天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程

环境影响报告书

（报批稿）

编制单位：新疆天润坤成环保科技有限公司

建设单位：玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司

二〇二五年十二月

目录

概述 I

1、项目由来及基本情况 I

2、项目主要特点 II

3、项目环境影响评价的工作过程 II

4、项目所关注的主要环境问题及环境影响 IV

5、项目可行性分析判定 V

6、环境影响报告书的主要结论 V

第 1 章　总论 1

1.1 评价目的和原则 1

1.2 编制依据 2

1.3 国家产业政策符合性 6

1.4 规划符合性分析 8

1.5 选址环保合理性分析 27

1.6 评价重点及评价因子 30

1.7 评价标准 35

1.8 评价工作等级与范围 40

1.9 评价范围、主要保护目标及污染控制目标 48

第 2 章建设项目工程分析 52

2.1 现有项目概况 52

2.2 建设项目概况 61

2.3 工程分析 76

2.4 污染源源强核算 86

2.6 清洁生产分析 105

2.7 碳排放评价 108

2.8 总量控制与项目污染物排放情况 112

第 3 章区域环境概况 115

3.1 自然环境调查与评价 115

3.2 环境空气现状监测与评价 119

3.3 地表水环境现状监测及评价 122
3.4 地下水质量现状监测及评价 122
3.5 土壤环境现状监测与评价 124
3.6 声环境质量现状监测与评价 129
3.7 生态环境现状评价 130
3.8 区域水土流失现状 131
3.9 区域沙化土地现状 132
第 4 章施工期环境影响预测与评价 133
4.1 施工期总平面布置 133
4.2 施工期污染源及防治措施 133
第 5 章运营期环境影响预测与评价 141
5.1 大气环境影响分析 141
5.2 地表水环境影响评价 148
5.3 地下水环境影响评价 150
5.4 噪声环境影响评价 172
5.5 固体废物环境影响评价 178
5.6 土壤环境影响评价 184
5.7 生态环境影响评价 193
5.8 退役期环境影响分析与评价 194
5.9 项目碳排放影响分析 194
第 6 章环境保护措施及其可行性论证 198
6.1 施工期保护措施及其可行性论证 198
6.2 营运期环境保护措施及其可行性论证 201
6.3 退役期环境保护措施 208
6.4 排污口建设 210
6.5 环保投资估算 212
第 7 章环境风险评价 214
7.1 概述 214
7.2 评价原则 214
7.3 评价工作程序 214

7.4 风险调查 215
7.5 风险识别 220
7.6 环境风险分析 228
7.7 风防范措施 229
7.8 应急预案 240
7.9 环境风险评价结论 243
第 8 章环境经济损益分析 245
8.1 环保投资分析 245
8.2 环境效益分析 245
8.3 经济效益分析 245
8.4 社会效益分析 246
8.5 综合效益 246
第 9 章环境管理与环境监测计划 247
9.1 环境管理 247
9.2 自行监测计划 251
9.3 管理人员培训 253
9.4 排污许可与总量控制 254
9.5 项目建成后“三同时”竣工验收清单 254
第 10 章评价结论与建议 256
10.1 环境影响评价结论 256
10.2 环境质量现状 256
10.3 环保措施及达标排放 257
10.4 项目对环境的影响 257
10.5 环境影响经济损益分析 258
10.6 环境管理与监测计划 258
10.7 环境风险结论 258
10.8 公众意见采纳情况 259
10.9 结论 259
10.10 要求及建议 259

附图：

附图 1 项目地理位置图

附图 2 项目区总平面图

附图 3 项目区域土壤侵蚀现状图

附图 4 外环境关系及监测布点图

附图 5 地下水现状监测布点图

附图 6 土地现状利用图

附图 7 项目区土壤类型图

附图 8 项目植被类型图

附图 9 区域沙化现状图

附图 10 分区防渗及环保措施分布图

附图 11、生态环境保护目标分布图

附图 12、项目四周及厂区现场照片

附件：

附件 1、委托书

附件 2、立项文件

附件 3、建设内容说明

附件 4、玛纳斯林草临时用地审核同意书

附件 5、用地通知缴费证明

附件 6、排污许可登记回执

附件 7、应急预案备案表

附件 8、监测报告

附件 9、危废协议

附件 10、天然气分析报告

附件 11、一期环评批复

附件 12、一期验收意见

附表

附表一建设项目环境影响报告书审批基础信息表

概述

1、项目由来及基本情况

随着国家对能源需求的不断增长，引进 LNG 将对优化中国的能源结构，有效解决能源供应安全、生态环境保护的双重问题，实现经济和社会的可持续发展发挥重要作用。可以预见，在未来 10—20 年的时间内，LNG 将成为中国天然气市场的主力军。放空天然气的开发和利用不仅可以缓解我国优质能源供需矛盾，在一定程度上改善能源结构的需要，也可以从根本上保障煤矿安全生产和改善全球大气环境。同时，LNG 产业还将成为我国国民经济新的增长点。

玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司于 2023 年 5 月，委托新疆天润坤成环保科技有限公司完成《玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目环境影响报告书》，于 2025 年 3 月 14 日，昌吉回族自治州生态环境局出具《关于玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目环境影响报告书的批复》（昌州环评〔2025〕47 号）。

玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司已于2025年3月开工建设“玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目”，拟投资 49700 万元，于 2025 年 5 月建设完成。

该项目位于玛纳斯县清水河乡牙湖村（距离天湾地面工程东南侧 4.1km），项目采用橇装液化装置对井口天然气进行回收服务。天湾区块地面工程建设项目位于昌吉回族自治州玛纳斯县，项目输气管线跨越昌吉回族自治州玛纳斯县、塔城地区沙湾市和石河子市，中心地理坐标为：东经 86°12′25.45″，北纬 45°01′15.63″。项目占地面积 133173.5m2，采用橇装液化装置对井口天然气进行回收，建设 1 座 70x104m^3/d 液化天然气（LNG）处理站（含 1 套 MDEA 脱碳装置，1 套干燥脱汞装置，1 套脱重烃装置，1 套深冷液化脱氮装置，2 套 LNG 装车橇，1 套重烃装车装置），全站设置脱盐水、配电系统、空压制氮等配套公辅设施，实现 450t/d 的天然气液化产量，副产品混烃 28t/d。

由于玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司扩建清北 1 井、天湾 2 井伴生气产量（规模为 50×10^4m^3/d），拟建 2 条集输管道，分别是：线路起于清北 1 井，出站后沿道路向北敷设至天湾 2 井，管线线路全长 10.63km；线路起于天湾 2 井，出站后沿道路向东敷设至天湾壹井试采回收站，管线线路全长 8.14km，该回收站分为 2 个主体单元，因此本次项目需要对清北 1 井、天湾 2 井试采回收站回收单元进行改造扩容，需要增加

1 套液化冷箱单元，1 套混合冷剂压缩单元，2 套装车撬，（扩建规模为 50×10^{4}m^3/d），相关附属设施包含 B0G 缓冲罐、收球筒、空压制氮机等设施。依托已建“玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目”中已建的 MDEA 脱碳装置、干燥脱汞装置、脱重烃装置、LNG 装车撬、重烃装车单元、脱盐水、配电系统、空压制氮等配套公辅设施。清北 1 井和天湾 2 井井口及管道工程不在本次设计范围内。

橇装天然气液化回收装置服务周期为 5 年。设备的年累计生产时间 333 天，装置年开工小时数为 8000 小时。

本项目为天然气开采配套伴生气回收利用扩建项目，属于现有天湾开采区块的配套项目，不属于新开发区块，本项目位于玛纳斯县，属于《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）中Ⅱ2 天山北坡诸小河流域重点治理区，因此本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》“五、石油和天然气开采业—08、陆地天然气开采—新区块开发；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司于 2025 年 8 月委托新疆天润坤成环保科技有限公司承担本项目的环境影响评价工作。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。

2、项目主要特点

本项目为石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程，在已建回收站内新增 1 台 50 万方处理能力的冷剂压缩机（含配套级间分离器及空冷器）、1 套 50 万方冷箱和 2 套装车撬，（扩建规模为 50×104m^3/d），建设地位于新疆维吾尔自治区玛纳斯县境内，距天湾 2 井西北侧 5.3km，距清北 1 井西南侧 6.2km，有利于回收零散天然气，本次扩建用地面积 3373.5 平方米，约合 5.06 亩。

井区内天然气管线另行立项建设，不包含在本项目中。本项目以天湾 2 井和清北 1 井采井的伴生气为气源，对伴生气进行回收利用，生产液化天然气，伴生气回收可以减少其直接燃烧放空排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物以及二氧化碳。

3、项目环境影响评价的工作过程

玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司委托新疆天润坤成环保科技有限公司

承担此项工作，评价单位在接受委托后，组织技术人员成立了项目小组，随即派有关技术人员对该项目进行了现场踏勘和资料收集。

评价单位接受委托后，以《建设项目环境影响评价技术导则总纲》为指导性依据，在当地有关部门协作下开展该项环评工作。通过分析判断项目在选址、建设规模、工艺路线等方面与相关的环境保护法律法规及环境保护政策规范相符合后，明确了项目具备开展环境影响评价工作的前提和基础。

建设单位分别在环境影响评价公众信息网上进行了一、二次公示，并在项目所在地以及村镇公示栏进行了张贴公示，在新疆法制报进行项目信息公开，公示期间未收到公众意见。

本评价针对工程的特点及产生的环境污染物特征，确定其主要环境影响因子及污染源强，进而预测项目运行后的环境影响程度和范围；对项目提出切实可行的污染防治措施、总量控制规划指标和环境监督管理及监测计划，将建设引起的环境影响减少到最低限度，对该项目在环境保护方面是否可行作出结论。

综合以上工作成果，在此基础上按照有关技术规范要求，编制完成了《天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程环境影响报告书》，报送生态环境部门审批。

本项目环境影响评价工作程序如下图所示。

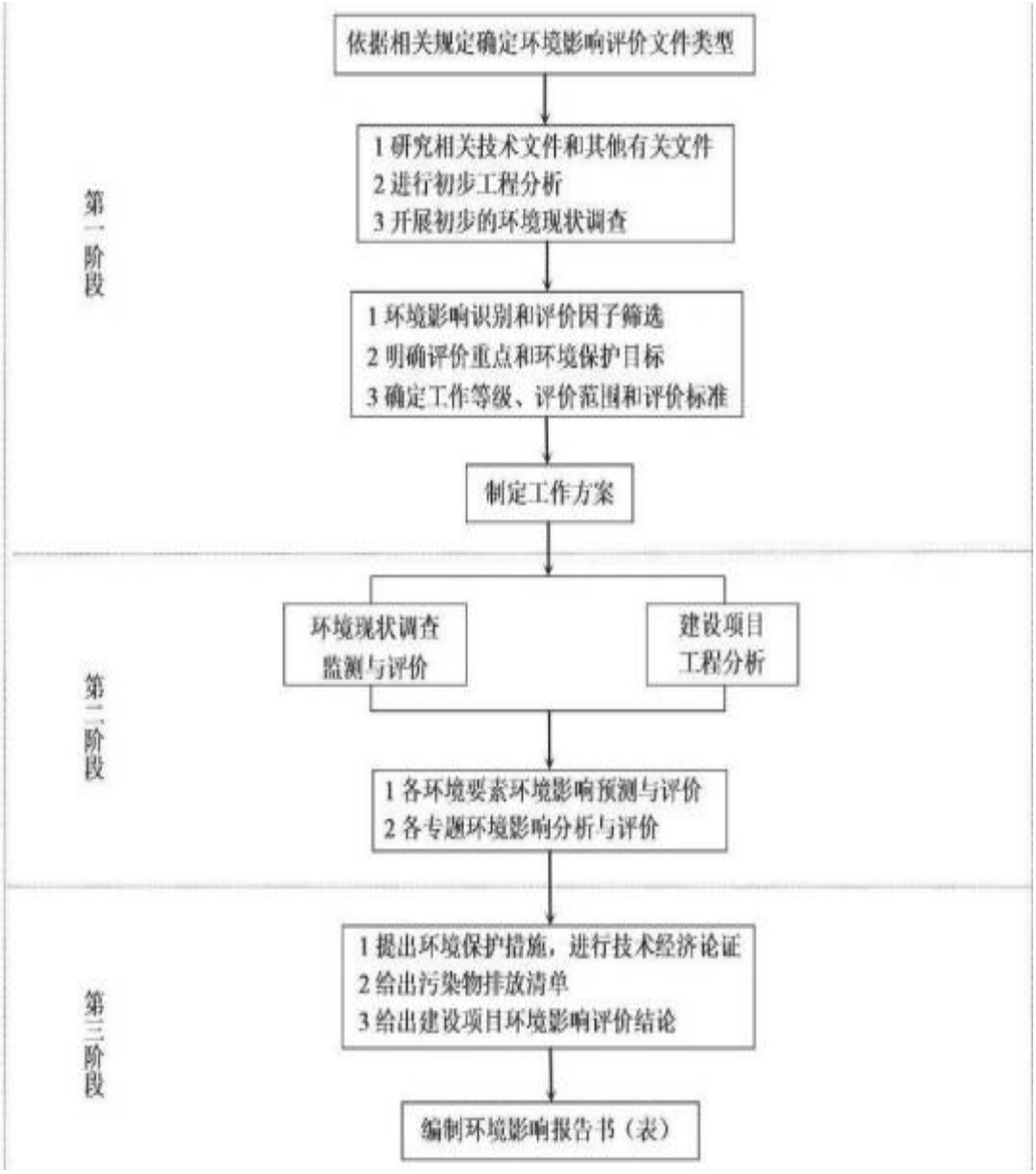


图 0-1 环境影响评价工作程序图

4、项目所关注的主要环境问题及环境影响

本项目环境影响主要来源于施工期处理站建设和运营期伴生气处理过程中，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染影响并存。

项目所在玛纳斯县属于“乌-昌-石”片区，为大气污染同防同治区域，大气污染物需执行特别排放标准。根据调查结果，项目涉及自治区级水土流失重点治理区，除此之外评价范围内没有其他环境敏感区。

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并

针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期伴生气处理过程中产生的挥发性有机废气、导热油炉锅炉烟气、废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、事故状态下产生的含油废水对环境的影响分析。

综上，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

5、项目可行性分析判定

（1）产业政策相符性分析

项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气——3．油气勘探开发技术与应用：挥发或放空石油、天然气自动监控、回收利用技术、装备开发与应用，天然气分布式能源技术开发与应用”，符合国家产业政策。

本项目已在玛纳斯县发展和改革委员会进行备案，项目代码：2411-652324-04-01-723433，符合地方产业政策。

（2）选址选线合理性分析

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，不涉及生态保护红线。项目所在地属于Ⅱ2 天山北坡诸小河流域重点治理区，报告中提出了严格的水土流失防治措施，切实落实报告书提出的环境保护措施和风险防范措施，项目选址合理，无重大环境制约因素。

（3）相关规划及政策符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》等区域发展规划相符；项目与区域生态环境保护规划，大气、水、土壤等相关规划；项目与“生态环境分区管控”相关管控要求相符。

6、环境影响报告书的主要结论

本项目符合国家现行产业政策，拟采用的生产工艺及设备先进、成熟、可靠，符合清洁生产要求；项目采取的污染防治措施成熟可靠且技术经济可行，相关产业政策；运营期废气、噪声能实现达标排放，废水实际达标排放，固体废物实现无害化处置；项目

建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防控。项目环境风险影响处于可接受水平，风险防范措施及应急预案切实可行。只要严格落实环境影响报告书提出的环保对策及措施，严格执行“三同时”制度，确保项目污染物达标排放，认真落实环境风险的防范措施及应急预案，则本项目从环保角度可行。

第 1 章　总论

1.1 评价目的和原则

1.1.1 评价目的

根据有关环境影响评价技术导则及环境保护管理部门的要求，在进行了现场踏勘、现场资料收集的基础上，通过对本次拟建项目的生产工艺、污染物排放、治理措施进行分析，分析项目是否符合产业政策，预测拟建项目投产后对环境产生的影响程度和范围，同时论证环保措施的可行性。从环境保护角度分析工程可行性，为管理部门决策、为建设单位环境管理提供科学依据。因此，本次评价将针对这些环境影响问题，并结合本项目的特点，坚持以下原则，达到以下目的：

（1）实现项目建设与当地自然、社会、经济、环境保护的持续协调发展，即按可持续发展战略指导本项目的建设；

（2）结合玛纳斯县发展总体规划、环境保护规划、环境功能规划，从环境保护角度论证项目工程内容及选址的可行性和合理性；

（3）环评中坚持“达标排放、总量控制、清洁生产”的原则，保证本项目建设实施后，不加重该区域的环境污染程度；

（4）从经济、技术角度论证项目污染防治措施的可行性；

（5）预测本项目建成投产后，对周围环境的影响程度和范围；在此基础上提出周围卫生防护要求；

（6）针对项目特性进行环境风险分析，提出风险防范措施，明确项目环境风险影响的接受水平；

（7）通过本项目建设后生产能力及工艺水平情况，对项目建设后污染物排放情况及总量控制污染物排放水平作了分析。

1.1.2 评价原则

根据建设项目的工程特点和项目所在地的环境状况及环境保护的政策法规，本项目环境评价工作应体现以下原则：

依法评价原则：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；

科学评价原则：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；

突出重点原则：根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用

效应关系，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。

1.1.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本项目的评价时段为施工期、运营期。

1.2 编制依据

1.2.1 法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；

（6）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 09 月 01 日；

（8）《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；

（9）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；

（10）《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；

（11）《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修订），2022 年 12 月 30 日；

（12）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；

（13）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；

（14）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；

（15）《中华人民共和国清洁生产促进法》（（2019 年修订），2019 年 04 月 28 日；

（16）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；

（17）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；

（18）《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；

（19）《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日。

1.2.2 部门规章

（1）《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 22 日；

（2）《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，2021 年 01 月 01 日；

（3）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；

（4）《国家危险废物名录（2025 年版）》；

（5）《产业结构调整指导目录（2024 本）》，2023 年 12 月 27 日国家发展改革委令第 7 号，公布 2023 年 12 月 27 日；

（6）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；

（7）《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》，自然资规〔2019〕1 号，2019 年 01 月 03 日；

（8）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；

（9）《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；

（10）《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；

（11）《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；

（12）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；

（13）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；

（14）《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），2016 年 10 月 26 日

（15）《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 3 号，2021 年 02 月 01 日；

（16）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号），2022 年 01 月 01 日；

（17）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号），2022 年 02 月 08 日；

（18）《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2022 年 02 月 08 日；

（19）《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 82 号），2021 年 12 月 31 日。

1.2.3 地方政策法规

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护管理条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018.9.21；

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议，2019.1.1；

（3）《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》，新疆维吾尔自治区环境保护厅 2016 年第 45 号，2016.8.25；

（4）《中国新疆水功能区划》，原新疆维吾尔自治区环保局，2003 年；

（5）关于印发新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》》的通知，新政办发〔2024〕58 号，2024.12.10；

（6）《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030 年）》，2021 年 07 月；

（7）《关于印发〈“乌-昌-石”“奎-独-乌”区域大气污染治理攻坚方案（2018—2020 年）〉的通知》，新党厅字〔2019〕17 号；

（8）《自治区减污降碳协同增效实施方案的通知》，新环气候发〔2023〕19 号，2023.7.12。

（9）《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》，2020 年 07 月 30 日；

（10）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号），2020 年 09 月 04 日；

（11）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号），2021年02月22日；

（12）关于《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的公告（昌州政办发〔2021〕41号），2021年06月30日；

（13）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年02月05日；

（14）《玛纳斯县国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年11月24日；

（15）《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022年09月21日；

（16）《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022年03月08日；

（17）《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；

（18）《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》，2022年01月28日；

（19）《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》，2021年11月；

（20）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017），2017年05月30日。

1.2.4 导则及技术规范

（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 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（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）《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018）；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年第43号）；

（11）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（12）《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）；

（13）《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）；

（14）《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022），2022 年 07 月 01 日；

（15）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号），2021 年 06 月 09 日；

（16）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，2009 年 02 月；

（17）《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104 号，2015 年 11 月 17 日；

（18）《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 01 月 01 日；

（19）《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017），2017 年 08 月 22 日；

（20)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2023)，2024 年 1 月 1 日。

1.2.5 有关规划文件

（1）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

（2）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（3）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，2018 年 8 月；

1.2.6 项目依据

（1）本项目环境影响评价工作委托书；

（2）玛纳斯县企业投资项目登记备案证；

（3）天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程可行性研究报告；四川能投建工集团设计研究院有限公司，2024.8

（4）建设单位提供的其他相关基础资料。

1.3 国家产业政策符合性

1.3.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性

项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气——3．油气勘探开发技术与应用：挥发或放空石油、天然气自动监控、回收利用技术、装备开发与应用，天然气分布式能源技术开发与应用”，符合国家产业政

策。

本项目已在玛纳斯县发展和改革委员会进行备案，项目代码：2411-652324-04-01-723433，符合地方产业政策。

1.3.2 与《西部地区鼓励类产业目录(2025 年本)》符合性分析

为推动西部大开发形成新格局，促进发展特色优势产业，因地制宜发展新兴产业，加快产业转型升级，国家发展改革委发布《西部地区鼓励类产业目录(2025 年本)》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 28 号），本项目不属于（十）新疆维吾尔自治区（含新疆生产建设兵团）内的鼓励类项目。但本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类，因此本项目符合国家产业政策。

1.3.3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》环办环评函〔2019〕910 号符合性分析

表 1.3-1　本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	本项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本项目为伴生气综合利用项目，净化后进行外售；本项目为建设单位独立立项，本次环评根据立项内容和设计方案开展评价。	符合
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目生产废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目不涉及油气开采，无钻井岩屑产生。项目运营过程中运营期废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油交由相应危险废物处理资质的单位接收、转运和处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目施工均在厂区征地范围内进行；周边无敏感点，项目施工选用低噪声设备。施工后厂区适当绿化，生态可得到一定程度恢复。	符合
5	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	报告按照防火相应规范进行对照，项目安全距离满足标准要求。项目不涉及其他环境敏感区。评价对其提出了	符合

		加强挥发性有机物泄漏监测，落实地下水跟踪监测的要求。	
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	本项目制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》。

1.4 规划符合性分析

1.4.1 与相关产业发展规划的符合性

1、与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》指出，要落实国家能源发展战略，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目属于天湾区壹井配套回收项目，选址于准噶尔盆地南缘，符合规划要求。

2、与《玛纳斯县国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

根据《玛纳斯县国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》：按照“区域同治、兵地同治”的原则，围绕深入打好污染防治攻坚战，有效发挥兵地监督作用，坚持统一规划、统一政策、统一标准、统一要求、统一推进，落实属地责任和兵地部门职责，建立健全环境保护同防同治协调联动机制，完善生态保护和环境治理同防同治工作体系，加强大气环境联防联控，改善环境空气质量，打赢污染防治攻坚战，确保环境质量总体改善，风险得到有效管控，生态系统稳定性持续增强。

本项目以清北1井、天湾2井的伴生气为气源，对伴生气进行回收利用，生产液化天然气，伴生气回收可以减少其直接燃烧放空排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物以及二氧化碳。

3、《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）符合性分析

根据《“十四五”现代能源体系规划》：加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

推动化石能源绿色低碳开采，加大油气田甲烷采收利用力度，加快二氧化碳驱油技术推广应用。推广能源开采先进技术装备，加快对燃油、燃气、燃煤设备的电气化改造，提高海上油气平台供能中的电力占比。

本项目以清北 1 井、天湾 2 井的伴生气为气源，对伴生气进行回收利用，符合文件要求。

4、与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求，详见表 1.4-1。

表 1.4-1　项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

序号	规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求，本项目位于天湾地块内	符合
2	污染与环境影响防治	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
3		陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728）要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅	选用质量可靠的设备、阀门等；定期对采各设备、阀门和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤加热炉，天然气中不含硫化氢；采取以上措施后厂界噪声满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中的相关要求	符合

		炉大气污染物排放标准》(GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。		
4		油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目为伴生气的回收利用，减少温室气体	符合
5		陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐	含油废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处	符合
6		噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348）要求	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求	符合
7		生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317）等相关要求。	本项目不涉及井及管道等，对于退役后的场站进行恢复	符合

1.4.2 行业发展规划及规划环评相符性分析

1、与新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》（审批文号：自然资函〔2022〕1092 号）指出，要继续强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作用，保障矿产资源的有效供给，并将石油、天然气列为重点勘察开采矿种。

本项目为陆上天然气开采伴生气回收利用项目，项目实施能更好地给区域油气资源安全使用提供保障，符合规划中“强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作用，保障矿产资源的有效供给”的要求，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划

（2021—2025 年）环境影响报告书》（审查意见文号：环审〔2022〕124 号）中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期天然气处理过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

2、与新疆油田公司“十四五”发展规划及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》规定：“十四五”期间规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。

本项目属于天湾气田内，是对现有区块的伴生气回收利用，属于“天然气加快发展工程”，符合规划要求。

②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 1 日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252 号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》污染防治措施、结论及审查意见中的相关要求，具体见表 1.4-2、表 1.4-3、表 1.4-4。

表 1.4-2　项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套扩建的联合站污水处理系统处理。井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放	本项目不涉及井下作业	符合
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表7和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）对项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井	本项目已对本次新建工程进行了分区防渗，并提出了利用现有水井作为地下水监测井	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。）工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油等危废均交由资质单位处置	符合
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃	退役期地面设施拆除、废弃	符合

	建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落	建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落	
5	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、阀门等；定期对厂区的设备、阀门等检查、检修；采用密闭工艺流程	符合
6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等	本项目施工期占地均位于永久占地内，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。	符合

表 1.4-3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》结论符合性分析

序号	规划环评结论	拟采取的相关措施	相符性分析
1	规划生产运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、二氧化硫和NO_2、非甲烷总烃。规划所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的二氧化硫、氮氧化物均可符合《锅炉大气污染物排放标准》标准限值，对周围环境造成的影响较小。油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。严格按照GB39728 标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场场界浓度和最大落地浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m^3）	采用密闭工艺厂界无组织废气可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值要求。	符合

2	生产运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块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》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。生产运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层	生产废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处。	符合

表 1.4-4 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设符合“生态环境分区管控”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施后，无组织非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m^3），不会对区域环境空气产生明显不利影响	符合
2	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求。	本项目扩建工程位于原项目占地范围内，不涉及生态保护红线等	符合
3	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（ SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，项目危废均交由资质单位处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、阀门等；定期对项目区内的设备、阀门等检查、检修；生产工艺输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；生产废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处；	符合

	循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。		
4	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复治理方案	符合
5	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划和环境影响后评价的要求	符合

1.4.3 与行业相关文件的符合性分析

1、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 1.4-5。

表 1.4-5　　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	采用密闭集输工艺流程工艺，根据无组织废气排放量计算，天然气集输损耗率系数约为0.01‰	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	气全部密闭集输运	符合
3	1）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本项目建设实施过程中，衔接中国石油新疆油田分公司开发公司天湾区块在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），建成后由中国石油新疆油田分公司开发公司统一管理，应将实施区域纳入中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合

1.4.4 与生态环境保护规划的符合性分析

1、与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关符合性分析详见表 1.4-6。

表 1.4-6　　本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本项目为天然气开采项目，天然气属于清洁能源	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域VOCs整治，加强VOCs源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的VOCs物质控制，开展企业深度治理和精细化管控	本项目液化天然气和混烃装载过程中收集的废气属于高浓度VOCs，本次采用气相平衡的方法对其进行收集，同时对脱碳单元排放的有组织含烃废气采用燃烧法进行处理后达标排放，减少了VOCs的排放，凝析油贮存采用低压罐，储存的物料本身挥发潜势极低，采用配有呼吸阀的常压固定顶罐，其产生的呼吸排放量已处于极低水平，对环境的影响微小可控	符合
3	严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理等法定义务和社会责任，并主动接受社会监督	项目建成后由建设单位运营管理，承诺按照要求建立的、完善的环境管理体系，本报告提出严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开	符合
4	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位按照《突发环境事件应急管理办法》编制应急预案并备案	符合

2、与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的符合性分析

本项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相关符合性分析详见表 1.4-7。

表 1.4-7 本项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目	符合性分析
1	加大散煤替代力度。优化天然气使用方向，新增天然气优先保障城镇居民和“乌-昌-石”区域内4县市、2园区散煤替代	本项目为天然气的回收利用，对区域天然气供给有一定促进作用	符合
2	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，	本项目为天然气伴生气的回收利用，属于清洁能源，	符合

	培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	有利于推动清洁能源的普及，符合区域产业结构发展要求	
3	加强分区精准施治。对于“乌-昌-石”区域内4县市、2园区，严格落实“乌-昌-石”大气污染同防同治“五统一”机制，制定大气污染源颗粒物、VOCs等专项执法行动方案，统筹调配兵地各级环境执法力量，实行联合执法、交叉执法	本项目为天然气的回收利用，装车系统设置有气相平衡设施，整体VOCs排放水平较低	符合

1.4.5 项目与水土保持规划相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（新水水保〔2019〕4 号），项目区所在玛纳斯县位于Ⅱ2 天山北坡诸小河流与流域重点治理区；区域水土流失类型以强度水力、中度风力侵蚀为主，存在问题为过度开荒破坏地表灌草植被，以及河水冲刷、洪水携带大量泥沙，导致区域水土流失严重。预防和治理的方向为加大退耕还林、还草，针对山洪沟道，采取拦、蓄、引、堤等工程对坡面、沟道进行全面治理。重点推行水土流失治理的行业为煤矿行业、石油天然气行业和城区建设。

本项目为石油天然气开采行业，属于区域重点推行水土流失治理的行业，建设单位已按照《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《开发建设项目水土保持方案管理办法》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434—2018）相关要求编制水土保持方案。

本项目涉及天山北坡国家级水土流失重点预防区、自治区级Ⅱ2 天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，需优化方案，减少占地，并提高防治指标。主体设计布置格局紧凑，充分利用现有道路，合理规划场区布置，严格控制施工占地面积，各类建设活动均在本工程占地范围内建设，同时采用先进工艺和科学的工艺流程，合理优化建构筑物尺寸，节约用地，充分考虑利用地形地势条件，降低了水土资源的占用，最大限度地减少了对项目区生态环境的破坏和影响，减少了可能造成的水土流失面积，树立了在开发建设项目中尽量保护土壤与植被的理念本工程占地面积不大、占地类型单一、占地性质合理，不存在统计漏项问题。随着主体工程的建设、水土保持防护措施和本方案补充设计的各项水保防治措施的实施，可以使施工期水土流失得到有效控制，符合水土保持的要求。

项目水土流失防治应执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。采取上述措施后，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规

划（2018—2030 年）》相关要求。

1.4.6 项目与大气污染防治等相关规划符合性分析

本项目与大气污染防治相关法规、规范符合性分析见下表所示。

表 1.4-8　　本项目与废气污染防治政策符合性分析

大气污染防治规划文件	规划要求	本项目情况	符合性
《“十四五”挥发性有机物综合治理方案》	加强无组织废气排放控制，含VOCs物料的储存、输送、投料、卸料，涉及VOCs物料的生产及含VOCs产品分装等过程应密闭操作。	项目原料为伴生气，净化及液化全过程实行密闭操作。本项目含挥发性有机物的物质均为密闭容器。	符合
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	VOCs污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含VOCs原料与产品在生产和储运销过程中的VOCs排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含VOCs的替代产品或低VOCs含量的产品。对于生产装置排放的含VOCs工艺排气宜优先回收利用。	项目原料为伴生气，净化及液化全过程实行密闭操作。闪蒸气通过BOG回收装置用于燃料使用，减少废气排放量。	符合
关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知	重点对含VOCs物料（包括含VOCs原辅材料、含VOCs产品、含VOCs废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减VOCs无组织排放。	项目原料为伴生气，净化及液化全过程实行密闭操作。	符合
	遵循“应收尽收、分质收集”的原则，科学设计废气收集系统，将无组织排放转变为有组织排放进行控制。	本项目闪蒸气通过回收装置，闪蒸气回用于燃料使用，不外排。	符合
	重点对含VOCs物料（包括含VOCs原辅材料、含VOCs产品、含VOCs废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减VOCs无组织排放	本项目生产装置区加强维护，减少生产过程中的跑冒滴漏现象发生；做好储罐收集系统、各阀门、法兰的日常检修工作，尽量保证车间阀门、法兰无损坏，密闭性好，减少逸散；装卸区采用带压装车，减少无组织排放；本项目无组织排放对周围环境的影响较小。	符合
《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	工艺过程VOCs无组织排放控制要求：VOCs物料卸（出、放）料过程应密闭，卸料废气应排至VOCs废气收集处理系统；无法密闭的，应采取局部气体收集措施，废气应排至VOCs废气收集处理系统。	项目原料为伴生气，净化及液化全过程实行密闭操作。本项目闪蒸气通过回收装置，闪蒸气用于导热油炉使用。	符合
	企业中载有气态VOCs物料、液态VOCs物料的设备与管线组件的密封点≥2000个，应开展泄漏检测与修复工作。	本项目设有独立的DCS系统和SIS系统，以实现全厂火灾、气体的泄漏检测报警及安全保护	符合

	VOCs废气收集处理系统应与生产工艺设备同步运行。VOCs废气收集处理系统发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应停止运行，待检修完毕后同步投入使用；生产工艺设备不能停止运行或不能及时停止运行的，应设置废气应急处理设施或采取其他替代措施。	本项目闪蒸气收集处理系统与生产工艺设备同步运行。	符合
《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》	石油炼制、石油化工、合成树脂行业所有企业都应开展LADR工作；其他行业企业中载有气态、液态VOCs物料的设备与管线组件密封点大于等于2000个的，应开展LDAR工作。要将VOCs收集管道、治理设施和储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。	本项目为扩建项目，新增设备与管线组件密封点小于2000个，无需开展LDAR工作。	符合
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	在石油炼制与石化行业，鼓励采用先进的清洁生产技术，提高原油的转化和利用率。对于设备与管线组件、工艺排气、废气燃烧塔废水处理等过程产生的含VOCs废气污染防治技术措施包括“对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测及时修复或减少跑、冒、滴、漏现象”。	本项目运营期制定检修计划，定期对管线组件及阀门、法兰进行检修，最大限度地减少无组织挥发的VOCs。因此项目的建设符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》。	符合
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	天然气凝液、液化石油气和1号稳定轻烃储存应采用压力罐、低压罐或采取其他等效措施。	本项目液化石油气采用压力罐。	符合
	挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于200mm。	本项目采用底部装载。	符合
	天然气凝液、液化石油气和1号稳定轻烃装载应采用气相平衡系统或采取其他等效措施。	本项目装载采用气相平衡装置。	符合
	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目工艺废水采取管道密闭输送至污水罐储存。	符合
	对油气田放空天然气应予以回。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目设BOG回收装置回收闪蒸天然气用作导热油炉燃料。	符合
《空气质量持续改善行动计划》	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。涉及产能置换的项目，被置换产能及其	本项目为天然气伴生气的回收利用，属于清洁能源，不属于两高一低项目，对区域环境有一定正效应	符合

	配套设施关停后，扩建项目方可投产		
	优化含VOCs原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行VOCs含量限值标准。	项目原料为伴生气，净化及液化全过程实行密闭操作。本项目闪蒸气通过回收装置，闪蒸气用于导热油炉使用。	符合
	大力发展新能源和清洁能源。到2025年，非化石能源消费比重达20%左右，电能占终端能源消费比重达30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。	本项目为天然气的回收利用，对区域天然气供给有一定促进作用，促进清洁能源的发展	符合
	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	运营期主要污染源为设备、管线连接处以及装车过程无组织挥发的VOCs，本项目液化天然气和混烃储存采用压力球罐，装载采用底部装载，装卸过程采用气相平衡系统，最大限度地减少了油气的无组织挥发	符合
《新疆维吾尔自治区2025 年空气质量持续改善行动实施方案》的通知（（新政办发〔2024〕58号））	持续开展燃煤锅炉综合整治。县级及以上城市建成区原则上不再扩建35蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。到2025年，基本淘汰10蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉，联防联控区基本淘汰65蒸吨/小时以下的燃煤锅炉；基本完成65蒸吨/小时及以上燃煤锅炉超低排放改造，联防联控区2024年完成。实施煤电机组“三改联动”，推动煤电向基础性、支撑性、调节性电源转型，鼓励拆小建大等容量替代。充分发挥30万千瓦及以上热电联产电厂的供热能力，	本项目采用天然气导热油锅炉	符合
	强化挥发性有机物和氮氧化物综合治理。优化含VOCs原辅材料和产品结构，加快推进含VOCs原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOCs含量涂料，严格执行VOCs含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、	本项目装载采用气相平衡装置。	符合

	清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。		

由上表可知，本项目符合大气污染防治相关的法规、规范。

1.4.7 项目与水污染防治行动计划符合性分析

与《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）的符合性分析如下：

表 1.4-9　　与水污染防治符合性分析

水污染防治文件	政策要求	本项目情况	符合性
国务院关于印发水污染防治行动计划的通知“国发〔2015〕17号”	推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、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。	本项目废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处	符合

综上，本项目符合《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）要求。

1.4.8 项目与土壤污染防治行动计划符合性分析

项目与《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）、《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120 号）等符合性如下：

表 1.4-10　　与土壤污染防治行动计划符合性

项目	规划要求	本项目情况	符合性
土壤污染防治行动计划“国发〔2016〕31号”	（八）切实加大保护力度。防控企业污染。严格控制在优先保护类耕地集中区域扩建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐。	本项目不属于相关行业	符合
	（十六）防范建设用地新增污染。 排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；有关环境保护部门要做好有关措施落实情况的监督管理工作。	项目不排放重点污染物。	符合
	（十七）强化空间布局管控。……严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、	项目选址不在居民区、学校、医疗和养老机构	符合

	医疗和养老机构等周边扩建有色金属冶炼、焦化等行业企业；……	等周边；本项目不属于有色金属冶炼、焦化等行业。	
	（十八）严控工矿污染。 （3）加强涉重金属行业污染防控。严格执行重金属污染物排放标准并落实相关总量控制指标，……。	项目不排放重金属污染物。	符合
	（4）加强工业废物处理处置。全面整治尾矿、煤矸石、工业副产石膏、粉煤灰、赤泥、冶炼渣、电石渣、铬渣、砷渣以及脱硫、脱硝、除尘产生固体废物的堆存场所，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施，制定整治方案并有序实施。加强工业固体废物综合利用。	本项目工程具备完善的危险废物收集，处理方案，可确保规范收集和处理，去向明确	符合
《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120号）	推动实施绿色化改造。鼓励土壤污染重点监管单位因地制宜实施管道化、密闭化改造，重点区域防腐防渗改造，以及物料、污水管线架空建设和改造。聚焦重有色金属采选和冶炼、涉重金属无机化工等重点行业，鼓励企业实施清洁生产改造，进一步减少污染物排放。	本项目对凝析油储罐等区域进行了重点防渗防腐处理。	符合
《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25号）	（十四）防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本项目包括土壤环境影响评价内容	符合
	（十五）强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边扩建土壤环境重点监管行业企业	本项目周边不涉及居民区、学校、医疗和养老机构等环境敏感目标	符合
	（十六）严控工矿业污染源。6．加强工业废物处理处置。完善防扬散、防流失、防渗漏等设施，制定整治方案并有序实施	本项目工程具备完善的危险废物收集，处理方案，可确保规范收集和处理，去向明确	符合

综上，本项目与《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）、《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120 号）等相符。

1.4.9 与“生态环境分区管控”相关文件的符合性分析

1、与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于乌昌石片区，该区重点突出大气污染治理、资源能源利用效率提升。本项目将井场分离出的伴生气采用增压、脱烃、脱水、脱烃、液化、MRC 制冷生产 LNG 和混烃产品，污染物排放水平较低；液化天然气和混烃储存采用压力球罐，装载采用底部装

载，装卸过程采用气相平衡系统，最大限度的减少了油气的无组织挥发。

本项目减少资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控。

2、与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的相符性分析

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果＞的通知》（新环环评发〔2024 年〕157 号），新疆维吾尔自治区共划定 1777 个环境管控单元，分为优先保护单元 925 个、重点管控单元 713 个、一般管控单元 139 个三类，实施分类管控。

本项目为采用橇装液化装置对井口天然气进行回收服务，属于石油和天然气开采业，位于玛纳斯县一般管控单元，本项目运营期产生的生产废水集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处，导热油炉燃烧废气，采取低氮燃烧技术，废气通过不低于 8m 高排气筒排放，并且随着项目的实施，减少了放空燃烧伴生气，对区域环境空气改善和大气污染物有一定地减排作用，因此，项目符合《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》。

3、与《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》的相关要求的符合性分析

根据《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》，自治州共划定 195 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。

本项目位于编码 ZH65232430001 玛纳斯县一般管控单元，详见图 2.9-1；本项目不在区域生态红线范围内，项目的建设符合该管控单元的要求。相关符合性分析详见下表。

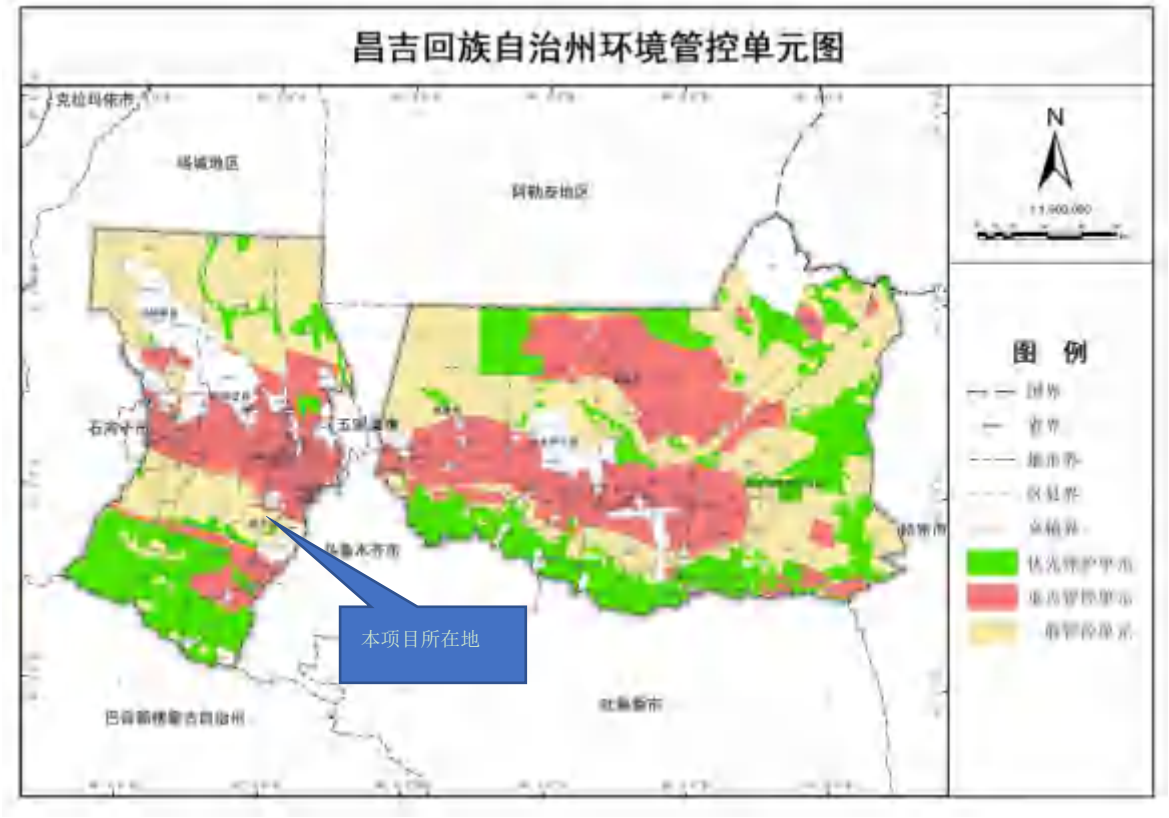


图 1.4-1　　分区管控图

本项目与其符合情况见下表 1.4-13。

表 1.4-11　　本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析要求

名称	文件要求	符合性分析	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批扩建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	本项目属于ZH65232430001玛纳斯县一般管控单元。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护地核心保护区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	运营期产生的生产废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处，项目土壤污染风险较低。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	生产中主要消耗的资源和能源包括新鲜水、电等，项目采用先进的工艺设备，项目资源消耗量相对于区域资源利用量较小，能耗指标符合标准要求。	符合
生态环境境准入清单	自治区共划定1777个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和重点管控单元三类，实施分类管控。	本项目符合昌吉回族自治州生态环境准入清单要求	符合

表 1.4-12　　本项目与玛纳斯县环境管控单元生态环境准入清单（一般管控单元）符合性分析一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	具体内容	本项目	符合性
ZH65232430001	玛纳斯县一般管控单元	1、应符合国土空间规划要求。 2、应符合《产业结构调整指导目录》（2024 年本）、《市场准入负面清单》（2022 年版）。	本项目为天然气开采项目，不属于高污染、高环境风险产品，工程占地类型为温性荒漠类草原，未占用耕地，项目建设内容属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类	符合
		1、污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	本项目新增总量控制的污染物为VOCs、氮氧化物、二氧化硫，环评要求建设单位按规定申请总量，落实备量替代方案，天然气处理站厂界无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值；施工期全面落实“六个百分之百”	符合
		1、执行区域生态环境保护的基本要求。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求	本次环评满足区域生态环境保护和昌吉州总体准入清单中的要求	符合
		1、执行区域资源能源利用的基本要求。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。	本项目满足区域资源能源利用和昌吉州总体准入清单中的要求	符合

综上，本项目与玛纳斯县环境管控单元生态环境准入清单（一般管控单元）要求相符。

1.4.10 土地沙化的符合性分析

（1）与《昌吉回族自治州防沙治沙规划（2021—2030 年）》符合性分析

根据《昌吉回族自治州防沙治沙规划（2021—2030 年）》，其中规划目标，预防土地沙化，维护生态安全，加强以国家公园为主体的自然保护地体系建设，强化重点区域沙化土地保护，守住以古尔班通古特沙漠南缘为重点的防沙治沙阵地。依托重点生态保护修复项目，坚持以点带面，全面推进从局部防治向规模防治转变，统筹推进荒漠生态系统保护和修复，大力构建沙区绿色生态屏障，高质量完成阶段性防沙治沙任务，筑牢区域生态安全屏障，努力打造先行综合示范工程，全面推动形成区域沙化土地治理新格局。

本项目为扩建工程，无新增用地，不涉及沙化土地，项目区基本均硬化，项目的建设不会造成土地沙化。项目实施过程中严格落实生态保护措施，施工范围严格控制在现有建设用地范围内，避免对周边植被和地表结构造成扰动。通过优化施工工艺、强化扬尘管控、实施硬化铺装及临时裸露区域及时覆盖等措施，有效防止风蚀沙化风险。

（2）与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

根据《中华人民共和国防沙治沙法》，第二十一条在沙化土地范围内从事开发建设活动的，应当依法进行环境影响评价和水资源论证。州、市（地）以上人民政府（行政公署）生态环境主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容，征求同级林业草原主管部门的意见。

本项目已于 2024 年 4 月 26 日取得玛纳斯县林业和草原局出具的本项目临时使用草原审核同意书，详见附件。玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司已缴纳草原植被恢复费，详见附件。同时，本项目严格遵循在沙化土地范围内从事开发建设活动的相关规定，依法进行了环境影响评价。在项目实施过程中，所有开发建设活动均未超出现有建设用地范围，未对周边沙化土地造成扰动和破坏。并且，项目在施工前已就防沙治沙相关内容与玛纳斯县林业草原主管部门进行了充分沟通，确保项目建设和运营过程中的各项措施符合防沙治沙要求，从实际行动上落实了《中华人民共和国防沙治沙法》的相关规定。

1.4.11 规划符合小结

本项目与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》等区

域发展规划相符；项目与区域生态环境保护规划，大气、水、土壤等相关规划；项目与“生态环境分区管控”相关管控要求相符。

1.5 选址环保合理性分析

1.5.1 用地合理性分析

1、用地情况

本项目为扩建工程，占地位于原项目征地范围内，项目区已于 2024 年 4 月 26 日取得玛纳斯县林业和草原局出具的本项目临时使用草原审核同意书，详见附件。

玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司已缴纳草原植被恢复费，详见附件。

建设地位于新疆维吾尔自治区玛纳斯县境内，距天湾 2 井西北侧 5.3km，距清北 1 井西南侧 6.2km，天湾区块开采层位为清水河组气藏，本项目用地范围属于天湾区块，属于现有区块的伴生气回收利用，属于“天然气加快发展工程”，符合规划要求。

2、项目与《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》的符合性：

本项目用地性质为天然牧草地和其他草地，本项目与草原相关文件的符合性分析如下：

表 1.5-1 项目与《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》的符合性分析

序号	文件	要求	本项目	符合性
1	《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》	县级以上人民政府草原行政主管部门负责本行政区域内的草原监督管理工作。具体工作由其所属的草原监督管理机构负责，但是，行政许可事项除外。	本项目为扩建工程，占地位于原项目征地范围内，玛纳斯县林业和草原局出具关于适用草原审核同意书，同意临时使用，玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司已缴纳草原植被恢复费。	符合
2		承包经营草原按照《中华人民共和国草原法》、《中华人民共和国农村土地承包法》等有关法律、法规规定的程序进行		符合
3		县级以上人民政府草原行政主管部门应当会同有关部门定期对草原资源进行调查，加强对草原基本状况的监测和统计，建立草原资源档案和数据库；县（市）草原行政主管部门依据国家草原等级评定标准，对草原进行等级评定。		符合
4		因建设征收、征用或者使用草原的，应当按照国家和自治区有关规定给予草原使用单位、集体经济组织或者承包经营者补偿，并妥善安置草原承包经营者生产、生活，补偿费用包括生产经营性补偿和生活安置性补偿。		符合
5		在草原上开展经营性旅游活动，应当符合有关草原保护、建设、利用规划，并事先征得草原所有者、使用者和承包经		符合

		营者以及县级以上人民政府草原行政主管部门的同意后，方可办理有关手续。		

1.5.2 项目水文水系及外环境关系

①项目区域水文水系分布

项目区东侧 8845m 为塔西河，西侧 16424m 为玛纳斯河，西南侧 3015m 为玛纳斯河支流清水河的二级灌溉解放渠（隔山脉），本项目位于山区地质，本项目其余区域无地表水系。

塔西河位于新疆准噶尔盆地南缘，全长 120 公里，由塔西河沟、其格塔依达拉、库普依达拉、库勒达拉等支流汇集而成，与玛纳斯河一样，发源于依连哈比尔尕山北麓的雪山冰川，构成玛纳斯县两大水系，养育着流域数十万子民，浇灌着流域数十万亩土地

玛纳斯河流域位于新疆天山北麓中段、准噶尔盆地南缘，流域总面积 26500km^2。发源于天山北坡依连哈比尔尕山，流域呈扇形流经石河子市、玛纳斯县、沙湾市、克拉玛依市的小拐镇及兵团第八师、第六师十九个大型国营农场。自源头至小拐镇，全长约 324km，尾闾为已经干枯的玛纳斯湖，河流沿程汇入清水河等大小支流 10 多条，山区（红山嘴以上）5156km^2，集水区平均海拔 3000m，年平均径流量 12.526×108m^3。平均流量 39.7m^3/s。属季节性河流，具有季节性周期变化的特点。一般水量集中在 6 月至 8 月，11 月至次年 3 月处于枯水期。

运营期无废水外排，生产废水均依托处理，不与地表河流发生水力联系。

②项目外环境关系

本项目为扩建工程，占地位于原项目征地范围内，选址于玛纳斯县清水河乡牙湖村，项目永久占地类型均为温性荒漠类草原，涉及的环境敏感区为自治区级水土流失重点治理区和玛纳斯河。项目周边 5km 评价区域内无居民点。

1.5.3 项目选址合理性分析

本项目为扩建工程，占地位于原项目征地范围内，位于玛纳斯县清水河乡牙湖村，选址延续了原项目的工矿用地性质，符合区域既定的土地利用格局，避免了因改变土地用途可能带来的规划冲突和新增环境影响。从土地管理角度，该选址方案是高效且合理的。拟选厂址附近 2500m 范围内无居民，项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区、生态脆弱区等其他环境敏感保护目标，项目评价范围内无古、大、珍、奇植物及名木古树。

本项目作为扩建工程，其根本目的通常是增产、稳产或完善生产工艺。这直接

服务于所在油气田的总体开发方案和中长期产量规划。

选址位于油气田区域内，符合油气资源“就地加工、就近处理”的集约化开发原则，有利于减少物料长距离输送的环境风险与成本。

需要具体比对油气田开发规划中关于产能布局、设施建设时序、环保措施升级等要求。本项目的建设内容、规模及环保设计，应与这些要求高度一致，从而证明其是油气田规划实施的重要组成部分，符合上位专业规划。

项目与《天然气液化工厂设计标准》（GB51261-2019）和《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2021）相关要求符合性分析见表 1.5-2。

表 1.5-2　　项目与相关规范选址要求符合性分析

序号	《天然气液化工厂设计标准》	《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》	本项目	符合性
1	天然气液化工厂的区域规划应根据工厂自身及相邻工厂或设施的特点和火灾危险性，结合地形、风向、气源及运输等条件合理布置。	站场选址应根据所在地区的地形、地质、水文气象、交通、消防、供排水、供电、通信、可利用土地和社会生活等条件，对可供选择的具体站址进行技术、经济、安全、环境、征地、拆迁、管理等方面的综合评价，选择最优建站场地址。	本项目位于玛纳斯县清水河乡牙湖村，厂区东南侧有输气管线经过。	符合
2	应远离城镇居民区及社会公共福利设施，并宜位于邻近城镇居民区及社会公共福利设施最小频率风向的上风侧。	站场选址应符合当地城镇规划、工业区规划和港区规划，宜选在自然条件有利于废气扩散、废水排放的地区，并宜远离其他环境敏感目标。站场宜位于临近城镇或居民区全年最小频率风向的上风侧。	厂区远离城镇规划区，占地为温性荒漠类草原，四周较为空旷，区域主导风向为南风，厂区北侧无敏感目标。	符合
3	天然气液化工厂选址应避开发震断层和抗震设防烈度为9度及以上的地区；	站场不应设在抗震设防烈度为9度及以上的地区；站场不宜建在抗震设防烈度为8度的V类场地地区。	场站的抗震设防烈度为6度。	符合
4	选址应避开生活饮用水源保护区；国家划定的森林、农业保护及发展规划区；自然保护区、风景名胜区和历史文物古迹保护区；	站场不应设在饮用水水源保护区、自然保护区、历史文物、名胜古迹保护区。	项目周边无饮用水源保护区域、自然保护区、历史文物及名胜古迹等保护区域。	符合
5	选址应避开山体崩塌、滑坡、泥石流、流沙、地面严重沉降或塌陷等地质灾害易发区和重点防治区，采矿塌落、错动区的地表界限内；	站场不应设在有土崩、活动断层、滑坡、沼泽、流沙、泥石流的地区和地下矿藏开采后有可能塌陷的地区；以及其他方面不满足工程地质要求的地区；	根据设计资料，厂区地质条件较为稳定。	符合
6	选址应避开蓄滞洪区、坝或堤决溃后可能淹没的地区；	站场不应设在蓄（滞）洪区；	厂址位于山区，不在蓄滞洪和淹没地带。	符合

7	选址应避开山区或丘陵地区的窝风地带。	/	本项目不在窝风地带。	符合
8	地区输油、输气管道不得穿越天然气液化工厂厂区，公路和地区架空电力线路严禁穿越天然气液化工厂生产区。	公路、地区架空电力线路、地区输油（输气）管道不应穿越站场。	无电力线路穿越。	符合
9	可燃液体储罐（组）不宜紧邻江河、排洪沟布置。当受条件限制必须布置时，应采取可靠的防止可燃液体流入江河、排洪沟的措施。	/	站场不在河道旁边，厂区四周设排水沟。	符合
10	天然气液化工厂应位于不受洪水、潮水或内涝威胁的地带，当不可避免时，应采取可靠的防洪、排涝措施。	站场应位于不受洪水、潮水或内涝威胁的地带，当不可避免时，应采取可靠的防洪、排涝措施。	厂址位于山区，不在洪水淹没地带。	符合

综上所述，项目选址符合《天然气液化工厂设计标准》（GB51261-2019）和《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2021）相关要求。

结合《天然气液化工厂设计标准》（GB51261-2019）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），站场属于五级场站，拟选厂址附近 500m 范围内无居民，无建筑；站场内各装置与周边建筑和设施防护距离满足《天然气液化工厂设计标准》（GB51261-2019）和《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求。

在严格实施环评提出的污染防治措施后，污染物可实现达标排放，对环境影响较小，从环境保护方面及环境影响方面分析，本项目选址较为合理。

1.5.4 选址合理性结论

项目评价范围内无需要特殊保护的敏感目标，无明显环境制约因素；项目拟采取技术经济可行的污染治理措施及风险防范措施，以降低对项目周边环境敏感目标、周边土壤的环境污染及环境风险水平，确保污染物达标排放，减轻项目对区域的环境影响；根据环境影响预测分析，项目实施后不会改变区域环境功能现状。结合前节分析，本项目选址符合区域规划、产业布局和生态环境准入条件等相关要求。

综上所述，项目产生的污染物经治理后可达标排放。因此，周边无明显的环境制约因素，项目选址合理。

1.6 评价重点及评价因子

1.6.1 评价重点

通过收集建设项目有关资料，在进行工程分析的基础上，结合项目与区域各种

环境因素制约条件、环境质量现状等，确定本次评价工作。

（1）项目的废气、废水的产生、治理及排放情况；

（2）工程建设对周围环境的可接受性分析；

（3）工程污染物排放及控制措施有效性；

（4）项目环境风险事故分析，并提出相应的风险防范措施。

以上四条作为评价重点，在工程分析方面，重点评价建设项目的工艺特征、清洁生产要求和污染防治措施。

1.6.2 环境影响因素分析

1、施工期

施工期影响主要为短期的、局部的影响，施工结束后大部分影响可恢复，对环境的主要影响如下：

（1）生态环境

本项目不新增占地，无管道开挖，不涉及土石方的开挖，因此施工期不会产生水土流失，因此生态环境影响较小，不会导致区域土地利用格局发生较大的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。

（2）环境质量

①大气环境质量：主要是施工扬尘、交通运输扬尘、汽车尾气及机械设备运转产生的废气。

②水环境质量：主要是施工废水、生活污水。

③声环境质量：主要是施工设备噪声及车辆运输噪声。

④施工固废：主要为建筑垃圾及施工人员生活垃圾等。

2、营运期

本项目运营期对环境的主要影响如下：

（1）正常工况

1）环境质量

①大气环境质量：项目生产过程中导热油炉废气、脱碳系统二氧化碳气体、凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气、法兰等阀门管件设备产生挥发油气(非甲烷总烃)等污染物对周围大气环境造成的影响。

②水环境质量：项目区生产废水等对区域水环境造成的影响。

③声环境质量：项目分离器、换热器等设备运行噪声及车辆运输噪声对周围声

环境的影响。

④固废：原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油等对周围环境的影响。

2）生态环境

本项目不新增占地，不会导致该区域生态环境发生变化，生态影响较小。

3）风险因素分析

伴生气、制冷剂及凝析油均为易燃物质，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，燃烧过程中同时产生伴生或次生有害物质 CO，并扩散至大气中；储罐泄漏、事故废水未妥善处置的情况下对地下水环境的影响。

（2）非正常工况

非正常工况时，天然气回收装置区设备检修时经放空管点火燃烧后排放的废气、噪声对大气环境和声环境的影响；凝析油储罐发生泄漏，将会对环境空气、地下水、土壤造成影响；若发生火灾爆炸还对周围的土壤、动植物、人群等造成破坏。

