古敖	24	1.5	138.7
	q16	前邢家	27	5.9	138.5
	q17	王焕屯	28	9.5	138.6
	q18	前连家	25	6.6	136.3
	q19	长发村	24	5.8	136.7
	q20	大韩家围子	28	9.4	138.9
	q21	张连窝堡	21	2.9	139.2
	q22	高家屯	22	3.5	139.9
	q23	前山湾	26	8.5	138.8
	q24	长虹村	25	4.4	136.4
	q25	前岔古敖	24	1.5	138.7
承压水层	c1	东风村	74	9.6	126.5
	c2	万山村	60	1.3	123.5
	c3	大韩家围子	95	9.5	130.8
	c4	沈家窝堡	80	2.5	130.6
	c5	前邢家	85	3.5	130.5
	c6	宝石村	75	2.8	126.8
	c7	后连家	81	2.9	12.7

4.4.4.地下水环境质量现状调查与评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境现状监测频率参照下表。

表 4.4-3 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级	三级（√）	一级	二级	三级（√）
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰	一期	一期（√）	枯	一期	一期（√）
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期

丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管线	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a“二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

（1）监测点位

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境现状监测点采用控制性布点与功能性布点相结合的布设原则。监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。监测层位包括潜水含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层。

本项目地下水为三级评价，三级评价项目潜水含水层水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1~2 个。原则上建设项目场地上游及下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个；

本项目所在地地下水流向大致为西南向东北方向，本项目调查范围为依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），根据本项目周围环境特点、地层特征，以及地下水含水层特点，本次主要布设在建设项目周围环境敏感点处。本次引用《吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（节能部分）》地下水监测数据，该项目与本项目为同一区域同期项目，数据时效性好，可以引用。共引用 7 个水质监测点，其中潜水含水层水质监测点 5 个、承压水含水层 2 个，基本覆盖到油田开发过程中可能影响到的地下水含水层，并且项目区域上游及下游影响区的地下水水质监测点各不少于 1 个，满足三级评价要求。

监测点位置见下表及附图 4.2-1。

表 4.4-4 地下水环境现状监测点位

编号	监测点位	项目地下水流向位置关系	地下水类型	功能
U1	同庆村	上游	潜水	农业用水
U2	东岗子屯	下游	潜水	农业用水
U3	张家村	下游	潜水	农业用水
U4	后岔古敖	下游	潜水	农业用水
U5	上台子屯	下游	潜水	农业用水
U6	前连家屯	上游	承压水	农业用水
U7	上台子屯	下游	承压水	农业用水

（2）监测因子

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡，共计 31

项。

（3）监测单位、监测时间和监测频率

监测单位：吉林省正真检测有限公司。

监测时间：2026.05.24

监测频率：监测 1 天。

（4）监测结果

评价区地下水监测结果见下表。

表 4.4-5 评价区地下水水质监测统计结果

采样位置	单位	同庆村	东岗子屯	张家村	后岔古敖	上台子屯	前连家屯	上台子屯	标准
钾	mg/L	1.02	0.79	1.16	1.15	1.13	1.06	1.1	/
钠	mg/L	119	163	110	186	116	120	110	200
钙	mg/L	70	165	61.8	78.3	62.7	51	43.3	/
镁	mg/L	12.6	25.7	6.6	11.8	6.85	5.9	7.35	/
氯化物	mg/L	125	190	101	90.8	102	89.4	110	250
碳酸盐	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/
碳酸氢盐	mg/L	266	766	255	521	289	270	200	/
pH（无量纲）	无量纲	7.6	7.6	7.7	7.6	7.7	7.6	7.7	6.5-8.5
氨氮	mg/L	0.244	0.2	0.858	0.22	0.826	0.247	0.258	0.5
总硬度	mg/L	264	553	157	276	154	132	162	450
硝酸盐（以 N 计）	mg/L	ND	ND	ND	0.48	ND	ND	ND	20.0
亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	ND	ND	ND	0.021	ND	ND	ND	1.00
砷（μg/L）	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	10
汞（μg/L）	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1
六价铬	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.05
铅（μg/L）	μg/L	0.14	0.21	0.34	0.13	0.44	0.97	1.85	10
氟化物	mg/L	0.868	1.66	0.842	0.542	0.831	0.877	0.793	1
镉（μg/L）	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.05	5
铁	mg/L	0.17	0.19	0.07	0.09	0.11	0.12	0.16	0.3
锰	mg/L	0.06	0.32	0.11	0.05	0.14	0.08	0.16	0.1
溶解性总固体	mg/L	601	920	504	780	508	489	432	1000
耗氧量（CODMn 法，以 O_2 计）	mg/L	2	4.7	1.5	1.8	1.4	1.1	1.5	3
硫酸盐	mg/L	113	8.63	75.5	109	76.7	73	78.2	250
氯化物	mg/L	125	190	101	90.8	102	89.4	110	250
氰化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.05
挥发酚	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.002
石油类	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.05
菌落总数 CPU/mL	CFU/mL	18	20	34	26	23	16	11	100
总大肠菌群 MPN/100ml	MPN/100mL	8	17	＞1600	540	79	5	＜2	3
钡（μg/L）	μg/L	111	225	225	170	224	238	228	700

注：ND 为未检出

区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡，地下水化学类型主要以 HCO_3-Na-Ca 型水为主。详见下表。

表 4.4-6 八大离子监测及评价结果一览表单位：mg/L

监测因子	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
K^+	1.02	0.79	1.16	1.15	1.13	1.06	1.1
Na^+	119	163	110	186	116	120	110
Ca^{2+}	70	165	61.8	78.3	62.7	51	43.3
Mg^{2+}	12.6	25.7	6.6	11.8	6.85	5.9	7.35
Cl^-	125	190	101	90.8	102	89.4	110
CO_3^{2-}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
HCO_3^-	266	766	255	521	289	270	200
SO_4^{2-}	113	8.63	75.5	109	76.7	73	78.2
K^+	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Na^+	5.17	7.09	4.78	8.09	5.04	5.22	4.78
Ca^{2+}	3.50	8.25	3.09	3.92	3.14	2.55	2.17
Mg^{2+}	1.05	2.14	0.55	0.98	0.57	0.49	0.61
Cl^-	3.52	5.35	2.85	2.56	2.87	2.52	3.10
CO_3^{2-}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HCO_3^-	4.36	12.56	4.18	8.54	4.74	4.43	3.28
SO_4^{2-}	2.35	0.18	1.57	2.27	1.60	1.52	1.63
阳离子	9.75	17.50	8.45	13.01	8.78	8.29	7.59
阴离子	10.24	18.09	8.60	13.37	9.21	8.47	8.01
相对误差 E/%	2.43	1.66	0.86	1.34	2.39	1.07	2.68
类型 E	HCO_3-Na·Ca	HCO_3-Na·Ca	HCO_3-Na·Ca	HCO_3-Na·Ca	HCO_3-Na·Ca	HCO_3-Na·Ca	HCO_3-Na

（5）评价方法

采用单项指数法，数学表达式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

pH 值标准指数按下式计算：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \le 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7.0$$

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su}——pH 值标准规定的上限值；

pH_{sd}——pH 标准规定的下限值。

（6）评价标准

评价区地下水主要为生活饮用及工农业用水、评价标准应以人体健康基准为依据，采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准；其中未作规定的石油类选用《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）附录 A 中石油类限值（≤0.05mg/L）。

（7）评价结果

单项评价标准指数法现状评价结果见下表。

表 4.4-7 地下水环境质量现状评价结果表（单项标准指数）

点位序号	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
钠	0.60	0.82	0.55	0.93	0.58	0.60	0.55
硫酸盐	0.45	0.03	0.30	0.44	0.31	0.29	0.31
pH	0.40	0.40	0.47	0.40	0.47	0.40	0.47
氨氮	0.49	0.40	**1.72**	0.44	**1.65**	0.49	0.52
总硬度	0.59	**1.23**	0.35	0.61	0.34	0.29	0.36
硝酸盐氮	ND	ND	ND	0.02	ND	ND	ND
亚硝酸盐氮	ND	ND	ND	0.02	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
汞	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铅	0.01	0.02	0.03	0.01	0.04	0.10	0.19
氟化物	0.87	**1.66**	0.84	0.54	0.83	0.88	0.79
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.01
铁	0.57	0.63	0.23	0.30	0.37	0.40	0.53
锰	0.60	**3.20**	**1.10**	0.50	**1.40**	0.80	**1.60**
溶解性总固体	0.60	0.92	0.50	0.78	0.51	0.49	0.43
耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）	0.67	**1.57**	0.50	0.60	0.47	0.37	0.50
硫酸盐	0.45	0.03	0.30	0.44	0.31	0.29	0.31
氯化物	0.50	0.76	0.40	0.36	0.41	0.36	0.44
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
挥发酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.18	0.20	0.34	0.26	0.23	0.16	0.11

由监测结果可知，地下水环境质量除张家村 U3、上台子屯 U5 氨氮超标 0.72 倍、0.65 倍，东岗子屯 U2 总硬度超标 0.23 倍，东岗子屯 U2 氟化物超标 0.66 倍，东岗子屯

U2、张家村 U3、上台子屯 U5、上台子屯 U7 锰超标 2.2 倍、0.10 倍、0.40 倍、0.60 倍和东岗子屯 U2 耗氧量超标 0.57 倍外，其他监测点各监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类未检出。氨氮、耗氧量超标可能是附近村屯生活面源及农业面源污染导致，氟化物、锰和总硬度超标可能是当地地质原因导致。

4.5.噪声环境质量现状监测与评价

本项目 200m 范围内无村屯，本次对改造的站场现有厂界噪声进行了监测，现有厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准。详见现有工程污染物达标排放分析章节表 2.5-3。

4.6.土壤环境现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于“电力热力燃气及水生产和供应业—其他”，IV类项目；本项目工程输气管线属于 IV 类建设项目，不进行土壤环境影响评价，未进行土壤环境现状评价。

4.7.生态系统现状调查与评价

4.7.1.区域生态环境特征

根据《吉林省生态功能区划》，本项目所在区域属于吉林西部低平原生态区（I），松花江平原生态亚区（I1），嫩江湿地保护与洪水调蓄生态功能区（I1-1）；霍林河平原农牧生态亚区（I2），通榆沙地生态恢复与农牧林生态功能区（I2-2），本项目所在区域生态功能区划见附图 1.4-1。

4.7.2.土地利用类型

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态评价涵盖项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。本项目以场站周围及管线两侧 300m 范围，确定本项目评价区面积为 6.84km^2，不涉及湿地，土地利用结构大体可分为 5 个类型：

（1）耕地—评价区内广大地区，主要为旱田、水田，植被主要为玉米、水稻；

（2）林地—评价区内农田间的防护林；

（3）草地-评价区内其他草地

（4）工矿仓储用地—评价区内油田生产设施等；

（5）交通运输用地—评价区内连接各村屯的道路；

具体土地利用类型见下表，区域生态评价范围内土地利用现状详见附图 4.7-1。

表 4.7-1 土地利用类型

类别编号	土地利用分类		统计面积（km^2）	比例（%）
	一级类	二级类		
1	耕地	旱田	1.04	15.24
		水田	2.12	30.96
2	草地	其他草地	1.54	22.50
3	林地	其他林地	0.28	4.13
4	工矿仓储用地	采矿用地	1.76	25.71
5	交通运输用地	农村道路	0.10	1.46
合计			6.84	100.00

从表中可以看出，本项目所在区域主要土地类型为耕地，耕地占主要地位，旱田为 1.04km^2，占评价区总体面积的 15.24%，水田为 2.12km^2，占评价区总体面积的 30.96%，草地为 1.54km^2，占评价区总体面积的 22.50%，林地为 0.28km^2，占评价区总体面积的 4.13%，工矿仓储用地为 1.76km^2，占评价区总体面积的 25.71%，交通运输用地为 0.10km^2，占评价区总体面积的 1.46%。

从土地利用现状结构可以看出，区域内生态系统主要为人工的农业生态系统，本区农业开发历史较早，土地利用的程度较高，农业经济相对较发达。

4.7.3.水土流失现状调查与评价

本工程位于大安市，属于省级水土流失重点预防区。项目区以风力侵蚀为主，土壤侵蚀容许值为 200t/km^2·a，水土流失强度为轻度侵蚀。根据全国第一次水利普查结果和 2024 年吉林省水土保持公报，项目所在区域水土流失情况见下表。

表 4.7-2 项目所在区域水土流失情况 单位：km^2

项目区	水蚀						风蚀						合计
	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	小计	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	小计	
大安市	261.07	0.74	0.10	0.05	0.01	261.97	959.93	515.83	67.42	1.62	0.03	1544.83	1806.80

根据水利部《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），区域内除水域外，主要为耕地和其他草地，经现场踏查勘测，项目建设水土流失防治责任范围内的原土壤侵蚀主要为轻度侵蚀，根据现场调查及专家判读，确定项目区原地貌综合土壤侵蚀模数为 1000t/km^2·a。

4.7.4.农田生态系统现状调查与评价

1、农业生产条件分析

（1）农业气候

本项目所在地属中温带半干旱大陆季风气候，年平均气温 5.6℃，1 月份平均气温～18.1℃，7 月份平均气温 23.5℃，全年平均≥10℃的有效积温 2921℃。年平均日照时数 3012h。年平均降水量 304.8mm，多集中在 7～8 月份。初霜出现在 9 月下旬，终霜则在 4 月下旬，全年无霜期 130 天左右。年平均 8 级风以上风日 23 天左右。

本区≥10℃的有效积温和年均日照时数较高，有利于农作物的生长，但由于年降水分布不均，在作物生长期常常发生旱情，因此给农业生产带来不利影响。

（2）土壤

本区域主要土壤类型以淡黑钙土与风沙土为主。其地势平坦，开阔，黑土层较厚，养分含量亦较高，但由于区域气候条件较干旱，水分状况不佳，土壤 pH 值偏高，适种性较窄。

根据本区土壤中养分状况和吉林省土肥站土壤普查规程，将评价区内土壤划分为 6 个等级，以表示土壤养分的丰缺，土壤养分分级见表。评价区内不同土壤中多种养分含量见下表。

表 4.7-3 评价区土壤养分含量分级表

级别	有机质(%)	全氮(%)	全磷(%)	全钾(%)	碱解氮(ppm)	速效磷(ppm)	速效钾(ppm)	丰缺等级
1	＞4	＞0.2	＞0.2	＞3.0	＞150	＞40	＞200	极丰
2	3-4	0.15-0.2	0.15-0.2	2.0-3.0	120-150	20-40	150-200	丰富
3	2-3	0.1-0.15	0.1-0.15	1.5-2.0	90-120	10-20	100-150	适量
4	1-2	1-2	0.075-0.1	1.0-1.5	60-90	5-10	50-100	缺少
5	0.6-1	0.05-0.075	0.04-0.07	0.5-1.0	30-60	3-5	30-50	甚缺
6	＜0.6	＜0.05	＜0.04	＜0.05	＜30	＜3	＜30	极缺

表 4.7-4 评价区土壤养分平均含量

土壤类型	有机质(%)	全氮(%)	全磷(%)	全钾(%)	碱解氮(ppm)	速效磷(ppm)	速效钾(ppm)	pH	深度(cm)
其他土	1.056	0.048	0.029	3.151	33	50	176	8.6	0~20

以上分析可以看出，评价区内各类土壤养分中 K 含量均较高，属丰富级，P 含量很低，属极缺级；N 元素含量各类土壤有较大差异。总的看，本区土壤除 K 元素比较丰富外，N、P 元素均缺乏，土壤肥力属 4～6 级别的中等偏下土壤。

（2）农田面积与分布

本项目区位于吉林省主要农区内，农田在评价区内广泛分布，主要耕地为旱田、水田，其中旱田面积为 1.04km^2，占评价区总体面积的 15.24%，水田面积为 2.12km^2，占评价区总体面积的 30.96%。

（3）农田生产力水平

农业生态系统属于比较典型的人工生态系统，带有强烈的人工干扰，因此其生产力水平视人工投入量的多少而定。区域光、热、水等农业生产条件比较充足，土壤主要为草甸土。据调查，当地玉米单产为 9.0t/hm^2，水稻单产为 9.5t/hm^2。依据作物产量与秸秆的比例，旱田生物量按 26t/hm^2 计算，水田生物量按 17t/hm^2 计算。据此可以推算出上述作物的地上部分生物量。评价区内农田生态系统生物量统计见下表。

