

玛纳斯新卓石油技术有限责任公司永3区块油田伴生气综合
利用项目

环境影响报告书

(送审版)

建设单位：玛纳斯新卓石油技术有限责任公司

编制单位：中勘冶金勘察设计院有限责任公司

编制时间：二〇二三年二月

打印编号: 1673511292000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	9qa81w		
建设项目名称	玛纳斯新卓石油技术有限责任公司永3区块油田伴生气综合利用项目		
建设项目类别	05—007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	玛纳斯新卓石油技术有限责任公司		
统一社会信用代码	91652324MABJJ2WG89		
法定代表人（签章）	刘磊		
主要负责人（签字）	孙晓宁		
直接负责的主管人员（签字）	韩兆会		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	中勘冶金勘察设计院有限责任公司		
统一社会信用代码	91130600105946556M		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
唐林川雄	2016035660352014661602000002	BH006909	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
唐林川雄	建设项目工程分析；环境管理与监测计划；环境影响经济损益分析；结论。	BH006909	
冯莉	概述；总则；环境质量现状调查与评价；环境影响预测与评价；环境保护措施论证分析。	BH021669	



项目区西南侧的永3-侧平1井



项目区已建道路



项目区选址处



项目区植被分布情况



项目区西南侧的准中注采站



项目区地形地貌情况

现场踏勘照片

目 录

1 概述	4
1.1 项目背景.....	4
1.2 建设项目主要特点.....	5
1.3 环境影响评价过程.....	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	6
1.5 项目可行性分析判定.....	7
1.6 报告书主要结论.....	8
2 总则	9
2.1 编制依据.....	9
2.2 评价目的与原则.....	13
2.3 评价时段.....	14
2.4 评价因子与标准.....	14
2.5 评价等级与评价范围.....	19
2.6 环境保护目标.....	28
2.7 评价内容与重点.....	30
2.8 环境功能规划.....	31
2.9 相关规划及政策符合性分析.....	31
3 建设项目工程分析	42
3.1 建设项目概况.....	42
3.2 项目建设内容.....	44
3.3 环境影响因素识别及污染源分析.....	72
3.4 总量控制指标.....	84
3.5 清洁生产分析.....	84
4 环境质量现状调查与评价	88
4.1 自然环境现状调查与评价.....	88

4.2 环境保护目标调查.....	90
4.3 环境质量现状调查与评价.....	90
5 环境影响预测与评价.....	108
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	108
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	112
5.3 环境风险分析.....	131
6 环境保护措施论证分析.....	137
6.1 施工期环境保护措施.....	137
6.2 运营期环境保护措施.....	139
6.3 环境风险防范措施及应急要求.....	147
6.4 环境风险简单分析一览表.....	160
6.5 环保投资分析.....	160
6.6 依托可行性分析.....	161
7 环境管理与监测计划.....	165
7.1 环境管理体制.....	165
7.2 污染物排放的管理要求.....	169
7.3 企业环境信息公开.....	170
7.4 运营期环境保护监测计划及验收建议.....	171
8 环境影响经济损益分析.....	174
8.1 环境效益分析.....	174
8.2 社会效益分析.....	174
8.3 环境经济损益分析结论.....	175
9 结论与建议.....	176
9.1 建设项目概况.....	176
9.2 环境质量现状结论.....	176

9.3 污染物排放情况结论.....	176
9.4 环境保护措施.....	179
9.5 公众意见采纳情况.....	180
9.6 经济损益性分析.....	180
9.7 环境管理与监测计划.....	181
9.8 总结论.....	181

1 概述

1.1 项目背景

中石化新疆新春石油开发有限责任公司永进油田永3区块构造上位于准噶尔盆地中央坳陷昌吉凹陷西段，行政上隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县。

目前，永进油田永3区块处于勘探阶段，还未正式进行产能开发，无配套的油气集输工程和处理工程。截至2022年12月，永3区块已部署勘探井7口，其中2口正在钻井，5口正在试油，试油井均采用单井拉油工艺，采出物为采出液和伴生气，采出物在单井井口进行气液分离，分离出的采出液由罐车拉运至春风联合站原油处理系统处理，分离出的伴生气部分仅永3侧平1井试油的 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 伴生气管输至区块内已建的1座处理规模为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的压缩天然气处理装置处理得到工业用压缩天然气（CNG）产品后外售，剩余伴生气和其余4口试油井产生的伴生气均通过火炬完全燃烧后放空。

由于区块内已建的CNG处理装置能力不能满足区块伴生气处理需求，导致区块部分伴生气直接燃烧后放空，造成环境污染、能源浪费和经济损失。

根据永3区块开发部署计划和气藏预测指标可知，未来15年内永3区块计划新部署28口采气井，届时区块内生产井总数将达到35口，伴生气最大产气量为 $12.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，平均日产气量为 $6.87 \times 10^4 \text{m}^3$ 。由于永3区块位置较偏，气量相对较少，单独建设管道经济性差，液化天然气（LNG）装置是国内一种比较成熟的边远井伴生气回收装置，该装置利用LNG体积小、储存和运输效率高的特点，可以较好的进行油气田边远井伴生气的回收。

为尽快回收区块勘探阶段放空的伴生气，同时保障区块开发阶段开采伴生气得到有效处理，玛纳斯新卓石油技术有限责任公司拟在永3区块新建1座天然气液化处理站，以永3区块勘探期的勘探井试油期的伴生气和产能开发工程的各采油井的伴生气为气源，设计伴生气处理量 $6.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，生产液化天然气（LNG）和混烃，其中LNG生产量15117t/a，混烃生产量1598t/a，产品均由罐车拉运外售。

由于永3区块目前仍处于勘探阶段，未进行区块产能开发，勘探阶段的勘探井在试油结束后，视试油情况转产或者封井，对具备产能而转为生产井的勘探井需要在产能开发建设前取得合法合规的开采手续，在取得相应的合法合规的开采手续后，区块内产能开发建设的采油井及配套设施才能运行投产采出伴生气和采出液。

为保障新建天然气液化处理站建成后气源的供给，在永3区块产能开发建设投产前，新建天然气液化处理站以区块内新部署的勘探井的试油期伴生气为气源，永3区块产能开发建设投产后，新建天然气液化处理站以产能开发建设工程建设的采油井井口分离出的伴生气为气源，生产液化天然气（LNG）和混烃。本项目实施，将区块勘探期和运营期的伴生气全部回收，可有效减少永3区块勘探期和运营期伴生气燃烧后放空产生的温室气体二氧化碳的排放量，同时大大减少了二氧化硫、氮氧化物和非甲烷总烃的排放量，对改善区域大气环境具有积极作用。

1.2 建设项目主要特点

建设内容仅包括1座天然气液化处理站建设，井区采油井采出物在井口进行气液分离，分离出的采出液由罐车拉运至春风联合站原油处理系统处理，分离出的伴生气管输至新建的天然气液化处理站，单井井口至新建天然气液化处理站天然气管线由中石化新疆新春石油开发有限责任公司另行立项建设，不包含在本项目中。新建天然气液化处理站以永3区块各采油井的伴生气为气源，对伴生气进行回收利用，生产液化天然气和混烃，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的排放量；天然气液化处理站内不设生活区，运营期工作人员食宿均在新疆生产建设兵团第六师新湖农场。

1.3 环境影响评价过程

本项目为油井伴生气回收利用项目，根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017）注释可知：伴生天然气综合利用活动属于B0711陆地石油开采，即本项目属于陆地石油开采。

本项目为陆地石油开采项目，为石油开采新区块，且项目区属于水土流失重点

治理区，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—07、陆地石油开采—石油开采新区块开发；页岩油开采；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。

玛纳斯新卓石油技术有限责任公司于2022年6月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件1）。环评报告编制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。环境影响评价工作程序见图1.3-1。

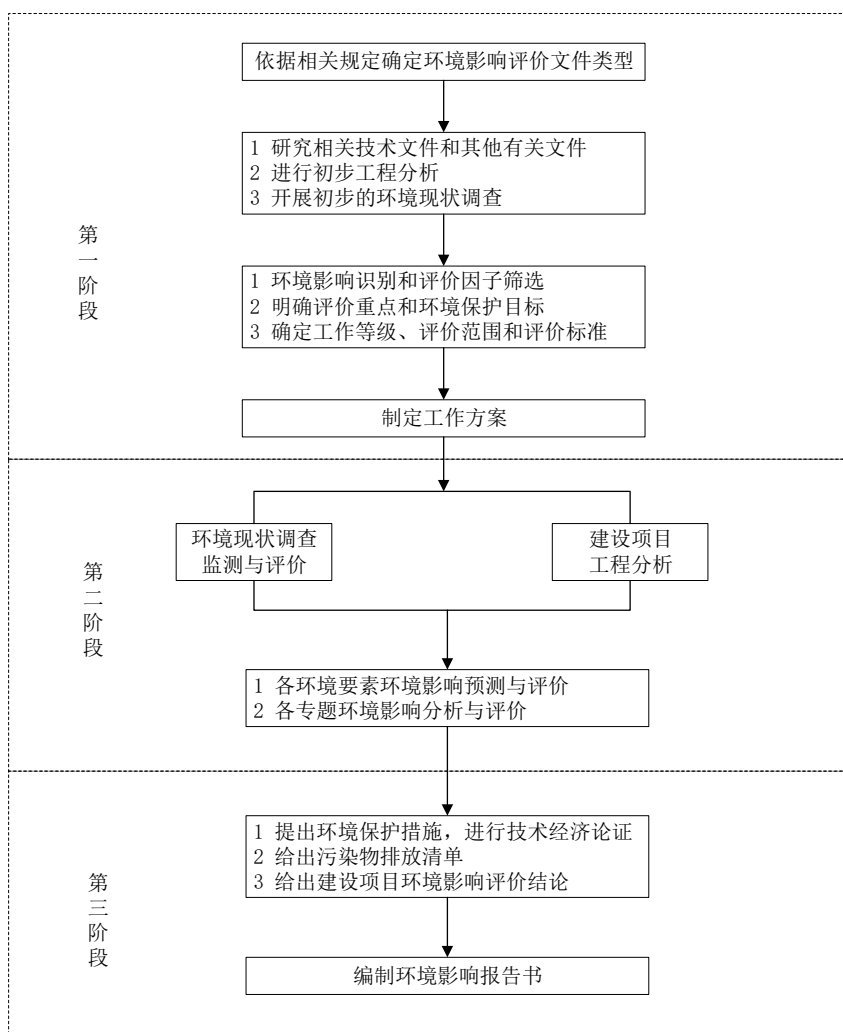


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 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天然气液化处理站建设和运营期伴生气处理

过程中，由于天然气液化处理站为点状工程，因站场建设占地、地表扰动等产生的生态影响较小，主要是污染物排放导致的环境污染影响。

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、尾气燃烧炉烟气、生活污水、含油废水、设备及场地冲洗排水、废弃包装、废活性炭、废分子筛、废润滑油、废滤芯、废润滑油、生活垃圾以及事故状态下产生的含油污泥对环境的影响分析。

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。

1.5 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类，符合国家产业政策。

1.5.2 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。拟建天然气液化处理站选址处为空地，地表植被稀疏，野生动物较少，对周围生态环境影响较小；运营期无组织挥发性废气、锅炉烟气和尾气燃烧炉烟气产生量较少，区域大气环境扩散条件好，不会对周围环境空气质量产生明显影响；含油废水和设备及场地冲洗排水依托春风联合站采出水处理系统处理，生活污水依托玛纳斯县生活污水处理厂处理；拟选厂址处及周围200m范围内无声环境敏感目标，经预测运营期天然气液化处理站四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准限值要求；生活垃圾依托玛纳斯县生活垃圾填埋场填埋处理，废弃包装由厂家回收，废

活性炭、废分子筛、废润滑油、废滤芯、事故状态下的产生的含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位接收、处置和转运。项目位于昌吉回族自治州水土流失重点治理区，在切实落实报告书提出的环保措施和水土保持措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址合理。

1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；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范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间均未收到反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (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09月01日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018年01月01日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2016年07月02日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年修订），2011年03月01日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）》，2012年07月01日；

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第204号，2017年10月7日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第682号，2017年10月01日；
- (3) 《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年03月01日；
- (4) 《排污许可管理办法（试行）》（2019年修订），生态环境部部令第7号
- (6)，2019年08月22日；
- (5) 《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；

- (6)《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；
- (7)《国家危险废物名录（2021年版）》，生态环境部令第15号，2021年01月01日；
- (8)《产业结构调整指导目录（2019本）》，国家发展和改革委员会令第29号，2020年01月01日；
- (9)《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；
- (10)《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；
- (11)《国家重点保护野生植物名录》，国家林业局、农业部2021年第3号，2021年02月01日；
- (12)《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；
- (13)《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14日；
- (14)《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；
- (15)《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；
- (16)《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018），住建部，2019年04月01日；
- (17)《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21日；
- (18)《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第23号），2022年01月01日；
- (19)《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；

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

(21) 关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知（环大气〔2023〕1号），2023年01月05日；

(22) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（原环境保护部公告2013年第31号），2013年05月24日。

2.1.3 地方有关环保法律法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018年09月21日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019年01月01日；

(4) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018年09月21日；

(5) 《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；

(6) 《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；

(7) 《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》（新政发〔2021〕162号），2021年07月26日；

(8) 《关于印发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》，2019年01月21日；

(9) 《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》（昌州政办发〔2021〕41号），2021年06月30日；

(10) 《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发〔2016〕140号），2016年12月30日；

(11) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（修正），2018年09月21日。

2.1.4 环评有关技术规定

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017年01月01日；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018年12月01

日；

(3)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，2022年07月01日；

(4)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，2019年07月01日；

(5)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，2022年07月01日；

(6)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，2019年03月01日。

(7)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，2016年01月07

日；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，2019年03月01日；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)，2007年08月01日；

(10)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，2017年06月01

日；

(11)《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11日；

(12)《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)，2022年07月01日；

(13)《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104号，2015年11月18日；

(14)《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；

(15)《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；

(16)关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告(公告2021年第74号)，2021年12月22日；

(17)《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)，2022年10月01日；

(18)《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》(HJ 1033-2019), 2019 年 08 月 13 日。

2.1.5 相关文件

- (1)《新疆生态功能区划》, 2005 年 07 月 14 日;
- (2)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》, 2002 年 12 月。
- (3)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》, 2018 年 08 月;
- (4)《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 06 月 04 日;
- (5)《新疆生态环境保护“十四五”规划》, 2021 年 12 月 24 日;
- (6)《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》, 2022 年 01 月 28 日。

2.1.6 技术资料

- (1)《玛纳斯新卓石油技术有限责任公司永 3 区块油田伴生气综合利用项目环评委托书》, 玛纳斯新卓石油技术有限责任公司, 2022 年 06 月 27 日;
- (2)《玛纳斯新卓石油技术有限责任公司永 3 区块油田伴生气综合利用项目可行性研究方案》, 山东莱克工程设计有限公司, 2022 年 09 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

- (1)通过现场调查和现状监测,了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况,掌握区域的环境质量及生态现状。
- (2)通过工程分析,明确施工期和运营期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向,分析环境污染的影响特征,预测和评价施工期、运营期对环境的影响程度,并对污染物达标排放进行分析。
- (3)提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施,并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。
- (4)分析本项目可能存在的事故隐患,预测风险事故可能产生的环境影响程度,提出环境风险防范措施。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定评价时段为施工期和运营期。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接烟尘、生活污水、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、生活垃圾及建筑垃圾等及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为挥发性有机废气、导热油炉锅炉烟气、脱碳单元尾气燃烧炉废气、生产废水、生活污水、噪声、生活垃圾、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油、废弃包装和事故状态含油污泥等，各要素的影响程度见表2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

影响因素 环境要素	施工期					运营期				
	生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故
	占地	施工机械及车辆尾气、扬尘、焊接烟尘	管道试压废水、生活污水、混凝土养护废水	生活垃圾、建筑垃圾	施工车辆、施工设备	无组织挥发性有机物、导热油炉烟气、脱碳单元尾气、烧炉废气	含油废水、设备及场地清洗废水、生活污水	生活垃圾、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油、废弃包装、事故状态含油污泥	各类机泵 罐车 压缩机 塔类 风机 导热油炉 空冷器、运输车辆	管线泄漏、储罐泄漏
环境空气	0	+	0	0	0	++	0	0	0	+
地下水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	++
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	++	+
土壤	++	0	0	+	0	0	0	0	0	++
植被	+	+	0	+	0	+	0	0	0	++
动物	+	+	0	+	+	+	0	0	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、砷、镉、石油类
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、NMHC
	影响分析	SO ₂ 、NO _x 、NMHC、PM ₁₀
	总量控制因子	NO _x 、NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)
	影响评价	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观、水土流失
	影响评价	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	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

2.4.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 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/m³ 执行，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源		
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 二级		
		1 小时平均	500				
2	NO ₂	年平均	40				
		1 小时平均	200				
3	PM ₁₀	年平均	70				
		24 小时平均	150				
4	PM _{2.5}	年平均	35			μg/m ³	GB3095-2012 二级
		24 小时平均	75				
5	CO	24 小时平均	4				
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	mg/m ³			
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	GB16297-1996		

②地下水

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5~8.5	11	氰化物	≤0.05
2	总硬度	≤450	12	挥发酚	≤0.002
3	溶解性总固体	≤1000	13	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	14	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	15	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	16	汞	≤0.001
7	亚硝酸盐	≤1	17	铅	≤0.01
8	氯化物	≤250	18	铁	≤0.3
9	硫酸盐	≤250	19	锰	≤0.1
10	氟化物	≤1	20	石油类	≤0.05

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类限值，具体详见表 2.4-

5。

表 2.4-5 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB(A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2类

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准限值见表 2.4-6。

表 2.4-6 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并(k)荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并(a,h)蒽	1.5

续表 2.4-6 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
38	苯并(a)蒽	15	44	茚并(1,2,3-cd)芘	15
39	苯并(a)芘	1.5	45	萘	70
40	苯并(b)荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	/	/	/

(2) 污染物排放标准

① 废气

天然气液化处理站厂界无组织挥发性有机物及脱碳单元尾气燃烧炉 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；天然气液化处理站站内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 表 A.1 特别排放限值。天然气液化处理站内锅炉烟气中二氧化硫、颗粒物、氮氧化物执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 3 中特别排放限值要求。脱碳单元尾气燃烧炉中二氧化硫、颗粒物、氮氧化物参照执行《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中表 4 特别排放限值要求，上述标准详见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准

序号	污染源		污染物		排放限值 (mg/m ³)	标准来源
1	天然气液化处理站厂界		NMHC	无组织	4	
2	天然气液化处理站站内	脱碳单元尾气燃烧炉	NMHC	有组织	120 (非甲烷总烃的初始排放速率为 5.08kg/h ≥ 2kg/h, 则废气处理设施非甲烷总烃去除效率 ≥ 80%)	GB39728-2020
			二氧化硫		50	
			颗粒物		20	
			氮氧化物		100	
	导热油炉	二氧化硫	有组织	50	GB13271-2014	
		颗粒物		20		
氮氧化物		150				

续表 2.4-7 大气污染物排放标准

序号	污染源	污染物	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
3	天然气液化处理站 站内	NMHC	6	GB 37822-2019) 附录 A 表 A.1

②废水

生产废水主要为液化天然气处理产生的含油废水、设备及场地清洗废水和站内工作人员产生的生活污水。含油废水和设备及场地清洗废水集中收集后由罐车拉运至春风联合站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注油藏不外排；生活污水集中收集后，定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准，运营期天然气液化处理站站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类限值，具体见表2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准一览表 [单位：dB (A)]

执行地点	昼间[dB (A)]	夜间[dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
天然气液化处理站边界	60	50	GB12348-2008 2类

(3) 污染控制标准

运营期产生的废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求。

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取SO₂、NO_x、NMHC、颗粒物为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的AERSCREEN估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率(P_i)，P_i定义如下：

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

其中： P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染物	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
导热油炉	二氧化硫	0.24	0.05
	氮氧化物	9.44	3.78
	颗粒物	0.07	0.02
尾气燃烧炉	二氧化硫	0.04	0.01
	氮氧化物	0.13	0.05
	颗粒物	0.11	0.02
	非甲烷总烃	0.36	0.02
天然气液化处理站无组织挥发	非甲烷总烃	46.24	2.31

由表 2.5-1 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 2.31%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2 评价工作等级判定依据表

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

(2) 地表水评价等级

生产废水及生活污水均为间接排放，与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为三级 B。

(3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级

原则见表 2.5-3。

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目为陆上石油开采项目，根据导则附录 A，属于 I 类建设项目，根据表 2.5-4 判定地下水评价等级为二级。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.5-4 建设项目评价工作等级分级表

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

（4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声功能区，天然气液化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 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境影响评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。本项目生态环境影响评价等级为三级，具体判定情况见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)评价等级判定依据	本项目	判定结果
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地, 重要生境时, 等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	/
3	c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	/
4	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, 生态环境影响评价等级不低于二级。	不属于水文要素影响型建设项目	/
5	e) 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级。	工程实施不影响地下水水位, 土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布, 建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	/
6	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;	工程总占地面积约为0.023km ² , 小于20km ²	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况, 评价等级为三级;	属于《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)6.1.2评价等级确定原则a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况	评价等级为三级
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时, 应采用其中最高的评价等级。	仅符合上述第7条的情况	评价等级为三级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	无需上调评价等级

(6) 土壤环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)(试行)中附录 A 判定, 石油开采为 I 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, 见表 2.5-6。

表 2.5-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	占地规模	I类			II类			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	-	-

①占地规模

本项目永久占地面积约 2.1151hm²，≤5hm²，占地规模为小型。

②土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

天然气液化处理站占地类型为其他草地，土壤环境敏感程度为不敏感。根据表 2.5-7 判定，土壤环境影响评价工作等级为二级。

(7) 环境风险评价等级

①危险物质数量与临界量比值(Q)

本项目涉及的风险物质混烃、液化天然气、伴生气、润滑油、制冷剂(甲烷、丙烷、乙烯)、MDEA 溶液。

风险单元为天然气液化处理站，计算风险单元危险物质与临界量的比值(Q值)，计算结果详见表 2.5-8。

表 2.5-8 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级	
天然气液化处理站	制冷剂	甲烷	0.57	10	0.057	I
		丙烷	4.2	10	0.42	
		乙烯	1	10	0.1	
	润滑油	0.89	2500	0.0004		

续表 2.5-8 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级
天然气液化处理站	伴生气	2.46	10	0.246	
	液化天然气	25.05	10	2.505	
	混烃	23.01	2500	0.0092	
	导热油	1.78	2500	0.0007	
	MDEA 溶液 (COD 浓度 ≥10000mg/l 的有机溶液)	6.04	10	0.604	
/	合计	/	/	3.9423	

根据上表计算结果可知，本项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 为 $1 < Q < 10$ 。

②行业及生产工艺 (M)

本项目属于陆地石油开采行业，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，M 赋值为 10，以 M3 表示，具体详见表 2.5-9。

表 2.5-9 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、 <u>加氢工艺</u> 、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 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力 $\geq 10.0\text{MPa}$ ；

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。具体见表 2.5-10。

表 2.5-10 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
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$0 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

④环境敏感程度 (E) 分级

★大气环境敏感程度

项目所在地为油田生产区域, 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, 西南距玛纳斯县北五岔镇新渠口村、沙窝道村、田家井村距离分别为 2.0km、3.7km 和 4.8km, 东南距新疆生产建设兵团南湖农场十六连约 2.9km, 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。具体见表 2.5-11。