表 2.4-1　　环境影响要素识别表

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
施工期	废气	施工扬尘	TSP	—	√								
		施工机械、汽车尾气	CO、NOX等	—	√								
	废水	施工废水	SS	—		√							
		施工人员生活污水	CODCr、SS、NH_3-N等	—		√	√						
	噪声	施工机械、运输车辆等噪声	等效A声级	——				√					
	固废	土石方、建筑垃圾	/	—			√		√	√			
		生活垃圾	/	—									
		废包装材料	/	—									
	生态	扩建工程占地	永久占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观	—									
	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++									√
		交通	短时间阻断交通	—									√
运营期	废气	导热油炉废气	颗粒物、NO_X、SO_2	—	√								
		脱碳系统	二氧化碳		√								
		法兰等阀门管件设备	非甲烷总烃	—	√								
		闪蒸气主要为凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG及重烃装卸区	闪蒸气	——	√					√	√		
		放空系统废气	氮氧化物、二氧化硫、总烃	—	√								
	废水	生产废水	pH、石油类、悬浮物	—		√	√		√				
	固废	废包装袋、桶集中收集，交由厂家回收，原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、废分子筛	/	—			√		√				√
	噪声	设备及气流噪声	等效A声级	—				√			√		

	风险	伴生气、制冷剂及凝析油罐泄漏	CODCr、SS、Cl-、石油类	——			√		√				
备注：“——”为负影响较大；“—”为负影响较小；“++”为正影响较大；“+”为正影响较小。													

1.6.3 评价因子

根据工程分析，确定本项目的评价因子见下表。

表 1.6-1　　环境影响评价因子表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子	
		施工期	运营期
环境空气	非甲烷总烃、PM_{10}、$PM_{2.5}$、二氧化硫、NO_2、CO、O_3。	颗粒物	二氧化硫、氮氧化物、NMHC、颗粒物等
地表水	/	SS	进行污水处理设施依托可行性分析
地下水	钾、钠、钙、镁、碳酸根、重碳酸根、pH、氨氮（以N计）、硝酸盐（以N计）、亚硝酸盐（以N计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度（以$CaCO_3$计）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（CODMn）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、铜、锌、阴离子表面活性剂、总磷、钒、铝、硫化物、硒、石油类。	/	石油类、pH
声环境	等效连续A声级Leq（A）	等效连续A声级	昼、夜等效连续A声级
土壤	砷、镉、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并【a】蒽、苯并【a】芘、苯并【b】荧蒽、苯并【k】荧蒽、䓛、二苯并【a，h】蒽、茚并【1，2，3-cd】芘、萘、pH；总铬、铬（六价）、石油烃（C10-C40）、铁、锌、锰、钒、钴。	/	pH、石油烃
生态	土地利用、水土流失、植被破坏、物种生境、景观影响等	/	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观和水土流失的影响
环境风险	/	/	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

1.7 评价标准

依据区域地表水环境功能区划、环境空气功能区划，本项目执行如下标准：

1.7.1 环境质量标准

1）环境空气

（1）环境空气：项目所在地二氧化硫、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、CO、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，）二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m^3 执行，具体浓度限值见表 1.7-1。

表 1.7-1　　环境空气质量标准

污染物	各项污染物的浓度限值（μg/m³）			依据
	1小时平均	日平均	年平均	
二氧化硫	500	150	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
NO_2	200	80	40	
氮氧化物	250	100	50	
PM_{10}	—	150	70	
$PM_{2.5}$	—	75	35	
CO	10000	4000	—	
O_3	200	160（8小时平均）	—	
TSP	—	300	200	
NMHC	2.0（一次浓度限值）	—	—	《大气污染物综合排放标准详解》

2）地表水环境质量

根据水功能区划，本项目地表水系属于Ⅲ类水体，地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水域标准，具体标准限值见下表。

表 1.7-2　　地表水环境质量标准

指标	标准限值（mg/L）	依据
pH	6～9（无量纲）	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水标准
CODcr	≤20	
BOD_5	≤4	
NH_3-N	≤1.0	
石油类	≤0.05	
溶解氧	≥5	
SS	/	
粪大肠菌群	≤10000（个/L）	
总氮	≤1.0	
总磷	≤0.2	

3）声环境质量

评价区声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体标准限值见下表。

表 1.7-3　　声环境质量标准

类别	标准值（LAeq：dB（A））		依据
	昼间	夜间	
2类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

4）地下水环境质量

评价区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，具体标准限值见下表；

表 1.7-4　　地下水质量标准

序号	指标	标准限值（mg/L）
1	pH	6.5～8.5（无量纲）
2	氨氮	≤0.50
3	硝酸盐氮	≤20.0
4	亚硝酸盐氮	≤1.00

5	挥发性酚类	≤0.002
6	氰化物	≤0.05
7	总硬度	≤450
8	溶解性总固体	≤1000
9	耗氧量（以CODMn计）	≤3.0
10	硫酸盐	≤250
11	氯化物	≤250
12	铁	≤0.3
13	锰	≤0.10
14	铜	≤1.00
15	锌	≤1.00
16	铅	≤0.01
17	汞	≤0.001
18	砷	≤0.01
19	镉	≤0.01
20	铬（六价）	≤0.005
21	总大肠菌群	≤3.0（MPN/100ML）
22	细菌总数	≤100
23	K+	/
24	Na+	≤200
25	Ca^{2+}	/
26	Mg^{2+}	/
27	CO_3^{2-}	/
28	HCO^{3-}	/
29	Cl^-	≤250
30	SO_4^{2-}	≤250

5）土壤环境质量

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 和表 2 第二类用地筛选值标准，具体标准限值见表 1.7-5。

根据《关于印发〈全国土壤污染状况评价技术规定〉的通知》（环发〔2008〕39 号），建设用地中锌的标准值为 720mg/kg。

占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值要求。

表 1.7-5　　土壤环境质量建设用地土壤污染风险筛选值和管制值　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
1	砷	7440-38-2	20	60	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10

10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1，1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1，2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1，1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1，2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1，2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1，2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1，1，1，2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1，1，2，2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1，1，1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1，1，2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.6	2.8	5	15
24	1，2，3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1，2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1，4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3，106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并【a】蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并【a】芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并【b】荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并【k】荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1297.64	4900	12900
43	二苯并【a，h】蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并【1，2，3-cd】芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
46	钴	7440-48-4	20	70	190	350
47	钒	7440-62-2	165	752	330	1500
48	石油烃	/	826	4500	5000	9000

表 1.7-6　　农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目①②		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240

		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。 ②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。						

1.7.2 污染物排放标准

1）废气

①生产废气

天然气处理站厂界无组织挥发性有机物及脱碳单元处理装置 NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值；厂区内 NMHC 执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中特别排放限值。天然气处理站内导热油炉锅炉烟气中各污染物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 大气污染物特别排放限值中燃气锅炉排放浓度限值要求；氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏季大气污染物防治冬病夏治工作的通知》中燃气锅炉低氮燃烧改造限值（≤50mg/m^3）。

表 1.7-7　　项目废气污染物排放标准/限值

序号	污染源		污染物		排放限值（mg/m^3）	标准来源
1	处理站厂界		NMHC	无组织	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
2	站内处理	导热炉	二氧化硫	有组织	50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）氮氧化物执行《关于开展自治区2022年度夏季大气污染物防治冬病夏治工作的通知》中燃气锅炉低氮燃烧改造限值（≤50mg/m^3）
3			颗粒物		20	
4			氮氧化物		50	
5			林格曼黑度		≤1	
6	厂区内		NMHC	无组织	1h平均6 任意一次20	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）特别排放限值

2）废水

生产废水主要为天然气处理产生的含油废水及脱盐水，集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）有关规

定，不同施工阶段主要噪声源控制限值见表 1.7-8。

表 1.7-8　　《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

施工阶段	主要噪声源	噪声限值（dB（A））	
		昼间	夜间
施工设备	推土机、挖掘机、装载机、打桩机、振捣棒、电锯等	70	55

运营期场站厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的 2 类标准，标准限值见表 1.7-9。

表 1.7-9　　工业企业厂界环境噪声排放标准

类别	标准值（Leq：dB（A））	
	昼间	夜间
2类	60	50

4）固废

本项目危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，均须妥善处理，不会造成二次污染。

5）生态环境

项目所在区域水土流失采用《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）作为评价标准，其分级指标见下表。

表 1.7-10　　水力侵蚀强度分级指标

级别	侵蚀模数｛t/（km^2·年）｝
Ⅰ微度侵蚀（无明显侵蚀）	<200，500，1000
Ⅱ轻度侵蚀	（200，500，1000）—2500
Ⅲ中度侵蚀	2500—5000
Ⅳ强度侵蚀	5000—8000
Ⅴ极强度侵蚀	8000—15000
Ⅵ剧烈侵蚀	>15000

注：由于各流域的成土自然条件的差异，可按实际情况确定土壤允许流失量的大小，从 200、500、1000t/km^2·年起算，但允许值不得小于 200 或超过 1000t/km^2·年。

1.8 评价工作等级与范围

1.8.1 大气环境影响评价等级

（1）评价等级

1、污染源参数

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐估算模型 ARESCREEN 对本项目建成后全厂的大气环境评价工作进行分级。结合项目的工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，计算各污染物的最大地面空气质量浓度占标率（Pmax），然后按评价工作分级判据进行分级。

根据工程分析结果，本项目排放的主要废气污染物为二氧化硫、氮氧化物、

NMHC、颗粒物等，分别计算各污染源污染因子最大地面浓度占质量标准值的比率Pi。估算模式预测参数及计算结果见下表。

表 1.8-1　　估算模型参数表

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/℃		42.90
最低环境温度℃		-36.80
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 1.8-2　　大气估算模式估算结果

类别	污染源名称	污染物	最大落地浓度（μg/m³）	最大浓度落地点（m）	评价标准（μg/m³）	最大占标率Pi（%）	D10%（m）	执行级别
点源	导热油炉排放口1#	PM_{10}	3.37	100	450	0.75	/	III
		二氧化硫	1.87	100	500	0.37	/	III
		氮氧化物	16.47	100	250	6.59	/	II
面源	生产装置区	NMHC	2.62	48	2000	0.131	/	III

环评选择《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐模式中的AERSCREEN 模型对大气环境评价工作进行判定。计算各污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。

计算污染物最大地面浓度占标率 P 占标率最 i（第 i 个污染物），及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m³。

评价工作等级按下表的分级判据进行划分。若污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 P_{max}。

表 1.8-3　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax<10%
三级	Pmax<1%

经计算，根据预测结果可知，本项目大气环境影响评价工作等级确定为二级。

1.8.2 地表水环境评价等级

生产废水主要为天然气处理产生的含油废水，集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油藏不外排。

根据《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）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级B开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级B。

1.8.3 地下水环境评价等级

建设项目地下水环境影响评价等级划分应根据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度进行判定。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录A 和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目场站为Ⅱ类建设项目。本项目不涉及集中或分散式饮用水源等环境敏感区，项目评价工作等级分级见下表：

表 1.8-4　　地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	本工程
敏感	集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水源地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。	评价区内地下水未得到开发和利用，评价区内无居民，且无与地下水相关的水源保护区和其他资源保护区。
较敏感	集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区以及分散居民饮用水源等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。	
不敏感（√）	上述地区之外的其他地区。	
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		

表 1.8-5　　评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	Ⅱ类项目	本项目评价等级
敏感	一	本项目属Ⅱ类项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，根据（HJ610-2016）判定依据，本项目地下水环境影响评价工作等级判定为“三”级。
较敏感	二	
不敏感（√）	三（√）	

1.8.4 声环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价等级的划分

原则，见下表：

表 1.8-6　　声环境评价工作等级划分基本原则

划分依据	项目评价等级
区域声环境功能区类别	本项目所在区域属于GB3096规定的2类声功能区域
建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量	
受影响人口的数量	

项目属于环境噪声 2 类声功能区，处理站周边无声环境敏感目标。根据环境影响评价技术导则，因此，本次声环境评价工作等级为二级。

1.8.5 生态环境评价等级

按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程厂址不占用国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等，导则中生态影响评价工作等级划分如下见下表。

表 1.8-7　　生态影响评价工作等级划分表

判定原则	本项目是否涉及
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。	本项目地表水属于水污染影响型项目，评价等级为三级B。
e）根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围分布有天然林、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未分布有天然林、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。	本项目为扩建项目，无新增占地，小于20km^2。
g）除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级。	/
符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析	本项目为污染影响类扩建项目，符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内，属于不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，但不位于已批准规划环评的产业园区内，因此需要确定评价等级，不能直接进行生态影响简单分析

《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2021）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。就本项目而言，评价范围内不涉及生态敏感区。经判定本项目生态环境影响评价等级为三级。

1.8.6 土壤评价等级

根据场地所取 26 件土化学分析样品，场地土样 4.0m 以上，易溶盐含量 0.160%～0.280%，大于盐渍土标准 0.3%，属盐渍土。按含盐化学成分分类属亚硫酸盐渍土、

亚氯盐渍土，按含盐量属弱~中等盐渍土，属于土壤盐化区域。

根据《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），土壤盐化区域应按照土壤污染影响型和生态影响型，按照相应等级分别开展评价工作。据此对项目土壤环境影响评价等级进行判定，结果如下：

①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）和《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），天然气场站为Ⅱ类建设项目，土壤污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级

本项目永久占地类型全部为天然牧草地，因此土壤环境属于敏感，项目总占地133173.5m^2≈13hm^2＞5hm^2，判定占地规模为中型。本项目污染影响型土壤评价工作等级判定如下。

污染影响型土壤评价工作等级分级表

评价工作等级 / 占地规模 / 敏感程度	I类项目			II类项目			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目污染影响型土壤环境影响评价等级划定为**二级。**

②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，生态影响型敏感程度分级见表 1.8-9，生态影响型评价工作等级划分见表 1.8-10。

表 1.8-9　　生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度>2.5且常年地下水位平均埋深<1.5m的地势平坦区域，或土壤含盐量>4g/kg的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5且常年地下水位平均埋深<1.5m的地势平坦的，或1.8<干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深<1.8m的地势平坦区域，建设项目所在地干燥度>2.5或常年地下水位平均埋深<1.5m的平原区，或2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg的区域	4.5<pH≤4.5	4.5≤pH<4.5
不敏感	其他	5.5≤pH<8.5	

表 1.8-10　　生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

敏感程度	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	三	三	/

项目区土壤盐分含量 1.6—2.8g/kg，生态影响型敏感程度为较敏感，根据《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）规定场站为Ⅱ类建设项目，根据表 1.8-10 可知，本项目土壤生态影响型评价等级为二级。

1.8.7 环境风险评价等级

1、危险物质数量与临界量比值（Q）的确定

结合厂区平面布置及危险单元分布情况，仅考虑本项目的危险单元。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中 C.1.1 危险物质与临界量比值计算方式如下示：

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

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_1, 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。

本项目涉及的风险物质伴生气、冷剂单元、凝析油、危废中的油类物质，计算风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值）。

表 1.8-11　　建设项目 Q 值确定表

危险单元	危险物质	临界量Q（t）	存在量q（t）	Q
LNG储罐	甲烷	10	19.01	1.901
重烃储罐	油类物质	2500	0.70	0.00028
闪蒸气	甲烷	10	0.15	0.015
冷剂单元	乙烯	10	0.0024	0.0002
	异戊烷	10	0.0014	0.0001
	丙烷	10	0.0031	0.0003
凝析油储罐	油类物质	2500	112	0.0448
危废	油类物质	2500	0.307	0.0001
合计				1.96

本项目判定结果：本项目危险物质最大存在总量和临界量的比值情况见表 5.1-1，通过计算可知本项目危险物质数量与临界量比值 Q=1.96，属于 1≤Q<10 范围内。

2、行业及生产工艺（M）

本项目属于陆地天然气开采行业，属于《建设项目环境风险评价技术导则》

（HJ169-2018）附录 C 表 C.1 中的石油天然气行业。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 表 C.1 对生产工艺进行评估，将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。**M 赋值为 10，以 M3 表示**，具体详见表 1.8-12。

表 1.8-12　　行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、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a、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（不含加油站的油库）、油气管线b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a：高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力≥10.0MPa； b：长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

3、危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），对照 HJ169-2018 附录 C 表 C.2，确定危险物质及工艺系统危险性分级为 P4。

表 1.8-13　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
0≤Q<10	P2	P3	P4	P4

4、环境敏感程度（E）分级

（1）大气环境敏感程度

项目所在地为天然气开采生产区域，周边 500m 内无居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构，项目区 5km 范围内居住、文化教育人口总数小于 1 万人，大气环境敏感程度为 E3。

表 1.8-14　　大气环境敏感程度分级

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范围内人口总数大于小于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

（2）地表水环境敏感程度分级

项目区无地表水体，地表水敏感性为 E3。

表 1.8-14　　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
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

（3）地下水环境敏感程度分级

根据区域水文地质条件，项目区不是集中水源地、径流补给区及特殊水资源保护区，功能敏感性为不敏感（G3），包气带岩性为粉质黏土，厚度＞10m，连续稳定分布，渗透系数 1.15×10—5cm/s，防污性能中等（D2），按照 HJ169-2018 附录 D 表 D.5，地下水环境敏感程度为 E3。

表 1.8-16　　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

（4）环境风险潜势

根据分析判断，本项目站场危险等级为 P2，大气环境敏感程度为 E3。地下水敏感程度为 E3。依据环境风险潜势划分表，本项目大气环境风险潜势为Ⅰ、地表水环境风险潜势为Ⅰ、地下水环境风险潜势Ⅰ，因此风险潜势最高为Ⅰ。

表 1.8-17　　建设项目环境风险潜势划分表

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

注：Ⅳ+为极高环境风险。

5、环境风险评价工作等级划分

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及本项目环境风险潜势分析，本项目风险评价工作级别见下表。

表 1.8-18　　风险评价工作级别表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

结合本项目实际情况，环境风险评价工作等级判定见表 1.8-18。

表 1.8-19　　环境风险评价工作等级确定

环境要素	环境风险潜势初判		环境风险潜势划分	等级确定
	P	E		
大气环境	P4	E3	I	简单分析
地表水环境	P4	E3	I	简单分析
地下水环境	P4	E3	I	简单分析

根据上述分析，确定建设项目大气环境风险评价工作等级为简单分析；地表水环境风险评价工作等级为简单分析；地下水环境风险评价工作等级为简单分析。

1.9 评价范围、主要保护目标及污染控制目标

1.9.1 评价范围

（1）大气环境

项目大气环境影响评价等级为二级，按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价范围边长取 5km。因此，本项目大气环境影响评价范围为以项目为中心，边长为 5km 的矩形区域。

（2）地表水环境

项目地表水评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，评价范围应满足污水处理设施可行性分析要求，项目与周围水体无水力联系，因此不设置地表水评价范围。

（3）声环境

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的有关规定，确定本项目声环境评价范围为项目边界外 200m 以内的范围。

（4）地下水环境

根据评价区水文地质条件结合《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610—2016）对三级评价的要求，建设项目地下水环境影响现状调查评价范围可采取查表法、公式计算法和自定义法。

根据《地下水环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水基本渗流特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

建设项目地下水环境现状调查评价范围的确定可采用公式计算法、查表法及自定义法。

由于建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求，因此，本项目采用公式计算法确定：

$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$

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；根据收集区域水文地质资料，本次评价取 0.52m/d；

I—水力坡度，无量纲；根据收集区域水文地质资料，本次评价取 0.03；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度；根据收集区域水文地质资料，本次评价取 0.12。

根据计算，下游迁移距离为 1300m。

根据调查，区域地下水流向自南向北。因此本项目地下水评价范围以项目厂区为中心上游南侧 500m，下游北侧 2120m，向东和西侧各延伸向东、向西各延伸 600m，评价范围面积为 4.2km^2。

（5）土壤环境

本项目土壤环境影响属于污染影响型和生态影响型，本项目污染影响型和生态影响型土壤环境影响评价等级划定均为二级。根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目污染影响型土壤评价范围确定为占地范围内+占地范围外 0.2km 范围内，生态影响型评价范围为占地范围内+占地范围外 2km 范围内。

（6）生态环境

本项目未占用生态敏感区，根据《环境影响评价技术导则生态环境》（HJ19-2022）和《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），生态影响主要是因占地造成的植被损失和野生动物减少，影响范围主要集中在占地范围内，故场站生态影响评价范围为场界周围 50m 范围内。

（7）环境风险

本项目环境风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，不设环境风险评价范围。

1.9.2 控制污染目标及评价重点

1）不因项目建设导致项目拟选址区域各环境要素的环境质量明显下降；对项目导致的社会经济环境影响能妥善解决。

2）确保项目实现达标排放，满足清洁生产、总量控制的要求。

3）杜绝项目生产事故性排放，保护周围水、空气及土壤环境。

根据拟建工程特征与工程所在地的环境特征，以及工程环境影响因子识别等综合分析，确定评价重点：在深入进行工程分析及污染防治对策分析基础上，重点分析“三废”污染防治，及事故排放应急措施的有效性和可靠性；分析外排废水依托现有污水处理厂的可行性；重视项目环境风险事故分析，并提出相应的风险防范措施。强化项目清洁生产分析及总量控制的论证分析。

1.9.3 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内涉及自治区级水土流失重点治理区，除此之外不涉及其他环境敏感区。

1.9.3.1 大气环境保护目标

本项目以项目为中心，边长为 5km 的矩形区域，无保护目标。

1.9.3.2 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的有关规定确定噪声评价范围为项目外 200m 范围内。根据外环境关系可知，项目厂界外 200m 范围内无声环境敏感点。

1.9.3.3 地表水环境保护目标

本项目评价范围无地表水系。

1.9.3.4 地下水环境保护目标

表 1.9-1　　本项目地下水环境主要保护目标

序号	目标名称	方位	距离（m）	性质	保护级别
1	第四纪松散岩类孔隙水	侧向、下游	0~2120m	地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水域

1.9.3.5 土壤环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目污染影响型土壤评价范围确定为占地范围内+占地范围外 0.2km 范围内，生态影响型评

价范围为占地范围内+占地范围外 2km 范围内。

根据现场踏勘项目厂界外 2000m 范围内天然牧草地属于土壤环境保护目标。

1.9.3.6 生态保护目标

本项目涉及水土流失重点治理区（Ⅱ2 天山北坡诸小河流域重点治理区），保护区域水土流失现状，不加剧影响，区域内动植物多样性等，保护温性荒漠类草原环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。

场站生态影响评价范围为场界周围 50m 范围内天然牧草地。

第 2 章建设项目工程分析

2.1 现有项目概况

2.1.1 现有工程环评情况

2023 年 5 月，玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司委托新疆天润坤成环保科技有限公司完成《玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目环境影响报告书》，于 2025 年 3 月 14 日，昌吉回族自治州生态环境局出具《关于玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目环境影响报告书的批复》（昌州环评〔2025〕47 号）。

2.1.2 现有工程建设内容情况

2023 年 5 月玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司投资 49700 万元，在玛纳斯县清水河乡牙湖村（距离天湾地面工程东南侧 4.1km），“玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目”项目采用橇装液化装置对井口天然气进行回收服务。天湾区块地面工程建设项目位于昌吉回族自治州玛纳斯县，项目输气管线跨越昌吉回族自治州玛纳斯县、塔城地区沙湾市和石河子市，中心地理坐标为：东经 86°12′25.45″，北纬 45°01′15.63″。

项目占地面积 133173.5m^2，采用橇装液化装置对井口天然气进行回收，建设 1 座 70x10^{4}m^3/d 液化天然气（LNG）处理站（含 1 套 MDEA 脱碳装置，1 套干燥脱汞装置，1 套脱重烃装置，1 套深冷液化脱氮装置，2 套 LNG 装车橇，1 套重烃装车装置），全站设置脱盐水、配电系统、空压制氮等配套公辅设施，实现 450t/d 的天然气液化产量，副产品混烃 28t/d。

项目产品方案详见下表。

表 2.1-1　　项目产品方案一览表

产品名称	压力	温度	预期产量		产品储存
LNG	0.6MPa	-162℃	450t/d	148500t/a	20台150m^{3}储罐，储存周期2d
混烃	0.6MPa	45℃	28t/d	9240t/a	2台100m^{3}混烃储罐，储存周期7d

现有工程项目组成情况，详见下表。

表 2.1-2　　现有工程项目组成

类别	项目组成	实际建设情况
生产规模	规模	1座70x104m^3/d液化天然气（LNG）处理站
		1套MDEA脱碳装置
		1套干燥脱汞装置
		1套脱重烃装置

		1套深冷液化脱氮装置
		2套LNG装车
		1套重烃装车装置
	产品	450t/d的天然气液化产量
		副产品混烃28t/d
主体工程	处理站	新建1座70×104m^3/d液化天然气（LNG）处理站，主要包括原料气过滤与调压计量单元、脱酸单元、脱水脱汞单元、脱重烃单元、深冷液化单元、混合冷剂压缩单元、LNG产品储存与外输单元、重烃产品储存与外输单元。
辅助工程	仪表风系统	新建1套输送能力1020Nm^3/h的仪表风系统，仪表风气源为干燥除尘压缩后的空气
	地面放空火炬系统	设置放空火炬1座，火炬总高为60m，塔架高度为55m，1个火炬筒体，1个含氮放空筒体用一座塔架支撑，筒体设计在塔架中间，上部露出火炬燃烧器。火炬处理规模300万m^3/d
	闭排单元	新建1座20m^3废水罐，用于暂存含油废水
	闭式冷却水循环制冷系统	闭式冷却水循环塔、软化水系统等，循环量110m^3/h；上水/回水温度32/40℃
	BOG回收单元	BOG压力：LNG贮槽来的和装车单元来的BOG经过BOG空温式加热器复热后送入燃料气单元作为燃料气的一部分
	氮气单元	PSA制氮量400Nm^3/h、液氮储罐容积21.05m^3
	辅助生产用房	综合用房（包括会议室、办公室、中控室、机柜间、UPS间、库房、化验室、危废贮存库各1座）
		高低压配电室1座
		空压机房1座
		循环水泵房1座
		地磅值班室（门卫）1座
	道路	新建级配砂砾进站道路长565.2m，路面宽6.0m，路基宽7.0m；新建花砖巡检通道，宽1m，长170m；站内人行道256m，宽1m；站内碎石路面440m，宽6m
公用工程	供热	热媒导热油系统：新建天然气炉1座
	给水	罐车拉运
	供电	本工程新建1座35kV变电站，为本项目提供10kV电源，变电站内35/10kV变压器容量为20000kVA，在厂内设置一台400kW的柴油发电机组作为应急电源。
	仪表自动化	设置压力、流量、液位等信号采集并设置相应联锁控制回路；各单元设置PLC系统；全站设置SIS系统和DCS控制系统
	消防	厂内设计消防水池两座，采用钢筋混凝土结构，单座尺寸为30.0m×50.0m，有效水深2.15m（总深度2.7m），储水总有效容积为3200m^3
储运工程	罐区	20台150m^3LNG带压真空储罐，双层保冷罐
		新建105.3m^3混烃储罐1座，设计压力1.2MPa，设计温度-35~50℃
	厂区装车	2台80m^3/hLNG装车泵（外置潜液泵，1用1备）+2套LNG装车橇（单橇双臂，共4台装车臂，并配置定量装车系统）重烃储运单元由1台重烃装车臂、1台装车泵（1用0备）
	厂区装车	从油区至天然气处理站输气管线由中国石油新疆油田分公司开发公司另行立项建设，不包含在本项目建设内容中
环保工程	废水	含油废水和设备及场地清洗废水集中收集在废水收集罐（20m^3，1座）后委托新疆普惠环境有限公司清运处置

		生活污水集中收集于化粪池中，委托玛纳斯县鑫隆物业服务有限公司定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理
		装置区、储罐区设导液沟，事故废水通过导液沟排入810m^3事故污水池
	废气	脱酸工序酸气分离出的废气主要成分为CO_2，经15m高排气筒排放
		LNG及混烃装卸区回收的蒸发气作为燃料使用，不外排
		热油炉锅炉烟气经低氮燃烧器处理后通过不低于8m排气筒（DA001）排放
		天然气处理站厂界无组织挥发性有机物及脱碳单元处理装置非甲烷总烃无组织排放
	噪声	选用低噪声设备、基础减振、安装隔声罩或消声器等措施减少噪声排放。
	固废	氨水、废机油、废机油桶、含油废物、废活性炭分区分类暂存于危险废物贮存点，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置
		与环评一致废反渗透膜、废包装物等一般固废交由厂家回收
		生活区设置带盖垃圾桶，集中收集，定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场进行填埋处理
	环境风险	厂区设置的1座324m^3初期雨水池
		储罐区均设置高度为1.2m防火堤

总工艺流程：原料气进站后，经分离、计量后进入脱碳单元，脱碳后进入脱水脱汞脱重烃，脱水、脱汞、脱重烃后的净化气进入低温液化单元，脱除氮气的同时，液化成LNG，输送至装车区装车拉运。装车区共设置 2 套 LNG 装车橇（单橇双臂，共 4 台装车臂，并配置定量装车系统），1 套重烃装车装置。装车 BOG 经空温气化器复热后去燃料气系统。

进站原料气首先进入原料气分离计量单元，对原料气中的液滴、灰尘、杂质等进行分离，分离后的液相去闭排单元，分离的气相去压缩机，增压后天然气进入脱碳装置进行深度脱碳处理，采用 MDEA 溶液作为吸收剂，利用导热油系统提供溶液再生所需的热量。得到的净化气再进入脱水装置进行分子筛吸附处理，脱水采用三塔流程、等压再生，脱水后进入脱汞塔。干燥脱汞后的天然气进入脱烃装置进行脱烃处理，采用洗涤法。脱烃过程冷凝和再生出的重烃进入脱乙烷塔，稳定后塔底得到混烃产品，塔顶稳定气进入 LNG 冷箱冷凝后得到 LNG。脱烃后的天然气进入 LNG 冷箱预冷，之后通过分成两股，进入脱氮汽提塔，塔顶脱除的含有一定量氮气的气相返回 LNG 冷箱复热后作为燃

料气使用，塔底液相进一步冷却液化为液体，得到液化天然气（LNG），经调压后进入LNG 储罐储存，装车外运。天然气液化所需的冷量由制冷系统提供。工艺流程具体如下：

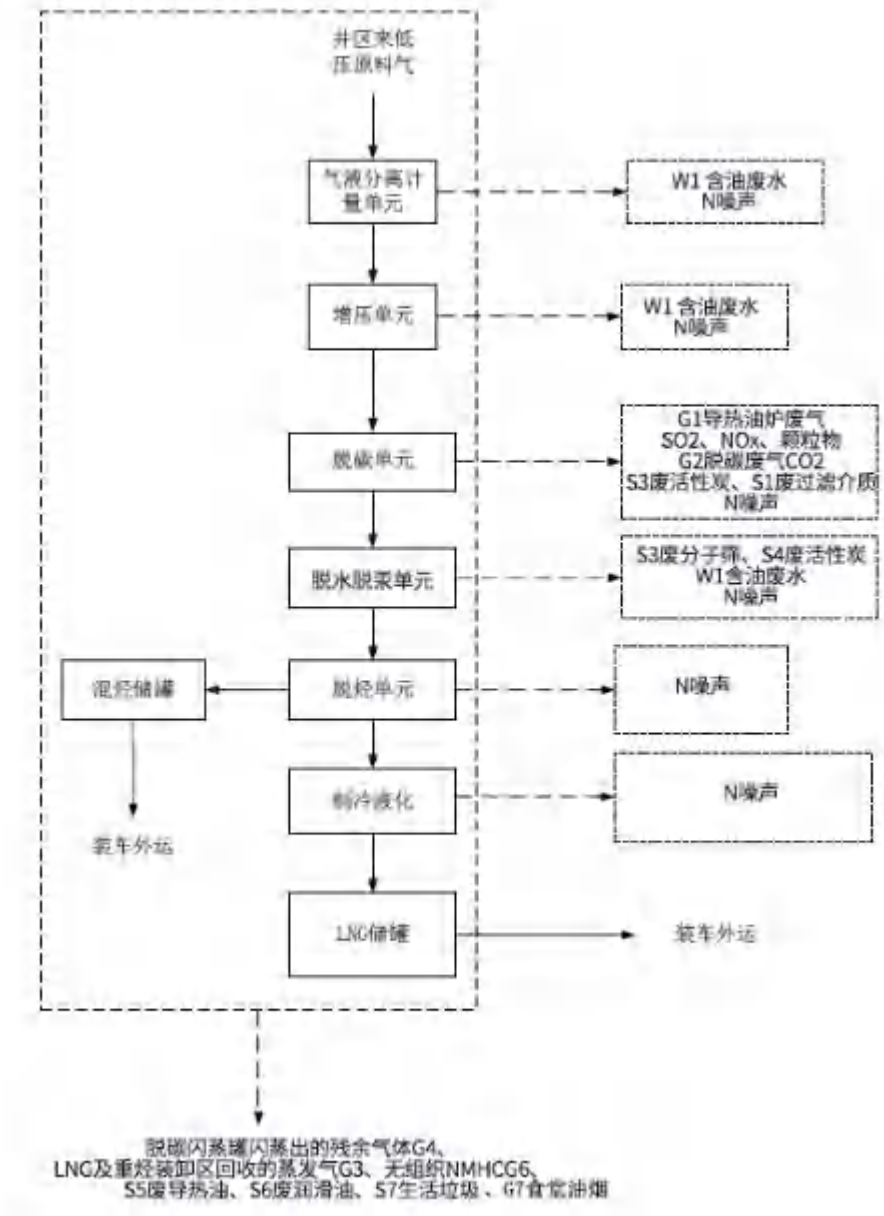


图 2.12-1 总工艺流程图

2.1.3 现有工程环保措施及排污情况

根据现有工程《天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目竣工环境保护验收监测报告》的监测数据与分析结果，对现有工程污染物排放情况回顾如下：

（1）大气环境影响

项目营运期产生的废气主要为：脱碳工序酸气分离出的废气、导热油炉燃烧废气、LNG 及混烃装卸区回收的蒸发气、生产装置无组织废气。

（1）脱碳工序酸气分离出的废气

脱碳工序胺液再生过程中，含有胺液的气体在胺液再生塔顶冷凝器内被冷却后流入胺回流收集罐，罐内收集的液体被胺回流泵作为回流送回胺再生塔的顶部，未被冷凝的气体主要为复合胺液再生酸性废气，主要成分为 CO_2。由于其成分简单，此部分废气经 15m 高排气筒（内径 0.5m）排放。

（2）导热油炉燃烧废气

项目生产过程中再生塔供热使用 1 台 7000kW 导热油炉，燃料采用 BOG 闪蒸气及脱碳后的原料气，项目燃气消耗量为 144 万 m^3/a。导热油炉烟气安装低氮燃烧器，颗粒物排放浓度 9.74mg/m^3、SO_2 排放浓度 0.517mg/m^3、NOx 排放浓度 45.0mg/m^3，导热油炉大气污染物经大于 8m 高排气筒排放，主要污染物 SO_2、颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 燃气锅炉大气污染物特别排放限值（颗粒物≤20mg/m^3，SO_2≤50mg/m^3），NOx 满足《关于开展自治州 2022 年度夏季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》要求（NOx≤50mg/m^3）。

（3）LNG 及重烃装卸区回收的蒸发气

工艺装车时系统采用潜液泵，通过装车鹤管将 LNG 和重烃泵入槽车储罐内，整个过程密闭设计，并配有可燃气体探测报警系统，一旦发生泄漏及时处理。因此，在正常工况下，装车废气产生量较小。LNG 及重烃装车过程中，由于低温槽车储罐受外界热量的入侵，罐内液下泵运行时部分机械能转化为热能，这都会使罐内 LNG 及重烃气化产生闪蒸气。为保证储罐的安全及装卸车的需要，在设计中设置了槽车储罐安全减压阀（可根据储罐储存期间压力自动排出 BOG），产生的 LNG 闪蒸气加压后回到导热油炉系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化。项目闪蒸气不直接进入环境空气，对环境空气的影响不大。

（4）食堂油烟

本项目食堂餐饮燃料为天然气。食堂油烟安装油烟净化器，油烟经油烟净化器处理后排放浓度为 0.525mg/m^3，排放浓度能够满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）中相关要求。

（2）地表水环境影响

1）生产废水

井口原料气经气液分离器初步分离过程中产生一定量的废水，其污染物成分主要为石油类，含油废水、设备及场地清洗废水集中收集在废水收集罐，厂区建设一座 20m^3 废水收集罐，含油废水、设备及场地清洗废水经收集后定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

循环冷却水：项目生产过程中冷却循环水循环利用，定期补充新水。

项目区设置 324m^3 初期雨水收集池，底部及四周做防渗处理，项目运营期雨水全部收集至收集池，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

2）生活污水

运营期项目生活污水集中收集于化粪池中，委托玛纳斯县鑫隆物业服务有限公司定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理，厂区建设一座 5m^3 化粪池。

因此，项目不会改变区域水环境质量功能，区域地表水环境质量将基本维持现状。

（3）地下水环境影响

运营期按照源头防控、分区防治、污染监控、应急响应的原则进行地下水污染防治。严格按照《地下水污染源防渗技术指南（试行）》要求，采取分区防渗措施，对罐区、导热油炉、生产装置区、危废贮存库等重点区域进行重点防渗。加强防渗设施的日常维护确保防渗设施牢固安全。

（4）声环境影响

本项目噪声各厂界昼间、夜间最大噪声分别为 57dB（A），49dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准（昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A））。可见本项目设备产生的噪声对周围环境不会造成明显的影响。

（5）固体废弃物影响

营运期产生的固废包括：原料气过滤分离废过滤介质，脱碳系统产生的废 MDEA 溶液，脱水单元产生的废分子筛，导热油炉产生的废导热油，设备运行产生的废润滑油以及工作人员产生的生活垃圾等。

（1）过滤杂质

项目原料气净化第一步使用机械式过滤器去除伴生气中微量的机械杂质，每年清理一次，过滤杂质产生量 6.93kg/a，主要为灰尘杂质类，由于沾染油类，属于危险废物，对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，其属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，危废代码 900-213-08，集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

（2）废 MDEA 溶液

MDEA 脱碳气单元运营过程中，采用一段吸收、一段再生流程脱除原料天然气中酸性气体，MDEA 溶液循环使用。生产过程中，需定期对 MDEA 液进行更换，一次充填 5t，每年更换一次，对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，废 MDEA 溶液属于《国家危险废物名录》中“HW49 其他废物/900-041-49”，为危险废物。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。项目运行至今，暂未对 MDEA 液进行更换，暂未产生废 MDEA 溶液。

（3）废分子筛

脱水塔废分子筛产生量为 1.5t/a，分子筛脱水过程脱除少量伴生气中其他杂质，对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，废分子筛属于《国家危险废物名录》中“HW49 其他废物/900-041-49”，为危险废物。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

（4）废导热油

本项目导热油炉中的导热油每 2 年更换一次，对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，废导热油属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物/900-249-08”，为危险废物。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。项目运行至今，暂未对导热油进行更换，暂未产生废导热油。

（5）废润滑油

原料气压缩机组、冷剂压缩机组等机械设备使用润滑油，润滑油在使用过程中，由于受到外界作用，如机械杂质、灰尘、氧化物、水汽等的影响而氧化、变质、解聚和老化，使用性能变坏，因而需要增补或更换，产生废润滑油，产生量为 0.5t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“HW08 废矿物油与含矿物油废物/900-217-08”，为危险废物。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

（6）废过滤介质

脱碳单元、脱水单元、脱烃单元过滤器滤芯属于 HW49 类非特定行业产生的废物（废物代码：900-041-49），过滤器滤芯每年更换 1 次，废过滤介质产生量为 0.1t/a。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。项目运行至今，暂未对过滤介质进行更换，暂未产生废过滤介质。

（7）废活性炭

本项目采用载硫活性炭吸附脱除天然气中的微量汞，项目两套脱汞塔中载硫活性炭一次投入量为0.2t，为保证脱附效率，载硫活性炭每年更换一次，废活性炭产生量约0.2t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含汞的废活性炭属于危险废物，废物类别HW29，废物代码 072-002-29 天然气除汞净化过程中产生的含汞废物。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内。项目运行至今，暂未对活性炭进行更换，暂未产生废活性炭。

（8）废包装袋、桶

原辅材料分子筛废弃包装袋和 MDEA 废包装桶主要为一般工业固废，产生量为0.02t/a，废物代码：900-999-99，集中收集委托处理。

（9）废反渗透膜

本项目设置脱盐水站（2t/h 反渗透设备），反渗透设备每年更换一次反渗透膜，废反渗透膜为一般固废，交由厂家回收处理，项目运行至今，暂未对反渗透设备中反渗透膜进行更换，暂未产生废反渗透膜。

（10）生活垃圾

项目生活垃圾产生量为 8.325t/a，生活区设置带盖垃圾桶，集中收集，定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场进行填埋处理。

本项目对产生的固体废物采取的处置措施安全有效，不会对周围环境产生二次污染。

（6）退役期影响

退役期对建设区域构筑物及设备进行拆除，对占用的土地进行植被恢复，并设立警示标志。退役期将会产生少量扬尘、部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，将废弃建筑残渣运至附近建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。项目区经过清理后，占地范围内的建筑被清理，植被进行恢复，使占地恢复到与周边生态环境相协调的一种状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，项目区范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

（7）总量控制

项目总量控制因子实际排放总量分别为二氧化硫 0.076t/a、氮氧化物 1.223t/a、颗粒物 0.267t/a，符合环境影响评价批复文件提出总量控制指标要求。

2.1.4 现有工污排污许可制度执行情况及突发环境事件应急预案备案情况

根据原环境保护部文件《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评[2018]11 号），排污许可证执行情况作为落实固定污染源环评文件审批的重要保障。

本项目已于 2025 年 5 月 31 日取得固定污染源排污登记回执，登记编号：91652324MADAGUBA0N001W，详见附件

本项目已于 2025 年 6 月 27 日取得企业事业单位突发环境事件应急预案备案表，备案编号：652324-2025-022-M，详见附件。

2.1.5 现有工程验收情况

建设单位已委托新疆锡水金山环境科技有限公司于2025年11月通过了本项目竣工环境保护验收，具体详见附件。

2.1.6 现有工程内容及规模

2.1.6 现有工程存在的主要环境问题及整改措施

根据现场调查及现有工程竣工环境保护验收监测报告，天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目环境保护手续齐全，基本执行了环保“三同时”制度，基本落实了环评及批复要求，落实了生态环境保护措施，配套建设了废气、废水、噪声、固体废物污染防治设施，环保设施运行正常，不存在环境问题。建议建设单位加强管理，严格操作，确保污染物长期稳定达标排放。

2.17 本项目与现有工程的关系

本次建设项目和现有工程在同一厂区内建设，依托“现有工程”和“拟建工程”的部分公辅设施和环保设施。

本项目与“现有工程”和“拟建工程”关系如下：

2.1.7.1 公辅设施

道路：不涉及新建道路，依托天湾壹井试采回收站进站及站内道路。原工厂全站设置 2 个入口，直接通往站区外，其中中部出入口供 LNG 槽车及消防车辆出入，南部入口供消防车以及检修车辆进入。

给水：依托站外生活区，通过槽车运送至站区。

排水：依托已建给排水系统，无需新建排水工程。生产废水，集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。运营期不再新增工作人员，无生活污水。

供电：本工程电源依托已建 1 座 35kV 变电站，为本工程提供 10kV 电源，变电站

内 35/10kV 变压器容量为 20000kVA，35kV 变电站及 35/10kV 变压器不在本次设计范围内。

通信：本工程已建工业电视监控系统、火灾自动报警系统等。工业电视监控系统和火灾自动报警系统具有扩容能力，可满足本扩建工程需求。

2.1.7.2 生产设施

依托天湾壹井试采回收站依托原有工程已建的 MDEA 脱酸装置、干燥脱汞装置、脱重烃装置、LNG 装车撬、重烃装车单元等装置。具体分析详见下表。

表 2.1-3　　依托可行性分析一览表

装置名称	现有设计能力	当前运行负荷	剩余能力	扩建后总需求	能力符合判断
进站管道	3255×10⁴ Nm³/d	70×10⁴ Nm³/d	3185×10⁴ Nm³/d	120Nm³/d	满足依托
MDEA 脱酸装置	1 套 MDEA 脱碳装置，设计原料气处理量 300×10⁴ Nm³/d。	70×10⁴ Nm³/d	230×10⁴ Nm³/d	120Nm³/d	满足依托
干燥装置	脱水塔为 D1800*5600mm	/	/	120Nm³/d 需要脱水塔 D1800*5200mm	满足依托
脱汞装置	1 套干燥脱汞装置，设计原料气处理量 140×10⁴ Nm³/d。	70×10⁴ Nm³/d	70×10⁴ Nm³/d	120Nm³/d	满足依托
脱重烃装置	1 套脱重烃装置，D2000*10150mm。	/	/	120Nm³/d 脱重烃装置 D2000*9800mm	满足依托
计量与分离单元	1 套计量与分离单元，设计原料气处理量 130×10⁴ Nm³/d。	70×10⁴ Nm³/d	60×10⁴ Nm³/d	120Nm³/d	满足依托
LNG 装车撬	日最大外输量 864t/d	日最大外输量 325t/d	日最大外输量 539t/d	日最大外输量 651t/d	满足依托
重烃装车单元	日最大输送量 160t/d	日最大输送量 20.27t/d	日最大输送量 139.73t/d	日最大输送量 38t/d	满足依托

2.1.7.3 其他

（1）本项目消防依托“现有工程”消防站和消防系统。

（2）本项目行政办公、罐区、地面放空火炬系统、辅助生产用房等依托“现有工程”相应设施，本次不新建。

2.2 建设项目概况

2.2.1 项目基本情况

项目名称：天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程

建设单位：玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司

建设地点：玛纳斯县清水河乡牙湖村

建设性质：扩建

工程建设总投资：7056 万元，其中环保投资 275 万元。

资金来源：企业自筹。

2.2.2 建设规模与产品方案

建设规模：本项目站内新增一套三相分离器及计量装置、一套净化装置、1 台 50 万方处理能力的冷剂压缩机（配套级间分离器及
空冷器）、1 套 50 万方冷箱和 2 套装车撬（扩建规模液化处理能力为 50 万方/天），相关附属设施包含 B0G 缓冲罐、收球筒、空压制氮机等设施。

橇装天然气液化回收装置服务周期暂定 5 年，后续根据清北 1 井、天湾 2 井伴生气的产生情况调整服务周期，最终完全回收清北 1 井、天湾 2 井伴生气。设备的年累计生产时间 333 天，装置年开工小时数为 8000 小时。

本项目采用橇装液化装置对井口天然气及未稳定凝析油进行回收服务，建设地位于新疆维吾尔自治区玛纳斯县境内，清北 1 井，出站后沿道路向北敷设至天湾 2 井，管线线路全长 10.63km，天湾 2 井，出站后沿道路向东敷设至天湾壹井试采回收站，管线线路全长 8.14km。有利于回收清北 1 井、天湾 2 井零散天然气，本次扩建用地面积 3373.5 平方米，约合 5.06 亩，中心坐标为 86°12'58.2569"，43°59'32.0735"。项目区地理位置图详见附图 1。

本工程清北 1 井至天湾 2 井线路总体走向呈南-北走向、天湾 2 井至天湾壹井试采回收站线路总体走向呈西-东走向，新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县境内，全长约 18.77km。本项目不涉及试采回收站线路工程。线路走向如下图 2.1-1 所示。

图 2.1-1　　线路总体走向位置示意图

项目产品方案详见下表。

表 2.2-1　　项目产品方案一览表

产品名称	现有工程	本次新增产量		产品储存方式
LNG	118800t/a	357t/d	118881t/a	储罐
混烃	7400t/a	20t/d	6600t/a	储罐
凝析油	/	145m^3/d	48285m^3/a	储罐，拉运外售

本项目 LNG 属于《液化天然气》（GB/T38753-2020）中规定的富液类，详见表 2.1-2。

表 2.2-2　　LNG 产品指标一览表

项目	富液类质量标准
甲烷摩尔分数/%	75.0~≤86.0
C4+烷烃摩尔分数/%	≤2
二氧化碳摩尔分数/%	≤0.01
氮气摩尔分数/%	≤1
氧气摩尔分数/%	≤0.1
总硫含量（以硫计）/（mg/m^3）	≤20
硫化氢含量/（mg/m^3）	≤3.5
高位体积发热量/（MJ/m^3）	>42.4

国家及行业未进相关标准制定，混合重烃执行表 2.1-3。

表 2.2-3　　混合重烃产品规格表

序号	项目	质量指标
1	密度（15℃），kg/m^3	实测值
2	总硫含量，mg/m^3	<10

序号	项目	质量指标
3	游离水	无
4	铜片腐蚀（40℃，1h）	≤1
5	蒸气压（37.8℃），kPa	≤4100

液化天然气（LNG）满足《液化天然气》（GB/T38753-2020）中富液类标准后，由罐车外输出售；混合重烃满足产品技术指标，依托项目现有储罐存储，不新增重烃储罐，由罐车外输出售，作为石化原料。

2.2.3 项目组成

本次项目扩建主要包括：凝析油稳定单元改扩建部分、LNG 液化扩建部分（新增液化冷箱单元、冷剂压缩单元、液化冷箱加温解冻单元）。

项目组成见下表。

表 2.2-4　　项目组成表

名称		主要建设内容	备注
主体工程	凝析油稳定单元	站内新增一套三相分离器及计量装置、一套净化装置、1台50万方处理能力的冷剂压缩机（配套级间分离器及冷冷器）	新建
	LNG液化扩建	新增1台50万方处理能力的冷剂压缩机、1套50万方冷箱和2套装车撬	新建
辅助工程	凝析油储罐	7座，单罐水容积50m^3	新建
	冷却水循环罐	1台，用于存储冷却水	新建
	塔顶冷凝器	1台，置于冷箱内	新建
	进口平衡罐	1台，用于平衡冷箱顶部出来的低压冷剂	新建
依托工程	道路	不涉及新建道路，依托项目区现有天湾壹井试采回收站进站及站内道路。	依托
	消防泵房	依托项目区现有消防泵房1间	依托
	变配电室	依托项目区现有变配电室1间	依托
	危险废物贮存点	依托项目区现有危险废物贮存点	依托
	污水罐	依托项目区现有污水罐（50m^3）	依托
	冷凝闪蒸罐	依托项目区现有冷凝闪蒸罐	依托
	导热油加热器	依托项目区现有导热油加热器	依托
	放空系统	依托原有已建放空系统，凝液经火炬分液罐输液泵送至闭排罐，气体进入放空火炬燃烧。	依托
公用工程	供热	依托原有天然气导热油炉1座。	依托
	给水	依托站外生活区，通过槽车运送至站区。	依托
	排水	依托已建给排水系统，无需新建排水工程。含油废水及脱盐水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处。运营期不再新增工作人员，无生活污水。	依托
	供电	本工程电源依托已建1座35kV变电站，为本工程提供10kV电源，满足项目需求。	依托
储运工程	储罐	凝析油储罐(50m³)，7座	新建
		冷却水循环罐1台	新建
		脱氮塔顶回流罐1台	新建
	厂区装车	依托原有LNG装车泵	依托
		凝析油装车泵撬1台	新建

	来气管线	从油区至天然气处理站输气管线由中国石油新疆油田分公司开发公司另行立项建设，不包含在本项目建设内容中	/
环保工程	废水	生产废水中气液分离器分离废水、脱水塔废水、凝析油稳定单元分离废水及脱盐水均依托原有污水罐收集，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处；	/
		本项目无新增人员，生活污水不再重复统计；	/
		事故废水依托原有导液沟排入810m^3已建事故污水池。	/
	废气	导热油炉燃烧废气，依托原有低氮燃烧技术，废气通过不低于8m高排气筒排放；脱碳系统二氧化碳在空气中稀释扩散、被自然界中植物光合作用进一步转化吸收；凝析油稳定单元闪蒸汽与进站三相分离器的气相一起送至LNG液化厂，不外排；LNG闪蒸气加压后回到导热油炉系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化，不外排；无组织非甲烷总烃加强工艺设备维护，做好密闭性，减少逸散	/
		开停车、检修、超压排放等非正常工况废气通过放散管放空	/
	噪声	选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局措施减少噪声排放。	/
	固废	本项目主要固体废物包括废包装袋、桶集中收集，交由厂家回收，原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、废分子筛等均分类收集并暂存于已建危险废物贮存点（130m^2），严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》的要求存放，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置； 本项目无新增人员，生活垃圾不再重复统计。	/
	土壤及地下水防护	凝析油储罐为重点防渗，生产装置区为一般防渗，其他区域为简单防渗。	/
	环境风险	依托厂区已设置的1座324m^3初期雨水池	/
		依托厂区内已设消防泵房1座，泵房内设置消防电泵2台，消防柴油泵2台，在最高建筑设置有效容积12m^3的高位消防水箱一座。厂内设计消防水池两座，储水总有效容积为3200m^3	/
		修订建设项目突发环境事件环境风险应急预案，并定期演练。	/

2.2.4 生产设施

（1）凝析油稳定站

凝析油稳定站扩建系统，主要设备见下表。

表 2.2-5　　凝析油稳定站系统主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	两相分离器	座	2	DN1400×7000PN6.3MPa
2	破乳剂加注撬	座	1	
3	三相闪蒸分离器	座	2	DN1400×4800PN1.6MPa
4	凝析油储罐(50m^3)	座	7	DN2800×1000mm，设计/操作压力：1.6/低压，设计/操作温度：60/35℃，单罐水容积50m^3
5	电加热器100kW	座	1	
6	换热器	台	2	
7	装车咔管	台	1	
8	BOG压缩机	座	1	
9	轻烃泵	台	2	
10	冷却水循环罐	台	1	
11	切水器	台	1	
12	凝析油装车泵撬	台	1	

（**2**）LNG 液化扩建部分

本站配套 LNG 液化扩建部分设备清单，详见下表。

表 2.2-6　　LNG 液化扩建部分主要设备一览表

序号	设备位号	设备名称	技术规格	单位	数量	备注
1-液化冷箱单元						
1	CB1101	液化冷箱A	液化压力：~4.83MPa.G，液化温度：-162~-158℃，外形尺寸（长×宽×高mm）：主换冷箱，4200×3800×20000，塔冷箱2800×3800×20000，介质：原料气/混合冷剂/含氮尾气	台	1	
2	E1101A/B	主换热器	型式：铝制板翅式换热器，工作温度：-165～45℃，设计温度：-196/65℃，设计压力：5.6/2.2/3.8/1.8MPa.G，外形尺寸（长×宽×高mm）：1200×1550×8500，介质：原料气/混合冷剂//含氮尾气	台	2	置于冷箱内
3	E1102	塔顶冷凝器	型式：铝制板翅式换热器，工作温度：-165～130℃，设计温度：-196/65℃，设计压力：2.2/1.8MPa.G，外形尺寸（长×宽×高mm）：500×553×1500，介质：富氮气/混合冷剂	台	1	置于冷箱内
4	V1102	脱氮塔顶回流罐	型式：立式，外形尺寸（mm）：Ø624×12H=2570，工作压力：1.0~2.0MPa.G，工作温度：-163℃，设计压力：2.2MPa.G，设计温度：-196℃，几何容积：0.64m^3，腐蚀余量：0mm，介质：富氮气	台	1	置于冷箱内
5	V1111	MRC低温分离器	型式：立式，外形尺寸（mm）：Ø1190×45H=4710，工作压力：3.17MPa.G，工作温度：-50℃，设计压力：4.8MPa.G，设计温度：-196℃，几何容积：3.25m^3，腐蚀余量：0mm，介质：混合冷剂	台	1	置于冷箱内
6	V1112	MR分离器	型式：立式，外形尺寸（mm）：Ø366×8、H=2200，工作压力：0.27~1.6MPa.G，工作温度：-60℃，设计压力：1.8MPa.G，设计温度：-196℃，几何容积：0.19m^3，腐蚀余量：0mm，介质：混合冷剂	台	1	置于冷箱内
7	V1113	MRC分离器II	型式：立式，外形尺寸（mm）：Ø516×8、H=2016，工作压力：0.27~1.6MPa.G，工作温度：-63℃，设计压力：1.8MPa.G，设计温度：-196℃，几何容积：0.34m^3，腐蚀余量：0mm，介质：混合冷剂	台	1	置于冷箱内
8	V1114	MRC分离器I	型式：立式，外形尺寸（mm）：Ø928×14、，H=2832，工作压力：0.27~1.6MPa.G，工作温度：-128℃，设计压力：1.8MPa.G，设计温度：-196℃，几何容积：1.49m^3，腐蚀余量：0mm，介质：混合冷剂	台	1	置于冷箱内
9	T1101	脱氮塔	型式：立式规整填料塔，外形尺寸（mm）：Ø1144×22/Ø832×16，H=12885，工作压力：1.0~2.0MPa.G，工作温度：-165~-120℃，设计压力：2.2MPa.G，设计温度：-196℃，腐蚀余量：0mm，几何容积：9.85m^3，介质：原料气	台	1	置于冷箱内

10	V1101	低温分离器	型式:立式，外形尺寸（mm）：Ø836×18，H=3238，工作压力：4.77MPa.G，工作温度：-60℃，设计压力：5.6MPa.G，设计温度：-180℃，几何容积：1.16m^3，建议保冷厚度：100mm，介质：天然气	台	1	置于冷箱外
2-混合冷剂压缩单元						
11	C-1351	混合冷剂压缩机	型式：离心机，介质进口压力：0.32MPa.A（指压缩机，入口法兰处），介质进口温度：45℃，介质出口压力：3.2MPa.A（指压缩机，出口法兰处），介质出口温度：45℃（指MRC末级空，冷器出口法兰处），电机功率：8000kW，介质：混合冷剂	套	1	
12	V1301	MRC进口平衡罐	型式：卧式，外形尺寸（mm）：Ø2228×14，L=8308，工作压力：0.2~1.4MPa.G，设计压力：1.8MPa.G，工作温度：40℃，设计温度：80℃，几何容积：30m^3，腐蚀裕量：2mm，介质：MRC混合冷剂，防火保温建议厚度：60mm，绝热保护层材质：不锈钢	台	1	
13	AC1301	MRC级间空冷器	介质进口压力：1.0MPa.G，介质进口温度：~120℃，介质出口温度：～45℃，设计压力：1.8MPa.G，设计温度：150℃，风机功率：4×30kW（2台变频+2台工，频），介质：混合冷剂	台	1	
14	V1302	MRC级间分离器	型式：卧式，外形尺寸（mm）：Ø1824×12，L=6228，工作压力：1.0MPa.G，设计压力：1.8MPa.G，工作温度：45℃，设计温度：80℃，几何容积：15m^3，腐蚀裕量：2mm，介质：冷剂，防火保温建议厚度：60mm，绝热保护层材质：不锈钢	台	1	
15	AC1303	MRC末级空冷器	介质进口压力：3.2MPa.G，介质进口温度：~120℃，介质出口温度：~45℃，设计压力：3.8MPa.G，设计温度：150℃，风机功率：4×30kW（2台变频+2台工，频），介质：混合冷剂	台	1	
16	V1303	MRC出口分离器	型式：卧式，外形尺寸（mm）：Ø1540×20，L=7430，工作压力：3.2MPa.G，设计压力：3.8MPa.G，工作温度：45℃，设计温度：80℃，腐蚀裕量：2mm，几何容积：11.92m^3，介质：混合冷剂，防火保温建议厚度：60mm，绝热保护层材质：不锈钢	台	1	

2.2.5 主要原辅料及设计参数

本项目主要原辅料详见下表。

表 2.2-7　　主要原辅材料消耗

名称		现有工程用量	本次新增	备注
原料气		70×10^4 Nm³/d	50×10^4 Nm³/d	
MDEA		1.5t/a	/	
4A 分子筛		7.5t	/	
氮气		400m³/h	250Nm³/h	
导热油		7t/a	/	
乙烯		19.2t/a	/	
异戊烷		24.8t/a	/	
丙烷		11.2t/a	/	
耐水活性炭		4.5t/a	/	
冷剂	乙烯	/	2.4kg/h	按循环量的 0.01%计算
	丙烷	/	1.4kg/h	
	异戊烷	/	3.1kg/h	
脱盐水		/	10kg/h	
胺液		/	1500kg/a	

理化性质及参数设计：

1、凝析油稳定单元改扩建部分：

参数：

进站压力：2.2MPa；

进站温度：20℃；

最大产气量：70×10^4Nm³/d；

凝析油最大产量：145m³/d（48285m³/a）；

采出水最大产量：5.0m³/d（1665m³/a）；

凝析油储存规模 280m³，产出水储存规模按 20m³。

①原料气

根据《天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目可行性研究报告》：原料天然气的主要参数如下：

压力：5~8MPa

流量：70×104m³/d

温度：20℃

天然气物性及组分

表 2.2-8　　天湾 1 井天然气组分

序号	组分	含量，%
1	甲烷，CH_4	90.75
2	乙烷，C_2H_6	3.37

3	丙烷，C_3 H_8	0.65
4	异丁烷，i-C4H10	0.15
5	正丁烷，n-C_4 H10	0.20
6	异戊烷，i-C_5 H_{1} 2	0.07
7	正戊烷，n-C_5 H_{1} $_2$	0.01
8	己烷，C_6 H_{1} $_4$	-
9	庚烷，C_7 H16	-
10	辛烷及更重组分，C_8 +	-
11	氮气，N_2	4.780
12	氧气，O_2	-
13	二氧化碳，CO_2	0.02
14	氦气	-
15	氢气	-
16	硫化氢，H_2 S	-
17	水，H_2 O	饱和