表 4.7-5 评价区农田生物量统计

作物品种	面积（hm^2）	单产量（t/hm^2）	总产量（t/a）	生物估算量（t/hm^2）	生物量（t/a）
玉米	104	9	936	26	2704
水稻	212	9.5	2014	17	3604
合计	316	/	2950	/	6308

评价区内耕地玉米产量约为 936t/a，水稻产量为 2014t/a，评价区内农田生态系统总生物量约为 6308t/a。

（4）区域野生动物调查

评价区农田分布面积较大，农业生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，伴之而来的地域物种主要与农业生产活动有关，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。野生动物主要有黄鼬（*Mustela sibirica Pallas*）、褐家鼠（*Rattus nitidus*）、小家鼠（*Mus musculus L.*）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、东方田鼠（*M icrotus fortis Buchner*）、普通田鼠（*M icrotus arvalis*）等 10 余种啮齿目动物。

评价区内分布有大面积的农田，农业、渔业活动频繁，不具备大型水禽类的栖息和繁殖环境，因此一般没有大型水禽栖息和繁殖，本项目占地边界不是候鸟的觅食地、迁徙停歇地和繁殖地。由于评价区较为开阔，人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。农区鸟类种类较少，多为村栖型鸟类，留鸟居多，基本没有迁徙鸟类。主要常见种为喜鹊（*P.pica sericea Gould*）、大嘴乌鸦（*C. corone orientalis Evers*）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis Scopoli*）等。

4.7.5.林地生态系统调查

（1）林地面积及分布

本项目区域林地主要为农田防护林，属于“三北”防护林体系，经过多年建设，已经具有一定规模，形成林网，对于保护农田发挥着重要作用。根据土地利用结构分析，本项目区内共有林地 0.28km^2，占该评价区的 4.13%。

2、树种

本区林地生态系统均为人工林，树种比较单一，均为杨树，一般有三北 1 号杨、三北 2 号杨、北京 1 号杨等为数不多的几个树种，林下植被单调，缺少灌木层，主要是林下杂草。

3、生物蓄积量

人工林多为中龄林，成熟林不多，经测算，其单位蓄积量在 30～80m^3/hm^2 之间，按木材容重 0.6 计算，单位生物量约为 18～48t/hm^2。若单位生物量按照 30t/hm^2 计算，则评价区范围内林地生物量为 780t。

4、农田防护林功能

根据东北林业大学“三江平原防护林生态效益的研究”成果，在农田防护林背风面 10 倍树高距离、高度 1m 处可降低风速 41%；在林带迎风面 1m 高度 5 倍树高距离以内，无叶期平均降低风速 12.2%；在高温、炎热天气中防护林的调温、调湿作用明显，地温平均增加 6.7%，同时林网内空气温度增湿效益比较明显，4 月上旬增加 17.3%，5 月下旬降低 5.6%，无霜期平均延长 4.2～9.5 天；林网内作物产量、质量都具有明显的效益，平均每亩增加作物产量 21.6kg。

4.7.6.草地生态系统调查与评价

（1）草地分布及植被群落

①草地分布

评价区内草地主要为其他草地，总面积约 1.54km^2，占评价区总面积的 22.50%，目前能够见到的大面积草地植被主要是羊草群落，或羊草群落破坏后形成的多种多样的次生类型。

②植被群落及植物种类

评价区内草地植被主要为羊草-杂类草草原。羊草是一种生态适应性很广的广生态幅植物，具有耐干旱、耐盐碱、耐涝等抗逆性能，所以其组成群落类型也是丰富多样的，由于人为干扰严重，产生比较多的次生类型，且已转化为较稳定类型。根据群落的层片结构、建群种和优势种的差异、生态环境的差异，将其中分布面积广、面积大、生产潜力高的群落主要分为羊草—杂类草群丛组（*Ass. Grop. Aneurolepdium chinese-Herbosa*）和羊草群丛组（*Ass. Grop. Aneurolepdium chines*)。从水分生态类群来看，构成羊草草原的是中生植物和中旱生植物，而且中旱生植物比中生植物多，同时有较多的盐生植物，

这些特点反映了植被草原化的性质。

（2）草地生物量

植被的生物量反映了植被的生产力水平，是区域生态环境质量的重要标志。区内草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进行了生态恢复和治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六七十年代相比其草地生物量也仅是原来的 50%～60%。整个草地覆盖度在 40%～60%左右，平均株高 30～50cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱蓬、碱蒿等。据样方调查，长势良好的羊草草地生物量平均可达 0.15～0.3kg/m^2（地面以上部分干重），亩产干草 200kg 左右。但本区的羊草草原盐碱化程度较高，碱斑面积较大，草丛平均盖度只有 40%～60%，因此生物量较低，据调查，仅有 0.1kg/m^2 左右，与 30 年前相比，其生物量只为当时的 30%左右，可见区域生态环境的恢复和向良性转化尚需更大的努力。本次评价类比莫莫格自然保护区草地样方的实际调查资料，评价区内草地生物量统计见下表。

表 4.7-6 评价区草地生物量统计

土地类型	植被类型	面积（hm^2）	生物量（t/hm^2）	总生物量（t）
草地	中/旱生草甸	154	1.35	207.9

4.7.7.水域生态系统评价

本项目评价范围内的天然泡沼基本为盐碱泡沼，盐碱化程度很高，难于利用。泡内水生生物很少，仅有一些浮水生的浮萍和挺水生的芦苇、水芹等少数水生植物。较大的碱泡的四周分布有盐生草甸，其植被群落主要有黄颖莎草-苔草群落，主要以黄颖莎草和苔草为优势种，并伴生有水芹、海乳草和铁杆蒿；角碱蓬群落，以角碱蓬为单优势种，常伴有少数耐盐碱植物，如碱地凤毛菊、糙隐子草和隐花草等；茏茏草-角碱蓬群落，其中还散生有少数的耐盐植物马蔺、猪毛菜、糙隐子草和隐花草等；小面积的芦苇群落，其优势种为芦苇。

4.7.8.区域污染源调查

本项目所在区域为农村环境，除红岗采油厂管辖范围内的油气井外，无其他工业生产的企业，因此项目区域内没有和本项目排放相同特征污染因子的企业存在。

第五章 环境影响预测与评价

5.1.环境空气环境影响预测及分析

5.1.1.施工期环境空气影响分析

（1）施工扬尘

本工程施工过程中拆除现有工程，挖掘机开挖土方、土方的堆放、土方的回填、装卸施工材料和车辆运输行驶过程中均在有风时产生扬尘。施工扬尘的产生与粉尘含水率、粉尘粒度、风向、风速、空气湿度及垃圾堆存时间等密切相关。据类比实测调查，在风速为 3.7m/s 时，施工现场下风向不同距离的扬尘浓度见下表。

表 5.1-1 施工现场下风向 TSP 浓度（风速为 3.7m/s）

距施工现场距离	1m	25m	50m	80m	150m
TSP（mg/m^3）	3.744	1.630	0.785	0.496	0.246

从上表可以看出，在有风条件下施工扬尘影响范围较大，距施工场地近距离处，扬尘严重超标，对施工现场周围近距离区域空气质量造成不利影响。随着距离的增加，扬尘浓度迅速降低，在 150m 范围外，TSP 浓度可降至 0.246mg/m^3，满足《大气环境质量标准》（GB3095-2026）中的二级标准要求。项目周围环境敏感点最近距离 180m，施工期产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

（2）施工机械及车辆排放的尾气

施工期机械及车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于施工机械及车辆排放的尾气对周围环境虽有一定的影响，但其污染不集中，由于区内地势平坦、开阔，空气污染物扩散条件较好，因此对局部地区环境的影响较小。

（3）焊接烟尘

施工过程中需要大量钢制材料的焊接，焊条燃烧时会产生一定量的烟气，由于本项目中不使用带有焊药的焊条，因此，焊烟污染物的毒性相对较小。由于焊接工作分布于施工现场的各个方位，各个焊接机基本独立工作，形成较为分散的小污染源，并且工程施工现场较为空旷，有利于烟气的扩散，因此在短暂的施工期内不会对区域内空气环境产生大的影响。

（4）输气管线清管、试压废气

本项目天然气管线清管及试压介质选用氮气，清管及试压后废气中含有少量杂质，对环境空气影响不大，并且氮气本身是环境空气中的主要成分，因此对环境影响较小。

5.1.2.运行期环境空气影响分析

本项目运营期更新管线密闭集输，无新增大气污染物产生，新增的大气污染主要来自安一联和红 75 接转站新建燃气发电机产生的废气。

本项目大气环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

1、污染物排放量

新建燃气发电机有组织废气污染物排放量核算表见下表。

表 5.1-2 大气污染物有组织废气污染物排放量核算表

序号	排放口	污染物	核算排放浓度（mg/m^3）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
一般排放口					
1	安一联燃气发电机排气筒	颗粒物	9.64	0.0448	0.36
		SO_2	18.56	0.0863	0.69
		NOx	64.68	0.3006	2.40
		NH_3	2.5	0.011	0.09
2	红 75 接转站燃气发电机排气筒	颗粒物	4.23	0.0400	0.32
		SO_2	8.15	0.0763	0.61
		NOx	18.11	0.1696	1.36
		NH_3	2.5	0.024	0.19
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.68
		SO_2			1.30
		NOx（以 NO_2 计）			3.76
		NH_3			0.28

2、环境影响分析

（1）燃气发电机排放的烟气对环境空气的影响

本项目新建燃气发电机以天然气为燃料，属于清洁能源，根据工程分析可知，安一联燃气发电机烟气二氧化硫、氮氧化物、颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值，红 75 接转站燃气发电机烟气二氧化硫、氮氧化物、颗粒物满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 中天然气燃气轮机组标准限值，通过 15m 高烟囱排放。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），采用 AERSCREEN 模型对燃气发电机废气环境影响进行评价，各污染源废气敏感点处估算结果详见表下表

表 5.1-3 各污染源废气采用 AERSCREEN 模型评价结果详见表下表

污染源	污染因子	落地浓度(ug/m³)	浓度落地点(m)	评价标准(μg/m³)
安一联	PM_{10}	0.662	1240	360
	SO_2	1.236	1240	500
	NO_x	2.809	1240	250
	NH_3	0.09	1240	200
红 75 接转站	PM_{10}	0.72263	760	360
	SO_2	1.37762	760	500
	NO_x	3.06353	760	250
	NH_3	0.09	0.104	200

根据估算结果，安一联最近的大气环境保护目标长虹村，距离 1240m，红 75 接转站最近的大气环境保护目标赖毛屯，距离 760m，污染物浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）限值，对环境空气影响较小。且评价区地域开阔，空气扩散条件良好，因此新增的烟气不会对区域大气环境保护目标产生明显的影响。

（2）节能减排影响分析

根据工程方案，本次红岗二期工程清洁替代实施后，预计节气 514.48 万方，颗粒物削减排放量 0.47t/a，SO_2 削减排放量 2.66/a，NOx 削减排放量 10.87t/a。

根据建设方案预测，2027 年项目实施后总能耗减少 11115tce，碳排放量减少 30120tCO_2，终端用能电气化率提升至 58.79%，清洁能源利用率提升至 26.64%（不含燃机余热替代量）、41.71%（含燃机余热替代量），自发自用电力占比 82.96%。对环境为正面影响。

5.1.3.退役期

进入退役期，油田开发地面设施需要拆除，会使用机械设备和工程车辆。退役期主要大气污染物包含车辆尾气和建筑物拆除产生的少量扬尘，由于地面工程施工时间短，对周围环境的影响很小。

5.2.地表水环境影响预测及分析

5.2.1.施工期

（1）设备清洗废水

本工程设备拆除前需进行清洗，设备清洗废水通过原管道排入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注辖区地下油层，不外排。

（2）施工废水

施工废水主要污染物为SS，不含其他有毒有害物质，采用沉淀池进行澄清处理，上清液用于洒水抑尘。

（3）生活污水

本项目施工期生活污水主要来自施工人员生活废水，生活废水排入施工现场的可移动防渗厕所，施工结束后及时清掏用作农家肥。

通过采取上述措施，项目施工期产生的施工废水和生活废水不外排，对周围地表水环境影响较小。

5.2.2.运行期

运营期废水主要为软化水制备系统反冲洗废水，废水经管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下，光伏组件表面清洗废水集中收集，沉淀后用于站场内部洒水降尘。不会对周围地表水环境及地下水环境产生影响。

5.3.地下水环境影响预测及分析

5.3.1.施工期

（1）设备清洗废水

本工程设备拆除前需进行清洗，设备清洗废水通过原管道排入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注辖区地下油层，不外排。

（2）施工废水

施工废水主要污染物为SS，不含其他有毒有害物质，采用沉淀池进行澄清处理，上清液用于洒水抑尘。

（3）生活污水

本项目施工期生活污水主要来自施工人员生活废水，生活废水排入施工现场的可移动防渗厕所，施工结束后及时清掏用作农家肥。

通过采取上述措施，项目施工期产生的施工废水和生活废水不外排，对周围地下水环境影响较小。

5.3.2.运行期

（1）正常状态下对地下水的影响分析

项目运营期不新增定员，不增加生活污水产生量。运营期废水主要为软化水制备系统反冲洗废水和光伏组件冲洗废水，软化水制备系统反冲洗废水经管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下油层，不外排；光伏组件冲洗废水主要污染物为SS，用于厂区洒水降尘。本项目正常工况下不会对地下水环境影响产生影响。

依托可行性：

根据前文分析，红岗采油厂建有污水处理站三座，分别为红岗联合站、安一联和安二联，现有联合站处理能力和处理工艺满足本项目依托需要，且根据《吉林油田红岗采油厂管道完整性管理无泄漏示范区治理工程竣工环境保护验收监测报告表》对三座污水处理站处理后的回注水监测数据可知，生产废水经处理后，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求。红岗采油厂油水井采用双层套管结构，表层套管下伸至含水层以下，固井水泥上返至地面，有效防止了套外返水对地下水的影响；管材能够承受设计回注压力和防腐条件；回注层为油田作业层，同时回注层密闭性良好，正常情况下回注处理后的水不会对区域具有供水意义的含水层造成影响。

（2）事故状态下对地下水的影响分析

事故状态下油田开发对地下水环境的影响，主要是集输管线发生腐蚀或断裂，原油泄漏后可能对潜层地下水造成不利影响。故本次以集输管线发生泄漏事故污染地下水含水层作为预测情景进行预测。

本项目更新输气管道3km，输送的介质为接转站分离净化的伴生气，基本不

含凝析油，一般情况下天然气管道的泄漏不会直接影响地下水。第三方施工机械野蛮开挖作业导致管道焊缝位置发生破裂泄漏，在 10 min 应急关断时间内，管道内少量夹带的凝析液（重烃类液态混合物）发生瞬时泄漏事故污染地下水含水层作为预测情景进行预测。

1、管线泄漏

（1）预测层位

项目输气管道埋深为地面下 2m，区域地下水浅层潜水埋深一般为 3-10m，管线埋深位于水位埋深以上。本项目输气管道发生破裂时，主要影响区域第四系孔隙潜水含水层。

（2）预测时段

根据《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016），地下水影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d、5000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点，重点预测对地下水保护目标的影响。

（3）评价因子

天然气主要成分甲烷微溶于水（常温溶解度约 24mg/L），且易挥发，泄漏后 99%以上会快速进入大气扩散，穿过包气带进入地下水的量可忽略不计，无需纳入地下水预测源强。

地下水特征污染物：管道夹带的少量凝析液：即伴生气输送过程中凝结析出的重烃类液态混合物（C_5以上组分，俗称"轻质油/凝析油"），污染因子取石油类（C_{10}~C_{40}），标准限值执行《地下水质量标准》III类 0.05mg/L。

（4）预测源强

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 事故源强计算方法-液体泄漏速率 QL 用伯努利方程计算，如下式所示：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa，工作压力 6.3MPa；

P_0——环境压力，Pa；

ρ——泄漏液体密度，kg/m³，凝析液密度取 750；

g——重力加速度，9.81m/s²；

h——裂口之上液位高度，m，取 0.156m；

Cd——液体泄漏系数，无纲量；取 0.62；

A——裂口面积，m²。本项目管道不属于长输管道，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%孔径，即裂口直径 15.6mm，裂口面积为 $1.9\times10^{-4}m^2$；