表 2.5-11 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

★地表水环境敏感程度分级

项目区无地表水体, 不进行地表水环境敏感程度级别判定。

★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^{-5} cm/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。具体详见表 2.5-12。

表 2.5-12 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	2.9 地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

★环境风险潜势

根据①~④内容判定，结合 HJ169-2018 表 2，判定项目环境风险潜势为 I。详见表 2.5-13。

表 2.5-13 环境风险潜势划分

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

注：IV⁺为极高环境风险。

★环境风险评价等级

根据合 HJ169-2018 表 1，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析。具体见表 2.5-14。

表 2.5-14 环境风险评价等级划分

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

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-15、图 2.5-1。

表 2.5-15 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以天然气液化处理站为中心区域，边长为 5km 的矩形范围
地下水	以地下水流向为长轴，天然气液化处理站为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
声环境	天然气液化处理站边界外延 200m
土壤环境	天然气液化处理站边界外延 200m
生态环境	天然气液化处理站临时和永久占地范围内
环境风险	不设评价范围

图 2.5-1 评价范围示意图

2.6 环境保护目标

根据现场调查，本项目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、海洋特别保护区、饮用水保护区，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。项目区属于昌吉回族自治州水土流失重点治理区，保护区域野生动植物不被破坏，保护项目区水土流失程度不因本项目的实施而加剧。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1 项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	玛纳斯县北五岔镇新渠口村(经纬度坐标:)	项目西南方向约 2.0km 处, 约有村民 249 人	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点治理区	项目区内	天山北坡诸小河流域重点治理区
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

图 2.6-1 项目区与环境保护目标示意图

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	新建项目概况、主体工程、辅助工程、储运工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.7.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 大气、地下水、声、土壤环境影响评价；
- (3) 环境风险分析；
- (4) 环境保护措施及其风险防范措施可行性论证。

2.8 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II。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

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《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》将加大准噶尔盆地南缘大型油气田建设，促进油气增储上产，本项目建设符合规划要求。

（2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的天山北坡重点开发区域，区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本项目属于油气资源开发，符合该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

（3）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）》、规划环评及审查意见的相符性分析

《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业，

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。本项目为陆上石油开采项目，项目实施能更好的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业，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》及审查意见（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、噪声及固体废物和运营期伴生气处理过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施，对运营期伴生气处理过程中可能存在的环境风险进行了分析并提出了有效的风险防范措施。

②与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

本项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表2.9-1。

表2.9-1 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	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目为陆地石油开采项目，不属于“高污染、高风险产品”的工业项目。项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线；本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；本项目运营过程中会消耗少量的天然气、电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上线要求；项目的建设符合“三线一单”的要求	符合
2	加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控。	本项目液化天然气和混烃储罐采用压力储罐，储存过程中无废气排放。液化天然气和混烃装载过程中采用气相平衡管将储罐与槽车联通，装车时液相通过液相管从储罐采用底部装载的方式进入槽车，槽车内的气相则从上部的平衡管进入储罐。储罐与槽车均为压力设备，不与外环境联通，装载过程中无废气排放，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	符合
3	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新卓石油技术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

③与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》相符性分析

本项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.9-2。

表 2.9-2 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	本项目拟采取措施	符合性分析
1	坚持减缓和适应并重，实施二氧化碳排放达峰行动，协同控制温室气体与污染物排放，协同推进适应气候变化与生态保护修复等工作，持续降低碳排放强度，显著增强应对气候变化能力。	本项目实施可有效减少温室气体二氧化碳的排放量，同时大大减少了二氧化硫、氮氧化物和非甲烷总烃的排放量，对改善区域大气环境具有积极作用。本项目实施后二氧化碳的减排量 33138.04t/a，二氧化硫的减排量 0.0925t/a，氮氧化物减排量 1079.089t/a，非甲烷总烃的减排量 39.2754。较伴生气直接燃烧后放空本项目实施二氧化碳的减排率为 76.63%，可有效减少温室气体二氧化碳与其他污染物的排放。	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储罐采用压力储罐，储存过程中无废气排放。液化天然气和混烃装载过程中采用气相平衡管将储罐与槽车联通，装车时液相通过液相管从储罐采用底部装载的方式进入槽车，槽车内的气相则从上部的平衡管进入储罐。储罐与槽车均为压力设备，不与外环境联通，装载过程中无废气排放，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。	符合
3	健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。	项目实施后由玛纳斯新卓石油技术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

(4) 水土保持规划相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区昌吉州水土保持规划（2021-2030 年）》，项目所在区属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地 II）-北疆山地盆地区（II-3）-天山北坡人居环境农田防护区（II-3-2m）-中部绿洲人居环境农田防护区（II-3-2m-4），该区主要为农业区，水土流失主要是以中度风力、轻度水力侵蚀为主。该区水土流失预防和治理方向：1）加大农田防护林网建设，营造小气候，同时在绿洲边缘地带种植耐旱植被防风固沙；2）城镇建设过程应提高土石方综合利用率；3）煤炭、石油天然气资源集中连片开发区和没有开展治理的矿区应编制水土保持专项规划；矿产

资源开发企业应提高缴纳的损坏水土保持费；4) 应加大对各类开发建设项目水土保持方案的编报审查和现场督察力度，促进生态修复，减少人为扰动造成的水土流失；5) 进城郊型清洁小流域建设，加大村庄绿化美化、垃圾处理等投入力度，改善山区小流域人居环境。

本项目水土流失防治将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。综上，本工程选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区昌吉州水土保持规划（2021-2030年）》及《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2008）要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 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

本项目的建设符合《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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-3。

表 2.9-3 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，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。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性	本项目为天然气液化处理站建设项目，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性。	符合

续表 2.9-3 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
2	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。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，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。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	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活性炭、废分子筛、废润滑油、废滤芯、事故状态下的含油污泥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
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、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	本项目将油井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储罐，装载采用底部装载，装卸过程采用气相平衡系统，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，最大限度的减少了油气的无组织挥发	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电网、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	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，施工机械和各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	符合
5	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	项目投产后归属玛纳斯新卓石油技术有限责任公司管理，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《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 2.9-4。

表 2.9-4 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、玛纳斯县分局的监督与管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令第24号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在天然气液化处理站四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对天然气液化处理站设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的管线、设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	运营期废活性炭、废分子筛、废润滑油、废滤芯、事故状态下的含油污泥交由相应危险废物处理资质的单位接收、转运和处置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。收集、贮存、运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
6	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目的实施将永3区块石油开采过程中产生的伴生气全部处理利用	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	临时占地均进行场地平整清理，及时恢复。场站均采取了地面硬化的措施	符合

续表 2.9-4 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
8	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后归属玛纳斯新卓石油技术有限责任公司管理，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

由表 2.9-4 可知，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

(3) 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》的符合性分析

该“通知”泄漏检测与修复指出：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。

本项目设备与管线组件密封点小于 2000 个，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，本项目将油井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储罐，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，则本项目建设符合《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》。

(4) 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的符合性分析

该“政策”提出：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，防止或减少跑、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，最大限度的减少无组织挥发的 VOCs。则本项目建设符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治

技术政策》。

2.9.3 与“三线一单”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）相关要求的符合性分析

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。本项目是对油气集输设施不完善的区块无法密闭集输的采油井伴生气进行回收的项目，以回收的伴生气为原料，采用增压、脱烃、脱水、脱烃、液化、MRC 制冷生产液化天然气（LNG）和混烃作为产品外售，一则可以减少伴生气直接燃烧造成的资源浪费，二则可以减少伴生气燃烧过程中排放的污染物，对区域环境空气质量有一定的积极影响，具有正效应。同时本项目污染物排放水平较低，液化天然气和混烃储存采用压力储罐，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；项目的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”的总体管控要求。

(2) 与《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》（昌州政办发〔2021〕41号）相关要求的符合性分析

根据《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》，本项目位于编码 ZH65232430001 的一般管控单元，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。

表 2.9-5 本项目与昌吉州“三线一单”符合性分析一览表

类别	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析
生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，生态空间得到优化和保护，生态保护红线得到严格管控。生态功能保持稳定，生物多样性水平稳步提升，生态空间保护体系基本建立	本项目位于一般管控单元，不涉及生态红线，综上，项目建设符合“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求	符合

续表 2.9-5 本项目与昌吉州“三线一单”符合性分析一览表

类别	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析
环境质量底线	<p>全州环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善；全州河流、湖库及城镇集中式饮用水水源地水质稳中向好。地下水质量考核点位水质级别保持稳定，地下水污染风险得到有效控制，地下水超采得到严格控制；全州土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控</p>	<p>运营期排放废气主要为无组织挥发有机废气、天然气液化处理站站内导热油炉锅炉烟气、脱碳单元尾气燃烧炉燃烧后排放的废气、站场边界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，天然气液化处理站站内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值。天然气液化处理站站内锅炉烟气中二氧化硫、颗粒物、氮氧化物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 中特别排放限值要求。脱碳单元尾气燃烧炉烟气中二氧化硫、氮氧化物、颗粒物满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 特别排放限值要求，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 120mg/m³。运营期含油废水和设备及场地清洗废水拉运至春风联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排；噪声源主要为机泵、压缩机、空冷器、运输车辆等的噪声，采取相应措施后站场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；固体废物主要为废分子筛、废活性炭、废过滤器滤芯、废润滑油、废弃包装和生活垃圾。废分子筛、废活性炭、废过滤器滤芯、废润滑油暂存于危险废物暂存间，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；生活垃圾定期送至玛纳斯县生活垃圾填埋场进行填埋处理。</p> <p>综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线。</p>	符合

续表 2.9-5 本项目与昌吉州“三线一单”符合性分析一览表

类别	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析	
资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区、自治州下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动昌吉市国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用		本项目运营期消耗电能、天然气和新鲜水，资源消耗水平较低	符合	
生态环境准入清单	一般管控单元 (ZH65232430001)	空间布局约束	限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地	本项目为陆地石油开采项目，不属于高污染、高环境风险产品；排放的污染物不涉及一类重金属、持久性有机污染物；工程占地类型为其他草地，未占用耕地	符合
		污染物排放管控	落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施用量，逐步削减农业面源污染物排放量	本项目新增总量控制的污染物为VOCs和NO _x ，环评要求建设单位按规定申请总量，落实减量替代方案	符合
		环境风险防控	加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估	本次环评要求建设单位应严格落实环保措施，防止水土流失；报告提出了运营期土壤、地下水的监测计划	符合
		资源利用效率	实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用	本项目运营期仅消耗电能天然气和新鲜水，资源消耗水平较低	符合

图 2.9-1 本项目在昌吉州“三线一单”环境管控单元分类图中的位置

3 建设项目工程分析

3.1 建设项目概况

(1) 项目名称

玛纳斯新卓石油技术有限责任公司永3区块油田伴生气综合利用项目。

(2) 项目性质

新建。

(3) 建设地点

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，中心坐标为：
，项目地理位置图见图3.1-1。

(4) 生产计划和劳动定员

年运行时间8000h，新增劳动定员18人。

(5) 工程投资

总投资3532万元，环保投资约324万元，占总投资的9.17%。

(6) 建设内容

新建1座天然气液化处理站，设计伴生气处理规模 $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作弹性为60%~110%。生产液化天然气(LNG)45.3517t/d，混烃4.795t/d。

图 3.1-1 项目地理位置图

3.2 项目建设内容

3.2.1 总图布置

本次新建天然气液化处理站总平面布置主要分为储罐区、工艺装置区、公用工程区、装车区、放空区等。具体如下：

(1) LNG 储罐区主要设置 1 座 LNG 真空粉末绝热储罐，储罐容积 50m^3 。混烃储罐区设置 1 座钢制卧式储罐，储罐容积 40m^3 。LNG 储罐的防火堤按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）的要求进行设计。混烃储罐防火堤按照《储罐区防火堤设计规范》（GB 50351-2014）的要求进行设计。

(2) 装置区主要设置原料气压缩机、冷剂循环压缩机、制冷液化撬、燃料气分离器撬、天然气脱水撬、再生塔撬、冷箱、天然气脱碳撬等装置。

(3) 该区域按照功能分区主要布置在站场东侧，主要设置综合用房、高低压配电室、消防泵房、水处理间、循环水池等。

(4) 装车区内布置有值班室（磅房）、汽车衡及 LNG 装车泵撬，装车区内混凝土场地采用不发火混凝土场地。

厂区平面布置详见图 3.2-1。

图 3.2-1 厂区总平面布置图

3.2.2 工程组成

(1) 主体工程

本工程新建1座天然气液化处理站，以永3区块各采油井的伴生气为气源，设计伴生气处理规模 $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，生产液化天然气（LNG）45.3517t/d，混烃 4.795t/d。液化天然气暂存在 50m^3 LNG 储罐中，混烃暂存在 40m^3 混烃储罐中，采用边生产边拉运的模式，液化天然气（LNG）和混烃由罐车拉运外售。本次新建天然气液化处理站操作弹性为 60%~110%，即处理量 $3.6 \sim 6.6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，站内预留扩建装置位置及接口。

主体工程是天然气液化处理单元，包括：原料气气液分离计量单元、原料气增压单元、脱烃单元、脱水单元、脱烃单元、液化单元、MRC 制冷单元。各单元处理装置由标准化设计的撬块组合而成，各撬块先进行工厂化预制，现场主要进行各撬块的对接安装和管线连通。

本项目主体工程新增设备具体见表 3.2-1。

表 3.2-1 主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	设备数量
计量分离单元			
1	原料气分离器	$\Phi 1000\text{mm}$ L=3000mm PN16	1 台
2	涡轮流量计	PN16 DN150	2 台
增压单元			
3	原料气压缩机	排量 $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 入口压力：0.15MPa 出口压力：5.0MPa 功率 450kW	2 套（一用一备）
脱碳单元			
4	富液闪蒸罐	$\Phi 1200 \times 4200$	1 台
5	再生塔顶回流罐	$\Phi 1400 \times 4200$	1 台
6	吸收塔	$\Phi 1200 \times 22000$ 填料塔	1 座
7	再生塔	$\Phi 1000 \times 25000$ 填料塔	1 座
8	再生塔底再沸器	Q=380kW	1 台
9	原料气聚结过滤分离器	$\Phi 800$ H=3080	1 台
10	贫液空冷器	Q=1050kW	1 台
11	前置过滤器	$\Phi 500\text{mm}$ H2630mm	1 台
12	活性炭过滤器	$\Phi 800\text{mm}$ H3200mm	1 台
13	后置过滤器	$\Phi 500\text{mm}$ H2330mm	1 台

续表 3.2-1 主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	设备数量
14	贫富液换热器	Q=1200kW	1台
15	贫液泵循环泵	Q=30m ³ /h H=500m	1台
16	再生塔顶空冷器	Q=2180kW	1台
17	再生塔顶回流泵	Q=3m ³ /h H=80m	1台
18	脱碳气聚结过滤分离器	Φ800 H=3080	2台
19	MDEA 溶液配制罐	Φ1200×1800 (立式)	2座
20	MDEA 溶液配制泵	N=2.2kW	1台
21	MDEA 溶液储罐	Φ2800×3800 (立式)	1座
脱水单元			
22	原料气聚结过滤器	Φ400mm H2000mm	1台
23	干燥塔	DN800 L=2000mm	3座
24	再生气加热器	Q=50kW	1台
25	再生气空冷器	/	1台
26	再生气分离器	Φ400mm H2000mm	1座
27	粉尘过滤器	Φ300mm H1600mm	1台
脱烃单元			
28	干燥塔	DN800 L=2000mm	3座
29	再生气加热器	Q=50kW	1台
30	再生气空冷器	/	1台
31	再生气分离器	Φ400mm H2000mm	1台
32	粉尘过滤器	Φ300mm H1600mm	1台
33	混烃稳定塔	Φ400mm H5000mm	1座
34	混烃稳定塔回流泵	扬程 40m 排量 1m ³ /h	1座
35	混烃稳定塔回流罐	Φ500mm H2000mm	1座
制冷液化单元			
36	LNG 冷箱	Q=1720kW	1座
37	脱氮塔	Φ400mm H=8500mm	1座
38	冷剂压缩机	Q=4800Nm ³ /h 入口压力: 0.09MPa 出口压力: 1.7MPa	1台
39	冷剂吸入罐	Φ1000mm H3000mm	1台
40	丙烷制冷压缩机	Q=3100Nm ³ /h 入口压力: 0.03MPa 出口压力: 1.4MPa	1台
其他			
46	地磅	80t	1座

续表 3.2-1 主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	设备数量
47	尾气燃烧炉	120kW, 排气筒高度: 15m 出口内径: DN100 出口烟气温度: 145℃ 焚烧效率: 99.9%	1 座

(2) 辅助工程

① 导热油系统

新建 1 套导热油系统, 主要设备见下表。

表 3.2-2 导热油系统主要设备一览表

序号	设备名称	主要参数	数量	备注
1	导热油炉	850kW	1 台	燃料气用量 $102.48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ 、 排气筒高度 9.7m, 排气筒出口内 径 0.325m, 出口温度 120℃
2	导热油循环泵	$80\text{m}^3/\text{h}$ H=50m	2 台 (1 用 1 备)	/
3	膨胀罐	$\Phi 1.0\text{m} \times 3.2\text{m}$	1 座	容纳加热膨胀后的热媒油 体积 2.5m^3
4	储油罐	$\Phi 1.0\text{m} \times 2.8\text{m}$	1 座	2.0m^3
5	控制系统	/	1 套	/

导热油炉以天然气液化处理装置脱碳单元闪蒸罐产生的含烃气体和制冷液化单元产生的脱氮含烃废气作为燃料, 将热媒油加热至 300℃ 后, 分别进入脱碳再生塔塔底再沸器、脱水再生气加热器、脱烃再生气加热器及混烃稳定塔重沸器对换热介质进行加热, 然后再回到加热炉完成一次循环, 热媒油回油温度约为 200℃。

② 空氮站系统

本站配套仪表风及制氮系统, 设置空压机两台, 一用一备, 单台排量 $6.3\text{Nm}^3/\text{min}$, 排压 0.85MPa。设置无热再生式干燥橇两套, 一用一备。设置 PSV 制氮机一套, 生产氮气量 $50\text{Nm}^3/\text{h}$, 氮气压力 0.78MPa, 氮气纯度 99.5%。另外设置仪表风储罐、氮气储罐各 1 座。

表 3.2-3 仪表风系统主要设备一览表

序号	设备名称	主要参数	数量	数量
1	空气压缩机	供气量 $6.3\text{m}^3/\text{min}$	台	2
2	干燥器	无热再生干燥 水露点: -50°C	套	2

续表 3.2-3 仪表风系统主要设备一览表

序号	设备名称	主要参数	数量	数量
3	PSV 制氮机	压力 0.8MPa, 纯度 99.5% 50m ³ /h	套	1
4	仪表风储罐	12m ³	座	1
5	氮气储罐	12m ³	座	1

③闭排系统

设置 1 套闭排系统，进站分离器、压缩机分离器、脱水装置、放空分液罐等分离出的含油废水进入闭排罐，闭排罐容积 20m³（Φ2000mm L7500mm）。污水在闭排罐内缓冲后，经污水提升泵增压装车后拉运至春风联合站采出水处理系统处理。

同时由燃料气分离器来的燃料气对凝液收集罐进行密闭，维持 0.3MPa 的压力。

④放空系统

放空气体主要包括高压放空、低压放空、低温放空三部分。高压放空总管与低压放空总管在火炬分液罐前汇合，低温放空总管的放空气首先经过空温式加热器加热升温后，汇入高压放空总管。放空气进入火炬分液罐，分离出携带的液体。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。高压气的泄放量为 15×10⁴Nm³/d，低压气泄放量为 2×10⁴Nm³/d。

放空系统的主要设备如下表所示。

表 3.2-4 放空系统主要设备一览表

序号	设备名称	主要参数	数量
1	放空火炬（地面）	放空量 150000Nm ³ /d	1 座
2	放空分液罐	外形尺寸：Φ1200×3600mm，主要材质：16MnDR	1 台
3	火炬分液罐输液泵	Q=3m ³ /h H=75m	1 台
4	空温式加热器	Q=800Nm ³ /h，铝制翅片式加热器，加热介质为空气，采用电加热	1 台

⑤冷剂加注情况

混合冷剂主要由氮气、甲烷、乙烯、丙烷、异戊烷组成，本次不设置固定冷剂储存设施，冷剂补充采用离线加注的方式，更换时现采购补充。

⑥建（构）筑物

本次新建各种建（构）筑物情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 主要建（构）筑物情况表

序号	名称	规格	数量	结构
1	综合用房	1层，建筑面积 579m ² ， 47.3m×6.6m×5.3m	/	砖混结构
(1)	会议室	6.6m×3.9m×5.3m	1 栋	砖混结构
(2)	办公室	6.6m×3.9m×5.3m	1 栋	砖混结构
(3)	中控室	6.6m×7.8m×5.3m	1 栋	砖混结构
(4)	机柜间	6.6m×7.8m×5.3m	1 栋	砖混结构
(5)	UPS 间	6.6m×8.0m×5.3m	1 栋	砖混结构
(6)	库房	6.6m×6.0m×5.3m	1 栋	砖混结构
(7)	化验室	6.6m×3.9m×5.3m	1 栋	砖混结构
(8)	危废暂存间	6.6m×6.0m×5.3m	1 栋	砖混结构
2	卫生间	2.4m×2.4m	1 座	彩钢结构
3	高低压配电室	33m×9.0m×5.3m	1 栋	砖混结构
4	空压机房	9.0m×7.2m×5.3m	1 栋	砖混结构
5	消防泵房	14.4m×9.6m×5.8m	1 栋	砖混结构
6	消防控制室	3.6m×9.6m×5.8m	1 栋	砖混结构
7	水处理间	7.2m×9.6m×5.8m	1 栋	砖混结构
8	循环水泵房	4.2m×9.6m×5.8m	1 栋	砖混结构
9	地磅值班室（门卫）	3.3m×4.5m×3.9m	1 栋	砖混结构
10	集液池 1	5.0m×4.0m×3.0m	1 座	钢筋混凝土现浇
11	集液池 2	4.0m×3.0m×3.0m	1 座	钢筋混凝土现浇
12	事故水池	23m×10m×3.5m	1 座	钢筋混凝土现浇
13	初期雨水池	3m×10m×3.5m	1 座	钢筋混凝土现浇

※综合用房主要功能为配电室、机柜间、UPS 间、卫生间、办公室、会议室、库房等。

※消防泵房主要功能为消防泵房、循环水泵房、水处理间。

※门卫主要功能为门卫值班。

※地磅值班室主要功能为值班用房。

综合用房、门卫、地磅房、消防泵房：采用砖混结构，屋面采用钢筋混凝土现浇，基础采用钢筋混凝土条形基础。

※空压机房主要功能为空压机房，钢筋混凝土框架结构，屋面采用钢筋混凝土现浇，基础采用钢筋混凝土独立基础。

※池体：采用钢筋混凝土现浇。

(3) 公用工程

① 供配电

新建天然气液化处理站新增用电负荷等级为二级，共 1612kW，电源引自站外电网 10kV 线路。站内新建 10kV 高压开关室 1 座，采用 10kV 中置开关柜，接线形式为单母线分段；电容器室 1 座，采用 1 对 1 补偿，每台高压电机补偿 150kVar；高压变频器室 1 座，低压变配电室，设 2 台 400kVA (10/0.4kV) 干式变压器及低压配电柜为新增用电负荷配电；新建 UPS 室 1 座，不间断电源为自控通信等重要负荷配电；配置配电箱为建筑物的照明动力和厂区电伴热、电动阀等用电负荷配电；站内配置防爆 LED 路灯 30 套(单臂双臂各 15 套)，埋地敷设电缆 8330m。