原料气中不含汞，汞为预防性脱除，含量按照 0.2μg/m3 设计；原料气中硫化氢含量极低，故本次评价脱碳系统不考虑硫化氢的去除。

参考《天湾区块地面工程建设项目环境影响报告书》：天湾区块气藏采出物包括凝析油、天然气及采出水，地层水为酸性。气藏中不含硫化氢；因此本次硫化氢不做评价。

2、LNG 液化扩建部分：

本项目参考天湾 1 井井口气为原料，对清北 1 井及天湾 2 井口气进行回收服务。原料天

主要参数如下：

压力：2~3.5MPa

流量：~50×104m^3/d

温度：~20℃

表 2.2-9　　清北 1 井及天湾 2 井天然气组分

序号	分析项目	百分含量	分析项目	百分含量
1	甲烷CH_4	90.75	二氧化碳CO_2	0.02
2	乙烷C_2 H_6	3.37	一氧化碳CO	/
3	丙烷C_3 H_8	0.65	硫化氢H_2 S	/
4	异丁烷i-C_4 H_{1} 0	0.15	氧O_2	0.00
5	正丁烷n-C_4 H_{1} 0	0.20	氢H_2	/
6	异戊烷i-C_5 H_{1} $_2$	0.07	氮N_2	4.78
7	正戊烷n-C_5 H_{1} 2	0.01	/	/
8	异己烷i-C_6 H_{1} 4	0.00	/	/
9	正己烷n-C6H14	/	/	/

原料气中不含汞，汞为预防性脱除，含量按照 0.2μg/m^3 设计；原料气中硫化氢含量极低，故本次评价脱碳系统不考虑硫化氢的去除。

乙烯：物理性质：外观与状态：常温常压下为无色、稍有气味的气体，几乎不溶于水，易溶于有机溶剂（如乙醇、乙醚、丙酮等）。密度：比空气略轻，标准状况下密度约为 0.97 g/L（空气密度为 1.293 g/L）。沸点与熔点：沸点极低（-103.7℃），熔点-169.4℃，在加压或低温下可液化（液态乙烯常用于冷冻剂）。临界性质：临界温度 9.2℃，临界压力 5.04MPa，超过此条件时无法通过加压液化。

化学性质：加成反应（典型烯烃特性）：与氢气加成生成乙烷（需催化剂如镍）；与卤素（如溴）加成生成 1,2-二溴乙烷（使溴水褪色，用于鉴别烯烃）；与水加成生成乙醇（工业上用磷酸作催化剂，高温高压条件）。聚合反应：在催化剂作用下发生加聚反应，生成聚乙烯（PE），是塑料工业的重要原料。氧化反应：燃烧时火焰明亮并伴有黑烟，生成 CO_2 和 H_2O；被酸性高锰酸钾氧化，双键断裂生成 CO_2 （使高锰酸钾溶液褪色，可用于鉴别）。取代反应：高温下可发生α-氢原子的取代反应（如与氯气反应生成氯乙烯）。催熟作用：作为植物激素，能促进果实成熟（如香蕉、柿子的催熟）。

易燃易爆：与空气混合可形成爆炸性混合物，爆炸极限为 2.7%～36%（体积分数），遇明火、高热极易燃烧爆炸。

稳定性：常温下较稳定，但在高温、紫外线或催化剂作用下易发生反应。

这些性质决定了乙烯在化工、农业等领域的广泛应用，如生产塑料、合成纤维、橡胶，以及作为水果催熟剂等。

丙烷：是一种无色、无味的烷烃类气体，其理化性质如下：

物理性质：常温常压下为气态，纯品无臭，工业品因含少量杂质可能有微弱臭味；微溶于水，易溶于乙醇、乙醚等有机溶剂。密度比空气重，标准状况下密度约 1.83 g/L（空气密度 1.293 g/L），液态密度约 0.507 g/cm³（-42℃时）。沸点-42.1℃，熔点-187.7℃，易液化（常温下加压至约 0.8 MPa 即可液化），液态丙烷常用作燃料或制冷剂。临界性质：临界温度 96.7℃，临界压力 4.25 MPa。

化学性质：燃烧反应：完全燃烧生成 CO_2 和 H_2O，火焰呈蓝色，发热量高（约 50 MJ/kg），不完全燃烧可能产生 CO 和炭黑。取代反应：在光照或高温下与卤素（如氯气）发生自由基取代，生成氯丙烷、二氯丙烷等衍生物。裂解反应：高温下裂解为乙烯、丙烯等小分子烯烃，是石油化工的重要原料。稳定性：常温下化学性质稳定，不易与强酸、强碱或氧化剂反应，但与空气混合后遇明火易爆炸。

易燃易爆：爆炸极限为 2.1%～9.5%（体积分数），遇火花、高温或静电可引发爆炸。

低温危害：液态丙烷泄漏时会迅速汽化吸热，导致接触物冻结，对皮肤有冻伤风险。

窒息性：在密闭空间中泄漏可能取代空气，导致缺氧窒息。

丙烷主要用作燃料（如液化石油气 LPG）、有机合成原料（生产丙烯、环氧丙烷等），以及制冷剂等。使用时需注意通风、远离火源，并配备泄漏检测装置。

异戊烷：是一种支链烷烃，其理化性质如下：

物理性质：常温常压下为无色透明液体，有微弱的汽油气味，易挥发。溶解性：不溶于水，可溶于乙醇、乙醚、苯、氯仿等多数有机溶剂。液态密度约 0.620 g/cm³（20℃），比水轻；蒸气密度约 3.0（空气=1），比空气重。沸点 27.8℃（易挥发），熔点-159.4℃，常温下易汽化。蒸气压较高（20℃时约 79.3 kPa），易形成可燃蒸气云。

化学性质：燃烧反应：完全燃烧生成 CO_2 和 H_2 O，火焰明亮不完全燃烧可能产生 CO 和炭黑。稳定性：常温下化学性质稳定，不易与强酸、强碱、氧化剂反应，但高温或光照下可发生裂解或取代反应。取代反应：与卤素（如氯气）在光照条件下发生自由基取代，生成卤代异戊烷衍生物。裂解反应：高温下裂解为小分子烯烃（如乙烯、丙烯），是石油化工的原料之一。

易燃易爆：闪点-56℃（极度易燃），爆炸极限 1.4%～7.6%（体积分数），遇明火、静电或高温极易燃烧爆炸。

健康危害：蒸气对眼、鼻、呼吸道有刺激性，高浓度可引起头痛、眩晕甚至昏迷；液体接触皮肤可导致冻伤。

环境危害：属易燃液体，泄漏后可污染土壤和水体，需避免进入下水道或密闭空间。

异戊烷主要用作溶剂（如萃取剂、气雾剂推进剂）、发泡剂（用于聚苯乙烯泡沫塑料）、汽油添加剂，以及低温制冷剂等。储存和使用时需远离火源，保持通风，并采用防爆型设备。

氮气：是一种无色、无味、无臭的惰性气体，其理化性质如下：

物理性质：常温常压下为气态，纯品无气味，不溶于水（溶解度约 0.023 g/L，20℃），微溶于乙醇。密度标准状况下气体密度约 1.251 g/L（空气=1.293 g/L），比空气略轻；液态密度约 0.808 g/cm³（-196℃），固态密度约 1.026 g/cm³（-210℃）。沸点-195.8℃（液态氮沸点），熔点-210℃，可通过低温液化分离空气制取。临界性质：临界温度-147℃，临界压力 3.4 MPa，常温下无论加多大压力都无法液化。

化学性质：稳定性：化学性质极不活泼，常温下几乎不与任何物质反应（除少数金属如锂可直接化合），需在高温、高压或催化剂条件下才发生化学反应。氧化性/还原

性：本身无氧化性，也无还原性，但在特定条件下可表现出氧化性。与氢气反应：高温高压、铁催化剂条件下合成氨。不支持燃烧：非助燃气体，能使燃着的物质熄灭（但镁条可在氮气中燃烧）。

窒息性：氮气无色无味，泄漏时不易察觉，在密闭空间中会取代空气导致缺氧，严重时可引发窒息死亡（空气中氮气浓度>84%时，数分钟内致命）。

低温危害：液态氮温度极低（-196℃），接触皮肤会迅速冻伤，导致组织坏死；其蒸气也可引起眼冻伤。

物理爆炸风险：液态氮汽化时体积膨胀约 696 倍，密闭容器内若压力过高可能发生物理爆炸。

主要用途：保护气：用于食品包装（防止氧化变质）、金属焊接（防止高温氧化）、电子工业（惰性环境）。制冷剂：液态氮用于医疗冷冻（如冷冻治疗）、生物样本保存、低温实验。化工原料：合成氨、硝酸、尿素等含氮化合物的基础原料。灭火：用于特定场合的惰性气体灭火系统。

使用氮气时需确保通风良好，液态氮操作需佩戴防护手套和护目镜，避免在密闭空间大量使用。

2.2.6 公用工程

1、给排水

（1）给水

本项目供水用水均依托后勤基地，由罐车拉运至厂区储水罐。本项目无新增劳动定员，无生活用水。项目生产过程中用到冷却循环水，使用过程中损耗量为 0.01m^3/h，根据运行情况，项目冷却循环水补充水量为 0.24m^3/d（79.92m^3/a）。

（2）排水

本项目无生活污水。

本项目生产废水主要包括现有生产装置新增气液分离器分离废水、脱水塔废水及冷却循环脱盐水，本次新增凝析油稳定单元分离废水。

①气液分离器分离：本项目井口原料气经气液分离器初步分离过程中产生一定量的废水，其污染物成分主要为石油类，根据设计单位提供的资料，项目井口原料气水气比为 0.05m^3/10^4m^3，气液分离器可分离井口原料气中约 80%的水，本项目天然气处理规模为 5.0×10^5Nm^3/d，因此气液分离器分离产生的废水为 2.0m^3/d（666m^3/a）。

②脱水塔脱水：本项目天然气依托原有脱水塔废水塔进行深度脱水过程中，产生一

定量废水，其污染物成分主要为石油类，根据气液分离器分离效率，本工段井口原料气气水比为 0.042$m^3/10^4m^3$。根据设计资料，经脱水塔脱水后的天然气中含水量≤1ppm，即脱水后天然气中的水气比约为 0.01$m^3/10^4m^3$，因此天然气脱水流程中废水产生量约为 2.10m^3/d（m^3/a），项目脱水过程中产生的总废水量为 4.1m^3/d（1365.3m^3/a）。参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年 6 月 9 日）中 0710 天然原油和天然气开采业产排污系数，COD 浓度为 947mg/L，石油类 77.9mg/L。生产装置废水集中收集在污水罐，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

③凝析油稳定单元分离：本项目天然气经过凝析油稳定单元改扩建部分中一级/二级蒸分离器分离过程中产生一定量的废水，其污染物成分主要为石油类，根据设计单位提供的资料，产生废水量为 5.0m^3/d（1665m^3/a），生产装置废水集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

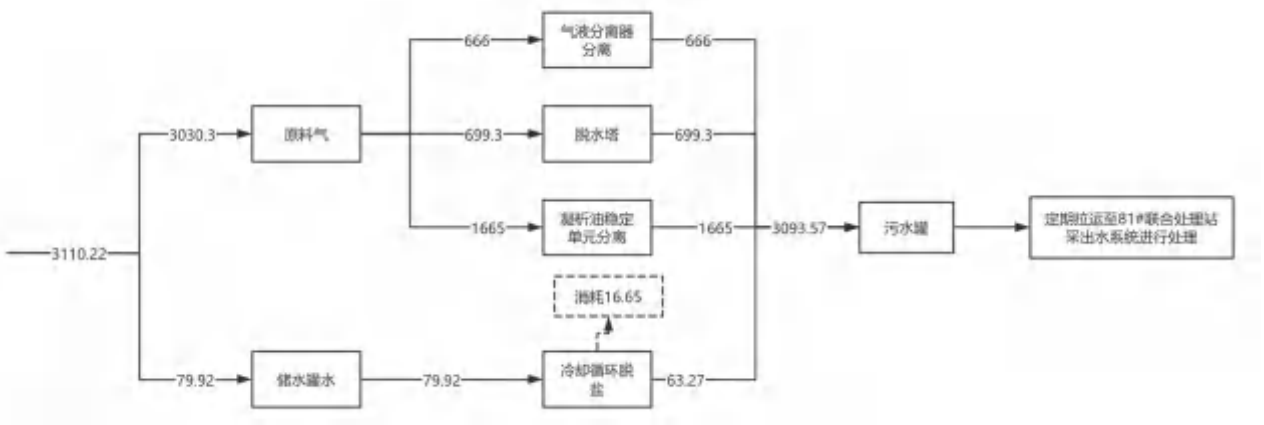
④循环冷却水：项目生产过程中用到冷却循环水，使用过程中损耗量为 0.01m^3/h，根据运行情况，项目冷却循环水补充水量为 0.24m^3/d。

此部分循环水为脱盐水，本项目设置脱盐水站，根据建设单位提供资料，脱盐水产生率取 80%，则产生浓水 0.19m^3/d（63.27m^3/a），此部分进入污水罐，集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

表 2.2-10　　项目水平衡一览表　　（单位：m^3/a）

用排水项目	用水量	排水量	耗水量
气液分离器分离用排水	666	666	
脱水塔用排水	699.3	699.3	
凝析油稳定单元分离用排水	1665	1665	
冷却循环脱盐用排水	79.92	63.27	16.65
合计	3110.22	3093.57	16.65

本项目水平衡图见图 2-1。



框图1　　项目水平衡图（m^3/a）

2、供配电

项目用电由附近 10kV 市政电源接入。

本工程电源依托已建 1 座 35kV 变电站，为本工程提供 10kV 电源，变电站内 35/10kV 变压器容量为 20000kVA，35kV 变电站及 35/10kV 变压器不在本次设计范围内。

3、供暖

本项目办公生活取暖采用电采暖。

4、消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）规范，本项目属于五级站，可不设消防给水系统，需配置一定数量的灭火器。本项目已按要求设计配置灭火器。

2.2.9 厂区平面布置

（1）总平面布置原则

1）结合企业远景规划，因地制宜地加以设计。树立企业形象，促进企业可持续发展。

2）符合工艺要求，使生产作业线通顺短捷，避免主要生产线交叉反复。

3）考虑安全、卫生、厂内建构筑物的间距必须满足防火、卫生、安全等要求，即符合上述设计标准规范。

4）将厂区进行功能划分统一管理，方便生产。

5）做到物流与人流分离，工艺、公用工程的线路简捷，土地利用率高及投资合理，建筑物平面布局美观、大方，突出与环境协调，还要为企业今后的进一步发展留有充分的余地。

（2）本项目总平面布置及其合理性分析

本项目在已建天湾一期 LNG 工艺区和一期 LNG 装卸站内进行布置，防火规范执行《天然气液化工厂设计标准》（GB51261-2019）以及《石油化工企业设计防火规范》50160-2008（2018 年版）。新增设备包括压缩机、空冷器、压缩机级间分离器、冷箱以及
LNG 装车撬等工艺设施。

新增 LNG 设备均位于一期压缩机房北侧，与原压缩机房控制 9m 间距；新增装车撬位于原 LNG 装车撬南侧。新增设备与原厂已建工艺设备防火间距详见下表。

表 2.2-11　　天然气站场总平面布置防火间距表

设备设施	相邻建构筑物	规范要求（m）	实际距离（m）	执行规范

新增工艺设备	已建压缩机房	9	9.24	《天然气液化工厂设计标准》GB51261-2019
	已建LNG储罐区	60	83.28	
	已建脱水塔	35	54.57	
	已建危废间	25	54.87	
	已建消防泵房	50	50.64	《石油化工企业设计防火规范》50160-2008（2018年版）
LNG装车泵	集液池	15	17.35	《天然气液化工厂设计标准》GB51261-2019
	危废间	20	38.38	
	公辅用房	35	44.67	

本次二期不涉及新建道路，依托原一期进站及站内道路。原工厂一期全站设置 2 个入口，直接通往站区外，其中中部出入口供 LNG 槽车及消防车辆出入，南部入口供消防车以及检修车辆进入。站内一期道路采用标准车行道路，道牙高度为 100mm，路面宽度为 6m，横坡为 1.5%，主道路转弯内径为 12m。

综上，评价认为项目总平面布置功能分区清晰，工艺流程顺畅，物流短捷，人流、物流互不交叉干扰，协调了生产和环保的关系，从环保角度分析其平面布局基本合理。

2.3 工程分析

2.3.1 施工期工艺流程

本项目为液化天然气（LNG）处理站扩建项目，主要进行设备安装，从油区至天然气处理站输气管线另行立项建设，不包含在本项目建设内容中。

施工期主要为场地清理平整、各种设备设施基础建设、新增设备安装，具体施工工艺流程及产污环节详见图 2.3-1。

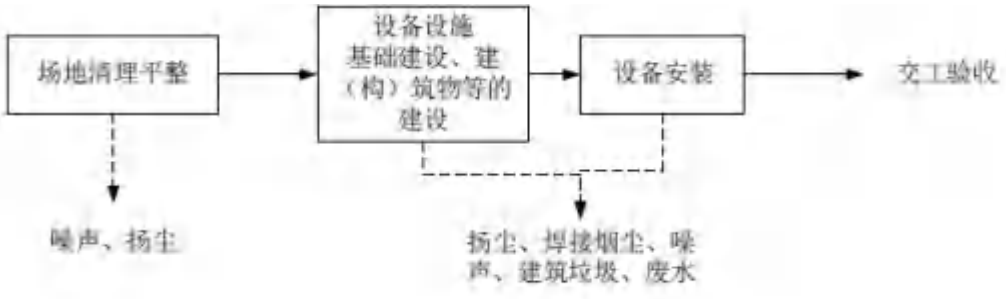


图 2.3-1 施工期工艺流程及产污位置图

（1）废气：主要为扬尘、机械废气等；

（2）废水：主要为生活污水、施工废水等；

（3）噪声：工作过程中的机械设备噪声；

（4）固废：主要为生活垃圾、建筑垃圾等。

施工期环境影响因素主要表现在处理站建设等施工活动中。废气主要来自站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械尾气等；废水主要为施工废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为建筑垃圾以及生活垃圾；施工期施工占地及场地造成一定量的水土流失等。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

2.3.2 运营期工艺流程

LNG 液化总工艺流程：原料气进站后，经分离、计量后进入脱碳单元，脱碳后进入脱水脱汞脱重烃，脱水、脱汞、脱重烃后的净化气进入低温液化单元，脱除氮气的同时，液化成 LNG，输送至装车区装车拉运。装车区共设置 2 套 LNG 装车橇（单橇双臂，共 4 台装车臂，并配置定量装车系统），1 套重烃装车装置。装车 BOG 经空温气化器复热后去燃料气系统。

根据工艺特点，天湾壹伴生气试采回收站内已设有：过滤调压计量单元、脱碳单元、脱水脱汞单元、脱重烃单元、制冷单元、液化单元、装车单元；设置辅助生产设施包含：燃料气单元、导热油单元、空氮、安全泄放单元等。

本工程为 LNG 扩建工程，主要对凝析油稳定单元改扩建部分、LNG 液化扩建部分。工艺流程框图见图 2.3-2。

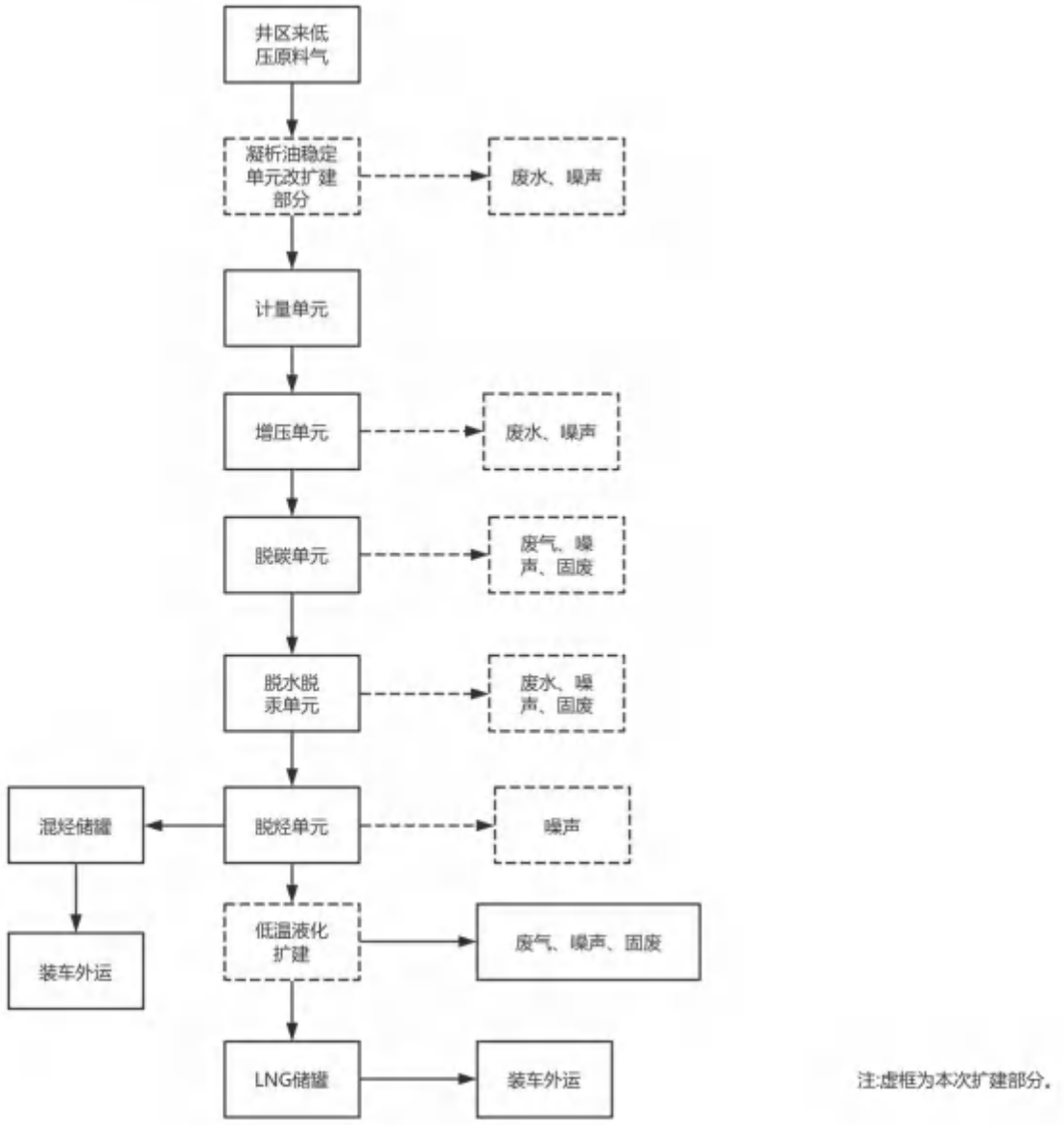


图 2.3-2　　总工艺流程图

1、凝析油稳定单元改扩建部分

设计规模：天湾 1 井凝析油稳定站的设计规模按 $70.0\times10^4Nm^3/d$，凝析油储存规模 $280m^3$，产出水储存规模按 $20m^3$。

工艺流程：集输管道来气（3.5MPa，20℃）进站后进入两相分离器（SK-1101A/B）进行气液分离，气相去下游的 LNG 液化厂，污水进入污水罐常压储存，定期拉运至下游集中处理；液相节流至 0.7MPa 后进入换热器（E-1101A/B）与稳定的凝析油换热至 40℃，然后进入一级三相闪蒸分离器（SK-1102），闪蒸气通过 BOG 压缩机（C-1101）增压至 5.5MPa 去 LNG 液化厂原料气管道，污水进入污水罐，换热后的凝析油经过电加热器（E-1103）加热至 70℃后进入二级三相闪蒸分离器（SK-1103）；气相经汇入

BOG 压缩机（C-1101）增压至 5.5MPa 去 LNG 液化厂原料气管道；BOG 压缩机的排污排至 LNG 区域的重烃储罐储存，定期拉运外销；稳定的凝析油经冷凝器（E-1102）冷却至 20℃去凝析油罐区储存，拉运外销。放空接入 LNG 液化厂的放空火炬。具体工艺详见工艺流程图。

（1）进站分离加热单元

集输管道进站后进入两相分离器，进站压力 5.5MPa，温度 20℃。①两相分离器分离出的天然气去下游 LNG 液化厂计量装置；②两相分离器分离的油相降压至 0.7MPa 后添加破乳剂与稳定后的凝析油换热至 40℃进入一级三相闪蒸分离器。

（2）一级三相闪蒸分离单元

一级三相分离器的定压至 0.7MPa 闪蒸。①一级三相闪蒸分离器分离出的闪蒸气去节流至 0.2MPa 后去 BOG 压缩机；②一级三相闪蒸分离器的油相进入电加热器加热至 70℃后进入二级三相闪蒸分离器。

（3）二级三相闪蒸分离单元

二级三相分离器定压至 0.2MPa 闪蒸。①二级三相闪蒸分离器分离出的闪蒸气去 BOG 压缩机；②二级三相闪蒸分离器的油相进入换热器换热至 45.38℃后进入水冷冷却器冷却至 20℃进入凝析油储罐。③二级三相闪蒸分离器的水相进入站内污水罐储存，定期拉运去集中处理。

（4）凝析油储存单元

稳定后的凝析油进入罐区储存，考虑极端天气凝析油储存量，拟建设 7 台 50m^3 储油罐储存凝析油。凝析油储罐压力为低压罐。凝析油通过装车泵撬输送至油罐车，采用密闭装车，减少站内凝析油中轻组分的挥发，同时保证凝析油公路运输的安全。

本项目闪蒸出的稳定凝析油经换热器冷却至 45℃后输送至凝析油储罐氮封储存，无废气排放；异常工况超压时安全阀起跳后，通过低压放散系统集中排放。

（5）BOG 压缩单元

一级三相分离器及二级三相分离器的气相进入 BOG 压缩机经三级压缩至 5.5MPa 后与进站三相分离器的气相一起送至 LNG 液化厂，压缩机的排污主要为轻烃，排至 LNG 区域的重烃罐储存。

（6）电加热器系统

电加热器主要是将一级三相闪蒸分离器的油相加热至 70℃，热负荷 89.5kW。

（7）冷却水系统

冷却水来之 LNG 液化厂，主要是将稳定后的油相从 45.38℃加热至 20℃，热负荷 68.98kW。

（8）放空系统

放空流程的设置主要有：两相分离器、三相闪蒸分离器、BOG 压缩机等，设备设置手动放空、安全阀放空、定压放空，能够在检修及事故状态下实现放空。凝析油储罐单独设置一根放空管线至 LNG 液化厂的火炬分液罐。

（9）排污系统

排污主要为一级三相闪蒸分离器、二级三相闪蒸分离器、油罐区切出的污水进入污水罐定压储存。通过污水泵装车定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

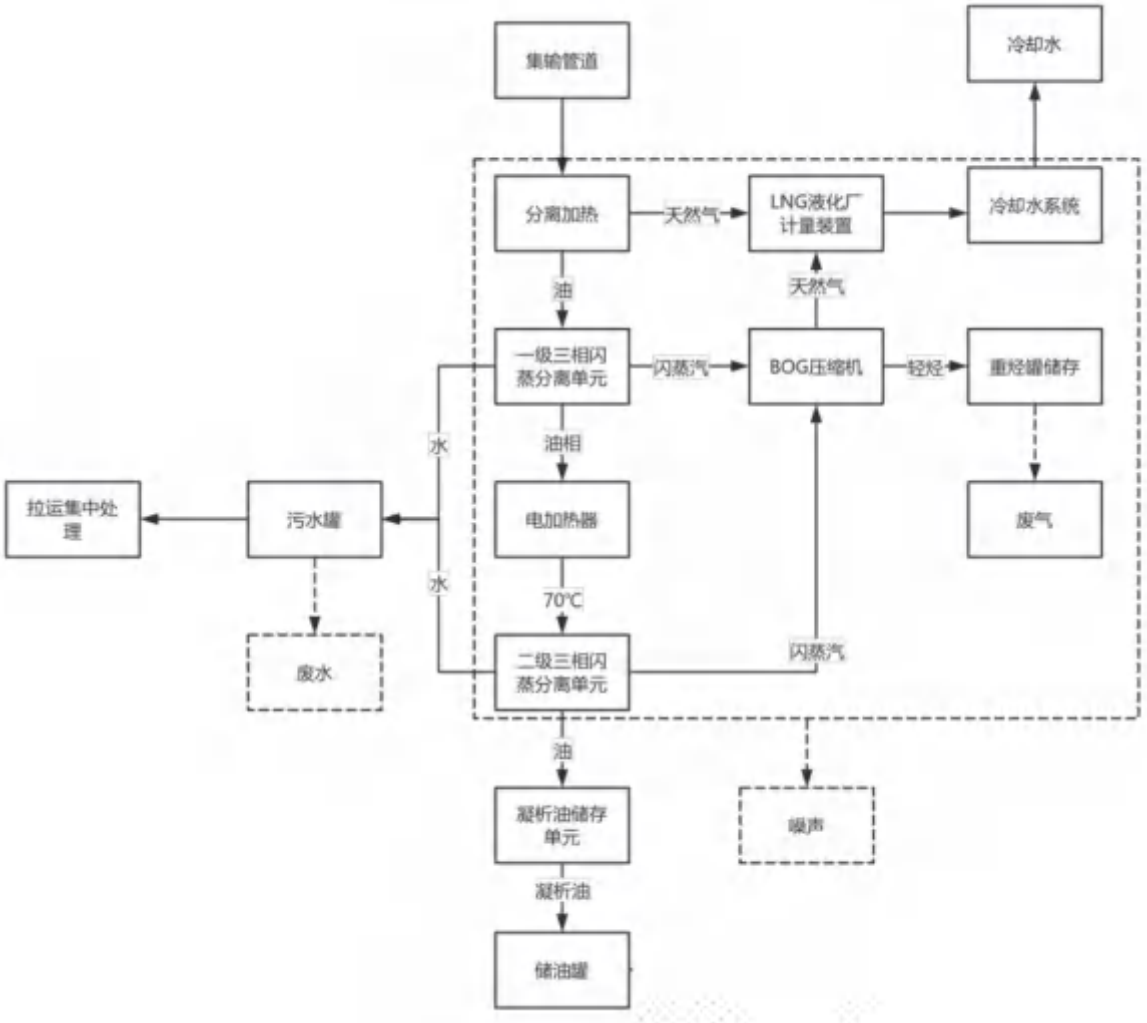


图 2.3-3　　凝析油稳定单元改扩建部分工艺流程及产污环节图

2、LNG 液化扩建部分

天湾壹伴生气试采回收站已建站天然气预处理设计规模为 $70\times10^4Nm^3/d$（最大处理能力 $120\times10^4Nm^3/d$），深冷系统处理规模：$70\times10^4Nm^3/d$。本项目在天湾壹井试采回收

站已建站内对深冷处理装置进行扩容建设。

新增 1 台 50 万方处理能力的冷剂压缩机、1 套 50 万方冷箱和 2 套装车撬，天然气预处理装置及公辅系统均利用已建站内设施，可满足生产需求。

①液化冷箱

系统功能：本单元采用不带预冷的混合冷剂制冷工艺，通过制冷系统使天然气逐渐降温、冷凝、分离和过冷，达到天然气脱氮、液化之目的。

液化冷箱的负荷调节范围为 50~100%，同时可满足脱除天然气中 10%的含氮量。冷箱内的各设备、管路、阀门的设计均同时满足高、低负荷。

工艺流程：从预处理系统的粉尘过滤器来的净化天然气分成两路，分别进入液化冷箱的主换热器中，冷却、冷凝并过冷到一定温度后进入重烃分离器，分离出来的液相进入残液汽化分离器中，分离出来的气相分成两部分，一部分进入脱氮塔底部进行精馏，另外一部分进入主换热器继续冷却到一定温度后进入脱氮塔中部进行精馏，从塔底出来的 LNG 经过冷后送入 LNG 储罐。

中压液相混合冷剂流路：从混合冷剂压缩单元的级间分离器来的中压液相混合冷剂进入液化冷箱的主换热器中过冷到一定温度，节流降压进入冷剂闪蒸罐中。

高压液相混合冷剂流路：从混合冷剂压缩单元的出口分离器来的高压液相混合冷剂进入液化冷箱的主换热器中过冷到一定温度，节流降压进入冷剂闪蒸罐中。

高压气相混合冷剂流路：从混合冷剂压缩单元的出口分离器来的高压气相混合冷剂进入液化冷箱的主换热器中冷却到一定温度，进入冷剂分离器中进行气液分离。冷剂分离器分离出来的液相冷剂返回主换热器中过冷到一定温度，节流降压进入冷剂闪蒸罐中。冷剂分离器分离出来的气相冷剂返回主换热器中冷凝并过冷到一定温度后从换热器抽出，一部分通过节流阀降压后进入脱氮塔塔顶冷凝器做为冷源，换热后进入冷剂闪蒸罐中；另一部分通过节流阀直接降压后进入冷剂闪蒸罐中。

低压冷剂返流流路：冷剂闪蒸罐分离后的冷剂返回到主换热器中的同一返流冷剂通道中，与正流的物流进行热交换而部分蒸发，复热出液化冷箱。

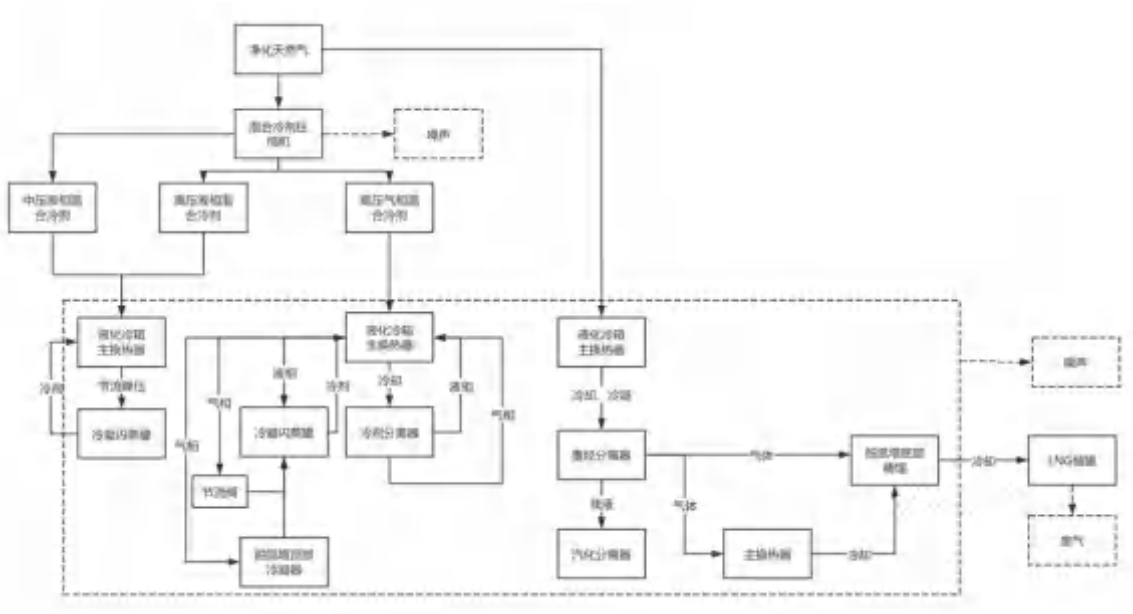


图 2.3-4　　液化冷箱工艺流程及产污环节图

②冷剂压缩单元（气体、液体）

系统功能：本制冷单元的混合冷剂将由净化天然气、N_2、C_2H_4、C_3H_8、iC_5H_{12} 组成。利用蒸汽压缩制冷循环的原理，为天然气液化提供各种温度等级的制冷量。本装置设置 1 套冷剂压缩机，与 1 套液化冷箱配套使用。

工艺流程：从冷箱顶部出来的低压冷剂进入混合冷剂压缩机入口分离器，再去冷剂压缩机，经第一级压缩后进入级间冷却器进行冷却并部分冷凝，在级间分离器进行气液分离。气体进入压缩机进行二级压缩，二级压缩机出口的高压冷剂进入末级冷却器冷却并部分冷凝，气液混合物进入末级分离器分离。

从冷剂压缩进入冷箱的冷剂有三股：高压冷剂气体、高压冷剂液体、中压冷剂液体。

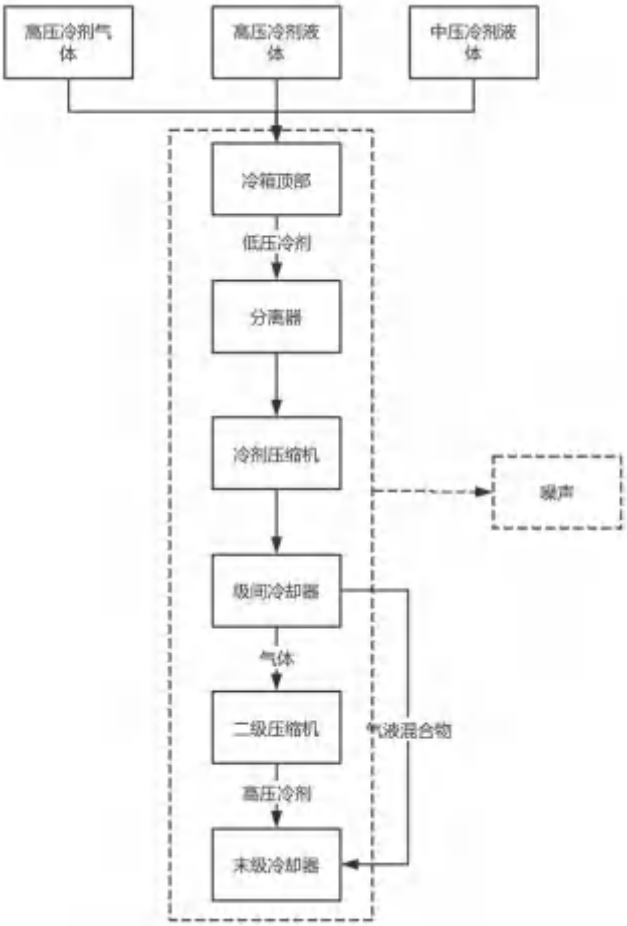


图 2.3-5　　冷剂压缩单元工艺流程及产污环节图

③液化冷箱加温解冻单元

系统功能：初次开车之前，需要对分子筛干燥单元下游的天然气流路和冷剂制冷流路全部进行干燥。液化冷箱在长期运行后，净化天然气中残留的二氧化碳、水分会积聚在液化冷箱的低温部分，引起阻力增加，能耗增加，还可能导致液化冷箱无法正常工作，因此在一个工作周期后，将利用加温氮气或天然气对液化冷箱进行加温解冻。

工艺流程：对长期运行后的加温解冻，由氮气管网来的氮气经过导热油加热器加热到 40~60℃，之后进入液化冷箱的原料气正反流通道、制冷剂正反流通道进行加温，之后从冷箱底部排出。

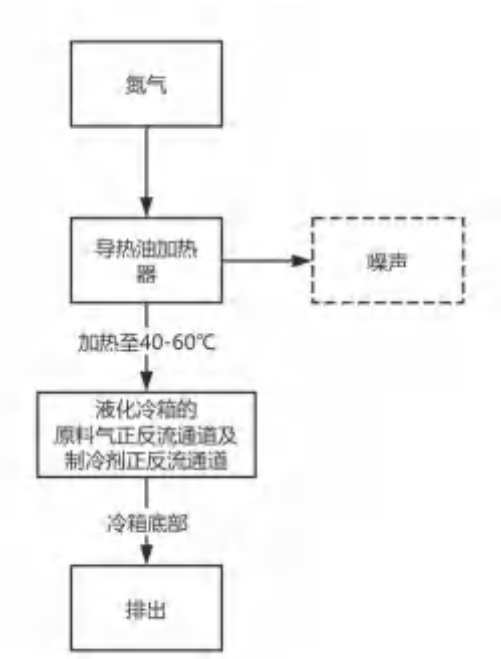


图 2.3-6　　液化冷箱加温解冻单元工艺流程及产污环节图

2.3.3 退役期

本项目服务周期为 5 年，后期会进入退役期。

退役期环境影响因素主要表现在场站等设施的拆除、清理、场地生态恢复等施工活动，退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；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；固体废物主要为建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送当地工业固体废物填埋场填埋处置。

产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃管线、建筑垃圾等。退役期工艺及产污节点见下图。

图 2.3-7 退役期工艺及产污节点示意图

2.3.4 项目污染因素分析

1、施工期污染因素分析

本项目施工期环境污染情况详见下表。

表 2.3-1　　项目施工期污染物类型以及主要污染因子一览表

污染类别	污染源名称	产生工序	主要污染因子
废气	施工扬尘	基础开挖、回填、建材运输、	粉尘

		堆放、装卸等过程	
	施工机械废气	施工机械运行过程	氮氧化物、CO、THC
	运输车辆尾气	运输过程	氮氧化物、CO、THC
废水	施工废水	施工过程	SS、石油类
	生活污水	施工人员	COD、氨氮
噪声	机械噪声	施工机械运行过程	机械噪声
	车辆噪声	车辆运输	车辆噪声
固废	生活垃圾	施工人员	生活垃圾
	建筑垃圾	工程施工过程	砂石土块、水泥、废包装材料
生态		施工过程	水土流失

2、运营期污染因素分析

项目营运期的污染物类型和主要因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　项目运营期污染物类型以及主要污染因子一览表

类别	产污环节	主要污染物	评价因子	治理措施及排放去向
废气	导热油炉	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	低氮燃烧+8m高排气筒排放
	脱碳系统	二氧化碳	二氧化碳	在空气中稀释扩散、被自然界中植物光合作用进一步转化吸收
	凝析油稳定单元闪蒸汽	闪蒸气	/	与进站三相分离器的气相一起送至LNG液化厂，不外排。
	LNG及重烃装卸区回收的闪蒸气	闪蒸气	/	加压后回到导热油炉系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化，不外排
	无组织NMHC	NMHC	NMHC	加强工艺设备维护，做好密闭性，减少逸散
废水	气液分离器分离废水、脱水塔废水、凝析油稳定单元分离废水	石油类、COD、SS	石油类、COD、SS	污水罐收集，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处
	脱盐水	SS	SS	
固废	原料气过滤分离	废过滤介质	危险废物	危险废物贮存点暂存，有资质单位拉运处置
	设备检修	废含油抹布、手套		
		废润滑油		
噪声	各类压缩机、机泵、冷却塔等设备	85~110 dB（A）	设备噪声	选取低噪设备，部分室内放置，设减振、软连接、消声等措施

2.4 污染源源强核算

2.4.1 施工期污染源分析

2.4.1.1 施工期大气污染源

（1）粉尘

本项目施工过程中，粉尘起尘特征总体分为两类：一类是静态起尘，主要指水泥等建筑材料及土方、建筑垃圾堆放过程中风蚀尘，另一类是动态起尘，主要指建筑材料装卸过程起尘及运输车辆往来造成的地面扬尘，主要污染因子为 TSP。

施工粉尘、扬尘污染一般来源于以下几方面：

a.土方挖掘、堆放、清运、回填及场地平整过程产生的粉尘；

b.建筑材料如水泥、白灰、砂子等在其装卸、运输、堆放等过程中，因风力作用而产生的扬尘污染；

c.运输车辆往来造成地面扬尘；

d.施工垃圾在其堆放过程和清运过程中产生扬尘；

e.当风速为 2.4m/s 时，工地内的 TSP 浓度是上风向对照点的 1.5～2.3 倍，距施工现场 100m 处 TSP 检测值为 0.21～0.79mg/m^3，同时，对施工现场进行监测，其 TSP 值在为 0.20～0.40mg/m^3 之间。

（2）机械废气

机械废气主要来自于施工机械和交通运输车辆。排放的主要污染物为氮氧化物、CO 和烃类物等。机动车污染物排放系数见表 3-5。

表 2.4-1　　机动车污染物排放系数

污染物	以汽油为燃料（g/L）	以柴油为燃料（g/L）	
	小汽车	载重车	机车
CO	169.0	27.0	8.4
氮氧化物	21.1	44.4	9.0
烃类	33.3	4.44	6.0

以重型车为例，其额定燃油率为 30.19L/100km，按上表排放系数计算，单车污染物平均排放量分别为，CO：815.13g/100km，氮氧化物：1340.44g/100km，烃类：134.0g/100km。

2.4.1.2 施工期水污染源

施工期的水污染主要为工程废水和施工人员产生的生活污水。

（1）工程废水

项目在施工期产生的废水主要为施工过程中产生的工程废水。废水主要来源于修建

基础设施时地基的开挖，建筑时砂石料冲洗及混凝土养护等施工过程。项目施工产生的污水中不含有毒物质，主要是泥沙悬浮物含量较大，为此修建沉砂池沉淀后回用于施工过程。

（2）生活污水

本项目施工人员平时的生活产生的生活污水主要是盥洗水和厕所冲刷水，主要污染物是 COD、NH_3-N、SS 等。

本项目共有施工人员约 10 人，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》，生活用水按农村居民住宅南疆区平房及简易楼房用水 20～30L/人•d，用水量取 25L/人•d，生活用水总量为 0.25m^3/d，生活污水按用水量的 80%计，则生活污水的排放量为 0.2m^3/d。此类污水中 CODcr、BOD_5、NH_3-N、SS 的浓度一般为 350mg/L、200mg/L、30mg/L、250mg/L，以此计算，施工期生活污水中 CODcr 产生量为 0.07kg/d，BOD_5 产生量为 0.04kg/d，NH_3-N 产生量为 0.006kg/d，SS 的产生量为 0.05kg/d。

表 2.4-2　　施工期废水源强分析结果

废水种类	废水产生量（m^3/d）		污染物排放浓度（mg/L）				排放源强（kg/d）			
	用水量	废水量	CODcr	BOD_5	NH_3-N	SS	CODcr	BOD_5	NH_3-N	SS
生活污水	0.25	0.2	350	200	30	250	0.07	0.04	0.006	0.05

2.4.1.3 施工期噪声污染源

施工噪声主要体现于项目建设过程中的施工机械、设备运转噪声，当多台机械设备同时作业时，产生噪声叠加。

根据施工期工艺流程，本项目施工分为基础工程、主体工程、设备安装阶段。

第一阶段即基础工程，主要噪声源是推土机、挖掘机、装载机以及各种车辆，大部分是移动声源，没有明显的指向性。土方阶段主要施工机械的噪声特性见下表。

表 2.4-3　　土方阶段主要施工机械的噪声特性

设备类型	声级/距离（dB/m）	声功率级（dB）	叠加后声级（dB）
运输车辆	83.0/3～88.0/3	103.6～106.3	117.2
装载机	85.7/5	105.7	
推土机	84.0/5～92.9/5	105.5～115.7	
挖掘机	75.5/5～86.0/5	99.0～108.5	

第二阶段即主体工程，主要产噪设备有吊车、振捣棒、电锯等，其中还包括一些物料装卸碰撞撞击噪声。结构阶段及设备安装施工机械的噪声特性见下表。

表 2.4-4　　结构阶段主要设备的噪声特性

施工阶段	声源	声源强度【dB（A）】
底板与结构阶段	混凝土输送泵	90~100

	振捣器	100~100
	电锯	100~100
	电焊机	90~95
设备安装阶段	电钻、手工钻等	100~105
	电锤	100~105
	无齿锯	105

2.4.1.4 施工期固体废物

施工期固体废物主要有弃土、施工建筑垃圾和施工人员产生的生活垃圾。本项目开挖产生的余方在场内周转，可用于就地平整，无永久弃土产生。

（1）施工建筑垃圾

施工期产生的建筑垃圾，主要有地面挖掘、道路修筑、管道敷设、材料运输、基础工程和房屋建筑等工程施工期间产生的废弃建筑材料，如废弃砖石、水泥凝结废渣、废弃铁质及木质建材等，垃圾产生量约为 0.5t，其中可再生利用部分回收利用。余下部分按城市建设主管部门的规定，运至建筑垃圾填埋场。

（2）生活垃圾

项目建设过程中同时施工的人员按 10 人，依照我国生活污染物排放系数，垃圾排放系数取 1.0kg/人•d，生活垃圾产生量为 0.01t/d；定点堆放，由施工单位清运至生活垃圾填埋场处置。

2.4.1.5 施工期生态环境影响

（1）占地影响

本项目现状土地利用状况不属于林地、耕地，属于农用设施用地，本项目的实施可以提高土地利用率和生产力，且绿化种植一方面可以起到降噪、降恶臭的环境功能，另一方面更利于对地表径流水的吸收，有利于水土保持，减少土壤侵蚀。

（2）对植被的影响

施工对植被及动植物种类的影响主要为项目施工期间，将破坏施工区域内的地表植被和土壤，并对施工区域内的植物种类造成破坏。

（3）对动物的影响

项目施工期间，土地的占用及施工人员的活动，将影响区域内的野生动物。本工程施工范围内无珍稀动物及大型哺乳动物，无国家重要动物保护资源，仅有一些常见鸟类和啮齿类动物少量存在，施工过程中各类机械运转造成的轰鸣声会使生活在较为安静环境中的鸟类、啮齿类动物的正常生活受到暂时的轻微干扰，将会使区域内少量动物出现迁徙。

（4）对土壤环境的影响

施工作业必然会对原有土壤结构形成扰动，其结果会使土壤原有的土层发生紊乱，造成生熟土和石砾混杂，团粒结构破坏，土壤毛细管断裂，从而导致土壤性质恶化。加之施工人员的踩踏，运输车辆和重型机械的碾压会造成表层土壤过于紧实，降低土壤的通透性和渗水性。

（5）水土流失的影响

工程施工过程中将产生开挖土石方，土石方的堆放占地将破坏地表植被；且在堆放过程中，若不加强管理易产生水土流失影响。项目区土壤侵蚀现状图详见附图 3。

2.4.2 运营期污染物源强分析

运营期环境影响因素主要体现在导热油炉废气、脱碳系统二氧化碳气体、凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气、法兰等阀门管件设备产生挥发油气(非甲烷总烃)；废水主要为天然气处理产生的气液分离器分离废水、脱水塔废水、凝析油稳定单元分离废水及脱盐水；噪声源主要为天然气处理站各类设备和泵的运转噪声及罐车的交通噪声；固体废物主要为原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油等。

2.4.2.1 运营期大气污染源

2.4.2.1.1 导热油炉废气（G1）

本项目加热依托原有 7000kW 导热油炉 1 台，燃料采用 BOG 闪蒸气及脱碳后的原料气，根据设计说明，本次新增燃气消耗量为 103 万 m^3/a，现有工程燃气消耗量为 144 万 m^3/a，共计消耗量为 247 万 m^3/a，导热油炉年运行时间 8000h。

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），锅炉污染源源强核算优先采用物料衡算法，根据 5.1.2 条，燃气锅炉颗粒物排放量按照 5.2 条类比法或 5.4 条产污系数法进行核算。

因此本次评价导热油炉废气污染物中颗粒物采用产污系数法、二氧化硫和氮氧化物采用物料衡算法进行核算。

①烟气量

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）基准烟气量计算公式如下：

$$V_{gy}=0.285Q_{net,ar}+0.343$$

式中：V_{gy}—基准烟气量，Nm^3/m^3；

$Q_{net,ar}$—收到基低位发热量，MJ/m^3。

本项目使用的燃料气成分低位发热量为 39.66MJ/m³，结合上式计算得基准烟气量为 11.6461Nm³/m³，本项目锅炉排气筒烟气量见表 2.4-5。

表 2.4-5　　锅炉排气筒烟气量

排气筒	耗气量（万m^3/a）	烟气量（万Nm^3/a）	小时烟气量（m^3/h）
导热油炉	247	2876.59	3595.74

②颗粒物

根据《污染源源强核算技术指南锅炉》（HJ991-2018），颗粒物源强可采用产污系数法核算，计算公式如下：

$$E_j=R\times\beta_j\times(1-\frac{\eta}{100})\times10^{-3}$$

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，万 m^3；

β_j—产污系数，kg/万 m^3；根据锅炉厂家提供的技术参数，低氮燃烧燃气锅炉颗粒物产污系数 1kg/万 m^3-燃料。

η—污染物去除效率，%。

由上式计算可得项目导热油炉排气筒颗粒物产生量见表 2.4-6。

表 2.4-6　　导热油炉废气颗粒物产生情况

排气筒	烟气量（万Nm^3/a）	小时烟气量（m^3/h）	产生量（t/a）	产生浓度（mg/m^3）
导热油炉	2876.59	3595.74	0.247	8.59

③二氧化硫

二氧化硫源强可采用物料衡算法核算，计算公式如下：

$$E_{SO_2}=2R\times S_t\times(1-\frac{\eta_s}{100})\times K\times10^{-5}$$

式中：E_{SO_2}—核算时段内二氧化硫排放量，t；

R—核算时段内燃料耗量，万 m^3；

S_t—燃料总硫的质量浓度，mg/m^3；

η_s—脱硫效率，%；

K—燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，天然气锅炉取 1。

根据原料气物性可知，天然气中不含硫，根据《固定污染源废气二氧化硫的测定定电位电解法》（HJ57-2017）中规定的方法检出限 3mg/m^3，因此本次二氧化硫产排量计算按检出限浓度 3mg/m^3 进行计算，按照最不利情况考虑（脱碳仅去除了二氧化碳），导热油炉排气筒中二氧化硫产生情况见表 2.4-7。

表 2.4-7　　导热油炉废气二氧化硫产生情况

排气筒	烟气量（万Nm^3/a）	小时烟气量（m^3/h）	产生量（t/a）	产生浓度（mg/m^3）
导热油炉	2876.59	3595.74	0.148	5.15

④氮氧化物

根据《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）（试行）》附录 B 工业锅炉表 B.3 燃气工业锅炉的废气产排污系数计算项目工业废气量及烟尘产生量。由于项目采用闪蒸气作为燃料，且项目导热油炉烟气安装低氮燃烧器，氮氧化物产生源强根据设备厂商提供的源强进行核算（45mg/m^3）。

项目导热油炉废气中氮氧化物产生情况见表 2.8。

表 2.4-8　　导热油炉废气氮氧化物产生情况

排气筒	烟气量（万Nm^3/a）	小时烟气量（m^3/h）	产生量（t/a）	产生浓度（mg/m^3）
导热油炉	2876.59	3595.74	1.29	45

则本项目导热油炉烟气排放情况见表 2.4-9。

表 2.4-9　　导热油炉烟气污染物产生排放情况一览表

名称	废气量(m^3/h)	年工作时间/h	污染物	产生情况		治理方案	排放状况			排气高度/内径（m）/温度（℃）	标准限定排放浓度（mg/m^3）	是否达标
				浓度 mg/m^3	产生量 kg/h		浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	排放量 t/a			
导热油炉	2876.59	8000	颗粒物	8.59	0.031	低氮燃烧	8.59	0.031	0.247	8/0.3/120	10	达标
			二氧化硫	5.15	0.019		5.15	0.019	0.148		20	达标
			氮氧化物	45	0.161		45	0.161	1.29		50	达标

2.4.2.1.2 脱碳系统（G2）

项目脱碳系统依托原有，脱碳单元中出再生塔的 MDEA（贫液）依次经过贫/富液换热器、贫液冷却器，进入贫液器增压后进入吸收塔顶部来吸收二氧化碳气体，实现 MDEA 溶液的循环，液胺再生系统中再生塔顶部馏出的气体经酸气分离器分离后通过 15m 排气筒排放，在这个过程中会产生富胺液再生酸性废气及原料气中解析出的二氧化碳。其中二氧化碳不作为污染物管理，本次评价仅对脱出的气体量核算，不进行管控。

根据建设单位提供的原料气相关资料参数确定该工序中二氧化碳的产生量占原料气的最大含量按 200ppmV 考虑，根据净化气气质要求，经脱碳后净化气二氧化碳含量需≤50ppmV（即 50×10^{-6}），本项目为日处理，井口原料气新增为 $50\times10^{4}m^3/d$，二氧化碳密度为 $1.99kg/m^3$，因此，经脱碳工序去除的二氧化碳量为 0.15t/d（49.95t/a），该部分二氧化碳不属于大气污染物，是空气中的正常组分，在空气中稀释扩散、被自然界中植物光合作用进一步转化吸收，不会对环境空气造成破坏，可高空直接排放。

原料气中硫化氢含量极低，故本次评价脱碳系统不考虑硫化氢的去除。

项目二氧化碳气体排放情况见表 2.4-10。

表 2.4-10　　二氧化碳气体产生排放情况一览表

名称	年工作时间/h	污染物	产生情况		治理方案	排放状况		排气高度/内径（m）	标准限定排放浓度（kg/h）	是否达标
			产生量			排放量				
			kg/h	t/a		kg/h	t/a			
脱碳系统	8000	二氧化碳	2.07	16.56	/	2.07	16.56	15/0.2	/	/

2.4.2.1.3 闪蒸气（G3）

本项目闪蒸气主要为凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气。

（1）凝析油稳定单元闪蒸汽

本项目新增凝析油稳定单元中一级三相闪蒸分离单元及二级三相闪蒸分离单元分离出的闪蒸气去 BOG 压缩机，新增闪蒸气最终与进站三相分离器的气相一起送至 LNG 液化厂，不外排。

（2）LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气

工艺装车时依托原有采用潜液泵，通过装车鹤管将 LNG 和重烃泵入槽车储罐内，整个过程密闭设计，并配有可燃气体探测报警系统，一旦发生泄漏及时处理。因此，在正常工况下，装车废气产生量较小。

LNG 及重烃装车过程中，由于低温槽车储罐受外界热量的入侵，罐内液下泵运行时部分机械能转化为热能，这都会使罐内 LNG 及重烃气化产生闪蒸气。通过查阅《液化天然气储罐蒸发率的试验和计算》（兰书彬）（石油化工设备第 34 卷第 2 期 2005 年 3 月，文章编号：1000-7466（2005）02-0034-03）等资料及建设单位提供数据，低温槽车储罐内的 LNG 及重烃蒸发率约为 0.025%，项目新增 LNG 及重烃产品总量为 124410t/a，经过计算，闪蒸气产生量为 31.10t/a，这部分闪蒸气体使槽车储罐气相空间的压力升高。为保证储罐的安全及装卸车的需要，在设计中设置了槽车储罐安全减压阀（可根据储罐储存期间压力自动排出 BOG），产生的 LNG 闪蒸气加压后回到导热油炉

系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化。

本项目闪蒸气不直接进入环境空气，对环境空气的影响不大。

2.4.2.1.4 无组织排放废气（G4）

本项目新增无组织排放主要是法兰等阀门管件设备产生挥发油气(非甲烷总烃)。

项目新增无组织排放主要是凝析油稳定单元改扩建部分、LNG 液化扩建部分中的法兰等阀门管件设备，产生一些无组织排放，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)对本项目无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

$$E_{设备}=0.003\times\sum_{i=1}^{n}\left(e_{TOC,i}\times\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}\times t_i\right)$$

式中：E 设备——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{VOCs,\ i}$——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{TOC,\ j}$——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 2.4.-11 设备与管线组件 eToc,i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率eToc,i/(kg/h排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油水物性参数，本项目流经各管件、阀门中的物质 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1，根据设计单位提供的数据，项目涉及的液体阀门、法兰数量如表所示。

表 2.4-12 本项目设备与管件密封点 NMHC 核算一览表

设备名称	密封点	eTOC，i（kg/h）	WFVOCs，i/$WF_{TOC,\ j}$	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t/a）
压缩机	4	0.14	1	0.002	8000	0.016
泵	6	0.14	1	0.003	8000	0.024
气体阀门	56	0.024	1	0.004	8000	0.032
法兰或连接件	20	0.044	1	0.001	8000	0.008
合计				0.01		0.08