代入得 QL≈ 11.43kg/s。

输气管道容积约 57.3m³，湿气集输管线凝析液积液率取 1%~5%，约 0.57~2.87m³，凝析液密度取 750kg/m³，破裂情景下管内积液（约 1~2t）加上截断前随高速气流携带出的凝析液，Q_1 ≈2~5t，本次取 3t。

本项目输气管道埋地敷设、埋深 2m，事故状态下凝析液直接进入包气带，无地表阻隔与挥发损耗。选取 10%管径（15.6mm）破裂为最大可信事故，10min 应急切断，凝析液泄漏总量约 3t；受管道接缝及气体携带限制，经包气带吸附截留（截留率 70%）后，进入浅层潜水含水层的石油类污染物约 0.9t，概化为平面瞬时点源。

表 5.3-1 事故状态下污染物源强计算表

工程项目	预测因子	泄漏时间（min）	凝析液泄漏量（kg）	污染物排泄模式
输气管线	石油类	10	900	短时

（5）预测模型

由于本项目的污染物排放对地下水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。因此采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散预测。根据污染源的具体情况，排放形式及排放规律将污染源概化为点源、连续恒定排放。

预测模型选择《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集输管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_L t}\right]}$$

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d。

③水文地质参数的确定

含水层的有效影响厚度 M：含水层厚度采用平均值 2.5m，水流速度 u 为 0.017m/d，含水层的有效孔隙度为 0.3。

根据水文地质资料，根据水文地质资料，区域地下水纵向弥散系数 $0.18m^2/d$，横向弥散系数 $0.01m^2/d$，化学反应常数为 0。选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）附录 A 中石油类限值），各项参数的选取结果详见下表。

表 5.3-2 各项计算参数选取结果一览表

项目	M（m）	U（m/d）	n	DL（m^2/d）	DT（m^2/d）
参数	2.5	0.017	0.3	0.18	0.01

（6）预测结果

本项目输气管道泄漏对潜水含水层的预测结果见下表。

表 5.3-3 输气管道泄漏在潜水含水层的预测结果表

漏失时间（d）	下游最大浓度值（mg/l）	超标面积（m^2）	最大超标距离（m）	影响面积（m^2）
100	10.00	157	21.2	202
1000	1.00	1162	63.4	1682
5000	0.20	3696	155.7	7626

注：“影响面积”与“最大影响距离”中的“影响”指的是“超过检出限”。

由上表可知，管线泄漏事故发生后 100 天时，预测超标距离最远为 21.2m；1000 天时，预测超标距离最远为 63.4m；5000 天时预测超标距离最远为 155.7m。根据现场调查，项目距离分散式饮用水水源地最近的为更新管线西侧 437m 的前两家子分散式水源井，位于地下水流向上游。项目区域已集中供水，取水目的层

为第三系碎屑岩类裂隙孔隙承压水，与潜水含水层间有隔水顶板，村屯无使用潜水作为饮用水源，村屯仅有的潜水井主要功能为灌溉，因此，本项目管线泄漏在及时发现及时处理的情况下对附近村屯地下水饮用水水源影响较小。本项目实施后，输气管道泄漏风险大大降低，不会增加对地下水环境不利影响。

5.3.3.退役期

闭井后，一般地下设施保留不动，闭井阶段产生的废水主要为清管废水，本项目退役期清管废水直接进入污水处理系统处理后回注地下，不外排。退役期在采取措施后，对区域水环境影响十分有限，可以接受。

5.4.噪声环境影响预测及分析

5.4.1.施工期噪声影响分析

5.4.1.1.源强确定

1、机械噪声

本项目施工期噪声源主要为机械噪声。经类比，施工现场机械噪声值为80-90dB（A），故以此作为噪声源进行预测。

2、车辆噪声

在油田开发建设期，运输物料、设备的车辆较多，在整个油区到处都可见到大型的运输车辆，其噪声可达 70～90dB（A）。

5.4.1.2.预测模式

（1）距离衰减公式：

$$L_{PA}=L_{PB}-20\lg\frac{r_a}{r_b}-A_e$$

式中：LPA-预测点距声源 A 处的声压级，dB（A）；

LPB-声源 B 处的声压级，dB（A）；

ra-预测点距声源 A 处的距离，m；

rb-测点距声源 B 处的距离，m；

Ae-环境衰减值，dB（A）。

Ae 取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。本次预

测时，Ae 取 0。

（2）多声源理论叠加公式：

$$LP = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_i})$$

式中：LP-n 个声源叠加后的总声源级，dB（A）；

Li-第个声源对某点的声压级，dB（A）；

n-声源个数。

5.4.1.3.预测结果及分析

（1）施工噪声达标距离

管道施工机械噪声有挖掘机、推土机、轮式装载机、吊管机、电焊机等，其噪声级在 80～90dB（A）范围内。结果详见下表。

表 5.4-1 主要施工机械噪声衰减值一览表单位：dB（A）

机械名称	噪声值 dB(A)	预测结果 dB(A)					
		10m	20m	50m	100m	120m	200m
挖掘机	84	64	58	50	44	42	38
推土机	86	66	60	52	46	44	40
电焊机	87	67	61	53	47	45	41
轮式装载机	90	70	64	58	50	48	44
吊管机	81	61	55	49	41	39	35
冲击式钻机	87	67	61	53	47	45	39

由上表可以看出，主要机械设备噪声昼间在 10m 内均能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求，夜间不施工。

本项目 200m 范围内无声环境敏感点，因此站场及管线施工对村屯声环境影响不大。但仍需规定站场及管线施工时应在白天进行，并采取设立围挡、使用噪声符合环境噪声标准的施工机械施工等措施，降低噪音对村屯居民生活产生的影响。随着施工期结束，噪声影响也将随之消失。

（2）运输车辆噪声影响分析

油田开发施工期，各种项目车辆较多，项目车辆的单车噪声可达 70～82dB(A)，平均在 75dB(A)左右。所以车辆在夜间经过村屯时，应严禁鸣笛，并减少夜间行车次数，以降低车辆噪声对周边居民点的影响。但随着开发施工期的结束，运输车辆将逐渐减少，其噪声危害程度亦会大大降低。

5.4.2.运行期噪声影响分析

运营期主要噪声源为井场内新建风力发电机机组及场站内新建燃气发电机机组和各类泵体噪声。

5.4.2.1.风力发电场噪声预测

1、噪声源强

风电机运行噪声的源强约在105dB(A)～108dB(A)之间，风电机组可视为一个点声源，因此根据点声源距离衰减公式对营运期噪声影响估算。

2、预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），噪声预测计算的基本公式为：

$L_p(r)=L_W-20lgr-11$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_W—由点声源产生的倍频带声功率级，dB；

r—预测点距声源的距离。

3、预测结果

考虑风机高度，预测风机运行对地面声环境的影响预测结果见下表。

表5.4-2 风机运行对地面声环境的噪声预测值　单位：dB（A）

预测距离	水平（m）	100	200	300	400	500	600	800	1000
影响预测值		57	51	47.5	45	43	41.4	38.9	37.0

由预测结果可知，当风机正常运行时，水平距离250m处夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区夜间（50dB）排放限值要求。建议：尽可能选用低噪声设备，并安装减振基础；提高风机的加工工艺和安装精度，使齿轮和轴承保持良好的润滑条件，避免或减少撞击力、周期力和摩擦力等；加强风机的日常维护，定期检查风机机械系统，当发生故障时，应立即停机检查，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

本项目风机980m范围内无声环境保护目标。由于国家目前尚无风力发电项目的噪声卫生防护距离标准，但为了保障良好的声环境质量及风电场周围的居民的生活质量，本次声环境卫生防护距离以预测1类区达标距离为依据，水平距离400m处夜间噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类区夜间（45dB）排放限值要求。防护距离建议（在达标距离上留裕度）为500m。建设单位应严

格设备选型，选择低噪声设备，且运行期加强对风机运行的维护保养，最大程度降低噪声对敏感目标的影响。

5.4.2.2.场站噪声

1、噪声源强

运行期噪声主要为场站内各种热泵机组、燃气发电机及各种泵体产生噪声等，泵类置于室内，采取隔声减振措施后，降噪约 20-25dB（A），噪声级一般在 65dB（A）左右。详见下表。

表 5.4-3 各站噪声源强统计表　单位：dB（A）

序号	站场	声源名称	声源源强 dB（A）/1m	降噪措施	降噪后声源源强（dB(A)）
1	红岗联合站	电加热炉设备橇（泵类）、储能装置冷却风机	85	机座加减振垫，发电机安装在泵房内	65
2	安二联	热泵机组、储能装置冷却风机等	85		65
3	大 4#接转站	热泵机组	85		65
4	大 45 接转站	电加热炉设备橇（泵类）	85		65
5	大 3 接转站	电加热炉设备橇（泵类）	85		65
6	安一联	燃气发电机	90		65
7	红 75 接转站	燃气发电机	90		65

各站声源情况详见下表

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声传播声级衰减计算方法及模式：

（1）建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值（L_{eqg}）计算公式：

$$L_{egq}=10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_{i}t_i10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T—预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

（2）预测点的预测等效声级（L_{eq}）计算公式：

$$L_{eq}=10\lg\left(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}}\right)$$

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB（A）；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB（A）。

5.4.2.3.预测结果

运营期主要噪声源为新建风力发电机机组及场站内新建燃气发电机机组和各类泵体噪声。厂界噪声预测结果见下表。

表 5.4-4 红岗联合站厂界噪声的预测值单位：dB(A)

场站	预测点	与厂界距离（m）	贡献值	背景值		预测值		标准值	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
红岗联合站	东厂界	40	33.0	52	42	52.0	42.6	60	50
	南厂界	27	36.4	50	42	50.0	43.0	60	50
	西厂界	80	26.9	52	44	52.0	44.0	60	50
	北厂界	240	17.4	51	44	51.0	44.0	60	50
安二联	东厂界	40	33.0	55	46	55.0	46.0	60	50
	南厂界	70	28.1	55	46	55.0	46.0	60	50
	西厂界	190	19.4	56	45	56.0	45.0	60	50
	北厂界	78	27.2	54	48	54.0	48.0	60	50
大 4#接转站	东厂界	14	42.1	51	45	52.2	45.9	60	50
	南厂界	5	51.0	51	44	51.0	45.1	60	50
	西厂界	50	31.0	52	44	52.0	44.4	60	50
	北厂界	60	29.4	51	44	51.0	44.2	60	50
大 45 接转站	东厂界	40	33.0	50	42	50.0	42.6	60	50
	南厂界	27	36.4	52	44	52.0	44.7	60	50
	西厂界	100	25.0	52	44	52.0	44.0	60	50
	北厂界	10	45.0	53	42	53.2	43.1	60	50
大 3#接转站	东厂界	30	35.5	54	45	54.1	46.0	60	50
	南厂界	40	33.0	53	44	53.0	44.6	60	50
	西厂界	50	31.0	53	44	53.0	44.4	60	50
	北厂界	30	35.5	53	44	53.6	45.1	60	50
安一联	东厂界	10	45.0	50	44	51.2	47.5	60	50
	南厂界	10	45.0	53	42	53.2	43.1	60	50
	西厂界	60	29.4	52	42	52.0	42.1	60	50
	北厂界	140	22.1	50	44	50.0	44.0	60	50
红 75 接转站	东厂界	27	36.4	51	44	51.4	44.7	60	50
	南厂界	20	39.0	52	46	52.0	46.7	60	50
	西厂界	5	51.0	52	45	52.0	46.1	60	50
	北厂界	5	51.0	52	44	52.0	44.5	60	50

根据预测结果可知，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

本项目改造工程 200m 范围内无声环境敏感点，经过距离衰减后，正常生产情况下对周边村屯产生影响较小。

5.4.2.4.车辆噪声影响分析

车辆噪声属流动性线源。进入生产期后，各种工程车辆大为减少，车辆噪声也相对降低，因此不会对区内居民产生影响。

5.4.3.退役期噪声对环境的影响分析

本项目服务期满后，地面设备拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声，因此项目退役施工对场区周围声环境质量影响不大，可以接受。

5.5.固体废物环境影响分析

5.5.1.施工期

（1）拆除设备

拟拆除现有加热炉及配套设施等由吉林油田物资处理中心回收利用。

（2）废焊头

本项目管线施工过程中产生的固体废物主要来源于焊条使用后产生的焊条头，统一收集后综合利用。

（3）生活垃圾

本项目施工人员生活垃圾集中收集后由环卫部门统一处理。

综上分析，项目施工期产生的固体废物均能得到妥善处置，不会对区域环境产生二次污染。

5.5.2.运行期

（1）维修废油

风电机组维修时产生少量废弃润滑油，危废编码为 900-217-08，单独暂存在大安油土暂存池，由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（2）废变压器油

废变压器油为达到使用寿命后更换的废变压器油，危废编码为 900-220-08，变压器油一般 5 年更换一次，更换后不在厂区内暂存，直接由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（3）废催化剂

本工程安一联、H75 接转站新建的燃气发电机烟气采用 SCR 技术脱硝，催

化剂主体成分为钒钨钛系列，使用的脱硝催化剂每 3 年更换一次，属于危险废物（HW50 废催化剂），代码为 772-007-50，更换后不在厂区内暂存，直接由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（4）废锂电池

本项目储能电池选择磷酸铁锂电池，电池在使用到寿命后需要更换，电池使用周期一般为 5～8 年，更换下来的磷酸铁锂电池不属于危险废物，更换后直接由有电池处置资质的单位处理。

（5）废离子交换树脂

本工程共设 8 套软化水制备系统，采用离子交换树脂制备软化水，为保证制备效率，由厂家定期更换，需每 2 年更换一次，属于一般固体废物，不在厂区内暂存，更换后由厂家直接回收。

（6）废旧太阳能电池板

本项目太阳能光伏发电电池板需要由厂家定期更换，产生的废旧太阳能电池板由厂家回收。

（7）废风机叶片

项目风机叶片为玻璃钢材质，设计寿命为 20 年以上，寿命期内无需更换，达到寿命后废弃叶片外售综合利用。

综上分析，项目产生的固体废物均能得到妥善处置，不会对区域环境产生二次污染。

5.5.3.退役期

退役期固体废物主要为拆除的废旧管道、设备等。

拟采取的主要污染防治措施:地面设施拆除废旧管道、设备经清洗后统一回收至吉林油田物资处理中心回收利用。

5.6.土壤环境影响分析

5.6.1.施工期

5.6.1.1.土壤侵蚀

油田开发建设过程中，对土壤将会产生一定的扰动，土壤侵蚀量可按下式计算：

$$W=\sum_{i}^{1}\left(F_{i}M_{i}KT_{i}\right)$$

式中：W-预测的土壤侵蚀量，t；

F_t-预测的土壤侵蚀面积，km^2；

M_t-背景土壤侵蚀模数，$t/km^2 \cdot a$；

K-土壤侵蚀模数加速系数；

T_t-预测时段，a。

工程分析可知，本项目施工期临时占地合计扰动土壤面积约为 10.81hm^2，运营期永久占地面积 0.18hm^2，占地类型主要为旱田、水田、其他草地。综合背景侵蚀模数 1000t/km^2.a，施工土壤扰动后，大大增加了土壤侵蚀模数，施工期土壤侵蚀模数加速系数确定为 2.5，生产期土壤侵蚀模数加速系数确定为 1.5。本项目土壤侵蚀预测结果及施工前后土壤侵蚀量变化情况见下表。

表 5.6-1 油田开发前后土壤侵蚀量预测

预测时期	侵蚀面积（hm^2）	背景侵蚀模数（t/km^2.a）	背景侵蚀量（t/a）	侵蚀模数（t/km^2.a）	侵蚀量（t/a）	增加量（t/a）
施工期	10.81	1000	108.1	2500	270.25	162.15
运营期	0.18	1000	1.8	1500	2.7	0.9