②给排水

站内主要用水为值班人员盥洗生活用水、生产用水、设备及场地冲洗用水等，用水量为 (1318m³/a) 3.95m³/d。用水由罐车从新疆生产建设兵团第六师新湖农场拉运至天然气液化处理站。用水量见表 3.2-6。

表 3.2-6 运营期用水量表

序号	供水类别	最高日用水量 (m ³ /d)	供水压力 (MPa)	备注
1	生活用水	0.45	0.2	间歇, 50L/d·人, 定员 10 人
2	循环冷却水系统	1.5	0.3	间歇
3	设备及场地冲洗用水	2.0	0.2	间歇
合计	/	3.95	/	

排水主要是生产废水及生活污水，生产废水主要是天然气处理过程中产生的含油废水及设备及场地冲洗排水，生产废水由罐车拉运至春风油田联合站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的有关标准后，回注油藏，不外排；生活污水集中收集后，定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

排水量见表 3.2-7。

表 3.2-7 运营期排水量表

序号	废水类别	最高日排水量 (m ³ /d)	排水方式
1	生活污水	0.4	间歇
2	设备及场地冲洗排水	1.563	间歇
3	含油废水	0.775	连续

③通信

通信系统主要为天然气液化处理站新建安防系统，主要包括：视频监控及周界安防系统、语音交换系统、扩音对讲系统（PA/GA）、出入口控制系统、防冲撞设施、应急通信系统、一键报警系统、大屏显示系统、公网及备用通信系统、网络安全防护、通信管道等。

④消防

外部消防依托玛纳斯县应急救援大队，30min内能够赶到站场。对于液化天然气类火灾，首先应进行紧急切断气源和冷却，等切断气源后再进行灭火。站内消防对象为新建的1座50m³LNG储罐（立式双金属真空绝热储罐），1座40m³天然气凝液储罐（卧式储罐）以及工艺装置区、装车区，生产辅助用房等。

1) LNG罐区

冷却：LNG储罐罐顶处设置固定水喷雾冷却系统；罐壁处设置固定水喷淋冷却系统；同时防火堤外配置的固定消防水炮、消火栓；灭火：LNG储罐罐顶安全阀处设置固定式自动干粉灭火装置，罐区集液池处采用固定式高倍数泡沫灭火系统。

2) 天然气凝液储罐区

冷却：天然气凝液储罐设置固定水喷雾冷却系统；同时防火堤外配置的固定消防水炮、消火栓；灭火：天然气凝液储罐罐区外设置移动式干粉灭火器。

3) 工艺装置区

冷却：对主工艺装置区设施采用半固定方式冷却，在装置区外设置固定式消防水炮、消火栓等设施；灭火：装置区集液池处采用固定式高倍数泡沫灭火系统，装置区配置移动式干粉灭火器。

4) 装车区

冷却：对装车区设施采用半固定方式冷却，在装车区外设置固定式消防水炮、消火栓等设施；灭火：装车区集液池处采用固定式高倍数泡沫灭火系统，装车区配置移动式干粉灭火器。

消防系统主要工程量见表3.2-8。

表 3.2-8 消防系统主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	1000m ³ 消防水罐 Φ11.5m H10.7m, 单罐有效容积: 850m ³	座	1	钢罐, 保温
2	柴油机消防水泵 Q=70L/s H=100m	台	2	1用1备
3	消防稳压装置	套	1	
(1)	包括: 稳压泵 Q=2L/s H=100m N=5.5kW	台	2	
(2)	稳压罐 V=1.5m ³	座	1	
4	固定式自动干粉灭火装置	套	1	
5	固定式高倍数泡沫灭火装置	套	1	
(1)	包括: 泡沫液储罐 1000L	座	1	
(2)	泡沫比例混合器	套	1	
(3)	PFS-3型高倍数泡沫产生器	套	6	
6	消防冷却水管网	套	1	包含电控消防炮系统
7	消防灭火器材	批	1	

⑤暖通

站内新建 1 座导热油-水换热器橇, 利用站内热煤油橇块换热后的热水为站内供热。站内 1 座 1000m³消防水罐需伴热, 办公室、辅助用房等建筑单体冬季需供暖, 供热负荷为 62kW。在站内设换热器橇 1 座, 采用导热油-水换热器, 导热油侧的进出口温度为 280℃/230℃, 水侧的进出口温度为 50℃/75℃; 循环水泵 2 台 (1 用 1 备), 静电水垢控制器 1 台, 立式直通除污器 1 台。

⑥道路

1) 进站道路

新建级配砂砾进站道路长 350m, 路面宽 6.0m, 道路横坡为 1.5%, 路面结构由上至下依次为: 级配砂砾厚 18cm+天然戈壁砂砾厚 20cm+路基土压实。

2) 站内道路

※砂砾道路

站内新建砂砾道路 440m, 路面宽 6.0m, 道路横坡为 1.5%, 新建人行道 256m, 宽 1m; 路面结构由上至下依次为: 级配砂砾厚 18cm+天然戈壁砂砾厚 20cm+素土夯实。

※巡检通道

新建花砖巡检通道, 宽 1m, 长 170m, 场地结构由上至下依次为 C30 砼彩色花砖厚

5cm+1: 2 水泥砂浆厚 2cm+级配砂砾厚 13cm+素土夯实。

⑦通风系统

卫生间采用导管式通风器进行机械通风，门窗缝隙自然进风，换气次数取 10 次/h；维修间、消防泵房、循环水泵房、水处理间、库房等均采用边墙轴流排风机进行机械通风，门窗缝隙自然进风，换气次数取 6 次/h；低压变配电室、电容器室、高压开关室、高压变频器室采用边墙轴流排风机机械排风，铝合金电动防雨百叶风口自然进风，换气次数取 10 次/h 与排除室内余热所需通风量中的大值，上述房间平时采用通风系统降温，当通风不足以降温或气候条件不允许通风时，开启空调降温。

⑧仪表自动化

站内设置压力、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。

(4) 环保工程

新建 2 套气相平衡系统，用于装车过程中装载设备与 LNG 储罐和混烃之间的气体连通与平衡。新建 1 座尾气燃烧炉，用于燃烧脱碳单元再生塔塔顶产生的含烃废气；新建 1 座危废暂存间，用于站内废活性炭、废分子筛、废润滑油、废过滤器滤芯、事故状态下含油污泥等危险废物的暂存，暂存间为砖混结构设计，地表采取防渗措施须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 年修改单中要求，具备防风、防雨、防渗、防晒功能。

(5) 储运工程

包括 LNG 产品储存与外输单元、轻烃产品储存与外输单元。具体如下：

①罐区

新建 50m³LNG 储罐 1 座，双层保冷罐设计压力 0.4MPa，设计温度-180℃；新建 40m³混烃储罐 1 座，设计压力 1.6MPa，设计温度 60℃。

②厂区装车

新建 LNG 装车系统 1 套；配套地磅 1 座、装车鹤管 2 套及其他相关设施；

新建混烃装车外输系统 1 套，配套外输泵及相关附属设施。

储存与装车单元新增设备见表 3.2-9。

表 3.2-9 储存与装车单元新增设备一览表

序号	设备名称	规格	数量
1	LNG 储罐	真空粉末低温液体贮槽，尺寸 $\Phi 2600\text{mm}$ （内罐）/ 3100mm （外罐） $\times 9948\text{mm}$ ，立式储罐，压力罐，设计压力 0.6MPa，银白色 50m^3	1 座
2	装车鹤管	DN80	2 座
3	装车泵	$Q=80\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$ $N=7.5\text{kW}$	2 台
4	混烃储罐	钢制卧式储罐，尺寸 $\Phi 2600\text{mm}\times 8000\text{mm}$ ，压力罐，设计压力 0.7MPa，设备保冷，银白色 40m^3	1 座
5	混烃装车泵橇	$Q=50\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$ $N=4\text{kW}$	1 座

③来气管线

从油区至天然气液化处理站输气管线由中石化新疆新春石油开发有限责任公司另行立项建设，不包含在本项目建设内容中。

(6) 依托工程

含油废水和设备及场地冲洗排水依托春风联合站采出水处理系统处理，废润滑油、废分子筛、废活性炭、废滤芯以及事故状态下含油污泥依托具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运。天然气液化处理站生活污水及生活垃圾集中收集后，生活污水定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂，生活垃圾定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场。

(7) 工程组成

工程组成详见表 3.2-10。

表 3.2-10 工程组成一览表

工程类别	规模	单位	数量	
主体工程	新建 1 座 $6\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 液化天然气 (LNG) 处理站，主要包括原料气气液分离计量单元、增压单元、脱碳单元、脱水单元、脱烃单元、低温液化单元、LNG 产品储存与外输单元、轻烃产品储存与外输单元。设计液化天然气生产规模 $45.3517\text{t}/\text{d}$ ，混烃生产规模 $4.795\text{t}/\text{d}$	座	1	
辅助工程	仪表风系统	新建 1 套输送能力 $30\text{m}^3/\text{min}$ 的仪表风系统，仪表风气源为干燥除尘压缩后的空气	套	1
	地面放空火炬系统	新建 1 套天然气处理能力 $6\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的地面火炬及附属设施	套	1

续表 3.2-10 工程组成一览表

工程类别	规模	单位	数量	
辅助工程	闭排单元	新建1座30m ³ 闭式排污罐，用于暂存生产装置产生的含油废水，配套排污泵等附属设施	套	1
	闭式冷却水循环制冷系统	闭式冷却水循环塔，循环量110m ³ /h；上水/回水温度32/40℃	套	1
	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、危废暂存间各1座）	栋	1
		高低压配电室	栋	1
		空压机房	栋	1
		消防泵房	栋	1
		消防控制室	栋	1
		水处理间	栋	1
		循环水泵房	栋	1
		地磅值班室（门卫） 卫生间	栋 座	1 1
道路	新建级配砂砾进站道路长350m，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。	m	1216	
公用工程	供热	热媒导热油系统：新建热媒炉1座。热负荷850kW；双温位系统，高温位为280/320℃；低温位为180/220℃。	套	1
	给排水	施工期用水节点：主要施工人员生活用水。由罐车从新疆生产建设兵团第六师新湖农场拉运至项目区。 运营期用水节点：主要为天然气液化处理站内消防用水补水、工业用水补水及生活用水，用水量为3.95m ³ /d，由罐车从新疆生产建设兵团第六师新湖农场拉运至天然气液化处理站。 排水：施工期和运营期生活污水均由吸污车拉运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。运营期产生的含油废水和设备及场地冲洗排水由罐车拉运至春风联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。		
	供配电	站内新建供配电系统1套，新增用电负荷等级为二级，共1612kW，电源引自站外电网10kV线路。站内新建10kV高压开关室1座，采用10kV中置开关柜，接线形式为单母线分段；电容器室1座，采用1对1补偿，每台高压电机补偿150kVar；高压变频器室1座，低压变电室，设2台400kVA（10/0.4kV）干式变压器及低压配电柜为新增用电负荷配电；新建UPS室1座，不间断电源为自控通信等重要负荷配电；配置配电箱为建筑物的照明动力和厂区电伴热、电动阀等用电负荷配电；站内配置防爆LED路灯30套（单臂双臂各15套），埋地敷设电缆8330m。		

续表 3.2-10 工程组成一览表

工程类别		规模	单位	数量
公用工程	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	建设 1000m ³ 消防水罐 1 座、消防泵 2 台、LNG 储罐/混烃储罐喷淋装置各 1 套，全站建设消防栓、消防炮及消防水管网 1 套等。		
储运工程	罐区	新建 50m ³ LNG 储罐 1 座，双层保冷罐设计压力 0.4MPa，设计温度-180℃	座	1
		新建 40m ³ 混烃储罐 1 座，设计压力 1.6MPa，设计温度 60℃	座	1
	厂区装车	LNG 装车：配套地磅 1 座、装车鹤管 2 套及其他相关设施	套	1
		混烃外输：配套外输泵、流量计及相关附属设施	套	1
来气管线	从油区至天然气液化处理站输气管线由中石化新疆新春石油开发有限责任公司另行立项建设，不包含在本项目建设内容中			
依托工程	含油废水、设备及场地冲洗排水	拉运至春风联合站采出水处理系统处理后回注		
	生活污水	施工期生活污水进临时防渗池集中收集定期外运至玛纳斯县生活污水处理厂处理；运营期的生活污水排入站内设置的带收集装置的环保厕所内，定期外运至玛纳斯县生活污水处理厂处理		
	生活垃圾	施工期生活垃圾站内集中存放并集中外运处置；运营期生活垃圾定期送至玛纳斯县生活垃圾填埋场进行填埋处理		
	废活性炭、废分子筛、废润滑油、废滤芯、事故状态下的含油污泥	交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		

3.2.3 原辅材料及能源情况

(1) 原料气来源

新建 1 座天然气液化处理站，以永 3 区块各采油井的伴生气为气源，伴生气处理量为 $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，由于永 3 区块目前仍处于勘探阶段，未进行区块产能开发，勘探阶段的勘探井在试油结束后，视试油情况转产或者封井，对具备产能而转为生产井的勘探井需要在产能开发建设前取得合法合规的开采手续，取得相应的合法合规的开采手续后，区块内产能开发建设的采油井及配套设设施才能运行投产，采出伴生气和采出液。

为保障新建天然气液化处理站建成后气源的供给，在永 3 区块产能开发建设投产前，新建天然气液化处理站以区块内新部署的勘探井的试油期伴生气为气源，永 3 区块产能开发建设投产后，新建天然气液化处理站以产能开发建设工程建设的采油井井

口分离出的伴生气为气源，生产液化天然气（LNG）和混烃。

（2）原料气性质

本次引用永3区块永3侧平1井的的伴生气监测数据来说明原料气的性质，具体见表3.2-11，监测报告单见附件4。

表 3.2-11 原料气性质一览表

序号	组分名称	单位	含空气	无空气
1	甲烷	%	73.11	73.72
2	乙烷	%	11.87	11.96
3	丙烷	%	6.74	6.80
4	异丁烷	%	1.71	1.73
5	正丁烷	%	1.72	1.73
6	异戊烷	%	0.25	0.25
7	正戊烷	%	0.36	0.37
8	正己烷		0.18	0.18
9	二氧化碳	%	1.10	1.10
10	氧气	%	0.18	0.00
11	氮气	%	2.78	2.15
12	真实高位发热量 (101.325kPa, 293.15K)	MJ/m ³	/	46.71
13	真实低位发热量 (101.325kPa, 293.15K)	MJ/m ³	/	42.43
14	硫化氢	%	未检出	未检出
15	总硫	%	未检出	未检出
16	相对密度	/	/	0.764

通过对伴生气组分分析可知，气体中总硫、H₂S 均为未检出，原料气符合《天然气》（GB17820-2018）一类气的指标（硫化氢含量≤6mg/m³，总硫含量≤20mg/m³），原料气不需要脱硫。

（3）原辅材料及能源消耗情况

物耗能耗情况详见表3.2-12。

表 3.2-12 原辅料消耗情况

序号	名称	年耗量	最大贮存量	更换频次及时间
1	伴生气	6×10 ⁴ Nm ³ /d	/	无
2	压缩机润滑油	10m ³ /a	5桶	无

续表 3.2-12 原辅料消耗情况

序号	名称	年耗量	最大贮存量	更换频次及时间
3	分子筛	1t/2a	不贮存, 更换时现采购	一次投入量1t, 分子筛每2年更换一次, 堆密度为0.7t/m ³
4	活性炭	0.8t/2a	不贮存, 更换时现采购	一次投入量0.8t, 活性炭每2年更换一次, 堆密度为0.4t/m ³
5	MDEA 药剂	1t/a	5.8m ³	定期补充
6	甲烷	1t/a	不贮存, 更换时现补充, 在线量 0.57t	每2年补充一次
7	丙烷	5t/a	不贮存, 更换时现补充, 在线量 4.2t	每2年补充一次
8	氮气	1t/a	不贮存, 更换时现补充, 在线量 0.32t	每2年补充一次
9	乙烯	1t/a	不贮存, 更换时现补充, 在线量 1t	每2年补充一次
10	软化水	15t/a	不贮存	/
11	电能	1063.3×104kW·h/a	/	/
12	新鲜水	1318t/a	/	/

3.2.4 产品方案

本项目产品为液化天然气 (LNG)90.52m³/d(45.3517t/d)、混烃 8.34m³/d(4.795t/d)。

(1) LNG 产品指标

LNG 产品执行《液化天然气》(GB/T38753-2020)中富液类标准限值要求, 详细要求见下表:

表 3.2-13 LNG 产品指标及执行标准情况表

项目	单位	产品指标	《液化天然气》(GB/T38753-2020) 液化天然气中富液类标准
密度	kg/m ³	501	/
压力	MPa	0.3	/
温度	℃	-160	/
高位体积发热值	MJ/Nm ³	48.36	>42.4
组成			
甲烷	mol%	77.92	75.0~<86.0

续表 3.2-13 LNG 产品指标及执行标准情况表

项目	单位	产品指标	《液化天然气》(GB/T38753-2020) 液化天然气中富液类标准
C ₄ ⁺ 含量		1.32	/
二氧化碳	% (mol/mol)	1.23	/
氮气	% (V/V)	0.58	/

(2) 混烃产品指标

国家及行业未进行相关标准制定，其技术指标详见表 3.2-14。

表 3.2-14 混烃产品技术指标

项目	单位	数值
质量流量	t/d	4.795
体积流量	m ³ /d	8.34
密度	kg/m ³	575.2
压力	kPa	3000
温度	°C	45
组成		
甲烷	mol%	0.000
乙烷		0.050
丙烷		9.951
异丁烷		21.548
正丁烷		31.197
异戊烷		13.213
正戊烷		8.956
己烷		10.610
庚烷	4.475	
饱和蒸气压(37.8°C)	kPa	412

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；混合轻烃满足产品技术指标，由罐车外输出售，作为石化企业生产原料。

3.2.5 工艺流程及产污环节分析

①气液分离计量单元

原料气来气 (0.15MPa, 35°C) 进入气液分离器，分离出原料气中液滴、灰尘等杂质后，原料气气相部分进原料气流量计进行计量，液相部分进闭排单元的闭排罐。

图 3.2-2 原料气气液分离计量单元工艺流程图

②增压单元

气液分离计量单元来低压气后进入电驱原料气（0.2MPa，35℃）增压撬入口，经增压单元的分离器再次气液分离和增压后，气相达到 5MPa、45℃后进入后续流程。增压过程中分离出的含油废水管输进闭排单元闭排罐。

图 3.2-3 原料气增压单元工艺流程图

③脱碳单元

增压后的原料气进入聚结过滤分离器分离，分离出携带液滴后的原料气（5MPa，50℃）由吸收塔塔底进入，气体逆流而上，与塔顶喷淋的 MDEA 贫液（5m³/h，4.8MPa，45℃）逆向接触，脱除原料气中的 CO₂，脱酸后的原料气（CO₂ 含量≤50ppm）从塔顶流出后依次通过净化气冷却器、净化气聚结过滤分离器后进入后续流程。聚结过滤分离器分离出的冷凝水与吸收塔底部吸收完 CO₂ 的 MDEA 富液混合后降压进入闪蒸罐。进入闪蒸罐的富液闪蒸出含有 CO₂ 的烃类气体，经调压后进入燃料气系统作为燃料气使用。闪蒸（0.2MPa）罐液相出口富液依次进入预过滤器、活性炭过滤器、后置过滤器除去杂质以及不溶解的固体颗粒后，进入贫富液换热器，换热至 105℃后从顶部进入再生

塔，富液进入再生塔后，其中的 CO_2 被解析出来，并携带少量的溶液，气体经再生塔顶酸气冷却器冷却后，进入再生塔顶回流罐，然后通过再生塔塔顶回流泵回到再生塔的顶部，未冷凝的气体为 CO_2 和含少量的烃类混合气体（其中非甲烷总烃的排放速率为 5.08kg/h ），将该部分废气管输至新建 120kW 尾气燃烧炉进行燃烧后排放。脱除 CO_2 后的贫液（ 50kPa ， 120°C ）从塔底流出，进入贫富液换热器与进塔的富液换热降温后，经贫液泵增压进入贫液冷却器，冷却后的贫液进循环泵，增压至 5MPa 后由塔顶进入吸收塔，完成 MDEA 富液再生-吸收-再生循环。

脱碳单元化学反应原理：

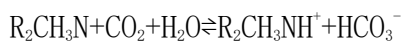


图 3.2-4 原料气脱碳单元工艺流程图

④脱水单元

采用分子筛脱水装置，吸附剂为4A分子筛。脱碳后的天然气进入分子筛吸附塔，脱水后的天然气经粉尘过滤器过滤后进入制冷液化单元。

脱水部分工艺流程为：采用三塔等压再生分子筛脱水流程，三塔（一塔吸附、一塔再生、一塔冷吹）工艺脱除原料气中的水，确保后续工艺流程稳定运行。

进入等压脱水的气体经过流量调节回路分成两路。其中一路直接去A吸塔（操作温度50℃，压力5.0Mpa，时间8h），分子筛将气体中的水分吸附下来，使气体得以脱水，形成循环再生气。在一台吸附塔处于吸附的状态下，另两台吸附塔处于再生过程。

吸附塔的再生过程包括加热再生和吹冷两个步骤。当B塔处于在吹冷再生过程时，C塔处于加热过程。循环再生气对B塔吹冷降温后的气体经过加热器升温至290℃后加热C吸附塔，使吸附剂升温、其中的水分得以解吸出来，控制吸附床出口温度为270℃，该气体经空冷器冷却后，经过气液分离器分离H₂O后再与另一路气体汇合，然后去处于吸附状态的A吸附塔进行吸附。

A塔吸附时间完成，自动转为B吸附塔，这时对C吸附塔吹冷，对A吸附塔加热。B塔吸附时间完成，自动转为C吸附塔，这时对A吸附塔吹冷，对B吸附塔加热。C塔吸附时间完成，自动转为A吸附塔，这时对B吸附塔吹冷，对C吸附塔加热。

三个吸附塔分别进行不同的工作状态，循环工作，始终有1个吸附塔处于吸附脱水状态。脱水装置出口气体水含量不高于1ppm，脱水量约为4.39kg/h，排至闭排罐。

图 3.2-5 原料气脱水单元工艺流程图

⑤脱烃单元

采用选用低温脱烃和活性炭联合脱烃的工艺，采用 3 塔等压再生活性炭脱烃流程（循环脱附过程与图 3.2-5 脱水单元 3 塔脱附流程相同，在此不再赘述）。脱水后的天然气进入小冷箱预冷，分离出携带的部分重烃，然后进入活性炭吸附塔进行深度脱烃，脱烃后的天然气经粉尘过滤器过滤后一小部分进入尾气燃烧炉作为尾气燃烧炉的补充燃料气，剩余部分全部进入制冷液化单元，脱除的重烃作为产品去混烃储罐。

具体如下：进入等压脱烃的气体经过流量调节回路分成两路。其中一路直接去 A 吸塔，活性炭将气体中的重烃吸附下来，使气体得以脱烃。在一台吸附塔处于吸附的状态下，另两台吸附塔处于再生过程。吸附塔的再生过程包括加热再生和吹冷两个步骤。当 B 塔处于在吹冷再生过程时，C 塔处于加热过程。循环再生气对 B 塔吹冷降温后的气体经过加热器升温至 290℃后加热 C 吸附塔，使吸附剂升温、其中的水分得以解吸出来，控制吸附床出口温度为 270℃，该气体经空冷器冷却后，经过气液分离器分离 H₂O 后再与另一路气体汇合，然后去处于吸附状态的 A 吸附燥塔进行吸附。A 塔吸附时