本次评价根据石油化工排放系数进行计算，根据设计单位提供的参数，本工程设备与管线组件无组织排放速率约为 0.01kg/h，项目设备与管线组件最大排放速率约为 0.01kg/h（0.08t/a）。

综上，本项目无组织非甲烷总烃排放量为 0.01kg/h（0.08t/a）。

无组织排放废气防治措施如下：

A.生产装置区注意检修相关工艺设备，加强维护，减少生产过程中的跑冒滴漏现象发生；

B.应做好储罐收集系统、各阀门、法兰的日常检修工作，尽量保证车间阀门、法兰无损坏，密闭性好，减少逸散；

C.装卸区采用带压装车，减少无组织排放

采取以上措施，本项目无组织排放对周围环境的影响较小。

2.4.2.1.5 非正常工况下放空系统废气

本项目非正常工况下放空包括两部分：检修放空和超压安全放空，检修放空即设备检修维护时井口原料气进行放空；超压安全放空即整套生产装置内部气体压力超过设定压力时，将部分井口原料气进行放空。

①检修废气

项目属井口原料气回收项目，非正常工况为检修情况，在收集口处设置有进气阀，在检修时均将进气阀关闭。在检修时需将管道、生产设备中的天然气排空，持续排放时间为 2h，根据天然气成分分析，检修期间排放到大气环境中的 NMHC 类污染物总量为 4.4kg，排放速率为 2.2kg/h。

②超压安全放空废气

本项目在运行过程中，如果系统出现超压情况，为避免发生事故，需要对超压设备进行放空。根据项目设计方案，其放空次数约为每年 3～4 次，放空量约为 4.28m^3。根据天然气成分分析，泄压期间排放到大气环境中的 NMHC 类污染物总量为 2.67kg，进入火炬应能及时点燃并充分燃烧。火炬总高为 60m，塔架高度为 55m，1 个火炬筒体，1 个含氮放空筒体用一座塔架支撑，筒体设计在塔架中间，上部露出火炬燃烧器，非正常工况下火炬最大放空量 14000m^3/h，单次放空最大时长 2h。

参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法核算伴生气直接燃烧各污染物排放情况，具体如下：

$$E_{火炬系统}=\begin{cases}2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i) & (二氧化硫)\\ \sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i) & (氮氧化物、挥发性有机物)\end{cases}$$

式中：$E_{火炬系统}$—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

Si—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m^3，本次取值 3×10^{-6}（以检出限计）；

Qi—核算时段内火炬气流量，m^3/h；

ti—火炬年运行时间，h，；

α—排放系数，kg/m^3，氮氧化物取 0.054，总烃取 0.002。

非正常工况火炬燃烧废气中各污染排放情况具体如下：

表 2.4-13　　污染源非常排放量核算表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放量	非正常排放速率	单次持续时间	年发生频次	应对措施
液化天然气处理装置	装置发生事故，检修时天然气需放空	氮氧化物	1.512t/次	756kg/h	2.0h	3～4次/年	通过火炬系统点燃放空
		二氧化硫	0168g/次	0.084kg/h			
		总烃	0.056t/次	25kg/h			

表 2.4-14　　污染源非正常排放量核算表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度/(μg/m³)	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次	应对措施
1	放散管	系统超压/检修	NMHC	/	2.2	2	3-4	A.生产装置区注意检修相关工艺设备，加强维护，减少生产过程中的跑冒滴漏现象发生； B.应做好LNG储罐区闪蒸气收集系统、各阀门、法兰的日常检修工作，尽量保证车间阀门、法兰无损坏，密闭性好，减少逸散
2	火炬	装置发生事故，检修时天然气需放空	氮氧化物	/	756	2		/
			二氧化硫	/	0.084	2		
			总烃	/	25	2		

项目导热油炉废气通过不低于 8m 高排气筒排放；脱碳系统二氧化碳无组织排放；闪蒸气全部收集后进入燃料系统回用；非甲烷总烃无组织逸散；备用发电机和采暖壁挂炉通过排烟管道排放，非正常状况废气通过放散管放空。

表 2.4-15　　项目废气排放口设置情况

排放口编号	排放口名称	污染物	高度/m	内径/m	温度/℃	类型	排放标准
DA001	导热油炉烟气排放口	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	8	0.3	120	一般排放口	执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3大气污染物特别排放限值中燃气锅炉排放浓度限值要求；氮氧化物执行《关于开展自治区2022年度夏季大气污染物防治冬病夏治工作的通知》中燃气锅炉低氮燃烧改造限值（≤50mg/m³）。
		林格曼黑度					
无组织	脱碳系统	二氧化碳	/	/	/	无组织排放-厂界	/
无组织	装置区、装车区	非甲烷总烃	/	/	/	无组织排放-厂界	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
			/	/	/	无组织排放-厂内	

表 2.4-16　　工程废气产生及排污状况

序号	废气名称	核算方法	产生量 Nm³/h	生产时间h	污染物	产生状况		排放状况		排放特征					捕集率%	去除率%	治理措施	排放标准	
						浓度	产生量	浓度	排放量	H	D	T	排气	排污许				kg/h	mg/m³

						mg/Nm^3	（t/a）	mg/Nm^3	kg/h	t/a	(m)	(m)	(℃)	筒数量	可编号				
1	导热油炉废气（G1）	系数法	1499.44	8000	颗粒物	8.59	0.247	8.59	0.031	0.247	8	0.3	120	1	DA001	100	0	低氮燃烧	/	20
					二氧化硫	5.15	0.148	5.15	0.019	0.148						100	0		/	50
					氮氧化物	45	1.29	45	0.161	1.29						100	0		/	50
2	脱碳气体（G2）	衡算法	/	8000	二氧化碳	/	16.56	/	2.07	16.56	15	0.2	20	1	DA002	100	0	/	/	/
3	LNG及重烃装卸区回收的闪蒸气（G3）	系数法	/	8000	非甲烷总烃	/	31.1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	加压后回到导热油炉系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化。	/	/
4	场内无组织NMHC（G6）	系数法	/	8000	非甲烷总烃	/	0.08	/	0.01	0.08	/	/	/	/	/	/	/	尽量保证车间阀门、法兰无损坏，密闭性好，减少逸散；	/	6

2.4.2.25.04 水污染物排放及治理

2.4.2.2.1 生活污水

本项目无新增工作人员，不再重复统计生活污水。

2.4.2.2.2 生产废水

本项目生产废水主要包括现有生产装置新增气液分离器分离废水、脱水塔废水及冷却循环脱盐水，本次新增凝析油稳定单元分离废水。

气液分离器分离：本项目井口原料气经气液分离器初步分离过程中产生一定量的废水，其污染物成分主要为石油类，石油类浓度为350mg/L，根据设计单位提供的资料，项目井口原料气水气比为0.05$m^3/10^4m^3$，气液分离器可分离井口原料气中约80%的水，本项目天然气处理规模为$5.0\times10^5Nm^3/d$，因此气液分离器分离产生的废水为2.0m^3/d（666m^3/a）。

脱水塔脱水：本项目天然气依托原有脱水塔废水塔进行深度脱水过程中，产生一定量废水，其污染物成分主要为石油类，根据气液分离器分离效率，本工段井口原料气气水比为0.042$m^3/10^4m^3$。根据设计资料，经脱水塔脱水后的天然气中含水量≤1ppm，即脱水后天然气中的水气比约为0.01$m^3/10^4m^3$，因此天然气脱水流程中废水产生量约为2.10m^3/d（699.3m^3/a），项目脱水过程中产生的总废水量为4.1m^3/d（1365.3m^3/a）。参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年6月9日）中0710天然原油和天然气开采业产排污系数，COD浓度为947mg/L，石油类77.9mg/L。生产装置废水集中收集在污水罐，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处。

凝析油稳定单元分离：本项目天然气经过凝析油稳定单元改扩建部分中一级/二级蒸分离器分离过程中产生一定量的废水，其污染物成分主要为石油类，石油类浓度为700mg/L，根据设计单位提供的资料，产生废水量为5.0m^3/d（1665m^3/a），生产装置废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处。

循环冷却水：项目生产过程中用到冷却循环水，使用过程中损耗量为0.01m^3/h，根据运行情况，项目冷却循环水补充水量为0.24m^3/d（循环量为100m^3）。

此部分循环水为脱盐水，本项目设置脱盐水站，根据建设单位提供资料，脱盐水产生率取80%，则使用新鲜水0.24t/d，产生浓水0.192t/d，此部分进入污水罐，定期外运。

2.4.2.2.3 初期雨水

本项目初期雨水依托项目区原有324m^3初期雨水收集池，底部及四周做防渗处理，项目运营期雨水全部收集至收集池（324m^3），雨水全部收集至收集池，定期拉运至81#

联合处理站采出水系统进行处理处。

表 2.4-17　　废水类别、污染物及污染治理设施信息表

序号	废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
					污染物治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
1	工艺废水	pH、石油类、悬浮物	不排放	间歇	/	污水收集罐	集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处	-	-	-

2.4.2.3 噪声污染源

项目设备噪声主要来分离器、换热器等所产生的机械噪声和空气动力性噪声等，根据类比资料，其噪声强度在 80～110dB（A）的范围内。针对不同噪声源选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局等治理措施后，可使声源小于 80dB（A）。

表 2.4-18　　项目噪声源及防治措施

项目所在工序/车间	序号	设备名称	单位	数量	治理前声级dB（A）	治理措施	降噪效果	治理后声级dB（A）
							dB（A）	
生产区	1	两相分离器	座	2	95	选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局	32	63
	2	破乳剂加注撬	座	1	90		27	63
	3	三相闪蒸分离器	座	2	98		34	64
	4	凝析油储罐(50m³)	座	7	100		37	63
	5	电加热器100kW	座	1	85		27	58
	6	换热器	台	2	102		40	62
	7	装车咔管	台	1	105		42	63
	8	BOG压缩机	座	1	110		47	63
	9	轻烃泵	台	2	92		30	62
	10	冷却水循环罐	台	1	88		28	60
	11	切水器	台	1	86		26	60
	12	凝析油装车泵撬	台	1	96		34	62
	13	液化冷箱	台	1	89		29	60

		A						
	14	主换热器	台	2	87		27	60
	15	塔顶冷凝器	台	1	91		31	60
	16	脱氮塔顶回流罐	台	1	93		32	61
	17	MRC低温分离器	台	1	99		36	63
	18	MR分离器	台	1	97		35	62
	19	MRC分离器II	台	1	97		35	62
	20	MRC分离器I	台	1	97		35	62
	21	脱氮塔	台	1	94		33	61
	22	低温分离器	台	1	96		34	62
	23	混合冷剂压缩机	套	1	108		45	63
	24	MRC进口平衡罐	台	1	90		28	62
	25	MRC级间空冷器	台	1	95		33	62
	26	MRC级间分离器	台	1	92		30	62
	27	MRC末级空冷器	台	1	96		34	62
	28	MRC出口分离器	台	1	91		31	60

根据噪声叠加公式可知，

$$L_{eq}=10lg\left(\sum_{i=1}^{n}10^{0.1L_i}\right)$$

式中：Leq—预测点的总等效声级 dB（A）；

Li—第 i 个声源对预测点的声级影响 dB（A）。

本项目噪声综合源强为 77.8dB（A）。

2.4.2.4 固体废物处置

营运期产生的固废包括：原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、废分子筛及废包装袋、桶等。本项目生活垃圾为原厂工人产生，不再重复统计。

（1）过滤杂质

项目原料气净化第一步使用机械式过滤器去除伴生气中微量的机械杂质，每年清理一次，类比《庆阳能源化工集团庆城天然气有限公司“气化庆阳”天然气调峰项目（一期）竣工环境保护验收调查报告》产生率为 0.0003kg/万 m^3，类比项目与本项目生产工艺相

同，生产原料同为井口原料气，因此类比可行，本项目产生量为 5.0kg/a，主要为灰尘杂质类，由于沾染油类，属于危险废物，对照《国家危险废物名录》（2025 年版），其属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物 900-213-08”，依托原有危险废物贮存点，集中收集暂存于危险废物贮存点内，定期交由有资质单位进行处理。

（2）废含油抹布、手套

项目设备维修过程中会产生废含油抹布、手套等，本项目运营期间产生量约 0.002t/a，根据《国家危险废物名录》（2025 版），废含油抹布、手套属于“HW49（900-041-49）含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，危险特性为 T/In，分类暂存于危险废物贮存点内，定期交由资质单位转运处置。

（3）废润滑油

原料气压缩机组、冷剂压缩机组等机械设备使用润滑油，润滑油在使用过程中，由于受到外界作用，如机械杂质、灰尘、氧化物、水汽等的影响而氧化、变质、解聚和老化，使用性能变坏，因而需要增补或更换，产生废润滑油，产生量为 0.3t/a，交由有资质单位处置，不外排。对照《国家危险废物名录》（2025 年版），废润滑油属于《国家危险废物名录》中“HW08 废矿物油与含矿物油废物/900-217-08”，为危险废物，依托原有危险废物贮存点，集中收集暂存于危险废物贮存点内，定期交由有资质单位进行处理。

（4）废分子筛

本次新增脱水塔废分子筛产生量为 1.3t/a，分子筛脱水过程脱除少量伴生气中其他杂质，对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，废分子筛属于《国家危险废物名录》中“HW49 其他废物/900-041-49”，为危险废物。集中收集分区分类暂存于危险废物暂存库内，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

（5）废包装袋、桶

原辅材料分子筛废弃包装袋和 MDEA 废包装桶主要为一般工业固废，本次新增产生量为 0.02t/a，废物代码：900-999-99，集中收集，交由厂家回收。

本项目固废产生情况见表 2.4-19。

表 2.4-19　　项目产生固废统计表

序号	产生环节	名称	属性	主要有毒有害物质名称	物理性状	环境危险特性	产生量(t/a)	临时贮存方式	利用处置方式和去向	处置量/利用量（t/a）	环境管理要求
1	过滤	过滤杂质	危险废物HW08	废矿物油	固态	T，I	0.0005	桶装	有资质单位处理	0.0005	无害化
2	设备运行	废润滑油	危险废物HW08	废矿物油	液态	T，I	0.3	桶装		0.3	无害化
3	设备维修保养	废含油抹布、手套	危险废物HW049	废矿物油	固态	T，I	0.002	袋装		0.002	无害化

由上表可知，本项目产生的固体废物均可得到合理处置，处置率可达 100%，对环境影响较小。

表 2.4-20　　项目运营期产生的危险废物及危废贮存设施情况一览表

序号	危废名称	危废类别	危废代码	产生量 t/a	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	防治措施	贮存场所名称	位置	占地面积	贮存能力	贮存周期
1	过滤杂质	HW08	900-213-08	0.0005	过滤	固态	废矿物油	废矿物油	60d	T，I	依托原有危险废物贮存点，集中收集暂存于危险废物贮存点内，定期交由有资质	危险废物贮存点	厂区南侧	50m2	130m^3	90d
2	废润滑油	HW08	900-217-08	0.3	设备运行	液态	废矿物油	废矿物油	60d	T，I						
3	废含油抹布、手套	HW049	900-04-49	0.002	设备维修保养	固态	废矿物油	废矿物油	60d	T，I						
4	废分子筛	HW49	900-041-49	1.3	分子筛脱水	固态	废矿物油	废矿物油	60d	T/In						

											单位进行处理。					
5	废包装袋、桶	一般固废		0.02	原辅材料分子筛废弃包装袋和MDEA废包装桶	固态	/	/	/	/	由厂家回收利用	/	/	/	/	/

改扩建前后项目主要污染源及其污染物产生和排放变化情况分析见表31。

表 2.4-21　　改扩建前后项目主要污染源及其污染物产生和排放情况对比分析表

类别	污染源	污染物	现有工程（改扩建前）	本工程（改扩建部分）				总体工程（改扩建后）		
			实际排放量	排放浓度	产生量	自身消减量	排放量	“以新带老”消减量	排放总量	排放增减量
废气	导热油炉废气（G1）	颗粒物	0.267	8.59	0.247	0	0.247	0	0.514	0.247
		二氧化硫	0.076	5.15	0.148	0	0.148	0	0.224	0.148
		氮氧化物	1.223	45	1.29	0	1.29	0	2.513	1.29
	脱碳气体（G2）	二氧化碳	689.7	/	16.56	0	16.56	0	706.26	706.26
	场内无组织NMHC（G6）	非甲烷总烃	1.36	/	0.08	0	0.08	0	1.44	0.08
废水	生产废水	pH、石油类、悬浮物	1678.32	/	3110.22	0	3093.57	0	4771.89	3093.57
	生活污水	SS、CODcr、BOD_5、NH_3-N、动植物油	1065.6	/	0	0	0	0	1065.6	0
固废	过滤	过滤杂质	0.00693	/	0.0005	0	0.0005	0	0.00743	0.0005

	脱碳系统	废MDEA溶液	5	/	0	/	0	0	5	0
	脱水单元	废分子筛	1.5	/	1.3	/	1.3	0	2.8	1.3
	导热油炉	废导热油	0	/	0	/	0	0	0	0
	设备运行	废润滑油	0.5	/	0.3	/	0.3	0	0.8	0.3
	设备运行	废过滤介质	0.1	/	0	/	0	0	0.1	0
	设备运行	废活性炭	0	/	0	/	0	0	0	0
	设备运行	废包装袋、桶	0.02	/	0.02	/	0.02	0	0.04	0.02
	工作人员	生活垃圾	8.325	/	0	/	0	0	8.325	0
	脱盐水单元	废反渗透膜	0.001	/	0	/	0	0	0.001	0
	设备维修保养	废含油抹布、手套	0	/	0.002	/	0.002	0	0.002	0.002

注：1.排放增减量：+表示增加，-表示减少；

2.计量单位：废水排放量-万 t/a；固废排放量-t/a；噪声排放量-dB（A）；

大气污染物排放浓度-mg/m^3；水污染物排放浓度-mg/L；大气污染物排放量-t/a；水污染物排放量-t/a。

建设单位在严格落实本环评提出的各项污染防治措施后，污染物可实现达标排放，符合环境管理的相关要求。

2.4.2.5 土壤及地下水污染防治措施

（1）防止地下水污染控制措施的原则

地下水污染防治措施应坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，及时采取主动控制和被动控制相结合的措施。

①主动控制即从源头控制措施，主要包括在工艺、设备、污水储存及处理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被动控制即末端控制措施，主要包括项目区内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；

③应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

（2）项目采取的地下水污染防治措施

本项目建成后，分区防渗措施见下表。

表 2.4-22　　项目分区防渗措施表

区域	防渗措施	备注
凝析油罐区	重点防渗：凝析油罐区地坪（从下至上）及围堰四周采用100mm厚C10混凝土垫层+200mm厚C20钢筋混凝土沟底（壁）+耐腐蚀地砖进行防渗防腐处理，重点防渗区防渗系数k≤1×10^{-10}cm/s。	扩建
新增生产装置区	一般防渗：新增生产设备地坪（从下至上）素土（或粘土）夯实+100mm厚C10混凝土垫层+250mm厚C25混凝土进行防渗处理，防渗系数≤1×10^{-7}cm/s。	扩建
本次新增其他区域	简单防渗：一般水泥地面	扩建

2.6 清洁生产分析

清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或消除对人类健康和环境的危害。《建设项目环境保护管理条例》规定：工业建设项目应当采用能耗小、污染物产生量小的清洁生产工艺，合理利用自然资源，防止环境污染和生态破坏。清洁生产促进法第 18 条也规定：扩建、改建和技改项目应当进行环境影响评价，对原料使用、资源消耗、资源综合利用以及污染物产生与处置等进行分析论证，优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。

目前我国尚未颁布烃类产品行业清洁生产标准或清洁生产评价体系，因此从清洁生

产理念出发，并参考《清洁生产标准制定技术导则》（HJT425-2008），本次评价拟通过将本项目与国内外同类生产现状技术性能、指标对比，从原料与产品、生产工艺、资源能源利用、污染物产生与排放等方面定性分析，以确定本项目清洁生产水平。

（1）原辅材料的使用

本项目原料气为天然气，天然气中甲烷含量高，不含硫化氢。产品主要为液化天然气和混烃，液化天然气是一种洁净能源，热值高。混烃主要作为工业原料、裂化裂解原料、烷基化原料、石脑油原料等，也可以生成 LPG 和混烃产品。

（2）工艺与装备要求

进站原料气通过“分离计量+压缩机增压+MDEA 溶液吸收脱碳+脱水塔废水+活性炭脱烃+低温液化”工艺，得到液化天然气（LNG）和混烃。本次新增一套三相分离器及计量装置、一套净化装置、1 台 50 万方处理能力的冷剂压缩机（配套级间分离器及空冷器）、1 套 50 万方冷箱和 2 套装车撬。

该工艺采用混合冷剂制冷工艺，减少了能耗；采用了可靠的处理工艺和控制手段，采用密闭工艺，减少无组织挥发产生的非甲烷总烃。

（3）物料储存与转运

采用凝析油储罐储存凝析油，具有以下优点：

安全可控：储罐采用专业设计（常压低温储罐），可适应凝析油易挥发、易燃易爆的特性，减少泄漏风险。

稳定储存：通过温度、压力调控系统，维持凝析油在稳定状态，避免因挥发导致的组分变化或损耗。

环保合规：配备废气回收、泄漏检测等环保设施，符合安全环保标准，减少对环境的影响。

（4）设备选型

在设备选型中，选用密封性能好、使用寿命长、能量耗费少的阀门和设备，避免“跑、冒、滴、漏”的发生。选用先进可靠，自动化程度较高的设备，以确保各设备安全运行。

（5）资源能源消耗

本项目能耗包括装置及其配套公用工程和辅助设施。其资源能源消耗主要为电力、燃料、新鲜水、氮气及仪表风、压缩空气。其电力供应由区块已有电力网保障，稳定可靠。燃料气来自装置自产的干气，新鲜水由罐车从玛纳斯运至站内，仪表风和压缩空气、氮气均自产，能保证装置长期稳定可靠地运行。

（6）污染物产生和排放

生产过程中大气污染物主要是无组织非甲烷总烃，采用密闭集输生产工艺，废气能够达标排放，对环境影响不大。导热油炉采用国际领先水平的低氮燃烧器，减少燃气燃烧时的氮氧化物排放。

②噪声达标排放

运营期设备运转产生的噪声，通过采取设备基础减振等措施，再经厂界距离衰减后，可以在厂界噪声达标排放。

③废水

生产废水经排污管线排入排污罐中，当罐内液位达到一定高度时，由排污泵输至罐车外运。

④固体废物资源化利用

本项目固体废物主要包括废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油等。废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油暂存于危险废物贮存点，定期交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。废弃包装交由厂家回收。

（6）节能节水

①优化工艺参数，选择合理的工艺流程，减少能源消耗。在确定工艺方案时充分利用天然气的特点和进站压力，采用混合冷剂制冷工艺，减少了能耗。

②优化系统运行管理，确保工艺系统及设备在最佳状态下运行，避免能源的损耗。

③采用密闭集输处理工艺，最大限度地避免天然气损耗。同时，管道路径尽量顺直，缩短线路整体长度，保证管道系统压降最小，以降低管道运行过程中的能耗。

④在设备选型中，选用密封性能好、使用寿命长、能量耗费少的阀门和设备，避免或减少了阀门等设备由于密封不严，耗电量大而造成的能源损耗；

⑤压缩机选型过程中，选用耗电量省，机械效率高的机组；

⑥选用节能型低损耗变压器，合理选择变压器容量，降低损耗；

⑦放空阀采用密封性和可靠性良好的阀门减少放空漏失量；

⑧选择高效节能型的光源和灯具，采用合理的控制方式；室内场所照明，优先采用荧光灯或小功率高压钠灯等高效光源；荧光灯必须安装电容器，补偿无功损耗；

⑨低压配电系统装设调谐滤波无功补偿器。

⑩冷却水采用闭路循环冷却水系统，避免“跑、冒、滴、漏”。

（8）环境管理要求

项目实施自上而下的环境管理工作网络，实施环境保护目标责任制，明确环境保护目标，实施目标管理。环保部门制定实施对策及环保措施，各装置按照要求将指标层层分解，制定自己的环保目标，落实到岗、到位、到人。

在生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范企业生产行为，对工程建设施工、生产运行等方面提出明确防治措施和规定，使企业实施清洁生产有法可依、有章可循，规范了企业及职工的生产行为。

把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全适应生产、防治工业污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视宣传环保教育和培训，依靠广大职工搞好工业污染防治、清洁生产工作。

在治理方法上从提高对原材料和资源的利用入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

本项目符合国家产业政策和地方有关法律法规、污染物排放达到标准要求、满足总量控制要求；对产生的所有固体废物，全部回收综合利用，临时贮存满足要求，避免造成二次污染；生产中将严格按照相关要求制定完善的原材料质检制度和原材料消耗定额，对能耗、水耗考核制度、对产品合格率有考核、各种人流物流包括人的活动区域、物品堆存区、固废等有明显标识，对跑冒滴漏现象控制较好。

项目建设与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展、达到污染治理与生产技术相结合、节约能源、降低能耗与提高产品质量相结合，依靠科技进步，推行清洁生产、综合利用、提高污染治理水平，尽可能充分利用资源、能源，减少或消除污染物的产生。同时在污染治理上，水污染防治以减少新鲜水用量为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物以减量化和资源化为核心。

综上所述，本项目工艺技术装备较为国内先进水平，项目建成投产后，通过各种节能、降耗及减污措施，将使工程能耗降低，同时也减少了对周围环境的污染，“三废”排放量少、性质简单且全部达标排放，工业固体废物全部综合利用。

综合评价本项目清洁生产水平为国内先进水平。有效解决了企业经济发展与保护环境的对立矛盾，符合清洁生产要求。

2.7 碳排放评价

碳排放是关于温室气体排放的一个总称或简称，温室气体中最主要的组成部分是二氧化碳（二氧化碳），因此人们简单地将“碳排放”理解为“二氧化碳排放”。伴随全球气候变暖，人们日益关注到温室气体排放对环境产生的不利影响，我国日益注重碳减排工

作的推进，在此大背景下，将碳排放纳入环境影响评价中十分必要。

2.7.1 原则依据

依据《企业温室气体排放报告核查指南》《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T32150-2015），参照《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》（环办环评函〔2021〕346 号）等文件规范对本项目的碳排放进行分析。

2.7.2 核算边界确定

评价以企业法人的独立核算单位为边界，核算生产系统产生的温室气体排放。生产系统包括主要生产系统、辅助生产系统以及直接为生产服务的附属生产系统，其中辅助生产系统包括动力、供电、供水、化验、机修、库房、运输等，附属生产系统包括生产指挥系统（厂部）和厂区内为生产服务的部门和单位（如职工食堂、车间浴室等）。本项目厂界作为一个核算单元。

2.7.3 排放源

本项目生产过程中主要排放源为：

（1）燃料燃烧排放

燃料燃烧排放包括气等化石燃料在各种类型的固定燃烧设备（如导热油炉等）或移动燃烧设备（厂内机动车辆）中发生氧化燃烧过程产生的二氧化碳排放。

项目导热油炉等设备采用天然气作为燃料，天然气燃烧过程中会产生二氧化碳。

（2）过程排放

过程排放是指化石燃料和其他碳氢化合物用作原材料产生的二氧化碳排放以及碳酸盐使用过程分解产生的二氧化碳排放。

（3）二氧化碳回收利用量

主要指回收燃料燃烧或工业生产过程产生的二氧化碳并作为产品外供给其他单位从而应予扣减的那部分二氧化碳，不包括企业现场回收自用的部分。

开发利用放空天然气可以有效减排温室气体，改善大气环境。放空天然气主要成分为甲烷和二氧化碳，而甲烷和二氧化碳都是温室气体。

（4）购入的电力、热力产生的排放

生产企业消费的购入电力、热力所对应的二氧化碳排放。

（5）输出的电力、热力产生的排放

化工生产企业输出的电力、热力所对应的二氧化碳排放。

项目不涉及输出的电力、热力。

综上分析，项目涉及燃料燃烧排放、过程排放和购入电力产生的排放。

2.7.4 核算方法及核算结果

（1）燃料燃烧排放

1）计算公式

$$E_{燃烧,i}=\left[\sum_{j=1}^{n}\left(AD_j\times CC_j\times OF_j\times\frac{44}{12}\right)\right]\times GWP_{CO_2}$$

式中：

E 燃烧，i—核算期内单元 i 的燃料燃烧产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（t 二氧化碳 e）；

ADj—核算期内第 j 种化石燃料作为燃料燃烧的消费量，对固体或液体燃料，单位为吨（t），对于气体燃料单位为万标立方米（10^4Nm^3）；

CCj—核算期内第 j 种化石燃料的含碳量，对固体或液体燃料，单位为吨碳每吨（tC/t），对于气体燃料单位为吨碳每万标立方米（$tC/10^4Nm^3$）；

OFj—核算期内第 j 种化石燃料碳氧化率；

GWP 二氧化碳—为二氧化碳全球变暖潜势，取值为 1；

44/12—二氧化碳与碳的相对分子质量比；

i—为核算单元编号；

j—为化石燃料类型代号。

2）化石燃料含碳量

CCj=NCVj×EFj

式中：

NCVj—第 j 种燃料的低位发热量；$356.80GJ/10^4Nm^3$

EFj—是第 j 种燃料的单位热值含碳量。

（2）购入电力、热力产生的排放

1）计算公式

$$E=AD\times EF\times GWP_{CO_2}$$

式中

E—购入电力或热力所对应的生产环节二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（t 二氧化碳 e）；

AD—核算和报告年度内的外购电力或热力，单位为兆瓦时（MWh）或吉焦（GJ）；

EF—排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（t 二氧化碳/MWh）或吨二氧化碳每吉焦（t 二氧化碳/GJ）；

GWP 二氧化碳—二氧化碳全球变暖潜势，取值为 1。

生态环境部发布的《关于做好 2023—2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703t 二氧化碳/MWh，热力消费的排放因子取推荐值 0.11t 二氧化碳/GJ。

③项目运行后削减二氧化碳排放量

项目天湾井放空燃烧井口原料气量为 11.20 万 t/a，其主要成分为甲烷，本次二氧化碳量以甲烷燃烧计，1mol 甲烷燃烧后生成 1mol 二氧化碳，因此本项目建成后削减排放二氧化碳量为 30.8 万 t/a。

（3）碳排放汇总

温室气体排放总量计算公式为：

E=E 燃烧+E 购入电

表 2.7-1　　项目碳排放摘要表

能源/物料品种		计量单位	实物量	排放因子	二氧化碳排放（t/a）
燃料燃烧	天然气	10^4m^3	103	15.3×10^{-3} t二氧化碳e/GJ	5.62
净调入电力、热力	电力	$10^4kW\cdot h$	48464.36	0.5703 t二氧化碳/MWh	276392
排放总量					276397.62
削减总量					308000
排放总量					-31602.38

本项目温室气体排放总量为-31602.38t/a。

（4）碳排放强度计算

项目年二氧化碳排放量为-31602.38 吨，符合我国发展节能减排、低碳经济的基本国策。

2.7.5 碳排放评价

目前昌吉回族自治州未发布“十四五”碳排放强度下降目标值、“十四五”末考核年碳排放强度、达峰年年度碳排放总量，因此暂无法对碳排放绩效、碳排放强度考核、碳达峰进行影响评价。

2.7.6 碳减排潜力分析

1、在工艺装置设计中，凡是载荷变化较大的设备，为了达到节能降碳的目的，设计中都采用节能设备调节输出功率，使设备处于最佳运行状态和节能状态。

2、对进厂原料，出厂产品及各工序的中间产品、动力消耗均设置计量设施，便于单位成本核算管理，促进节能。

3、采用严格的计量管理，减少跑、冒、滴、漏，节约原料、减少能耗。

4、电气节能降碳措施

加强工厂供电系统的科学管理，设计合理的工厂供配电系统及照明方式。

（1）合理选择电压，减少变压级次；

（2）改善功率因数和电压质量；

（3）降低高次谐波对电网的影响；

（4）选择节能型变压器和精选变压器的合理位置。选择变配电室的合理位置，使变配电室尽量布置在负荷中心，减少电缆长度及能源损失；

（5）变压器选择节能型变压器，如新型节能型变压器；

（6）补偿后的功率因数达到 0.95 以上；

（7）高压及低压每一出线回路设电度计量考核。

（8）各车间附房照明灯具采用一灯一控方式。

（9）对于干线电缆的选择，在满足技术条件的情况下，按经济电流来选择电缆截面，可使干线电缆的损耗减少 35%～42%。

2.7.7 碳排放评价结论与建议

本项目以企业法人独立核算单位为边界，核算生产系统产生的温室气体排放。主要排放源为燃料燃烧排放、购入电力、热力，本项目碳排放量为 276397.62t/a。

在工艺设计、设备选型、建筑材料、电气系统、节能管理等方面，本项目均采用了一系列节能措施以生产中各个环节的节能降耗，因此本项目开发和利用放空天然气不仅可以避免因天然气这种不可再生资源的浪费，还在减少温室气体排放、改善大气环境方面具有非常重要的意义。

2.8 总量控制与项目污染物排放情况

2.8.1 总量控制

根据国务院《关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号）、《关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）、原国家环保总局《排

污许可证试点工作方案》等文件中规定的实施污染物种类与原则，为做好评价区总量控制工作，建议本项目废水和废气总量控制指标如下：

根据工程分析，本项目污染物主要为 CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、SS、石油类，不存在有毒有害物质，为非持久性污染物，本项目产生的生产废水集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；

不需要设置废水总量控制指标。

十四五”我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为挥发性有机物、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

根据本项目工艺特点及产污特点，本项目总量控制的指标为挥发性有机物、氮氧化物。

大气建议总量控制指标见表 2.8-1、2.8-2。

表 2.8-1　　项目大气污染物有组织总量控制建议指标

项目		核算年排放量（t/a）
有组织排放合计	颗粒物	0.247
	二氧化硫	0.148
	氮氧化物	1.29

表 2.8-2　　项目大气污染物无组织总量控制建议指标

项目		核算年排放量（t/a）
无组织排放合计	VOCs	0.08

2.8.2 总污染排放统计

本项目排放污染物统计：

表 2.8-3　　工程“三废”排放量统计表

种类	产污源点		产生量（t/a）	治理措施	排放量（t/a）	处理效率及排放去向
废气	导热油炉废气（G1）	颗粒物	0.247	低氮燃烧	0.247	8m排气筒
		二氧化硫	0.148		0.148	
		氮氧化物	1.29		1.29	
	脱碳气体（G2）	二氧化碳	16.56	/	16.56	直接排放
	凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG及重烃装卸区回收的闪蒸气（G3）	闪蒸汽	31.10	凝析油稳定单元闪蒸汽与进站三相分离器的气相一起送至LNG液化厂，不外排；加压后回到导热油炉系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化。	/	不排放
	场内无组织	非甲	0.08	尽量保证车间阀门、法兰无损	0.08	无组织排

	NMHC（G4）	烷总烃		坏，密闭性好，减少逸散；		放
废水	生产废水		3093.57	生产装置废水集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处。	0	不外排
固废	过滤杂质		0.005	分类暂存于危险废物贮存点内，定期交由资质单位转运处置	0	合理处置
	废含油抹布、手套		0.002		0	
	废润滑油		0.3		0	
	废分子筛		1.3		0	
	废包装袋、桶		0.02	由厂家回收利用	0	
噪声	设备设施		80~90dB(A)	选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局措施	昼间：≤60dB(A) 夜间：≤50B(A)	厂界达标

第 3 章区域环境概况

3.1 自然环境调查与评价

3.1.1 地理位置

玛纳斯县隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州，地处新疆腹地，与北部塔城、西部伊宁呈三足鼎立之势，素有乌鲁木齐"西大门"之称。东距新疆首府乌鲁木齐市126km，距昌吉州政府所在地昌吉市 91km。兰新铁路、G30 国家高速横贯全县。

项目行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，西南距玛纳斯县县城约40km，东距 S301 约 7.4km，西北距 S204 约 11.6km。

清北 1 井、天湾 2 井位于玛纳斯县东南向 31km 处。气象资料参考玛纳斯区域资料。玛纳斯县地区，地处准噶尔盆地西南边缘，受北天山、阿尔泰山阻挡，湿暖气流难以进入，形成暖温带大陆性干旱、半干旱气候，工作区四季温差大，冬季严寒，夏季酷热，昼夜温差大，蒸发量大于降水量，无霜期长，而且冬夏季长，春秋季短。地理位置详见下图。

3.1.2 地形、地貌

玛纳斯县分为南部山区、山前冲积平原和北部沙漠三个大地貌单元。项目区位于北部沙漠，是古尔班通古特沙漠的一部分，地势由东南向西北倾斜，沙漠被莫索湾湖积低地分成南北两部分，南部沙漠分布在莫索湾垦区与北五岔、六户地乡之间，沙漠宽约10～30km，莫索湾以北的沙漠称为莫北沙漠，面积十分大。项目所在的南部沙漠多为沙丘、沙垄和西北东南向的新月形固定和半固定沙丘链。沙丘高度15m左右，沙丘，沙垄之间有很多小面积的谷地、凹地，俗称沙窝岛。沙丘之上植被稀少，沙丘之间有胡杨、红柳、梭梭及荒漠植被，覆盖度很小，因缺少人畜饮水，只能在冬季地面积雪后放牧之用。

站址位于准噶尔盆地南缘天山北坡山区，地形起伏较大，有多条南北走向的冲沟，冲沟内无水，地表有植被覆盖，为天然草地，平均海拔1000m～1200m之间。

图 3-1　　项目区地貌

3.1.3 地质条件

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）及《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）表5.1.4-2之规定，拟建场地属建筑抗震设防烈度8度区，设计基本地震加速度0.20g，设计地震分组为第三组，场地基本地震动加速度反应谱特征周期值为0.45s。

3.1.4 水文及水文地质

（1）地表水

项目区地处古尔班通古特沙漠，项目区西侧 1545m 为玛纳斯河，相对项目区高差-19m，玛纳斯河属玛纳斯河水系，流域位于新疆天山北麓中段、准噶尔盆地南缘。地理坐标：北纬 43°27′～45°21′，东经 85°01′～86°32′，流域总面积 26500km^2。发源于天山北坡依连哈比尔尕山，流域呈扇形流经石河子市、玛纳斯县、沙湾县、克拉玛依市的小拐镇及新疆生产建设兵团八师六师十九个大型国营农场。源头至小拐，全长约 324km，尾闾为已经干枯的玛纳斯湖，河流沿程汇入清水河等大小支流 10 多条，山区（红山嘴以上）5156km^2，集水区平均海拔 3000m，年平均径流量 12.526×10^{8}m^3。平均流量 39.7m^3/s。属季节性河流，具有季节性周期变化的特点。一般水量集中在 6～8 月，3～5 月处于枯水期。3~6 月中旬的径流量仅占全年流量的 7%～15%。

玛纳斯河在出山口建有拦河水库-夹河子水库。夹河子水库是位于河流出山口的流域控制性水库，具有供水、防洪任务。水库以下河道来水量受水库控制，主要来水为水库弃水。根据对玛纳斯河的多年观测资料统计，汛期悬移质沙量约占年含沙量的 90.0%，且主要集中于 6～8 月。多年平均月含沙量：7 月为 3.14kg/m^3，8 月为 2.50kg/m^3。多年平均汛期月最大含沙量：7 月为 15.3kg/m^3，8 月为 9.89kg/m^3。

（2）地下水

玛纳斯地区地下水埋藏丰富，中部的洪积、冲积扇缘地带地下水接近地表溢出，形成带状沼泽、溢水泉和小溪。全县泉水流量为 1.636m^3/s，折合水量 159.32×$10^4$$m^3$。

项目所在区域位于冲积扇下部，地下水含水层为粗砂含砾和粉细沙互层，地下水补给主要为玛纳斯河河水补给，区域埋藏地下水类型为第四系松散岩类孔隙水。

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积～湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于100m，潜水位埋深较大（10～50m），矿化度＞10g/L，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 Cl-SO4-Na 型为主；水量小，无开采利用价值。

3.1.5 气候特征

玛纳斯县位于大陆腹地，年平均气温为 2.9℃～6.8℃，极端最高气温为 43.1℃，极端最低气温为-42.8℃，年较差为 43.5～44.7℃。年降水总量为 117.2～543.5mm，年蒸发量最高可达 1194.4mm。相当于降水量的 4～11 倍。冬季严寒，夏季酷热，降水少，空气干燥，是典型的大陆性气候。玛纳斯县前山、平原和沙漠地区属于中温带，中山和后山属于寒温带。

玛纳斯全年地面风的主导风向是西南风，频率为 16%，次主导风向为西风，年均静风频率 18%，大风多发生在春、夏、秋季，平均风速最小的一月份也达 2.0m/s。

清北 1 井、天湾 2 井位于玛纳斯县东南向 31km 处。气象资料参考玛纳斯区域资料。玛纳斯县地区，地处准噶尔盆地西南边缘，受北天山、阿尔泰山阻挡，湿暖气流难以进入，形成暖温带大陆性干旱、半干旱气候，工作区四季温差大，冬季严寒，夏季酷热，昼夜温差大，蒸发量大于降水量，无霜期长，而且冬夏季长，春秋季短。该区域的气象资料详见下表。

表 3.1-1　　主要气象要素表

序号	项目		单位	数值
1	气温	平均	℃	7.5
		（极端）最高	℃	40.6
		（极端）最低	℃	-36.5
2	降水量	平均	mm	1066.2
		最大	mm	1456.2
		最小	mm	664.2
3	主导风向			西北风
4	平均风速		m/s	1.2
5	无霜期		天	341
6	多年平均积温		℃	5753.6

序号		项目	单位	数值
7		地表最高温度	℃	45.7
8	采暖天数	日平均温度≤5℃天数（日平均温度）	d/a(℃)	147\-9.3
		日平均温度≤10℃天数（日平均温度）	d/a(℃)	163\-7.7
		日平均温度≤5℃起止日期	日/月	
		日平均温度≤10℃起止日期	日/月	
9	最多风向及其频率	冬季	%	W10
		夏季	%	SW18
		全年最多	%	SW14
10	极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	21.1
		风向	\	S
11		最大积雪厚度/雪荷	mm/Pa	43
		最大冻土深度平均值/极值	cm	112
12		雷暴日数	d/a	9.2
		冰雹日数	d/a	0.0
		沙暴日数	d/a	1.0
		有雾日数	d/a	11.0
		雾凇厚度	mm	10.3
		年蒸发量	mm	1295.7
13	大气压力	冬季	102Pa	9747
		夏季	102Pa	9536
14	降水量	日最大值	mm	24.2
		小时最大值	mm	13.5
		10分钟最大值	mm	
		历年平均值/极大值	mm	237.5/321.8

3.1.6 生态环境现状

（1）生态系统功能及结构

根据《新疆生态功能区划》，项目区位于“Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”，主要生态功能为工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制。

项目区涉及的生态系统类型有草地生态系统和河流生态系统。草地生态系统结构简单，主要由单一草本层片组成，零星有灌木丛或乔木生长。河流生态系统受季节、梯级发电站和灌溉影响较大，本项目穿越处，河漫滩宽，河流浅，底部多为卵砾石结构，导致该处生态系统的结构较为简单，现场踏勘时（2 月）河道基本被雪覆盖，小部分被冰封。

（2）土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，详见图 5.3-2，天湾区块的土地利用类型为工矿用地。

受气候影响，项目区草地地表植被稀疏，结合征地文件，按照五等草地计算其生物损失量，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即 750kg/hm2。

（3）土壤类型

评价区土壤类型有栗钙土、棕钙土 2 种，其中天湾区块内为棕钙土，详见图 5.3-3。

栗钙土发育于温带半干旱草原植被下。其主要特征是剖面上部呈栗色，下部有菌丝状或斑块状或网纹状的钙积层。具有较明显的腐殖质累积和石灰的淋溶-淀积过程，并多存在弱度的石膏化和盐化过程。表层为栗色或暗栗色的腐殖质，厚度为 25～45cm，有机质含量多在 1.5%～4.0%；腐殖质层以下为含有多量灰白色斑状或粉状石灰的钙积层，石灰含量达 10%～30%。

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层，自然植被组成趋于旱化，生物量低，土壤腐殖质积累作用弱，有机质含量低；钙积作用强，钙积层在剖面中位置较高；呈碱性至强碱性反应，阳离子交换量较低，吸收性复合体为盐基所饱和，其中钠离子所占比例较高；质地较粗，多属砂砾质、砂质和砂壤质、轻壤质，土体中钙质有较明显移动。

（4）动植物现状调查与评价

①植物资源

项目区地处准噶尔盆地南缘，天湾区块植被类型有温带半灌木、半矮灌木荒木以及温带多汁盐生半矮灌木荒漠。

天湾区块占地类型为天然牧草地，植被以蒿类为优势种，项目区主要分布的是博乐绢蒿，是菊科绢蒿属多年生超旱生半灌木，具有较高的营养价值和饲用价值，是蒿类荒漠中的优良牧草。伴生种有木地肤、小蓬、角果藜、猪毛菜，早春有大量的短命类植物，如弯果葫芦巴等植物（来源：《短期封育对博乐绢蒿荒漠群落特征和碳密度的影响》，别尔达吾列提等）。据调查评价区域内没有保护植物分布。

②动物资源

天湾区块位于山地丘陵带，野生动物有马鹿、野猪、野山羊、麻雀、粉红椋鸟等，输气管道后段进入油田开发区域，受人类活动影响，野生动物主要为鸟类、爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

3.2 环境空气现状监测与评价

3.2.1 项目所在区域达标区判断

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）：“6.2.1.1 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。6.2.1.2 采用评价范围内国家或地方环境空气质量监测网中评价基准年连续 1 年的监测数据，或采用生态环境主管部门公开发布的环境空气质量现状数据。”

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次选择新疆维吾尔自治区昌吉生态环境监测站公布 2023 年的监测数据，作为本项目环境空气质量现状基本污染物二氧化硫、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源。

全州 7 县（市）平均优良天数比例 82.4%，同比下降 0.1%；轻度污染天数比例为 7.6%，同比下降 1.0%；中度污染天数比例为 4.3%，同比上升 0.6%；重度污染天数比例为 4.9%，同比上升 1.1%；严重污染天数比例为 0.8%，同比下降 0.6%；首要污染物为可吸入颗粒物（PM_{10}）、细颗粒物（$PM_{2.5}$）和臭氧（O_3）。7 县（市）中，奇台县、木垒县环境空气质量年均浓度达到国家二级标准，其中玛纳斯具体数据如下：

表 3.2-1　　项目区环境空气质量状况统计结果表

污染物	年度评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率%	达标情况
二氧化硫	年平均质量浓度	11	60	18	达标
NO_2	年平均质量浓度	20	40	50	达标
CO	95%日平均	0.8mg/m³	4.0mg/m³	20	达标
O_3	日最大8h滑动平均质量浓度第90百分数位	102	160	63.7	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	74	70	105.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	43	35	122.8	超标

由上表可知，项目所在区域 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；O_3 最大 8 小时平均浓度及 NO_2、CO、二氧化硫的日、年均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，由于受沙尘天气影响导致的 $PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均质量浓度超标，项目所在区域为环境空气质量不达标区。

3.2.2 特征因子监测

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）和《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合项目区周边人群分布情况及环境保护目标、源分布特征和气象条件等。

本项目引用 2024 年 7 月新疆锡水金山环境科技有限公司对《玛纳斯县天湾壹节能

环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目》环境空气监测因子非甲烷总烃进行监测。特征因子监测点位图详见附图 4。

（1）大气监测点位

本项目设置 1 个监测点位，具体监测布点情况统计见表 3.3-2。

表 3.3-2　　环境空气现状监测点位

编号	监测点位置	方位	距离（m）	项目所在地环境功能	监测因子
1#	项目区下风向1#	项目东南侧	0.5km	二类	非甲烷总烃

（2）监测因子

非甲烷总烃。

（3）监测时间及频次

2024 年 7 月 17 日—23 日连续监测 7 天进行，每天监测 4 次。

（4）评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》推荐值要求，具体限值见表 3.3-3。

表 3.3-3　　区域环境空气质量标准值　　单位：μg/m^3

污染物	各项污染物的浓度限值			依据
	1小时平均	日平均	年平均	
非甲烷总烃	2000	/	/	《大气污染物综合排放标准详解》推荐值要求。

（5）评价方法

大气环境现状采用单项指数法进行评价。评价公式：

$$I_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：Ii—i 种污染物的单项指数；

Ci—i 种污染物的实测浓度（mg/Nm^3）；

Si—i 种污染物物质评价标准（mg/Nm^3）；

（7）评价结果分析

本项目空气环境现状评价结果如下：

表 3.3-4　　环境空气质量现状评价结果

点位名称	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
	东经	北纬							
本项目下风向	86.214167461	43.989186259	非甲烷总烃	1h平均	2.0mg/m^3	0.71—0.78mg/m^3	0.39	0	达标

由上表可知，环境空气质量现状监测点中非甲烷总烃的 Ii 值均小于 1。项目所在区

域环境空气质量现状良好。

3.3 地表水环境现状监测及评价

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）：本项目产生的生产废水集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制，本项目评价等级为三级 B，且本项目不与地表水直接接触，不开展区域污染源调查，故本次评价不对地表水环境影响进行现状评价。

3.4 地下水质量现状监测及评价

1、监测点位

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）：在包气带厚度超过 100m 的地区或监测井较难布置的基岩山区，当地下水质监测点数无法满足要求时，可视情况调整数量，并说明调整理由。一般情况下，该类地区一级、二级评价项目应至少设置 3 个监测点。

本项目位于山地，地下水埋藏类型为第四系松散岩类孔隙水，受工程地质及地下水埋藏类型限制，不具备打井的条件，项目区域周边无地下水天然露头，因此，本次评价以收集周边已有地下水水质监测资料为主。

本项目引用 2024 年 10 月新疆锡水金山环境科技有限公司对《玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目》对地下水的监测，共收集四个水井监测点进行监测，其中潜水含水层 4 个，可反映出区域地下水环境质量。地下水现状监测点位图详见附图 4。

表 3.4-1　　地下水监测井基本信息

监测点位	地下水类型	坐标	与项目区位置
D1：沙地酒庄水井	潜水	E86°02′15.92" N44°13′46.58"	项目西北侧上游29.81km
D2：石河子南湾村水井	潜水	E86°02′02.38" N44°14′17.00"	项目西北侧上游30.79km
D3：经济开发区4连水井	潜水	E86°00′40.00" N44°14′09.00"	项目北侧31.45km
D4：十户窑水井	潜水	E86°05′25.83" N44°06′28.38"	项目西北侧上游16.05km

2、监测项目及频次

地下水监测因子：pH、硝酸盐氮、总硬度、耗氧量（高锰酸盐指数）、溶解性总固体、氟化物、氨氮、亚硝酸盐氮、砷、氰化物、六价铬、挥发酚、汞、铅、镉、铁、锰、氯离子、硫酸根离子、钾离子、钙离子、钠离子、镁离子、碳酸根离子、碳酸氢根离子、总大肠菌群、菌落总数。

监测频率：监测 1 天，每天采样 1 次。

2、评价方法

采用标准指数法进行评价：

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}(pH_j>7.0)$$

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}(pH_j\le 7.0)$$

式中：pHsd——地面水水质标准中规定的 pH 值下限；

pHsu——地面水水质标准中规定的 pH 值上限；

pHj——监测点 j 的 pH 值。

其他项目表达式为：

式中：Pi——i 类污染物单因子指数；

Ci——i 类污染物实测浓度平均值，mg/L；

Coi——i 类污染物的评价标准值，mg/L。

3、监测结果

表 3.4-2　地下水质量现状数据统计与分析结果表（单位：mg/L，pH 无量纲，总大肠菌群 MPN/100mL，菌落总数 CFU/mL）

检测项目	评价标准	1#监测井		2#监测井		3#监测井		4#监测井	
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH	6.5-8.5	7.5	0.5	7.3	0.6	7.4	0.55	7.6	0.4
总大肠菌群	≤3.0	<2	0.67	<2	0.67	<2	0.67	<2	0.67
菌落总数	≤100	29	0.29	25	0.25	20	0.20	24	0.24
碳酸根离子	/	<5	/	<5	/	<5	/	<5	/
碳酸氢根离子	/	56	/	179	/	115	/	101	/
总硬度	≤450	76	0.17	418	0.93	290	0.64	362	0.80
耗氧量（高锰酸盐指数）	≤3.0	1.8	0.60	2.4	0.80	2.3	0.77	2.3	0.77
氰化物	≤0.05	<0.002	0.04	<0.002	0.04	<0.002	0.04	<0.002	0.04
六价铬	≤0.05	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08
石油类	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
砷	≤0.01	0.0008	0.08	0.0025	0.25	0.0013	0.13	0.0018	0.18
汞	≤0.001	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04

钾离子	/	2.80	/	1.35	/	2.84	/	0.86	/
钙离子	/	20.4	/	50.5	/	19.3	/	28.2	/
镁离子	/	59.4	/	67.5	/	57.8	/	69.5	/
钠离子	≤200	74.0	0.37	652	3.26	528	2.64	548	2.74
铅	≤0.01	<0.00124	0.12	<0.00124	0.12	<0.00124	0.12	<0.00124	0.12
锌	≤1.00	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05
铁	≤0.3	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.03	0.10
锰	≤0.10	<0.01	0.10	<0.01	0.10	<0.01	0.10	<0.01	0.10
镉	≤0.005	<0.001	0.20	<0.001	0.20	<0.001	0.20	<0.001	0.20
氨氮	≤0.50	<0.025	0.05	<0.025	0.05	<0.025	0.05	<0.025	0.05
挥发酚	≤0.002	<0.0003	0.15	<0.0003	0.15	<0.0003	0.15	<0.0003	0.15
溶解性总固体	≤1000	335	0.34	2361	2.36	2148	2.15	2268	2.27
氟化物	≤1.0	0.64	0.64	0.56	0.56	0.60	0.60	0.58	0.58
硫酸盐	≤250	80	0.32	940	3.76	843	3.37	825	3.30
硝酸盐氮	≤20.0	2.18	0.11	0.44	0.02	0.47	0.02	0.42	0.02
亚硝酸盐氮	≤1.00	<0.003	0.00	<0.003	0.00	<0.003	0.00	<0.003	0.00
氯化物	≤250	70	0.28	490	1.96	347	1.39	365	1.46

从上表可知，项目所在区域地下水除溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外水质监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水域水质标准限值，溶解性总固体、硫酸盐、氯化物主要由于区域属于山区干旱区域，蒸发量较多。项目所在地地下水环境质量现状一般。

4、水位情况

由于本项目区域属于较难布置的基岩山区，本次评价水位资料以收集现有资料为主，本次引用《天湾区块地面工程建设项目环境影响报告书》资料，并且收集玛纳斯 2023 年水质监测点位加以验证。

表 3.4-3　　玛纳斯县 2023 年水质监测点参数统计表

序号	位置	经度	纬度	地面高程（m）	井深（m）
1	园艺场三队二工村	86° 11' 47.50”	44°17'24.60”	480.50	120
2	凉州户镇凉州户六队	86°15’37.60"	44°14'48.50”	507.0	110
3	凉州户镇凉州户一队	86° 09' 05.05"	44° 15' 27.20”	542.5	150
4	包家店乡黑梁湾三队	86° 17’ 19.09”	44° 13' 10.10”	517.82	120
5	乐土驿镇俊龙幼儿园	86°27’25.08”	44°11'55.20”	522.87	84
6	头工乡上二工村团结四队	86°13 30.06”	44°16!25.90”	494.4	120

以上点位和本项目属于同一地质水文区域内，本项目区域地下水流向为西北到东南。

3.5 土壤环境现状监测与评价

本项目引用新疆锡水金山环保科技有限公司于 2024 年 7 月对《玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目》土壤环境质量

的监测数据。

1、监测点位设置

①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目污染影响型土壤环境影响评价等级划定为二级。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型二级评价占地范围内布设 3 个柱状样点和 1 个表层样点，占地范围外布置 2 个表层样点。

②土壤生态影响型

项目区土壤盐分含量 1.6—2.8g/kg，生态影响型敏感程度为较敏感；本项目属于陆地天然气开采行业，根据《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）规定场站为Ⅱ类建设项目，本项目土壤生态影响型评价等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型二级评价占地范围内布设 3 个表层样点，占地范围外布设 4 个表层样点。

综合考虑，本次共布设 10 个监测点，（占地范围内 3 个柱状样，3 个表层样，占地范围外 4 个表层样）。

监测点位见下表。

表 3.5-1　　土壤环境现状监测点位

监测点位	样品	监测点位置	样品采集
1#	柱状样	项目区内	在0～0.5m、0.5~1.5m、1.5～3m分别取样
2#	柱状样		
3#	柱状样		
4#	表层样		0～0.2m处取样
5#	表层样		
6#	表层样		
7#	表层样	占地范围外	
8#	表层样		
9#	表层样		
10#	表层样		

2、监测因子

项目区内监测点：

1#、2#、3#、4#监测点土壤监测项目：石油烃（C10-C40）。

5#监测点位土壤监测项目：基本项目 45 项+石油烃+含盐量。

6#监测点位土壤监测项目：基本项目 45 项+石油烃+含盐量

7#监测点位土壤监测项目：基本项目 45 项+石油烃。

8#-10#监测点位土壤监测项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10-C40）、pH。

3、监测频率

监测 1 天，采样 1 次。

4、评价标准

执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控（试行）》（GB36600-2018）标准。

表 3.5-2　　《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控（试行）》单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
1	砷	7440-38-2	20	60	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1，1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1，2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1，1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1，2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1，2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1，2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1，1，1，2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1，1，2，2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1，1，1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1，1，2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.6	2.8	5	15
24	1，2，3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1，2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1，4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3，	163	570	500	570

		106-42-3				
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并【a】蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并【a】芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并【b】荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并【k】荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1297.64	4900	12900
43	二苯并【a，h】蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并【1，2，3-cd】芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
46	钴	7440-48-4	20	70	190	350
47	钒	7440-62-2	165	752	330	1500

5、评价方法

采用单项标准指数法。即：

$S_{i,j}=\frac{C_{i,j}}{C_{si}}$

式中：S_i，j-单因子污染指数；

$C_{i,j}$-污染物浓度实测浓度（mg/kg）；

C_{si}-土壤环境质量标准（mg/kg）。

6、监测结果与分析

土壤环境质量监测结果与分析见下表。

表 3.5-3　　土壤单项指数评价结果

项目	单位	监测点位（5#20cm）		标准（mg/kg）
		实测值	Si	
氯乙烯	μg/kg	<1.5	0.0010	0.43
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	0.0010	66
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	0.0010	616
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	0.0010	54
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	0.0010	9
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	0.0010	596
氯仿	μg/kg	<1.5	0.0010	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	0.0010	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	0.0010	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	0.0010	5
苯	μg/kg	<1.6	0.0010	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	0.0010	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	0.0010	5
甲苯	μg/kg	<2.0	0.0010	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	0.0010	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	0.0010	53

氯苯	μg/kg	<1.1	0.0010	270
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	0.0010	10
乙苯	μg/kg	<1.2	0.0010	28
间，对-二甲苯	μg/kg	<3.6	0.0010	570
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	0.0010	640
苯乙烯	μg/kg	<1.6	0.0010	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	0.0010	6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	0.0010	0.5
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	0.0010	20
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	0.0010	560
氯甲烷	μg/kg	<3.0	0.0010	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	0.0012	76
苯胺	mg/kg	<3.78	0.0145	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	0.0000	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	0.0067	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	0.0667	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	0.0133	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	0.0007	151
䓛	mg/kg	<0.1	0.0001	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	0.0667	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	0.0067	15
萘	mg/kg	<0.09	0.0013	70
石油烃（C10-C40）	无量纲	16	0.0036	4500
砷	mg/kg	11.1	0.1850	60
铅	mg/kg	21	0.0263	800
汞	mg/kg	0.255	0.0067	38
镉	mg/kg	0.26	0.0040	65
铜	mg/kg	24	0.0013	18000
镍	mg/kg	62	0.0689	900
六价铬	mg/kg	0.8	0.1404	5.7

表 3.5-4　　土壤单项指数评价结果

项目	单位	监测点位（1#）						标准（mg/kg）
		39cm		152cm		231cm		
		实测值	Si	实测值	Si	实测值	Si	
石油烃（C10-C40）	mg/kg	11	0.002	15	0.003	10	0.002	4500