可见，在施工期发生的土壤侵蚀量约为 270.25t/a，与背景土壤侵蚀情况相比增加了约 162.15t/a 的流失量，运行期后地表植被的破坏依然可能发生土壤侵蚀，但侵蚀量将比施工期明显减少，土壤侵蚀量约为 2.7t/a，比背景增加土壤侵蚀量约 0.9t/a。可见施工期对工程影响范围内的土壤侵蚀有一定的影响，应注意加强水土保持工作。

5.6.1.2.施工临时占地对土壤的影响

本项目对土壤的影响主要来输气管道敷设、自风电场、光伏电站、各站内改

造、道路建设及供配电线路等临时对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，土壤结构是土壤质量好坏的重要指标，特别是团粒结构，它是土壤质量的重要指标，团粒结构占的比重越高，表示土壤质量越好，团粒结构一旦被破坏，恢复需要较长时间，而且比较困难。施工过程中对土地的开挖和填埋，容易破坏团粒结构，干扰团粒结构的自然形成过程。施工过程中的机械碾压、人员踩踏等活动都会对土壤结构产生不良影响。

②破坏土壤层次

土壤在形成过程中具有一定的分层特性，土壤表层为腐殖质层，中层为淋溶淀积层，底层为成土母质层。在耕作区，土壤经过人类改造，其土壤层次、深度与自然条件下形成的土壤还有一定区别，表层为耕作层，深度约为 15-25cm，中层离管线施工临时占地的影响：管线施工中由于临时堆放设备材料等临时占地均在管线开挖的宽度为 6m 范围内。所占用的绝大部分土地是可以复垦利用的。但因施工过程中底层 20～40cm，40cm 以下为母质层。耕作层是作物根系分布密集区，土壤肥力、水分集中分布区。管线开挖和回填过程中，必然会对土壤原有层次产生扰动和破坏，使不同层次、不同质地的土体产生混合，特别是耕层土壤被混合后，直接影响农作物的生长和产量。

③影响土壤的紧实度

在施工机械作业中，机械设备的碾压，施工人员的踩踏使土壤紧实度增高，影响地表水的入渗，土体过于紧实不利于作物的生长。

④土壤养分流失：在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远比心土层养分好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，管线工程对土壤养分的影响与土壤本身的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%-40%，土壤养分下降 30%-50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使是对表层土实行分层堆放和分层覆土，也难以

保证管线工程完工后覆土表层土的养分不至于流失。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。而在实际操作中，如果施工队伍素质较差，管理又不善的话，就不易做到表土的分层堆放和分层覆土，管线工程造成的土壤养分流失就更加明显。

5.6.2.运行期

本项目更新输气管道 3km，输送的介质为接转站分离净化的伴生气，本项目对土壤可能产生影响的途径主要为输气管道泄漏管道中的少量凝析油、风力发电站等事故油池等通过入渗进入土壤，污染因子为石油烃。

事故状态下，少量油类物质可能会对周围的土壤产生一定的影响，若降雨产生地表径流，可能会间接影响周边农田。烃类污染物只要集中在土壤上层，迁移深度较浅其主要危害表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。根据文献资料表明烃类污染物在渗透过程中不断地被土壤吸附。由于土壤是复杂的不均一体系，石油烃成分在剖面土壤中的分配系数也有所区别。因此，不同深度土层接受到的含油污水起始浓度不同，在不断分配的过程中引起剖面各层位中石油烃滞留的差异。由于石油烃具有疏水性，一般高碳数的石油烃类污染物在水中溶解度较小，迁移能力较弱。低碳的石油烃类辛醇-水分配系数较小、在水中溶解度较大，易被水流携带参与淋溶再分配过程，迁移至较深土层，对地下水存在潜在污染的环境风险。

石油烃类物质为累积性污染物，其组成多为大分子有机物质，既可与土壤中的有机质产生分配作用，又可以被吸附在土粒表面上。土壤对于石油烃的截留作用很强，且迁移深度与石油烃类浓度有关。因此一旦土壤遭到石油类污水污染，土壤的清污厚度应在 30cm 左右，清污工作需尽快完成。类比各油田的石油类在各类土壤中的截留分布看，粘土层的截留率在 70%～90%，砂土层为 20%～50%。本项目所在区域表层土壤多为粉质粘土，这为石油类物质在地表的吸附截留提供了良好的条件。加强管理，降低事故发生概率，对区域土壤生态环境影响较小。本项目实施后，输气管道泄漏风险大大降低，不会增加对土壤环境不利影响。事故油池采取防渗措施，一般不会对土壤环境产生不利影响。

5.6.3.退役期

油田运行结束闭井后，一般地下设施保留不动，将地面部分拆除，使开发区块恢复到原来的土壤环境质量。

各种机动车辆固定线路，禁止随意开路，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内。对拆除站场进行平整，清除地面上残留的污染物如含油废物等，检测土壤污染物含量是否达标，必要时采取土壤修复措施。

5.7.生态环境影响分析

油田开发对生态环境的影响因素较多，但主要集中在开发施工期，开发活动带来的占地影响是最主要的生态影响因素。虽然实际占地面积较小，但占用土地使原来的土地结构发生变化，因而带来一系列的影响。进入生产运行期后，永久占地限定在较为固定范围内，临时占地等逐渐得以恢复，对区域生态环境的影响相对较小。在退役期主要是对油田开发生态影响的恢复过程，有利于生态环境改善。

5.7.1.对区域植被的影响评价

本项目区域植被主要为人工植被为主，区域以旱田和水田为主，零星分布有草地生态系统，以盐碱草地为主。油田开发建设过程中临时占地主要集中油田开发施工期内，主要表现在风电场、场站、输气管道敷设、道路建设等方面。工程建设完成后，临时占地将全部恢复原貌。

5.7.1.1.对农田植被的影响分析

1、占用农田面积

本项目施工期临时占用农田面积 3.15hm^2，生产期不新增永久占用农田面积。本项目占用农田面积统计详见下表 5-17。

表 5-1 本项目占用农田面积统计

占地部门	临时占用旱田（hm^2）	临时占用水田（hm^2）	需要恢复的占地（hm^2）
管线工程	-	1.8	1.8
供配电线路	0.65	-	0.65
风电场及道路	0.7	-	0.7
合计	1.35	1.80	3.15

1、对农作物的影响分析

项目施工过程中会对当地农业生态环境产生一定的影响。但由于施工期较短，不会引起较大的农作物产量损失和生物量减少。

本工程施工对作物的影响主要表现为，一是临时占地，直接造成当年的作物损失。特别是对基本农田的占用，会影响到其后几年的生产能力。二是破坏土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的农作物产量下降。为施工后的复垦质量和面积与复垦前相当，要求对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

本工程复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2～3a 可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。

若农田施工均在非农耕季节进行，不影响种植，只对产量造成影响。施工暂时性损失计算公式：

$$Y=S\times(W_1-W_2)\times(N+1)/2$$

式中：S-施工区域面积，hm^2；

W_1-该土地类型单位面积产量，kg；

W_2-施工后单位面积产量，kg；

n–恢复至施工前状态所需时间，年。

农田在管线工程施工 2～3 年可恢复生产力，根据调查，本区农作物主要为玉米及水稻，当地玉米单产按 9.0t/hm^2 计算，水稻单产按 9.5t/hm^2 计算。施工期如果安排在作物生长期，则将可能造成玉米减产 12.83t/a，水稻减产 16.2t/a，可能带来的农业经济损失为 7.16 万元/a；如果施工期安排在冬季进行，则不会对农作物造成产量和经济的直接影响。建议适当安排工期，尽量避开农作物生长期，减少对农田生态系统的不利影响。

表 5.7-1 工程占地作物经济损失统计表

时段	占地类型	占地面积（hm^2）	单产（t/hm^2）	农作物损失量（t）	农作物单价（万元/t）	经济损失（万元）
临时占地	旱田	1.35	9.5	12.83	0.23	2.95
	水田	1.8	9	16.2	0.26	4.21
合计		3.15	/	26.18	/	7.16

2、对农田植被生物量的影响分析

据工程分析可知，工程占地将减少评价区内的植被生物量，施工 2～3 年可恢复生产力。本工程占用耕地，旱田生物量按 35t/hm^2 计算，水田生物量按 17t/hm^2 计算。生物损失量约为 77.85t/a。施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，对临时占地区域全部恢复地表形态并进行植被恢复。

本项目占地生物量损失统计情况详见下表。

表 5.7-2 工程占地生物量损失统计

时段	占地类型	占地面积（hm^2）	单位生物量（t/hm^2）	生物损失量（t/a）
临时占地	旱田	1.35	19	47.25
	水田	1.8	17	30.6
合计	/	3.15	/	77.85

5.7.1.2.对草地植被影响

本项目主要管线施工时临时占用盐碱草地，植被主要为碱蓬—碱茅、羊草—碱蓬。这类草场草层高度为 40～50cm，盖度在 20～40%之间，产鲜草 2250～2850kg/hm^2，产量较低，但草质较好。盐碱草地的平均生物量约为 1.35t/hm^2。由于近年过度放牧，草场普遍退化，沙化、盐渍化严重，出现大面积碱斑，草场明显退化。

本项目施工中，所占盐碱草地的植被可能被临时破坏。项目施工临时占用盐碱草地面积 6.22hm^2，将造成生物量损失 8.40t。此外，由于盐碱草地的破坏，有可能使盐碱草地进一步退化。一是由于植被减少，固定土壤能力下降，会导致土壤沙化加剧；二是盐碱草地质量会退化，如碱蓬杂草类草甸向碱斑退化。

由于施工破坏了盐碱草地生态系统的完整性，使其生态结构发生了一定的改变，对盐碱草地生态系统的功能会产生一定的不利影响。但由于这种破坏属于临时性的，且由于破坏宽度不大，破坏带呈条状或零星斑块分布，所以在每个局部地区其影响范围并不很大。施工结束后通过人工或自然植被恢复，盐碱草地系统的生态结构和生态功能亦会逐渐得到恢复，因此本项目施工的影响是暂时的，不至于造成永久性的不良影响。

5.7.2.对区域野生动物影响分析

评价区内的农区野生动物种类、数量均不丰富，主要为一些常见种和伴人种，如啮齿类、村栖鸟类等。油田开发活动对这些野生动物的生境虽有一定影响，使其

栖息地受到一定破坏，但这些物种均不属于国家和吉林省的重点保护物种，并且这些与人相伴的野生动物经过长时间与人类的接触，已经逐渐适应了人类的活动的影响，短暂的施工期开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的“干扰”，随着油田开发进入正常生产期，对野生动物的干扰强度明显下降，动物有可能逐渐熟悉新的油田景观，野生动物种群和数量有可能逐渐恢复。

5.7.3.对鸟类的影响

根据《吉林省林业和草原局关于公布吉林省重要候鸟迁徙通道范围的通知》（吉林护〔2023〕522 号）及中国候鸟迁徙路线图，本项目建设位置不在吉林省重要候鸟迁徙通道范围内。

本项目光伏电场位于已建场站内，规模小，占地面积不大，对鸟类的活动及栖息环境产生影响较小。

本项目所在范围内仍有一定数量的鸟类分布。预计工程建成后，新景观的出现尤其是风机的建设可能会对本区域内鸟类活动产生一定影响。本项目风力发电设置 3 座风机，风电机的风叶在旋转发电过程中，可能与飞行的鸟类相撞，一旦产生撞击，必然造成鸟类的死亡。鸟类在迁徙途中，绝大部分鸟类的飞行高度在 150m 以上，其中鸻鹬类鸟类飞行在 150~400m 高度之间，鹭类在 150~600m 高度之间，鹳类在 350~750m 高度之间，鹤类在 300~700m 高度之间，雁鸭类在 350~1200m 高度之间，鹰隼类在 100~200m 高度之间，雀形目鸟类在 0~100m 高度之间；鸟类在栖息地觅食过程中，雁鸭类活动飞行在 0~20m 之间，鸻鹬类活动飞行在 0~10m 高度之间，鹰隼类活动飞行高度在 0~100m 高度之间，雀形目活动飞行高度在 0~60m 高度之间。风机叶片的高度在 30~150m 之间，绝大多数鸟类的飞行高度不在风机高度范围内。因此，在天气状况良好的情况下，绝大多数鸟类与风机的相撞概率较小，只有鹰隼类与雀形目鸟类在飞行过程中与飞机相撞存在一定的概率。在夜间，或者在不良天气条件下如有雾、烟、密云等以及能见度很低的白天，发生碰撞而致鸟类死亡的几率会提高，尤其对大型猛禽鸟类，撞击风险等级会大大增加。然而，在迁徙途中的停歇地，鸟类在当地会频繁往来于休息地与觅食地之间，从而飞越风机区，此时鸟类的飞行高度多处于风机叶片转动的范围内，风机对鸟类存在一定威胁，但总体上看，影响不大。从现有运行风电场对鸟类影响研究成果及从其它已运行风电场对鸟类影响的观查结果看，风电机组不会对大量的鸟类构成致命危险。常见鸟类大都

体型较小，飞行灵活，加之风机等障碍物目标明显，很容易看清而避开，所以它们碰撞风机发生的机率也很低。因此，风电场的运行不会对鸟类迁徙和嬉戏产生较大影响。

5.7.4.对景观的影响

本项目建成后，太阳能发电装置的架设和风机安装将一定程度影响区域的景观格局，特别是对紧邻公路景观的影响。项目建成后光伏板、风机和绿色植物相互结合形成新的景观，对区域景观的影响是可以接受的。

5.7.5.光环境影响

太阳能光伏发电由于表面的玻璃体反光，会对周边环境和上空产生光学污染。本项目采用的光伏组件的晶硅板片表面涂覆有防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过防反射处理，因此太阳能光伏组件对阳光的反射以散射为主。其总反射率远低于玻璃幕栏，无眩光，故不会产生光污染。

5.7.6.对基本农田的影响分析

本项目位于大安市境内，该区域基本农田保护率相对较高，一般可在 85～90%左右。本工程虽然在设计过程中尽量避免占用基本农田，但现有井场及更新管线位置已固定，选址具有不可避让性，工程临时占地不可避免地占用基本农田。本项目不新增永久占用基本农田，临时占用农田面积 3.15hm^2，其中基本农田面积 2.50hm^2，施工结束后进行复垦。

由于评价区基本农田保护率较高，且受油藏分布限制，油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田，新开或改良非基本农田，保持基本农田面积不减少，耕地质量不降低，确保区域基本农田的动态平衡。

5.7.7.对黑土地的影响分析

本项目挖掘管沟时，执行分层开挖的操作制度。即表层耕作土与底层耕作土分开堆放，将表土单独堆放在管沟一侧，并加盖防尘网，并设置标示；待施工结

束后，再施用到要进行植被建设的地段，使其得到充分、有效的利用。管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上。尽可能保持作物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后多余的土应平铺在田间或作为田埂、渠埂，不得随意丢弃。

本项目位于白城市大安市境内，项目临时占用农田 3.15hm^2，施工阶段会占用一定的黑土地，不可避免的条件下，严格按照《吉林省黑土地保护条例》实施黑土地保护，加大黑土区水土流失治理力度，发展保护性耕作，促进黑土地可持续发展。

5.7.8.大安市水源涵养重要区影响分析

本项目为油田配套建设工程，施工期不涉及砍伐林地。工程施工过程最大限度控制占地范围、管线施工表土剥离后妥善存放，施工结束后恢复表层土壤和植被，保护黑土地，不损害生态服务功能和生态产品质量；本项目施工期不涉及砍伐林地，工程不在国家沙化土地封禁保护区内；项目施工期及运营期无废水外排，不会导致水体污染；本工程建设符合主体功能定位；本工程区域不属于崩塌滑坡危险区和泥石流易发区，不涉及植物保护带，施工期会产生植被破坏，在施工结束后及时恢复地表，不损害区域水源涵养功能。

5.7.9.大安市防风固沙重要区影响分析

本项目为油田配套建设工程，本项目符合产业政策，且施工期及运营期污染物达标排放。本项目管线工程部分位于该优先保护单元内，管线施工严格控制临时占地，在采取表土剥离单独堆放，施工结束后及时覆土，并进行植被恢复后对区域生态影响十分有限，不会损害区域生态服务功能和生态产品质量。本项目不涉及砍挖灌木及其他固沙植物，不涉及沙化土地封禁保护区。