间完成，自动转为B吸附塔，这时对C吸附塔吹冷，对A吸附塔加热。B塔吸附时间完成，自动转为C吸附塔，这时对A吸附塔吹冷，对B吸附塔加热。C塔吸附时间完成，自动转为A吸附塔，这时对B吸附塔吹冷，对C吸附塔加热。三个吸附塔分别进行不同的工作状态，循环工作，始终有1个吸附塔处于吸附脱水状态。脱烃装置出口气体重烃含量不高于1ppm。

⑥低温液化单元

采用单循环混合冷剂制冷工艺，具体如下：经脱碳、脱水脱烃后的干燥净化天然气，首先进入LNG冷箱预冷，预冷后温度约 -35°C ，随后分为两股，一股返回LNG冷箱冷却至 -150°C ，然后进入汽提脱氮塔顶部（ -145°C ）；另一股直接进入脱氮塔底部（ -137°C ）进行汽提脱氮。脱氮后的塔底液相LNG进入冷箱进一步冷却至 -160°C ，经调压计量后进入LNG储罐储存，并装车外运。脱氮塔顶部含氮气体经冷箱回收冷量后去燃料气系统使用，含氮气体产生量为 95.95kg/h （60%烃类，40%氮气）。

天然气液化所需的冷量依靠混合冷剂提供。冷剂压缩机出口（ 1.7Mpa ， 40°C ）的高温冷剂，进入LNG冷箱进行冷却，冷却至 -162°C ，之后通过节流降压进一步降低温度至 -165°C ，为高温冷剂及天然气冷却提供冷量。换热升温后的低压混合冷剂返回冷剂压缩机压缩，重新开始循环。

⑦储存与装车单元

新建1座 50m^3 LNG储罐，1座 40m^3 混烃储罐。LNG槽车容积为 50m^3 ，装量系数取0.9，装车时间取 $1.5\text{h}\sim 2\text{h}$ ，新建装车泵（ $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=40\text{m}$ ， $N=4\text{kW}$ ）2台，1用1备。

图 3.2-6 脱烃单元流程图

图 3.2-7 低温液化单元工艺流程图

(3) 总工艺流程

进站压力 0.15~0.2MPa，进站温度 30~40℃

总工艺流程：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。干燥后的天然气进入脱烃装置进行脱烃处理，采用低温+活性炭吸附法，三塔流程、等压再生。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 3.2-8 总工艺流程图

3.2.6 平衡分析

(1) 物料平衡

本项目物料平衡见表 3.2-15 和图 3.2-9。

表 3.2-15 物料平衡一览表

投入		产出			
物料	数量 (t/d)	物料		数量 (t/d)	
伴生气	55.008	液化天然气 (LNG)		45.3517	
		脱烃后的去 尾气燃烧炉气体		0.03768	
软化水	0.0450	混烃		4.795	
/	/	脱碳 单元	富液闪蒸罐排出烃类的量 (去燃料气系统的量)	0.2018	0.178
			富液闪蒸罐排出的水蒸汽 (去燃料气系统的量随烟 气排放)		0.0018
			富液闪蒸罐排出二氧化碳 的量 (去燃料气系统的量 随烟气排放)		0.022
			再生塔排放含有 CO ₂ 的烃 类混合气 (烃类、二氧化碳和水)	1.4381	
/	/	脱离出的含油废水		0.7766	
/	/	逸散伴生气		0.0021	
/	/	脱出来的含氮气体		2.450	
总计	55.053	总计		55.053	

图 3.2-9 物料平衡图

(2) 水平衡

项目主要用水节点为循环冷却水系统用水、设备及场地冲洗用水以及天然气液化处理站工作人员生活用水，水平衡见表 3.2-16、图 3.2-10。

表 3.2-16 水平衡一览表

给水 (m ³ /a) 项目	数量	排水 (m ³ /a) 项目	数量	循环使用 (m ³ /a)		备注
				项目	数量	
原料气带入	252.93	脱碳单元随再生塔废气排出的水蒸汽	9	循环冷却系统循环水	500	循环利用, 不外排
新鲜水	1318	富液闪蒸罐排出的水蒸汽	0.6	/	/	/
软化水	15	含油废水	258.33	/	/	/
/	/	损耗	163	/	/	/
/	/	天然气液化处理站工作人员生活污水	134	/	/	/
/	/	设备及场地冲洗废水	521	/	/	/
合计	1585.93	/	1085.93	/	500	/

图 3.2-10 水平衡图

3.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期和运营期两个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响。

3.3.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

本项目装置为撬装化设计，装置在工厂进行预制加工后，在现场地面分段组装成框架模块，然后将各段框架内的设备、工艺管线、电气仪表、防腐保温等连通；再利用起重设备将框架模块吊装就位。施工作业先建设装置基础，供撬装设备落地。装设备落地后，安装工艺要求将在工厂预制好的管线、电缆、仪表及通信设施进行对接安装。安装后对装置进行调试，调试完成后即可投入使用。本项目仅为液化天然气（LNG）处理站的建设，从油区至天然气液化处理站输气管线由中石化新疆新春石油开发有限责任公司另行立项建设，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、新增撬装设备安装以及站内各种建（构）筑物的建设，具体施工工艺流程及产污环节详见图 3.3-1。

图 3.3-1 施工期施工工艺流程及产污环节示意图

（1）废气

废气主要为施工扬尘、焊接烟尘、施工机械及车辆尾气。扬尘主要为场地清理平整、建（构）筑物及配套设施建设、土方挖掘、物料运输及建筑材料临时堆存等施工过程中产生的，为无组织排放，主要污染物为 TSP；施工机械及车辆尾气主要污染物为 NO_x 、CO、烃类等；管道组对基本金属结构连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、 CO_2 、 NO_x 、 CH_4 ，会对周围大气环境产生一定的影响。

（2）废水

施工期污水主要为生活污水、混凝土养护废水和管道试压废水。

①生活污水

施工期设施工营地，施工周期为 180 天，施工人数为 20 人，按每人每天用水量 20L 计算，则施工期生活用水量约为 72m^3 ，污水产生量按用水量的 80%计，则生活污水总产生量约为 58m^3 ，其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L 、悬浮物 200mg/L 、氨氮 30mg/L 。

②混凝土养护废水

混凝土养护废水主要污染物为悬浮物，产生量少，自然蒸发即可。

③管道试压废水

本次采用清水试压，试压完毕后产生试压废水，产生量较少，主要污染物为悬浮物，浓度在 $40\sim 60\text{mg/L}$ ，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

(3) 施工噪声

噪声源主要为挖掘机、装载机、推土机、吊车等施工机械及运输车辆噪声，噪声声级在 $80\sim 105\text{dB(A)}$ 之间。

(4) 固体废物

施工期固体废物包括生活垃圾和少量建筑垃圾。

①生活垃圾

施工周期为 180 天，施工人数为 20 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.8kg 计算，则施工期生活垃圾产生量约为 2.9t ，集中收集后定期送至玛纳斯县生活垃圾填埋场。

②建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

(5) 生态影响因素

①占地面积

本项目总占地面积为 22859m^2 ，其中永久占地 21151m^2 ，临时占地 1708m^2 。

②土石方平衡

新建天然气液化处理站场需进行土方平整，平均填土高度 0.5m ，清表厚度 0.3m ，平整至围墙外 2m 。采用素土回填压实，填土必须分层碾压，每层的厚度应不

大于 30cm，压实度要求 $\geq 90\%$ （不适用建筑物基础回填土压实度要求），填方边坡比 1:3。填土前应清除草皮、树根、腐殖土等厚 30cm。共需清除表土 8112m³，回填素土 23098m³，需借方 14986m³，自周边料场外购拉运。

新建进站道路清表土方 750m³，挖路槽土方 200m³，回填砂砾 798m³。

3.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在天然气处理过程、化天然气和混烃装卸过程中产生的无组织排放的挥发性有机物、导热油炉锅炉烟气；废水主要为天然气处理产生的含油废水、设备及场地冲洗排水及处理站工作人员产生的生活污水；噪声源主要为天然气液化处理站各类设备和泵的运转噪声及罐车的交通噪声；固体废物主要为生活垃圾、废润滑油、废分子筛、废活性炭、废滤芯、废弃包装。

(1) 运营期主要污染工序

运营期主要污染工序见表 3.3-1。

表3.3-1 本项目产污环节一览表

序号	环境要素	污染源	污染物名称	编号	主要污染因子
1	废气	导热油炉	锅炉烟气	G1	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀
		脱碳单元尾气燃烧炉	燃烧炉烟气	G2	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、NMHC、CO ₂
		阀门、法兰、泵、泄压设备、压缩机等动静密封点	无组织挥发废气	G3	NMHC
2	废水	天然气液化处理装置原料气气液分离计量单元、原料气增压单元、脱水单元及设备以及场地冲洗	含油废水	W1	石油类
		站内工作人员	生活污水	W2	化学需氧量 (COD _{Cr})、氨氮 (NH ₃ -N)、悬浮物 (SS)
3	噪声	装置各设备、机泵、风机、压缩机、塔器、空冷器、尾气燃烧炉、导热油炉	运转噪声	Z1	连续等效 A 声级
4	固体废物	天然气液化处理装置	废润滑油	S1	石油类
			废滤芯	S2	石油类
			废活性炭	S3	石油类
			废弃包装	S4	/
			废活性炭	S5	石油类
		站内工作人员	生活垃圾	S6	/

(2) 废气

液化天然气和混烃储罐为压力罐，储存过程中无废气排放。液化天然气和混烃装车过程中采用气相平衡系统，该系统采用气相平衡管将储罐与槽车联通，装车时液相通过液相管从储罐采用底部装载的方式进入槽车，槽车内的气相则从上部的的气相平衡管进入储罐。储罐与槽车均为压力设备，不与外环境联通，避免了装载过程中废气的排放。

废气主要分为三部分，一部分为伴生气处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该部分以无组织形式排放。第二部分为导热油炉烟气，第三部分为尾气燃烧炉烟气。具体如下：

①天然气处理过程中无组织挥发有机废气

天然气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该以非甲烷总烃计，目前无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中： $D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据天然气的性质计算，本次取 23.03%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，（根据天然气的性质计算，本次取 96.75%）；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 2000 $\mu\text{mol/mol}$ ），kg/h；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8000h。

根据上述公式计算天然气处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-2。

表 3.3-2 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量	污染物排放量 (t/a)
		(个/台)	
阀门	0.064	569	0.208
法兰	0.085	946	0.459
泵	0.074	16	0.007
泄压设备	0.073	21	0.009
压缩机	0.073	2	0.001
合计	/	1554	0.684

②脱碳单元尾气燃烧废气

脱碳单元进入闪蒸罐的 MDEA 富液再生过程再生塔塔顶排放的 CO₂ 中会带有少量的烃类，根据可研资料可知，MDEA 再生塔塔顶排放的含二氧化碳及少量烃类气体为 $27.624 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ ($34.53 \text{Nm}^3/\text{h}$)，烃类气体中非甲烷总烃的初始排放速率为 $5.08 \text{kg}/\text{h}$ 。为减少 MDEA 再生塔塔顶排放的废气中烃类的排放量，将再生塔塔顶排放的废气管输至新建 120kW 尾气燃烧炉进行燃烧后排放，由于该部分废气热值低，无法燃烧，需额外补充 $1.52 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($1.9 \text{Nm}^3/\text{h}$) 从脱烃单元引出的燃料气进行掺烧，补充的燃料气和 MDEA 再生塔塔顶废气混合燃烧通过出口内径 0.1m、15m 高的排气筒排放，根据可研资料可知，尾气燃烧炉烟气量为 $150.4 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ ($188 \text{Nm}^3/\text{h}$)，尾气燃烧炉烟气中二氧化碳排放速率为 $77.3453 \text{kg}/\text{h}$ ，烟气中氮氧化物的排放浓度为 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物排放浓度为 $8 \text{mg}/\text{m}^3$ ，由于本项目使用的伴生气中未检出硫化氢，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 $3 \text{mg}/\text{m}^3$ ，尾气燃烧炉二氧化硫产生量计算按检出限浓度 $3 \text{mg}/\text{m}^3$ 进行计算。尾气燃烧炉的焚烧效率为 99.9%，燃烧后非甲烷总烃的排放速率为 $0.00508 \text{kg}/\text{h}$ ，根据尾气燃烧炉烟气量计算可知，烟气中非甲烷总烃的排放浓度为 $27 \text{mg}/\text{m}^3$ ，尾气燃烧炉的燃烧烟气中各污染物排放情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3 尾气燃烧炉的燃烧烟气中各污染物排放情况

序号	废气排放量 ($\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$)	污染物	排放标准 (mg/m^3)	核算排放浓度 (mg/m^3)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口						
1	150.4	NMHC	120	27	0.00508	0.0406
2		CO ₂	/	/	77.3453	618.76
3		SO ₂	200	3	0.0006	0.0045

续表 3.3-3 尾气燃烧炉的燃烧烟气中各污染物排放情况

序号	废气排放量 (× 10 ⁴ Nm ³ /a)	污染物	排放标准 (mg/m ³)	核算排放浓 度 (mg/m ³)	核算排放速 率 (kg/h)	核算年 排放量 (t/a)
4	150.4	NO _x	300	10	0.0019	0.015
5		颗粒物	30	8	0.0015	0.012

③导热油炉锅炉烟气

根据可研资料可知,新建导热油炉年消耗天然气液化处理装置自产燃料气气量为 102.48×10⁴Nm³/a,烟气排放量为 779.44×10⁴Nm³/a,氮氧化物、颗粒物产生量分别类比《玛 131 新增 40 万方浅冷装置(二期)》竣工环境保护验收监测报告中 2021 年 8 月 31 日~9 月 1 日对 700kW 的导热油炉(采用国内领先水平的低氮燃烧器)的实测数据中的监测浓度 115mg/m³、0.86mg/m³进行核算,类比锅炉与本次新建锅炉工作原理相似、燃料类型相似、锅炉规模差异小于 30%,污染控制措施相似,具有可比性。根据原料气物性可知,伴生气中未检出硫化氢,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/m³,因此本次二氧化硫产排量计算按检出限浓度 3mg/m³进行计算。

表 3.3-4 导热油炉烟气排放情况一览表

导热油炉	燃气用量 (× 10 ⁴ Nm ³ /a)	烟气量 (× 10 ⁴ Nm ³ /a)	污染物排放情况					
			NO _x		SO ₂		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
850kW	102.48	779.44	0.896	115	0.023	3	0.007	0.86

大气污染物有组织排放量见表 3.3-5,无组织排放量见表 3.3-6。

表 3.3-5 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	国家污染物排放标准		年排放量	污染源参数	排放形式
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)			
1	M1	天然气液化处理站	NMHC	选用质量合格的设备,加强密封点的日常检修,确保废气收集和平衡系统正常运转;定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.684t/a	面源: 174m× 142m× 5m	无组织排放

表 3.3-6 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量	污染源参数	排放形式
1	DA001	导热油炉	SO ₂	使用国际领先水平技术的低氮燃烧器, 加强保养维护, 确保天然气充分燃烧, 选用技术质量可靠的设备	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表3中特别排放限值要求	50	0.023t/a	H=9.7m, D=0.325m T=120℃	有组织排放
			NO _x			150	0.896t/a		
			烟尘			20	0.007t/a		
2	DA002	尾气燃烧炉	SO ₂	燃烧法处理脱碳单元再生塔塔顶废气中非甲烷总烃的排放量	《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015) 中表4特别排放限值要求	50	0.0045t/a	H=15m, D=0.1m T=145℃	有组织排放
			NO _x			100	0.015t/a		
			烟尘			20	0.012t/a		
			NMHC			120	0.0406t/a		

(3) 废水

①生活污水

天然气液化处理站每日站内工作人员 10 人, 单人消耗水量 50L/d, 站内年用水量约 167m³, 排水系数取 0.8, 则生活污水年产生量约 134m³, 其排水水质与居民生活污水相近似, 化学需氧量 (COD_{Cr}) 浓度 350mg/L、氨氮 (NH₃-N) 浓度 30mg/L、悬浮物 (SS) 浓度 200mg/L。

②生产废水

生产废水主要为天然气处理分离出的含油废水和设备及场地冲洗废水。根据可研报告可知, 废水产生量约为 779.33m³/a (2.34m³/d), 石油类浓度 684mg/L。

(4) 噪声

噪声主要包括天然气液化处理站内机泵、压缩机、塔类、导热油炉、尾气燃烧炉及其他机械运转噪声和罐车等交通噪声等, 噪声排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称	数量(台)	声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性
各类机泵	10	85~90	连续	机械
压缩机	3	90	连续	机械
风机	14	85	连续	机械
塔类	10	100	连续	机械
导热油炉	1	85	连续	机械
空冷器	4	90	连续	机械
尾气燃烧炉	1	85	连续	机械

图 3.3-2 噪声源分布图

(5) 固体废物

运营期固体废物主要为生活垃圾、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油、废弃包装。

①生活垃圾

天然气液化处理站每日站内工作人员为10人，生活垃圾产生量按0.5kg/人·天计，则运营期生活垃圾产生量约1.7t/a，定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场。

②废滤芯

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，废滤芯产生量为0.1t/a，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。

③废活性炭

脱烃单元产生的废活性炭属于HW49类非特定行业产生的废物（废物代码：900-039-49），活性炭每2年更换1次，废活性炭产生量为0.8t/2a，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。

④废分子筛

脱水单元产生的废分子筛属于HW49类非特定行业产生的废物（废物代码：900-041-49），分子筛每2年更换1次，废分子筛产生量为1t/2a，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。

⑤废弃包装

原辅材料废弃包装主要为一般工业固废，产生量为1.2t/a，代码：900-999-99，由厂家回收利用。

⑥废润滑油

站内各个设备运转时会产生废润滑油，属于HW08类危险废物（废物代码：900-214-08），类比同类站场，废润滑油产生量约6t/a，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

3.3.3 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是天然气液化处理站开停工、设备维检修等情况，非正

常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的事事故主要有管线和储罐泄漏事故。

(1) 非正常工况

天然气液化处理站非正常工况下火炬最大放空量 5000m³/h，单次放空最大时长 2h，筒体高 75m，地面火炬，筒体高 15m，直径 3.5m。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：

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

式中： $E_{\text{火炬系统}}$ —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；

S_i —核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m³，本次取值 3×10^{-6} （以检出限计）；

Q_i —核算时段内火炬气流量，m³/h；

t_i —火炬年运行时间，h，；

α —排放系数，kg/m³，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 3.3-8 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	0.54t/次	270kg/h	2.0h	1~2次/年	通过火炬系统点燃放空
		二氧化硫	0.06kg/次	0.03kg/h			
		总烃	0.02t/次	10kg/h			

(2) 管道、储罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，管线及储罐发生破裂导致油气泄漏，造成环境污染。

3.3.4 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源		污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放		非甲烷总烃	0.684t/a	0.684t/a	加强设施动静密封点检修，液化天然气和混烃装车采用气相平衡系统
	有组织排放	脱碳单元尾气燃烧炉	废气量	$150.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$150.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	脱碳单元含烃废气采用燃烧法处理后排放，废气经 15m 高、内径为 0.1m 的排气筒 145℃ 排放
			非甲烷总烃	0.0406t/a	0.0406t/a	
			二氧化硫	0.0045t/a	0.0045t/a	
			氮氧化物	0.015t/a	0.015t/a	
			颗粒物	0.012t/a	0.012t/a	
			二氧化碳	618.76t/a	618.76t/a	
	有组织排放	导热油炉	废气量	$779.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$779.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	废气经 9.7m 高、内径为 0.325m 的排气筒 120℃ 排放
			二氧化硫	0.023t/a	0.023t/a	
			氮氧化物	0.896t/a	0.896t/a	
颗粒物			0.007t/a	0.007t/a		
废水	天然气液化处理装置产生的含油废水		石油类	$258.33 \text{m}^3/\text{a}$	0	送春风联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏
	设备及场地清洗产生的含油废水		石油类	$521 \text{m}^3/\text{a}$	0	
	生活污水		COD、氨氮、SS	废水 $134 \text{m}^3/\text{a}$ ， COD 0.0469t/a， 氨氮 0.004t/a， SS 0.0268t/a	0	送玛纳斯县生活污水处理厂处理
噪声	站场机泵、罐车、导热油炉、塔类、压缩机、风机		连续等效 A 声级	/	/	采取基础减震等消声降噪措施
固体废物	生活垃圾		/	1.7t/a	0	送玛纳斯县生活垃圾填埋场
	废活性炭		石油类	0.8t/2a	0	交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	废分子筛		石油类	1t/2a	0	
	废滤芯		石油类	0.1t/a	0	交由厂家回收
	废弃包装		/	1.2t/a	0	交由厂家回收
	废润滑油		石油类	6t/a	0	交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置

3.4 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为NO_x、VOCs，水污染物减排因子为COD和氨氮。

本项目产生的生活污水集中收集后由罐车拉运至玛纳斯县生活污水处理厂进行处理。含油废水和设备及场地冲洗排水由罐车拉运至春风联合站采出水处理系统处理后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目非甲烷总烃有组织排放量为0.0406t/a，氮氧化物有组织排放量0.911t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。

本项目位于玛纳斯县，属于乌昌石同防同治区，为重点区域，废气排放污染物实行倍量替代，替代方案由项目所在地昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局统一划拨，详见下表。

表 3.4-1 本项目总量指标倍量替代方案

污染物	总量指标 (t/a)	倍量替代指标 (t/a)	指标来源	依据
VOCs (有组织)	0.0406	0.0812	昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局统一划拨	新政发〔2016〕140号《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》
氮氧化物	0.911	1.822		

3.5 清洁生产分析

所谓清洁生产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，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

目前我国尚未颁布轻烃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) 原料与产品

本项目原料气为天然气，天然气中甲烷含量高，未检出硫化氢。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) 生产工艺

进站原料气通过“分离计量+压缩机增压+MDEA 溶液吸收脱碳+分子筛脱水+活性炭脱烃+低温液化”工艺，得到液化天然气(LNG)和混烃。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

采用压力罐储存 LNG 和混烃，具有以下优点：

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》可知，压力罐储存 LNG 和混烃过程中几乎没有蒸发或工作损失。

LNG 装车系统、混烃装车系统均已连接气相平衡系统，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。

(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。其电力供应由永3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，新鲜水由罐车从新疆生产建设兵团

第六师新湖农场拉运至站内，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

① 废气排放指标

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，由排污泵输至罐车拉运至春风联合站采出水处理系统处理后进行回注。本项目劳动定员 10 人，生活区依托新疆生产建设兵团第六师新湖农场，生活区污水收集池暂存，定期外运。

④ 固体废物资源化利用

本项目固体废物主要包括废分子筛、废活性炭、废过滤器滤芯、废润滑油、废弃包装和生活垃圾。废分子筛、废活性炭、废过滤器滤芯、废润滑油暂存于危险废物暂存间，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；生活垃圾定期送至玛纳斯县生活垃圾填埋场进行填埋处理。

(7) 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，最大限度的避免天然气损耗。同时，管道路由尽量顺直，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) 结论

本项目选用国内成熟先进的工艺技术和新设备，具有国产化程度高、自动化与机械化水平较高的特点。装置设计中采用了多种节能降耗的措施，提高了能量的交换和回收利用率，降低了能源和资源的消耗，有效地减少了污染和资源浪费。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 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。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，西南距玛纳斯县城约 40km，东距 S301 约 7.4km，西北距 S204 约 11.6km。地理位置详见下图。