表 3.5-5　　土壤单项指数评价结果

项目	单位	监测点位（2#）						标准（mg/kg）
		44		115m		219cm		
		实测值	Si	实测值	Si	实测值	Si	
石油烃（C10-C40）	mg/kg	15	0.003	18	0.004	13	0.003	4500

表 3.5-6　　土壤单项指数评价结果

项目	单位	监测点位（3#）						标准（mg/kg）
		41cm）		121cm		232cm		
		实测值	Si	实测值	Si	实测值	Si	
石油烃（C10-C40）	mg/kg	12	0.003	14	0.003	10	0.002	4500

表 3.5-7　　土壤单项指数评价结果

项目	单位	监测点位（4#）		标准（mg/kg）
		20cm		
		实测值	Si	
石油烃（C10-C40）	mg/kg	10	0.002	4500

表 3.5-8　　土壤单项指数评价结果

项目	单位	监测点位（4#）		标准（mg/kg）
		20cm		
		实测值	Si	
PH	无量纲	7.83	/	/
砷	mg/kg	10.8	0.43	25
铅	mg/kg	24	0.14	170
汞	mg/kg	0.250	0.07	3.4
镉	mg/kg	0.21	0.35	0.6
铜	mg/kg	28	0.28	100
镍	mg/kg	60	0.32	190
铬	mg/kg	66	0.26	250
锌	mg/kg	82	0.27	300
石油烃（C10-C40）	mg/kg	16	/	/

占地范围内满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 和表 2 第二类用地筛选值标准，具体标准限值见表 1.7-5。

占地范围外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值要求。

综上可知，项目所在区域土壤环境质量现状良好。

3.6 声环境质量现状监测与评价

3.6.1 环境噪声现状监测

（1）噪声监测点的布设

本次引用新疆锡水金山环境科技有限公司于 2024 年 7 月 17 日—18 日对《玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目》声环境现状进行监测，具体见下表。声环境现状监测点位图详见附图 4。

表 3.6-1　　噪声监测布点

序号	位置	类型
1#	厂界东侧外1m	厂界四周
2#	厂界南侧外1m	
3#	厂界西侧外1m	
4#	厂界北侧外1m	

（2）监测时段及频次

分别对昼间（6:00～22:00）和夜间（22:00～6:00）进行监测，连续监测 2 天。

（3）监测方法与数据处理

按国家环保总局颁发的《环境监测技术规范（噪声部分）》及《城市环境噪声测量方法》等有关标准技术规定要求执行。

3.6.2 环境噪声现状评价

本项目监测结果统计见下表：

表 3.6-2　　噪声监测结果表　　单位：dB（A）

检测点编号	检测点位置	检测时间及检测结果Leq				标准	
		2024.7.17		2024.7.18			
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#	厂界东侧外1m	41	35	41	34	60	50
2#	厂界南侧外1m	42	36	40	36		
3#	厂界西侧外1m	41	35	40	36		
4#	厂界北侧外1m	41	36	41	36		

由上表可知，项目厂界各监测点噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

3.7 生态环境现状评价

（1）生态系统功能及结构

根据《新疆生态功能区划》，项目区位于“Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”，主要生态功能为工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制。

草地生态系统结构简单，主要由单一草本层片组成，零星有灌木丛或乔木生长。植被以蒿类为优势种，项目区主要分布的是博乐绢蒿，是菊科绢蒿属多年生超旱生半灌木，具有较高的营养价值和饲用价值，是蒿类荒漠中的优良牧草。

（2）土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型分别为天然牧草地。项目区土地利用现状图详见附图 6。

（2）土壤类型

评价区土壤类型有栗钙土、棕钙土 2 种，其中天湾区块内为棕钙土栗钙土发育于温带半干旱草原植被下。其主要特征是剖面上部呈栗色，下部有菌丝状或斑块状或网纹状的钙积层。具有较明显的腐殖质累积和石灰的淋溶-淀积过程，并多存在弱度的石膏化和盐化过程。表层为栗色或暗栗色的腐殖质，厚度为 25～45cm，有机质含量多在 1.5%～4.0%；腐殖质层以下为含有多量灰白色斑状或粉状石灰的钙积层，石灰含量达 10%～30%。项目区土壤类型现状图详见附图 7。

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层，自然植被组成趋于旱化，生物量低，土壤腐殖质积累作用弱，有机质含量低；钙积作用强，钙积层在剖面中位置较高；呈碱性至强碱性反应，阳离子交换量较低，吸收性复合体为盐基所饱和，其中钠离子所占比例较高；质地较粗，多属砂砾质、砂质和砂壤质、轻壤质，土体中钙质有较明显移动。

（3）动植物现状调查与评价

①植物资源

按中国植被自然地理区划划分，评价区属新疆荒漠区，项目区地处准噶尔盆地南缘，天湾区块植被类型有温带半灌木、半矮灌木荒木以及温带多汁盐生半矮灌木荒漠。项目区植被类型图详见附图 8。

本项目占地类型为温性荒漠性草地，植被以蒿类为优势种，项目区主要分布的是博乐绢蒿，是菊科绢蒿属多年生超旱生半灌木，具有较高的营养价值和饲用价值，是蒿类荒漠中的优良牧草。伴生种有木地肤、小蓬、角果藜、猪毛菜，早春有大量的短命类植物，如弯果葫芦巴等植物（来源：《短期封育对博乐绢蒿荒漠群落特征和碳密度的影响》，别尔达吾列提等）。据调查评价区域内没有保护植物分布。

②动物资源

按中国动物地理区划分级标准，玛河气田区域动物区系属蒙新区的西部荒漠亚区中的准噶尔盆地小区，动物区系组成简单，野生动物种类及分布均很少。据统计评价区内共分布有野生脊椎动物 32 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 17 种，兽类 10 种。野生动物以啮齿类、爬行类和鸟类为主。

评价区域内野生动物组成较单一，常见的有两栖类和爬行类的快步麻蜥、沙蜥等。鸟类为雀形目的树麻雀、短趾沙百灵等广布种。还有大杜鹃、红尾伯劳、欧斑鸠等，无大型野生兽类，主要为啮齿动物，如红尾沙鼠、小家鼠、灰仓鼠等。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。

3.8 区域水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年玛纳斯县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 3879.92km^2，占全县土地总面积 42.38%。其中水力侵蚀面积为 451.41km^2，占土壤侵蚀总面积的 11.63%；风力侵蚀面积为 3428.51km^2，占土壤侵蚀总面积的 88.37%。玛纳斯县 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 9.2km^2。

玛纳斯县侵蚀类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度以轻度侵蚀为主。

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》中玛纳斯县水土流失侵蚀图判断项目区位于轻度水力、微度风力侵蚀区。背景侵蚀模数 1500t/(km²·a)。

本工程位于昌吉州玛纳斯县，依据水利部办公厅关于印发《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（办水保[2013]188 号）和《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果通知》（新水水保[2019]4 号），昌吉州玛纳斯县属于北方风沙区，涉及天山北坡国家级水土流失重点预防区、自治区级水土流失重点治理区。按《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434－2018）的规定：“项目位于各级人民政府和相关机构确定的水土流失重点预防区和重点治理区、饮用水水源保护区、水功能一级区的保护区和保留区、自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、地质公园、森林公园、重要湿地，且不能避让的，以及位于县级及以上城市区域的，应执行一级标准”、“项目位于湖泊和已建成水库周边、四级以上河道两岸 3km汇流范围内，或项目周边 500m 范围内有乡镇、居民点的，且不在一级标准区域的应执行二级标准；项目位于一级、二级标准区域以外的，应执行三级标准”，本项目属于天山北坡国家级水土流失重点预防区、自治区级Ⅱ2 天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，故执行一级标准，确定本项目水土流失防治标准执行北方风沙区Ⅰ级标准。土壤侵蚀容许值取 1500t/(km²·a)。

项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。风力侵蚀是最主要和典型的侵蚀类型，遍布全州，主要分布在山麓、盆地及河流中下游平原地带，特别是沙漠周边及局部中小型沙漠附近危害十分严重，不仅造成风沙堆积、沙埋农田、土地沙化、土地生产力下降等，而且产生大范围的沙尘暴灾害和大气污染，影响人体健康，并对交通、通讯和水利设施造成危害。

3.9 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年）可知，本项目所在区域不涉及沙化土地。区域土地沙化现状分布图详见附图 9。

根据国家林业和草原局发布的《61 个国家沙化土地封禁保护区名单》，全疆沙化土地封禁保护区 17 个，封禁保护面积达 362.55 万亩，其中玛纳斯县柳舍沙化土地封禁保护区位于玛纳斯县最北部的古尔班通古特沙漠区。

第 4 章施工期环境影响预测与评价

本项目在已建厂区进行适应性改造。施工期的主要环境问题是装修以及设备安装产生的噪声、扬尘、建筑垃圾、生活污水等。施工工程对环境影响是暂时的、多方面的。

4.1 施工期总平面布置

施工总平面布置应遵循以下原则：

（1）办公区与材料堆场、施工场地等分开布置，以减轻噪声及扬尘等对办公影响；

（2）相对固定的产噪区尽量布置在远离敏感点处；

（3）施工场地的大型施工机械布置除考虑安拆方便外，还应满足工程施工需要，交通流畅，尽可能使场内道路畅通。

（4）加强施工安全生产并采取必要的防范措施。

项目施工期主要是结构建筑的建设，以及设备安装等，包括基础工程、主体工程、装饰工程、设备安装、工程验收等工序，施工过程中将产生噪声、扬尘及废气、固体废物、施工污水等污染物，其排放量随工序和施工强度不同而变化。

4.2 施工期污染源及防治措施

4.2.1 施工期大气环境影响分析

施工产生的扬尘主要集中在土建施工阶段。按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，主要是在建筑材料的装卸、运输等过程中，由于外力而产生的尘粒在空气中悬浮而造成的，其中建筑材料装卸造成的扬尘最为严重。

（1）风力扬尘

由于施工的需要，一些建筑材料需露天堆放；一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其尘量可按堆放场起尘的经验公式计算：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

其中：Q—起尘量，kg/t•a；

V_{50}—距地面 50m 处风速，m/s；

V_0—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

V_0 与粒径和含水率有关，因此减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。由公式可以看出尘粒在空气中的传播扩散、起尘量情况与

风速等气象条件和尘粒含水量有关，也与尘粒本身的沉降速度有关。不同粒径尘粒的沉降速度随尘粒粒径的增大而迅速增大。

抑制扬尘的一个简洁有效的措施之一是洒水。如果在施工期内对路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，在不同距离范围内，可使扬尘减少 30%～80%左右。下表为施工场地洒水抑尘的试验结果。

表 5-1　　施工场地洒水抑尘的试验结果

距离（m）		5	20	50	100	200
TSP 小时平均浓度（mg/Nm^3）	不洒水	11.03	2.89	1.15	0.86	0.56
	洒水	2.11	1.40	0.68	0.60	0.29
除尘率（%）		81	52	41	30	48

由该表数据可看出对施工场地实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，并可将 TSP 污染距离缩小到 20m～50m 范围。

（2）车辆行驶的动力扬尘

据有关文献，车辆行驶产生的扬尘占施工期总扬尘的 60%以上，车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q = 0.123(V/5)(W/6.8)^{0.85}(P/0.5)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶时的扬尘，kg/km•辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面扬尘量，kg/m^2。

下表为 10t 卡车通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶情况下的扬尘量。

表 5-2　　在不同车辆和路面清洁程度的汽车扬尘　　单位：kg/km·辆

P 车速	0.1kg/m^2	0.2kg/m^2	0.3kg/m^2	0.4kg/m^2	0.5kg/m^2	1kg/m^2
5（km/h）	0.051	0.086	0.116	0.144	0.171	0.287
10（km/h）	0.102	0.171	0.232	0.289	0.341	0.574
15（km/h）	0.153	0.257	0.349	0.433	0.512	0.861
20（km/h）	0.255	0.429	0.582	0.722	0.853	1.435

由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速条件下，路面越脏，则扬尘量越大。因此限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效方法。

（3）扬尘污染分析

施工过程扬尘和粉尘会造成项目区局部大气污染。

干燥季节运料车辆进出场地携带泥土，扬起尘土；水泥装卸、运输，房屋结构清理和装修作业过程，常造成灰尘从地面扬起，粉尘从空中逸出。周边的总悬浮颗粒物（TSP）浓度可达 0.5～1.0mg/m^3，静风时弥散范围可达几十米。有风时颗粒物可被吹送百米之远。据类比调查，在大工地周边降尘量可能增加到 10t/km^2·月以上。

根据资料类比分析，施工期产生的扬尘污染物均为颗粒物，都属面源，直接影响距离一般不会超过 100m，同时加强管理，及时进行场地洒水抑尘，对周边环境影响较小。

（4）机械废气影响分析

施工阶段，频繁使用机动车辆运输建筑原材料、施工设备及器材、建筑垃圾等，均会排放一定量的 CO、NOx 以及未完全燃烧的 HC 等，其特点是排放量小，属间断性排放。根据类似项目施工现场监测结果，在距离现场污染源 100m 处 CO、NO_2 小时平均浓度分别为 0.2mg/m^3 和 0.11mg/m^3；日平均浓度分别为 0.13mg/m^3 和 0.062mg/m^3，产生量较小，项目区周围场地空旷，易于机械废气的扩散，对大气环境影响不大。

4.2.2 施工期地表水环境影响分析

施工期产生的污水主要有施工废水和施工人员生活污水。

施工生产废水经临时隔油沉淀池处理后，用于水泥砂浆拌料回用；施工生活污水经预处理池处理后，用于周边施肥，采取以上治理措施后，本项目施工期废水不会对区域地表水造成明显影响，治理措施可行。

4.2.3 施工期声环境影响分析

（1）源强分析

施工期的噪声主要来源于施工现场的各类机械设备噪声，由于各施工阶段均有大量设备交互作业，这些设备在场地内的位置以及使用率均有较大变化，因此很难计算其确切的施工场界噪声，根据施工量，按经验计算各施工阶段的昼夜的主要噪声源及场界噪声和标准声级见下表。施工期间的场界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求。

表 4.2-5　　运输车辆噪声

设备类型	声级/距离（dB/m）	声功率级（dB）	叠加后声级（dB）
运输车辆	83.0/3～88.0/3	103.6～106.3	117.2
装载机	85.7/5	105.7	
推土机	84.0/5～92.9/5	105.5～115.7	
挖掘机	75.5/5～86.0/5	99.0～108.5	

表 4.2-6　　施工期噪声声源强度表

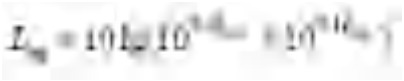
施工阶段	声源	声源强度【dB（A）】
底板与结构阶段	混凝土输送泵	90~100

	振捣器	100~100
	电锯	100~100
	电焊机	90~95
设备安装阶段	电钻、手工钻等	100~105
	电锤	100~105
	无齿锯	105

（2）预测模式

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）的技术要求，本次评价采取导则推荐模式。本预测采用点声源衰减模式，仅考虑距离衰减值等因素，预测公式为：

①声值叠加



式中：Leq—等效声级，dB（A）

Leqg—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

Leqb—预测点的背景值，dB（A）。

②噪声衰减

Lr =Lr0-20lg(r/r0)

式中：Lr ——评价点噪声预测值，dB（A）；

Lr0 ——位置 r0 处的声级，dB（A）；

r——为预测点距声源距离，m；

r0——为参考点距声源距离，m；

（3）预测结果

施工期噪声预测结果见表 4.2-7。

表 4.2-7　　施工期噪声预测结果表

噪声源强值		预测距离（m）							备注
		10	20	25	50	100	150	200	
结构	100	80	74	72	66	60	56.5	54	以施工期最强噪声值预测
设备安装	90	70	59	57	51	45	41.5	39	

由上表的计算结果可知，施工噪声是暂时的，但它对环境影响很大，为了控制施工噪声污染，国家对建筑施工期间，不同施工阶段都提出控制限值，即《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011），见表 4-8。

表 4-8　　建筑施工场界环境噪声排放标准　　单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

注：①夜间噪声最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB（A）；②当场界距噪声敏感建筑物较近，其室外不满足测量条件时，可在噪声敏感建筑物室内测量，将相应的限值减 10dB（A）作为评

价依据。

根据噪声衰减，项目施工期间产生的施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》，基础与结构阶段、安装阶段距厂界 50m 处可各阶段满足标准，项目夜间不施工，项目噪声对环境影响不大。

4.2.4 施工期固体废物环境影响分析

建筑垃圾：项目施工过程中产生的建筑垃圾（如铁质弃料、木材弃料等），在施工现场设置临时建筑废物堆放场并进行加盖处理。施工期产生的废料首先考虑回收利用，对不能回收的建筑垃圾，如混凝土废料、含砖、石、砂的杂土等，集中堆放，定时清运到指定建渣堆放场。为确保废弃物处置措施落实，建设单位或施工总承包单位在与建筑垃圾清运公司签订清运合同时，应要求承包公司提供废弃物去向的证明材料，严禁随意倾倒。

生活垃圾：施工人员每日产生的生活垃圾经过垃圾桶收集后，送入项目附近生活垃圾收集点内堆放，最终由环卫部门统一清运处理，不会对环境空气和水环境质量构成潜在的影响因素。

外运以上各种建筑垃圾及装修垃圾时，运输车辆不许超载，出场前一律清洗轮胎，用毡布覆盖，尽量避免轮胎上的泥土掉落至路面而造成扬尘。综上所述，采取以上措施后，项目施工期间产生的固体废弃物均能得到清洁处理和处置，施工期产生的固废对周围环境的影响较小。

4.2.5 施工期生态影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，本项目建设在原场内，不新增用地，因此，对生态系统的影响不大。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。项目占地范围无地表植被覆盖，本项目的施工期施工人员集中活动和工程施工过程会对周边动物产生惊扰，造成局部生物量损失。

（1）对植物影响分析

本项目占地类型为天然牧草地，根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在施工对周围地表植被的扰动和破坏，由于本项目建设在原场内，不新增用地，因此对植物影响较小。

建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，

对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。项目施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

（2）对动物影响分析

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

②对生态系统结构、功能的影响

施工建设活动势必会对原有生态系统结构的完整性造成一定破坏影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。对草地生态系统而言，在施工结束后可逐渐恢复其生态功能，因项目永久占地相较于整个区域而言，占比非常小，对生态系统结构、功能的影响是微小的。

综上所述，项目实施对生态结构、功能造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以草地生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区自然植被盖度较低，在 10%～20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前草地生态系统受人为干扰较小，基本保持自然生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

4.2.6 水土流失影响分析

本工程位于昌吉州玛纳斯县清水河乡，依据水利部办公厅关于印发《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（办水保〔2013〕188 号）和《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果通知》（新水水保〔2019〕4 号），玛纳斯县属于北方风沙区，涉及天山北坡国家级水土流失重点预防区、自治区天山北坡诸小河流域重点治理区。确定本项目水土流失防治标准执行北方风沙区Ⅰ级标准。同时结合《土壤侵蚀分类分级标准（SL190-2007）》判断项目区内属于轻度风力侵蚀、微度水力侵蚀区。

就本项目而言，施工期基础的开挖、填筑、机械碾压、施工人员踩踏等，均会造成地表扰动，稳定结构破坏，地表裸露，土质疏松，在风力和水力的作用下会诱发水土流失，在未采取防护措施之前遇到大风天或暴雨易产生水土流失，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。管线穿越河道段为强度水力侵蚀区，大开挖穿越河道时，管沟的开挖破坏了原有的稳定结构，若开挖土方保存不当，或围堰质量不合格，以及遇到洪水时，都将加剧河道水土流失。

类比同类工程，通过采取土方压实堆放，并采用苫布遮盖，定期洒水，可有效减少风蚀。经采取上述措施，项目的实施不会加剧区域的水土流失程度。

本项目主体工程中许多措施既为主体工程安全、功能所需，又具有水土保持功能，这些措施均满足水土保持的要求，本方案予以积极地采纳。按照项目建设的水土流失预测和水土流失防治分区，结合项目特点提出该工程水土流失防治总体布局，如下：工程区水土流失主要产生于建设期，水土流失的主要因素是土方的开挖、回填。施工后期进行场地平整和场地清理。基础土方回填时，土方采取边运、边摊、边碾压的施工方法。

4.2.7 土地沙化环境影响分析

项目所在区域为非沙化土地，场站平整、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行

平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

4.2.8 施工期小结

综上所述，项目施工期虽然对环境存在一定影响，但施工结束后，上述影响将会消除。因此，评价认为：本项目施工期对环境的总体影响较小。只要建设单位及有关施工单位，认真制定和落实工程施工期应采取的环保对策措施，精心安排、规范施工、文明施工，就能将项目施工期对外环境的影响降低到最小，使施工期的环境影响问题得到有效控制。

第 5 章运营期环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

本项目废气主要为导热油炉废气、脱碳系统二氧化碳气体、凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气、法兰等阀门管件设备产生挥发油气(非甲烷总烃)。

5.1.1 评价等级及范围

（1）预测因子

根据工程分析中对大气污染物排放情况的介绍，根据导则要求，选择有环境质量标准的评价因子作为预测因子，评价确定以二氧化硫、氮氧化物、PM_{10}、NMHC 作为预测因子。

（2）污染物排放参数情况表

表 5.1-1　　主要废气污染源参数一览表（点源）

编号	名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速（m/s）	烟气温度/°C	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）
导热油炉排放口DA001	PM_{10}	86.211620182	43.992008992	1182.076	8	0.3	18	120	80000	正常	0.031
	二氧化硫										0.019
	氮氧化物										0.161

表 5.1-2　　主要废气污染源参数一览表（矩形面源）

污染源名称	坐标		海拔高度（m）	矩形面源			污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度		长度（m）	宽度（m）	有效高度（m）	NMHC
生产装置区	86.213705242	43.990824223	1181.80	72	63	4	0.01

（3）预测模式

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响评价工作等级划分原则的规定，结合本项目污染物排放特点，采用导则推荐模式清单中的估算模式 ARESCREEN 对大气各污染因子进行最大落地浓度预测，为评价等级的判定提供依据。

（4）污染物评价标准

表 5.1-3　　污染物评价标准

污染物名称	功能区	取值时间	标准值（μg/m³）	标准来源
PM_{10}	二类区	日平均值	150	环境空气质量标准（GB3095-2012）
二氧化硫	二类区	1小时平均值	500	
氮氧化物	二类区	1小时平均值	250	
NMHC	二类区	1小时平均值	2000	参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值2.0mg/m³执行。

（5）估算模式参数表

表 5.1-4　　估算模式参数表

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/℃		42.90
最低环境温度℃		-36.80
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（6）Pmax 及 $D_{10\%}$的确定

分别计算每种污染物的最大地面浓度占标率 Pi 及第 i 个污染物的地表浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D10%，Pi 的计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\ \%$$

式中：Pi—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—采用估算模式计出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C0i—第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m³。

C0i 一般取 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级标准限值；如项目位于一类环

境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对于该标准中未包含的污染物，使用评价标准中确定的各因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

评价工作等级按下表的分级判据进行划分，如果污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者（Pmax），则按各污染源分别确定其评价等级，并取等级最高者作为项目的评价等级。

表 5.1-5　　估算模式参数表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax<10%
三级	Pmax<1%

（7）评价等级确定

采用导则推荐的估算模式对本项目大气污染物排放情况进行核算，结果见下表：

表 5.1-6　　本项目大气环境影响评价工作等级的确定

类别	污染源名称	污染物	最大落地浓度（μg/m^3）	最大浓度落地点（m）	评价标准（μg/m^3）	最大占标率Pi（%）	D10%（m）	执行级别
点源	导热油炉排放口1#	PM_{10}	3.37	100	450	0.75	/	Ⅲ
		二氧化硫	1.87	100	500	0.37	/	Ⅲ
		氮氧化物	16.47	100	250	6.59	/	Ⅱ
面源	生产装置区	NMHC	2.62	48	2000	0.131	/	Ⅲ

综合以上分析，本项目 Pmax 最大值出现为导热油炉排放的氮氧化物，Pmax 值为 6.59%，Cmax 为 101ug/m^3 其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）规定，二级评价范围为边长 5km，不需要进行进一步预测和评价，只需要对污染物排放量进行核算。

（8）评价范围确定

本次评价范围按导则要求确定为以厂址为中心，边长为 5×5km 矩形区域作为本项目大气环境影响评价范围。

5.1.2 污染物排放量核算结果

本项目运营后废气主要为预处理、液化过程中逸散的无组织烃类废气及导热油炉废气。等，参考《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）中“4.5.2.4 废气排放口类型：原则上将主体工程中的工业炉窑、化工类排污单位的主要反应设备、公用工程中出力 10t/h 及以上的燃料锅炉、燃气轮机组以及出力 10t/h 及以上的燃料锅

炉和燃气轮机组排放源相当的污染源，其对应的排放口为主要排放口；主体工程、辅助工程、储运工程中污染物排放量相对较小的污染源，其对应的排放口为一般排放口”，根据以上可判定，本项目的废气排放口均不属于主要排放口，均为一般排放口。其有组织、无组织废气排放量核算如下表。

表 5.1-7　　项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/Nm^3）	核算排放速率/（kg/h）	核算年排放量（t/a）
排放口					
1	导热油炉废气（G1）	颗粒物	8.59	0.031	0.247
		二氧化硫	5.15	0.019	0.148
		氮氧化物	45	0.161	1.29
2	二氧化碳气体（G2）	二氧化碳	/	2.07	16.56

表 5.1-8　　项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值/（mg/m^3）	
1	--	生产装置区	NMHC	无组织排放	无组织NMHC执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的无组织排放监控浓度限值。	1.0	0.08
无组织排放总计							

表 5.1-9　　项目大气污染物年排放量核算表

序号	排放形式	污染物	年排放量（t/a）
1	有组织	颗粒物	0.247
2		二氧化硫	0.148
3		氮氧化物	1.29
4		二氧化碳	16.56
5	无组织	NMHC	0.08

5.1.3 环境防护距离

1、大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目采用进一步预测模型 AERMOD 模拟评价基准年内厂区所有污染源对厂界外主要污染物的短期浓度贡献值，对于厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准。

根据计算，项目厂界外所有污染物的所有受体均未超标。因此不设置大气环境防护距离。

2、大气环境自查表

（2）大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响自查表见下表。

表 5.1-10　　建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	边长=50km□		边长 5km☑		/	
评价因子	SO_2+NO_X 排放量	≥20000t/a□		500~2000t/a□		小于 500t/a☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录 D☑	其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□	
	评价基准年	（2023）年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据□		现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□		不达标区☑			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源□ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长=5km□	
	预测因子	预测因子（ ）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5□	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%□				C 本项目最大占标率＞100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□			C 本项目最大占标率＞10%□	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□			C 本项目最大占标率＞30%□	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（1）h	C 非正常占标率≤100%□			C 非正常占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□				C 叠加不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k＞-20%	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总、）				有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑	无监测□
	环境质量检测	监测因子：（无）				监测点位数（0）	无监测☑

评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可接受□
	大气环境防护距离	距（本项目生产区）厂界最远（0 ）m
	污染源年排放量 t/a	颗粒物：0.247t/a 二氧化硫：0.148t/a 氮氧化物：1.29t/a VOC_S（以非甲烷总烃计）：0.08t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项		

3、非正常工况环境影响分析

本项目非正常工况下放空包括两部分：检修放空和超压安全放空，检修放空即设备检修维护时井口原料气进行放空；超压安全放空即整套生产装置内部气体压力超过设定压力时，将部分井口原料气进行放空。

①检修废气

项目属井口原料气回收项目，非正常工况为检修情况，在收集口处设置有进气阀，在检修时均将进气阀关闭。在检修时需将管道、生产设备中的天然气排空，持续排放时间为2h，根据天然气成分分析，检修期间排放到大气环境中的NMHC类污染物总量为4.4kg，排放速率为2.2kg/h。

②超压安全放空废气

本项目在运行过程中，如果系统出现超压情况，为避免发生事故，需要对超压设备进行放空。根据项目设计方案，其放空次数约为每年3～4次，放空量约为4.28m^3。根据天然气成分分析，泄压期间排放到大气环境中的NMHC类污染物总量为2.67kg。

非正常工况污染物排放量较低并且时间比较短，不会对周围大气环境产生明显不利影响。

综上项目营运期产生的各种大气污染物经分类收集、处理后可实现达标排放，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.4 大气环境影响评价结论

本项目扩建加热炉排放污染物的下风向最大落地浓度均未出现超标，占标率均小于10%。导热油锅炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）锅炉大气污染物排放限值。厂界浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的无组织排放监控浓度限值。由于项目站场选址为开阔山区地带，扩散条件较好，项目投运后加热炉烟气和无组织排放的烃类对环境空气质量改变不明显，项目对区域大气环境的影响在可接受范围内。

根据外环境关系调查可知，本项目划定的卫生防护距离范围无农户等敏感目标分

布，因此工程不涉及环保搬迁。

综上，项目大气环境影响可接受。

5.2 地表水环境影响评价

5.2.1 本项目废水排放情况

本项目无生活污水，生产废水主要包括现有生产装置新增气液分离器分离废水、脱水塔废水及冷却循环脱盐水，本次新增凝析油稳定单元分离废水均进入污水罐，集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处，不会对项目所在区域地表水造成影响。

5.2.2 评价等级

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B。因此，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；依托污水处理设施环境可行性评价。

5.2.3 地表水环境影响分析

本项目生产废水集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处，委托协议具体详见附件。

表 5.2-1　　废水类别、污染物及治理设施信息表

序号	废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染物治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
					污染治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
1	生产废水	COD、SS、石油类、硫化物等	集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处	/	TW001	废水储罐	/	/	☑是 □否	□企业排；□雨水排放；□清净下水排放；□温排水排放；☑车间或车间处理设施排放

5.2.4 地表水环境影响评价小结

项目不会改变区域水环境质量功能，区域地表水环境质量将基本维持现状。

5.3 地下水环境影响评价

5.3.1 评价等级、评价范围

1、评价等级

按前文分析，本项目地下水评价工作等级为三级。

2、评价范围

根据测算，本项目地下水评价范围以项目厂区为中心上游南侧 500m，下游北侧 2120m，向东和西侧各延伸向东、向西各延伸 600m，评价范围面积为 4.2km^2。本项目地下水环境影响评价范围共计约 4.2km^2。

5.3.2 评价区地质条件

（1）水文地质条件概况

玛纳斯县南部为山区和丘陵区，由玛纳斯背斜的北翼构成，北部扇区与山体之间为一条东南西向的断裂所分割。冲洪积扇地形是南东高、北西低，是干旱半干旱地区。山前冲洪积扇的水文地质特征、地下水的形成及运动受地质构造、地形地貌及水文气象等因素控制，整个冲洪积扇区分布在巨厚的第四系松散沉积物中，受基底控制，其厚度南西厚、北东薄，整个扇区从山丘区至山前冲洪积平原至沙漠构成了一个基本完整的地下水补给、径流、排泄系统。

（2）区域水文地质条件

玛纳斯县以玛纳斯河、塔西河冲洪积扇为主体，其南部低山丘陵区由玛纳斯背斜的北翼构成，北部扇区与山体之间为一条近南东向的断裂所分割，冲洪积地形南、东高，北、西低，具有干旱、半干旱地区山前冲洪积扇的水文地质特征，地下水的形成及运移受地质构造、地形地貌及水文气象等因素的控制。整个冲洪积扇区分布巨厚的第四系松散堆积物，受基底控制，其厚度南、西厚，北、东薄，整个扇区从山丘区-山前冲洪积平原-冲湖积平原-沙漠构成了一个基本完整的地下水补、径、排系统。玛纳斯河、塔西河河水是区域地下水主要的补给来源，两河出山口后散流于冲洪积平原之上，主河道比较宽阔，河水散布面积广。区域南部的山前倾斜砾质平原，地层岩性为巨厚的砂卵砾石，颗粒粗大，具有良好的储水空间和径流条件，构成富水区和强径流带，形成了由南向北的水平径流。河水在山前倾斜砾质平原渗漏补给，成为区内地下水最主要的补给来源。

另外，区内农业耕地广布，渠系密集，灌溉的垂直渗漏也成为区内地下水补给来源之一。区内降水稀少、气候干燥、地面蒸发强烈，故大气降水对地下水的补给极其微弱。

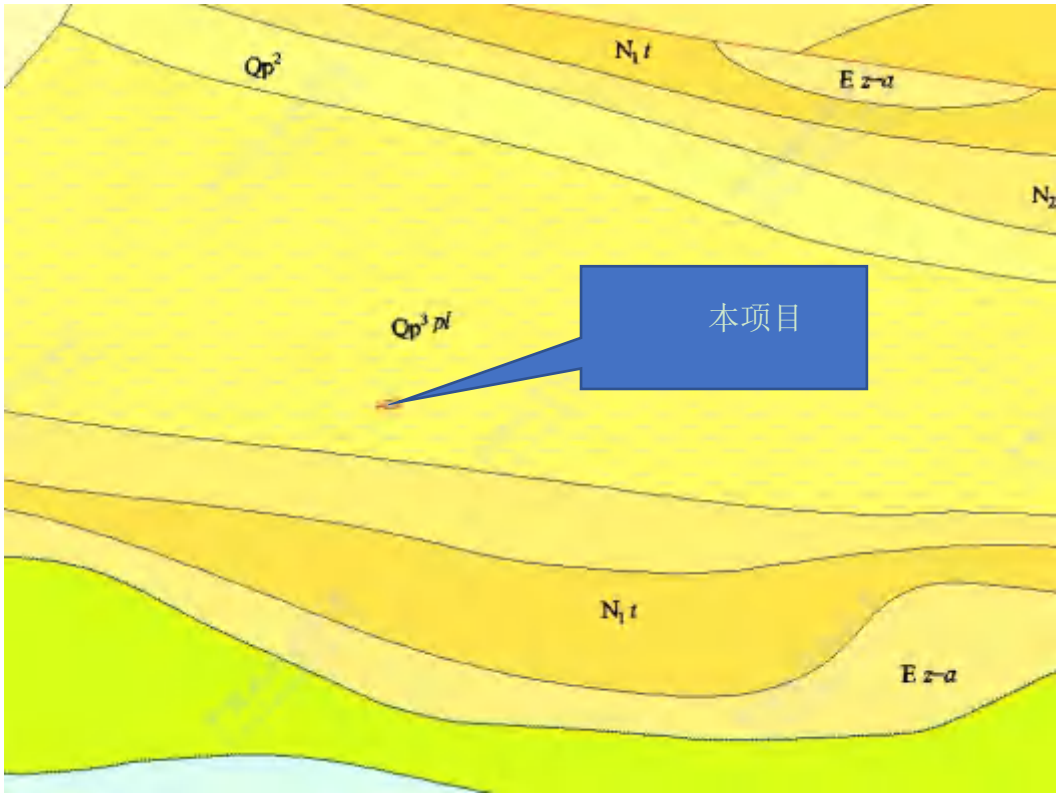


图 5.7-1 区域水文地质图

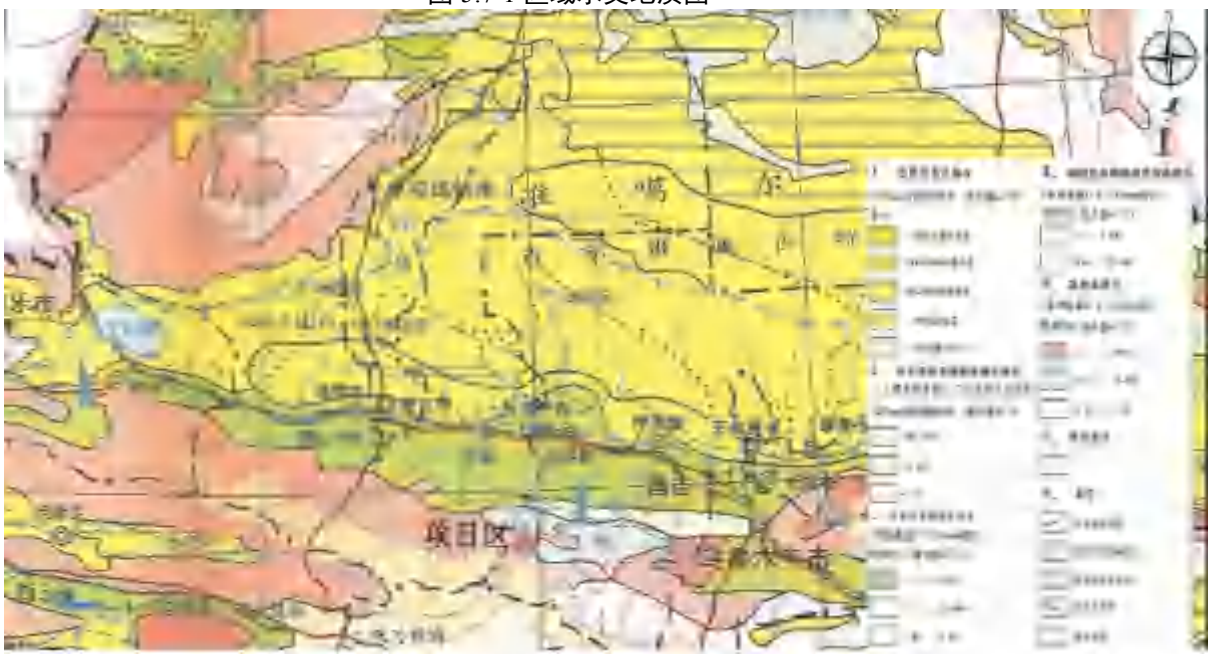


图 5.7-2 区域水文地质图

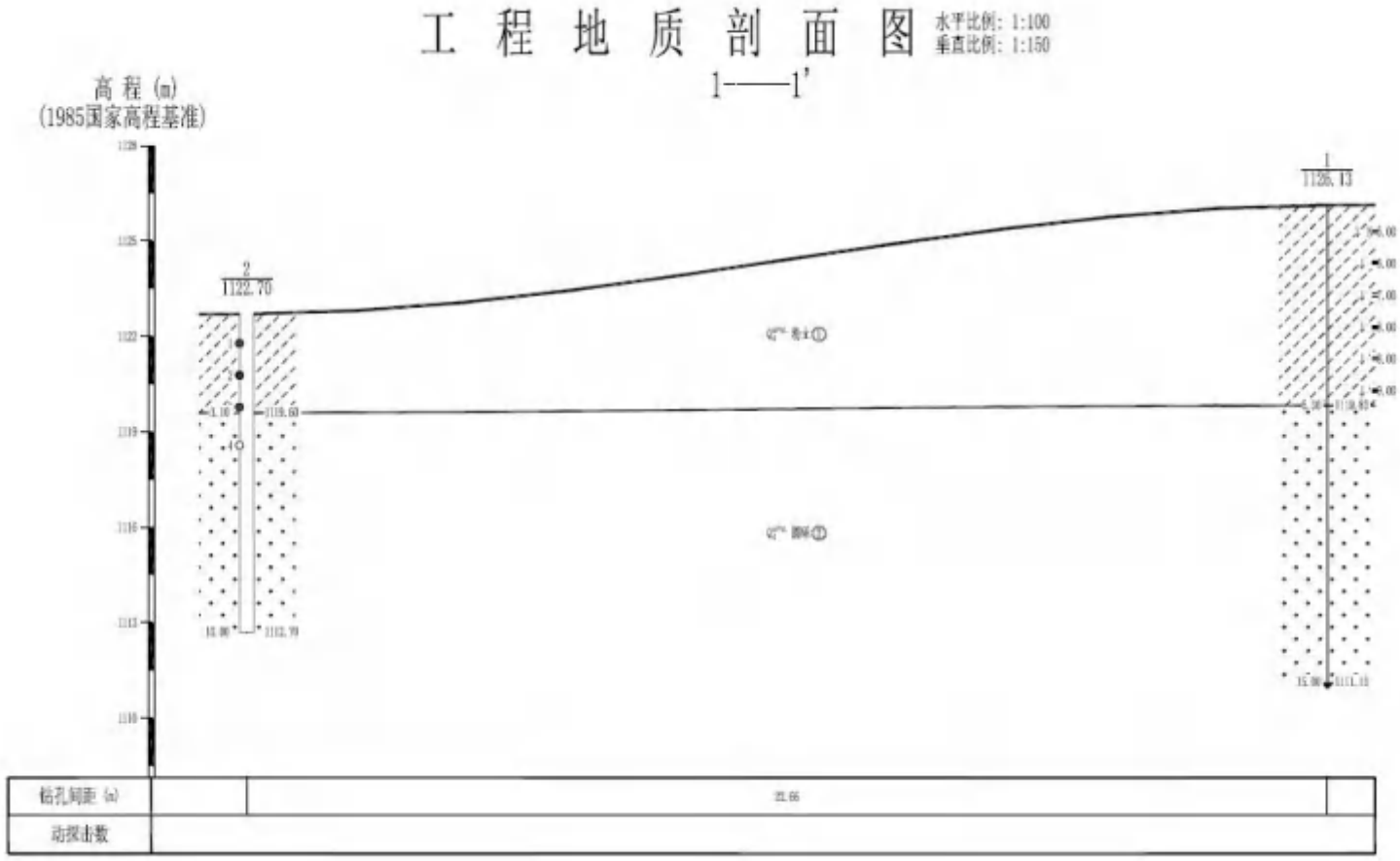
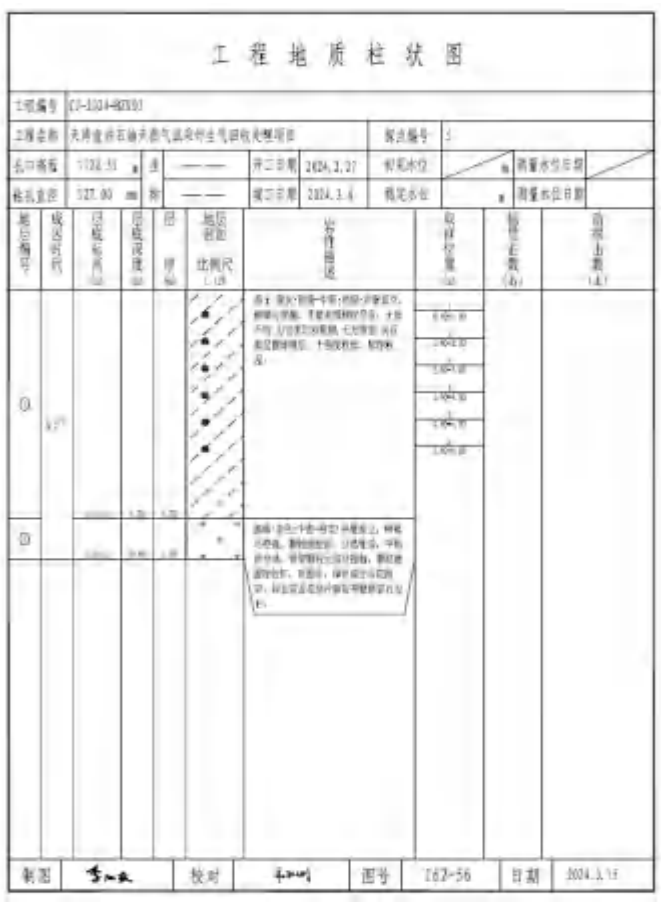


图 5.7-2 工程地质剖面图



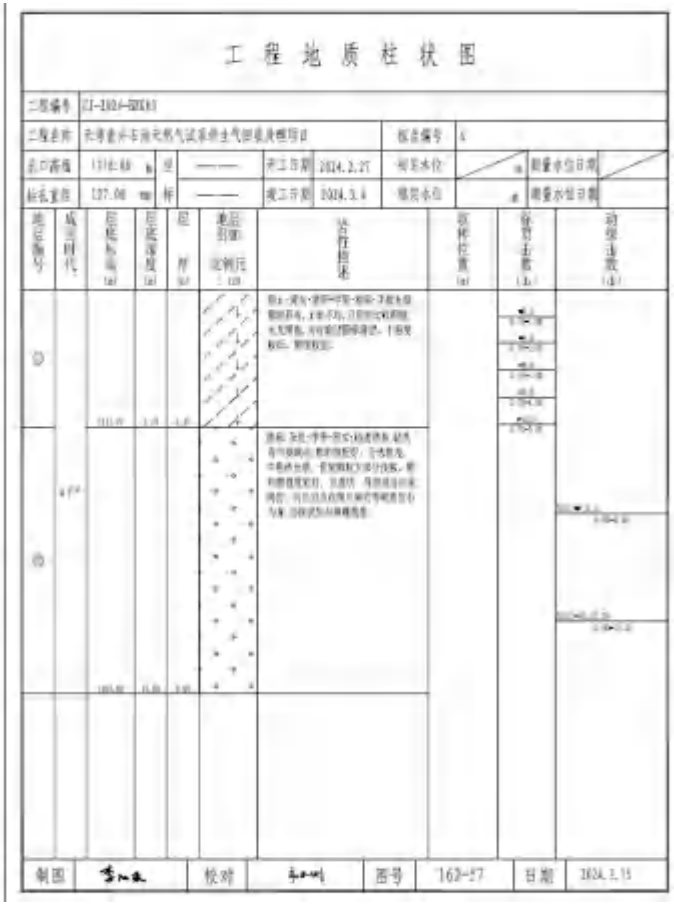


图 5.7-3　　工程部分钻孔图

5.3.3 水文地质条件

1、区域地下水类型

区域地下水类型有山区基岩裂隙水和山前平原第四系孔隙水。山区基岩裂隙水直接受气候垂直分布规律的控制，南部高山区有终年积雪，降水量大，基岩裂隙水丰富；而低山丘陵气候干旱，基岩裂隙水贫乏。山区冰雪溶水及降雨大量补给河流；另一方面又沿裂隙渗入补给基岩裂隙水，并在深切沟谷两旁以泉的形式溢出汇流成溪。山区丰富的水源，主要以河流形式注入盆地，补给第四系松散堆积层中孔隙水。

山区河流出山口后，流经冲洪积扇适水性良好的砾石带，在天然状态下，玛纳斯河渗漏率为 40%，塔西河渗漏率 67%，河水大量渗漏，成为平原区地下水的主要来源。

扇区内自扇顶向扇缘夹有明显的水文地质分带规律，溢出带以南为单一结构的卵石、砂砾石含水层，潜水埋深自扇顶的 150m 左右向北逐渐变浅，到乌伊公路一线，潜水埋深 50m 左右，到溢出带附近，潜水埋深 5m 左右，溢出带以北为双层结构的潜水——承压水分布区，上层潜水水位埋深<3m。山区地下水的排泄主要以泉、沼泽、人工开采等形式，消耗于蒸发和蒸腾。

玛纳斯县以玛纳斯河、塔西河冲洪积扇为主体，其南部低山丘陵区由玛纳斯背斜的北翼构成，北部扇区与山体之间为一条近南东向的断裂所分割，冲洪积地形南、东高，北、西低，具有干旱、半干旱地区山前冲洪积扇的水文地质特征，地下水的形成及运移受地质构造、地形地貌及水文气象等因素的控制。整个冲洪积扇区分布巨厚的第四系松散堆积物，受基底控制，其厚度南、西厚，北、东薄，整个扇区从山丘区-山前冲洪积平原-冲湖积平原-沙漠构成了一个基本完整的地下水补、径、排系统。玛纳斯河、塔西河河水是区域地下水主要的补给来源，两河出山口后散流于冲洪积平原之上，主河道比较宽阔，河水散布面积广。论证区南部的山前倾斜砾质平原，地层岩性为巨厚的砂卵砾石，颗粒粗大，具有良好的储水空间和径流条件，构成富水区和强径流带，形成了由南向北的水平径流。河水在山前倾斜砾质平原渗漏补给，成为区内地下水最主要的补给来源。另外，区内农业耕地广布，渠系密集，灌溉的垂直渗漏也成为区内地下水补给来源之一。区内降水稀少、气候干燥、地面蒸发强烈，故大气降水对地下水的补给极其微弱。

2、地下水富水性划分

玛纳斯河冲洪积平原中上游的地下水径流区，广泛分布巨厚的第四系松散岩层，地下水含水层类型主要为潜水含水层，北部有多层结构的承压水含水层。南部山前区

为大厚度单一潜水分布区；北部细土平原区，上部为潜水含水层，下部为多元结构的承压水含水层；南部基岩山区主要存在有基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水，赋存于中新生代侏罗系和第三系地层中，由于地层多为泥岩和砂质泥岩互层，其含水岩组富水性较弱。

①潜水含水层

潜水含水层主要由卵石层，砾石层组成，结构松散，孔隙发育，透水性好，潜水区现有钻孔深度一般小于 200m。从总体上看，自扇顶向扇缘，由地表到深部，含水层岩性由粗变细，扇中部出现砂及粉细砂层。含水层富水性在岩性、所处地貌部位、水位埋深及补给量等因素的影响下，自南向北呈现弱–强–弱的变化规律。

在扇顶部和近山前地带：水位埋深在 80～180m 之间，含水层岩性为砾石层，除近河床的两侧外，大面的河间地块因靠近第三系隔水屏障，补给条件相对较差，单位涌水量小于 600m^3/d•m，渗透系数为 19～31m/d，矿化度小于 0.5g/L。

扇的上部（凉州户镇一带）：水位埋深在 50～120m 之间，含水层岩性由卵砾石或砾石层组成，单位涌水量在 1000～3000m^3/d•m 之间，渗透系数 48～99m/d，平均单井涌水量 2280m^3/d（降深 0.72～2.62m），矿化度小于 1g/L。

扇中部（玛纳斯镇-园艺场-兰州湾一带）：水位埋深 15～60m 之间，含水层岩性主要由卵砾石组成，为本区内最富水的地带，单位涌水量在 3000～6000m^3/d•m 之间，渗透系数 80～135m/d，平均单井涌水量 5364m^3/d，（降深 1.43～3.07m），矿化度小于 1g/L。

在扇的下缘溢出带（兰州湾以北地区）：水位埋深小于 10m，含水层岩性主要由亚砂土组成，为弱含水层段，富水性较贫乏，无开采价值。

在东部的包家店镇一带，水位埋深在 30～180m 之间，由于塔西河冲洪积扇的补给量较小，平均单位涌水量在 1279.8m^3/d•m，渗透系数为 28～65m/d。

②承压水含水层

承压含水层赋存于溢出带及其以北潜水含水层之下。据前人资料表明，该区段 100m 深度内分布 2～3 层较稳定的含水层，含水层岩性上部为砾石、砂砾石或砂，单层厚度 15～35m，隔水层岩性一般为亚砂土、亚粘土和粘土，自南而北含水层逐渐变薄，岩性逐渐变细，自西向东含水层岩性由粗变细，富水性逐渐减弱，含水层的富水性随着含水层岩性和厚度的变化，向北部逐渐减弱。单位涌水量由 1000～3000m^3/d•m，渗透系数在 10～40m/d 之间，逐渐变为小于 1000m^3/d•m，渗透系数在 2～4m/d 之间。

3、区域地下水的补给、径流、排泄规律

①地下水的补给条件

本项目位于玛纳斯河冲洪积平原下游区，地下水类型为松散类孔隙水，地下水补给主要来自南部玛纳斯河水的沿途渗透及含水层的径流，同时渠系及田间灌溉对地下水也有一定的补给作用，地下水流向自南向北。

项目所在区域出露地层岩性均为第四系全新统-上更新统洪积松散岩类组成。水文地质条件相对简单，为多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。评价区第四系广泛分布，根据水利部门收集的机井资料，第四系厚度大于 300m，岩性主要为细砂、粉砂、中砂、黏土等。出露的含水层为第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。评价区潜水富水性为贫乏（单井涌水量 10～100m³/d）。根据前人收集资料可知：区内地层潜水的富水性自西南向东北是逐渐变弱的。该区域的含水层岩性以细砂为主，厚度一般大于 10m。潜水埋藏深度 1.8～12.06m，单井涌水量在 10～100m³/d 之间，富水性为贫乏，渗透系数在 0.21～1.21m/d 之间；承压水水头高度在 10～16m 之间，单井涌水量在 22.30～50.24m³/d 之间，富水性为贫乏，渗透系数在 0.14～0.73m/d 之间。以粉质粘土、黏土为隔水层，厚度在 3.5 至 7m 之间。

②地下水的径流条件

地下水径流受沉积物岩性、结构分布影响，呈现出明显的分带规律，由南向北，强度由强到弱，水力坡降为 1%～5%，地下水的流向与地面坡度相同，到下游明显偏西北。在平原区乌伊公路以南的扇区中上部，含水层颗粒粗大，径流条件良好，地下水以平缓的坡度向扇缘运移，玛纳斯河扇轴两侧水力坡度仅 0.5‰，至石河子市区变为 2.5‰。乌伊公路以北随着含水层颗粒变细，透水性减弱，水力坡度增至 3.33.9‰，溢出带附近可达 6.4‰。区内地下水总体由南东向北西运移。乌伊公路以南地下水大致向 NW45°方向运移；公路以北向北偏转，玛纳斯河以东转向 0°～NW20°，玛纳斯河以西转向 NW20°～NW40°。受宁家河冲洪积扇地下水的补给，流域西侧地下水流向为 NE25°～NE35°

③地下水的排泄条件

区域地下水排泄主要以蒸发、人工开采、断面的径流流出的形式排泄。

④地下水动态

区域地下水动态类型主要以人工型动态为主，表现为每年的 4 月份起水位受开采影响而持续下降，到 8 月中旬，水位下降到最低点，之后，开采量小于地下水补给量，

水位持续上升。近年来，随着引水工程的不断完善，调查区地下水位持续下降。地下水动态类型主要为人工型。受河水的丰水期枯水期的影响，河谷两侧表现的水文型动态径流滞后，使调查区部分叠加了径流型动态，但主要受人为因素的影响，表现为人工型地下水动态类型。

⑤地下水化学特征

区域地下水化学类型依次出露 SO4-Na 型、SO4·Cl-Na（Mg）型、Cl·SO4-Na 型、Cl-Na 型、HCO_3-Na 型水，水质整体变化幅度较大，在 0.5～30g/L 之间，整体水质为微咸水-盐水，仅小部分区域为淡水；承压水的水化学类型整体有一定的规律性，自南向北表现为 HCO_3·SO4-Na 型水、HCO_3-Na 型水和 HCO_3·Cl-Na 型水；矿化度主要受天然背景值的影响，其规律性较好，表现为从南向北略有增高，变化幅度小，在 0.26～0.55g/L 之间，整体上为淡水，水质较好。

评价区地下水资源开发利用较少，故动态变化特征主要由于大气降雨而变化。

5、水文地质试验统计

为测定地层的渗透性，天湾区块地面工程建设项目环境影响报告书初勘时做了现场试坑渗水、钻孔简易抽水试验。本项目与天湾区块地面工程建设项目环境影响报告书位于区域同一水文地质单元，且地层岩性及水文地质条件基本相同，因此本项目借用天湾区块地面工程建设项目环境影响报告书的水文地质试验成果。

评价区由南往北分为具有单一结构和多层结构含水层，分布的含水层为松散岩类孔隙水。其中单一结构潜水含水层分布在 312 国道两侧，含水层岩性为卵砾石、砂砾石。水位埋深 40m 左右，富水性由南向北减弱，单位涌水量一般为 9.26～5.79L/d·m，渗透系数 35～100m/d。多层结构潜水含水层分布在国道以北的平原和细土平原地区，含水层岩性主要由砾石、中砂、中粗砂、细砂、粉砂组成，单位水量 1.16～3.47L/d·m。渗透系数 1.5～35m/d。

项目场地区主要为单一结构潜水，水量丰富，含水层主要由粗大卵石层组成，钻孔单位涌水量 3000～6000m^3/d·m，渗透系数最大可达 100m/d，平均实际单井涌水量 7364m^3/d（降深 1.43～3.07m）。

5.3.4 地下水开发利用现状及污染源调查

1、区域地下水开发利用现状

根据现场调查访问，项目评价区为气田区域。评价区域内周边无集中式饮用水源和分散式饮用水源等敏感点。区域上，目前没有开发利用地下水及相关供水规划。因

此，评价区无地下水资源开发利用。

2、地下水污染源调查

项目位于天湾气田区域，地下水评价范围内分布地下水污染源主要为工业污染源，**如天湾区块地面工程建设项目。**评价范围内企业的有毒有害液体、生产废水等在非正常状况发生泄漏，通过淋滤或者垂直入渗途径进入到地下水环境，可能会污染区域地下水水质。

4、地下水环境功能

地下水系统是一个具有综合服务功能的开放系统，是维持社会经济发展的重要供水水源，也是维持生态环境系统稳定的重要因素。依据《全国地下水功能区划分技术大纲》的要求和规定，地下水功能是指地下水的水质和水量及其在空间和时间上的变化对人类社会和环境所产生的作用或效应，它由地下水的资源功能、生态环境功能和地质环境功能组成。

①地下水的资源功能是指具备一定的补给、储存和更新条件的地下水资源供给保障作用或效应。为了保持地下水的资源供给功能，首先在水量上，地下水要得到可持续的稳定补给，这样才能保障可持续开发。

②地下水的生态功能是指地下水系统对陆表植被或湖泊、湿地或土地质量良性维持的作用或效应，如果地下水系统发生变化，则生态环境出现相应的改变。地表水生态系统（河道基流、湿地、泉水等）和陆地非地带性植被都需要地下水的补给和调节。地下水位下降和水质的恶化对地表生态系统会带来严重影响。

③地下水的地质环境功能是指地下水的地质安全保障功能，是指地下水系统对其所赋存的地质环境稳定性所具有支撑和保护的作用或效应，如果地下水系统发生变化，则地质环境出现相应的改变。

本项目评价区内地下水未得以集中开发和利用，无分散供水水源。根据《全国地下水功能区划分技术大纲》的要求和实地调查项目区的地下水环境状况，本项目评价区地下水功能为生态环境地质调节功能。

5、地下水环境保护目标

通过对项目所在区域地下水、地表水及环境状况调查，本项目所在区域地下水类型包括碎屑岩类裂隙水及岩浆岩类浅层风化裂隙水。

项目位于天湾气田区域，地下水评价范围内分布地下水污染源主要为工业污染源，如天湾区块地面工程建设项目，项目周边均为牧草地。本项目地下水环境保护目标见

下表。

表 5.3-1　　本项目地下水保护目标

序号	保护目标	主要保护内容	位置关系	开发利用情况
1	新生代侏罗系和第三系地层孔隙水含水层	潜水含水层	项目厂区下伏含水层	调查范围位于天湾气田区域，区内无地下水的开发利用

5.3.5 地下水环境影响识别

5.3.5.1 地下水污染源分析

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）要求，本项目构筑物均需采取相应的防渗措施。正常工况条件下，在采取防渗措施后，本项目涉及的各构筑物仅存在少量的跑、冒、滴、漏，对地下水环境影响较小，但在非正常运行状态下，受生产线设备老化及防渗系统等环保设施腐蚀等因素影响，生产溶液和生产废水泄漏并部分渗入含水层，将会对区内地下水水质造成影响。

①地下水污染源项识别

本项目工程内容包括站内新增一套三相分离器及计量装置、一套净化装置、1 台 50 万方处理能力的冷剂压缩机（配套级间分离器及空冷器）、1 套 50 万方冷箱和 2 套装车撬。

项目各涉水生产工序及对应的构筑物见下表：

表 5.3-2　　本项目地下水环境影响识别

工艺名称	工艺涉及的构筑物	工艺中的涉水工序	涉水工艺所处的构筑物	污染物类型
凝析油稳定站系统	凝析油储罐	分离	生产区	石油类等

通过以上分析，本项目各生产车间中，储罐区涉及用水，其运行过程中可能出现跑、冒、滴、漏的废水进入地下水系统。

为防止项目运行对地下水系统产生影响，环评要求项目应采取分区防渗措施，分为重点防渗区、一般防渗区及简单防渗区。

重点防渗区：包括凝析油储罐区采取防渗混凝土+水泥砂浆+2mm 的环氧树脂漆或其他人工防渗材料，确保等效黏土防护层 Mb≥6.0m，≤1.0×10^{-10}cm/s。危险废物贮存点采取防渗混凝土+水泥砂浆+2mm 环氧树脂漆或其他人工防渗材料，并设置专门收集桶收集，将危险废物容器置于专门收集桶之上，确保等效黏土防护层 Mb≥6.0m，≤1.0×10^{-10}cm/s。

一般防渗区：包括冷却水循环罐，采取防渗混凝土+水泥砂浆，确保防渗技术达到等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤10^{-7}cm/s。