5.7.10.退役期生态环境影响分析

油田运行结束闭井后，一般地下设施保留不动，地面设施拆除并采取生态恢复措施，使开发区块恢复到原来的自然景观。

第六章 环境风险影响分析

6.1.评价依据

1、风险调查

本项目涉及的主要危险物质输气管道输送的伴生天然气，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目突发环境事件风险物质及临界量详见下表。

表 6.1-1 突发环境事件风险物质及临界量

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	天然气	74-82-8	10

2、风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I，当 Q≥1 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。

项目施工期无危险单元。因此本次评价以运营期为主要评价时期，运营期主要将输气管道划为危险单元。本次伴生气管道大 45 接转站至大干面阀室间段局部更新，更新管线长度约 3km，采用无缝钢管 D168×6，更新段输气管道两个截断阀（大 45 接转站至大干面阀室）间 12km，天然气最大在线量为 228m^3，更新工作压力 6.3MPa，折算为标况天然气体积 14404m^3，天然气的密度取 0.71kg/m^3，折算天然气则最大量为 10.23t。

风险物质数量及临界值比值（Q）计算如下表所示。

表 6.1-2 风险物质数量级临界比值（Q）计算表

位置	物质名称	最大储存量（t）	临界量（t）	Q
输气管线	天然气	10.23	10	1.023

由上表可知，本项目储运单元和生产单元的危险物质数量与临界量比值：Q=1.023，1≤Q＜10。经辨识，本项目危险物质及工艺系统危险性（P）分级为 P4，环境敏感程度为 E3，因此，本项目环境风险潜势为Ⅰ。

6.2.评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险潜势为I，本项目风险评价工作等级为简单分析。

6.3.敏感目标

本项目环境风险评价工作等级为简单分析，不设置风险评价范围。结合项目特点，确定本项目环境风险敏感目标为项目各要素环境保护目标，详见前文 1.7 环境保护目标章节。

6.4.环境风险识别

1、物质风险识别

天然气以甲烷为主，其含量达到 74.2%，其他 C2～C6 含量在 25.8%左右。烃类物质的毒性较低，主要具有麻醉和刺激作用，对呼吸道粘膜和皮肤有一定的刺激作用，但较长时间接触后会有头痛、眩晕、呕吐、眼角膜充血等人身危害。甲烷的主要性质、危险性及环境标准见下表。

表 6.4-1 甲烷主要性质及危险特性一览表

标识	中文名：甲烷		英文名：naturalgas
	分子式:主要成分为 CH_4		分子量：16
	危规号:21007	CAS 号：74-82-8	UN 编号：1971
理化性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性:微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点(℃)：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度:(水=1)0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.55
	饱和蒸汽压(kPa)53.32（-168.8℃）		禁忌物:强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3
	稳定性:稳定		聚合危害:不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482～632		闪点(℃)：-188
	爆炸下限(%)：4.145		爆炸上限(%)：14.555
	最小点火能(MJ)：0.28		最大爆炸压力(kPa):680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险		
	灭火方法:切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。		
健康危害	侵入途径：吸入。		
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤		
	急性中毒：当空气中浓度达到 20～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可至窒息死亡。		

	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC300mg/m^3

2、生产设施风险识别

根据本项目建设特点，本项目风险事故主要来自输气管线各种事故引起的环境风险。本项目的危险有害场所划分见下表。

表 6.4-2 主要危险作业场所危险有害因素表

系统名称	工艺单元	介质	主要危险特性	火灾风险类
储运系统	输气管道	天然气	泄漏、火灾、爆炸	甲类

3、风险因素识别

（1）本项目输气管道埋深位于冻土层以下，发生凝管现象较低。

（2）本项目采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的无缝钢管，管线服务寿命长达 20～30 年，可以保证油田开发期、生产期的输水任务。

（3）人为因素包括操作失误、无意破坏和有意破坏。

（4）设备及施工缺陷主要发生在更新管线上，由于管材制造上的缺陷、制管和现场焊缝缺陷、未经处理的凿槽或压痕等机械损伤或外力操作等结构破坏因素的影响，可能在承受压力情况下造成管道破裂。

（5）自然灾害如雷击、暴雨、洪水，地震等也是引发事故的原因之一。

6.5.环境风险分析

6.5.1.风险事故对环境空气质量的影响分析

伴生气泄漏事故会直接对环境空气造成影响。泄漏对大气环境的影响主要指各种烃类气体逐渐挥发进入大气造成烃类污染。因泄漏而造成的大气污染的程度，一般取决于天然气组成成分、泄漏量、覆盖面积、气温及持续时间等。输气管线一旦发生泄漏，有可能会在泄漏源周围形成爆炸性天然气云团，如遇到明火、机械摩擦、碰撞火花等火源，便有可能引起火灾爆炸，危及到设备及人身安全。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。但项目所在区域相对空旷，烟气及一氧化碳等可以得到扩散，在采取紧急处理措施后对区域环境影响相对有限。

6.5.2.风险事故对地表水环境的影响分析

输气管道泄漏若遇明火，引发的火灾事故，产生大量消防废水，若处理不当，

在降雨地表径流作用下，可能进入区域地表水体，将会对水质产生一定影响，本项目输气管线输送的天然气为接转站分离后经空冷净化器净化后天然气，基本不含凝析油，施工状态下，消防废水由专用罐车收集后统一送联合站处理，基本不会对地表水环境产生影响。

6.5.3.风险事故对地下水环境的影响分析

因管道及设备腐蚀穿孔引起的污水泄漏事故多发生在油田投产若干年后，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。

由预测可知，管线泄漏事故发生后 100 天时，预测超标距离最远为 21.2m；1000 天时，预测超标距离最远为 63.4m；5000 天时预测超标距离最远为 155.7m。根据现场调查，项目距离分散式饮用水水源地最近的为更新管线西侧 437m 的前两家子分散式水源井，位于地下水流向上游。项目区域已集中供水，取水目的层为第三系碎屑岩类裂隙孔隙承压水，与潜水含水层间有隔水顶板，村屯无使用潜水作为饮用水源，村屯仅有的潜水井主要功能为灌溉，因此，本项目管线泄漏在及时发现及时处理的情况下对附近村屯地下水饮用水水源影响较小。本项目实施后，输气管道泄漏风险大大降低，不会增加对地下水环境不利影响。

6.5.4.管线运输过程事故风险分析

输气管道的腐蚀原因一是埋地土壤对管道的腐蚀，二是管道内液体对管道壁的腐蚀。管线腐蚀是油田开发存在的主要风险因素。

针对本区块土壤类型的特点，本项目管线均采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的无缝钢管，同时采用夹克管保温、防水，以满足输送需求。管线服务寿命长达 20～30 年，若发生输气管道因腐蚀泄漏时，由于管线压力变化比较容易发现，及时采取必要的处理措施则可将造成的污染局限于局部环境，而不会造成大面积的区域性污染。

6.6.环境风险防范措施及应急要求

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都必须采取必要的预防措施，以避免事故的发生或使事故造成的危害降低到最低。对于人为因素引起

的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和强化环境管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要依靠采取各种措施来预防。尤其针对本项目环境保护目标的风险防范，需严格遵守以下风险事故预防和处理措施。

6.6.1.环境风险防范措施

6.6.1.1.管线泄漏风险防范措施

（1）管线泄漏：对输气管道，应采用适宜其特性的内防腐材料，外防腐应保证施工质量，不能裸露管线，焊口完工后更要做好防护保温层。在特殊地域内要按不同状况做好技术施工处理，加强防护，预防管线破裂造成天然气泄漏。

输气管道泄漏后应及时将含油土回收并处理，尽量减少对土壤的污染，以免在大雨条件下对附近水体的污染。

①加强事故风险防范措施。出现输气管道泄漏事故后，除立即关闭管道进行堵漏，输气管线泄漏应及时清运泄漏处的油土。一方面缩短污染附近土壤的时间；另一方面减少了油土在地面的停留时间，从而也减少了原油随雨水下渗而污染地下水的机会。同时及时清运油土，减少其在事故地点的停滞时间，也可避免在大雨、大水条件下，污染物随地表径流进入附近水域污染水体事故的发生。另外加强管线的防腐保温措施和日常巡护工作也可有效地防止管线发生泄漏事故。

②加强管道防腐保温措施。加强管线的效防腐保温措施，既可以防止发生泄漏事故，又可以减少输送能量消耗。本项目拟建管线不仅外层均采取了一系列合理有效的防腐、保温、防水、防静电措施，并且对各穿越点根据其各自特点均采取了特殊的防护措施。

③加强管道的日常巡护工作，发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗气的发生。

（2）管理措施

要强化环境管理，加强油气输气管道的设备管理，合理使用，强制保养，计划检修，保证闭式集输流程正常、稳定运行。加强职工安全教育，严格按操作规程办事，杜绝因责任心不强而造成的事故。

6.6.1.2.场站事故风险防范措施

（1）站内定时巡检，及时发现并处理容器、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，

避免出现大量油水、燃气泄漏；

（2）建立监测系统，及时发现和处理油气泄漏和其他安全隐患；

（3）定期维护保养容器、设备和站内管线。

（4）加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患。

（5）站内布局科学合理，必须符合各项环保安全、防火规定，消防设施齐全；各种生产设施特别是油气储存系统严格执行各项安全、防火规定，以杜绝火灾和爆炸事故。

（6）建立先进的计算机管理网络，通过管道专用软件实现对管道运行状态进行监控分析。在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现并报告可能的漏气事故，及时处理。

（7）装置内设置隔爆型手动报警按钮及隔爆型声光报警器，用于实现现场火灾情况时的报警功能。

（8）站内工艺设备配套数据采集仪表。站控 PLC 系统实现分级控制，实现站内设备运行远程监控。

（9）风机及光伏发电站在主变基础和箱变基础四周设置挡油池，并与事故油池通过管道连接，事故状态下产生的废变压器油通过挡油池流入事故油池，油池采用混凝土油池。

一旦发生泄漏等风险事故，采用吸油毡、砂土等及时收集泄漏污染物，避免外逸；从而有效防止原油对附近土壤以及地下水的污染。含油废物等最终送至有资质单位进行处理。

6.6.1.3.地下水环境风险防控措施

（1）工程措施：管线进行防腐处理，保证管线质量，防治漏失现象发生。

（2）管理措施：加强巡检、对机构内成员单位的有关人员进行应急技术培训和考核。

（3）地下水监控措施：地下水监控点监控地下水水质变化情况，一旦发现水质遭到污染，立即进行控制和治理，确保周边居民饮用水安全。

及时处置：一旦发现事故，立即处置。在发现了事故后做到在 5 天内及时处理事故源，15 天内控制污染扩散至居民，确保周边居民饮用水安全。

6.6.2.应急要求

6.6.2.1.应急预案

企业成立环境风险事故应急救援“指挥领导小组”，由总经理、有关副总经理及安全环保、保卫等部门领导组成，下设应急救援办公室，日常工作由安全环保部门兼管。发生重大事故时，以指挥领导小组为基础，立即成立风险事故应急救援指挥部，总经理任总指挥，有关副总经理任副总指挥，负责应急救援工作的组织和指挥。如若总经理、有关副总经理不在企业时，由安全环保部门负责人为临时总指挥，全权负责应急救援工作。

2）机构职责

指挥领导小组：负责单位“预案”的制定、修订；组建应急救援专业队伍，组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作。

指挥部：发生重大事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援经验教训。

3）人员分工

总指挥组织指挥全厂的应急救援；副总指挥协助总指挥负责应急救援的具体指挥工作。环保安全科长协助总指挥做好事故报警、情况通报及事故处置工作，负责事故现场及有害物质扩散区域内的洗消、监测工作，必要时代表指挥部对外发布有关信息；保卫科长负责灭火、警戒、治安保卫、疏散、道路管制工作。

4）专业救援队伍

企业内设不脱产的专业救援队伍，由各部门职工经培训后组成，分为抢险抢修队、医疗救护队、义务消防队、通讯保障队，负责事故控制、救援和善后处理工作。

（3）应急程序

1）一级预案启动条件

一级预案为站内事故预案，即发生的事故为各危险源因管线阀门接头泄漏仅局限在厂区范围内，对周边及其他地区没有影响，只要启动此预案即能利用本单位应急救援力量制止事故。

当企业发生环境事故或紧急情况后，事故的当事人或发现人采取应急措施防

止事故扩大并立即向指挥领导小组报告。指挥领导小组指挥专业救援队伍对环境事故或紧急情况按本单位应急措施进行处理。

2）二级预案启动条件

二级预案是所发生的事故为泄漏引发爆炸，估计波及管线沿线周边居民，为此必须启动此预案，并迅速通知周边居民及地方政府，在启动此预案的同时启动一级预案，不失时机地进行应急救援。

（4）安全防护

1）应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，配备相应的专业防护装备，采取安全防护措施，严格执行应急人员出入事发现场程序。

2）受灾群众的安全防护

现场应急救援指挥部负责组织群众的安全防护工作，主要工作内容是：①根据突发环境事件的性质、特点，告知群众应采取的安全防护措施；②根据事发时当地的气象、地理环境、人员密集度等，确定群众疏散的方式。

3）企业需要指定各单位的联络人，并有联系电话，当发生比较大的事故，要在第一时间通知可能受影响的单位，组织大家撤离。撤离过程中要请求环保、公安、民政等部门协助，妥善安排撤离人员的生活。撤离后要对影响区进行环境监测，当环境恢复到功能区划的要求，并经过环保、卫生等部门的同意，事故得到有效控制的前提下。可以安排撤离人员返回。

（5）应急终止

1）应急终止的条件

事件现场得到控制，事件条件已经消除；

污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；

事件所造成的危害已经被彻底消除，无继发可能；

事件现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；

采取了必要的防护措施以保护公众免受再次危害，并使事件可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平。

2）应急终止的程序

现场救援指挥部确认终止时机，经应急指挥领导小组批准；

现场救援指挥部向所属各专业应急救援队伍下达应急终止命令。

3）应急终止后的行动

部门及突发环境事件单位查找事件原因，防止类似问题的重复出现。

对应急事故进行记录、建立档案。并根据实践经验，组织有关类别环境事件专业部门对应急预案进行评估，并及时修订环境应急预案。

参加应急行动的部门负责组织、指导环境应急队伍维护、保养应急仪器设备，使之始终保持良好的技术状态。

表 6.6-1 应急响应程序

序号	程序	应急程序
1	报告和接警	接到报警后向单位应急领导小组和应急办公室汇报。情况紧急时，事发单位可越级直接向上级应急领导小组报告，同时向当地政府主管部门报告。
2	预警	单位应急领导小组或应急办公室接警后，应立即做好以下工作： （1）立即向应急领导小组副组长报告。 （2）通知有关职能部门。 （3）跟踪事发单位应急处置动态。
3	应急行动	当环境突发事件危险已经消除，经过评估确认不再构成威胁，应急领导小组或应急办公室可适时下达预警解除指令，并将指令信息及时传达至各相关职能部门。
4	响应解除	（1）立即召开首次会议，宣布进入应急响应状态； （2）通报事件情况，研究部署应急救援工作，审定应急有关事项； （3）向事发单位派出现场工作组； （4）协调应急专家、专（兼）职队伍和物资装备等应急资源，判断是否请求协调外部应急资源； （5）向上级应急领导小组报告事件有关信息； （6）贯彻落实应急领导小组的应急工作指令；突发事件得到有效控制，经过评估确认后，由现场应急指挥部提出解除现场应急状态的建议。
5	恢复	按照法律法规要求支付赔偿或补偿，并对遭受污染的生态环境进行恢复

（6）应急演习和应急技术培训

对于环保管理人员和有关操作人员应建立“先培训、后上岗”、“定期培训安全和环保法规、知识以及突发性事故应急处理技术”的制度。应急机构应定期对机构内成员单位的有关人员进行应急技术培训和考核，并每年进行一次模拟演习，以提高应急队伍的实战能力，并积累经验。