图 4.1-1 地理位置示意图

4.1.2 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。项目区地表为沙漠地貌，植被稀少，地貌类型单一，地势较平坦。

4.1.3 水文地质

(1) 地表水

项目区地处古尔班通古特沙漠，评价范围内无地表水体。

(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 $1.636\text{m}^3/\text{s}$ ，折合水量 $159.32 \times 10^4\text{m}^3$ 。

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 $>10\text{g/L}$ ，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主；水量小，无开采利用价值。

4.1.4 气候气象

玛纳斯县位于大陆腹地，年平均气温为 $2.9^\circ\text{C} \sim 6.8^\circ\text{C}$ ，极端最高气温为 43.1°C ，极端最低气温为 -42.8°C ，年较差为 $43.5 \sim 44.7^\circ\text{C}$ 。年降水总量为 $117.2 \sim 543.5\text{mm}$ ，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 。

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，保护目标为新渠口村、水土流失重点治理区。

(1) 新渠口村

新渠口村隶属于玛纳斯县北五岔镇，位于北五岔镇北部，目前居住人数为249人。

本项目西南距新渠口村约2.0km，新渠口村的相对位置关系详见前文表2.6-1和图2.6-1。

(2) 区域水土流失现状

本项目所在区域涉及的环境敏感区为天山北坡诸小河流域重点治理区。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”，昌吉回族自治州2021年公开发布的环境质量监测数据及评价结果详见表4.3-1。

表 4.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	11	60	18.3	达标
NO ₂	年平均值	35	40	87.5	达标
PM ₁₀	年平均值	84	70	120	超标
PM _{2.5}	年平均值	51	35	145.7	超标
CO	24小时平均第95百分位数	2.6 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	65	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	138	160	86.25	达标

由上表可知，项目所在区域环境空气质量中SO₂、NO₂年平均质量浓度，CO 24小时平均第95百分位浓度、O₃日最大8小时平均第90百分位数均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准，由于受沙尘天气影响导致的PM_{2.5}、PM₁₀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。

(2) 环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

监测因子：特征污染物为 NMHC。

监测点位：位于新建天然气液化处理站厂址下风向约 500m 处，点位编号为 G1，坐标：N ， E ， 点位分布见表 4.3-1。

图 4.3-1 环境空气、声和土壤环境质量现状布点示意图

图 4.3-2 地下水监测布点示意图

②监测时间及监测单位

监测时间：2022年7月7日~7月13日。

监测单位：新疆北山环境监测有限公司。

③评价标准

NMHC参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第*i*种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物*i*的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物*i*的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表4.3-2。

表4.3-2 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况	备注
"	NMHC	一次值	<70	2000	/	达标	下风向 1000m处

根据表4.3-1可知，项目区NMHC监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 数据来源

本次评价采用实测法调查地下水环境质量，本次在项目区上游、下游和侧向布设5个监测点，点位分布见图4.3-2，点位基本信息及与项目区的位置关系见表4.3-3。

表 4.3-3 地下水监测井基本信息

监测点位名称	地下水类型	坐标		与项目区的位置关系
北五岔镇西沟村(W1)	潜水			项目区南侧(上游)
北五岔镇沙窝道村(W2)	潜水			项目区西侧(侧向)
新湖农场十五连(W3)	潜水			项目区北侧(下游)
玛纳斯县新湖农场十四连1号监测点(W4)	潜水			项目区北侧(下游)
玛纳斯县新湖农场十四连2号监测点(W5)	潜水			项目区北侧(下游)

监测因子包括 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度；pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、砷、镉、汞、铅、铁、锰、石油类、水温，采样时间为 2022 年 7 月 7 日和 2022 年 11 月 30 日。

②评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III类标准。

③评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： P_i ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$pH_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$pH_j > 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su}—标准中的 pH 值的上限值。

地下水监测及评价结果见表 4.3-4，从评价结果可知，各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值。

表 4.3-4 地下水现状监测数据一览表

(单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测因子	标准值	W1			W2			W3			W4			W5		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5~8.5	8.4	0.93	达标	8.5	1	达标	8.3	0.87	达标	8.4	0.93	达标	8.3	0.87	达标
2	总硬度	≤450	49	0.109	达标	53	0.118	达标	48	0.107	达标	51	0.113	达标	49	0.109	达标
3	溶解性总固体	≤1000	534	0.534	达标	602	0.602	达标	718	0.718	达标	550	0.55	达标	588	0.588	达标
4	耗氧量	≤3	1.50	0.5	达标	1.03	0.343	达标	1.14	0.38	达标	1.49	0.497	达标	1.14	0.38	达标
5	氨氮	≤0.5	0.108	0.216	达标	0.128	0.256	达标	0.138	0.276	达标	0.103	0.206	达标	0.108	0.216	达标
6	硝酸盐	≤20	<0.5	/	达标	<0.5	/	达标	<0.5	/	达标	<0.5	/	达标	<0.5	/	达标
7	亚硝酸盐	≤1	<0.003	/	达标	<0.003	/	达标	<0.003	/	达标	<0.003	/	达标	<0.003	/	达标
8	氯化物	≤250	69.5	0.278	达标	60.3	0.241	达标	84	0.336	达标	49.9	0.1996	达标	74.5	0.298	达标
9	硫酸盐	≤250	67.1	0.268	达标	83.8	0.335	达标	127	0.508	达标	97.9	0.392	达标	66.7	0.267	达标
10	氟化物	≤1	0.89	0.89	达标	0.78	0.78	达标	0.69	0.69	达标	0.95	0.95	达标	0.75	0.75	达标
11	氰化物	≤0.05	<0.004	/	达标	<0.004	/	达标	<0.004	/	达标	<0.004	/	达标	<0.004	/	达标
12	挥发酚	≤0.002	<0.0003	/	达标	<0.0003	/	达标	<0.0003	/	达标	<0.0003	/	达标	<0.0003	/	达标
13	六价铬	≤0.05	0.021	0.42	达标	0.034	0.68	达标	0.026	0.52	达标	0.031	0.62	达标	0.04	0.8	达标
14	砷	≤0.01	<0.3	/	达标	<0.3	/	达标	<0.3	/	达标	<0.3	/	达标	<0.3	/	达标
15	镉	≤0.005	<0.002	/	达标	<0.002	/	达标	<0.002	/	达标	<0.002	/	达标	<0.002	/	达标
16	汞	≤0.001	<0.04	/	达标	<0.04	/	达标	<0.04	/	达标	<0.04	/	达标	<0.04	/	达标
17	铅	≤0.01	<0.005	/	达标	<0.005	/	达标	<0.005	/	达标	<0.005	/	达标	<0.005	/	达标
18	铁	≤0.3	0.146		达标	<0.03		达标	<0.03		达标	<0.03		达标	<0.03		达标
19	锰	≤0.1	<0.01	/	达标	<0.01	/	达标	<0.01	/	达标	<0.01	/	达标	<0.01	/	达标
20	石油类	≤0.05	0.02	0.4	达标	0.02	0.4	达标	0.02	0.4	达标	0.02	0.4	达标	0.02	0.4	达标
21	水温	/	8.5℃	/	达标	6.4℃	/	达标	7.1℃	/	达标	7.5℃	/	达标	8.0℃	/	达标

注: 低于检出限的用“L”表示

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

本次在拟建天然气液化处理站厂界四周共布设4个监测点，监测点坐标见表4.3-5，点位分布见图4.3-2。

表 4.3-5 噪声监测点坐标一览表

点位编号	点位名称	E	N
Z1	拟建天然气液化处理站东侧厂界		
Z2	拟建天然气液化处理站南侧厂界		
Z3	拟建天然气液化处理站西侧厂界		
Z4	拟建天然气液化处理站北侧厂界		

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2022年7月8日~9日。

监测单位：新疆北山环境监测有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准限值。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表4.3-6，由监测结果可知，项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准要求。

表 4.3-6 声环境现状监测结果 [单位：dB(A)]

监测点	昼间			夜间		
	监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	47	60	达标	45	50	达标
Z2	48	60	达标	44	50	达标
Z3	47	60	达标	44	50	达标
Z4	49	60	达标	45	50	达标

4.3.4 土壤环境质量现状评价

(1) 监测点位

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)要求共布设6个监测点，监测

点坐标见表 4.3-7，点位分布见图 4.3-1。

表 4.3-7 土壤监测点位

编号			坐标		采样深度	检测因子
			E	N		
占地范围内	柱状样	S1			在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
		S2				石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
		S3				石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	表层样	S4			0~0.2m 处取样	基本项目 45 项+石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
占地范围外	表层样	S5		石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)		
	表层样	S6		石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)		

(2) 监测因子

S4 监测因子为《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 中的基本项目、石油烃(C₁₀~C₄₀)，共计 46 项。S1、S2、S3、S5 和 S6 监测因子：石油烃(C₁₀~C₄₀)。

(3) 监测单位及监测时间

监测时间：2022 年 7 月 7 日。

监测单位：新疆北山环境监测有限公司。

(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标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

(5) 评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

(6) 评价结果

土壤各监测因子监测结果见表 4.3-8 和表 4.3-9。由评价结果可知，项目区各点监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

(GB36600-2018)中第二类用地筛选值要求。

表 4.3-8 S4 点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	砷	60	mg/kg	2.09	0.035	达标
2	镉	65	mg/kg	0.12	0.0018	达标
3	六价铬	5.7	mg/kg	未检出	/	达标
4	铜	18000	mg/kg	18	0.001	达标
5	铅	800	mg/kg	22	0.0275	达标
6	汞	38	mg/kg	0.233	0.0061	达标
7	镍	900	mg/kg	22	0.0244	达标
8	四氯化碳	2.8	μg/kg	未检出	/	达标
9	氯仿	0.9	μg/kg	未检出	/	达标
10	氯甲烷	37	μg/kg	未检出	/	达标
11	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	未检出	/	达标
12	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	未检出	/	达标
13	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	未检出	/	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	未检出	/	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	未检出	/	达标
16	二氯甲烷	616	μg/kg	0.003	/	达标
17	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	未检出	/	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	未检出	/	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	未检出	/	达标
20	四氯乙烯	53	μg/kg	未检出	/	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	未检出	/	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	未检出	/	达标
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg	未检出	/	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	未检出	/	达标
25	氯乙烯	0.43	μg/kg	未检出	/	达标
26	苯	4	μg/kg	未检出	/	达标
27	氯苯	270	μg/kg	未检出	/	达标
28	1,2-二氯苯	560	μg/kg	未检出	/	达标
29	1,4-二氯苯	20	μg/kg	未检出	/	达标
30	乙苯	28	μg/kg	未检出	/	达标
31	苯乙烯	1290	μg/kg	未检出	/	达标
32	甲苯	1200	μg/kg	未检出	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	未检出	/	达标
34	邻二甲苯	640	μg/kg	未检出	/	达标
35	硝基苯	76	mg/kg	未检出	/	达标
36	苯胺	260	mg/kg	未检出	/	达标
37	2-氯酚	2256	mg/kg	未检出	/	达标
38	苯并[a]蒽	15	μg/kg	未检出	/	达标

续表 4.3-8 S4 点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
39	苯并[a]芘	1.5	μg/kg	未检出	/	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	μg/kg	未检出	/	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	μg/kg	未检出	/	达标
42	蒽	1293	μg/kg	未检出	/	达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	μg/kg	未检出	/	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	μg/kg	未检出	/	达标
45	萘	70	μg/kg	未检出	/	达标

表 4.3-9 其他点位监测结果及评价结果一览表

标准 限值	监测值 (mg/kg)									
	S1									
	0~ 0.5m	标准 指数	评价 结果	0.5~ 1.5m	标准 指数	评价 结果	1.5~ 3.0m	标准 指数	评价 结果	
4500	<6	0.005	达标	<6	/	达标	<6	/	达标	
	S2									
		0~ 0.5m	标准 指数	评价 结果	0.5~ 1.5m	标准 指数	评价 结果	1.5~ 3.0m	标准 指数	评价 结果
	<6	/	达标	<6	/	达标	<6	/	达标	
	S3									
		0~ 0.5m	标准 指数	评价 结果	0.5~ 1.5m	标准 指数	评价 结果	1.5~ 3.0m	标准 指数	评价 结果
	<6	0.005	达标	<6	/	达标	<6	/	达标	
	监测值									
	S4				S5					
	0~20cm		标准指数		评价 结果	0~20cm		标准 指数	评价 结果	
	<6		/		达标	<6		/	达标	
	S6									
0~20cm				标准指数			评价结果			
<6				/			达标			

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 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 4.3-3，项目区的土地利用类型分别为其他草地。

(2) 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土，详见图 4.3-4。

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5~1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4~5 月间，土壤含水率可达 20~30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达 40~60%，到 7~8 月处于休眠状态。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。

(3) 动植物现状调查与评价

① 植物资源

项目区植被类型属于琵琶柴荒漠，详见图 4.3-5。这一区域自然植被多为低矮的耐旱植物，组成简单、种类单一，分布稀疏、种类贫乏。优势种主要为琵琶柴、粗枝猪毛菜、盐爪爪、多枝怪柳、疏叶骆驼刺、芦苇等植物，植被覆盖度 10~20%。根据项目现场踏勘，评价区域内没有保护植物分布。项目区西南侧农田种植农作物为棉花。

表 4.3-10 项目区及其周边主要植被一览表

中文名	学名	分布
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
猪毛菜	<i>Salsola sp.</i>	++
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++
多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++
芦苇	<i>Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steu</i>	+

② 动物资源

项目距农田较近，人类活动频繁，区域野生动物分布较少，主要为爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

4.3.6 区域水土流失现状

根据《关于印发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），项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内。

根据《2019新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，玛纳斯县水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积3868.17km²，占县域面积的68.29%，根据2019年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内。

4.3.7 区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年）可知，项目区为非沙化土地，详见图4.3-6。

根据国家林业局发布的《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沙漠区，本项目所在区域不涉及沙化土地。

图 4.3-3 土地利用类型图

图 4.3-4 土壤类型图

图 4.3-5 植被类型图

图 4.3-6 土地沙化现状

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气和焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

在站场建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。

(2) 施工机械排放废气和车辆尾气

施工期各类施工机械及运输车辆较多，燃烧燃料排放的烟气会对大气环境造成一定污染。施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放，各类机械及车辆均采用合格油品，加上项目区地域空旷，扩散条件良好，油品燃烧排放的烟气不会对周围环境产生明显影响。

(3) 焊接烟尘

管道组对连接及金属结构连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为CO、CO₂、NO_x、CH₄，该废气排放量很少，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，对周围大气环境影响很小。

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 混凝土养护废水

混凝土养护废水主要污染物为悬浮物，产生少，不会形成地表径流，自然蒸发即可。

(2) 管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

(3) 管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.8m以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其

影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于项目所在区域降水少，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

(4) 生活污水

施工期设生活营地，生活污水排放至生活污水防渗池，采用 HDPE 防渗膜进行防渗，定期清运至玛纳斯生活污水处理厂处理。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 80~105dB (A)。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为生活垃圾和工程建设过程中产生的建筑垃圾。

(1) 建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场。

(2) 生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集后清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

站场建设过程中场地清理平整、站内基础设施建设、进站道路建设、管线敷设对土壤的开挖，以及施工车辆行驶、机械设备碾压和人员踩踏破坏土壤结构。

在施工中，施工车辆行驶、机械设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。施工车辆，机械设备碾压和人员踩踏的结

果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长。永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、结构将发生长期彻底的发生改变，仅在施工临时占地范围内存在这种影响。土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）施工期污染影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

（3）水土流失影响分析

在站场建设过程中最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，但站场硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免造成水土流失影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，占地分为永久占地和施工临时占地。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；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地主要集中在站场及边缘区域，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

工程占地类型为其他草地，施工作业对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。站场施工过程中绝

大部分地表土地被各种建（构）筑物覆盖或者进行了地面硬化，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，被破坏的地表野生植被将在一定时期内逐步恢复。

项目本项目总占地面积为 22859m²，其中永久占地 21151m²，临时占地 1708m²。

在施工结束一段时间内，将影响占地范围内的植被初级生产力。根据现场踏勘成果，项目区草地地表植被稀疏，参照五等草地计算生物损失量，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即 750kg/hm²，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为 0.13t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

站场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。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致项目开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

（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。站场建设和进厂道路等施工过程中，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）对生态系统稳定性的影响分析

项目所在区域的生态系统以荒漠生态系统为主，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，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保

持自然荒漠生态环境，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，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

5.1.7 水土流失影响分析

新建天然气液化处理站为点状工程，占地面积小，天然气液化处理站建设过程中，由于施工车辆对地表的碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，站场建设中施工作业活动使地表保护层变得松散都会加剧风蚀影响。项目建成后永久占地进行地面硬化，不会产生水土流失。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.1.8 对区域土地沙化的影响分析

虽然项目区属于非沙化区，但其位于古尔班通古特沙漠南缘，有沙化的趋势，施工期站场建设过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定结皮和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量少等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，施工会使占地范围内的土地就地起沙，但是由于项目占地范围较小，施工时间短，施工结束后对永久占地进行硬化，对临时占地范围内场地进行平整和清理后自然恢复。综上所述，本项目建设不会导致区域土壤沙化。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的估算模型AERSCREEN进行估算。

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国NASA和NIMA联合测量并公布的全球90×90m地形数据,自CSI的SRTM网站获取(<http://srtm.csi.cgiar.org>),符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型为草地,地表特征参数为该类型土地的经验参数,见表5.2-1。

表5.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.29	1.75	0.04025

③气象数据

以下资料为项目区内近20年气象数据统计分析,具体详见表6.2-2。

表5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20年	-42.8℃	43.1℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见**错误!未找到引用源。**。

表5.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		43.1
最低环境温度/℃		-42.8
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	污染源参数
导热油炉	二氧化硫	0.023	有组织排放	排气筒高 9.7m, 内径 0.325m, 温度 120℃
	氮氧化物	0.896		
	颗粒物	0.007		
尾气燃烧炉	二氧化硫	0.0045	有组织排放	排气筒高 15m, 内径 0.1m, 温度 145℃
	氮氧化物	0.015		
	颗粒物	0.012		
	NMHC	0.0406		
天然气液化处理站无组织挥发	非甲烷总烃	0.684	无组织排放	174m×142m×5m

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-5。

表 5.2-5 预测结果一览表

污染源	污染物	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
导热油炉	二氧化硫	0.24	0.05
	氮氧化物	9.44	3.78
	颗粒物	0.07	0.02
尾气燃烧炉	二氧化硫	0.04	0.01
	氮氧化物	0.13	0.05
	颗粒物	0.11	0.02
	非甲烷总烃	0.36	0.02
天然气液化处理站无组织挥发	非甲烷总烃	46.24	2.31

由预测结果可知，天然气液化处理站运行过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃以及有组织排放的锅炉烟气、尾气燃烧炉各污染物占标率均较小，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。

(7) 污染物减排影响分析

本项目是对油气集输设施不完善的区块无法密闭集输的采油井伴生气进行回收的项目，以回收的伴生气为原料，生产液化天然气（LNG）和混烃作为产品外售，

一则可以减少伴生气直接燃烧造成的资源浪费，二则可以减少伴生气燃烧过程中排放的污染物，对区域环境空气质量有一定的积极影响，具有正效应。

具体分析如下：

①伴生气直接燃烧各污染物排放情况

本次设计伴生气回收量为 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ($2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$)，若不进行伴生气回收，该部分伴生气将通过火炬全部燃烧放空。

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：

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

式中： $E_{\text{火炬系统}}$ —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；

S_i —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）；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ，本次取值 2500；

t_i —火炬年运行时间，h，本次取值 8000；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054，总烃取 0.002。

综上，计算得出伴生气经火炬燃烧后废气中各污染物排放情况见表 5.2-6 所示。

表 5.2-6 伴生气直接燃烧烟气中各污染物排放情况一览表

污染源	耗气量 ($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$)	污染物排放情况		
		NO_x	SO_2	非甲烷总烃
		t/a	t/a	t/a
伴生气燃烧 火炬	2000	1080	0.12	40

根据《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》(SY/T 7297-2016)附录 A 中天然气燃烧产生的二氧化碳的排放因子— $21.6219 \text{ tCO}_2/10^4 \text{ m}^3$ 燃料（标况）计算可知，本次拟回收的伴生气直接燃烧后二氧化碳的排放量为 43243.8 t/a 。

本次拟回收的伴生气直接燃烧后各污染物排放情况见表 5.2-7，具体如下：

表 5.2-7 伴生气直接燃烧放空情况下各污染物排放情况

类别	污染物名称	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
废气	二氧化硫	0.12	0.12
	氮氧化物	1080	1080
	二氧化碳	43243.8	43243.8
	非甲烷总烃	40	40

②本项目各污染物排放情况

天然气液化处理站回收 $6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$) 伴生气生产液化天然气和混烃工艺过程中各类大气污染物的排放量详见前文 3.3.4 章节表 3.3-9, 此处不再赘述。

此处仅对外购电力所导致的二氧化碳排放情况进行核算, 具体如下:

1) 核算边界

本次根据《中国石油化工生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920号附件2)以企业法人为边界, 对新建的天然气液化处理站碳排放进行核算。

2) 排放源识别

根据《中国石油化工生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920号附件2), 本项目温室气体排放核算主要为净购入电力二氧化碳排放。

3) 碳排放总量与强度计算

★购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算:

$$E_{\text{购入电}, i} = AD_{\text{购入电}, i} \times EF_{\text{电}}$$

式中:

$E_{\text{购入电}, i}$ —核算单元 i 购入电力所产生的二氧化碳排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO_2);

$AD_{\text{购入电}, i}$ —核算期内核算单元购入电力, 单位为兆瓦时 ($\text{MW} \cdot \text{h}$);

$EF_{\text{电}}$ —区域电网年平均供电排放因子, 单位为吨二氧化碳每兆瓦时 ($\text{tCO}_2/\text{M} \cdot \text{Wh}$)。

表 5.2-8 本项目年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量 (MW·h)	排放因子 (tCO ₂ /M·Wh)	排放量 (tCO ₂)
10633	0.8922	9487

注：排放因子来源于中华人民共和国生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子；本项目电力用量 10633MW·h/a。

表 5.2-9 本项目正常工况下各污染物排放情况

类别	污染物名称	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
废气	二氧化硫	0.0275	0.0275
	氮氧化物	0.911	0.911
	二氧化碳	10105.76	10105.76
	非甲烷总烃	0.7246	0.7246
	颗粒物	0.019	0.019

③环境影响正效应（污染物减排情况）

根据表 5.2-7 和表 5.2-9 核算伴生气经新建天然气液化处理站回收处理后各大气污染物的减排情况，具体见表 5.2-10。

表 5.2-10 伴生气经新建天然气液化处理站回收与直接燃烧放空各污染物排放量减少情况

类别	污染物名称	伴生气直接燃烧污染物排放量 (t/a)	伴生气经新建天然气液化处理站回收污染物排放量 (t/a)	减排量 (t/a)	减排率 (%)
废气	二氧化硫	0.12	0.0275	0.0925	77.08
	氮氧化物	1080	0.911	1079.089	99.92
	二氧化碳	43243.8	10105.76	33138.04	76.63
	非甲烷总烃	40	0.7246	39.2754	98.19
	颗粒物	/	0.019	/	/

由上表可知，本项目实施可有效减少温室气体二氧化碳的排放量，同时大大减少了二氧化硫、氮氧化物和非甲烷总烃的排放量，对改善区域大气环境具有积极作用。

(8) 大气环境影响评价结论

运营期对大气的影晌为持续的长期影响，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，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目区无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排