简单防渗区：包括生产车间等，采用一般地面硬化处理。

5.3.5.2 预测情景及源强计算

根据地下水污染源分析

1）正常状况：工艺排水及含油废水集中收集后定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处；生活污水集中收集于化粪池中定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

2）非正常状况：非正常状况情景主要指凝析油储罐出现破损，凝析油管线因腐蚀等其他原因出现漏洞等情景。

根据项目实际情况分析，凝析油储罐非可视部位发生一定面积渗漏时，即可能导致污染物通过漏点经包气带进入地下水。综合考虑本项目物料及废水的特性（特征污染因子为石油类），装置设施的装备情况、管道及水工构筑物的腐蚀情况以及防渗措施等，本次评价非正常状况泄漏点设定如下：

凝析油储罐底部发生破损，导致废水通过裂口渗入地下影响地下水水质。

项目新建7个凝析油储罐，容积分别为50m^3，用于储存凝析油，非正常状况下，罐体出现裂缝，同时防渗围堰也发生了破损，将会导致污水进入地下水环境。泄漏时间参考HJ169-2018中未设置紧急隔离系统的30min计算，排放形式可概化为点源瞬时。

①源强设定

本次源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中液体泄漏的伯努利方程方法计算，罐体泄漏按下式计算：

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

式中：QL—液体渗漏速率，kg/s；

Cd—液体泄漏系数，本次取值0.65；

A—裂口面积，m^2，

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中附录E确定，按照泄漏孔径10mm计算；

P—容器内介质压力，Pa；

P0—环境压力，Pa；

g—重力加速度，m/s^2；

h—裂口之上液位高度，m；

ρ—密度（凝析油取 800kg/m^3）。

非正常状况下运营期污染物预测指标及浓度见。

表 5.3-3　　凝析油罐泄漏量计算

罐体	环境压力/MPa	容器内介质压力/MPa	液体密度 p/kg/m³	裂口面积/m²	裂口之上液位高度/m	液体泄漏系数	重力加速度/m/s²	泄漏速率/kg/s	液体泄漏量/t
凝析油罐	1.6	1.6	800	0.005	5	0.65	9.8	19	34.2
注：泄漏时间参考HJ169-2018中未设置紧急隔离系统的30min计算。									

表 5.3-4　　非正常工况下站场污染物预测源强

预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度/mg/L	泄漏量/t	入渗系数	入渗量/t
运营期	凝析油罐	石油类	1800	34.2	0.1	3.42
罐体泄漏且围堰区域发生了破裂，污染物才能进入地下水，入渗系数取10%。						

5.3.6 地下水环境影响预测

5.3.6.1 预测原则

1、考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

2、预测的范围、时段、内容和方法根据评价工作等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，以拟建项目对地下水水质的影响及由此而产生的主要环境水文地质问题为重点。

5.3.6.2 预测范围及时段

预测评价范围与项目地下水环境影响评价范围一致，共计约 4.2km^2。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染物发生后 100d、200d、365d、1000d、2000d、5000d 和服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要时间节点。结合本工程的特点，预测时段选择为 100d、200d、365d、1000d、2000d、5000d。

5.3.6.3 源项分析及预测因子

根据工程分析，综合考虑本项目的污染特征因子及其对环境影响程度，选择石油类作为预测因子。地下水环境质量标准中无石油类指标，考虑地下水利用性质，本次评价参考《地表水环境质量标准》Ⅲ类标准，石油类取 0.05mg/L，作为地下水超标限值来评价地下水污染影响。

5.3.6.4 预测方法

（1）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水环境影响评价工作等级为三级，采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散。

a）本项目污染物的排放对地下水流场没有明显的影响。

b）评价区内含水层的基本参数（如渗透系数、有效孔隙度等）变化很小。

满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），9.7.4 采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散时，满足要求。

因此，选用解析模型预测合理。

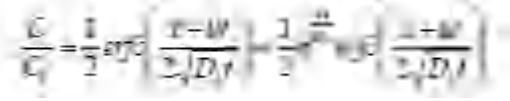
本次评价考虑包气带对污染物的截留降解作用，因此预测包括污染物在包气带中运移过程和在含水层中污染扩散过程，本项目主要涉及的污染物为石油类。当其泄漏于土壤和地下水中，可依赖自然过程使污染物在土壤和地下水中降解和扩散。自然衰减过程包括物理、化学和生物转化（如好氧/厌氧生物降解、弥散、挥发、氧化、缩减和吸附等）。好氧和厌氧生物降解被认为是控制石油烃类污染物和污染物浓度降低的主要过程。好氧生物降解依赖于被地下微生物作为电子受体的溶解氧。厌氧过程是指利用硝酸盐、三价铁盐、硫酸盐和二氧化碳作为最终电子受体的各种生物降解过程。在好氧条件下，所有的 BETX 化合物可以迅速降解为土壤基质。但是，这些化合物被好氧氧化所需要的氧气量超过了水中的溶解氧量。所以水中的溶解氧被这些化合物的好氧氧化作用迅速耗尽。BETX 化合物的厌氧生物降解通常比观测到的好氧生物降解过程慢。

由于土壤中污染物生物降解速率与污染物浓度、土壤吸附、生物降解、地下水流动及弥散等都有关系，是复杂而又难以确定的参数，通常人们采用指数衰减模式来表示污染物衰减关系，通过实测浓度随时间变化的关系，调整一级衰减系数直到模型结果满足现场数据，这样，其他不确定的数据就全部归结到一个单一的待测衰减系数上。

因此评价采用指数衰减模式预测在发生泄漏事故后，生产废水自泄漏点向下在包气带地层中扩散衰减直至污染物浓度达标的影响深度。

含水层中污染预测模式

采用《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预测模式。因为沿水流方向影响最大，按一端为定浓度边界、一维扩散考虑，预测石油类对黄土潜水含水层地下水的污染程度和影响范围。



式中：C—预测地下水中特征因子污染浓度（mg/L）；

C0—地下水特征因子污染源强浓度（mg/L）；

DL—纵向弥散系数（m^2/d）；

t—预测时段（d）；

u—地下水实际渗流速度（m/d）；

x—预测点到污染源距离（m）；

erfc()—余误差函数。

（2）模型参数的取值

结合本项目地勘报告，以及对该项目评价区及附近地区做过水文地质勘查工作中浅层粉土土壤层渗透系数为 0.052m/d~0.52m/d，本次预测取 0.52m/d；u=KI/n，本区含水层渗透系数 K=0.99m/d，I 为 0.03，n 采用给水度替代，取 0.12。衰减系数的确定根据张渤的《石油烃类污染物在地下水中自然衰减特性》，收集前人多次对 BETX 在地下水中衰减系数的测定结果，本次评价预测石油类在区域的衰减系数取 a=0.0035/d。

评价工作区的水文地质参数见表 5.3-5。

表 5.3-6　　预测模式参数选取表

K	渗透系数，岩性为天然状态淡栗钙土，透水性差，包气带取0.23m/d，含水层系取0.99m/d
I	水力坡度，沿地下水流向，含水层中取经验值10‰，包气带中计算取值0.03
n	有效孔隙度，无量纲，包气带与含水层中均取经验值0.12
u	水流速度，u=KI/n=0.025m/d
DL	纵向弥散系数，本次预测取经验值0.25m2/d

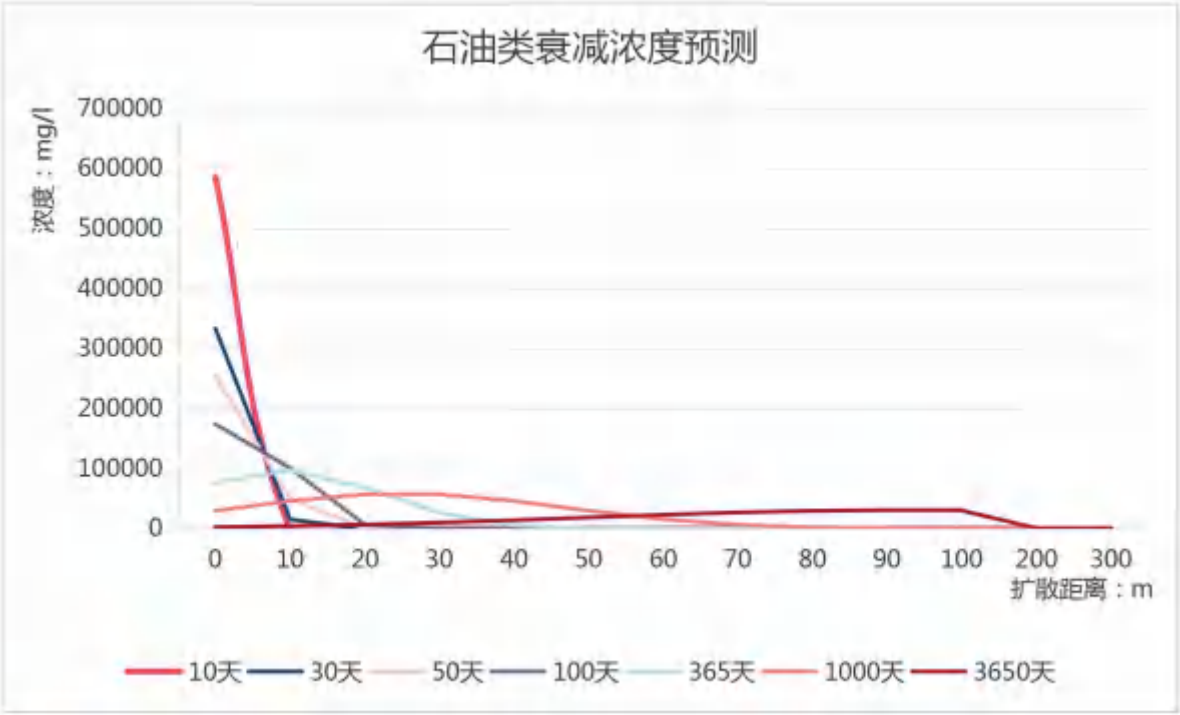
5.3.6.5 预测结果

①含水层中污染扩散预测结果与评价

凝析油储罐发生泄漏后在含水层中的运移距离和浓度的衰竭结果见表 5.7-5

表 5.3-7　　污染物运移距离和浓度变化值

预测距离	10天	30天	50天	100天	365天	1000天	3650天
0	585000	333000	255000	174000	76100	29900	2580
10	19	15300	49900	101000	97300	46100	4320
20	0	1	126	6680	68600	57300	6800
30	0	0	0	50	26600	57300	10100
40	0	0	0	0	5700	46100	14100
50	0	0	0	0	673	29900	18600
60	0	0	0	0	44	15600	23100
70	0	0	0	0	2	6520	27000
80	0	0	0	0	0	2200	29700
90	0	0	0	0	0	597	30800
100	0	0	0	0	0	130	30100
200	0	0	0	0	0	0	911
300	0	0	0	0	0	0	0



根据预测结果，10 天时，预测的最大值为 589024.7mg/l，预测超标距离最远为 12m；影响距离最远为 13m；30 天时，预测的最大值为 340073.6mg/l，预测超标距离最远为 21m；影响距离最远为 24m；50 天时，预测的最大值为 263419.8mg/l，预测超标距离最远为 27m；影响距离最远为 31m；100 天时，预测的最大值为 186266mg/l，预测超标距离最远为 39m；影响距离最远为 44m；365 天时，预测的最大值为 97496.06mg/l，预测超标距离最远为 78m；影响距离最远为 87m；1000 天时，预测的最大值为 58902.47mg/l，预测超标距离最远为 138m；影响距离最远为 153m；3650 天时，预测的最大值为 30100mg/l，预测超标距离最远为 202m；影响距离最远为 231m。

由于区域水力坡度小，水流速度较慢，一旦凝析油储罐发生全罐泄漏事故时石油类污染物在地下水中的运移速度较低，项目区地下水下游不存在敏感目标，事故造成的污染影响不大。但需要指出的是，运移速度低意味着扩散区内污染物浓度较高，一旦发生泄漏，污染物的清除难度极大，对扩散区的地下水水质将产生严重影响。

5.3.6.6 项目对地下水环境影响分析

运营期对地下水环境的影响主要来自事故凝析油罐发生泄漏，污染物进入地下水含水层中对地下水产生影响。根据设置的预测情景，对地下水环境影响如下：

（1）对区内地下水水质的影响

上述情景均是考虑最不利情况，污染物持续渗漏进入地下水，而实际情况下，会对各装备装置区进行定期检查维修，进而避免出现超长期的连续渗漏。因而在运行期

内，项目对地下水的污染范围会小于假设上述情景，地下水的污染范围不会超出厂界范围。同时下游距离站场边界 422m 范围内没有环境保护目标，所以当站场内凝析油储罐发生小量持续泄漏，只要积极加强监控和防渗，定期检查维护，不会对下游环境保护目标造成严重污染。

由以上预测结果可知：如果凝析油储罐等隐蔽工程被破坏，而其基础又未按《 环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）采取完善的防渗措施的情况下，废水发生长期小量泄漏，则泄漏的污染物首先进入包气带，垂直缓慢下渗，最终逐渐进入潜水含水层，造成地下水污染，污染程度与包气带（含水层）的渗透性能、设施基础处理、源强浓度、油污水泄漏时间等有关。虽然包气带黄土层对污染物具有一定的降解截留能力，但是不能完全阻隔废水下渗，长期渗漏仍会造成地下水的污染影响，因此必须对涉及污水污油的生产设施基础按照相关标准采取有效的防渗措施，同时加强运行期管理，定期检查维修生产设施，防止跑冒滴漏和事故排放废水污染地下水；建立完善的地下水监测网络，发生水质异常，立即启动应急机制，解决问题。

5.3.7 地下水环境保护措施及对策

5.3.7.1 防止地下水污染控制措施的原则

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，建议本项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、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、应急响应等方面进行控制。

①主动控制即从源头控制措施，主要包括在储存区、管道、设备、废水储存及处理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。优化设计，管线铺设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上铺设，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

②被动控制即末端控制措施，结合厂区建设项目各生产设备、管廊或管线、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应急装置等的布局，根据可能进入地下水环境的各种有毒有害物质的泄漏（含跑、冒、滴、漏）量及其他各类污染物的性质、产生量和排放量，划分污染防治区，提出不同区域的地面防渗方案，给出具体的防渗材料及防渗标准要求，建立防渗设施的检漏系统；防渗分区一般分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区。

③污染监控体系：建立厂区地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配

备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染及时控制；

④应急响应措施：制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取的封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

5.3.7.2 地下水污染源源头控制

①对工艺、管道、设备、凝析油储罐及处理构筑物等严格检查，有质量问题的及时更换，阀门采用优质产品，防止和降低“跑、冒、滴、漏”发生。

②所有生产中的容器均做防腐处理，禁止在厂区内任意设置排污水口。

③对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，对排水管网定期巡检，以便出现渗漏问题及时观察、解决。

④加强凝析油运输过程管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度为每台车安装GPS，纳入建设方的 GPS 控系统平台，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致气田水、凝析油等泄漏，污染环境。建立交接联单制度，确保不乱排乱倒。加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。

⑤在防渗区渗漏后及时清理，防止降雨时将地面凝析油冲刷至非防渗区。站场四周修建排水沟，采取雨污分流措施。

⑥项目运行过程中，严格按照环评要求对下游水质监测井进行监测，一旦发现水质异常，立刻采取有效措施（如采用水动力隔离技术）阻止污染羽的扩散迁移，将地下水控制在局部范围，避免对厂区下游地下水造成污染。

5.3.7.3 污染防治分区

1、防渗设计基本内容与要求

本项目防渗设计参考《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）等相关规范对本项目生产区域地下水防渗提出相关要求。

2、防渗分区划分

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）对地下水分区防控措施，地下水污染防治分区参照下表进行。

表 5.3-8　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层Mb≥6m，K≤1×10⁻⁷cm/s；或参照GB18598执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10⁻⁷cm/s；或参照GB18598执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

表 5.3-9　　地下水污染防渗的划分依据

分区防渗划分依据	分级	主要特征	本建设项目特征
天然包气带的防污性能	强	岩（土）层单层厚度Mb≥1.0m，渗透系数K≤1×10—6cm/s，且分布连续、稳定	包气带防污性能为“中”。
	中	岩（土）层单层厚度0.5m≤Mb＜1m，渗透系数K≤1×10—6cm/s，且分布连续、稳定；或岩（土）层单层厚度Mb≥1.0m，渗透系数1×10—6cm/s＜K≤1×10—4cm/s，且分布连续、稳定	
	弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
污染控制难易程度	难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后不能及时发现和处理	建设项目生产车间等地面工程等，污染控制较易；各管线等半地下工程，较为隐蔽，污染控制较难。
	易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后可及时发现和处理	
污染物类型	重金属	铬、砷、汞、铅、镉等	建设项目各工程污染物见地下水环境影响识别
	持久性污染物	在水中难降解的污染物，如有机污染物。	

3、分区防渗措施

本项目厂区内各构筑物采取分区防渗措施。

表 5.3-10　　本项目地下水污染防渗分区

区域	防渗措施	备注
凝析油罐	重点防渗：地坪（从下至上）及围堰四周采用100mm厚C10混凝土垫层+200mm厚C20钢筋混凝土沟底（壁）+耐腐蚀地砖进行防渗防腐处理，重点防渗区防渗系数k≤1×10⁻¹⁰cm/s。	扩建
生产装置区	一般防渗：地坪（从下至上）素土（或粘土）夯实+100mm厚C10混凝土垫层+250mm厚C25混凝土进行防渗处理，防渗系数≤1×10⁻⁷cm/s。	扩建

5.3.7.4 地下水污染监控

为了及时准确地掌握厂区区域地下水环境质量状况和地下水中污染物的动态变化，应根据当地地下水流向、污染源分布情况及污染物在地下水中的扩散形式，在厂区及周边布设一定数量的地下水污染监控井，建立地下水污染监控体系，建立完善的监测制度，配备先进的监测仪器设备，以便及时发现及
时控制。

（1）地下水监测原则

①重点污染防治区加密监测原则。重点污染防治区及特殊污染防治区应设置地下水污染监控井。地下水污染监控井应靠近重点污染防治区及特殊污染防治区内的主要泄漏源，并布设在其地下水水流的下游。

②地下水污染监控井监测层位的选择应以潜水含水层为主，并考虑可能受影响的承压含水层。

③上下游同步对比监测原则，应在潜在风险源等位置布设采样点。

④监测点不要轻易变动，尽量保持单井地下水监测工作的连续性。

⑤厂区外地下水污染监控井宜选取取水层与监测目的层一致的、距厂区较近的工业、农业用井，在无工业、农业用井可用时，宜在厂区外就近设置监控井。

（2）地下水污染监控方案

建立厂区地下水环境监控体系，包括建立地下水监控制度和环境管理体系、制定监测计划、配备必要的检测仪器和设备，以便及时发现问题，及时采取措施。

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中对地下水环境监测与管理的要求及《排污单位自行监测技术指南》（HJ819-2017）对地下水环境监测频率的要求，以及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）对地下水监测的要求，结合本项目产污特征，本项目在厂区下游设置的 1 个地下水监测井对厂区附近地下水水质进行动态监测。

表 5.3-11　　地下水污染监控布点

监测点位	位置	功能	监测因子	监测频次	监测层位
1#	厂区下游	污染扩散监测点	石油类、石油烃(C6-C9)等	每季一次	碎屑岩类裂隙水含水层

（3）监测井的基本要求

1、监测井井管应由坚固、耐腐蚀、对地下水水质无污染的材料制成。

2、监测井顶角斜度每百米井深不得超过2°。

3、监测井井管内径不宜小于0.1m。

4、滤水段透水性良好，向井内注入灌水段1m井管容积的水量，水位复原时间不超过10min，滤水材料应对地下水水质无污染。

5、监测井目的层与其他含水层之间止水良好，承压监测井应分层止水。潜水监测井不得穿过潜水含水层下的隔水层底板。

6、终孔直径不宜小于0.25m，设计动水位以下的含水层段应安装滤水管，反滤层厚度不小于0.05m。

7、监测井应设明显标识牌，井（孔）口应高出地面0.5～1.0m，井（孔）口安装盖（保护帽）孔口地面应采取防渗措施，井周围应设置防护栏。

8、监测井应有较完整的地层岩性和井身结构资料，能满足进行常年连续各项检测工作的要求。

9、监测井资料以及后续检测数据应进行建档保存。

（4）监测数据管理

建设单位相关部门应指派专人或委托相关部门编制跟踪监测报告，报告应包括以下内容：

1.地下水跟踪监测点的监测数据结果，项目生产过程中各设备及装置设备废水的排放量、污染物种类及污染物浓度等；

2.建设项目生产设备、管线、废水处理设施等运行状况、跑冒滴漏记录、维护记录。

建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

5.3.7.5 地下水环境影响应急响应

（1）地下水污染应急预案、应急处置及管理

应急预案：根据《环境影响评价评价技术导则--地下水环境》（HJ610-2016）要求，在防渗措施上，根据污染因子和环评结果需制定相应的应急响应机制。在长期水质监测点的完善情况下，还需进行以下三点的应急完善：

①本项目各生产区域均做了防腐防渗处理。

②本项目运行过程中及时对设备设施进行检修、保养，以防泄漏情况发生。

③项目运行过程中，严格按照环评要求对下游水质监测井进行监测，一旦发现水质异常，立刻采取有效措施（如水动力隔离技术）阻止污染羽的扩散迁移，将地下水控制在局部范围，避免对厂区下游地下水造成污染。

环评要求企业制定专门的地下水污染事故应急措施并与其他应急预案相协调。应急预案编制组应由应急指挥、环境评估、环境生态恢复、生产过程控制、安全、组织

管理、医疗急救、监测等方面的专业人员及专家组成，制定明确的预案编制任务、职责分工和工作计划等。

应急处置：当发生地下水异常情况时，按照制定的地下水应急预案采取应急措施。组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点，分析事故原因，将紧急事件局部化，采取包括切断生产装置或设施、设置围堤等拦堵设施、疏散等，防止事故扩散、蔓延及连锁反应，缩小地下水污染事故对人、环境和财产的影响。

管理措施：加强企业生产、操作、储存、处置等场所的管理，建立一套从企业领导到企业班组层层负责的管理体系。重点污染防治区所在生产车间，每一操作组对其负责的区域建立台账，记录当班的生产状况是否正常。对于机泵、阀门、法兰、管道连接交叉等有可能产生泄漏处，设置巡视监控点，纳入正常生产管理程序中。

（2）地下水污染风险快速评估及决策

地下水污染风险快速评估方法与决策包括连续的3个阶段：

第1阶段为非正常状况与场地调查：主要任务为搜集非正常状况与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第2阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断非正常状况对地下水影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第3阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

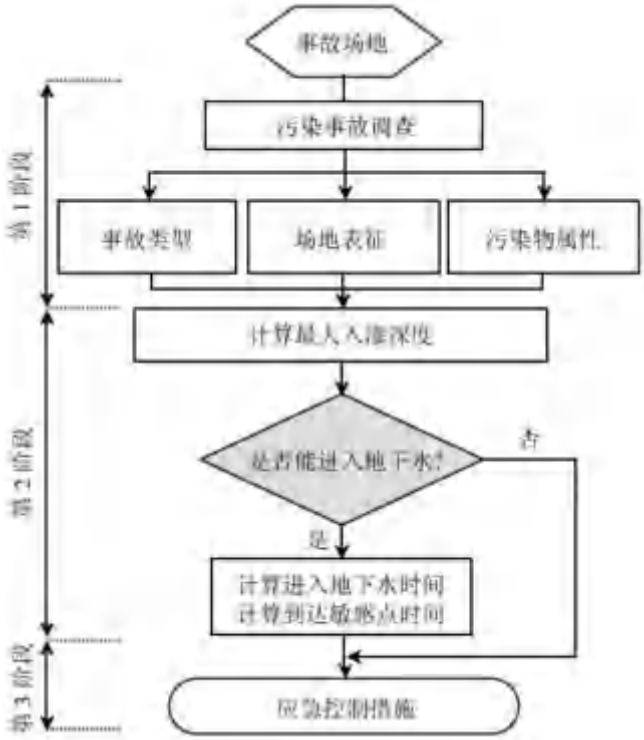


图 5.7-8 地下水污染风险快速评估与决策过程

（3）非正常状况应急措施

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，制定风险事故应急预案的目的是要迅速而有效地将事故损失减至最小，本项目应急预案建议如下：

①事故发生后，迅速成立由当地生态环境部门牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘察、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案。

②制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、沿岸饮用水源进行加密监测，密切关注污染动向，及时向协调领导小组通报监测结果，作为应急处理决策的直接支持。

③应尽快对污染区域人为隔断，尽量阻断其扩散范围。通过围堵、导控相结合，避免污染范围的扩大。

④持续对本项目含水层地下水水质进行跟踪监测，一旦发现地下水受到污染，应及时采取必要的水动力阻隔措施。本项目最大风险事故为污水处理站池体泄漏等。遇到风险事故应立即启动应急预案，污废水的渗漏事故发生后应立即将各池体内污染物进行转移，并及时修复破损区域，并在场地下游监测井进行抽水，将废液或污水抽出处置，减小污染物的迁移扩散，后期可采取转移被污染的包气带，防止地下水被继续污染。

⑤根据生产废水处理系统事故时的废水容量及生产线事故停滞时工艺液体的贮存及转运所需容积复核应急水池、事故应急池容量。

综上，本项目在落实分区防渗、地下水跟踪监测及地下水事故应急减缓措施。一旦出现地下水污染事故或监测数据超标的情况，立刻采取相应措施。本项目对地下水系统造成的影响可控。

5.3.7.6 要求与建议

项目建设过程中必须做好各污染环节的环保措施，建立地下水污染监测体系，逐步健全地下水污染应急管理预案，严防项目建设对地下水环境造成污染。

（1）地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

（2）加强防渗设计、施工与管理，杜绝风险事故发生。

（3）完善和健全环境管理体系，更好地做到安全生产、风险防范、污染预防及持续改进各项环境保护、安全生产工作。

（4）一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，查明并切断污染源，探明地下水污染深度、范围和污染程度，抽取被污染的地下水体进行集中收集处理；当地下水中的特征污染物浓度满足相关标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.4 噪声环境影响评价

5.4.1 声环境影响评价工作等级

项目所在区域为山区，属于环境噪声 2 类声功能区，本项目评价范围无声环境保护目标，因此，本次声环境评价工作等级为**二级**。

5.4.2 噪声产生情况

项目设备噪声主要来分离器、换热器等所产生的机械噪声和空气动力性噪声等，根据《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）附录 A 中列出了常用施工机械所产生的噪声值，本项目声级一般为 80-90dB（A）之间。针对不同噪声源采用隔声、消声、减振、合理布局等治理措施后，可使声源小于 80dB（A）。

表 5.4-1　　工业企噪声源强调查清单（室外）

序号	声源名称	空间相对位置/m			声功率级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
		x	y	z			
1	两相分离器	65	-32	1	63	选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局	昼间、夜间
2	破乳剂加注撬	60	-28	1	63		
3	三相闪蒸分离器	55	-25	1	64		
4	凝析油储罐(50m³)	58	-30	1	63		
5	电加热器100kW	62	-25	1	58		
6	换热器	53	-27	1	62		
7	装车咔管	63	-20	1	63		
8	BOG压缩机	66	-31	1	63		
9	轻烃泵	59	-26	1	62		
10	冷却水循环罐	50	-29	1	60		
11	切水器	48	-32	1	60		
12	凝析油装车泵撬	52	-35	1	62		
13	液化冷箱A	45	-30	1	60		
14	主换热器	47	-27	1	60		
15	塔顶冷凝器	44	-25	1	60		
16	脱氮塔顶回流罐	42	-22	1	61		
17	MRC低温分离器	40	-20	1	63		
18	MR分离器	38	-18	1	62		
19	MRC分离器II	36	-16	1	62		
20	MRC分离器I	34	-14	1	62		
21	脱氮塔	30	-12	1	61		
22	低温分离器	28	-10	1	62		
23	混合冷剂压缩机	26	-8	1	63		
24	MRC进口平衡罐	24	-6	1	62		
25	MRC级间空冷器	22	-4	1	62		
26	MRC级间分离器	20	-2	1	62		

27	MRC末级空冷器	18	0	1	62		
28	MRC出口分离器	16	2	1	60		

备注：1、表中坐标以厂址中心为坐标原点，正东向为 X 轴正方向，正北向为 Y 轴正方向。

2、表中声源源强是经声源治理措施治理后的源强。

5.4.3 预测模式

本次环评采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中工业噪声预测计算模型，预测方法为：

（1）声源描述

声环境影响预测，一般采用声源的倍频带声功率级、A 声功率级或靠近声源某一位置的倍频带声压级、A 声级来预测计算距声源不同距离的声级。工业声源有室外和室内两种声源，应分别计算。

（2）室外声源在预测点产生的声级计算

按照无指向性点声源几何发散衰减进行计算：

$$L_p(r)=L_p(r_0)-20\lg(r/r_0)$$

式中，L_p（r）——预测点处声压级，dB；

L_p（r_0）——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r——预测点距声源的距离，m；

r_0——参考位置距声源的距离，m。

（3）室内声源等效室外声源声功率级计算

如下图所示，声源位于室内，室内声源可采用等效室外声源声功率级法进行计算。设靠近开口处（或窗户）室内、室外某倍频带的声压级分别为 L_{p1} 和 L_{p2}，若声源所在室内声场为近似扩散声场，则室外倍频带声压级按下式计算：

$$L_{p2}=L_{p1}-(TL+6)$$

式中，L_{p1}——靠近开口处（或窗户）室内某倍频带的声压级或 A 声级，dB；

L_{p2}——靠近开口处（或窗户）室外某倍频带的声压级或 A 声级，dB；

TL——隔墙（或窗户）倍频带或 A 声级的隔声量，dB。

某一室内声源靠近围护结构处产生的倍频带声压级或 A 声级按下式计算：

$$L_{p1}=L_w+10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r^2}+\frac{4}{R}\right)$$

式中，L_w——点声源声功率级（A 计权或倍频带），dB；

Q——指向性因数；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时，Q=1；当放在一面墙的中心时，Q=2；当放在两面墙夹角处时，Q=4；当放在三面墙夹角处时，Q=8；

R——房间常数；$R=S\alpha/(1-\alpha)$，S 为房间内表面面积，m^2；α为平均吸声系数；

r——声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

然后按下式计算出所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg\left(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}}\right)$$

式中，L_{p1i}（T）——靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}——室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N——室内声源总数。

（4）靠近声源处的预测点噪声预测模型：如预测点在靠近声源处，但不能满足点声源条件时，需按线声源或面声源模型计算。

（5）工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i，第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\left(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{A_i}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{A_j}}\right)\right)$$

式中，L_{eqg}——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T——用于计算等效声级的时间，s；

N——室外声源个数；

t_i——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M——等效室外声源个数；

t_j——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

（6）预测点声压级计算

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。

（7）预测值计算

$$L_{eq}=10\lg(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}})$$

式中，L_{eq}——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB。

5.4.4 厂界噪声预测

上述产噪环节分别位于装置区，将装置区简化为一个点声源，按照上述的预测方法与模式对项目建成投产后对厂界的噪声影响预测结果见下表。

表 5.4-2　　项目噪声预测值表单位：dB（A）

预测方位	时段	本项目贡献值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	32.3	60	达标
	夜间	32.3	50	达标
南侧	昼间	37.3	60	达标
	夜间	37.3	50	达标
西侧	昼间	34.3	60	达标
	夜间	34.3	50	达标
北侧	昼间	41.7	60	达标
	夜间	41.7	50	达标

由上表可知，本项目营运过程中，通过对噪声源采取隔声、减振、消声等有效措施后，其对厂界噪声有一定的影响，厂界 200m 范围内没有敏感点分布，根据预测结果，本项目噪声源影响较小，不会改变区域环境功能，项目厂界噪声贡献值均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

本项目声环境影响评价自查表详见下表。

表 5.4-3　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级□		三级☑	
	评价范围	200m☑		大于200m□		小于200m□	
评价因子	评价因子	等效连续A声级☑		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区□	3类区☑	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期☑	近期□	中期□		远期□	
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□			收集资料□	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料□		研究成果☑	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑		其他□			
	预测范围	200m☑		大于200m□		小于200m□	
	预测因子	等效连续A声级☑		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标☑		不达标□			
	声环境保护目标处噪声值	达标□		不达标□			
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑	固定位置监测□	自动监测□	手动监测☑	无监测□	

	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数 （ ）	无监测□
评价结论	环境影响	可行☑	不可行□	
注“□” 为勾选项 ，填“√” ；“ （ ） ” 为内容填写项。				

5.5 固体废物环境影响评价

5.5.1 固废产生及处置情况

本项目主要固体废物包括废包装袋、桶，集中收集，交由厂家回收，原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、废分子筛等均分类收集并暂存于已建危险废物贮存点（130m^2），严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》的要求存放，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），现对一般工业固体废物临时贮存措施及环境管理提出以下要求：

一、临时贮存场所（设施）合规性措施

（1）选址与建设要求：贮存场所应位于防风、防雨、防晒的区域，远离敏感目标（如居民区、水源地、生态保护区等）。地面须进行硬化处理，并采用至少 1 米厚黏土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s），或 2 毫米以上高密度聚乙烯膜等人工防渗材料，确保防渗性能满足 GB 18599 要求。应设置必要的截流沟、导排系统或收集池，防止雨水径流进入或渗滤液外溢，渗滤液应收集处理。不同类别的一般工业固体废物必须分区、分类贮存，严禁混合。贮存不相容废物的区域之间应设置物理隔离。

（2）贮存设施与环境管控：应有顶棚、围堰或围墙等，防止废物扬散、流失。配备足够的消防、应急器材和安全照明设施。

（3）标识标牌规范化：每个贮存区域入口处或醒目位置，必须设置永久性环境保护图形标志牌。标志牌内容应包括：贮存场所名称、废物类别、主要成分、贮存量上限、贮存期限、责任人、监管单位、联系电话及“禁止混入危险废物”等警示语。各分区或堆放点可设置辅助标签，标明废物具体名称、来源、入库时间等。

二、全过程环境管理要求

分类与准入管理：严格在废物产生源头进行分类，确保一般工业固废中严禁混入危险废物。入库前进行检查，确认废物种类、性状与标识一致，防止不相容或不符合贮存要求的废物进入。

运行与维护管理：制定贮存场所操作规程和岗位责任制度。定期巡查（至少每日一

次），检查防渗层、导排系统、围挡等设施的完好性，检查废物堆放稳定性，及时处理破损、泄漏或异常情况。保持场所整洁，无散落、无渗滤液积存。

贮存期限与清运要求：临时贮存期限原则上不得超过 1 年。确需延长的，应报经所在地生态环境主管部门批准。建立规范的清运计划，选择有能力的运输和利用处置单位，执行转移联单制度，确保废物最终得到合规处置或综合利用。

应急与培训：制定针对贮存场所的专项环境应急预案，涵盖泄漏、火灾、扬散等情景，配备应急物资，并定期演练。对涉及固废管理、贮存、操作的人员进行定期培训，内容涵盖法规标准、操作规程、应急响应及台账记录要求。

5.5.2 危险固废环境影响分析

根据《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）和《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）《排污许可证申请与核发技术规范总则》(HJ942—2018)，从危险废物的产生、收集、贮存、运输、利用和处置等全过程以及建设期、运营期、服务期满后等全时段角度考虑，分析预测建设项目产生的危险废物可能造成的环境影响。

（1）危险废物贮存场所环境影响分析

本项目已建危险废物贮存点（130m^2），危险固废通过容器贮存，不同危险废物盛装在不同的容器中，盛装危险废物的容器上粘贴相应标准的标签。

已建危险废物贮存点地面与裙脚采用坚固、防渗的材料建造，为重点防渗，并在表面进行防腐处理。贮存场所具有良好的防风、防雨、防晒、防渗漏。厂区安排专人负责危险废物情况的记录，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放库位、废物出库日期等信息。

本项目产生的危险废物交给有资质的处置单位处理，签订协议的处置单位应持有生态环境部颁发的《危险废物经营许可证》，具有收集、运输、贮存处理处置及综合利用本项目危险废物的资质，本项目将危险废物交有资质的危废处置单位处理可行。

建设单位运营过程应该对危险废物从收集、贮存、运输、利用、处置各环节进行全过程监管，严格执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）的相关要求。危险废物贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，具体要求如下。

1）已建危险废物贮存点选址合理性分析

①选址满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，

建设项目已依法进行环境影响评价。②不位于生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。③不位于江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。

2）危险废物贮存点污染控制要求合理性分析

①危险废物贮存点已根据项目区危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，无露天堆放危险废物得情况。

②危险废物贮存点已根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等，贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。危险废物贮存点已采取技术和管理措施，防止无关人员进入。

③危险废物贮存点内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等已采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

④危险废物贮存点地面与裙脚已采取表面防渗措施；已进行基础防渗，防渗层为1m 厚黏土层（2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s）。

3）容器和包装物污染控制要求

①容器和包装物材质、内衬应与盛装的危险废物相容。 ②针对不同类别、形态、物理化学性质的危险废物，其容器和包装物应满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求。 ③硬质容器和包装物及其支护结构堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。 ④柔性容器和包装物堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏。 ⑤使用容器盛装液态、半固态危险废物时，容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀，防止其导致容器渗漏或永久变形。⑥容器和包装物外表面应保持清洁。

贮存过程污染控制要求

①一般规定

在常温常压下不易水解、不易挥发的固态危险废物可分类堆放贮存，其他固态危险废物应装入容器或包装物内贮存。

液态危险废物应装入容器内贮存，或直接采用贮存池、贮存罐区贮存。半固态危险废物应装入容器或包装袋内贮存，或直接采用贮存池贮存。

具有热塑性的危险废物应装入容器或包装袋内进行贮存。

易产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物应

装入闭口容器或包装物内贮存。

危险废物贮存过程中易产生粉尘等无组织排放的，应采取抑尘等有效措施。

②贮存设施运行环境管理要求

危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

贮存设施所有者或运营者应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

③贮存点环境管理要求

a.贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。b.贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险废物流失、扬散等措施。c.贮存点贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置。

危险废物贮存点严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，采取防渗、防风、防雨、防晒等措施，可有效防止泄漏污染区域土壤及地下水。

本项目设置有危险废物贮存点贮存能力满足项目危险废物贮存要求，项目危险废物均用容器贮存，收集后的容器封闭，正常贮存情况不会对环境造成影响。

（2）运输过程的环境影响分析

本项目危险废物均在产生场所由密闭容器收集后，由厂区专用运输工具至危险废物贮存点贮存，均在厂区内运输。厂区整体地面平坦，可降低运输过程中发生散落、泄漏的可能。危废运输工具四周设置围挡，防止泄漏时，危险废物不散落在厂区道路上。

①内部收集、转运

本项目危险废物的收集、贮存按照危险特性进行分类、包装并设置相应标志及标签，废分子筛采用袋装收集，废润滑油采用密闭桶装收集，废手套等劳保用品采用桶装收集，各危废分区暂存于现有危险废物贮存点。厂区内部危险废物收集、贮存按照企业制定的规章制度及操作流程执行，企业建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训，厂内收集、转运、贮存环节采取防散落、防泄漏措施，严格执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

本项目产生的危险废物由人工运送到贮存区域，运送过程中危险废物均有妥善包装，危险废物密封在包装桶或包装袋内，并且运送距离较短，因此危险废物产生散落、泄漏的可能性很小；如果万一发生散落或泄漏，由于危险废物运输量较少，且厂内地面均硬化处理，可以确保及时进行收集，故本项目危险废物在厂内收集、转运过程基本不会对周围环境产生影响。

②外部运输

本项目危险废物采用汽车拉运的方式，危险废物运输由持有危险废物经营许可证的单位按照许可证经营范围组织实施；危险废物的公路运输按照《道路危险货物运输管理规定》《汽车运输危险货物规则》《汽车运输、装卸危险货物作业规程》执行；运输车辆按照《道路运输危险货物车辆标志》（GB13392-2023）设置车辆标志；危险废物的转移按照《危险废物转移管理办法》中要求填写转移联单，并建立台账；运输过程中按照规定路线行驶，行驶过程中应锁闭车厢门，避免危险废物丢失、遗撒，严格执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，确保危险废物转移过程的安全可靠，减少运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），建设单位属于危险废物登记管理单位。应当按年度制定危险废物管理计划，于每年 3 月 31 日前通过国家危险废物信息管理系统在线填写并提交，内容包括单位基本信息、危险废物产生情况信息和转移情况信息，内容需要调整的应当及时变更。应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，如实记录危险废物的种类、产生量、流向等有关信息。此外，还应根据危险废物管理台账记录，按年度归纳总结申报期内危险废物有关情况，于每年 3 月 31 日前通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门进行申报，内容包括危险废物产生情况、委托外单位利用/处置情况和贮存情况。

通过管理系统建立危险废物电子管理台账的单位，系统可自动生成危险废物申报报告，经确认后可在线提交。

本项目运营期产生的危险废物在转移过程中，应严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部公安部交通运输部令第 23 号）的相关规定。

（3）危险废物环境管理要求

①依据《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号），建设单位作为移出人，相关责任及义务如下：

Ⅰ、在危险废物转移过程中应当采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒危险废物，并对所造成的环境污染及生态破坏依法承担责任；

Ⅱ、应当依法制定突发环境事件的防范措施和应急预案，并报有关部门备案；发生危险废物突发环境事件时，应当立即采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害，并按相关规定向事故发生地有关部门报告，接受调查处理；

Ⅲ、对承运人或者接受人的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定运输、贮存、利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任；

Ⅳ、制定危险废物管理计划，明确拟转移危险废物的种类、重量（数量）和流向等信息；

Ⅴ、建立危险废物管理台账，对转移的危险废物进行计量称重，如实记录、妥善保管转移危险废物的种类、重量（数量）和接收人等相关信息；

Ⅵ、填写、运行危险废物转移联单，在危险废物转移联单中如实填写移出人、承运人、接收人信息，转移危险废物的种类、重量（数量）、危险特性等信息，以及突发环境事件的防范措施等；

Ⅶ及时核实接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况；

Ⅷ、应当按照国家有关要求开展危险废物鉴别，禁止将危险废物以副产品等名称或者委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

②危险废物运输中应做到以下几点：

Ⅰ、危险废物的运输车辆须经主管单位检查，并持有有关单位签发的许可证，负责运输的司机应通过培训，持有证明文件；

Ⅱ、承载危险废物的车辆须有明显的标志或适当的危险符号，以引起注意；Ⅲ、载

有危险废物的车辆在公路上行驶时，需持有运输许可证，其上应注明废物来源、性质和运往地点；

Ⅳ、组织危险废物的运输单位，做出周密的运输计划和行驶路线，其中包括有效的废物泄漏情况下的应急措施。

③依据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199号）和《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告 2017 年第 43 号）等提出以下管理要求：

Ⅰ、建设单位应制定危险废物收集、厂内转移及危废暂存的操作规程，应包括危险废物收集目标及原则、危险废物特性评估、收集设施与包装容器、个人防护等内容；

Ⅱ、危险废物的收集、厂内转移人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备；

Ⅲ、危险废物的收集、厂内转移应由专人完成，危险废物应放入专用防漏容器内，容器包装材质应与本项目危险废物相容，本次评价建议采用钢、铝、塑料等材质的专用容器，专用容器应粘贴相应的标签；

Ⅳ、建设单位应制定危废的厂内转移路线；

Ⅴ、采用封闭危废间，防风、防雨、防晒；

Ⅵ、危险废物贮存点基础防渗处理，防渗层为 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他人工材料（防渗系数≤10^{-10}cm/s）；

Ⅶ、危险废物贮存点应设置衬里，衬里应能覆盖危险废物可能涉及的范围，衬里材料应与危险废物相容；

Ⅷ、危险废物贮存点采用耐腐蚀地面，且表面无缝隙；

Ⅸ、危险废物暂存区域应设置堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的五分之一。

废分子筛、废活性炭、废机油、废导热油、井口原料气进气过滤器杂质、废 MDEA 液和含油污泥均分类收集并暂存于危险废物贮存点（130m^2），严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》的要求存放，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

综上所述，项目固体废物去向明确，均能得到妥善处置，不会造成二次污染。

5.6 土壤环境影响评价

5.6.1 评价等级和评价范围

根据前文分析：

本项目为Ⅱ类建设项目，占地规模为中型，环境敏感程度为“敏感”，依据上表本项目土壤评价等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目污染影响型土壤评价范围确定为占地范围内+占地范围外 0.2km 范围内。

5.6.2 土壤环境影响识别

1、建设项目土壤环境影响类型与影响途径、影响源与影响因子识别

项目土壤环境影响类型与影响途径见下表。

表 5.6-1　　项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	√	--	√	--	--	--	--	--
运营期	√	√	√	--	--	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖可自行设计。								

由上表可知，本项目属于污染影响型项目，主要影响途径为地面漫流、垂直入渗和大气沉降。

2、影响源及影响因子

本项目厂区全部进行水泥硬化（空地处种植绿植），按照分区防渗要求进行防渗。发生污染土壤环境的途径主要有两类，一类为事故泄漏导致的垂直入渗，最大可能污染源为废水处理站；另一类为大气沉降污染，所排放废气中二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃等污染物，其会随着大气沉降影响土壤环境质量。

土壤环境影响源及影响因子识别见下表。

表 5.6-2　　污染影响型建设项目土壤环境影响源与影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物指标	特征因子	备注
生产装置	废气排放	大气沉降	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	连续
	两相分离器、三相闪蒸分离器、破乳剂加注撬、凝析油装车泵撬、冷却水循环罐、脱氮塔顶回流罐、MRC进口平衡罐	地面漫流	石油烃	石油烃	事故
		垂直渗入		石油烃	事故
凝析油罐	泄漏	垂直入渗、地面漫流	石油烃	石油烃	事故

5.6.3 土壤环境敏感目标

本项目评价区域内全部为天然牧草地，因此土壤环境属于敏感，根据现场踏勘项目厂界外 200m 范围内敏感目标为区域天然牧草地。

5.6.4 项目所在地土壤类型及理化特性调查

1、项目所在地的土壤类型

根据国家土壤信息平台（http://www.soilinfo.cn/MAP/index.aspx）查询及现场调查，本项目占地范围内土壤类型为淡栗钙土。

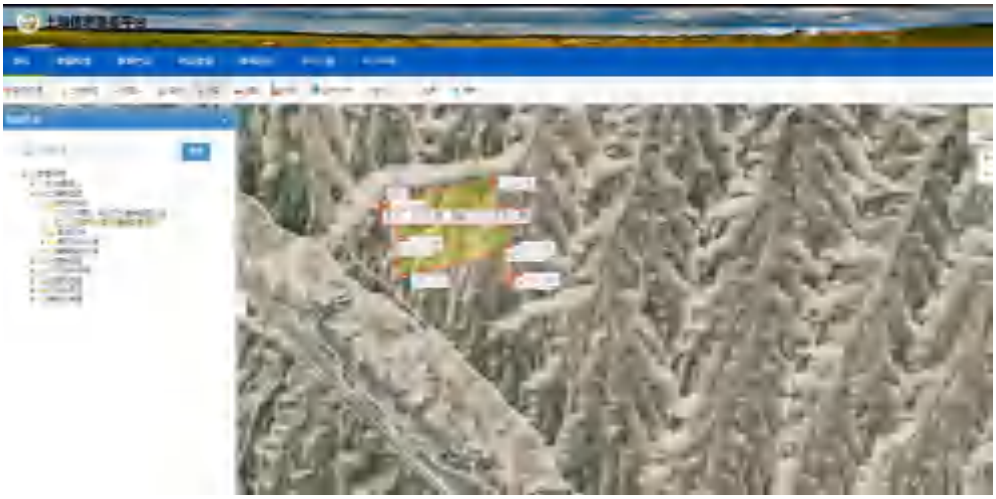


图 5.5-1 项目所在地

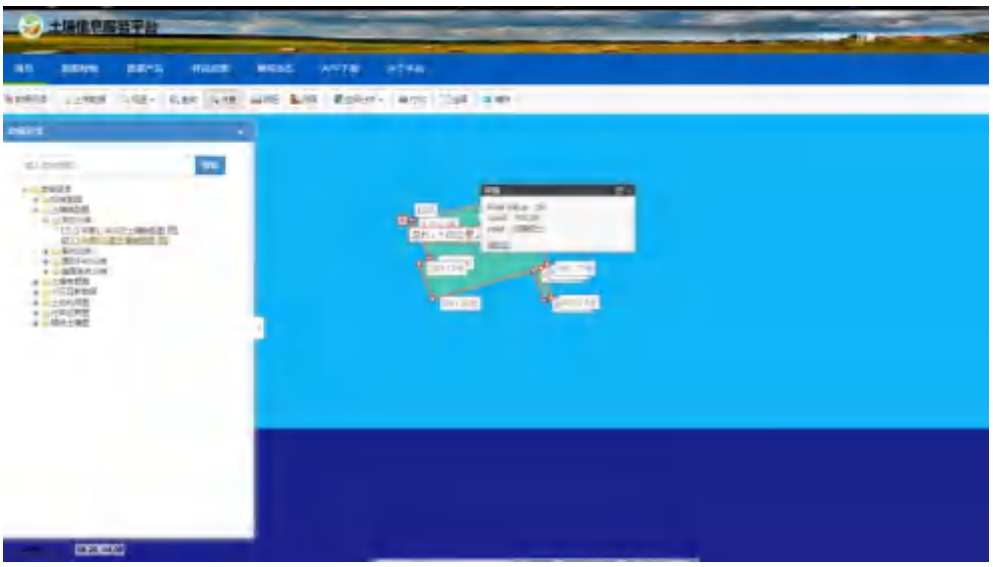


图 5.5-2　　项目占地范围土壤类型分布图

土质以轻壤、中壤为主，其次是沙壤、重壤、粘土等，土壤有机质含量为 2.39%，含氮 0.14%、含磷 0.18%、碳酸钙 14.9%，土壤 pH 值为 5.5~6.5。土壤理化和生物性能良好，土质宜农宜牧。本项目所在区域分布的主要土壤类型为淡栗钙土。

淡栗钙土处于栗钙土类中气候较干旱的环境，年降水量 200—300 毫米，湿润度 0.24-0.4，高的 0.5，无霜期 100—130 天。热量较栗钙土亚类充足·但降水减少，常受旱减产，属不稳定的旱作区。其基本过程同于黑钙土，但干草原植被的特点是：第一，其地上生物量干重约 450～1800kg/ha，仅为黑钙土区的草甸草原的 1/2~1/3；第二，其地下生物量为其地上的 10~15 倍，高者可达 20 倍，主要分布在 30cm 表层中。所以干草原区的植物根系量更大。定位研究表明，地上凋落物一年左右便可腐解，地下部分每年死亡腐解约 35%～40%。较强的微生物分解使有机质积累量不如黑钙土。草原植被吸收的灰分元素中除硅外，钙和钾占优势，对腐殖质的性质及钙在土壤中的富集有深刻影响。

Ah 层：厚 25～50cm，暗棕色至灰黄棕色（7.5YR3/3~10YR5/2），沙壤至沙质粘壤，粒状或团块状结构，大量或根及半腐解残根，常有啮齿动物穴，向下过渡明显。

Bk 层：厚 30～50cm，灰棕至浅灰色（7.5YR6/2~10YR7/1），沙质粘壤至壤粘土，块状结构，紧实或坚实，植物根稀少，石灰淀积物多呈网纹、斑块状，也有假菌丝体或粉末状。向下逐渐过渡。

C 层：因母质类型而异，洪积、坡积母质多砾石，石块腹面常有石灰膜；残积母质呈杂色斑纹，有石灰淀积物；风积及黄土母质较疏松均一，后者有石灰质

2、现状监测

现状监测详见“4.2.5 土壤现状监测及评价”章节。

现状评价结论：

项目区各监测点位占地范围内满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 和表 2 第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值要求。

综上可知，项目所在区域土壤环境质量现状良好。

（2）区域污染源调查

本项目位于玛纳斯县清水河乡牙湖村，根据现场调查项目评价范围内无其他污染源存在，区域为天然牧草地。

5.6.5 土壤环境影响预测与评价

由于厂区区域拟采取地面硬化和分区防渗措施，布设有完整的排水系统，并以定期巡查和电子监控的方式防止废水外泄，对土壤的影响概率较小。

1、污染影响型

A 大气沉降

本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。项目运营期废气主要污染因子为运 行过程中产生的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃等，且均采取了可行的 治理措施，同时无重金属等累积性沉降因子，故大气沉降对区域土壤环境影响较小。

B 地面漫流

天然气回收装置区设置了清污分流，对凝析油储罐、各生产装置均采取相应的防渗措施，凝析油发生泄漏进入土壤环境可能性较小，在加强土壤环境的跟踪监测后，运营期不会对土壤环境造成不利影响。

对于地上设施，在事故情况和暴雨情况下产生的废水会发生地面漫流，进而污染土壤环境。项目建设有完整的排水系统，并以定期巡查和电子监控的方式防止废水外泄；罐区储存区域设置堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的 1/5，故两者发生地面漫流的可能性较小。并且设置应急池，可有效防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流进入土壤。采取上述措施后，物料或污染物的地面漫流对土壤环境影响较小。

C 垂直入渗

（1）正常工况

根据设计本项目对生产工艺区、罐区均实施人工防渗，主要采用抗渗混凝土+防水涂料的防渗结构，可有效阻止污染物的下渗。在采取源头和分区防控措施的基础上，正常状况下不会发生废水渗漏至地下的情景。

（2）非正常工况

非正常状况下，储罐因腐蚀或外力作用等原因出现裂缝，罐体发生泄漏，废水进入事故池，事故池出现裂缝，从而导致泄漏污染物由垂直入渗途径污染土壤环境。

1）废水收集罐发生泄漏后的石油类垂直入渗对土壤环境影响分析

根据土壤环境影响识别，营运期废水收集罐在事故状态下发生泄漏，污染物以点源形式通过垂直入渗进入土壤环境，进而造成土壤环境污染。

①情景设置

废水收集罐因外力作用等原因破裂，导致污染物进入土壤包气带中。

②预测因子

废水收集罐选择本项目主要特征污染因子石油类。

③预测方法

A、预测模型

本次预测方法选用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 方法二（一维非饱和溶质垂向运移模型预测方法）：

a）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中，c—污染物介质中的浓度，mg/L；D—弥散系数，m2/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿 z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

b）初始条件：

c（z，t）=0t=0，L≤z＜0

c）边界条件：

采用适用于连续点源情形的第一类 Dirichlet 边界条件。

c（z，t）=Cot＞0，z=0

B、预测软件

Hydrus 是美国盐土实验室开发的系列软件，用于计算模拟饱和-非饱和带的水分运行和溶质运移。Hydrus-1D 软件可以模拟一维水流、二氧化碳、溶质和热在包气带非饱和带介质中的运移，包括有水分运移、溶质运移、热传递和植物根系吸水等几大模块，并具有简便的输入和输出功能，在环境科学、土壤学、水文地质学等领域都得到了广泛应用。

本次评价采用 Hydrus-1D 软件中的数学模型，对包气带构建水流运动和溶质运移模型，模拟事故状态下污染物垂直入渗包气带后在土壤中运移情况。

C、源强设定

本项目凝析油储罐中主要特征污染物为石油类，本次预测选取对土壤影响较大的石油类作为预测因子，储罐石油类约浓度为 1800mg/L。

D、模型建立

（a）以储罐地面作为模型上边界，将厂区土壤层概化为 1 层，本项目土壤类型为粉质粘土，土壤厚度按平均厚度为 2m 计取，设定垂向厚度为 2m 的土壤模型。在地面以下 0.1m（N1）、0.2m（N2）、0.5m（N3）、1m（N4）、1.2m（N5，模型底部）、

2m（N6，模型底部）共设置 6 个观测点，如下图所示：

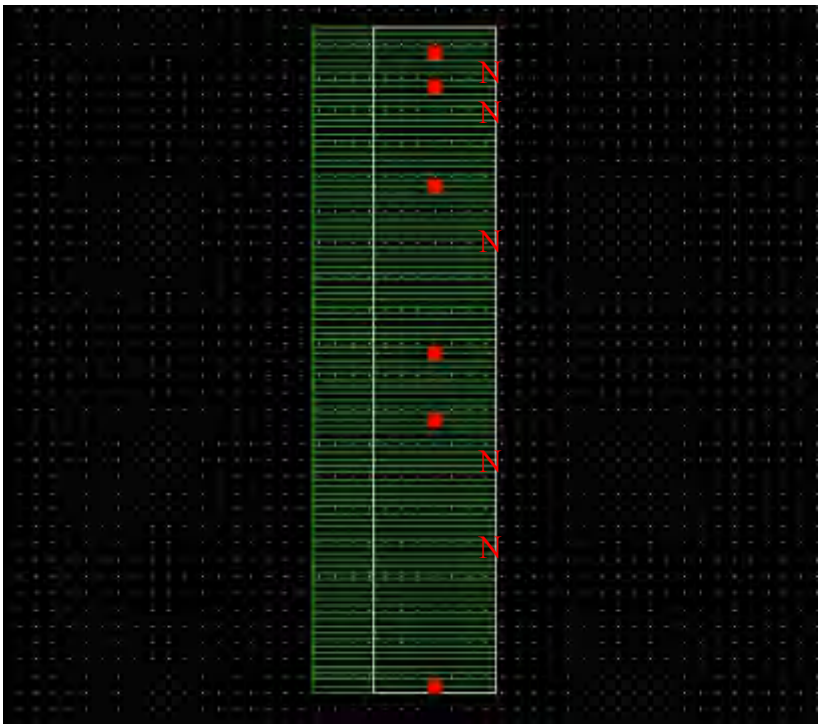


图6.5-5　　包气带分层、剖分和观测点位置

假设土壤模型剖面初始状态为静力平衡态，设定模型底部和地面压力水头。项目区土壤为砂土，参数使用模型中已有数据。

表 5.6-3　　土壤预测参数表

序号	土壤类型	残余含水率（cm^3/cm^3）	饱和含水率（cm^3/cm^3）	经验参数（cm-1）	曲线形状参数	降雨量（cm/d）	渗透系数（cm/d）	容重（g/cm^3）
1	砂土	0.07	0.36	0.005	1.79	/	1.0	1.2

④预测结果

预测结果详见下图：

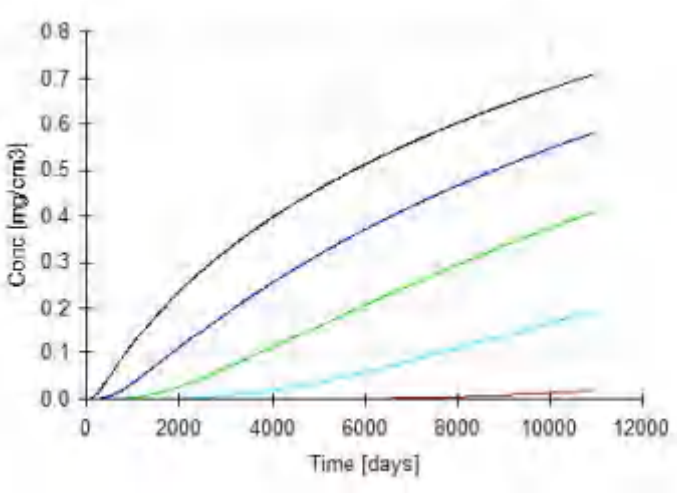


图6.5-6　　不同预测期石油类浓度变化曲线

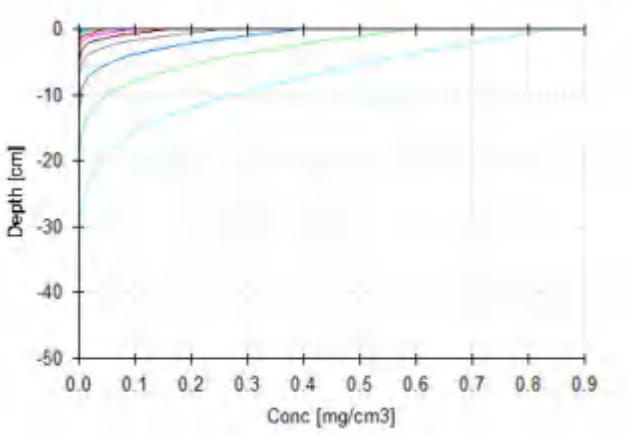


图6.5-7　　不同时间石油类垂直下渗浓度—深度变化关系

由模型输出结果可知，随着非正常状况泄漏的持续，泄漏点以下包气带石油类以泄漏点为起点逐渐向下部迁移，影响深度逐渐增大，结合预测结果图可知：

①地面以下 0.1m 位置处石油类的浓度逐渐增大，整个预测期内达到最大值 0.0175mg/cm^3（14.583mg/kg），未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）。