每一次演练后，企业应核对事故应急处理预案规定的内容是否都被检查，并

找出不足和缺点。检查主要包括下列内容：

事故期间通讯系统是否能运作；

人员是否能安全撤离；

应急服务机构能否及时参与事故抢救；

能否有效控制事故进一步扩大；

企业应把在演习中发现的问题及时提出解决方案，对事故应急预案进行修订完善；

企业应在危险设施和危险源发生变化时及时修改事故应急处理预案，并把对事故应急处理预案的修改情况及时通知所有与事故应急处理预案有关的人员。

（7）应急管理建议

1）加强职工教育、培训。

2）风险事故可能危及社会公众状态时，除通知上一级预案启动外，采取通过无线电、电视、电话等方式发布事故有关信息。

3）危及社会公众的事故终止后，采取相应的无线电、电视、电话等方式发布事故应急状态终止有关信息。

4）工程建成投产运行后，根据工程实际运行参数，对工程各装置环境风险预案进行进一步的修订、完善。

6.7.分析结论

本项目不存在重大危险源，物料涉及的有毒有害和易燃易爆物质为原油和伴生天然气。环境风险主要为泄漏、爆炸、火灾等，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

本项目环境风险简单分析内容表见下表。

表 6.9-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	吉林油田红岗采油厂低碳生产建设二期工程（新能源部分）			
建设地点	吉林省白城市大安市境内			
地理坐标	经度	124.15456295	纬度	45.45234898
主要危险物质及分布	主要分布在输气管道			
环境影响途径及危害后	输气管线发生物料泄漏及引起的爆炸、火灾等，对区域内的大气			

果（大气、地表水、地下水等）	环境、地表水环境、地下水环境有潜在危害性。
风险防范措施要求	针对环境风险制定管线泄漏事故风险防范措施，场站事故风险防范措施，火灾、爆炸等风险防范措施及相关应急预案，并进行培训和定期演练。

第七章 环境保护措施及其可行性论证

7.1.环境空气污染防治措施

7.1.1.施工期

（1）施工扬尘

施工期间挖土方对土壤的扰动、装卸和运输等施工活动均会产生扬尘污染，因此开挖施工过程应避免在大风天气施工；运输散装材料的车辆进行覆盖，避免扬尘对沿线空气的污染；施工场地和土方开挖时对作业面进行洒水降尘；施工场地四周设置不低于 1.8m 的围挡；原辅材料集中堆放并遮盖等，在采取上述措施后，施工扬尘在 150m 外可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。

（2）施工机械、车辆尾气防治措施

施工时，各种机械设备应选用尾气达标设备，施工机械燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油（或汽油）；运输管线的往返车辆产生汽车尾气影响是线状的，且易扩散，随着施工期的结束而消失。

（3）焊接烟气防治措施

使用安全环保的焊条，不使用带焊药的焊条。

（4）输气管线清管、试压废气

天然气管线清管及试压介质选用氮气，对环境空气影响不大。

采取以上措施后，施工期废气对大气环境影响较小。

7.1.2.运行期

本项目运行期的大气污染主要来自安一联、红 75 接转站新建燃气发电机产生的燃烧废气。发电机燃料采用清洁能源天然气，燃气发电机采用低氮燃烧技术，每台燃气发电机烟气经 SCR 脱硝系统处理后通过 15m 高排气筒排放。

SCR（选择性脱硝还原）烟气脱硝技术在一定条件下以尿素为还原剂，通过催化剂催化作用将 NOx 还原为 N_2 和 H_2O，催化剂材料一般为 V_2O_5-$WO_3(MoO_3)/TiO_2$。选择性催化还原（SCR）脱硝主要反应如下：

$2CO(NH_2)_2+2NO_2+O_2 \rightarrow 3N_2+2CO_2+4H_2O$

$2CO(NH_2)_2+4NO+O_2 \rightarrow 4N_2+2CO_2+4H_2O$

SCR 烟气脱硝技术使用催化剂时反应温度低，净化率高，可达 65%以上；工艺设备紧凑，操作可靠；还原后的氮气排空，对环境影响较小。

采取以上措施后，安一联燃气发电机排放烟气能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准要求，红 75 接转站燃气发电机烟气能够满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 中天然气燃气轮机标准要求。

2、输气管线密闭集输，选用无缝钢管，加强日常巡查，本项目建成后，大大降低了管线烃类气体泄漏风险，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）挥发性有机物排放控制要求。

3、项目采取清洁能源替代，预计节气 514.48 万方，总能耗减少 11115tce，碳排放量减少 30120tCO_2，实现节能减排。

7.2.废水防治措施

7.2.1.施工期

（1）设备清洗废水

拆除设备清洗废水通过系统进入所属联合站处理，处理达标后回注辖区地下油层，不外排。

（2）施工废水

施工废水主要污染物为 SS，不含其他有毒有害物质，采用沉淀池进行澄清处理，上清液用于洒水抑尘。

（3）生活污水

施工期生活污水排放量小，污染物简单，生活废水排入施工现场的可移动旱厕，施工结束后及时清掏用作农家肥。

综上，施工期采取的各项地表水防治措施均是可行且有效的。

7.2.2.运行期

1、软化水制备系统反冲洗废水

运营期废水主要为软化水制备系统反冲洗废水，废水经管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下。

红岗采油厂建有污水处理站三座，分别为红岗联合站、安一联和安二联，总设计规模为 $2.83\times10^4m^3/d$，实际处理量为 $2.27\times10^4m^3/d$，本项目运营期软化水制备系统反冲洗废水产生量

6336m³/a（19.2m³/d）。满足依托需要。处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质标准要求。

2、光伏组件表面清洗废水

为保障发电效率，需要定期对太阳能电池组件表面进行清洗，防止因积尘太厚而影响太阳能转化效率。电池组件表面主要污染物为灰尘。废水中主要含有 SS，根据同类比项目 SS 浓度约为 50mg/L，清洗废水直接用于站场内洒水降尘，因此对外界环境影响很小。

3、更新输气管道采用无缝钢管，加强日常巡查，本项目实施后，输气管道泄漏风险大大降低。

7.3.噪声防治措施

7.3.1.施工期

由工程分析可知，施工期噪声的影响主要是施工机械噪声对周围环境的影响。施工机械主要有挖掘机、推土机等，属于间歇式污染。

（1）施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

（2）限定施工作业时间，禁止在夜间（22:00-6:00）施工，严格执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）对施工阶段噪声的要求。

（3）加强对施工期噪声的监督管理。建设单位的环保部门应按国家规定的建筑施工场界噪声标准，对施工现场进行定期检查，实施规范化管理，对发现的违章施工现象和群众投诉的热点、重点问题及时进行查处，同时积极做好环境保护法规政策的宣传教育，加强与施工单位的协调，使施工单位做到文明施工。

（4）运输车辆应尽可能减少鸣笛，尤其是在晚间和午休时间。

采取以上措施后，施工期的噪声基本不会对周围环境产生大的影响，局部影响稍大的，也仅是在短期内的影响，施工结束影响即结束。

7.3.2.运营期

井场内新建风力发电机及场站内新建燃气发电机和各类泵体噪声。

（1）机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备，并安装减振基础；

（2）站内优化厂区平面布置，将高噪声设备放置在密闭厂房内，设备加装减振垫。

（3）注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

（4）提高风机的加工工艺和安装精度，使齿轮和轴承保持良好的润滑条件，避免或减少撞击力、周期力和摩擦力等。

（5）加强风机的日常维护，定期检查风机机械系统，当发生故障时，应立即停机检查。

（6）检修车辆应避让村屯，尽可能减少鸣笛，尤其是在晚间和午休时间。

通过采取以上措施后，能够确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

7.4.固体废物防治措施

7.4.1.施工期

（1）拟拆除站内现有 4 套加热炉及配套地上管道等设备，由吉林油田物资处理中心回收利用。

（2）本项目施工产生的焊条头经统一收集后，综合利用。

（3）运输车辆采用苫盖等封闭式运输车，不得随意抛弃、转移和扩散。

（4）施工人员生活垃圾不得随意丢弃，统一收集后，由当地环卫部门统一处理。

综上，本项目施工期固体废物妥善处置，不会对周围环境造成二次污染。

7.4.2.运行期

7.4.2.1.固体废物贮存及处置方式

（1）维修废油

风电机维修时产生少量废弃润滑油，危废编码为 900-217-08，单独暂存在大安油土暂存池，直接由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（2）废变压器油

废变压器油为达到使用寿命后更换的废变压器油，危废编码为 900-220-08，变压器油一般 5 年更换一次，更换后不暂存，由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（3）废催化剂

本工程安一联、H75 接转站新建的燃气发电机烟气采用 SCR 技术脱硝，催化剂主体成分为钒钨钛系列，使用的脱硝催化剂每 3 年更换一次，属于危险废物（HW50 废催化剂），代码

为 772-007-50，更换后不在厂区内暂存，直接由有危险废物处置资质的单位拉运处理。

（4）废锂电池

本项目储能电池选择磷酸铁锂电池，电池在使用到寿命后需要更换，更换后不在厂区内暂存，直接由有电池处置资质的单位处理。

（4）废离子交换树脂

本工程共设 8 套软化水制备系统，采用离子交换树脂制备软化水，为保证制备效率，需每 2 年更换一次，更换后不在厂区内暂存，直接由厂家回收。

（6）废旧太阳能电池板

本项目太阳能光伏发电电池板需要由厂家定期更换，产生的废旧太阳能电池板由厂家回收。

（7）废风机叶片

项目风机叶片为玻璃钢材质，设计寿命为 20 年以上，寿命期内无需更换，达到寿命后废弃叶片外售综合利用。

7.4.2.2.危险废物贮存

本项目运营期产生的危险废物包括维修废油、废变压器油、废催化剂。废变压器油、废催化更换周期较长，均不进行暂存，直接由危险废物处置单位拉运处理。维修废油在厂内暂存期间，企业应该严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）建造专用的危险废物暂存场所，将危险废物分类贮存，并粘贴危险废物标签，并做好相应的纪录。对相应的暂存场应建设基础防渗设施、防风、防雨、防晒并配备照明设施等，并与厂区内其他生产单元、办公生活区严格区分、单独隔离。固体废弃物在储存的过程中应妥善保管，并有专人管理。要设置足够容积的临时堆场。堆放场所应做水泥地面。对危险废物的转移处理须严格按照国家环保总局第 5 号令《危险废物转移联单管理办法》执行。

7.4.2.3.危险废物运输过程

本项目危险废物的运输由危险废物处置单位承担，通过道路运输，运输过程中首先应对危险废物密闭包装，避免跑、冒、滴、漏情况发生；其次应配备必要的应急工具，在发生运输事故的情况下可及时对危险废物进行收集，避免污染范围扩大；最后，运输路线的选择应尽量避开环境敏感点。运输过程严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》《危险废物转移管理办法》要求进行，可避免对环境产生污染影响。

7.4.2.4.危险废物委托处置

本工程建设单位尚未签订运营期危险废物的处置协议，根据吉林省生态环境厅核发的危险废

物经营许可证持证企业名单，本工程危险废物可由以下单位处置：

维修废油、废变压器油、废催化剂可委托吉林省磐岳环保科技有限公司处置，该单位位于吉林省白城市镇赉县黑鱼泡镇三家子村东北 1 公里处，核准的经营危险废物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物中非特定行业 900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-205-08、900-209-08、900-210-08、900-211-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08 900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08，年经营规模 2800t;HW13 有机树脂类废物中合成材料制造行业 265-101-13、265-102-13、265-103-13、265-104-13，非特定行业 900-014-13、900-015-13、900-016-13、900-451-13，年经营规模 500t；HW50 废催化剂中药品原料药制造行业 271-006-50，兽用药品制造行业 275-009-50，生物药品制造行业 276-006-50，环境治理行业 772-007-50，非特定行业 900-048-50、900-049-50，总计年经营规模 80000t。可满足本项目维修废油、废变压器油、废催化剂处理需求。

7.5.土壤环境影响防治措施

7.5.1.污染防治基本要求

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

1、源头控制措施

主要包括在管线及场站的工艺、设备、油水储罐等构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

2、过程控制措施

主要包括污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理。

3、应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

7.5.2.土壤环境保护措施

（1）恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

（2）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

（3）在站内设备拆除过程中采取有效防治土壤污染的措施，从源头控制土壤污染。

（4）项目管线采用无缝钢管，对输气管道，采用内、外防腐措施，外防腐应保证施工质量，不能裸露管线，焊口完工后更要做好防护保温层。在特殊地域内要按不同状况做好技术施工处理，加强防护，预防管线破裂造成天然气泄漏。

7.6.地下水环境影响防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

7.6.1.源头控制措施

严格按照国家相关规范要求，对管道采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。优化排水系统设计，管线铺设尽量采用可视化原则，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于含油物质泄漏而可能造成的地下水污染。

（1）管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

（2）管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。

（3）管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

7.6.2.分区防渗措施

本次输气管道属于重点防渗区，采用无缝钢管，管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K \leq 1\times10^{-7}$cm/s 防渗技术要求。其他无污染区进行简单防渗，满足一般硬化地面要求。

7.6.3.地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。

7.7.生态保护与减缓措施

7.7.1.严格控制施工临时用地

（1）对管线施工临时用地合理规划，严格控制施工作业带宽度。施工过程中应按照确定的施工范围，使用显著标志(如彩旗或彩色条带)加以界定。施工中人员和车辆活动应控制在施工作业带范围内，减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。

（2）一切施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，管线施工临时道路布置在临时占地范围内。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生，不随意开设便道。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

（3）站场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在道路、站场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

7.7.2.做好施工组织安排工作

本项目占地类型主要为耕地。为了减少对农作物的影响，合理安排施工工期。施工安排在秋冬季节，避开农作物的生长期，进而减少对农田生态系统的影响。

（1）应根据当地农业活动特点，尽量避免在青苗—收获时节进行施工，以减少农业生产损失。

（2）提高工程施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管线边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间。

（3）提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（4）合理安排施工时间及工序，基础及缆沟开挖应尽量避开大风天气和雨季，并尽快进行土方回填，及时处置弃土，将土壤得风蚀、水蚀影响降至最低程度。

7.7.3.严格控制行车路线

在施工期间由于大型车辆和机械设备很多，是造成对区内土地过度碾压、土壤向沙化转化的主要原因，因此控制车辆以及设备的行驶和占地范围是重要的防护措施，必须教育司机不能任意改变行车路线造成农田的不必要破坏。

7.7.4.基本农田保护及耕地复垦措施

本项目建设不可避免的临时占用基本农田，项目开工前需报有关主管部门审批后方可征用；并按《基本农田保护条例》的有关规定，“占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地”。耕地占补平衡，由吉林油田公司统一到省国土系统购买耕地指标。

农田植被的恢复主要为复垦，复垦可由当地农民自行进行，其费用已经包括在农田土地征用费中。对于基本农田的复垦，乡、村主管部门除了要保证面积不减外，还必须要求农民保证复垦农田的质量，并派人员监督检查。

工程永久占地不涉及基本农田，临时占用基本农田主要为 T3 风电场施工和更新输气管线施工，临时占用基本农田 2.5hm^2。施工前进行表土剥离，厚度 30cm，表土集中堆放在施工场地临时占地范围内，并加盖防尘网，并设置标示，施工结束后用于临时占地生态恢复。管沟施工过程中，分层开挖，分别堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题。开挖的土方及时回填，同时留出沉降高度，使地表坡度小于 5°，管线覆土后恢复地表植被。

占用永久基本农田必须恢复原种植条件、耕地面积不减少质量不降低。

7.7.5.黑土地保护措施

根据《中华人民共和国生态环境法典》、《吉林省黑土地保护条例》、《吉林省人民政府办公厅关于印发吉林省建设占用耕地耕作层土壤剥离利用管理办法的通知》（吉政办发〔2022〕17号），建设单位应按照标准和技术规范进行表土剥离，妥善保存表土，将表土单独堆放，并加盖防尘网。施工期结束后，应对临时占用的农田及时进行复垦，剥离的表土用于新开垦耕地和劣质耕地改良、高标准农田建设等。

本项目 T3 风电场施工和更新输气管线施工占用黑土地保护区，施工前进行表土剥离，厚度 30cm，剥离的表土应选择排水良好的平地进行临时堆放，并对堆放的土壤采取堆体覆盖和开挖临时排水沟等保护措施，防止水土流失。对于分层剥离的土壤，要分层堆放。作好记录。本项目表土集中堆放在施工场地临时占地范围内，并加盖防尘网，并设置标示，施工结束后用于临时占地生态恢复。管沟施工过程中，分层开挖，分别堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等