排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，有组织排放的导热油炉锅炉烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3中特别排放限值要求。脱碳单元尾气燃烧炉二氧化硫、氮氧化物、颗粒物均满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表4特别排放限值要求，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 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 。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。

5.2.2 运营期水环境影响分析

（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南东西向的断裂所分割。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给、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。

(3) 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。扇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。

(4) 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 $600\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数为 $19\sim 31\text{m}/\text{d}$ ，矿化度小于 $0.5\text{g}/\text{L}$ 。

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 $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ 之间，渗透系数 $48\sim 99\text{m}/\text{d}$ ，平均单井涌水量 $2280\text{m}^3/\text{d}$ （降深 $0.72\sim 2.62\text{m}$ ），矿化度小于 $1\text{g}/\text{L}$ 。

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 $3000\sim 6000\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ 之间，渗透系数 $80\sim 135\text{m}/\text{d}$ ，平均单井涌水量 $5364\text{m}^3/\text{d}$ ，（降深 $1.43\sim 3.07\text{m}$ ），矿化度小于 $1\text{g}/\text{L}$ 。

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 $1279.8\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数为 $28\sim 65\text{m}/\text{d}$ 。

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 1000~3000m³/d·m，渗透系数在 10~40m/d 之间，逐渐变为小于 1000m³/d·m，渗透系数在 2~4m/d 之间。

(5) 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：项目所在区域内地层潜水的富水性自西南向东北是逐渐变弱的。区域内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。

图 5.2-1 区域水文地质图

⑤地下水化学特征

区域地下水化学类型依次出露 $\text{SO}_4\text{-Na}$ 型、 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na}$ (Mg) 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型、 Cl-Na 型、 $\text{HCO}_3\text{-Na}$ 型水, 水质整体变化幅度较大, 在 $0.5\sim 30\text{g/L}$ 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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水、 $\text{HCO}_3\text{-Na}$ 型水和 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl-Na}$ 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 $0.26\sim 0.55\text{g/L}$ 之间, 整体上为淡水, 水质较好。

(6) 正常工况下对地下水环境影响分析

设备及场地冲洗排水及含油废水集中收集后由罐车拉运至春风联合站采出水处理系统处理, 处理达标后回注油藏, 不外排; 生活污水集中收集后, 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。

(7) 事故状态下对地下水的影响

非正常工况下, 本项目液化天然气储罐破损泄漏导致液化天然气泄漏后, 泄漏液化天然气会迅速挥发进入大气, 仅对大气环境影响产生影响, 不会污染地下水。

本次评价主要对混烃储罐破裂导致混烃泄漏以及闭排罐破裂导致含油废水外泄进行预测分析评价。

①地下水污染途径分析

非正常工况下混烃储罐、闭排罐破裂导致油品泄漏, 石油类污染物有可能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。

②预测因子: 石油类。

③预测情形: 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中要求预测污染物进入地下水到达下游厂区边界和敏感目标处的到达时间、超标时间、超标持续时间及最大浓度, 本项目无地下水敏感目标, 仅预测石油类到下游厂区边界的到达时间、超标时间、超标持续时间及最大浓度。

※预测模型: 根据预测情景及项目区水文地质条件, 地下水风险预测采用一维半无限长多孔介质柱体, 一端为定浓度边界模式, 如下式所示:

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right).$$

式中：

x ——距注入点的距离，m；

t ——时间，d；

$c(x, t)$ —— t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C_0 ——注入的示踪剂浓度，g/L；

u ——水流速度，m/d；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}(\)$ ——余误差函数。

模型中所需参数及来源见表 5.2-11。

表 5.2-11 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	数据来源
1	C_0	注入的示踪剂浓度	575200mg/L, 684mg/L	混烃密度, 含油废水浓度
2	t	时间	9d	短时注入时间
3	x	距注入点的距离	92m、62m	混烃储罐、闭排罐至站场下游边界距离
4	u	水流速度	0.111m/d	$u=KI/n$, 本区含水层渗透系数 $K=10m/d$, I 为 0.002, n 采用给水度替代, 取 0.18
5	D_L	纵向弥散系数	1.11 m^2/d	$D_L=a_L u$, a_L 为纵向弥散度, 按照经验数据 a_L 取 10m

表 5.2-12 地下水影响预测结果一览表

名称	介质	污染物	预测距离 (m)	到达时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	超标时间 (d)	持续时间 (d)
混烃罐	混烃	石油类	92	50	5991	110~5180	5070
闭排罐	含油废水	石油类	62	30	9.2	90~2370	2280

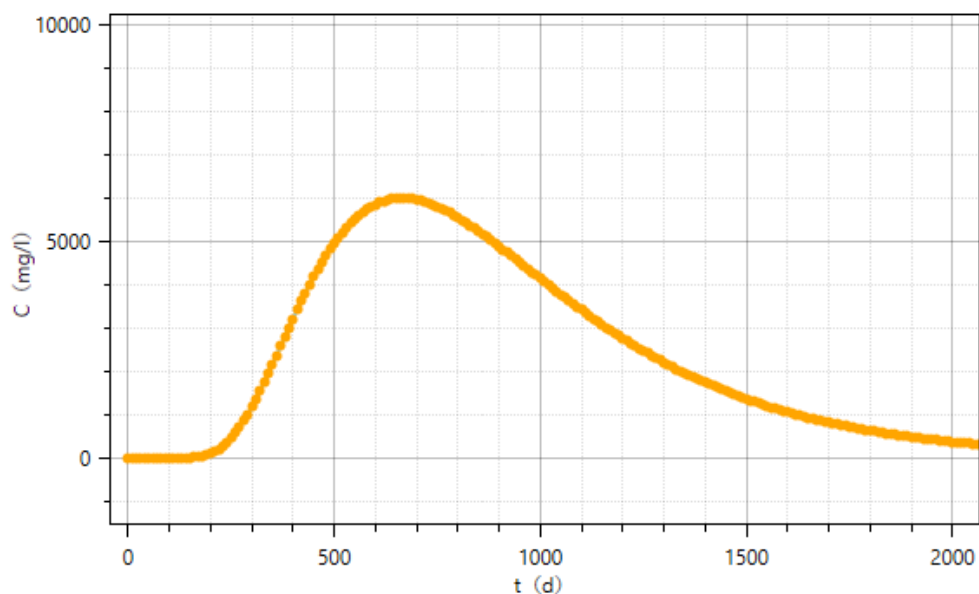


图 5.2-2 混烃罐泄漏地下水影响预测结果

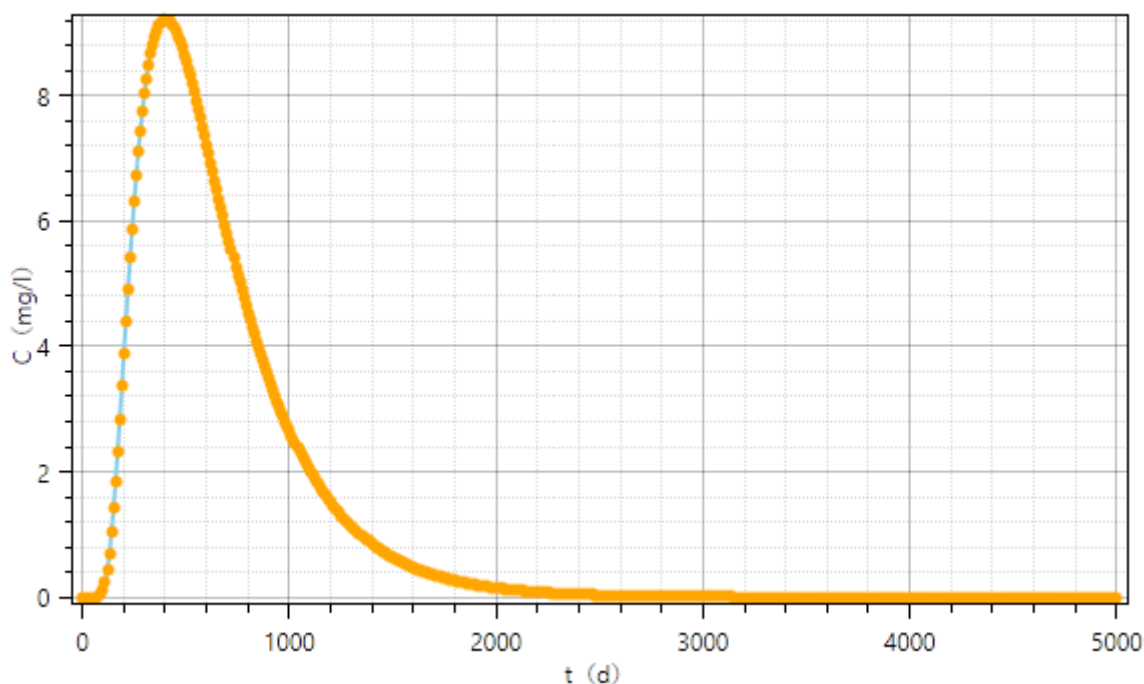


图 5.2-3 闭排罐含油废水泄漏地下水影响预测结果

由上述预测结果可知，混烃罐泄漏发生后 50 天石油类到达下游站区边界，110 天发生超标，超标持续 5070 天，石油类最大浓度 5991mg/L；混烃罐泄漏发生后 30 天石油类到达下游站区边界，90 天发生超标，超标持续 2280 天，石油类最大浓度 9.2mg/L。由于区域水力坡度小，水流速度较慢，一旦混烃罐/含油废水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。

5.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为天然气液化处理站中的各类机泵、压缩机、塔类、风机、空冷器等，站四周设砖砌和铁艺相结合的围墙，

压缩机设置在封闭的带有消音设施的压缩机房内并采取基础减震等措施，机泵、塔类、风机、空冷器采取基础减震等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

天然气液化处理站内设备选用低噪设备，基础减震，各类机泵设置在室内，并采取基础减震等措施，各设备衰减量按 25dB(A) 计，其运行噪声不高于 75dB(A)。项目工程主要噪声源强见表 5.2-13。

表 5.2-13 项目主要噪声源强

噪声源名称	声功率级[dB(A)]	排放规律	降噪后噪声级[dB(A)]
各类机泵	85~90	连续	60~65
压缩机	90	连续	65
风机	85	连续	60
塔类	100	连续	75
导热油炉	85	连续	60
空冷器	90	连续	65
尾气燃烧炉	85	连续	60

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.2-14。

表 5.2-14 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB(A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
液化天然气处理站	东厂界	33	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	32		
	西厂界	34		
	北厂界	40		

由预测结果可知：天然气液化处理站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

生活垃圾定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场；废弃包装交由厂家回收；废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥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。综上所述，本项目产生的各种固体废物均得以妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

(1) 正常工况下对土壤环境的影响分析

正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

(2) 事故状态下对土壤的环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目属于污染型建设项目，运营期对土壤的环境影响主要为混烃储罐发生破裂导致混烃地面漫流和垂直入渗对土壤的影响，以及工艺管线破裂发生泄漏的混烃垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-15。

表 5.2-15 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
混烃储罐	混烃储罐发生破裂	垂直入渗	石油类	石油类
工艺管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油类	石油类

混烃储罐为地上储罐，发生泄漏容易发现，发生泄漏后及时封堵泄漏点，已经泄漏的混烃中的轻组分挥发，而重组分油通过垂直入渗的方式进入混烃储罐周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对影响范围内的土壤造成严重的污染。对受浸染的土壤全部回收，交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。采取上述措施后，不会对区域土壤环境造成影响。

由于本项目工艺管线为埋地敷设，发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭管线物料来源，挖出管线破点，采用管卡或者更换管段的方式对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

本次评价类比石西油田作业区石南4井区已发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目工艺管线事故状态下

混烃泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-16。

表 5.2-16 石南 4 井区某安全隐患治理管段土壤监测结果一览表

点位 编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标 情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
S2	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
S3	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标

本次类比的石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，发生泄漏后采取如下应急处置措施：快速做出响应，关闭物料来源，挖出管线破点，可回收泄漏油品；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。表 5.2-16 3 个监测点均为位于发生过管线泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表 5.2-16 监测数据表明，发生过泄漏事件并进行过应急处置的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃(C₁₀~C₄₀)均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，说明发生泄漏后，及时处置，全部清理受浸染产生的含油污泥，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

本项目泄漏的介质与石南 4 原油转输管线输送介质类似，均为油类，污染途径均为垂直入渗，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生泄漏事故，建设单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏产生的含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生影响。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。

生产运营期活动主要集中在天然气液化处理站永久占地范围内，站内活动不会对区域野生植被和野生动物产生影响。

运营期罐车拉运液化天然气、混烃或者含油废水等交通运输活动会对野生动物

的生存及栖息造成影响，但是在加强环境保护的宣传工作和员工的环保意识，特别是加强对野生动物的保护意识等措施后，对野生动物不会产生太大影响。

5.3 环境风险分析

根据环境风险评价工作等级判定情况，本项目风险评价仅为简单分析。

5.3.1 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.3.2 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为液化天然气（原料气）、混烃、MDEA 药剂、丙烷乙炔，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.3-1。

表 5.3-1 各种风险物质理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	混烃	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值： 41870KJ/kg 火焰温度： 1100℃ 沸点：300~ 325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1~ 6.4% (V) 自然 燃点 380~ 530℃	属于高闪点液体
2	天然气（液化天然气）	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值： 50009KJ/kg 爆炸极限 5~ 14% (V) 自然燃点 482~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物名表中编号 21007
3	MDEA（N-甲基乙醇胺）	化学分子式： C ₅ H ₁₃ NO ₂ ，无色或微黄色粘稠液体。沸点约 247.2℃。溶解度能与水、醇混溶。微溶于醚。	无毒(弱碱性)，非易燃，非易爆。	闪点 127℃	危险品运输编号 2735

续表 5.3-1 各种风险物质理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
4	丙烷	化学分子式： C ₃ H ₈ ，无色无臭易燃易爆气体。在室温下加压易液化。沸点约-42℃。溶解度(均为V/V)： 17.8℃，100水：6.5；16.6℃，100无水乙醇：790，100乙醚：926； 21.6℃，100氯仿：1299。21℃时蒸气压约1.37MPa。	毒性：属微毒类。 侵入途径：吸入。 健康危害：本品有单纯性窒息及麻醉作用。人短暂接触1%丙烷，不引起症状；10%以下的浓度，只引起轻度头晕；高浓度时可出现麻醉状态、意识丧失；极高浓度时可致窒息。	与空气混合明火、受热可爆，爆炸极限值9.5%。	易燃气体。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。与氧化剂接触会猛烈反应。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。 燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。
5	乙烯	化学分子式： C ₂ H ₄ ，无色压缩气体，带有特有的气味，沸点：-103.9℃，熔点：-169℃，不溶于水，微溶于乙醇，溶于乙醚、丙酮、苯。	具有较强的麻醉作用。急性中毒：吸入高浓度乙烯可立即引起意识丧失，无明显的兴奋期，但吸入新鲜空气后，可很快苏醒。对眼及呼吸道粘膜有轻微刺激性。液态乙烯可致皮肤冻伤。慢性影响：长期接触，可引起头昏、全身不适、乏力、思维不集中。个别人有胃肠道功能紊乱。	闪点：-125.1±13.0℃，燃烧热：-1323.8kJ/mol，爆炸极限2.7~36%(V)	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。

(2) 生产设施危险性识别

① 工艺装置事故风险识别

本项目新增工艺装置包括：天然气气液分离装置、增压装置、脱水装置、脱烃装置、脱碳装置、储运装置等，新建的工艺设备主要为各种塔器、容器和机泵，具体见前文 3.2.1 章节。生产过程中主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等，风险识别见表 5.3-2。

表 5.3-2 生产中潜在的危险因素

序号	事故种类	发生原因	易发场所	备注
1	燃烧爆炸事故	1) 操作原因: 设备超压, 因操作失误。 2) 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; 设备管道泄漏使气体外逸形成爆炸性气体混合物; 设备维修不慎, 引起火灾爆炸。 3) 环境原因: 操作中产生静电火花引起蒸汽爆炸。	设备管道、物料贮存装置	影响大但发生频率低
2	泄漏中毒事故	1) 操作原因: 违章指挥、违章作业、误操作。 2) 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; 主要转动设备发故障; 长期超负荷运行。 3) 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

表 5.3-3 主要生产装置风险识别一览表

生产装置名称	装置内危险物料名称及形态	风险识别	潜在危害类型
原料气进、出口分离罐	伴生气(天然气)、混烃、液化天然气	燃爆、泄漏风险	A/B/C
原料气管线		燃爆、泄漏风险	A/B/C
压缩机		燃爆、泄漏风险	A/B/C
装车系统		燃爆、泄漏风险	A/B/C

注: 主要危险种类有: A-火灾、B-爆炸、C-中毒。

通过分析, 由于项目涉及物流大部分为易燃物, 因此在生产过程中存在发生燃爆并引发有机物挥发进入空气的风险隐患。项目生产过程中风险隐患主要存在于生产系统阀门及管线等。

②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式, 但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用, 同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误, 所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏, 事故发生时会有大量的油品和天然气溢出, 对周围环境造成直接污染, 而且泄漏的油品、天然气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

③储罐危险性识别

储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误, 所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为储罐发生破裂造成的液化天然气和混烃等发生泄漏, 事故发生时会有大量的液化天然气和混烃溢出, 对周围环境造成直接污染, 而且泄漏的液化天然气会大量气化, 气化后的液化天然气

和混烃遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④罐车泄漏

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，轻烃拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内轻烃溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的轻烃如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程可能发生的风险事故如下表所示。

表 5.3-4 本项目可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
天然气液化处理站	伴生气（天然气）管线泄漏	伴生气（天然气）管线穿孔、破裂，导致天然气泄漏	遇火源发生火灾爆炸事故
	液化天然气或者混烃储罐泄漏	罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误、仪表电器失灵、电线短路、静电、雷击等	泄漏油气及蒸汽遇明火，造成火灾、爆炸事故

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期工艺装置、管线、储罐、罐车发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.3.3 环境风险分析

(1) 大气环境风险

生产设施或储罐发生泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷（或乙烯/丙烷）浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷（或乙烯/丙烷）聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷、乙烯、丙烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，产生的安全隐患主要是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。

发生泄漏后，若不能及时采取措施制止，致使大量可燃气进入环境当中，若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。对环境、人员和设备产生一定危害，主要危

害包括：①遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；②烃类气体以及火灾或爆炸事故次生污染物 CO 对人体的毒性危害，尽管毒性相对较低，主要具有麻醉和刺激作用，以及对呼吸道粘膜和皮肤有一定的刺激作用，但较长时间接触后，对人体产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害，对周围的环境及人群造成影响。

由于项目区地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤的影响分析

原料气、液化天然气和乙烯即使发生泄漏事故也不会对土壤造成影响。而混烃、MDEA 溶液、导热油泄漏线中含有油类，发生泄漏事件，相当于向土壤中直接注入重烃，重烃渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，油类在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（3）对地下水环境的影响

原料气、乙烯和液化天然气泄漏对地下水无影响，而混烃、MDEA 溶液、导热油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，加上装置区地面进行了地面防渗，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至危废暂存间暂存，最终交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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。根据相关资料，土壤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 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层

0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生不良影响。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

(1) 使用质量可靠的柴油机械及施工机械和运输车辆，使用符合国家标准的柴油，并定期对设备、机械和车辆进行保养维护，确保正常运行。

(2) 合理规划运输道路线路，尽量利用现有道路，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

(3) 材料及临时土方等在施工现场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

(4) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。

(2) 施工期生活污水排至生活营地污水防渗池，定期由罐车清运至玛纳斯县生活污水处理厂。

(3) 混凝土养护废水产生少，不会形成地表径流，自然蒸发即可。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾集中收集后送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

(2) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(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，对天然气液化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。

(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。

6.1.7 水土保持措施

(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) 新建管线管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填填后应予以平整、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。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

正常情况下，拟建项目排放的大气污染物主要为天然气液化处理站内导热油炉锅炉烟气和尾气燃烧炉燃烧烟气、液化天然气和混烃储罐装车过程以及站场内设备动静密封点泄漏的无组织挥发废气。

(1) 导热油炉锅炉烟气达标排放可行性分析

本次新建 850kW 导热油炉以天然气液化处理过程中产生的含烃气体为原料，采用国内先进水平的低氮燃烧器，并配置高 9.7m 的烟囱，烟气通过烟囱排入大气，对周边大气环境影响很小；加强导热油炉的保养维护，确保天然气燃烧，导热油炉选用技术质量可靠的设备，低氮燃烧器属于锅炉低氮燃烧技术之一，属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018) 及《工业锅炉污染防治可行技术指南》(HJ1178-2021) 中列出的可行性技术。

(2) 尾气燃烧炉燃烧烟气达标排放可行性分析

根据可研资料可知，脱碳单元尾气燃烧炉的设计焚烧效率为 99.9%，可以有效

的减少非甲烷总烃的排放量，燃烧法处理有机废气属于《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，经燃烧法处理后的废气中非甲烷总烃的排放浓度为 $27\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中规定的 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放限值，项目采取的治理工艺可行。

（3）VOCs 回收工艺可行性分析

液化天然气和混烃储罐为压力罐，储存过程中防止废气排放。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，并且装车采用定量液下鹤管装卸系统。该系统采用气相平衡管将储罐与槽车联通，装车时液相通过液相管从储罐采用底部装载的方式进入槽车，槽车内的气相则从上部的平衡管进入储罐。储罐与槽车均为压力设备，不与外环境联通，避免了装载过程中废气的排放。

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。

（4）废气防治措施

①采用了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屏蔽泵。

②为减轻集输过程中烃类的损失，采用密闭集输工艺，站场非甲烷总烃无组织排放达到《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。

③站场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

④各装置的安全阀及事故紧急放空气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

⑤在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，站场厂界非甲烷

总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

⑥根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）规定，运营期应开展泄漏检测与修复工作。本次新建天然气处理厂应对泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每6个月检测一次。

储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，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。应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在5日内完成修复；液化天然气和混烃储罐采用压力罐，减少无组织挥发性有机物的排放。采用密闭罐车输送液化天然气和混烃，装卸车时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。

⑦非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。

⑧导热油炉设置国内先进水平的低氮燃烧器，减少烟气中各污染物的产生量；选用技术质量可靠的设备，并加强导热油炉的保养维护。

⑨定期对脱碳单元的尾气燃烧炉进行检查维修，保证其正常运行。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）废水处置措施

运营期产生的含油废水和设备及场地冲洗排水集中收集至闭排罐后定期送至春风联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。站内工作人员生活污水定期由吸污车清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

（2）天然气液化处理站地下水保护措施

根据项目区水文地质实际情况及特点，提出如下地下水污染防治措施：

①源头控制

建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、污水贮存构筑物要严格施工质量，加强巡检力度，防止跑冒滴漏现象的发生，并注意在生产过程中对废水收集

系统的保护，定期对管道接口检查、维修。

②液化天然气和混烃储罐罐区设置围堰，新建危废暂存间内设置围堤，罐区设置集液池，液化单元装置四周设置导流沟和集液池，确保泄漏物料可得到有效收集。

③防渗分区

根据站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，将站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区域。主要指生产管理区，如值班室、门卫室和中控室等。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为天然气处理装置、液化天然气和混烃装车区、火炬系统等装置区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括液化天然气和混烃储罐区、闭排罐区和危废暂存间等区域。

④防渗要求

重点防渗区的单元或设施的防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本项目各生产单元分区及防渗要求见表 6.2-1 和图 6.2-1。