②整个预测期内地面以下 1.6m 至模型底部石油类的浓度为 0。

5.5.6 土壤环境保护措施与对策

1、源头控制措施

从原料和产品储存、装卸、运输、生产过程、污染处理装置等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料、产品泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其进入土壤中，即从源头到末端全方位采取控制措施，防止项目的建设对土壤造成污染。

从生产过程入手，在工艺、管道、设备等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低污染物泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过硬化处理的地面有效阻止污染物的下渗。

控制项目污染物的排放。大力推广闭路循环、清洁工艺，以减少污染物；控制污染物排放的数量和浓度，使之符合排放标准和总量控制要求。

2、过程控制措施

从大气沉降、地面漫流、垂直入渗三个途径分别进行控制。

（1）大气沉降污染途径治理措施及效果

污染物质来源于被污染的大气，污染物质主要集中在土壤表层，其主要污染物是大气中的二氧化硫、氮氧化物、NMHC 等，污染物降落到地表可引起土壤酸化，破坏土壤肥力与生态系统的平。

本项目针对废气污染物均采取了对应的治理措施，确保污染物达标排放，并严格控制无组织防渗措施，其次对涉及大气沉降途径，可在厂区周边种植对有机物有较强吸附降解能力的植物。

（2）地面漫流污染途径治理措施及效果

涉及地面漫流途径须设置厂区防控、储罐围堰、地面硬化等措施。

1）厂区防控措施

对于项目事故状态的废水，必须保证在未经处理满足要求的前提下不得流出厂界。项目须贯彻“围、追、堵、截”的原则，采取多级防护措施，确保事故废水未经处理不得出厂界。

严格按照防渗分区及防渗要求，对各构筑物采取了相应的防渗措施；装置等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，从而控制污染物通过垂直入渗途径影响土壤环境。

2）储罐区围堰等措施

污水储罐围堰高度不低于 0.5m，罐区围堰高度 0.2m，同时厂区内设置 1 座 324m^3 事故应急池，在储罐、装置等发生物料泄漏时可用于收集储存泄漏的废液，杜绝事故排放。

此外，一旦发现土壤污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到治理。

（3）垂直入渗污染途径治理措施及效果

项目按重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区分别采取不同等级的防渗措施；同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效避免生产及储存过程中因物料泄漏造成对区域土壤环境的污染。

3、土壤环境跟踪监测

设置土壤跟踪监测点，土壤环境跟踪监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所

在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取对应应急措施。

5.6.7 土壤环境影响预测结论

针对各类污染物采取了对应的污染治理措施，同时采取地面硬化和分区防渗措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。因此，只要企业严格落实报告提出的污染防治措施和防渗措施，项目对区域土壤环境的影响是可接受的。

5.7 生态环境影响评价

（1）土地利用影响分析

本项目在原厂区内实施，不新增占地，不会新增对土地的影响，项目对土地利用的影响较小。

（2）水土流失影响分析

项目建成后，厂区将建成混凝土地面，并在厂界四周植树种草，加强绿化，降低地表径流流量和流速，增强地表的固土能力，从而减轻地表侵蚀，有效减少水土流失。综上，项目在建成后因地制宜地采取一系列防治措施，则可有效地减低水土流失。

（3）动植物生态影响分析

本项目占地面积较小，且均在原厂区征地范围内建设，工程占地对区域陆生植被生存稳定性、完整性基本无影响，造成的平均生物生产力变化很小。

（4）沙化环境影响分析

场站工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

为此，建设单位应结合本工程施工临时占地、植被破坏情况，认真做好工程水土保持和生态恢复、建设工作。同时完善施工期的环境管理，设立相应的环境管理机构，明

确其职能，落实生态环境影响防护与恢复的监督管理措施。

5.8 退役期环境影响分析与评价

（1）退役期生态环境影响分析

本项目建设主要用于处置气田伴生气，随着气田开采年限增加，储量逐渐下降，本项目天然气处理站最终将进入退役期。退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期对建设区域构筑物及设备进行拆除，对占用的土地进行植被恢复，并设立警示标志。退役期将会产生少量扬尘、部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，将废弃建筑残渣运至附近建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。项目区经过清理后，占地范围内的建筑被清理，植被进行恢复，使占地恢复到与周边生态环境相协调的一种状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，项目区范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

（2）退役期大气环境影响分析

项目退役后各种相关辅助工作均停止，造成的环境空气污染源将消失，设备停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、迹地恢复等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为场地清理的工作人员。

（3）退役期声环境影响分析

气井进入退役期时，噪声源主要源自设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.9 项目碳排放影响分析

根据《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》(环办环评函〔2021〕346 号)，生态环境部在河北、吉林、浙江、山东、广东、重庆、陕西等地开展试点工作，试点行业包括钢铁、电力、化工、建材、有色等行业。评价参考环办环评函〔2021〕346 号附件 2：《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南(试行)》进行简单评价。

5.9.1 碳排放政策符合性分析

近年国家及地方发布的主要碳排放相关政策及符合性分析如下表。

表 5.9-1　　碳排放政策符合性分析

碳排放相关政策及要求		本项目情况	符合性
《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》	(二)节能降碳增效行动。落实节约优先方针，完善能源消费强度和总量双控制度，严格控制能耗强度，合理控制能源消费总量，推动能源消费革命，建设能源节约型社会。	项目严格控制能耗强度，提出了一系列的节能措施，合理控制能源消费总量，为节能降碳增效奠定了基础。	符合
	（一）能源绿色低碳转型行动。5．合理调控油气消费。保持石油消费处于合理区间，逐步调整汽油消费规模，大力推进先进生物液体燃料、可持续航空燃料等替代传统燃油，提升终端燃油产品能效。加快推进页岩气、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。有序引导天然气消费，优化利用结构，优先保障民生用气，大力推动天然气与多种能源融合发展，因地制宜建设天然气调峰电站，合理引导工业用气和化工原料用气。支持车船使用液化天然气作为燃料。	本项目为天然气资源开发。	符合
工业领域碳达峰实施方案	效率优先，源头把控。坚持把节约能源资源放在首位，提升利用效率，优化用能和原料结构，推动企业循环式生产，加强产业间耦合链接，推进减污降碳协同增效，持续降低单位产出能源资源消耗，从源头减少二氧化碳排放。	本项目为国家鼓励类发展产业，提出了一系列节能措施，从源头降低能源资源消耗，减少二氧化碳排放。	符合
	坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。采取强有力措施，对高耗能高排放低水平项目实行清单管理、分类处置、动态监控。严把高耗能高排放低水平项目准入关，加强固定资产投资项目节能审查、环境影响评价，对项目用能和碳排放情况进行综合评价，严格项目审批、备案和核准。	本项目不属于高耗能高排放项目。	符合
	把节能提效作为满足能源消费增长的最优先来源，大幅提升重点行业能源利用效率和重点产品能效水平，推进用能低碳化、智慧化、系统化。		符合
中共四川省委、四川省人民政府关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见	主要目标。到2025年，绿色低碳循环发展的经济体系初步形成，重点行业能源利用效率大幅提升，为实现碳达峰、碳中和奠定坚实基础。到2030年，经济社会发展全面绿色转型取得显著成效，重点耗能行业能源利用效率达到国际国内先进水平，二氧化碳排放量达到峰值并实现稳中有降。到2060年，绿色低碳循环发展的经济体系和清洁低碳安全高效的能源体系全面建立，能源利用效率达到国际国内先进水平，碳中和目标顺利实现，生态文明建设取得丰硕成果。	本项目的建设有利于提高区域清洁低碳能源的利用率，有助于碳中和目标顺利实现。	符合

综上分析，本项目与《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知(国发〔2021〕23号)》《工业领域碳达峰实施方案》(工信部联节〔2022〕88号)、

《中共四川省委、四川省人民政府关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》等相关要求相符合。

5.9.2 碳排放核算

本项目依据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（以下简称《指南》）进行碳排放核算，按照《指南》要求，经计算，本项目二氧化碳年排放总量为-31602.38t/a。

5.9.3 碳减排潜力分析

项目采用先进的生产技术和设备。经对照，该项目未采用国家明令禁止或淘汰的落后工艺、设备。

项目针对重点耗能工艺、重点耗能设备，采取有效节能措施；优先选用高效节能导热油炉、节能灯具、节水器具等节能新产品。所采用的节能新技术、新工艺、新产品符合国家、行业及地方明文规定的要求，节能效益显著。

本项目的碳排放源主要包括燃料燃烧排放、过程排放，根据碳排放核算结果可知，对碳排放结果影响最大的为燃料燃烧排放。

本项目通过采用各种先进技术，大量降低物料消耗、减少生产中各种污染物的产生和排放；工艺流程紧凑、合理、顺畅，最大限度地缩短中间环节物流运距，节约投资和运行成本，并在工艺设计、设备选型、节能管理等各方面均采用了一系列节能措施。项目符合产业政策要求，能较好地节约能源及改善产业发展。产品达到相关质量标准。

5.9.4 排放控制管理

一、组织管理

1、建立制度

为规范企业碳管理工作，结合自身生产管理实际情况，建立碳管理制度，包括但不限于建立企业碳管理工作组织体系；明确各岗位职责及权限范围；明确战略管理、碳排放管理、碳资产管理、信息公开等具体内容；明确各事项审批流程及时限；明确管理制度的时效性。

2、能力培养

为确保企业碳管理工作人员具备相应能力，企业应开展以下工作：通过教育、培训、技能和经验交流，确保从事碳管理有关工作人员具备相应的能力，并保存相关记录；对与碳管理工作有重大影响的人员进行岗位专业技能培训，并保存培训记录；企业可选择外派培训、内部培训和横向交流等方式开展培训工作。

3、意识培养

企业应采取措施，使全体人员都意识到：实施企业碳管理工作的重要性；降低碳排放、提高碳排放绩效给企业带来的效益，以及个人工作改进能带来的碳排放绩效；偏离碳管理制度规定运行程序的潜在后果。

二、排放管理

1、监测管理

企业应根据自身的生产工艺，按照碳排放核算标准和国家相关部门发布的技术指南的有关要求，确保对其运行中的决定碳排放绩效的关键特性进行定期监视、测量和分析，关键特性至少应包括但不限于：排放源设施、各碳源数据、具备实测条件的与排放因子相关的数据、碳排放相关数据和生产相关数据获取方式、数据的准确性。

企业应对监视和测量获取的相关数据进行分析，应开展以下工作：a)规范碳排放数据的整理和分析；b)对数据来源进行分类整理；c)对排放因子及相关参数的监测数据进行分类整理；d)对数据进行处理并进行统计分析；e)形成数据分析报告并存档。

2、报告管理

企业应基于碳排放核算的结果编写碳排放报告，并对其进行校核。核算报告编写应符合主管部门所规定的格式要求，对经过内部质量控制的核算结果进行确认形成最终企业盖章的碳排放报告，并按要求提交给主管部门。

3、信息公开

企业应按照主管部门相关要求和规定，核算并上报企业碳排放情况。鼓励企业选择合适的自发性披露渠道和方式，面向社会发布企业碳排放情况。

5.9.5 碳排放影响分析

本项目以企业法人独立核算单位为边界，核算生产系统产生的温室气体排放。本项目碳排放源主要为燃料燃烧排放。

在工艺设计、设备选型、材料、节能管理等方面，本项目均采用了一系列节能措施以生产中各个环节的节能降耗，碳排放强度达到同行业先进水平。

第 6 章环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期保护措施及其可行性论证

6.1.1 施工期废水

施工期废水主要为施工生产废水和施工人员生活污水。其中施工生产废水经临时隔油沉淀池处理后，用于水泥砂浆拌料回用；施工生活污水经预处理池处理后，用于周边施肥，采取以上治理措施后，本项目施工期废水不会对区域地表水造成明显影响，治理措施可行。

6.1.2 施工期废气

1、扬尘治理措施

（1）要求施工单位文明施工，定期对地面洒水（在干燥天气适当加大洒水的频率和洒水量），并对散落在路面的渣土及时清除，清理时做到先洒水后清扫，避免产生扬尘对环境造成影响。

（2）由于道路产生的扬尘量与车辆的行驶速度有关，速度越快，扬尘量越大。因此，在施工场地对施工车辆必须实施限速行驶，同时施工现场主要运输道路尽量采用硬化路面并进行洒水抑尘；在施工场地出口放置防尘垫，对运输车辆现场设置洗车场，用水清洗车体和轮胎；自卸车、垃圾运输车等运输车辆不允许超载，并选择对周围环境影响较小的运输路线，定时对运输路线进行清扫，运输车辆出场时必须封闭，避免在运输过程中的抛洒现象。

采取扬尘治理措施，其浓度可得到有效控制，排放浓度可控制在 1.0mg/m^3，能够实现达标排放，扬尘治理措施可行。

2、施工机械及运输车辆汽车尾气

施工期间，使用机动车运送原材料、设备和建筑机械设备的运转，均会排放一定量的 CO、氮氧化物以及未完全燃烧的 THC 等，其特点是排放量小，且属间断性无组织排放。加之施工场地开阔，扩散条件良好，施工期机械废气及运输车辆汽车尾气可实现达标排放。环评要求施工单位选择尾气排放达标的施工机械和运输车辆，安排专人注意加强施工机械维护，确保机械设备正常运行。

采取治理措施，其浓度可得到有效控制，能够实现达标排放，治理措施可行。

6.1.3 施工期噪声

（1）合理布置施工总平面图，将高噪声的作业点布置在施工场地中央。

（2）合理安排施工时间，禁止在夜间施工。

（3）装修、安装阶段的噪声主要来自电钻、手工钻、电锤、无齿锯等设备。装修、安装阶段使用的电钻、手工钻及电锤、无齿锯选用低噪声设备，及时加注机油，增强润滑作用；使用电锤开洞、凿眼时，严禁用铁锤敲打管道及金属工件。

（4）文明施工。建立健全控制人为噪声管理制度；运输材料和设备时，轻拿轻放，严禁野蛮装卸。

（5）一切动力机械设备都应适时维修，特别对因松动部件的振动或降低噪声部件的损坏而产生强噪声的设备，更应经常检查维护。

（6）加强施工场地车辆的管理，尽量减少鸣喇叭次数及汽车启动频率。

（7）建材、施工机械器具、建渣等的运输选择影响最小的路线，途经敏感点时减速慢行，严禁鸣笛。

采取以上噪声治理措施后，本项目施工期场界噪声可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，施工期噪声治理措施可行。

6.1.4 施工期固废

本项目在空地进行建设，建筑垃圾可回收部分集中收集后外售废品收购站，不可回收部分全部运至环卫部门指定地点进行填埋；施工人员生活垃圾袋装收集后，由环卫部门统一运送到垃圾处理场集中处理，废弃土石方用于场地平整。

采取上述固废污染防治措施后，本项目施工期固废可得到合理处置，不会对周围环境造成影响。

6.1.5 施工期生态

（1）设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）对项目区的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。

（3）施工结束后，对天然气处理站永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（4）施工管理

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

②避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应

立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

④加强施工期环境监理，监理对象为站场建设施工以及施工过程中的环境管理等内容。

（5）恢复措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳草地补偿费。

6.1.6 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

（2）进站道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表进行砾石铺垫及混凝土硬化，减少扬尘。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

（4）扩建管线管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

（5）工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖站场周边及运输路线沿线植被。

6.1.7 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

（1）大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护草地植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖及其他固沙植物。

（2）施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

（3）严格控制各项工程作业面积，井场永久占地范围内用砾石铺垫，所有车辆尽量走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

（4）加强对野生植物的保护，加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（5）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间。

（6）项目采气场站在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽可能避开植物分布密集区域，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复

6.2 营运期环境保护措施及其可行性论证

6.2.1 大气污染物防治及治理措施及论证

本项目营运期产生的废气主要为：导热油炉废气、脱碳系统二氧化碳气体、凝析油稳定单元闪蒸汽、LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气、法兰等阀门管件设备产生挥发油气(非甲烷总烃)。

6.2.1.1 导热油炉燃烧废气

项目供热依托现有 1 台导热油炉，用于生产过程中再生塔供热。项目导热油炉采用的低氮燃烧技术成熟、燃料清洁、设计合规，结合在线监控与定期维护，低氮燃烧技术通过优化燃烧过程，从源头抑制 NOx 生成。该技术已被广泛用于燃气锅炉，可实现 NOx 排放浓度稳定低于 50mg/m³，项目采用的低氮燃烧装置符合 HJ953-2018 推荐的可行技术，具备技术可靠性。根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），燃气锅炉 NOx 产生浓度一般为 60–120mg/m³。采用低氮燃烧技术后，去除效率可达 30%–60%，排放浓度可降至 30–50mg/m³，满足 50mg/m³限值要求。

根据设计资料，燃气导热油炉年运行 8000h。气源为本项目生产的干气。本项目导热油炉大气污染物经 8m 高排气筒排放，主要污染物二氧化硫、氮氧化物及颗粒物排放量小，且排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中扩建燃气锅炉标准要求（颗粒物≤20mg/m³，二氧化硫≤50mg/m³，氮氧化物≤50mg/m³），对环境影响轻微，并且本项目设置低氮燃烧装置，符合《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018）的可行性技术，污染防治措施可行。

6.2.1.2 闪蒸气

本项目新增凝析油稳定单元中一级三相闪蒸分离单元及二级三相闪蒸分离单元分离出的闪蒸气去 BOG 压缩机，新增闪蒸气最终与进站三相分离器的气相一起送至 LNG 液化厂，不外排。

本项目 LNG 及重烃装卸区回收的闪蒸气加压后回到导热油炉系统燃烧，重烃闪蒸气经加压后回生产线净化。

综上，本项目闪蒸气不直接进入环境空气，对环境空气的影响不大。

6.2.1.3 全厂无组织废气治理措施

本项目新增无组织排放主要是法兰等阀门管件设备产生挥发油气(非甲烷总烃)，其排放量与操作管理水平、设备状况等有很大关系。可通过选用先进的设备和加强管理来降低其排放量。以保证本工程 VOCs 排放符合国家标准的要求。结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），主要措施有：

（1）储罐运行维护要求

现有场站多采用钢制罐，并在各类油罐呼吸阀接合下方设置了挡板，针对本项目储罐特性，还应满足以下运行要求：

①罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；

②储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

③编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

（2）设备与管线组件泄漏排放控制要求

泄漏排放管控的设备与管线组件种类按 GB37822 执行，对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象

②密封点泄漏检测值超过 GB39728-2020 表 4 规定的泄漏认定浓度（2000μmol/mol）。

（3）其他排放控制要求

①优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

②井口原料气全部通过管道密闭集输

③井口原料气作为燃料或输至烃厂综合利用设施回收利用，暂时不能回收的应经燃烧后放空。

④加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。

⑤项目含油污水池（事故池）等用于汇集事故状态下污油污水，严禁另作他用，事故结束后应及时清理污水污油，严禁在场内长期储存。

⑥定期检查储油设施的密封状态及底部，防止储油设施底板泄漏。

⑦污油泥暂存点内含油污泥需经防渗漏的复合塑料编织袋密闭包装，暂存的污油泥及时委托有资质单位定期转运处置，厂内污油泥转运周期不宜超过 1 个月。

⑧对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。

⑨油气集中处理站的火炬系统应符合下列规定：

a）采取措施回收排入火炬系统的液体；

b）VOCs 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧；

c）连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年。

（4）废气收集处理系统要求

①废气收集系统的输送管道应密闭。废气收集系统应在负压状态下运行；处于正压状态的，应按照 GB37822 的规定对废气输送管线组件的密封点进行泄漏检测与修复，不应有感官可察觉的泄漏，VOCs 泄漏检测值不应超过 500μmol/mol。

②废气收集处理系统应与生产装置或设施同步运行。废气收集处理系统发生故障或检修时，对应的生产装置或设施应停止运行，待排除故障或检修完毕后同步投入使用；生产装置或设施不能停止运行或不能及时停止运行的，应设置废气应急处理设施或采取其他替代措施。

③本项目液化天然气和混烃装载过程中收集的废气属于高浓度 VOCs，本项目采用气相平衡的方法对其进行收集，气相平衡法属于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中推荐的工艺，通过 LNG 装车系统、混烃装车系统均连接气相平衡系统，装车采用定量液下鹤管装卸系统，等压密闭装入低压槽车，污染物排放量很小，同时有利于减少液体挥发和降低静电的产生，减小事故发生率，具有一定先进性。

气相平衡技术指利用罐体进、出料过程中内压变化特点，通过气相平衡罐使呼吸尾气形成闭路循环，以消除原料储罐、计量罐呼吸尾气无组织排放。

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中规定，本次对液化天然气和混烃装载过程中设置气相平衡系统，查阅相关文献知气相平衡管可减少装卸过程中无组织挥发性废气排放量约 80%～90%，类比罐体气相平衡管处理效率确定本项目设置气相平衡系统后，装车过程中无组织挥发性废气排放量可减少了 80%。

本项目凝析油采用的二级加热闪蒸（70℃）是一个典型的稳定化工艺。此条件下，物料中绝大部分会导致高蒸汽压的轻组分已被脱除，最终产品的挥发性已接近于商品级的“稳定轻烃”。根据行业公开数据和同类工艺资料，经过类似稳定处理（加热闪蒸至 70℃以上）后的凝析油，其雷德蒸汽压通常可降低至 20-40kPa 范围，且其 20℃下的真

实蒸汽压远低于 5.2kPa。本项目通过工艺过程控制（深度稳定化+轻烃 100%回收）已从源头极大地削减了可能产生排放的 VOCs 量，其环境效益远优于仅对储罐进行末端治理，储罐操作温度设计为 35℃，远低于稳定处理温度（70℃），有效抑制残留微量轻组分的挥发，全站工艺设备密闭，所有可能的安全泄放均导入 LNG 厂火炬系统，无其他无组织泄漏点。凝析油罐是暂时存放凝析油的，当天产生，当天就要拉运至独山子炼化厂，在站内储存时间短，且储存的物料本身挥发潜势极低，采用配有呼吸阀的常压固定顶罐，其产生的呼吸排放量已处于极低水平，对环境的影响微小可控，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》5.2 要求。

本项目选取的废气回收方法技术成熟，回收效率可以满足项目需求，废气排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值要求，项目采取的治理工艺可行。

（5）物料储存措施

本项目生产中所用各类物料及产品均用密封储存在储罐中，并采用泵输送物料，减少了挥发性有机物的挥发，生产中加强对输料泵、管道、阀门经常检查更换，防止挥发性有机物跑、冒、滴、漏及挥发，大大降低了 VOCs 无组织排放。

以上无组织废气控制措施在工业企业均有普遍应用，且治理效果明显，因此本项目经采取以上措施后，废气无组织排放有效减少，对厂区周围大气环境影响较轻。

综上所述，项目废气经处理后对环境空气的影响甚微，且处理措施经济可行。

6.2.2 废水治理措施及论证

6.2.2.1 生产废水依托处置可行性分析

项目生产废水集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

项目生产废水由 81#联合处理站采出水系统进行处理；81#联合处理站采出水系统于 2012 年实施了改造（批复文号：克环保函〔2012〕225 号），并于 2015 年完成了竣工环保验收（验收意见文号：克环保函〔2015〕569 号）。目前，站内污水设计处理规模为 17000m^3/d，采出水处理采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，原油处理站 5000m^3 沉降罐排出的含油污水进入 2 座 2000m^3 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 2 座 1000m^3 反应缓冲罐，经反应提升泵打入 3 座 500m^3 反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经

反应罐处理净化后的出水靠重力，进入 2 座 2000m³ 斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经 1 座 2000m³ 过滤缓冲罐然后进入 2 座 2000m³ 净化水罐，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至 701、702、703、801、802 各注水泵站，不外排。

目前站内富余处理能力为 7122m³/d，本项目含油废水产生量为 3093.57m³/a，新增污水处理量仅为 9.29m³/d，81#联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。注水系统下辖 5 个注水站，担负着采油二厂大部分的注水任务，本项目水量较小，注水系统可以消纳，依托可行。

要求拉运处理的管控措施和要求如下：

①建立详细台账，内容至少包括：废水产生时间、批次、预估量/实测量、主要污染物及浓度（必要时提供检测报告）、暂存情况、运输车辆/人员信息、运出时间、接收单位名称等。台账应保存不少于 3 年。

②对不同性质废水进行分类收集、暂存，禁止混合后可能产生危险反应或增加处理难度的废水。

③确保暂存设施（罐、池）防渗、防漏、防溢，并设置清晰标识。

④委托具备相应道路运输经营许可证（用于废水运输）的专业车辆和人员。

⑤委托具有相应废水处理资质和能力的合法单位接收处理，并核实其处理工艺与废水性质的匹配性。

⑥必须与运输单位、接收处理单位分别签订书面合同/协议，明确各方环境安全责任、运输规范、接收标准、处置去向、异常情况应对等。

⑦推行转移联单（三联单或电子联单）制度，实现“一车一单”。联单随车携带，经产废单位、运输单位、接收单位三方签字（或电子确认），各自留存备查。

⑧车辆应配备防溢流、防渗漏装置（如备用密封罐、导流槽），并安装行驶记录仪或具备定位功能的监控设备，鼓励接入监控平台。

⑨接收前，核对联单信息，必要时进行快速检测，拒收与联单不符或不符合接收标准的废水。

⑩建立接收与处理台账，记录接收时间、来源单位、车辆信息、废水量、检测数据、处理方式、处理后出水去向/排放信息、污泥等副产物处置去向等。

⑪必须按照环评批复及许可证要求进行处理，确保达标排放或回用。

通过上述系统性管控措施的建立与严格执行，可最大程度降低废（污）水拉运处理

过程中的环境风险，确保废水得到合法、安全、合规的处置。

6.2.2.2 厂区雨水处置措施

为防止降雨冲刷井场地面对地表水产生影响，主要采取如下措施：

项目已建设一座 324m^3 初期雨水收集池，雨水收集渠采用砖砌水泥砂浆抹面结构，宽 0.4m，深 0.2m，沿厂区围墙两侧布置，以 0.2%的坡度坡向雨水收集池。

雨水全部收集至收集池，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。初期雨水收集池按照《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）、《建筑防腐蚀工程施工规范》（GB50212-2014）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的要求对地坪和池壁进行防渗、防腐处理。地坪（从下至上）及围堰四周采用 100mm 厚 C10 混凝土垫层+200mm 厚 C20 混凝土+3mm 环氧玻璃钢隔离层+耐腐蚀地砖进行防渗防腐处理，重点防渗区防渗系数 $k \leq 1\times10^{-10}$cm/s。

通过采取以上措施，实现了降雨过程中清污雨水的分流，根据当地一般降雨条件及土壤渗透性来考虑，在一般降雨条件下，可以做到雨水不出场，降雨过程不会对周边地表水造成影响。

综上，本项目无废水外排，对当地地表水环境影响较小。

6.2.3 土壤和地下水污染防治

本项目对地下水可能造成污染的途径有装置区防渗不到位。如不采取相应的地下水防护措施，项目在长期的运营中，废水污染物势必会渗透至土壤，穿过包气带，渗入含水层，污染地下水。

（1）总体原则

根据项目特点和当地的实际情况，按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的地下水污染防治总体原则，本项目将从污染物的产生、入渗、扩散等采取全方位的控制措施。

（2）源头控制措施

本项目选择先进、成熟、可靠的工艺技术，并对产生的废物进行合理的综合利用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水收集构筑物采取相应的措施，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。

（3）分区防控措施

对项目可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗设计，及时地将泄漏、渗漏的污染物

进行收集处理，以有效防止洒落地面的污染物渗入地下；

为防止项目运行产生的生产溶液及废水下渗污染地下水，本环评要求项目各拟建构筑物应采取分区防渗措施，分为重点防渗区、一般防渗区及简单防渗区。

表 6.2-1　　分区防渗表

区域	防渗措施	备注
罐区	重点防渗：地坪（从下至上）及围堰四周采用100mm厚C10混凝土垫层+200mm厚C20钢筋混凝土沟底（壁）+耐腐蚀地砖进行防渗防腐处理，重点防渗区防渗系数k≤1×10^{-10}cm/s。	扩建
生产装置区	一般防渗：地坪（从下至上）素土（或粘土）夯实+100mm厚C10混凝土垫层+250mm厚C25混凝土进行防渗处理，防渗系数≤1×10^{-7}cm/s。	扩建
其他区域	简单防渗：一般水泥地面	扩建

综上，在采取了上述地下水防渗措施的基础上，本项目的建设不改变项目所在区域地下水环境功能，对地下水水环境影响较小。

6.2.4 噪声治理措施及论证

项目噪声主要来源于原料气压缩机、导热油炉、冷热压缩机等所产生的机械噪声和空气动力性噪声等，根据类比资料，其噪声强度在 75～90dB（A）的范围内。

采用的降噪措施有：

（1）优化设备选型、合理布置声源；

（2）主要噪声设备空压机等均设立于生产车间内并设置独立机房，设备进行基础减振；机房进行隔声降噪处理，其隔声量可达 15~20dB（A）。

（3）高噪声设备基础设橡胶隔振垫，以减振降噪；水泵吸水管和出水管上均加设可曲绕橡胶接头以减振。

（4）对风机采取主排风管；管道进出口加柔性软接以及减振等降噪措施。

经上述消声、减振、隔声处理后，设备声源可降至 70dB（A）以下，达到《工业企业噪声控制设计规范》要求，再经距离衰减后，在厂界处达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，故本项目采取的噪声控制措施技术经济合理可行。

6.2.5 固体废物治理措施及论证

运营期本项目主要固体废物包括废包装袋、桶集中收集，交由厂家回收，原料气过滤分离废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、废分子筛等均分类收集并暂存于已建危险废物贮存点（130m^2），严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》的要求存放，委托乌苏市超顺环保有限公司转运处置。

另外，企业需严格按照《危险废物储存污染控制标准》（GB18597-2023）建造专

用的危险废物暂存场所，将危险废物分类收集，并做好相应的记录，同时对暂存间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。危险废物外运采用专门密闭车辆，防止散落和抛洒。对危险废物的转移处理须严格按照国家环境保护部第 5 号令《危险废物转移联单管理办法》执行。

本项目各类固废均可以得到妥善处置，固体废物不会对环境产生明显影响。

6.2.6 风险防范措施

表 6.2-2　　环境风险管理措施及投资估算一览表

分类	风险防范措施	投资万元	备注
总体布置	合理布置总图，综合考虑风向、安全防护、消防等因素	5	扩建
防火防爆风险防范措施	严格按照“安全生产操作规程”要求，加强工艺控制与设备的维护维修管理；严禁人员无故逗留，控制防范因爆炸事故引起的次生环境风险；	5	扩建
事故废水泄漏	雨污分流，废水经处理后部分回用，其余外排。 设置有1个810m^3事故废水收集池和324m^3初期雨水池，满足初期雨水及事故废水的收集，废水总排口前设置事故废水封堵设施。	0	依托
大气环境风险事故防范措施	废气处理系统设施设置为双电源，安装DCS控制系统，出现事故排放时，应立即检查原因，排除安全隐患，若短时间内不能排除故障，应停产检修。	0	依托
环境影响监控措施	分别在上风向厂界处和下风向厂界处设置监控点。	0	依托
强化管理及安全生产措施	强化安全生产管理、安全生产及环境保护意识教育；建立健全环保及安全管理部门，该部门应加强监督检查；经常检查安全消防设施的完好性；强化个人劳动防护。	5	扩建
物料储存环境风险防范	危险废物须与一般物料分开贮存，化学品库地面、门槛或围堰必须进行防腐、防渗处理；保持阴凉、干燥、通风良好，远离火种、热源，库温不宜超过25℃，附近应备有用于少量泄漏时吸附或吸收的材料；贮存期内应定期检查。	10	扩建
地下水环境风险防范措施	（1）源头控制措施 本项目污染源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物及污水的循环利用，减少污染物、废污水的产生量及排放量。 （2）分区防渗措施为防止项目运行期生产废水下渗污染地下水，根据满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）及《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求。	25	扩建
合计		50	/

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在拆除施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现残留物料及废水管理不严，发生泄漏

6.3.2 退役期水环境保护措施

施工过程中对人员及施工废水管控，防止无序排放。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。地面设施拆除等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

（2）清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（4）对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，场站设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

场站经过清理后，永久性占地范围内的砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展

起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

参考《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复

治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

（2）场站生态恢复治理

拆除场站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对场地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对场站的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

6.4 排污口建设

根据《关于开展排放口规范化整治工作的通知》的要求，“一切扩建、扩建、改建和限期治理的排污单位必须在建设污染治理设施的同时建设规范化排污口”，排污口是企业排放污染物进入环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

本项目为扩建工程，废气、废水、固废均依托原有设施，因此排污口提示图形符号等均依托现有工程。为满足排污口规范化建设要求，需对现有排污口进行核查与完善。首先，按照相关标准对排污口进行立标管理，在排污口处设立明显且规范的标志牌，标

明排污口编号、排放污染物种类、排放去向等关键信息，方便监管与公众监督。其次，进行排污口建档管理，详细记录排污口的基本情况，包括位置、口径大小、排放规律、监测数据等，形成完整的排污口档案资料，为后续的环境管理与决策提供详实依据。通过以上立标与建档管理措施，确保排污口建设符合规范化要求，保障污染物排放得到有效管控。

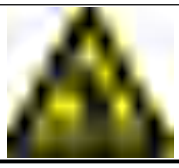
1、排污口立标管理

企业污染物排放口的标志，应按《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297—2023）、《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）、《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）及其修改单和《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022）的规定，设置环境保护图形标志牌，示例见表 6.4-1.

表 6.4-1　　排污口提示图形符号

排放口	废水排放口	废气排放口	噪声排放源	固体废物提示
图形符号				
背景颜色	绿色			
图形颜色	白色			
备注	依托原有	依托原有	新增	依托原有

表 6.4-2　　排污口警告图形符号

排放口	废水排放口	废气排放口	噪声排放源	一般固体废物提示	危险废物提示
图形符号					

（1）污染物排放口的环保图形标志牌应设置在与之功能相应的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。排污口附近 1m 范围内有建筑物的，设平面式标志牌，无建筑物设立式标志牌。规范化排污口的有关设置（如图形标志牌、计量装置、监控装置等）属于环保设施，企业必须负责日常的维护保养，任何单位和个人不得擅自拆除。危险废物的容器和包装物，以及收集、贮存、利用、处置危险废物的设施、场所使用的环境保护识别标志的设置按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）执行。

（2）二维码唯一性管理：一个排放口对应一个国家统一编码的二维码，张贴于排

放口周边易扫描位置及排污许可证副本，实现“证-口-码”关联。

（3）标志牌分类设置：根据污染物毒性，废水/废气排放口分别设置警告标志牌，确保醒目无遮挡。

（4）二维码信息承载：扫码可获取排污单位基本信息、排放口许可限值、自行监测要求及污染防治设施运行记录，支撑企业合规自检。

（5）监管与公众应用：执法人员通过扫码核验排放口合法性、实时数据及设施运行状态；公众可扫码监督企业排污信息公开。

（6）固废设施延伸管理：鼓励固体废物贮存/处置设施张贴二维码，关联固废管理信息，同步落实危废识别标志规范。

（7）责任与维护机制：排污单位负责二维码张贴与标志牌维护，地方生态环境部门指导编码应用，确保标识无污损、信息实时更新。

2、排污口建档管理

（1）要求使用规范的《规范化排污口标志登记证》，并按要求填写相关内容。

（2）根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

6.5 环保投资估算

通过上述分析，项目在不同时段控制“三废”和噪声污染源的环保措施，处理效果及投资费用见下表，预估项目环保总投资为 275 万元，占项目总投资 7056 万元的 3.90%。

表 6.5-1　　环保措施及投资估算一览表

污染源类别及排放源			治理措施	备注	估算投资（万元）
施工期	废气治理	施工粉尘	定时喷洒水措施	/	计入工程费用
	废水治理	生活污水	经预处理池处理后，用于周边施肥	/	
	噪声治理	施工噪声	施工期主要噪声源在施工开挖、砂石料粉碎、混凝土浇筑等施工活动中的施工机械运行、汽车运输等，产生的噪声实施相应的劳动卫生防护措施	/	
	固废治理	建筑废弃渣	弃土回用，及时清运，加强管理	/	
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、阀门	扩建	40
	废水	生产废水	集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处	扩建	35
	噪声	设备噪声	选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局	扩建	80
	固废	固废治理	本项目主要固体废物包括废包装袋、桶，集中收集，交由厂家回收，废过滤介质、废含油抹布、手套及废润滑油、废分子筛交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。	扩建	50

	地下水	厂区地下水防范措施	厂区分区防渗系统。	扩建	10
	风险	厂区环境风险防范措施	见风险措施一览表	/	50
生态			施工期及退役期做好草原恢复工作		10
合计					275

第 7 章环境风险评价

7.1 概述

环境风险是指突发性事故造成的重大环境污染的事件，其特点是危害大、影响范围广、发生概率具有很大的不确定性。环境风险评价的目的是分析和预测项目存在的潜在危险、有害因素，项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全、环境影响及其损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

本次评价遵照国家环保总局环发〔2005〕152 号文《关于防范环境风险加强环境影响评价管理的通知》精神，以《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）为指导，结合《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〔2012〕77 号），通过对拟建项目进行风险识别和分析，并进行风险预测和评价，提出减缓风险的风险防范措施和应急要求，为环境管理提供资料和依据，达到降低危险、减少危害的目的。

7.2 评价原则

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.3 评价工作程序

评价工作程序见下图。

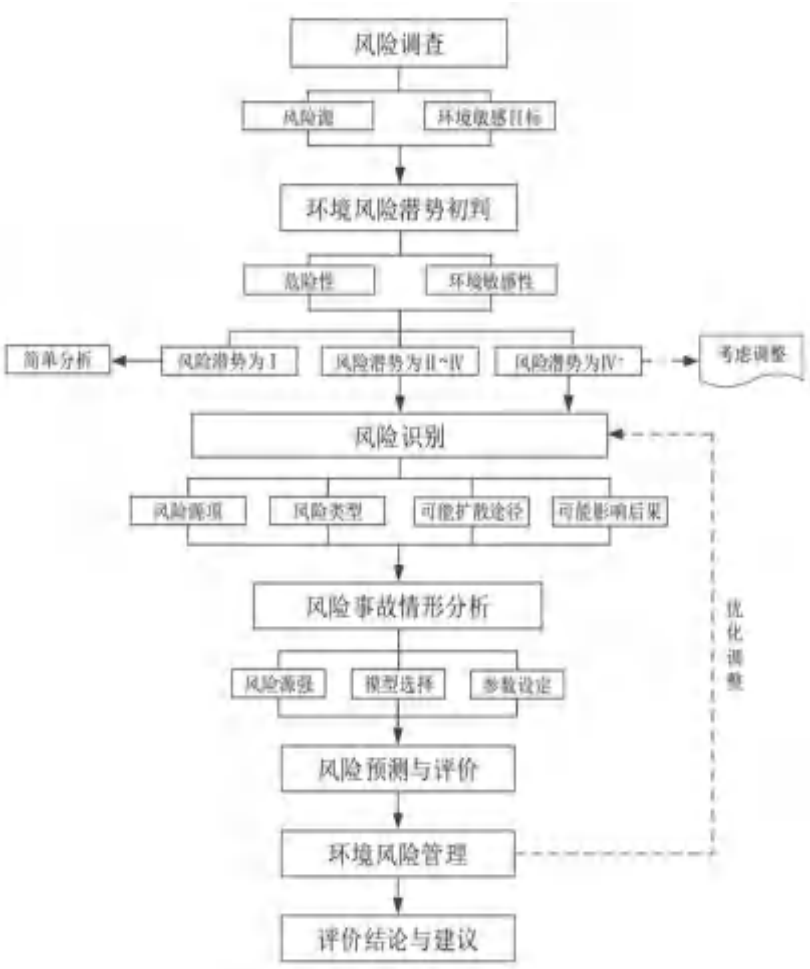


图 7.3-1 评价工作程序

7.4 风险调查

7.4.1 项目风险潜势

本项目涉及的主要危险物质为井口气、LNG 和混烃等，属于易燃物质，发生火灾的危险性较高，具有较大的潜在危险性。如不采取有效措施，一旦发生爆炸或者泄漏，势必将危及周围人群的安全以及环境。

7.4.1.1 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

计算所涉及的每种污染物危险物质在厂界内的最大存在总量与其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ139-2018）附录 B 中对应临界量的比值 Q。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，则按下式计算总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\cdots+q_n/Q_n$$

式中：q1，q2，…，qn—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn—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 1。

当 Q＞1 时，将 Q 值划分为：

（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目涉及相关风险物质基本情况如下所示。

表 7.4-1　　建设项目 Q 值确定表

危险单元	危险物质	临界量Q（t）	存在量q（t）	Q
LNG储罐	甲烷	10	19.01	1.901
重烃储罐	油类物质	2500	0.70	0.00028
闪蒸气	甲烷	10	0.15	0.015
冷剂单元	乙烯	10	0.0024	0.0002
	异戊烷	10	0.0014	0.0001
	丙烷	10	0.0031	0.0003
凝析油储罐	油类物质	2500	112	0.0448
危废	油类物质	2500	0.307	0.0001
合计				1.96

本项目判定结果：本项目危险物质最大存在总量和临界量的比值情况见上表，通过计算可知本项目危险物质数量与临界量比值 Q=1.96，属于 1≤Q<10 范围内。

（2）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 C 中 C.1.2 可知，应分析项目所属行业及生产工艺特点，按照“附录 C 中表 C.1 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评分并求和。将 M 划分为 M＞20；10＜M≤20；5＜M≤10；M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

本项目判定结果：本项目属于石油天然气行业，工艺包含天然气净化、液化，根据本项目上述分析可知，本项目 M 值为 10，行业及生产工艺等级为 M3。本项目行业及生产工艺 M 值计算情况见表 1.2-2。

表 7.4-2　　本项目 M 值确定表

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	涉及光气及光气化工艺、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	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程、	5/套（罐区）	0

	危险物质贮存罐区		
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	0
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（不含城镇燃气管道）	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计		/	10

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

本项目判定结果：根据上述分析结果并结合《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 C 中表 C.2 即表 7.4-3 可知，本项目危险物质及工艺系统危险性（P）级别为 P4。

表 7.4-3　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）（表 C.2）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
0≤Q<10	P2	P3	P4	P4

7.4.1.2 环境敏感程度（E）分级

（1）大气环境

项目站场周围 500m 范围内居民总人数＜500 人，环境敏感程度分级为 E3。

表 7.4-4　　大气环境敏感程度分级

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范围内人口总数大于小于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

（2）地表水环境

项目站场附近地表水为玛纳斯河，其属于地表水III类水体，但项目不排放废水，因此地表水功能敏感性分区为不敏感 F3，环境敏感目标分级为 S3，判定项目地表水环境敏感程度为：环境低度敏感区 E3。

表 7.4-5　　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 7.4-6　　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
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
不敏感F3	上述地区之外的其他地区

表 7.4-7　　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	上排放点下游（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

（3）地下水环境

项目场地包气带防污性能分级为 D2，地下水环境敏感程度分级为不敏感 G3，判定项目地下水环境敏感程度为：环境低度敏感区 E3。

表 7.4-8　　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 7.4-9　　地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征	本项目
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	不涉及水源地以及特殊地下水资源保护区，属于不敏感G3
较敏感G2	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）补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区外的补给径流区；分散式饮用水源地；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a	
不敏感G3	上述地区之外的其他地区	
a“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		

表 7.4-10　　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10—6cm/s，且分布连续、稳定	根据水文地质参数经验值，本项目包气带渗透系数取2.89×10—6cm/s，调查区域水文地质资料可知项目所在地包气带厚度约35m。因此项目所在地包气带渗透性能为D2
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10—6cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10—6cm/s＜K≤1.0×10—4cm/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。		

7.4.1.3 环境风险潜势划分

根据分析判断，本项目危险等级为 P4，大气环境和地表水环境敏感程度为 E3。地下水敏感程度为 E3。依据环境风险潜势划分表，本项目大气环境风险潜势为Ⅰ、地表水环境风险潜势为Ⅰ、地下水环境风险潜势Ⅰ，因此风险潜势最高为Ⅰ。

表 7.4-11　　建设项目环境风险潜势划分表

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

7.4.2 评价工作等级及评价范围

7.4.2.1 评价工作等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及本项目环境风险潜势分析，本项目风险评价工作级别见下表。

表 7.4-12　　风险评价工作级别表

环境风险潜势	IV、IV+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析

结合本项目实际情况，环境风险评价工作等级判定见表 1.3-2。

表 7.4-13　　环境风险评价工作等级确定

环境要素	环境风险潜势初判		环境风险潜势划分	等级确定
	P	E		
大气环境	P4	E3	Ⅰ	简单分析
地表水环境	P4	E3	Ⅰ	简单分析
地下水环境	P4	E3	Ⅰ	简单分析

根据上述分析，确定建设项目大气环境风险评价工作等级为简单分析；地表水环境风险评价工作等级为简单分析；地下水环境风险评价工作等级为简单分析。

7.4.2.2 评价范围

本项目环境风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，不设环境风险评价范围。

7.5 风险识别

环境风险识别范围包括生产过程中涉及的物质危险性识别和生产系统危险性识别及危险物质向环境转移的途径识别。

7.5.1 物质风险识别

本项目涉及的危险物质主要为伴生气（主要成分为甲烷、乙烷、丙烷、丁烷和戊烷）、LNG 和混烃，均属可燃、易燃危险性物质。若发生火灾爆炸事故，可燃物质不完全燃烧会产生 CO，属于毒性危险物质。其危险特性见下表。

表 7.5-1　　伴生气理化性质及危险特性表

标识	中文名：天然气	英文名：naturalgas
	危规号：21007	CAS号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色，主要成分为甲烷，比空气轻，具有无色、无味、无毒之特性	自燃温度：413℃
	液态液化石油气相对密度为4℃的水的0.5～0.6倍	气态液化石气油比空气重1.5～2.0倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-74℃	爆炸上限（%）：2.25
	爆炸下限（%）：9.65	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，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：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。	

表 7.5-2　　乙烯理化性质及危险特性表

标识	中文名：乙烯理化性质		英文名：Ethylene	
	分子式：C2H4	分子量：28.054	危险货物编号：74-85-1	UN编号：200-815-3
理化特性	外观与形状	无色透明液体		
	熔点（℃）：-169.4		饱和蒸气压（kPa）：无资料	
	沸点（℃）：-103.7		密度：1.178kg/m³	
	溶解性	不溶于水，微溶于乙醇，溶于乙醚、丙酮、苯。		
毒性及健康危害	侵入途径	吸入		
	毒性	LC50：95ppm（小鼠吸入，2h）		
	急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。		

燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧（分解）产物]：一氧化碳、二氧化碳、水。		
	闪点（℃）	<-125.1	自燃温度（℃）	610
	爆炸下限（V%）	2.7	爆炸上限（V%）	36.0
	危险特性	易燃烧，并放出热量，燃烧时火焰明亮，并产生黑烟。		
	稳定性	不稳定	聚合危害	不能出现
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，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。雾状水、泡沫、二氧化碳。		
储运注意事项	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备		
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			

表 7.5-3　　异戊烷理化性质及危险特性表

标识	中文名：异戊烷 理化性质		英文名：Isopentane	
	分子式：C5H12	分子量：72.149	危险货物编号：78-78-4	UN编号：/
理化特性	外观与形状	无色透明液体		
	熔点（℃）：-159.9		饱和蒸气压（kPa）：无资料	
	沸点（℃）：-27.8		密度：1.178kg/m³	
	溶解性	不溶于水，微溶于乙醇，溶于烃类、乙醚等多数有机溶剂		
毒性及健康危害	侵入途径	吸入		
	毒性	LC50：280000mg/m^3（大鼠吸入，4h）		
	急救	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水，催吐，就医。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧（分解）产物]：一氧化碳、二氧化碳。		
	闪点（℃）	<-51	自燃温度（℃）	610
	爆炸下限（V%）	1.4	爆炸上限（V%）	7.6
	危险特性	Xn		
	稳定性	不稳定	聚合危害	不能出现
	灭火方法	/		
储运注意事项	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。			
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其他惰性材料吸收。也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，			

	降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

表 7.5-4　　丙烷理化性质及危险特性表

标识	中文名：丙烷 理化性质		英文名：Propane	
	分子式：CH3CH2CH3	分子量：44.0956	危险货物编号：74-98-6	UN编号：/
理化特性	外观与形状	无色气体		
	熔点（℃）：-187.6		饱和蒸气压（kPa）：无资料	
	沸点（℃）：-242.1		密度：1.83kg/m³	
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚		
毒性及健康危害	侵入途径	吸入		
	毒性	/		
	急救	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水，催吐，就医。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧（分解）产物]：一氧化碳、二氧化碳。		
	闪点（℃）	<-104	自燃温度（℃）	610
	爆炸下限（V%）	2.1	爆炸上限（V%）	9.5
	危险特性	第2.1类易燃气体		
	稳定性	不稳定	聚合危害	不能出现
	灭火方法	/		
储运注意事项	密闭操作，全面通风，提供良好的自然通风条件；操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程；操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服；远离火种、热源，工作场所严禁吸烟；使用防爆型的通风系统和设备；防止气体泄漏到工作场所空气中；避免与氧化剂、卤素接触；在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电；搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损；配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备			
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。应急处理人员应佩戴自给式呼吸器，穿防静电消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，用防爆排风机将漏出气送至空旷处或装设适当喷头将其烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体			

表 7.5-5　　凝析油理化特性表

标识	中文名：凝析油		英文名：/	CAS号：/
	分子式：C5~C8的混合物		分子量：/	
理化特性	形状	无色透明液体	溶解性	可与醇、柴油等混溶
	熔点	无资料	临界压力（Mpa）	/
	沸点	无资料	相对密度（水=1）	0.68~0.78
	饱和蒸汽压（kpa）	无资料	相对密度（空气=1）	无资料
危险性概述	危险性类别：第3.1类，低闪点易燃液体。侵入途径：经口、鼻进入消化和呼吸系统。			
	健康危害：油品蒸汽经口、鼻进入消化和呼吸系统，能使人器官受害而产生急性和慢性中毒。如果空气中的油品蒸汽含量为0.28%时，经过12~14min，人便会感到头昏；如含量达到1.13~2.22%时，便会产生急性中毒，使人难以支持；当油品含量更高时，会使人立即晕倒，丧失知觉。慢性中毒的结果会使人患慢性病，产生头昏、疲倦、嗜睡等症状。若皮肤经常与油品接触，会产生脱脂、干燥、裂口、皮炎和局部神经麻木。油品落入口腔、眼睛时，会使黏膜枯萎、有时会出血。环境危害：该物质对环境有危害，对水体应给予特别注意。			
毒理学资料	急性毒性：急性中毒：轻者有头痛、头晕、轻度兴奋、步态蹒跚等醉酒状态。重者出现明显头痛、恶心、呕吐、神志模糊、知觉丧失、昏迷、抽搐等，可因呼吸和循环衰竭而死亡。			

	刺激性：对皮肤、黏膜有刺激、致敏作用。
急救措施	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗皮肤，就医。眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用大量流动水冲洗或生理盐水彻底冲洗至少15min，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道畅通。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。食入：误服者立即漱口，给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠，就医。
防护	最高容许浓度：300mg/m^3。监测方法：气相色谱法。工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触式可佩戴自吸过滤式防毒面具。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。防护服：穿防静电工作服。手防护：戴耐油防护手套。其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作后，淋浴更衣。进行就业前和定期的体检。
泄漏应急处理	应急处理：切断火源。疏散泄漏污染的人员至安全区，禁止无关人员进入污染区。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服，戴防毒面具及手套。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。可用活性炭或其他惰性材料吸收，然后使用无火花工具收集运至废物处理场所处理。或用沙土混合，倒至空旷地方任其蒸发，污染地面用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，清洗水可放入废水处理系统回收处理。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理。消除方法：用沙土等防止扩散或进入下水道、排水沟或河流。收集后运至废物处理场所处置。
储存	储存注意事项：（1）大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内。（2）库房地坪和铺垫不渗油，不会因撞击而发生火花。（3）桶装易燃液体应直立存放，堆高不超过三层。（4）远离明火、热源、氧化剂和氧化性酸类。（5）不得与其他类别商品混储共运。（6）毒性较大的易燃液体在装卸和冲罐时应穿戴防护用品，有防护措施。（7）操作人员不得身带火种和穿着有铁钉的鞋和易产生静电的工作服。（8）操作人员不得离开岗位，夜间装卸作业应使用防爆式照明设备。

7.5.2 生产系统危险性识别

（1）生产过程中的危险因素

通过项目生产过程中的危险因素识别见表 7.5-6。

表 7.5-6　　生产过程中潜在危险因素识别

序号	事故种类	发生原因	易发场所	备注
1	燃烧爆炸事故	操作原因：设备超压，或因操作失误。 设备原因：设备不符合设计技术要求；设备损坏而未及时维修；安全泄压阀失灵，设备仪表腐蚀引入爆炸气体；设备管道泄漏使易爆气体外溢形成爆炸性气体混合物；设备维修不慎，引起火灾爆炸。 环境原因：操作中产生静电火花引起蒸汽燃爆。	输气管道、物料贮存装置。	影响大但发生频率低
2	泄漏中毒事故	操作原因：违章指挥、违章作业、误操作。设备原因：设备故障，管道堵塞或损坏；设备放空、排污装置配置不当；主要转动设备发生故障；长期超负荷运行。安全设施有缺陷。	管道设备、物料输送设备、压缩机等场所。	污染范围大，发生频率低

建设项目产品及制冷剂大部分具有易燃性，其中甲烷等还具有窒息性，混烃具有较强麻醉性，因此生产过程中存在泄漏、火灾、燃爆等环境风险特性。建设项目主要生产装置风险识别见表 7.5-7。

表 7.5-7　　主要生产装置风险识别一览表

序号	生产装置名称	贮存方式	装置内危险物料名称及形态	风险识别	潜在危害类型
1	混合冷剂循环罐	罐装	乙烯、异戊烷、丙烷	燃爆、泄漏风险	A/B/C

2	原料气进、出口分离器	生产系统	天然气	燃爆、泄漏风险	A/B/C
3	凝析油储罐	罐装	液体	燃爆、泄漏风险	A/B/C
4	LNG储罐	罐装	液体	燃爆、泄漏风险	A/B/C
5	重烃储罐	罐装	液体	燃爆、泄漏风险	A/B/C
6	闪蒸气回收系统	/	气体	燃爆、泄漏风险	A/B/C
7	废含油抹布、手套及废润滑油	危险废物贮存点	固体	燃爆	A/B/C
注：主要危险种类有：A—火灾、B—爆炸、C—中毒。					

通过分析，由于项目涉及物料大部分具有易燃特性，因此在生产过程中存在发生火灾、爆炸并伴生/次生 CO、烟尘、消防废水环境污染风险可能性。建设项目生产过程中环境风险源主要为混合冷剂循环罐、原料气进、出口分离器、凝析油储罐及危险废物贮存点等。

（2）储运过程中的环境风险识别

①原辅材料、危险废物和产品储存设施环境风险识别

原辅材料、危险废物和产品储存设施潜在的环境风险识别见表 7.5-7。

表 7.5-8　　主要危险物料储存设施环境风险识别

有害部位		危险因子	事故类型	危险因素
混合冷剂储配系统	制冷剂缓冲罐	乙烯、异戊烷、丙烷	泄漏、火灾、爆炸	热辐射、低温
凝析油生产系统	凝析油储罐	凝析油储	泄漏、火灾、爆炸	窒息
危险废物贮存点	危险废物贮存点	废含油抹布、手套及废润滑油等	泄漏、火灾	窒息
储罐区	LNG储罐	甲烷	泄漏、火灾、爆炸	窒息
储罐区	重烃储罐	油类物质	泄漏、火灾、爆炸	窒息
闪蒸气回收系统	闪蒸气回收系统	甲烷	泄漏、火灾、爆炸	窒息

（3）废气、废水处理危险因素

工艺废气全部得到有效处理，发生大气污染事故性排放的可能性很小。

生产区设有废水池、事故池、围堰等废水（液）收集设施，一旦发生液体物料、废水（液）泄漏事故，可采取拦截措施，将物料、废水（液）控制在厂区内，杜绝事故废

水进入水体。

（4）装卸作业风险

在各物品的装卸过程中，易出现操作不当致使危险品（液体）外泄。装卸过程中，若由于静电措施不当，或由于物料装卸速度过快等产生火花，易发生火灾爆炸。

在装卸作业过程中，造成液体化学品泄漏事故的原因主要有以下几个方面：

①输送管道、阀门等设备选型不当或产品质量不符合设计要求；

②输送管道焊接质量差，存在气孔或未焊透；

③法兰密封不良，阀门劣化而出现内漏，输送臂接头变形、渗漏等；

④输送管道系统因腐蚀、磨损而造成管壁减薄穿孔；

⑤管道因疲劳而导致裂缝增长；

⑥槽车状况较差，不符合装载、运输方面的安全要求；

⑦装卸工艺控制系统发生故障，导致误动作或控制失灵等；

⑧作业人员违章作业或麻痹大意，造成管道超压破损、槽车超装溢液或直接跑液。

（5）物料输送风险

管道：输液（物品）管道相对是安全的，但由于管道布置在地面或空中，受影响，有破裂的危险性。

阀门：各储罐均配有止回阀，其危险性在于作业时关闭不紧或年久失修（更换）时，易出现储罐物品外溢。

泵：作业场所用到各种离心泵、往复泵，长期使用，易发生机壳损坏或密封压盖损坏而导致危险品外泄。

7.5.3 事故伴生/次生污染及有毒有害物质扩散途径识别

（1）泄漏事故中的次生危险性分析

发生泄漏事故后，低温液体很快气化而进入大气环境，造成次生大气环境污染事件，同时由于液体气化大量吸热，周边出现冷冻而大大降低设备基础强度，泄漏的低温介质可使设备或建筑物发生“冷收缩”或“冷脆”现象，使设备设施破损、基础坍塌；泄漏液体或油类进入土壤和地下水，会对土壤和地下水环境造成环境污染事件。

（2）火灾爆炸事故中的次生危险性分析

建设项目涉及有机烃易燃/可燃物质，若发生火灾、爆炸事故，形成的 LNG 燃烧、爆炸蒸汽云伴生/次生 CO、烟尘将对大气环境构成污染事件；产生的消防废水进入地表水、土壤环境，将造成地表水、土壤、地下水环境次生环境污染事件。同时，因发生

LNG 泄漏、火灾、爆炸事故还可能造成人员伤害。

对于火灾、爆炸环境风险事故，除考虑火灾、爆炸事故产生的直接影响及损害外，还应重点考虑火灾、爆炸事故造成有毒有害物质扩散伴生/次生大气环境、水环境、土壤环境污染问题。

7.5.4 危险物质向环境转移途径识别

（1）危险单元分布

通过上述环境风险识别并进行综合分析，确定建设项目主要危险单元包括：装置区、罐区、危险废物贮存点等。

（2）风险危害分析

危险单元涉及的主要危险物质、环境风险类型、环境影响途径、可能受影响的环境保护目标分析结果

7.5.5 风险事故情形分析

1、风险事故情形设定

根据环境风险识别情况，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。本项目设定的风险事故情形见表 7.5-9。

表 7.5-9　　风险事故情形设定

危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	影响途径	可能受影响的环境敏感目标
制冷单元	储罐	乙烯、异戊烷、丙烷	泄漏	泄漏危险物质排入大气环境；以及通过垂直渗透或地面漫流进入地下水环境、地表水环境或土壤环境。	大气风险评价范围内牧草地、地下水环境
凝析油储罐	储罐	凝析油	泄漏	泄漏或事故外排危险物质通过垂直渗透或地面漫流进入地下水环境、地表水环境或土壤环境。	
废气治理装置	非甲烷总烃、氮氧化物等	废气	废气事故排放	废气污染物排入大气环境。	
危险废物贮存点	废润滑油	石油类	危险废物无序流失	泄漏危险废物通过垂直渗透或地面漫流进入地下水环境、地表水环境或土壤环境。	

2、环境风险危害后果分析

（1）大气环境

①制冷液泄漏影响分析

运营期制冷液一旦泄漏，在没有遇到火源的情况下，将在自身动量和气象条件下与空气混合稀释扩散，且制冷液极易挥发，制冷液挥发后具有毒性和腐蚀性，对周边人群身体健康可造成严重危害。