问题。待施工结束后，再施用到要进行植被建设的地段，使其得到充分、有效的利用。管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上。尽可能保持作物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后多余的土应平铺在田间或作为田埂、渠埂，不得随意丢弃；风机基础施工时，应将 0-30cm 的表层土单独堆存，回填时仍恢复地表土质，减小植被损失，缩短演替进程。

1、表土堆放技术要求

（1）平整堆土场地，并应符合下列要求：

a)利用人工或机械清除储存区范围内的树根、石块、建筑垃圾等异物；

b)确定推土机运行线路，对堆放区域进行平整。

（2）适当压实，并应符合下列要求：

a)若堆放时间不长，且临时占用耕地，地面适当整理即可，以便于日后复垦；

b)若堆放时间较长，可利用推土机或压路机对储存区地面进行适当压实。

（3）堆放，并应符合下列要求：

a)土方堆放应由里向外进行，后退行驶并将表土倾倒于距入口最远的地方；

b)运土车辆只能在规定的运输路线和操作区域内行驶；

c)禁止机械穿越已堆积的土壤；

d)若土壤含水量不合适，需停止堆放。

（4）坡面修整，并应符合下列要求：

a)堆土时应边堆放边加固土堆边缘；

b)修整坡面，提高防渗防风能力。

（5）环保，并应符合下列要求：

a)堆放表土时，需定期对施工的便道进行洒水降尘；

b)在储存过程中，要防止土壤遭受施工机械润滑剂、燃油的污染；

c)在清理施工的机械和设备及机械废油等有害物质时，不得倾倒于表土堆附近的土地上；

d)不允许在表土堆放点附近焚烧油毡、塑料、皮革、树木，枯草以及其他会产生有毒、有害烟尘气体的物质。

2、表土保育

（1）表土场需要有专人看护，确保堆放的表土不丢失，不流失。

（2）表土利用之前需进行土壤质量监测，土壤质量合格方可使用。

7.7.6.水土保持及生态恢复措施

根据本工程土壤侵蚀特点，水土保持将主要采取生物治理与工程治理相结合的措施，重点为管线更新、风电场施工后的临时占地植被恢复。

本工程应在施工完毕后进行植被恢复，详见下表。

表 7.7-1 植被恢复计划

占地部门	临时占地（hm^2）			需要恢复的占地（hm^2）		
	旱田	水田	其他草地	旱田	水田	其他草地
管线工程	-	1.8	-	-	1.8	-
供配电线路	0.65	-	4.19	0.65	-	4.19
风电场及道路	0.7	-	2.03	0.7	-	2.03
合计	1.35	1.8	6.22	1.35	1.8	6.22

7.8.退役期环境保护措施

7.8.1.退役期大气污染防治措施

退役时期随着油气产量的急剧下降，排入环境空气中的废气将逐渐减少，并随着设备的全部关闭影响将逐渐消失；各类工程车辆和运输车辆为流动的线源，污染物扩散较快，将随着各井的拆除而移动，对环境的影响是暂时的。

7.8.2.退役期废水污染防治措施

退役期拆除设备和废弃管道清洗废水经联合站污水处理系统处理，清洗废水产生量约75m^3，出水水质满足《碎屑岩油藏注入水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地下开采油层。

7.8.3.退役期噪声污染防治措施

退役期对环境的噪声影响主要为交通噪声和施工噪声，但影响是暂时的，随着退役期的结束，区域将逐步恢复到未开发前的原有声学环境。

7.8.4.退役期土壤污染防治措施

当本项目进入退役期，对永久停用、拆除或弃置的废弃站场、道路等设施，在站场土地用途变更前应按照规定进行土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，开展复垦复绿、改良等工作，并依法进行分类管理。拆除设施设备须采取土壤污染防治措施；重点监管单位须

制定含应急措施的土壤污染防治工作方案并报备，退役风电叶片、光伏组件精细化无害化拆解，按工业固体废物强化监管。

7.8.5.退役期固体废物污染防治措施

清洗后的管线两端封堵后直埋处理，拆除的燃气发电机、电锅炉等废旧设备运至吉林油田物资处理中心，生活垃圾集中收集后由环卫部门统一处理。风机废弃叶片外售综合利用。废旧太阳能电池板由厂家回收。磷酸铁锂电池不属于危险废物，直接由有电池处置资质的单位回收处理。

风电叶片、大型光伏组件拆除方案：风电叶片、大型光伏组件拆除编制专项拆除方案，明确吊装机型（推荐采用履带吊双机抬吊或专用叶片吊具）、作业半径等，风电机按"叶轮整体解体→单支叶片吊卸→塔筒分段拆卸"顺序进行，严禁高空抛掷。大型光伏组件先断开直流侧、切断交流侧并完成验电放电，再拆卸组件与支架，最后拆除基础和电缆，优先采用整块完整拆卸，拆除的支架、汇流箱、逆变器、电缆等金属及电气设备分类收集。作业面做好防渗垫层，防止污染物随雨水入渗土壤。

运输：单支叶片属超长超限货物，须办理超限运输通行许可，采用专用叶片运输车、配备引导车和护送人员。运输路线提前勘察，避开限高限宽路段和居民密集区，运输时段避开交通高峰；完整组件采用原厂包装箱或专用托架装运，层间加软质隔垫，控制堆码层数，防止隐裂。破碎组件、含重金属部件须单独用密闭容器包装，与完整组件分区运输，避免交叉污染。运输车辆加盖篷布，防止沿途散落和扬尘。

7.8.6.退役期生态污染防治措施

各种机动车辆应固定路线，禁止随意开路，践踏和破坏植被，应把破坏和影响严格控制在征地范围之内。根据油田占用的土地类型和土地面积，对风电场道路及各风电场、场站永久占地要进行生态恢复，耕地要及时复垦，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致。

第八章 环境影响经济损益分析

本项目的建设必将在一定程度上促进当地的社会经济发展，但也必然会对拟建地和周围环境产生一定的不利影响。在建设中采取必要的环境保护措施可以减缓工程建设对环境所造成的不利影响和经济损失。本章通过对该项目的社会、经济、环境效益以及环境损失的分析，对该项目的环境经济损益状况作简要分析。

8.1.工程的社会效益分析

（1）本项目为红岗采油厂管网更新，有效的解决了管线漏失给生产区域内环境带来的环境风险隐患，项目实施后有效的解决了存在的一系列安全问题，具有社会效益。

（2）本项目实施清洁能源替代，减少区域大气污染物排放量及碳排放量，有利于区域环境质量改善，具有明显的社会效益。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

8.2.工程的经济效益分析

本项目总投资约为 21953 万元，全部为建设单位自筹。环保投资 303.6 万元，占总投资的 1.38%。

输气管线的更新对红岗采油厂的经济效益是间接的，降低管线漏失的风险，可减少漏失损失，保证油田稳定生产。清洁能源替代工程的经济效益是直接的，可减少能源消耗，降低运营成本。因此，项目建成后，有效降低了运营成本，且可避免管线漏失对区域内生态环境及水体、土壤环境的污染，减少了污染防治的投资，增加了环境容量，促进地区经济发展。

8.3.环境效益分析

本项目采用的废气、废水、噪声等污染治理及清洁生产措施，达到了有效控制污染排放和保护环境的目的。防护措施产生的生态效益虽然暂时难以定量化换算为货币价值，但其效益显著：

（1）采取了合理有效的大气污染防治措施，确保污染物达标排放，可以有效降低对大气环境产生的不良影响，从而减小对周围人群健康的影响。

（2）项目废水经联合站处理达标后回注地下，项目废水对区内水环境影响较小。

（3）本项目在施工期通过采取针对性较强的噪声污染防治措施，如减振、隔声等，降低噪

声污染，确保区内声环境质量达标。

（4）项目施工期产生的固体废物经分类收集后，均得到了有效处理和处置，实现了零排放，减轻了建设项目对环境的影响。

（5）环境损失：本项目损失主要为耕地的损失，本项目临时占用耕地 3.15hm^2，农田在 2～3 年可恢复生产力，本项目临时占地损失按照 3 年计算，项目建设共计环境损失 21.48 万元。

（5）工程本身为低碳工程，项目的建设可有效降低红岗采油厂的温室气体排放量，根据建设方案预测，2027 年项目实施后碳排放量减少 30120tCO_2，根据全国碳交易平台实时碳交易价格，2024 年 4 月 9 日收盘价为 88.35 元/t，因此，本项目因温室气体减排可得环境正效益 266 万元/年。本项目实施后达到节能减排的目的，对环境为正面影响，有利于加快推动我国绿色低碳转型，促进高质量发展。

8.4.综合效益分析

本项目为红岗采油厂管网更新，有效的解决了管线漏失给生产区域内环境带来的环境风险隐患，项目实施后有效的解决了存在的一系列安全问题；实施清洁能源替代，减少区域大气污染物排放量及碳排放量，有利用区域环境质量改善，具有明显的社会效益。

本项目建成后，减少碳排放量 30120tCO_2。达到节能减排的目的，对环境为正面影响，有利于加快推动我国绿色低碳转型，促进高质量发展。

总之，本项目环保措施可行，投资合理，可产生较好的环境效益。在采取有效的环境治理及生态保护措施后，使得项目建设的社会效益、经济效益和环境效益得到了统一。

8.5.环保投资估算

本项目总投资约为 21953 万元，全部由建设单位自筹。环保投资 303.6 万元，占总投资的 1.38%，具体见下表。

表 8.5-1 环保设施费用估算

时期	项目	措施内容	投资（万元）	备注
施工期	扬尘治理	洒水降尘	2	洒水车定期洒水
	废水治理	设置旱厕	0.3	每个施工场地 3000 元
	噪声治理	减振、消声	2	/
	固废治理	固废收集等	2	/
运营期	废气治理	输气管道密闭集输	2	
		燃气发电机烟气脱硝系统，15m 高排气筒	30	

	噪声治理	减振、隔声	7	
	固废治理	危险废物委托有资质单位处置	6	
其他	生态减缓及水土保持投资	植被恢复	64.8	植被补偿，农田复垦面积3.15hm^2，草地植被恢复面积6.22hm^2
	征地补偿	征地补偿	177.5	临时占用耕地3.15hm^2，占用草地6.22hm^2；永久占用草地0.18hm^2
	环境监测	环境质量及污染源监测	5	/
	风险应急	风险应急措施	5	/
合计			303.6	/

第九章 生态环境监测和排放管理

9.1.环境管理

9.1.1.油田开发 HSE 管理体系

9.1.1.1.HSE 管理内容

油田开发项目应根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T276-1997）的要求，在项目的开发建设期、运营期建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求。建设期的 HSE 管理主要包括以下内容：

⑴建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全施工等。

（2）运行期的 HSE 管理主要包括 HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

在项目的初步设计中应对工程建设期和运行期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述，对危害的预防进行设计并对安全和环保措施进行专项投资概算，以有效降低工程建设和运行中的健康、安全与环境危害。

9.1.1.2.组织机构

吉林油田公司红岗采油厂的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受集团公司 HSE 管理委员会的直接领导，下设安全环保科，设专职 HSE 管理员一名，负责全厂的 HSE 日常管理工作。

9.1.1.3.管理员的职责

（1）负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查；

（2）对生产运行期间出现的环境问题加以分析；

（3）监督生产现场对环境管理措施的落实情况；

（4）协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规；

（5）配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训；

（6）及时向上级主管部门汇报环境管理现状，提出合理化建议；

（7）HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性，了解对环境的影响和可能发生的事故；按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.1.4.培训

为提高全体员工的环境意识和能力，应对本建设项目全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

（1）提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；了解本公司环境保护的目标和指标；认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

（2）从事环境保护工作的能力

管理及处理可能污染环境的源的位置、产生量、处理方式等；保护周围的生态环境的管理；处理项目建设可能引起的其它污染情况等；熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气及固体废物的方法；掌握泄漏事故的预防和紧急处理方法。

9.1.1.5.检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效的运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和环境审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。

9.1.1.6.风险处理方案

针对本项目可能发生的风险事故，结合自然条件、环境状况、地理位置等特点，借鉴其他类似工程的经验，制定本项目开发施工期和生产运行期的风险处理方案及应急预案。

1、确定危害和风险

首先确定本项目的风险事故，通过正确区别和评价风险事故的危害，制定相

应的应急措施，将风险影响到最低限度，最大限度地保护当地居民及其财产、周围环境少受或不受影响。

2、风险应急措施

在危害和风险评价的基础上确定地点和状况及应急反应计划，即通过对可预见的突发事故系统地进行评审、分析和记录。针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急计划，以处理突发事故，降低风险，这种行动计划的内容应包括：

应急组织及职责；应急教育与应急演习；应急设施、设备与器材；应急通讯联络；应急监测；应急安全、保卫；应急医学救援；应急措施；事故后果评价和应急报告；应急状态终止等。

9.1.2.环境管理机构

为确保环境管理工作的正常执行，该项目的环境管理由新立采油厂安全环保科负责，科内设置专门人员在建设与运行期进行环境管理。开展工作时，要在建设期和运行期坚决贯彻执行国家有关环境保护法规，检查各项环保措施的实施情况，了解环保设施的运行情况，了解该项目及周围地区的环境质量变化，以切实做好保护项目所在地及周边地区环境的工作。

该项目环境管理机构的主要职责如下：

1、贯彻执行环境保护的有关方针、政策、法令、标准等。

2、结合本项目工程特点，排污特点，制定各种环境管理制度，并经常检查督促；

3、审定、落实并监督实施本企业的污染防治方案，并负责的环保监测；

4、搞好环境教育和技术培训，提高工作人员素质；

5、负责本项目环境管理日常工作和周围地区环境保护部门及其它社会各界的协调工作；

6、参与突发性事故的应变处理工作以及污染事故的调查与处理工作。

9.1.3.环境管理主要任务

制定环境管理方案，建立污染源档案；委托具有环境监测资质的单位开展对本项目的定期环境监测；编制环境保护规划和计划，并作为企业生产目标的一个内容纳入企业的生产发展和计划中，在开发的同时严格控制污染物排放总量。

9.2.污染物排放及管理要求

表 9.2-1 项目施工期污染物排放清单

污染源		污染物	产生量（t/a）	环境保护措施	排放量（t/a）	排放去向	执行的环境标准
施工期	施工机械废气	HC	少量	尾气达标设备	少量	大气环境	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国三、四阶段）》GB20891-2014
		NO_x	少量		少量		
		CO	少量		少量		
		烟尘	少量		少量		
	扬尘	颗粒物	少量	洒水降尘、苫盖	少量		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	焊接烟尘	颗粒物	少量	环保焊条	少量		/
	清管、试压废气	氮气	少量	/	少量		/
	设备清洗废水	石油类、SS	100	随管线集输至红岗联合站污水处理系统处理达标后回注地下	0	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
	施工废水	SS	少量	用于洒水抑尘	0	不外排	
	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	432	防渗厕所，用作农家肥	0	/	/
	废焊条	废焊条	0.020	统一收集后综合利用	0	综合利用	不产生二次污染
	拆除设备	旧设备	除加热炉及配套设施 4 套，约 80t	由吉林油田物资处理中心回收利用。	0	综合利用	
	生活垃圾	生活垃圾	5.4	收集后由环卫部门统一处理	5.4	环卫部门统一处理	

表 9. 2-2 运营期污染物排放清单

要素	项目		产生量	污染防治措施	排放量	排放去向	执行的环境标准
废气	安一联燃气发电机	颗粒物	0.36t/a	采用 SCR 脱硝技术处理后通过 15m 高排气筒排放	0.36t/a	大气环境	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
		二氧化硫	0.69t/a		0.69t/a		
		氮氧化物	2.4t/a		2.4t/a		
		NH_3	0.09t/a		0.09t/a		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
	红 75 接转站燃	颗粒物	0.32t/a		0.32t/a	大气环境	《火电厂大气污染物排放标准》
		二氧化硫	0.61t/a		0.61t/a		