表 6.2-1 各生产单元分区防渗要求一览表

防渗分区	生产单元	主要设施	防渗性能
简单防渗区	办公生活区	会议室、办公室、中控室 磅房、配电室、UPS 间、 机柜室	一般地面硬化
一般防渗区	天然气处理单元、液化天然气和混烃装车区、火炬系统、给排水和消防等公用工程区域	天然气处理装置、液化天然气和混烃装车区、火炬系统、尾气燃烧炉、换热撬、热媒炉、空压机房、消防泵房、消防水罐、循环泵房、水处理间、化验室、库房等	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
重点防渗区	液化天然气和混烃储罐区	液化天然气和混烃储罐	等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
	污水罐区	闭排罐	
	池体	集液池、事故水池、初期雨水池	
	危废暂存间	危废暂存设施	

图 6.2-1 天然气液化处理站分区防渗示意图

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 合理布局各生产设备，尽可能选择低噪声设备。

(2) 定期给机泵、压缩机等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，天然气液化处理站厂界能够满足《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。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

运营期站内工作人员生活垃圾清运至玛纳斯生活垃圾填埋场；废弃包装交由厂家回收；废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥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。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”的发生。

(2) 建设单位应建立完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案。

(3) 危险废物收集、储存、运输要求

运营期建设单位应该加强废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥的产生、贮存和处置的全过程监管，各种危险废物收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其2013年修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《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)要求。

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》(HJ 1033-2019)等文件相关规定，各种危险废物产生、贮存和处置的全过程监管，实行危险废物台账管理制度，如实记录有关信息，并落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(4) 危险废物暂存间相关要求

危险废物贮存设施必须满足具备防风、防雨、防晒、防渗等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-2020）危险废物标志牌式样设置明显标志。

危险废物暂存间基础必须进行防渗，防渗层为至少1m厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s），或2mm厚高密度聚乙烯，或至少2mm厚的其它人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危险废物暂存间地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物相容。必须有泄漏液体收集装置。危险废物暂存间设置有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙，并设计堵截泄漏的裙脚。不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱破坏土壤结构。

(2) 加强站场设备设施、储罐、工艺管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期检查站场设备设施、储罐、工艺管线，如发生管线老化、接口断裂、设备设施破损，及时更换。发生油品泄漏的，及时清理落地油，降低土壤污染。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁对站场外植被的踩踏和砍伐。

(3) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

6.3 环境风险防范措施及应急要求

6.3.1 工程防范措施

(1) 总图布置防范措施

本项目平面布置根据工艺流程及单元的生产特点、毒性类别和火灾危险性，并结合地形、风向等条件，按功能分区集中布置；装置区内道路的布置达到合理组织人流和车流，并满足消防要求。

平面布置和工艺设备布置中，严格执行循《天然气液化工厂设计标准》（GB 51261-2019）和《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T 20368-2021）中的有关规定，保证足够的防火间距，确保整个场站的安全。

(2) 工艺设计防范措施

①本项目采用密闭的工艺过程，选择无泄漏的设备，彻底消除“跑、冒、滴、漏”。装置采用了先进、成熟、可靠的工艺流程。其工艺流程的先进性和整体设计水准达到了目前的国内先进水平，具有很高的可靠性。

②本项目新建的联锁、监视及控制系统，实现对工艺过程的监视控制，设置国内先进水平的自动控制系统，以确保项目安全稳定运行。

本项目采用分散型控制系统（DCS）和安全仪表系统（SIS），对工艺装置、辅助生产设施等进行集中监视、控制和安全联锁保护，对工艺流程、工艺参数进行显示报警。自动化控制系统由分散型控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、火灾报警系统（FAS）、可燃气体报警系统（GDS）组成。DCS系统主要用于过程控制；SIS系统独立于过程控制，完成厂区的安全保护工作；FAS系统负责各区域火灾自动检测、报警；GDS系统负责对工艺装置区进行可燃气体泄漏检测报警。DCS通过对外通信接口，可将厂区的运行参数上传至上级监控中心。具体如下：

1) 集散型控制系统（DCS）

采用集散型控制系统（DCS）实现对整个天然气液化处理站的集中监视和控制。DCS系统主要对进厂原料气气液分离计量、脱水、脱炔、脱炔、制冷、液化、LNG和混烃装车外运等过程监控，以及消防、仪表风、给排水、放空火炬等生产装置进行常规检测与PID控制，顺序控制，以及输入/输出监视和数据采集，历史数据记录和报表生成打印，报警指示记录打印。通过中控室人机界面的显示器能够显

示全站工艺流程图及各种主要工艺参数，工艺变量的历史趋势，机、泵的启停状态，过程控制阀和紧急关断阀的阀位状态，调节阀的开度及状态等。

2) 安全仪表系统 (SIS)

SIS 系统基本功能为现场 ESD 输入信号采集和输出信号的控制，ESD 系统根据故障的性质分成几个不同的停车级别，高级别停车自动引发低级别停车。紧急停车系统 (ESD) 在火灾、可燃气体泄漏等紧急情况下，通过 ESD 辅操台，人工确认后关闭站场，确保站场安全。

3) 火灾自动报警系统 (FAS)

新建 1 套火灾自动报警系统，以实现全厂火灾检测报警及安全保护。在中控室设置 1 台火灾报警控制器，在消防值班室设置 1 台区域火灾报警盘。为及时发现火灾，保护人员和设备安全，设置如下火气设备：

★中控室、机柜间、配电室等的每个房间设置感烟探测器，其中机柜间的防静电地板下设置感温电缆以便于及时发现电缆火灾。

★站控室以及站场内部，罐区防火堤外、增压机房外、巡检道路等处设置手动火灾报警按钮，以便于巡检人员发现火灾情况后及时触发确认报警，通知站控室操作人员。

★站场内围绕工艺操作区设置了声光报警器，给予操作人员明确的指示。

★在站内增压机房内、罐区及装车台等处设置火焰探测器。

4) 可燃气体报警系统 (GDS)

气体检测系统 (GDS) 采用带独立的控制器的 PLC 系统，具有良好的扩展性，完成对可燃气体探测器信号的采集、显示及报警上传等功能。

在工艺处理撬装置区、储存区、罐区、装卸区、压缩撬区等可能泄漏和积聚可燃气体的部位设置固定点式可燃气体探测器，对可燃气体进行连续检测、指示和报警。可燃气体探测器选择防爆型产品，防爆等级不低于 ExdIIBT4。

GDS 系统设置 1 台独立的操作站，将所有监控场所的设备、管线等平面布置图存入系统，并能在现场发生报警时，准确地切换到相应画面，显示出报警部位、报警性质等。

③工艺装置及辅助生产设施的压力容器、压力管道的设计及制造严格执行《固定式压力容器安全技术监察规程》(TSG 21-2016)、《工业金属管道设计规范》

(GB 50316-2000) (2008版) 及其它有关的标准规范。保证装置内设备防火间距应满足防火标准的要求, 保证装置的安全可靠性及其内部必要的操作、检修空间。

对危险物料的安全控制是防火防爆最有效的措施之一, 本项目设计中从原料伴生气的输入、处理直至液化天然气和混烃的输出, 易燃易爆物料始终处于密闭的设备和管道中, 设备以及管线之间的连接处均采取了可靠的密封措施, 防止介质泄漏。

具有易燃、易爆介质的设备、管道采用露天布置, 利于有害物料自然扩散, 避免其达到爆炸极限而发生火灾、爆炸事故。LNG储罐罐顶设安全阀中, 当罐顶超压时, 安全阀自动启跳, 安全阀的开启压力(定压)不高于设备的设计压力。

对危险介质的压缩机采用远程停车控制及远程关闭物料阀门等措施, 在发生火灾时将可燃物料切断。

本项目设备和管道的防腐采用工艺防腐和材料抗腐两个方面的措施, 解决设备和管道的腐蚀问题。

在工艺、设备设计过程中, 充分考虑了脆性破裂、温差应力破坏、高温蠕变破坏、腐蚀破坏及密封泄漏等因素。根据介质、操作温度、压力和腐蚀情况, 设计对装置中重要部位和设备的用材, 按规范选择相应的防腐等级, 以保证防腐蚀能力, 确保设备安全及设备寿命。

④为确保装置安全生产, 在生产工艺系统中各装置采用模块化设计, 露天布置, 有利于有气体的扩散; 在生产过程中, 定期检查各密封点及设备设施, 防止有毒有害物的泄漏, 装置区设置可燃气体探测器, 当可燃气体浓度超标时报警。

(3) 设备风险防范措施

①在工程设计中合理确定设计参数, 选择相应的材质, 严格执行容器制造, 检验和验收的有关规定, 确保设备使用安全, 对有可能产生超压的设备, 设置安全泄压系统; 要严格按标准、规范规定选用管道、管件、法兰、阀门等; 工艺设备、管道及仪表等连接处做密封处理, 防止物料泄漏。对冷、热管道要采取必要的保冷、保温措施, 减少热量的损失, 保证操作人员的安全, 设计满足《工业设备及管道绝热工程设计规范》(GB50264-2013)的相关要求。本项目的设备操作压力、使用温

度较低。由于大部分设备介质具有腐蚀性，因此多数设备材料为不锈钢。

②按照爆炸和火灾危险等级、类别，选用相应的电气、仪表设备。采用自动控制系统、报警手段，确保安全生产。设置不停电电源，确保仪表、紧急事故照明系统正常工作。按规范设置防雷、防静电接地设施。

③装置区内的构筑物的防雷措施按照《建筑物防雷设计规范》进行设计。所有电气设备正常不带电的金属外壳，所有工艺设备（包括转动机组、框架、管线等设备）均应可靠接地。

(5) 配备完善的工艺安全设施，具体如下：

①配备完善的火炬放空系统，满足天然气液化处理站检修、超压或事故状态下的安全放空要求。

②设置完善的安全截断系统，实现事故状态下的安全连锁保护。

③设置可燃气体报警系统。在工艺装置区等设置了可燃气体探测器，并与值班室主机相连，出现天然气泄漏时可及时报警。

④按照相关规范进行防爆、防雷、防静电设计。

6.3.2 消防措施

消防冷却水采用临时高压给水系统，管线内充满水，由稳压装置使冷却水管网保持一定的压力，消防时可以及时喷水并启动消防泵（火灾报警后可手动启动，或根据消防稳压装置泄压后的压力联动启动）；1座 LNG 储罐、1座混烃储罐采用固定喷淋系统，罐区周围采用环状管网；其它工艺装置区、装车区等采用消火栓系统。

在 LNG 储罐区集液池、工艺装置区集液池及装车区集液池处设置固定式高倍数泡沫灭火装置，装置自带泡沫原液罐、泡沫比例混合器、泡沫产生器，在 LNG 泄漏时，通过高倍数空气泡沫对集液池进行有效覆盖，延缓 LNG 的挥发速度，阻止形成天然气蒸汽云并降低热辐射强度。

在 LNG 储罐罐顶安全阀处设置固定式自动干粉灭火装置，扑灭安全阀泄露引发的火灾；在工艺装置区及其他区域设置足够数量的移动式干粉灭火器，扑灭泄漏火灾。

6.3.3 火灾爆炸事故风险防范措施

(1) 完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施

的完好，杜绝火灾的发生。

(2) 站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在天然气液化处理站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2009)的要求。

6.3.4 储罐泄漏事故风险防范措施

(1) 建立施工质量保证体系，提高施工人员水平，并对其施工质量进行监理。

(2) 选用质量合格的管线、储罐、阀门及连接件，定期对站场易损及老化部件进行更换，防止储罐泄漏事故的发生。

(3) 储罐罐区设置围堰，新建危废暂存间内设置围堤，罐区按照重点防渗区要求建设防渗设施。

6.3.5 储运输过程中的风险防范措施

液化天然气和混烃罐区进行重点防渗处理，并设置围堰，防止泄漏物料外泄至天然气液化处理站内其他区域；罐车装车场地，设罐车装车时用的防静电接地装置，并设置能检测跨接线及监视接地装置状态的静电接地仪；使用密闭技术。

(1) 加强对拉运车辆及罐车罐体的维护和检测

加强罐车的管理：每次拉运之前，须对罐车进行安全隐患排查，检查储罐密封是否良好，罐车质量、车况是否可行。拉运车辆应当符合国家标准要求的安全技术条件，并按照国家有关规定定期进行安全技术检验，并悬挂或者喷涂符合国家标准要求的警示标志。

混烃、液化天然气和含油废水、设备及场地冲洗排水拉运时应明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

(2) 加强对驾驶员及押运人员的管理

驾驶人员（含押运员）具备安全驾驶的知识和技术。液化天然气和混烃槽车驾驶人员作为专业的危险化学品驾驶人员，驾驶员要了解液化天然气和混烃的性质、

危害特性及罐体的结构等知识，日常行驶时要认真做好出车前、运输过程中及收车后的车辆检查。一旦车辆或者罐体部分出现异常或者意外，能采取紧急处置措施。驾驶人员要自觉地调整不能反应、驾驶习惯和精神状态等，改变驾驶保障安全驾驶。

依据《液化气体汽车罐车安全监察规程》和《移动式压力容器安全技术监察规程》中的相关规定，加强 LNG 槽车的安全性能监管，要定期对 LNG 槽车进行安全性能检测，对于在安全性能检测不达标的车辆要责令整改或及时淘汰。

液化天然气、混烃槽车、含油废水和设备及场地冲洗排水运输过程需配备 GPS 定位或摄像头，实现联网动态监控的要求；运输车辆须按照指定的路线、时间和速度行驶，不得随意改变行驶路线。

6.3.6 应急处置措施

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。事故水池有效容积按《水体污染防控紧急措施设计导则》中 7.2 事故储存设施（事故池）总有效容积计算：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

注： $(V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}}$ 是指对收集系统范围内不同罐组或装置分别计算 $V_1 + V_2 - V_3$ ，取其中最大值。

式中： $V_{\text{总}}$ —事故水池的有效容积（ m^3 ）

V_1 —收集系统内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量（ m^3 ）（储存相同物料的罐组按一个最大储罐计，本次取 50m^3 ）

V_2 —发生事故的储罐或装置的消防水量（ m^3 ），根据可研报告可知，储罐区最大一次消防排水量为 673m^3 ；

V_3 —发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量（ m^3 ），防火堤有效容积 40.3m^3 ；

V_4 —发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量（ m^3 ）；

V_5 —发生事故时可能进入该收集系统的降雨量（ m^3 ）， $V_5 = 10 \times q \times F$ （ q —降雨强度（ mm ），按平均日降雨量计； $q = q_a / n$ ； q_a —年平均降雨量（ mm ）； n —年平均降雨日

数；F—必须进入事故池雨水的汇水面积（ hm^2 ），根据计算可知发生事故时可能进入该收集系统的降雨量约 4m^3 。

根据上述公式计算出本项目需要事故池的设计有效容积为 686.7m^3 。本项目新建事故水池尺寸： $23\text{m}\times 10\text{m}\times 3.5\text{m}$ ，有效容积 690m^3 ，可满足应急处理需要。

本项目的风险主要为混烃储罐和含油废水储罐，以及火灾爆炸事故情况下消防废水泄漏对土壤、地下水环境的影响。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暂存，最终送至春风联合站采出水处理系统处理。

6.3.7 环境风险管理措施

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。具体管理措施如下：

（1）在生产装置投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

（2）制订应急操作规程，在规程中说明发生事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。定期对生产设备进行检查，加强装置和警戒标志的管理工作。

（3）提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）定期进行设备检验和维修，确保设备正常运行。在日常工作与维护过程中，控制好储罐运行中的压力，尽可能保证储罐内压力的稳定性。在易引起误操作事故的岗位设立明显标志，在作业场所的紧急通道和紧急出入口设置明显的标志和指示箭头。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。加强明火管理，在天然气液化处理站内严禁吸烟，禁止任何进出人员携带火种。管理好罐区、配电室内的电器设施，防止产生电器火花。做好防止静电火花产生的措施，操作人员应穿防静电服。

（5）危废暂存间的设计、标识、运行、安全防护、监测和关闭等措施应按照

《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其2013年修改单的相关要求进行。

（6）强化环保安全生产教育，天然气液化处理站所有职工必须具备环保安全生产基本知识，熟知生产危险区域及其环保防护的基本知识和注意事项；

（7）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

6.3.8 环境风险应急处置要求

（1）应急处置要求

发生事故时，如装置工艺设备、管线泄漏、储罐泄漏等事故时，受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。若发生不可控风险事故，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本项目投产后归属玛纳斯新卓石油技术有限责任公司管理，项目建成后按照《突发环境事件应急管理办法》编制应急预案，从而对环境风险进行有效防治。具体编制内容如下：

①适用范围

天然气液化处理站站内以及液化天然气、混烃、含油废水和设备及场地冲洗排水拉运过程。

②应急指挥组织机构及人员

1) 组织机构

公司应急救援指挥机构为应急救援指挥领导小组（以下简称：“领导小组”），厂长作为领导小组最高领导人，对应急事故救援具有直接指挥权，厂长无法到达现场时，由领导小组副组长直接指挥应急救援工作。领导小组日常办事机构为应急救援办公室，设在安全生产管理部，由安全生产管理部经理（领导小组副组长）负责主持日常工作。

2) 人员分工

领导小组组长：负责对站内各项应急制度的审定，发生紧急情况时负责对所采取的应急措施进行决策。**领导小组副组长：**负责日常安全制度的监督执行，在站内出现紧急情况时负责制定具体的应急措施。**专职安全员：**协助现场总指挥作好事故报警、情况通报、外部通讯及事故处理工作。

基层生产单位负责人：负责本单位紧急预案的宣传、培训、预演，出现紧急事故时作为事故现场的第一责任人，负责协调和指挥现场的初级处理并及时向上级汇报。**基层生产单位兼职安全员：**日常的安全监督及防范、消除事故隐患，在出现紧急情况时服从现场负责人领导执行紧急方案。

在岗员工：在负责人领导下执行紧急方案。**应急抢修队队长：**抢修队队长在应急指挥办公室的领导下，出现紧急情况时负责组织抢修队执行紧急情况下的抢修工作。**应急抢修队员：**抢修队员在抢修队长的领导下，出现紧急情况时负责抢修的具体工作的实施。

后勤保障：负责救援物资的供应及运输工作。

技术支持：负责救援现场相关技术的指导工作。

③应急救援抢修启动程序

根据事故现场危害程度将抢修分为一级、二级和三级抢修三个级别。一级抢修的分类标准和抢修启动程序：

1) 一级抢修启动程序：

因油气泄漏引发火灾、爆炸等危害性事故；

2) 报告处置程序：

★事故单位负责人第一时间报告公司应急指挥办公室，同时现场指挥员工，进行初级处理、执行紧急预案，并根据现场实际情况向外界报警求助；

★应急指挥办公室接到报警后组织抢修队最短时间内赶到现场，组织救援；

★总经理是现场前线救援组织工作的最高指挥，总经理无法到达现场时指派专人全权负责现场指挥，所有部门必须服从现场统一调度。

二级抢修的分类标准和抢修启动程序：

1) 凡发生下列情况之一且不满足一级抢修条件者属二级抢修：

★发生明显的油气泄漏但未造成着火、爆炸等灾害事故和人员损伤的；

★发生明显油气泄漏。

2) 报告处置程序

★事故单位负责人第一时间报告公司应急指挥办公室，同时现场指挥员工，进行初级处理、执行紧急预案。

★应急指挥办公室接到报警后组织抢修队最短时间内赶到现场，组织救援；

★由公司应急指挥办公室指派专职安全员赴现场指挥，事故现场人员统一服从指挥人员调度。

三级抢修的分类标准和抢修启动程序：

一、二级抢修范围外的所有事故属三级抢修范围。三级抢修由生产单位负责人组织现场抢险抢修工作，事故单位负责人是现场抢修工作的最高指挥。凡发生本预案中的抢险抢修工作，各事故单位须如实填写事故报告书，不得隐瞒不报或降级报告。报告书应明确事故时间、地点、责任人、处置过程及处置结果。

④安全保障及应急救护措施

1) 油气泄漏时防止燃气燃烧、爆炸的措施：

★高中压油气泄漏时操作人员必须避让气流方向，以防高压气体造成人员伤害。

★操作人员必须穿防静电工作服，必须使用防爆工具。在使用钢质工具进行断管、凿削时，为防止火星产生，须对锤击部位不停地浇水冷却，并用黄油涂抹击凿部位。

★抢修所用的电动工具应装配防爆电机与防爆按钮。

★地下金属管道上可能有电流通过（杂散电流、阴极保护装置等），在管子切割或连接时，在间隙处可能因电流通过而产生火花，必须消除电流。

★钢管带气焊接时，为防止管内混合气体引爆，管内必须保持 100~500Pa 的正压，并派专人负责监控压力。需要切割时应尽量采用机械切割的方法，对于要求不高的切割可以用电焊冲割的方法，操作时应及时将割穿缝处的火苗扑灭并堵塞泄漏点。严禁使用乙炔焰带气切割。

★夜间抢修，严禁使用碘钨灯。应采用防爆照明灯具。灯具距操作点不宜太

近，视风向、泄漏量大小确定安全间距。

★保持抢修现场的空气畅通。

★禁止外来火种引入抢修现场。建立以泄漏点为中心，半径 20m 以上的范围作为施工安全区，并指派专人进行安全监护。

★抢修现场上空有电车架空电缆线时，在正上方应设隔离棚，防止摩擦火星坠落沟内。

★应事先对靠近抢修现场的建筑物进行逐一检查，是否有明火，并通知居民或有关人员在带气操作时禁止明火接近。

2) 紧急灭火的方法：当燃气设施发生火灾时，应迅速采取切断气源或降低压力的方法控制火势，安排专人监控管内压力，使压力保持在 300~500Pa，保持好事故现场，防止产生次生灾害，然后根据现场情况确定是否需要灭火，并确定灭火方案：

供气站设施发生火灾时立即关闭出站阀门，切断气源并用消防水对储气设施进行降温，防止设施受热爆炸；火灾消除后，应对管道和设备进行全面检查，消除隐患。

3) 防止抢修人员燃气中毒的措施

★作业点应根据介质成分设置燃气浓度报警装置，当环境浓度在爆炸和中毒浓度范围内时，必须强制通风，降低浓度后方可作业。

★燃气设施的抢修宜在降低燃气压力或切断气源后进行。

★采取措施避免抢修现场燃气大量泄漏。

★在漏气点两端加装阻气袋等有效的阻气设施，尽量减少燃气外渗。

★当抢修现场无法消除漏气现象或不能切断气源时，应及时通知消防部门做好事故现场的安全防护工作，操作现场必须有专人监护，并及时轮换操作人员。

4) 带气操作现场安全注意事项

★凡带气操作，必须配备两人以上施工人员。大、中型的带气操作工程应配备比正常施工增加一倍的人员，保证带气操作人员能轮流调换。

★在大量燃气外泄或在封闭场所带气操作，施工人员必须戴防毒面具，现场配置消防器材，由专人现场指挥，操作时必须使用防爆工具，工具应轻拿轻放，堆放

整齐有序，不许乱丢乱放。

⑤应急抢修救援措施

1) 厂内管道发生泄漏

★启动条件：管道或焊口处有气孔，泄漏处有大量的天然气冒出并有气流声。

★应急措施

立即切断卸气位阀门，采用手动放空通过放空管对站内管线进行放空；

保护现场，严禁站区周边明火，预防爆炸危险；

用电气焊对泄漏部位进行修复；

动火前检测空气中燃气浓度，防止爆炸；

抢修完毕后对站内管线进行置换，置换完毕后打开出站阀门恢复生产。

2) 厂内阀门及各类法兰发生泄漏

★启动条件：法兰连接处有大量的天然气冒出并有气流声。

★应急措施

立即关闭上下游阀门，采用手动放空对该段管线放空减压；

打开法兰连接处，更换垫片，置换放空管段，并测漏；

无泄漏恢复生产，继续泄漏时更换阀门或设备，重复步骤②。

★处理原则

★条件允许时用备用管线继续供气保证连续生产；

★法用备用管线连续供气时，尽量快速修复，减短停产时间。

3) 供电系统故障（停电）

★启动条件：工作期间突然停电。

★应急措施

断开用电设备，预防恢复供电时瞬间电流过大，损伤设备；

夜间采用防爆设备照明，严禁使用明火照明；

★立即查明原因，属站内线路故障立即检修，属外部停电或故障的及时与相关单位联系力争尽快恢复供电。

⑥应急终止

★应急终止的条件

事故现场得到控制，事故条件已经消除；
污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；
事故所造成的危害已经被彻底消除，无继发可能；
事故现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；
采取了必要的防护措施以保护公众免受再次危害，并使事故可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平。