②天然气泄漏影响分析

天然气主要成分为甲烷，若发生泄漏，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。

③凝析油泄漏环境影响分析

凝析油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有农灌渠和冲沟等，泄漏的凝析油、轻烃或废油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：

表层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对凝析油罐、轻烃罐和废油桶的检查，以减少事故的发生。站场相应区域进行重点防渗，站场设置截流沟和事故应急池，可有效防止油类物质外溢。

采取有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，编制相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

（2）地表水环境

事故状态下废水收集、处置系统由罐区的围堰、收集管道、事故池等组成。

当生产中出现物料泄漏及火灾、爆炸事故时，将产生消防废水，即事故状态废水，如果不对其加以收集、处置，必然会对当地地表水和地下水造成严重的污染。

本项目将设置 1 座容积为 810m^3 的事故应急水池，用以容纳工艺装置区、储罐区的事故状态下的排水，待事故结束后，运至采油污水站进行处理。

综上所述，项目事故应急池能够满足工艺装置区事故废水（含消防废水）、初期污染雨水的收集需求，能确保事故废水不外流，实现将污染控制在厂区内的目的。同时企业必须做好事故应急池的日常维护工作，确保正常生产时事故池处于正常空池状态。

当发生火灾事故进行扑救时，燃烧废物和泄漏的物料会被消防水冲刷，随消防废水进入附近地势较低处，部分则可能进入外部区域，污染区域牧草地。

（3）地下水环境、土壤环境

运营期储罐发生泄漏以及危险废物贮存点危险废物无序流失，废水、危险废物通过

垂直渗透进入地下水、土壤环境，将会对区域地下水、土壤造成污染，如果不及时处理，可能进一步污染地下水。

（1）最大可信事故分析

最大可信事故是指事故所造成的危害在所有预测事故中最严重，并且发生该事故的概率不为 0。

根据国内外同类装置事故资料类比调查可知，在整个生产过程中，设备泄漏或燃爆是最具代表性、需重点防范的风险事故。根据上述分析并结合项目全过程生产及储运分析和物料毒性分析，储罐物料泄漏为本工程重大环境污染事故隐患，事故主要原因是储罐壳件出口部位断裂、阀门破损、输送管道破裂，因此，本次评价确定以乙烯、异戊烷、丙烷、废水泄漏为最大可信事故。

7.6 环境风险分析

7.6.1 大气环境影响分析

（1）伴生气、制冷剂及凝析油泄漏后对大气环境的影响

项目伴生气、制冷剂及凝析油主要为烃类物质，属于低毒性物质，对人群和动植物的影响较小。伴生气、制冷剂及凝析油均为易燃物质，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，燃烧过程中同时产生伴生或次生有害物质 CO，并扩散至大气中。

为了减少火灾损失的不利影响，项目应编制环境风险事故应急预案及紧急撤离方案，并进行应急培训、演练。一旦发生事故，迅速切断泄漏途径，对泄漏的易燃物质进行收集，并启动消防措施；应立即启动应急预案，判断风险，及时发布警报，并组织应急人员疏散路线进行撤离。

7.6.2 地表水环境影响分析

项目站场至玛纳斯河约 12000m，本项目距离地表水系较远，无污染途径。项目工艺废水产生量很少，站内工艺废水最大储存量为 50m^3，且设有 810m^3 事故池，发现泄漏后紧急收集在事故存液池内，保证不溢流出厂界外，将对地表水影响较小，事故废水收集后通过罐车外运工业污水处理厂。

项目区设置 324m^3 初期雨水收集池，底部及四周做防渗处理，项目运营期雨水全部收集至收集池（324m^3），雨水全部收集至收集池，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

综上所述，项目事故应急池能够满足工艺装置区事故废水（含消防废水）、初期污染雨水的收集需求，能确保事故废水不外流，实现将污染控制在厂区内的目的。同时企

业必须做好事故应急池的日常维护工作，确保正常生产时事故池处于正常空池状态。

7.6.3 地下水环境影响分析

项目对地下水的影响主要是储罐泄漏、事故废水未妥善处置的情况下对地下水环境的影响。储罐**泄漏对地下水的影响具体见地下水专题**。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0～10cm 或 0～20cm 表层土壤中，其中表层 0～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。橇装天然气处理装置均为地上设施，发生泄漏事故易被发现，泄漏事故发生后，做到及时发现及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

项目站场设有围堰和事故池等，一般情况下发生泄漏后可及时发现并处理收集，不会泄漏处厂外，及时对污染场地进行清理后，不会下渗进入地下水。

非正常运行状况下，各污染物下渗进入地下水系统后，将污染项目区下伏含水层，因此应尽量避免非正常状况发生。环评要求：项目运行过程中，应严格按照环评要求对下游水质监测井进行监测，一旦发现水质异常，立刻采取有效措施（如采用水动力隔离技术）阻止污染羽的扩散迁移，将地下水控制在局部范围，避免对厂区下游地下水造成污染。

7.7 风防范措施

“安全第一，预防为主”是我国的安全生产方针，加强预防工作，从管理入手，把风险事故的发生和影响降到可能的最低限度，本工程选择安全的技术路线，采用安全的设备和仪表，增加装置的自动化水平，认真执行环境保护“三同时”原则，要求设计时认真执行我国现行的安全、消防标准、规范，严格执行项目“安全评价”提出的各项措施和要求，在设计时对风险事故采取预防措施。

7.7.1 风险防范措施

1.选址、总图布置和建筑安全防范措施

项目拟选址于玛纳斯县清水河乡牙湖村，选址符合当地总体规划。项目主要为生产装置区、设施与周围企业、其他设施的防火间距符合相关标准的规定要求。

项目总图布置本着满足生产工艺要求，各生产和辅助装置按功能分别布置，工艺装置和罐区的总图布置中合理考虑敏感区、气象条件、防火间距、应急救援通道等安全条

件。根据《化工企业安全卫生设计规范》HG20571-2014《石油化工企业设计防火标准》GB50160-2008[2018 年版]项目《安全评价报告》的要求，项目的火灾危险性按甲类考虑，建构筑物尽量留足安全间距，厂房尽量采取开敞式，设备大部露天布置，避免易燃、易爆气体积聚，项目各主要装置、设施间距离均满足规范要求。

平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB50039-2010）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。

2.设备、材料的选择及防范措施

本项目生产过程中接触的物料大多具有易燃、易爆等特点，且生产工艺较复杂，工艺条件较苛刻，对设备的质量、材料要求较高。材料的正确选择是设备优化设计的关键，也是确定装置完全正常运行、防止泄漏、火灾爆炸的重要手段。选择材料应注意：必须全面考虑设备的使用场合、结构型式、介质性质、工作特点、材料性能、工艺性能和经济合理性；材料选用应符合有关的标准、法规和技术文件的要求；与设备所用材料相匹配的焊接材料要符合有关标准、规定。

3.电气设备、控制仪表的选择及防范措施

（1）防爆区域的划分

按《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)，本项目对下列区域考虑防爆要求：

根据生产工艺要求及特点，项目主要原料为清北 1 井、天湾 2 井口气，各生产单位区属爆炸危险Ⅳ级区。本项目的低压变配电室布置必须严格遵照《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）的要求，低压变配电室与危险源的距离控制在 15m 以上。

（2）电气设备的选择及防范措施

本项目所有电气设备和材料均应按满足动、热稳定及满足环境特征的要求来选择：

①在爆炸性场所均选用防爆型操作设备和材料防爆灯，防爆照明配电箱等。

②动力电缆应根据敷设环境特征选用铜芯硅橡胶绝缘和交联聚乙烷绝缘阻燃的电力电缆和控制电缆。

③爆炸危险区域内的电气设备和控制仪表应符合周围环境内化学的、机械的、热的等不同环境条件对电气设备的要求，电气设备结构满足电气设备在规定运行条件下不降低防爆性能的要求。

④在爆炸危险区域内，所有电缆采用阻燃电缆，且电缆不允许有中间接头。

⑤敷设电气线路的沟道、电缆或钢管所穿过的不同区域之间墙或楼板外的孔洞处、电缆沟至电缆室，电缆室至配电室开关柜、电气盘的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞采用非燃烧性材料严密堵塞。

⑥爆炸危险场所的电气设备选用防爆型。

（3）控制仪表的选择及防范措施

①根据防爆区域划分，所有现场电动仪表均应采用本安防爆型，其级别和组别不低于爆炸性气体环境内爆炸性气体混合物的级别和组别；同时在该区域设置可燃气体报警探头，当环境的可燃气体浓度超过设定值时，报警器发出声光报警。

②现场仪表及电缆的材质选用均应考虑防腐性。

③调节阀气开关、气头选用时按仪表供气系统发生故障或控制信号突然中断时，控制阀的开度应处于使生产装置安全的位置。

④DCS 的运程 I/O 机柜等设在冷冻/低压变配电设在机柜室内，反应区现场和远程 I/O 机柜之间的信号都经过安全栅隔离，以防止现场危险，信号进入 DCS 机柜。DCS 最大反应时间为 1 分钟，可确保 1 分钟内实现联锁停机保护。

⑤对重要的工艺参数设有联锁，以保证生产装置及生产人员的安全。

⑥仪表气源压力设有低压报警，一旦气源压力低于设定值时，可及时采取措施。

4.泄压、防火、防爆安全设施

（1）设备泄压、防火、防爆安全设施

①系统超压保护设施

本项目在易产生超压的设备、管道处设置安全阀、防爆膜、紧急泄放阀等。

②可燃气体检测报警系统

本评价要求在生产装置区及罐区设置有可燃气体检测报警器探头，并设有 1 台控制器，一旦探测到可燃气体泄漏，控制器发出声光报警信号，操作人员启动相应的保护设施，切断有关的物料管线或设备的进出物料管线阀门。

③火灾自动报警系统

本评价要求设置一套火灾自动监测报警系统，由火灾报警控制柜、现场手动报警按钮和火灾报警探测器组成，其中反应区使用防爆型火灾报警探测器。采用总线式系统，通过总线接收来自现场的报警信号并将报警信号发送到 DCS 控制室，以便进行火灾扑救工作。

④消防给水系统的设置

根据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014[2018 年版]）及《石油化工企业设计防火标准》(GB50160-2008[2018 年版])，本项目分别从消防水源、消防水量、消防给水系统、室外消防管网等方面采取防火安全措施。

（2）泄压、防火、防爆措施

①泄漏源控制

对设备和管道设计、制造和安装时，加强设备、管道、阀门、法兰、机泵、压缩机的密封措施，防止物料泄漏而引起火灾爆炸事故。

②点火源控制

严格控制厂区内的点火源，禁止一切明火，严禁吸烟，严格控制作业区内的焊接、切割等动火作业。合理布置变配电、中央控制室等可能产生火花的部位，避免了电火花成为点火源。

③电气防爆

根据规范的要求对全厂划分爆炸危险区域，并制作成图，在火灾爆炸危险区域内的电气设备均选用隔爆型或安全型，并按规范要求配线。

④耐火保护

本项目建筑物主构架均采用混凝土框架，耐火等级可达一级，其它重要承重物主要为重要塔和大型贮罐的裙座，按规范要求采取覆盖耐火层等耐火保护措施，耐火极限不低于 1.5h。

5.自动控制系统和紧急停机、事故处理措施

本项目的控制系统采用 DCS 集散控制系统，电源、远程 I/O 站、处理器等配置均应有剩余，还应设置事故联锁，超限报警仪等检测设施。在操作不正常时 DCS 系统首先报警，当工艺参数达到极限值时实现联锁停车，停车时间小于 1 分钟。

6.防雷、防静电设施

（1）防雷措施

①防雷设计应满足《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）和《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008[2018 年版]）的要求。

②防雷接地设施安装完毕后，必须按规范要求对其进行测试，以检测其是否能满足规范规定的电阻值的要求。运行中，也应加强对防雷接地设施的定期检测。

（2）防静电措施

①库区装卸、储存设施的防静电设施的设计，应满足《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）和《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008[2018 年版]）的要求。

②静电接地设施安装完毕后，必须按规范要求对其进行测试，以检测其是否能满足规范规定的电阻值的要求。运行中，也应加强对静电接地设施的定期检测。

7.建筑泄压、安全距离、疏散、急救措施及设施

（1）建筑泄压

本项目主工艺装置可采取露天布置，有利于通风及防爆泄压，可避免可燃气体在建筑物内积聚。

（2）安全措施

①采用先进、成熟、可靠的工艺技术和设备，严防“跑、冒、滴、漏”，实现全过程密闭化生产。

②总平布置中，充分考虑总体布置的安全性，生产装置区及罐区内外道路保持畅通，以利于消防及安全疏散。

③装置的工艺设备布置尽量露天化，以保持良好的通风环境，防止井口原料气、C1～C5 烃类气体、一氧化碳、氮等有毒、易燃气体的积聚。

④严格按规范划分防爆区域，在防爆区内电气设备和仪表均选用防爆型。

⑤对高大的建构筑物、设备、储罐等采取可靠的防雷接地措施。电气设备采取可靠的接地措施。

⑥对输送储存可燃物料的设备、管道和储罐等采取可靠的防静电接地措施。

⑦生产现场设置事故照明、安全疏散指示标志。

⑧转动设备外露转动部分设防护罩加以防护。压力容器和压缩机械等设置安全阀、防爆膜等泄压设施。

⑨凡需要迅速发现并引起注意以防发生事故的场所、部位均按标准涂安全色。

8.厂区防渗漏措施

罐区采用重点防渗，地坪（从下至上）及围堰四周采用 100mm 厚 C10 混凝土垫层+200mm 厚 C20 钢筋混凝土沟底（壁）+耐腐蚀地砖进行防渗防腐处理，重点防渗区防渗系数 $k \leq 1\times10^{-10}$cm/s。

生产装置区采用一般防渗，地坪（从下至上）素土（或粘土）夯实+100mm 厚 C10 混凝土垫层+250mm 厚 C25 混凝土进行防渗处理，防渗系数$\leq 1\times10^{-7}$cm/s。

其他区域采用简单防渗，一般水泥地面。

（1）储罐防泄漏措施

本项目为避免储罐发生泄漏，在储罐区设置了有效的围堰，并对储罐区地面进行了重点防渗，防渗系数小于 10×10^{-7}cm/s。

（2）生产装置内防泄漏措施

生产装置区为本项目的核心部分，使用的主要原料为回收的井口原料气，属易燃物质，更应确保其正常安全地运行。本项目生产装置区可能发生泄漏的位置为压缩机填料密封处、分子切换阀、冷箱内低温管道等，防治措施如下：

①压缩机填料密封处事故防治措施

在压缩机房内设置可燃气体探测器，一旦发生泄漏，可燃气体就会自动报警，操作人员能及时有效地采取措施；同时，一旦有明火就会发出报警。厂房内设监控系统，中控室值班人员随时监控设备运行情况。

②分子筛切换阀处事故防治措施

分子筛切换阀采用自动控制，由于频繁动作，可能发生泄漏，但该泄漏属于内漏，即漏在工艺管道系统内，不会泄漏至大气中。可以通过压力检测点和流量检测点进行检测，并配合中控室的观测，及时发现，及时处理。

③冷箱内低温管道处事故防治措施

采用进口软件进行压力分析专业软件进行计算，保证了装置的安全性。

材料质量以及制造质量均有专职检验人员进行严格检验，且有专业工程师进行现场监制，确保产品质量。

在冷箱上设置专业压力检测点，一旦冷箱内发生泄漏，可以及时预警提醒工作人员；冷箱顶部专门设置冷箱安全阀，泄漏的气体可以从冷箱安全阀及时排除，并通过放空管进入火炬系统，安全排放，保证冷箱正常安全运行。

④防止液化天然气外泄，以及防止进入河流、污水管道等的措施

应加强对输送管道、阀门等的检查维护，发现隐患及时修复，确保原辅料和产品不发生泄漏，装置区设备正常安全运行。

厂内雨、污管网出口必须设置闸门（闸门需定期保养），发生事故时立即关闭出厂雨、污管道阀门，以杜绝事故废水外流。

9.贮运、装卸风险防范措施

（1）储罐（槽车）

储罐是储运系统的关键设备，也是事故多发部位，如罐体选材、制造、安装不当可能导致罐体变形、腐蚀穿孔、焊缝开裂，引发甲烷泄漏甚至中毒、爆炸事故，进而污染环境。

①储罐材料的物理特性应适应在低温条件下工作，如低温条件下的抗拉抗压强度、低温冲击韧性、热胀系数等；

②储罐的充注管路设计应考虑在顶部和底部均能充灌，防止及消除分层现象；

③储罐的地基应牢固并能经受液态天然气直接接触的低温；

④绝热材料必须是不可燃，并有足够的强度，能承受消防水的冲击，当火蔓延到容器外壳时，绝热层不应出现熔化或沉降，绝热效果不应迅速下降；

⑤储罐应设双套带高液位报警和记录的液位计、显示和记录罐内不同液相高度的温度计、带高低压力报警和记录的压力计、安全阀和真空泄放设施、储罐必须配备一套与高液位报警联锁的进罐流体切断装置。液位计应能在储罐运行情况下进行维修或更换，选型时必须考虑密度变化因素，必要时增加密度计，监视罐内液化分层，避免罐内“翻混”现象发生。

（2）装卸

装卸站的进、出口宜分开设置；当进、出口合用时，站内应设回车场；装卸车场应采用现浇混凝土地面；装卸车鹤位与缓冲罐之间的距离不应小于 5m，高架罐之间的距离不应小于 0.6m；装卸车鹤位与集中布置的泵的距离不应小于 8m；站内无缓冲罐时，在距装卸车鹤位 10m 以外的装卸管道上应设便于操作的紧急切

断阀；两个装卸车栈台相邻鹤位之间的距离不应小于 8m；装卸车鹤位之间的距离不应小于 4m；双侧装卸车栈台相邻鹤位之间或同一鹤位相邻鹤管之间的距离应满足鹤管正常操作和检修的要求。

（3）槽车运输

运输罐车应符合《液化气体汽车罐车安全监察规程》、《机动车运行安全技术条件》的相关规定；汽车罐车应设置紧急截断控制、易熔塞、阻火器、吹扫置换系统、导静电接地及灭火装置等安全设施；汽车罐车不得停靠在机关、学校、厂矿、桥梁、仓库和人员稠密等地方；停车位置应通风良好，停车地点附近不得有明火；停车检修时应使用不产生火花的工具，不得有明火作业；途中停车如果超过六小时，应按当地公安部门指定的安全地点或有《道路危险货物运输中转许可证》的专用停车场停放；途中发生故障，维修时间长或故障程度危及安全时，应立即将汽车罐车转移到安全场地，并由专人看管，

方可进行维修；重新行车前应对全车进行认真检查，遇有异常情况应妥善处理，达到要求后方可行车；停车时驾驶员和押运员不得同时离开车辆。一旦发生事故应立即疏散周边人群，杜绝火星，使用雾状水稀释冷却。

10.项目气源波动应急措施

本项目从井口原料气从生产运行、超压气火炬放空系统及产品储罐等为一体化联动系统，系统某一环节发生故障将导致整个系统不能正常运行，特别是在气源波动时容易对项目生产装置的安全性造成影响。为此本项目设置了全厂紧急切断系统，该系统分为厂外切断（进气调节阀处）和厂内切断两个部分。厂外切断主要在进气稳压调节阀处，厂内为净化设备的井口原料气进出口、压缩机进出口、储罐进出口等的各个子系统和关键设备间都设置了紧急切断阀门，可进行同时或部分关闭。

根据配气站工作稳定性、气源供应状态等出现波动或其他异常情况的频次，利用该旁通增设本厂配套增压稳压装置，将来气控制在生产装置适应的压力等其他工艺参数条件内，以确保生产系统不受气源波动干扰，安全稳定运行。

同时，生产装置中央系统控制室设有自动化程度属世界先进水平的进口 DCS 自动化控制系统，操作和管理全厂的系统参数，一旦发现气源或设备异常，将快速启动切断系统，并指导工作人员操作，保证安全生产；全厂还设有可视监控系统和可燃气体自动报警系统，全面监控全厂的生产、安全情况。

综上，项目气源波动应急措施合理、有效，项目生产装置对气源波动具有很好的适应性和应急性，最大程度地确保项目生产运行的安全及可靠。

11.LDAR 检测管控要求措施。

①将项目中所有可能泄漏 VOCs（含甲烷）的泵、阀门、法兰等设备与管线组件，特别是新增的回收、处理及输送设施，全面纳入 LDAR 管控范围。

②对纳入管控的每个密封点建立包含位置、类型、介质等信息的电子与纸质台账，并进行现场唯一标识，实现所有受控组件的精准管理。

③按照国家标准（GB 37822）及地方要求，使用合规检测仪器（如 FID）定期开展检测。首次检测应在投产后 90 天内完成。现场泄漏认定浓度执行国家标准（常规限值 2000 μmol/mol，特殊区域按更严标准执行）。

④对发现的泄漏点，原则上须在 5 日内完成修复。确需延迟修复的，须记录原因并备案，但修复期限最长不得超过 15 日。修复后须在 15 日内进行复测，确保达标，形成“检测-修复-复测”闭环管理。

⑤全过程保存检测、维修、复测记录。每年定期编制 LDAR 年度工作报告，并按规定向生态环境主管部门报送，确保数据可追溯、可核查。

⑥对相关操作、检测及维修人员进行专项培训。将 LDAR 计划执行情况与数据质量纳入相关部门及人员的环保绩效考核体系，确保制度有效落实。

12.其他防范措施

（1）加强操作人员的安全教育，严格按照操作规范进行生产。

（2）按规范要求生产现场配备足够的正压式防毒面具、耳罩、防尘口罩、护目镜等防护器具。厂区内设立风向标，便于发生有毒有害物质泄漏时生产人员

辨认风向，撤离至上风向安全地区。立即组织可能受影响附近人群撤离，并及时

报告有关部门。

（3）厂区内应按照规范的要求配置手提式干粉灭火器、二氧化碳灭火器等。

（4）厂区内按照环评要求建设 1 座 810m^3 事故池。

7.7.2 事故应急

为防止事故状态下的有毒有害物质对土壤、地下水造成污染，储罐区设有围堰，消防废水经围堰收集，再经过管线自流至事故废水池，项目已建事故水池有效容积 810m^3，可以满足需求。

7.7.3 处置措施

在发生突发性环境污染事故时，应急处置的首要工作是控制事故污染源和防止污染物扩散造成对周围人群、动植物的伤害，防止进一步污染环境。

①产品装置区事故应急处置措施

A、泄漏未着火应急处置措施

用燃气测试仪查清装置区内泄漏气体的浓度范围，确定出高浓度区、爆炸极限区和安全区。

B、关闭有关阀门、切断气源、进行堵漏。

C、发生产品泄漏事故后，将泡沫覆盖在液池的表面，这样会降低混烃的气化率，会减小火势。热辐射通量也会随火势的减小而减小。

D、熄灭产品气扩散区的一切火种，停止一般性生产活动；产品已经扩散到的地段，电气保持原来状态，不要开或关；接近产品扩散区的地段，要切断电源，同时派人员确认；进入液化天然气扩散区排险的人员，动作要谨慎，防止碰撞产生火星。

E、严禁一切无关人员和车辆进入产品扩散地段，如果产品气已经扩散到本单位以

外的地方，要封锁附近的交通。

不可直接进入产品气扩散地段，应停在扩散地段的上风方向各高坡安全地带，并做好准备，对付可能发生的燃烧，爆炸事故。

向液产品扩散地段的人员发出警报，在跑气严重的情况下，要撤走不必要在场的人员，留在现场抢险的人应尽量减少险情排除之后，需经过测试，当气体浓度确已低于爆炸下限20%以后，才可恢复正常活动，解除警戒。

现场抢险人员必须带上防护面罩，带上皮革手套，穿无袋的长裤及高筒靴、长袖衣服。在缺氧条件下，要带呼吸设备。面罩要求在低温下不碎裂，衣物要求由专门的合成纤维或纤维棉制成，且要宽大，以防低温液体溅落在衣物上冻伤皮肤。因为这些防护用具不能确保安全，只有不存在着火源且需紧急操作时才能进入混烃蒸气中。

②泄漏着火的应急处置

根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；静风泄漏时，液化石油气沉在底部并向低洼处流动，无关人员应向高处撤离。用泡沫覆盖在燃烧的混烃上，这样会降低产品的气化率，会减小火势。热辐射通量也会随火势的减小而减小。

如果蒸气云团一旦被点燃，火焰会扩散到氧气所及的地方。这时应立即启动消防设施进行灭火。一定不能用水去灭火，因为水与混烃接触会加剧混烃的汽化，不但不能灭火，还可能产生爆炸。可使用高效膨胀泡沫将燃烧的混烃覆盖，降低其汽化率，从而减小火势及热辐射。消防人员及工作人员在灭火时，要根据混烃的特性及火灾的实际情况，选择适当的灭火措施进行灭火；同时，一定要穿上特殊保护材料制作的工作服，如用橡胶液处理过的消防服，尽量保护自己免受热辐射的伤害。

③灭火控制

预防产品泄漏后发生火灾首先应该严格控制火源，在高危区域任何火焰，高温热点及可能产生火花的设备都应该禁止。发现产品泄漏后应立即切断气源，控制泄漏。如不能有效控制堵住泄漏。可允许泄漏气体稳定燃烧，防止大量气体扩散造成二次危害。

④混烃低温冻伤事故的应急措施

当皮肤与低温表面粘接时，可用热水加热法使皮肉解冻，然后再挪开冻结部位，并将伤员移至温暖的地方（约22℃）。

除去所有妨碍冻伤部位血液循环的衣物。

将冻伤的部位立即进行水浴，水温要求是41～46℃，不允许使用干燥或直接加热

的方式；如果水温超过 46℃就会加剧损坏冻伤区的组织。

立即将伤员送往医院做进一步的观察和治疗。除非是大面积的冻伤或伴有骨折，否则，不必使用担架；如果伤者是大面积的冻伤，且体温已下降，就需将伤者整个浸泡在41～46℃的水中；在这种情况下，最好先将伤者送往医院。

冻伤的组织无疼痛感，呈现苍白、蜡黄色。当加热时，组织开始疼痛、肿胀、且易感染。因此，如果现场发生事故，且不能立即送往医院的情况下，不要快速加热冻伤组织，可以在 15min 后，60min 之内对伤者持续加热，直至蓝白色的皮肤变成粉红色或红色；在加热的过程中，使用吗啡、镇静剂止痛。

如果身体冻伤部位已在接受医疗处理时加过热，就不需再加热了，这时使用干燥的无菌纱布包裹即可。注射破伤风针。

（5）运输事故风险的防治措施

本项目污水运输须采取严格的防治措施，以避免对环境可能造成的污染。

运输车发生交通事故后，污水储罐可能发生破裂，含油废水外溢泄漏进入河流后，污染地表水，给下游村民用水带来安全隐患。

①运输车辆设置明显的标志，以引起关注；

②运输车辆需持有运输许可证，其上注明废物来源、性质和运往地点；

③对运输车辆配备先进的通讯设备和工器具，以便在发生运输意外污染事故的情况下实施紧急补救；

④雨天进行含油废水运输时应格外小心谨慎，严防含油废水洒落泄漏，随雨水流失，扩大污染范围；

⑤当运输车辆发生翻车、撞车、坠落等交通事故后，会导致含油废水大量溢出，运输人员和建设方应按有关规定及时做到以下救急处理措施：

A、运输人员应立即通知相关部门（如合水县政府办公室、公安、环保、消防、水利等），及时调派车辆进行运输，及时启用备用应急运输线路，保证应急预案的顺利进行；

B、立即上报玛纳斯环境保护管理部门；

C、立即请求公安交通警察或自己在受污染地区设立隔离区，禁止其他车辆和行人穿过，避免污染物扩散和对行人造成伤害；

D、立即组织成立清理人员小组，负责安全收集倾倒的油污。清理人员在进行清理工作时需穿戴防护用品；

E、如若含油废水进入地表水，立即告知下游河段区域内的村民住户水质污染状况，发出污染警报；

F、对污染现场、水体及所有被污染的地域进行处理，对于液体溢出物采用吸附材料吸收处理。

G、申请环境监测部门对污染地域进行环境监测化验检查，水质合格后，发

出解除污染警报；

H、事故处理完毕后，编写污染事故报告，总结风险防患经验与教训，并上报有关管理部门。报告的内容包括事故发生的时间、地点、原因及其简要经过，泄漏、散落危险固废的类型和数量、受污染的原因及含油废水产生单位名称，含油废水泄漏、散落已造成的危害和潜在影响，已采取的应急处理措施和处理结果。

7.8 应急预案

7.8.1 应急预案纲要

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，制定风险事故应急预案的目的是要迅速而有效地将事故损失减至最小。该项目运行过程中，一旦出现突发事故，必须按事先拟定的应急方案进行紧急处理，它包括应急状态分类、应急计划、事故等级水平、应急防护和应急医学处理等。企业根据预案纲要制定详细的“事故应急救援预案”，并认真执行。应急有关内容具体见下表 7.8-1

表 7.8-1　　应急预案内容及要求

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：装置区、贮罐区、环境保护目标
2	应急组织机构、人员	工厂、地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施、设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及相应设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定、撤离组织计划及救护，医疗救护与公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施 邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区展开公众教育、培训和发布有关信息

在项目投入试生产前，按照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》的要求，企业

应编制风险事故应急预案并开展应急演练，并将应急预案报市、区各级环境保护行政主管部门备案备查；建立环境风险应急信息系统，并与周边企业、当地政府形成区域联控（联动）机制，有效防范因污染物事故排放或安全生产事故可能引发的环境风险。企业应设置相关应急组织，负责风险事故现场处置

7.8.2 事故应急处置预案

1.主要物质泄漏事故应急处置措施

①早发现者要立即报告，切断事故源，查清泄漏目标和部位；尽快向上级部门和相关单位请求援助。

②查事故发生的原因，组织专业人员尽快抢修设备和人员医疗救助，控制事故，防止事故扩大。

③警戒区域，设置警告牌，禁止无关人员进入，对泄漏现场中毒人员进行抢救。

④据事故的大小及发展方向，对污染物扩散情况进行实时的监测和评价，根据监测结果确定疏散距离，将该范围内的居民向上风向的安全地带疏散、密闭住所窗户等有效措施，并保持通信畅通以便于指挥。

⑤据事故源的控制情况和环境空气状况，做好事故后的事故源处置工作和疏散人员的返回安置，恢复正常的生产和生活秩序。

⑥急处理人员需穿戴相应的个体防护用品，（自给式呼吸器、穿化学防护服等）。

2.火灾、爆炸事故应急处置措施

①现起火，立即报火警“119”，并派人员到主要路口接车，通过消防灭火。

根据不同的物质选择相应的灭火器材向起火点补救，利用紧急通道疏散人员。

②断火势蔓延的途径，冷却和疏散受火势威胁的密闭容器和可燃物，控制燃烧范围，并积极抢救受伤和被困的人员。同时，关闭输送管道进、出阀门。

如发生爆炸，造成物料泄漏，应防止其进入排水管网，及时清除和隔离。防止其溢流到其他区域。

③LNG 储罐泄漏蒸气云团爆炸等特别危险需紧急撤退的情况，应按照统一的撤退信号和撤退方法及时撤退。

④通知环保、安全等相关部门人员，启动应急救护程序。

⑤组织救援小组，封锁现场，疏散人员。

⑥灭火工作结束后，对现场进行恢复清理，对环境可能受到污染范围内的空气、水样、土样进行取样监测，判定污染影响程度和采取必要的处理。

⑦调查和鉴定事故原因，提出事故评估报告，修改事故防范措施和应急方案。

3.事故伴生/次生污染物环境污染防范措施及消除措施

当发生事故时往往会同时产生伴生/次生污染物，这些污染物可能通过大气、水排放系统进入环境。

发生事故时，要针对所产生的伴生/次生污染物分别选用不同的消除方法。

①生产装置、储罐区发生泄漏事故或火灾事故，有消防废水产生。可将消防废水引入集液池、围堰、事故池。严禁直接入外环境，严禁消防水将物料带入收纳水体。

②物料公路运输发生泄漏，区域内土壤将受到污染，有被污染的处理材料（如砂土等）及消防废水产生。将刮取受污染的表土及被污染的处理材料（如砂土）委托具有资质的危险废物处理单位对其处理。消防废水用罐车送至附近的污水处理厂处理达标后排放。

7.8.3 环境应急监测、抢险、救援及控制措施

1.抢险、救援及控制措施

当发生泄漏、火灾事故后，对周围环境的影响主要是地表水与大气环境。

①建设单位应及时向环境管理部门汇报情况，请求建立由专家和顾问参加的管理机构和组织，预测污染物的浓度、毒性、扩散范围、扩散速度和化学变化等；

②及时通报流域取水部门进入紧急戒备状态或者暂停取水；

③水体污染的控制及处理措施应委托专业的环保单位进行，并报环境管理部门，环境管理部门应主导水体污染的信息发布，通报污染的水域情况和污染程度，指导相关取水部门的取水时间。会同专家组商议污染的治理措施并组织行动。

2.环境应急监测

应急监测方案：厂区发生事故，采取应急措施后，能严防事故废水排入地表水系，不考虑区域地表水应急监测。若装有 LNG、混烃等液体物料的槽车运输时发生事故，则对附近的水体进行应急监测。发生事故时应根据事故波及范围确定监测方案，监测人员应在有必要的防护措施和保证安全的情况下进入处理现场采样。根据《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）应急监测要求，集合事故的具体情况由指挥部做调整和安排。

采样分析：有资质的监测公司负责事故区域的环境空气、地表水的监测分析及突发性排放的废水监测分析。

根据监测结果，确定事故范围内不同地点有毒物质达到的不同危害程度，如果已达

到半致死吸入状态，则应立即组织现场人员的疏散工作，通过指挥部门，联络医疗、消防卫生等各相关部门人员实施救援工作。如地表水、地下水受到污染，则应通过指挥部门与当地政府、水利部门、卫生部门等进行联系，启动应急措施，防止造成社会危害和恐慌。

7.9 环境风险评价结论

综上所述，本项目在采取上述有针对性的风险防范及应急措施后，项目营运期间发生以上环境风险事故的概率极小，建设单位在按照相关规定建设和完善风险防范设施，事故风险对周围环境及社会关注点的影响是属于可接受水平的，从环境风险角度分析项目是可行的。

本项目环境风险简单分析内容见下表所示。

表 7.9-1　　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	玛纳斯县	和硕县	清水河乡牙湖村
地理坐标	经度	86°12'58.2569"	纬度	43°59'32.0735"
主要危险物质及分布	详见 7.5			
环境影响途径及危害后果	详见 7.6			
风险防范措施要求	详见 7.7			
填表说明	本项目风险评价根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）进行分析。站内最大储存量 Q 值=1.96，风险潜势为 I，评价等级为简单分析。在落实了环评提出的风险防范措施后，环境风险可控，不会对周围环境形成较大风险。			

本项目环境风险自查表如下表所示。

表 7.9-2　　环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	甲烷、乙烯、异戊烷、丙烷、油类物质（矿物油类）			
		存在总量/t	132.17			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 / 人		5km 范围内人口数 /人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			___/___人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □	F2 □	F3 □
			环境敏感目标分级	S1 □	S2 □	S3 □
		地下水	地下水功能敏感性	G1 □	G2 □	G3 ☑
			包气带防污性能	D1 □	D2 ☑	D3 □
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1 □	1≤Q＜10 ☑	10≤Q＜100 □	Q＞100 □
		M 值	M1 □	M2 □	M3 ☑	M4 □
		P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4 ☑
环境敏感程度		大气	E1 □	E2 □		E3 ☑
		地表水	E1 □	E2 □		E3 ☑
		地下水	E1 □	E2 □		E3 ☑
环境风险潜势		Ⅳ+ □	Ⅳ □	Ⅲ □	Ⅱ □	Ⅰ ☑

评价等级		一级 □	二级 □	三级 □	简单分析☑
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☑		易燃易爆 □	
	环境风险类型	泄漏 ☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑	
	影响途径	大气 ☑	地表水 □	地下水 ☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 □	经验估算法 □	其他估算法 □
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他 □
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____/m		
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___/__m		
	地表水	最近环境敏感目标___/___，到达时间__/____h			
	地下水	下游厂区边界到达时间_/_____d			
		最近环境敏感目标__/____，到达时间__/____d			
重点风险防范措施		**详见 7.7**			
评价结论与建议		综上所述，本项目在采取上述有针对性的风险防范及应急措施后，项目营运期间发生以上环境风险事故的概率极小，建设单位在按照相关规定建设和完善风险防范设施，事故风险对周围环境及社会关注点的影响是属于可接受水平的，从环境风险角度分析项目是可行的。			
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。					

。

第 8 章环境经济损益分析

环境经济损益分析旨在衡量拟建项目投入环保资金和取得的环保效果之间的得失，以评判项目的环境经济可行性，这里按“简要分析法”对拟建项目可能受到的经济、社会和环境效益进行综合分析。

8.1 环保投资分析

本项目环保总投资为 275 万元，占项目总投资 7056 万元的 3.90%，环保治理措施有针对性，且抓住了本项目环保投资的重点。从本项目环保设施的比例看，环保投资有重点，污染治理效果和环境效益明显，符合以较少的环保投资取得较大的环境效益的原则。

8.2 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其他环境损失。

工程占地主要为站场工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在施工结束后的 3～5 年内，临时占地破坏的植被不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起装置设备、工艺管线、储罐泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.3 经济效益分析

环境影响经济损益分析主要是评价建设项目实施后对环境造成的损失费用和采取的各种环保措施带来的社会、经济和环境效益。环境损失费用主要有因污染物排放和污染事故造成对周围生态环境和人体健康影响的损失价值、资源能源的流失价值和维护各种环保治理设施而投入的运行、维修和管理费用等。

环境经济收益主要包括实施各种环保措施后，对资源能源的回收与综合利用价值、减轻环境污染所带来的社会效益和环境效益。

8.4 社会效益分析

本项目可将清北 1 井、天湾 2 井单井井口的伴生气回收，作为区域作好液化天然气气源支撑；本项目的实施可调整当地的燃料结构，对减轻当地的大气污染起着重要作用。因此，本项目的建设具有巨大的社会效益。

8.5 综合效益

本项目环保总投资为 275 万元，占项目总投资 7056 万元的 3.90%。主要用于“三废”治理、地下水防护措施、环境风险防范以及噪声的控制。环境影响经济损益分析结果表明：公司采取的环保措施能够取得很好的治理效果，能很好地保护周围环境，做到了以较少的环保投资取得较大的环境效益，其社会、环境、经济效益较为显著。

第 9 章环境管理与环境监测计划

加强环境管理和环境监测是执行有关环境保护法规的重要手段，也是实现建设项目社会效益、经济效益、环境效益协调发展的必要保障。通过环境管理和环境监测，可以监控本项目对区域地表水、环境空气、声环境和生态环境的影响，为本区域的环境管理、污染防治和生态保护提供依据。针对本项目所在地的敏感性，项目施工期及营运期必须加强环境管理和环境监测工作。施工期监控环境影响，并据此按保护要求对可能存在的不足之处采取必要的补充措施，以保证施工活动正常进行，减轻对生态环境与人文景观的影响。在营运期间监控项目区环境质量的变化动态，并作为环境保护工作的依据。

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理基本原则

项目建成后，应当遵守环境保护相关法律法规以及环境管理体系，针对项目建设的特点，遵循以下基本原则：

（1）正确处理企业发展与环境保护的关系，既要保护环境，又要促进经济发展，把环境效益和经济效益统一起来；

（2）环境管理要贯穿到建设项目的各项工作中，环境管理指标要纳入公司管理计划指标中，同时下达，同时进行考核；

（3）控制污染，以预防为主，管治结合，综合治理，以取得最佳的环境效益。

9.1.2 建立环境管理体系

按照国家有关规定和实际工作的需要，本项目设置专职的安全环保部门，在公司总经理的领导下负责工程施工期和运营期的安全生产、环境保护管理工作，环保人员的设置及工作制度与生产岗位相同。安全环保部门主要职责是：

（1）建设期负责落实本项目污染治理设施，在设计实施计划的同时应考虑环保设施的自身建设特点，如建设周期、工程整体性等基本要求，进行统筹安排，严格执行“三同时”。

（2）建立健全的环保工作规章制度，积极认真执行国家、新疆维吾尔自治区有关环保法规、政策、制度、条例，如“三同时”，环保设施竣工验收，排污申报与许可证，污染物达标排放与问题控制等制度。

（3）本项目运营期负责对本厂的环境保护工作进行监督与管理，负责公司与地方

各级生态环境主管部门的协调工作。

（4）根据本环境影响报告书提出的环境监测计划，编制项目年度环境监测计划并组织实施，协助有资质的监测单位对本厂的污染物排放进行日常监测，发现问题及时解决。

（5）保证污染治理设施的完好率、运行效率和主体设施相适应，做到运行、维护检修与主体设施同步进行。

（6）对职工进行经常性的环保教育与技术培训，明确环保责任制及奖惩制度，根据确定的环保目标及管理要求对企业各部门、各车间及岗位进行环保执法监督和考核。

（7）负责组织突发事故的应急处理及善后事宜，如发生事故应及时报告上级环保部门。

（8）为了落实各项污染防治措施，加强环境保护工作管理，应当根据实际特点，制定各种类型的环保制度，并以文件形式规定，形成一套厂级环境管理制度体系，如：环保设施运行操作规程；污染防治对策控制工艺参数；绿化工作年度计划；厂内环境保护工作管理及奖罚办法等。

9.1.3 环境管理规章制度

建立和完善环境管理制度，是公司环境管理体系的重要组成部分，需建立的环境管理制度主要有：

1、环保设施运行监督和管理制度：项目建成后，必须确保污染处理设施长期、稳定、有效地运行，不得擅自拆除或者闲置污染处理设施，不得故意不正常使用污染处理设施。污染处理设施的管理必须与生产经营活动一起纳入企事业单位日常管理工作的范畴，落实责任人、操作人员、维修人员、运行经费、设备的备品备件、化学药品和其他原辅材料。同时要建立岗位责任制、制定操作规程、建立管理台账。

2、报告制度：凡实施排污许可证制度的排污单位，执行月报制度。月报内容主要为污染治理设施的运行情况、污染物排放情况以及污染事故或污染纠纷等。企业排污发生重大变化、污染治理设施改变或企业改、扩建等都必须向当地环保部门申报，改、扩建项目必须按《建设项目环境保护管理条例》等文件的要求，报请有审批权限的环保部门审批。

3、环保奖惩制度：各级管理人员都应树立保护环境的意识，企业也应设立环境保护奖惩条例。对于爱护环保设施、节能降耗、改善环境人员实行奖励；对于环保观念淡薄，不按环保要求管理、造成环境设施损坏、环境污染及资源和能源浪费人员一律予以

重罚。

4、环境管理岗位责任制。

5、生产环境管理制度、环境污染物排放和监测制度。

6、原材料的管理和使用、节约制度。

7、环境污染事故应急处理制度。

8、厂区绿化和管理制度。

9.1.4 环境管理机构

本项目的环境保护管理必须按照《中华人民共和国环境保护法》的相关规定，设立环境管理机构，配备专业环保管理人员 1 名负责环境监督管理工作，同时加强对管理人员的环保培训。环境管理机构工作职能包括：

（1）制定环境保护目标责任制；

（2）定期检查各污染治理设施，以便发现问题时及时解决，确保治理设施正常运行；

（3）定期举行环保会议，总结和安排工作；

（4）定期向全厂及公司领导通报环保工作；

（5）定期与当地政府及外单位生态环境部门协调工作；

（6）进行环保知识宣传，普及工作，增强职工的环保意识。

同时应加强以下几方面的工作：

（1）加强对固废处理的追踪，并记录在案；

（2）建立污染事故响应体系，制定应急预案；

（3）设立公众环境意见反馈体系；

（4）建立清洁生产审计管理体系。

9.1.5 施工期环境管理

（1）设计阶段：设计部门应该将环境影响报告书提出的环保措施列入设计之中。建设单位应该把污染治理所需资金、材料和设备等纳入工程预算，上报环保部门初步审查。

（2）招投标阶段：建设单位应将运行期环保实施计划列入招标内容，选择有环境工程设计资质的设计单位参与招标。在投标中应有污染治理方案和环境保护内容，并把经专家评审后的中标者的环保实施计划申报环保部门，经环保部门的审批后方可开工。

（3）建设单位在施工后，应派专职人员负责与环保部门、设计单位和施工单位协

调工作，对环保实施计划进行监督、检查和管理，环保实施计划应有专业记录，并报送环保部门备案。

（4）根据报告书提出的环保措施和生态环境部门审批要求，建设单位应该严格执行“三同时”制度，健全各项环保设施，绿化美化厂区环境。

（5）施工期环境监测：建设单位对施工噪声源强和施工厂界噪声进行监测，监测数据报环保部门以便检查和监督。

（6）公司负责环保组织对环保设施中土建和安装工程进行验收。

9.1.6 运营期的环境管理

（1）认真贯彻执行国家有关环境保护法律、法规及相关文件，接受环境保护主管部门的监督和检查，定期上报各项环保管理工作的执行情况。

（2）公司必须把环境保护工作纳入计划，建立环境保护责任制度，采取有效措施，防止生产过程中或其他活动中产生的污染危害及对生态环境的破坏。

（3）组织制定公司内部各部门的环保管理规章制度，明确职责，并监督执行。

（4）建立环保监测室，认真做好污染源及处理设施的监测、控制工作，及时解决运行中的环保问题，做好应急事故处理，参与环境污染事故调查和处理工作。

（5）做好公司环保设施运行记录的档案管理工作，定期检查环境管理计划实施情况。

（6）检查公司内部环境治理设备的运转情况，日常维护及保养情况，保证其正常运行。

（7）开展公司环保技术人员培训，提高环保人员技术水平，提出环境监测计划。

（8）对项目所在区域的生态环境进行保护。

（9）做好污染物台账管理。

（10）建立并公开污水拉运台账信息，详细记录污水拉运量、拉运时间、拉运车辆信息、接收、负责人等信息，保存形式为电子台账和纸质台账，台账保存期限不小于 5 年。

9.1.7 环境管理信息公开

根据《企业事业单位环境信息公开办法》，企业事业单位应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息，企业事业单位应当建立健全本单位环境信息公开制度，指定机构负责本单位环境信息公开日常工作。

环境管理信息公开内容应包括以下内容：

（一）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（二）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（三）防治污染设施的建设和运行情况；

（四）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（五）突发环境事件应急预案；

（六）其他应当公开的环境信息。

列入国家重点监控企业名单的重点排污单位还应当公开其环境自行监测方案。

排污单位应当通过其网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，同时可以采取以下一种或者几种方式予以公开：

（一）公告或者公开发行的信息专刊；

（二）广播、电视等新闻媒体；

（三）信息公开服务、监督热线电话；

（四）本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭、电子屏幕、电子触摸屏等场所或者设施；

（五）其他便于公众及时、准确获得信息的方式。

9.2 自行监测计划

9.2.1 污染源监测计划

运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018）等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表。

表 9.2-1　　废气、噪声、土壤污染源监测计划表

监测点位		监测内容	监测频率	备注	采样分析方法
废气	导热油炉废气排气筒	二氧化硫、颗粒物、林格曼	1次/年	若遇特殊情况可以根据需要适当增加频次	按照国家环保局的有关规定和标准执行
		氮氧化物	1次/月		
	厂界上风向1#、下风向2#、3#、4#	NMHC	1次/季度		
噪声	四个厂界	等效连续A声级	每季度1次		
土壤	厂区内、厂区外	pH、石油烃	每5年内开展一次		

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中对地下水环境监测与管理的要求及《排污单位自行监测技术指南》（HJ819-2017）对地下水环境监测频率的要求，结合本项目产污特征，环评要求本项目运行过程依托已布设 1 个地下水水质监测点对评价区地下水水质进行动态监测。监测井采用孔径不小于 130mm；采用 PVC 管护壁填砾成井；0～9m 为实管，无需设置滤孔，9m 至孔底布置滤孔，滤孔孔径 1cm，间隔为 10cm，管壁上布置 6 列，可满足地下水监测井要求。

表 9.2-2　　地下水污染源监控布点

监测点位	位置	功能	监测因子	监测频次	监测层位
1#	厂区下游	污染扩散监测点	pH、石油类等；	1次/每季度	含水层

9.2.2 采样和测定方法

1、自动监测

废水自动监测参照 HJ/T353、HJ/T354、HJ/T355、HJ/T356 执行。

2、手工采样

有组织废气手工采样方法的选择参照 GB/T16157、HJ/T397、HJ732 执行。无组织排放采样方法参照 HJ/T55 执行。

废水手工采样方法的选择参照 HJ493、HJ494、HJ495 和 HJ/T91 执行，噪声和土壤采样方法参照国家相关标准执行。

3、测定方法

废水、废气、噪声、土壤污染物的监测按照相应排放标准中规定的污染物浓度测定方法标准执行，国家或地方法律法规等另有规定的，从其规定。

9.2.3 环境管理台账与排污许可证执行报告编制要求

9.2.3.1 环境管理台账记录要求

排污单位应建立环境管理台账制度，设置专职人员开展台账记录、整理、维护和管理工作，并对台账记录结果的真实性、准确性、完整性负责。为便于携带、储存、导出及证明排污许可证执行情况，台账应按照电子化储存和纸质储存两种形式同步管理，保存期限不得少于三年。排污单位环境管理台账应真实记录生产运行、污染治理设施运行、自行监测和其他环境管理信息。其中记录频次和内容须满足排污许可证环境管理要求。

9.2.3.2 记录内容与频次

1）主要生产设施运行管理信息

排污单位应定期记录生产运行状况并留档，应按批次至少记录以下内容：生产设施、

运行状态、投料量、产品产量等。

2）原辅材料信息

排污单位应记录原辅材料采购量、库存量、出库量、纯度、是否有毒有害等信息。记录内容参见下表。

3）污染治理设施运行管理信息

废气处理设施记录设施运行参数（包括运行工况等）、污染物排放情况、停运时段、药剂投加时间及投加量等。

4）非正常工况记录信息

应记录锅炉起停时段设施名称、编号、非正常起始时刻、非正常恢复时刻、污染物排放量、排放浓度、事件原因、是否报告等。

5）监测记录信息

排污单位应建立污染治理设施运行管理监测记录，记录、台账的形式和质量控制参照 HJ/T373、HJ819 等相关要求执行。

6）其他环境管理信息

排污单位应记录重污染天气应对期间等特殊时段管理要求、执行情况（包括特殊时段生产设施和污染治理设施运行管理信息）等。重污染天气应对期间等特殊时段的台账记录要求与正常生产记录频次要求一致，每天进行 1 次记录，地方环境保护主管部门有特殊要求的，从其规定。

还应根据环境管理要求和排污单位自行监测记录内容需求，进行增补记录。

9.3 管理人员培训

上岗职工必须进行职业道德、环境保护、劳动卫生、安全生产等法规教育，以增强操作人员和管理人员的职业精神和业务水平外，本评价建议：项目投入运行后设置专门部门负责厂区环保措施的实施、环境监测及污染治理等有关方面的工作。负责企业对社会的环境承诺，协调与当地生态环境部门的工作。

1）组织并监督检查企业的基本建设、技术改造贯彻“三同时”制度的情况，参与其方案的审定与竣工验收工作；

2）监督检查整个厂区的环保设施运行和污染排放情况；

3）组织环境监测，检查本项目区域环境质量状况和发展变化；

4）组织污染源调查及环境污染事故的调查和处理；

5）负责本企业环保设施的维修、检测，使环保设施正常运转。

9.4 排污许可与总量控制

本项目属于陆地天然气开采项目，未涉及通用工序，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，应实行登记管理，应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。

（1）排污许可限值

根据《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018），本项目排污许可限值建议见表 9.4-1。

表 9.4-1　　排污许可限值建议一览表

排放源	污染因子	许可浓度（Nmg/m³）	建议许可量(t/a)	备注
有组织	颗粒物	/	0.247	全阶段
	二氧化硫	/	0.148	
	氮氧化物	/	1.29	
无组织	非甲烷总烃	/	0.08	

（2）总量控制

本项目总量控制污染物排放量为：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃。

9.5 项目建成后“三同时”竣工验收清单

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号）的要求，项目建成后，应全面检查工厂周围环境改变及环保设施“三同时”情况。项目试运行一段时间，达到生产正常、稳定后（一般不超过三个月），由建设单位成立验收组自行进行验收。本项目环境保护三同时验收内容见下表。

表 9.5-1　　环境保护三同时验收一览表

项目	内容	执行标准	验收内容
废水治理	生产废水	/	集中收集后，定期拉运至81#联合处理站采出水系统进行处理处
废气治理	挥发性有机废气	天然气处理站厂界《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中4.0mg/m^3；	保持正常运行，减少无组织排放
	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	天然气处理站内导热油炉锅炉烟气中各污染物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3大气污染物特别排放限值中燃气锅炉排放浓度限值要求；氮氧化物执行《关于开展自治区2022年度夏季大气污染物防治冬病夏治工作的通知》中燃气锅炉低	定期进行检查检修，设置低氮燃烧器

		氮燃烧改造限值（≤50mg/m^3）。	
噪声治理	设备噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准	选用低噪声设备、采用隔声、消声、减振、合理布局
固体废物	一般工业固废集中收集，交由厂家回收；危险废物设置危险废物贮存点（130m^2），分类收集项目危险废物	一般工业固废执行《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求	全部无害化、资源化处理
地下水、土壤措施	液体储罐设置重点防渗参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	/	有效控制
风险措施	事故池	/	依托已建事故池1个，容积810m^3
	生产装置区安装防泄漏监测报警装置	/	/
	制定风险应急预案	/	/
生态环境	植被破坏、土壤压覆地表扰动、水土流失	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；站场、周边自然植被恢复情况、

第 10 章评价结论与建议

10.1 环境影响评价结论

10.1.1 项目的产业政策符合性

项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气—3．油气勘探开发技术与应用：挥发或放空石油、天然气自动监控、回收利用技术、装备开发与应用，天然气分布式能源技术开发与应用”，符合国家产业政策。

本项目已在玛纳斯县发展和改革委员会进行备案，项目代码：2411-652324-04-01-723433，符合地方产业政策。

10.1.2 选址合理性分析

项目评价范围内无需要特殊保护的敏感目标，无明显环境制约因素；项目拟采取技术经济可行的污染治理措施及风险防范措施，以降低对项目周边环境敏感目标、周边土壤的环境污染及环境风险水平，确保污染物达标排放，减轻项目对区域的环境影响；根据环境影响预测分析，项目实施后不会改变区域环境功能现状。结合前节分析，本项目选址符合区域用地规划、产业布局和生态环境准入条件等相关要求。

本项目与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等区域发展规划相符；项目与区域生态环境保护规划，大气、水、土壤等相关规划；项目与“三线一单”相关管控要求相符。

因此，周边无明显的环境制约因素，项目选址合理。

10.2 环境质量现状

区域环境现状监测结果表明：

（1）地下水：评价范围内各监测点位监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（2）环境空气：项目所在区域 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；O_3 最大 8 小时平均浓度及 NO_2、CO、二氧化硫的日、年均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，由于受沙尘天气影响导致的 $PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均质量浓度超标，项目所在区域为环境空气质量不达标区。

根据特征因子监测结果：环境空气质量现状监测点中非甲烷总烃的 Ii 值均小于 1。项目所在区域环境空气质量现状良好。

（4）声环境：项目厂界各监测点噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（5）土壤环境：项目区各监测点位占地范围内满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》
（GB36600-2018）表 1 和表 2 第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值要求。

综上可知，项目所在区域土壤环境质量现状良好。

10.3 环保措施及达标排放

根据预测本项目实施后对周边环境敏感点影响较小，项目所在区域环境可承受，不会影响区域环境质量目标的实现。

10.4 项目对环境的影响

（1）大气环境影响

运营期对大气的影响为持续的长期影响，导热油炉安装低氮燃烧器，有组织排放的导热油炉锅炉烟气中各污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 大气污染物特别排放限值中燃气锅炉排放浓度限值要求；氮氧化物满足《关于开展自治区 2022 年度夏季大气污染物防治冬病夏治工作的通知》中燃气锅炉低氮燃烧改造限值（≤50mg/m^3），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）中排放限值。

由于项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（2）地表水环境影响

运营期废水主要为生产废水，集中收集后，定期拉运至 81#联合处理站采出水系统进行处理处。

因此，项目不会改变区域水环境质量功能，区域地表水环境质量将基本维持现状。

（3）地下水和土壤环境影响

非正常工况下，本项目凝析油储罐泄漏导致油品外泄导致含油废水外泄时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备等措施进行防范，凝

析油储罐区设置重点防渗参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），本项目生产车间采取一般防渗，采取防渗混凝土措施，其余为简单防渗。

（4）声环境影响

根据预测，本项目噪声各厂界昼间、夜间噪声分别小于 60dB（A）、50dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。可见本项目设备产生的噪声对周围环境不会造成明显的影响。

（5）固体废弃物影响

本项目对产生的固体废物采取的处置措施安全有效，不会对周围环境产生二次污染。

（6）退役期影响

退役期对建设区域构筑物及设备进行拆除，对占用的土地进行植被恢复，并设立警示标志。退役期将会产生少量扬尘、部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，将废弃建筑残渣运至附近建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。项目区经过清理后，占地范围内的建筑被清理，植被进行恢复，使占地恢复到与周边生态环境相协调的一种状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，项目区范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

玛纳斯县天湾壹节能环保科技有限责任公司已缴纳草原植被恢复费，详见附件。

10.5 环境影响经济损益分析

分析可知，在落实本环评提出的各项污染防治措施的前提下，本项目的建设能够达到经济效益、社会效益和环境效益相统一的要求，既为地方经济发展做出贡献，又通过环保投资减少了污染物排放量，使污染物排放量在环境容量容许的范围内。项目建设满足可持续发展的要求，从环境经济角度而言，项目建设是可行的。

10.6 环境管理与监测计划

本环评针对项目产生的各类污染物，提出了针对性的环境管理和监测计划。项目运营期应加强环境管理，落实本报告提出的各项环境监测计划，建立健全污染物管理档案。

10.7 环境风险结论

本项目涉及的主要危险物质为井口原料气、混烃和导热油等。主要事故类型为物料泄漏及火灾爆炸事故，可能对周边大气环境和地表水环境造成影响。

环评报告书认为通过严格的风险防范措施，可将风险隐患降至最低，达到可以接受的水平。在采取完善的事故风险防范措施，建立科学完整的应急计划，落实有效的应急救援措施后，本项目产生的环境风险可以得到有效控制。因此，项目从环境风险角度分析是可行的。

10.8 公众意见采纳情况

建设单位分别在环境影响评价公众信息网上进行了一、二次公示，并在项目所在地附近进行了张贴公示，在新疆法制报进行项目信息公开，公示期间未收到公众意见。

10.9 结论

本项目符合国家现行产业政策，拟采用的生产工艺及设备先进、成熟、可靠，符合清洁生产要求；项目采取的污染防治措施成熟可靠且技术经济可行，排放污染物能够达到国家规定的标准要求，对评价区域环境质量的影响不明显。项目环境风险影响处于可接受水平，风险防范措施及应急预案切实可行。只要严格落实环境影响报告书提出的环保对策及措施，严格执行“三同时”制度，确保项目污染物达标排放，认真落实环境风险的防范措施及应急预案，则天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目扩建工程在玛纳斯县清水河乡牙湖村进行建设从环保角度可行。

10.10 要求及建议

（1）企业应加强环保设施的日常管理、维护，建立健全环保设施的运行管理制度、定期检查制度、设备维护和检修制度，确保环保设施高效运行，尽量减少和避免事故排放情况发生。

（2）认真贯彻执行国家和新疆维吾尔自治区的各项环保法规和要求，根据生产的需要，充实环境保护机构的人员，落实环境管理规章制度，认真执行环境监测计划。

（3）公司应当继续搞好日常环境监督管理，使环保治理设施长期正常运行，防止各类污染物非正常排放，确保各项污染物达标排放。规范各排污口管理、按环保部门要求设置相应标准等。

（4）注意风险防范措施，随时制定相应的应急预案，并制定相应的风险防范演练。

（5）项目必须严格执行“三同时”规定，有关环保设施必须与主体工程同时设计，同时施工，同时使用。