	气发电机	氮氧化物	3.88t/a		1.36t/a		（GB13223-2011）
		NH_3	0.19t/a		0.19t/a		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
废水	软化水制备系统反冲洗废水	盐类	6336t/a	经管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下	0	回注地下	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）
	光伏组件表面清洗废水	SS	86.4t/a	用于站场内部洒水降尘。	0	回用	/
噪声	风机、发电机及机泵	等效A声级	80~108dB（A）	减振、隔声等	达标排放	声环境	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）
固体废物	维修废油		0.5t/a	委托有资质单位处理	0	委托处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	废变压器油		0.5t/5a	委托有资质单位处理	0	委托处理	
	废催化剂		80m^3/3a	委托有资质单位处理	0	委托处理	
	废锂电池		4t/5~8a	委托有处理资质单位处理	0	委托处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
	废旧太阳能电池板		60t/20a	由厂家回收	0	厂家回收	
	废离子交换树脂		1.6t/2a	委托有资质单位处理	0	厂家回收	
	废风机叶片		225t/20a	外售综合处理	0	综合利用	

9.2.2.环境监理

1、监理目的

在施工期，应根据环境保护设计要求，开展施工期环境监理，全面监督和检查各施工单位环境保护措施的实施和效果，及时处理和解决临时出现的环境污染事件。环境监理机构由工程业主单位在具有相应资质的单位中招标确定。

2、主要监理内容

（1）审查施工单位采取的环保措施是否可行。

（2）对施工现场进行巡视监理，检查环境保护措施的落实情况。

（3）监测各项环境指标，出具监测报告。

（4）向施工单位发出环境保护工作指示，并检查指令的执行情况。

（5）编写环境监理月报。

（6）参加工地例会。

（7）建立、保管环境保护监理资料档案。

（8）处理或协助主管部门和建设单位处理突发环保事件。

9.3.环境监测

9.3.1.环境监测计划

1、施工期的环境检测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、废水、噪声等。监测工作由 HSE 人员负责组织完成，具体监测可委托项目所在地环境监测站完成。

2、运行期间的环境监测可不必自设环境监测机构，需要进行的环境监测可委托当地环境监测站进行。环境监测应按国家和地方环境要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环保主管部门上报监测结果。

3、建议红岗采油厂建立地下水环境监测管理体系，制定地下水环境影响跟踪监测计划，建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备先进的监测仪器和设备，以便及时发现问题，采取措施。

4、制定环境跟踪监测与信息公开计划。

9.3.2.环境监测内容

依据《排污单位自行监测技术指南 总则》、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》要求，结合本项目环境污染的特点，主要针对本项目污染物排放、事故等制定监测计划，确定本项目监测计划详见下表。

表 9.3-1 本项目监测计划表

时期	类别	监测内容	监测点位	监测项目	监测时间及频率
运行期	环境质量监测	地下水环境	东两家子屯水井	pH、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、六价铬	1 次/年
	污染源监测	有组织废气	安一联燃气发电机排气筒	SO_2、颗粒物、格林曼黑度、NH_3	1 次/年
				NOx	1 次/月
			红 75 接转站燃气发电机排气	SO_2、颗粒物、格林曼黑度、NH_3	1 次/年
				NOx	1 次/月

		无组织废气	安一联厂界	氨	1 次/年
			红 75 接转站厂界	氨	1 次/年
		噪声	安一联、红 75 接转站、安二联、大 4#接转站、红岗联合站、大 45 接转站、大 3#接转站外 1m	连续等效 A 声级	1次/季度
			单台风机外 100m、200m、300m 处		1次/季度
退役期	环境质量监测	地下水	东两家子屯水井	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	1 次/退役期
事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类		空气及土壤为事故地点； 地表水及地下水为事故地点周围区域。		事故发生 24 小时内

9.4. 企业信息公开

根据《环境影响评价公众参与办法（生态环境部令第 4 号）》，企业应建立环评信息公开机制，具体公示内容如下：

1、建设单位应当在确定环境报告书编制单位后 7 个工作日内，通过其网站、建设项目所在地公共媒体网站或者建设项目所在地相关政府网站（以下统称网络平台），公开下列信息：

（1）建设项目名称、选址选线、建设内容等基本情况；

（2）建设单位名称和联系方式；

（3）生态环境影响报告书编制单位的名称；

（4）公众意见表的网络连接；

（5）提交公众意见表的方式和途径。

2、建设项目生态环境影响报告书征求意见稿形成后，建设单位应当公开下列信息，征求与该建设项目环境影响有关的意见

（1）生态环境影响报告书征求意见稿的全文链接及查阅纸质报告书的方式和途径；

（2）征求意见的公众范围；

（3）公众意见表的网络链接；

（4）公众提出意见的方式和途径；

（5）公众提出意见的起止时间。

建设单位征求公众意见的期限不得少于 10 个工作日。

3、建设单位向生态环境主管部门报批生态环境影响报告书前，应当组织编写建设项目环境影响评价公众参与说明。公众参与说明应当包括下列主要内容：

（1）公众参与的过程、范围和内容；

（2）公众意见收集整理归纳分析情况；

（3）公众意见采纳情况，或者未采纳情况、理由及向公众反馈情况等。

9.5.排污许可证要求

本项目按一联新建 2 台燃气发电机（1.2MW）、红 75 接转站新建 1 台燃气发电机（1.8MW），并配套热水余热锅炉，属于《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）中“三十九、电力、热力生产和供应业 44，95 电力生产 441-火力发电 4411；热电联产 4412，生物质能发电 4417（生活垃圾、污泥发电），因此，应进行排污许可重点管理，建设单位应当按照规定取得排污许可证。

日常环境管理中，建设单位需严格按照排污许可证中执行报告要求定期上报，上报内容需符合要求；建设单位需严格按照自行监测方案开展自行监测；环境管理台账记录的频次、形式等需满足排污许可证要求；建设单位需按照排污许可证要求定期开展信息公示。

9.6.排污口规范化管理

根据国家标准《环境保护图形标志-排放口（源）》、国家环保总局《排污口规范化整治要求》（试行）的技术要求，企业所有排放口（包括水、气、声、渣）必须按照“便于采集样品、便于计量监测、便于日常现场监督检查”的原则和规范化要求，设置与之相适应的环境保护图形标志牌，绘制企业排污口分布图。

9.7.环保竣工验收

拟建项目“三同时”验收内容建议如下表所示。

表 8.3-1“三同时”一览表

治理项目		治理对象	治理措施	处理效果
废气治理	施工期废气	施工扬尘等	洒水作业，设置围挡、	满足《大气污染物综合排

			缩短施工时间，加强施工区的规划管理	放标准》（GB16297-1996）表 2 中的无组织排放监控浓度限
	运营期废气	安一联燃气发电机烟气	采用低氮燃烧+SCR 脱硝技术处理后通过 15m 高排气筒排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉标准
		红 75 接转站燃气发电机烟气	采用 SCR 脱硝技术处理后通过 15m 高排气筒排放	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 中天然气燃气轮机标准
废水治理	施工期水污染防治	生活污水	排放至移动旱厕，定期清掏外运做农家肥	不外排
		施工废水	沉淀池处理后用于洒水抑尘	不外排
		设备清洗废水	进入联合站处理，达标后回注辖区地层	执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）限值
	运营期水污染防治	软化水制备系统反冲洗废水	进入所属污水处理站处理后回注油层	执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）限值
		2、光伏组件表面清洗废水	用于站场内部洒水降尘	/
固废治理	施工期	旧设备	由吉林油田物资处理中心回收利用	安全处置，不产生二次污染
		废焊条	收集后综合利用	
		生活垃圾	收集后由环卫部门统一处理	
	运营期	维修废油	委托有资质单位处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		废变压器油	委托有资质单位处理	
		废离子交换树脂	厂家回收	
		废催化剂	委托有资质单位处理	
		废锂电池	委托有处理资质单位处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
		废旧太阳能电池板	由厂家回收	
		废风机叶片	外售综合处理	
噪声治理	施工现场	施工机械	选用低噪声的施工机械和工艺，合理安排施工时间	施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	运营期站场	风机、发电机及机泵噪声	低噪声设备、联合站机泵等设备安装减振基础，置于室内，房屋安装隔声门窗，定期维护设备	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准

风险防范	风险应急措施及培训	污染风险	应急措施及设施	能有效降低污染风险
生态补偿及恢复	临时占地植被恢复	植被破坏	临时占地恢复面积9.37hm^2	降低对生态环境的影响

第十章 环境影响评价结论

10.1.建设项目概况

本工程更新输气管道 3km，停运燃气锅炉 11 台，拆除燃气加热炉 4 座；新建风力发电站 3 座；新建光伏发电站 2 座；储能装置 2 套；在安二联、大 4#接转站新建 CO_2 空气源热泵系统 3 套；安一联、H75 接转站新建燃气发电设备和余热利用设备各 1 套；H75 接转站新建污水余热热泵系统 1 套；在 1#接转站新建管道电磁加热器 2 台，在红岗联合站、安二联、安一联、大 4#接转站、大 45 接转站、大 3#接转站新建电加热炉各 1 台；各站配置换热器共 29 台。

项目总投资 21953 万元人民币，全部为企业自筹解决。环保投资 303.6 万元，占总投资的 1.38%。

10.2.与产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“七、石油天然气-2.油气管网建设；五、新能源-2、太阳能热发电集热系统、太阳能光伏发电系统集成技术开发应用及 5、氢能、风电与光伏发电互补系统集输开发与应用”，因此，该项目为鼓励类项目，符合国家产业政策。

10.3.环境质量现状结论

（1）大气环境

《吉林省 2025 年环境状况公报》，白城市 2025 年 6 项基本污染物满足《环境空气质量标准》GB3095-2026 中的二级标准，区域为达标区。补充监测点位 TSP 日平均浓度值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段浓度限值二级标准要求，非甲烷总烃小时值满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值（2.0mg/m^3）要求。

（2）地表水环境

根据吉林省生态环境厅发布的 2026 年 1-7 月吉林省地表水国控断面水质月报，嫩江国控断面水环境质量均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

（3）地下水环境

由监测结果可知，地下水环境质量除张家村 U3、上台子屯 U5 氨氮超标 0.72 倍、0.65 倍，东岗子屯 U2 总硬度超标 0.23 倍，东岗子屯 U2 氟化物超标 0.66 倍，东岗子屯 U2、张家村 U3、上台子屯 U5、上台子屯 U7 锰超标 2.2 倍、0.10 倍、0.40 倍、0.60 倍和东岗子屯 U2 耗氧量超标 0.57 倍外，其他监测点各监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类未检出。氨氮、耗氧量超标可能是附近村屯生活面源及农业面源污染导致，氟化物、锰和总硬度超标可能是当地地质原因导致。

（4）声环境

本项目 200m 范围内无村屯，未进行声环境质量监测。

（5）土壤

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于IV类项目，未进行土壤环境现状评价。

（6）生态环境

评价区内的生态环境主要是以农田、村落、人工林为代表的人工生态系统。本区农田均为旱田、水田，主要种植玉米、水稻。本区农业生产条件中的光、热、水等因素中均可满足农作物生长需要。加上农业生产的投入较高，因此本区农业生产水平属中上等水平，主要农作物产量较高。

10.4.主要环境影响及防治措施

（1）大气环境

施工期大气环境影响主要为管线开挖、机械运输产生的施工扬尘以、管线焊接产生的焊接烟尘。施工场地和沿线定时洒水，粉状物料、开挖的土方堆放必须有苫布覆盖及洒水降尘，周围设封闭性围挡措施；运输车辆采取覆盖措施，减少沿途抛洒和扬尘；施工场地设置围栏，减少施工范围。焊接烟尘产生的有机废气产生量不大，在室外使用，场地易于污染物扩散。施工结束后废气影响将消失。

本项目运行期燃气发电机采用的燃料为天然气，属清洁能源，安一联各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应燃气锅炉限值要求，红 75 接转站燃气发电机烟气满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 中天然气燃气轮机标准限值要求。本项目实施后，预计

节气 514.48 万方，碳排放量减少 30120tCO_2。对大气环境为正面影响。

（2）水环境

项目施工期废水主要为设备清洗废水，施工废水和施工人员生活污水。本工程设备清洗废水通过原管道排入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注辖区地下油层，不外排；施工废水采用沉淀池进行澄清处理，上清液用于洒水抑尘；生活污水排入防渗厕所内，及时清掏用作农家肥。对周围环境的影响较小；

运营期废水主要为软化水制备系统反冲洗废水，废水经管线输至红岗联合站、安一联、安二联污水处理系统处理达标后回注地下，不会对周围地表水环境及地下水环境产生影响；定期对太阳能电池组件表面进行清洗，采用清水冲洗，产生的清洗废水集中收集，用于站场内部洒水降尘。

项目产生的废水在落实本项目提出的风险防范措施落后，对区域地表水及地下水环境影响小。

（3）声环境

施工期噪声影响主要为施工期使用大型机械设备如挖掘机、推土机等施工产生噪声，通过采取降噪措施后，施工期噪声能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。

本项目运行期产生的噪声主要为井场内新建风力发电机及场站内新建燃气发电机机和各类泵体噪声。根据预测，厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区要求。改造站场 200m 范围内无声环境敏感点，经过距离衰减后，噪声对声环境影响较小。

（4）固体废物

本项目施工期拆除现有设备及配套地面管道等由吉林油田物资处理中心回收利用；管线施工废焊条统一收集后综合利用；生活垃圾集中收集后统一由环卫部门统一处理。

本项目运行期维修废油、废变压器油、废催化剂属于危险废物，直接委托有危险废物处置资质的单位拉运处理；废锂电池直接委托有电池处置资质的单位处理；废离子交换树脂、废旧太阳能电池板由厂家回收；废弃叶片外售综合利用。

综上分析，项目产生的固体废物均能得到妥善处置，不会对区域环境产生二次污染。

（5）土壤环境

施工期管线施工对土壤进行开挖和填埋，可能破坏土壤结构和层次、影响土壤紧实度、造成土壤养分流失。项目施工期需严格落实废水、废气、固体废物等污染防治措施，不得随意抛洒，防止污染土壤。施工结束后进行分层回填，以便尽快恢复土地原貌。在采取严格的土壤环境保护措施后，项目施工期对土壤环境的影响可控制在可接受范围内。

（6）生态环境

项目施工期对生态环境影响主要表现在工程占地、影响土地利用、破坏施工范围内的植被、增加新的水土流失、影响土壤肥力和结构等。地表开挖造成直接和间接水土流失、植被破坏等。生态保护措施主要表现在施工期间，主要体现在管理、工程及补偿措施，保证沿线植被、土壤不受明显影响，保证施工后临时占地及时进行土地平整及植被恢复，使项目对生态环境的影响降至可接受范围内。

10.5.总量控制

本项目无废水排放，故无需申请废水总量。项目不新增 VOCs，新建燃气发电机经以新带老消减后，不新增 SO_2、NOx 排放量，因此工程涉及的总量控制因子为烟尘，新增排放量为 0.21t/a。

10.6.环境风险分析

通过对本建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是管线天然气泄漏及火灾、爆炸等，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

10.7.环境管理与监测计划

结合建设单位环境管理与监测现状，为本项目制定了详细环境管理机构方案，并具体指明了机构的主要任务，提出了管理的依据和标准，制定了环境监测计划风险应急措施。

10.8.公众意见采纳情况

建设单位在确定报告书编制单位后 7 个日内开展了第一次公示，主要通过建设项目所在地相关政府网站的形式，期间无反馈意见和建议。在环境影响评价报告书征求意见稿形成后，建设单位通过现场张贴、网站公示及报纸公示的形式进行二次公示。现场公示主要张贴于项目较近的村屯；网站公示主要发布于环境公示网；为保证公众知悉的广泛性和多渠道，在第二次公示期间共发布 2 次报纸公示。上述公示形式时间均大于 10 个工作日，期间无反馈意见和建议。

10.9.环境影响经济损益分析

本项目的开发可实现良好的经济效益。项目建设减少废气污染物产生量和碳排放量，对区域环境的影响为正面影响。同时，本项目环保措施可行，投资合理，可产生较好的环境效益。在采取有效的环境治理及生态保护措施后，使得项目建设的社会效益、经济效益和环境效益得到了统一。

10.10.综合评价结论

本项目符合国家产业政策、符合吉林省经济发展规划、符合环境功能区划及分区管控要求；环境影响主要为施工期及运营期，采取本报告提出的各项污染防治措施和生态减缓措施后，各项污染物能够稳定达标排放，对环境空气、水环境、声环境、生态环境影响可接受。采取一系列生态减缓措施后，对区域自然生态和农业生态环境影响可降至最低。在落实本报告提出的环境风险防范措施和应急措施后，可确保环境风险受控。因此从环境保护角度分析，本项目建设可行。