★应急终止的程序

现场救援指挥部确认终止时机；
现场救援指挥部向所属各专业应急救援队伍下达应急终止命令。

★应急终止后的行动

尽快组织人员查找事故原因，防止类似问题的再次出现；
对应急事故进行记录、建立档案。并根据实践经验，一级应急机构组织有关类别环境事件专业部门对应急预案进行评估，并及时修订环境应急预案；
参加应急行动的部门负责组织、指导环境应急队伍维护、保养应急仪器设备，使之始终保持良好的技术状态。

(6) 应急培训

①应急培训

对于环保管理人员和有关操作人员应建立“先培训、后上岗”、“定期培训安全和环保法规、知识以及突发性事故应急处理技术”的制度。学习培训由安全生产管理部每年组织一次，学习时间不少于8小时。

②应急演习

应急机构应定期对机构内成员进行应急技术培训和考核，进行模拟演习，以提高应急队伍的实战能力，并积累经验。训练演习每年不得少于一次。每一次演练后，应核对事故应急处理预案规定的内容是否都被检查，并找出不足和缺点检查主要包括下列内容：

- 1) 事故期间通讯系统是否能运作；
- 2) 人员是否能安全撤离；
- 3) 应急服务机构能否及时参与事故抢救；

- 4) 能否有效控制事故进一步扩大。
- 5) 应把在演习中发现的问题及时提出解决方案, 对事故应急预案进行修订完善;
- 6) 应在现场危险设施和危险源发生变化时及时修改事故应急处理预案;
- 7) 应把对事故应急处理预案的修改情况及时通知所有与事故应急处理预案有关的人员。

6.4 环境风险简单分析一览表

本项目环境风险简单分析内容详见表 6.4-1。

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛纳斯新卓石油技术有限责任公司永3区块油田伴生气综合利用项目
建设地点	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, 西南距玛纳斯县城约 40km, 东距 S301 约 7.4km, 西北距 S204 约 11.6km
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为风险物质混烃、液化天然气、伴生气、润滑油、制冷剂(甲烷、丙烷、乙烯), 主要分布在天然气液化处理站装置区和罐区
环境影响途径及危害后果	装置设备、工艺管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏, 污染土壤和大气, 泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层, 污染地下水; 泄漏的油气若遇明火, 发生火灾、爆炸, 污染大气环境; 事故发生概率较低, 发生事故时及时采取相应的应急措施, 不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	站场设置明显的禁止烟火标志; 在站场路口等处设置风向标; 编制应急预案并进行备案。

6.5 环保投资分析

项目总投资 3532 万元, 环保投资约 324 万元, 占总投资的 9.17%, 环保投资估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿, 完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	/	10
	废气	站场建设施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布, 临时土方覆盖, 防尘布(或网), 逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	5

续表 6.5-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资 (万元)
施工期	废气	施工机械尾气	使用达标油品, 加强设备维护	/	5
	废水	生活污水	送至玛纳斯县生活污水处理厂	/	1
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	1
	固体废物	生活垃圾	送至玛纳斯县生活垃圾填埋场	/	1
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门, 装车单元设置两套气相平衡系统	/	20
		液化天然气和混烃储罐	采用压力储罐	2座	10
		导热油炉	安装低氮燃烧器, 锅炉烟气实现达标排放	1套	70
		可燃气体检测系统、火灾自动报警系统	装置区设置可燃气体检测系统, 防范可燃气体泄漏; 发生火灾后自动报警	/	6
		有组织有机废气	脱碳单元的含烃废气经尾气燃烧炉燃烧后, 废气经15m高排气筒排放	1套	80
	废水	含油废水、设备及场地冲洗排水	集中收集后送至春风联合站采出水处理系统处理	1座闭排罐, 1座初期雨水池	5
		生活污水	送至玛纳斯县生活污水处理厂	/	10
	噪声	天然气液化处理站各设备运转噪声	采用低噪声设备	/	15
	固体废物	生活垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	10
		危险废物	废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置	/	30
		危险废物暂存间	用于危险废物的暂存	1间	15
地下水防护措施	防渗层建设	装置区地面采取防渗地坪、抗渗混凝土垫层、抗渗混凝土排水沟、集液池	/	30	
合计					324

6.6 依托可行性分析

6.6.1 依托设施环保手续履行情况

本项目含油废水和设备及场地冲洗排水主要依托春风联合站采出水处理系统进行处理; 生活污水依托玛纳斯县城污水处理厂; 生活垃圾处理依托玛纳斯县生活垃圾填埋场, 依托设施的环保手续履行情况见表 6.6-1。

表 6.6-1 依托工程环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间
新疆准噶尔盆地西缘排 601 新区产能建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环评价函(2010)863号 2010.12.13	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环评价函(2012)939号 2012.09.21
春风油田排 601 块中区产能建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环评价函(2011)683号 2011.09.21	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环评价函(2014)458号 2014.4.21
春风油田排 601 块南区产能建设工程	原兵团环保局 兵环审(2013)58号 2013.02.27	原兵团环保局 兵环验(2015)272号 2015.12.23
玛纳斯县城污水处理厂提标盖章(一级A)工程	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环评(2018)5号	2018年10月完成自主验收
玛纳斯县生活垃圾填埋场处理工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局 新环监函(2008)569号	2016年1月完成一期验收; 2019年1月完成二期自主验收

6.6.2 含油废水及设备、场地清洗废水处理依托可行性分析

春风联合站位于克拉玛依市境内，在克拉玛依市以南 G217 奎克方向 84km 处路西，占地面积约 75400m²。设计原油年处理能力为 50×10⁴t/a，采出水处理能力 6100m³/d，2010 年 11 月 2 日进油投产，后期进行了两次扩建。联合站内建有 3000 m³净化原油罐 6 座、3000m³原油处理罐 4 座、500m³以上的采出水处理罐 8 座，是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的稠油处理站。

春风联合站采出水处理系统处理规模为 6100m³/d，目前实际处理量为 5500m³/d，富余处理能力为 600m³/d。采用“重力除油+沉降+过滤”工艺，具体工艺流程如下：原油处理系统来水→一次除油罐→二次沉降罐→缓冲罐→污水提升泵→核桃壳过滤器→注水系统。

废水处理流程见图 6.6-2。

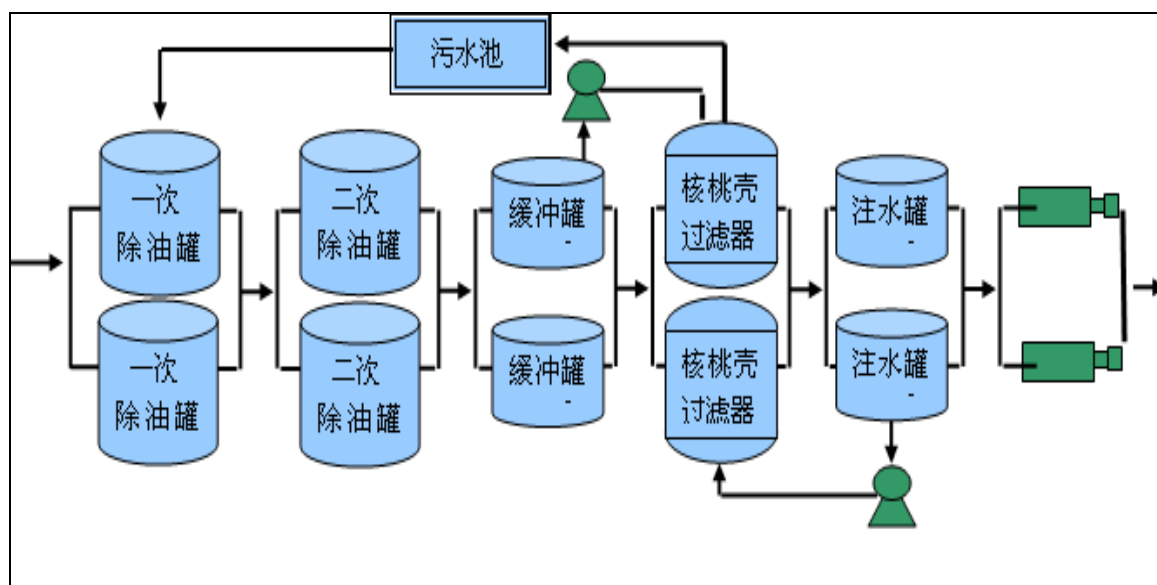


图 6.6-2 采出水处理系统工艺流程图

目前站内富余处理能力为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目废水产生量为 $779.33\text{m}^3/\text{a}$ ，新增污水处理量仅为 $2.34\text{m}^3/\text{d}$ ，春风联合站采出水处理系统富余处理能力可满足需求。

6.6.3 生活污水依托可行性分析

玛纳斯县城污水处理厂（现运营单位为玛纳斯县禹源排水有限责任公司）位于玛纳斯县城东北 13km 广东地乡小海字村，该污水厂于 2015 年在原有污水厂的基础上进行了改扩建二期工程，将 $10000\text{m}^3/\text{d}$ 处理能力扩大到 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，新建改良型 A^2/O 处理工艺设施；2018 年进行了提标改造，对污水进行了深度处理，增加了曝气生物滤池+石英砂过滤工艺，污水处理能力仍为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目产生的生活污水的量较少，相对于污水处理厂的处理能力所占比例很小，且污水厂现状实际处理量约 $7168\text{m}^3/\text{d}$ ，仍有较大富余量。因此，可满足本项目需求，依托可行。

6.6.4 生活垃圾处理依托可行性分析

玛纳斯县城生活垃圾处理厂位于玛纳斯县西北，距离县城中心距离约 4.5km。垃圾填埋场一期库容 20.4万 m^3 ，二期库容 30.2万 m^3 ，总库容为 50.6万 m^3 ，二期设计生活垃圾处理规模 $130\text{t}/\text{d}$ ，设计年限 11 年。填埋场采用采用好氧卫生填埋工艺，主要建设内容包括垃圾收运系统、填埋场建设工程（坝体工程、防渗工程、渗滤液、沼气导排收集系统、绿化及防飞散网设施、终场工程和填埋场道路工程）等。

本项目产生的生活垃圾相对于垃圾填埋场的库容所占比例很小，且玛纳斯生活垃圾填埋场尚在服役年限内，因此可满足本项目需求，依托可行。

7 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

7.1 环境管理体制

7.1.1 环境管理机构及职责

本项目的环境保护管理工作应建立在厂长（经理）领导下，各生产单位安全环保人员向上级负责的体制。

安全环保科是具体负责该项目环境保护工作的组织、落实、监督的职能部门，根据本项目特点，兼职人员1人。安全环保科应在厂级主管领导的直接领导下，负责本项目建设、生产过程中的环境保护管理工作；对工厂绿化，环境监测进行日常业务管理；通过检查、统计、分析、调查及监测，监督和指导各项环保措施的落实；同时在企业生产调度、管理工作会上，针对生产运行中存在的环境问题，提出建议和解决问题的技术方案。另外，安全环保科还负责同各级生态环境主管部门的联系和协调，了解当地生态环境部门及政府对该厂环境保护的要求、技术指导及建议，并督促各生产单位贯彻落实。

7.1.2 环境管理规章制度

(1) 环境管理的指导思想、目的及要求；环境管理体制；实施环境管理的基本原则、途径、方法；环境保护的检查、考核及奖惩。

(2) 制定环境管理技术规程和相应检查标准

根据国家有关规定，结合当地的实际情况，制定该项目环境监测、检查技术规程；根据全厂的生产工艺及设备的环保技术管理要求，制定出操作规程。

(3) 建立环境保护责任制度

建立环境保护责任制度的根本目的在于明确厂内各层次、各部门、各生产单位、各类人员环境保护工作的范围、责任及权力。

(4) 建立环境保护业务管理制度

主要内容包括：环保设备的管理制度；环境监测的管理制度；环境保护考核制度；环境资料统计制度。

(5) 建立风险评价与应急预案程序

防止事故发生，通过识别、确定生产过程和活动中存在的风险和影响，制定防止事故发生的措施，将风险降低到可接受程度，制订一旦事故发生所采取的恢复措施。

7.1.3 企业环境保护管理部门的主要工作内容

(1) 贯彻执行国家、自治区各项环保方针、政策、法规及标准，制定本项目的环境管理办法（包括生态环境管理办法）；

(2) 建立健全企业的环境管理制度，并实施检查和监督工作；

(3) 详细制订企业的环保工作计划并进行实施，配合企业领导完成环境保护责任；

(4) 领导并组织企业环境监测工作，检查环境保护设施的运行状况，建立监控档案；

(5) 协调企业所在区域的环境管理；

(6) 开展环保教育、专业培训和环保宣传工作，提高企业各级人员的环保素质；

(7) 组织开展环保研究和学术交流，推广并应用先进环保技术；

(8) 负责厂区日常环境保护管理等工作；

(9) 接受自治区、昌吉州、玛纳斯县各级生态环境部门的检查、监督，按要求上报各项环保报表，并定期向上级主管部门汇报环境保护工作情况。

7.1.4 环境管理台账

根据参照《排污单位环境管理台账及排污许可执行报告技术规范总则》和《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）要求建设单位建立环境管理台账记录制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等，并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。

环境管理台账应按照电子化储存和纸质储存两种形式同步管理。环境管理台账应记录基本信息、生产设施运行管理信息和污染防治设施运行管理信息、监测记录信息和其他环境管理信息等。

（1）基本信息

基本信息主要包括排污单位生产设施基本信息、污染防治设施基本信息。

（2）生产设施运行管理信息

包括主体工程、公用工程、辅助工程、储运工程等单元的生产设施运行管理信息。分正常工况和非正常工况进行记录，正常工况主要记录运行状态、生产负荷、主要产品产量、原辅料及燃料等；非正常工况主要记录起止时间、产品产量、原辅料及燃料消耗量、时间起因、应对措施、是否报告等。

（3）污染防治设施运行管理信息

①正常情况：污染防治设施运行情况。

运行情况：是否正常运行。

②非正常工况应记录起止时间、污染物排放浓度、异常原因、应对措施、是否报告等。

（4）监测记录信息

监测记录包括有组织废气污染物监测、无组织废气污染物监测、废水污染物监测以及地下水监测。监测记录信息应包括监测日期、监测时间、监测结果、监测期间工况、若有超标记录超标原因。有监测报告的可只记录监测期间工况及超标排放的超标原因。

（5）其他环境管理信息

排污单位应记录无组织废气污染治理措施运行、维护、管理相关的信息。排污

单位在特殊时段应记录管理要求、执行情况（包括特殊时段生产设施运行管理信息和污染防治设施运行管理信息）等。

排污单位还应根据管理部门要求和排污单位自行监测内容需求，自行增补记录。

（6）记录频次

①基本信息

对于未发生变化的基本信息，按年记录，每年一次；对于发生变化的基本信息，在发生变化时记录一次。

②生产设施运行管理信息

1) 正常工况：

★运行状态：一般按日或批次记录，1次/日或批次。

★生产负荷：一般按日或批次记录，1次/日或批次。

★产品产量：连续生产的，按日记录，1次/日。非连续生产的，按照生产周期记录，1次/周期；周期小于1天的，按日记录，1次/日。

★原辅料：按照采购批次记录，1次/批。

2) 异常情况：非正常工况开始时刻至工况恢复正常时刻为一个记录工况期。

③污染防治设施运行管理信息

1) 正常情况：

运行情况：按日记录，1次/日。

2) 异常情况：按照异常情况期记录，1次/异常情况期。

④监测记录信息

监测数据的记录频次与本次环境管理监测规定的废气监测频次一致。

⑤其他环境管理信息

采取无组织废气污染控制措施的信息记录频次原则上不低于1次/d。

重污染天气应对期间等特殊时段的台账记录频次原则上与正常生产记录频次一致，涉及特殊时段停产的排污单位或生产工序，该期间原则上仅对起始和结束当天进行1次记录，地方生态环境主管部门有特殊要求的，从其规定。

（7）记录存储及保存

台账应当按照纸质储存和电子化储存两种形式同步管理，台账保存期限不得少于五年。

纸质台账应存放于保护袋、卷夹或保护盒等保存媒介中，专人保存于专门的档案保存地点，并由相关人员签字。档案保存应采取防光、防热、防潮、防细菌及防污染等措施。纸质类档案如有破损应随时修补。

电子台账保存于专门存贮设备中，并保留备份数据。存贮设备由专人负责管理，定期进行维护。电子台账根据地方生态环境主管部门管理要求定期上传，纸质台账由排污单位留存备查。

7.2 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 7.2-1。

表 7.2-1 污染物排放清单

类别		环保措施		污染源源强	污染物	排放标准	总量指标
废气	挥发性有机物废气	无组织	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修，装车单元采用气相平衡系统	0.684t/a	NMHC	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求： 4mg/m ³	/
	锅炉烟气	有组织	安装低氮燃烧器，定期对导热油炉进行检查检修	0.023t/a	二氧化硫	GB13271-2014	/
				0.896t/a	氮氧化物		0.896 t/a
				0.007t/a	颗粒物		/
	尾气燃烧炉燃气	有组织	采用燃烧法处理处理	150.4×10 ⁴ m ³ /a	废气量	/	/
				0.0406t/a	NMHC	GB39728-2020, 120mg/m ³	0.997 t/a
				618.76t/a	二氧化碳	/	/

续表 7.2-1 污染物排放清单

类别		环保措施		污染源源强	污染物	排放标准	总量指标
废气	尾气燃烧炉燃气	有组织	采用燃烧法处理	0.0045t/a	二氧化硫	《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中表4特别排放限值要求	/
				0.015t/a	氮氧化物		0.015t/a
				0.012t/a	颗粒物		/
废水	含油废水、设备及场地冲洗排水	送至春风联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏		779.33m ³ /a (684mg/L)	石油类	不外排	/
	生活污水	送玛纳斯县生活污水处理厂处理		134m ³ /a	/	不外排	0
噪声	设备、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振,加强车辆维护保养等		60dB(A)~105dB(A)	等效连续A声级	GB12348-2008中2类标准	/
固体废物	生活垃圾	送玛纳斯县生活垃圾填埋场		1.7t/a	/	妥善处置	/
	废弃包装	由厂家回收处理		1.2t/a	/	妥善处置	/
	废活性炭	交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		0.8t/2a	石油类	妥善处置	/
	废分子筛			1t/2a			
	废滤芯			0.1t/a			
废润滑油	6t/a						

7.3 企业环境信息公开

玛纳斯新卓石油技术有限责任公司参照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令第24号)等规定,并结合新疆的相关要求,可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容:

(1) 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;

(2) 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;

(3) 防治污染设施的建设和运行情况;

(4) 建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况;

- (5) 突发环境事件应急预案；
- (6) 其他应当公开的环境信息。

7.4 运营期环境保护监测计划及验收建议

7.4.1 环境保护监测计划

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)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 7.4-1。

表 7.4-1 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1次/季	天然气液化处理站厂界	NMHC	GB39728-2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
		1次/半年	脱碳单元尾气燃烧炉废气进口处及排气筒出口处（非甲烷总烃的去除效率 \geq 80%）	NMHC	GB39728-2020		
		1次/年	脱碳单元尾气燃烧炉排气筒出口处	二氧化硫	(GB31570-2015)		
				氮氧化物			
	1次/年	导热油炉排气筒	二氧化硫	GB13271-2014			
			颗粒物				
噪声	1次/季	天然气液化处理站厂界四周	等效连续A声级	GB12348-2008 2类			
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1次/半年	地下水上游	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	GB/T14848-2017 III类；石油类参照GB3838-2002 III类	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
			地下水下游				
	地下水下游						
土壤环境质量跟踪监测计划	1次/年	天然气液化处理站装车及储罐区旁非地面硬化区域	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	GB36600-2018 第二类用地筛选值			

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开

展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C₆~C₉）和石油烃（C₁₀~C₄₀）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C₆~C₉）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（C₆~C₉）和石油烃（C₁₀~C₄₀）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C₆~C₉）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C₆~C₉）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。

7.4.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单表 7.4-2。

表 7.4-2 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	天然气液化处理站厂界及站内	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	天然气液化处理站厂界《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 ；天然气液化处理站站内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值
		NMHC、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	脱碳单元有组织废气排气筒	加强设备检修	确保污染物达标排放	尾气燃烧炉二氧化硫、氮氧化物、颗粒物参照《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 特别排放限值要求，非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 120mg/m ³

续表 7.4-2 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	导热油炉 锅炉烟气	二氧化 硫、氮氧 化物、颗 粒物	导热油 炉排气 筒	定期进行检 查检修， 设置低氮 燃烧器	确保污染物 达标排放	锅炉烟气中二氧化硫、颗粒物、氮氧化物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3中特别排放限值要求
废水	含油废 水、设备 及场地冲 洗排水	石油类	天然 气液 化处 理站	采用专用 罐车拉 运至春 风联合 站采出 水处理 系统	处理达标 后用于 油田生 产注水	查阅接收协议
	生活污 水	化学需 氧量、 氨氮、 悬浮 物	天然 气液 化处 理站	由吸污 车清运 至玛纳 斯县生 活污水 处理厂	依托处 理	查阅接收协议
噪声	各类机 泵	噪声	天然 气液 化处 理站	隔声、 基础减 震，采 用低噪 声设备	厂界噪 声达标 排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类
固废	废滤芯、 废活性炭、 废分子筛、 废润滑油 和事故状 态下产生 的含油污 泥	石油类	天然 气液 化处 理站及 罐车运 输沿线	废滤芯、 废活性 炭、废 分子筛、 废润滑 油暂存 在站内 危废暂 存间； 发生事 故后及 时处理 和清运 含油污 泥	交由有 资质的 单位处 置	签订危 险废物 处置协 议，落 实危险 废物转 移联单 制度
生态环境	工程占 地	植被破 坏土壤 压覆地 表扰动 水土流 失	天然 气液 化处 理站	严格控 制占地 范围， 对临时 占地进 行平整 恢复， 永久占 地进行 硬化处 理	生态保 护措施 落实情 况；站 场周边 自然植 被恢复 情况， 永久占 地硬化 情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

7.4.3 排污许可管理

本项目属于陆地石油开采项目，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。

8 环境影响经济损益分析

8.1 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；突发事件污染造成的环境损失和其它环境损失。

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。

本项目是对油气集输设施不完善的区块无法密闭集输的采油井伴生气进行回收的项目，以回收的伴生气为原料，生产液化天然气（LNG）和混烃作为产品外售，一则可以减少伴生气直接燃烧造成的资源浪费，二则可以减少伴生气燃烧过程中排放的污染物，对区域环境空气质量有一定的积极影响，具有正效应。

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。

8.2 社会效益分析

本项目可将永进油田永3区块采油井单井井口的伴生气全部回收，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。

8.3 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由液化天然气处理站需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在天然气液化处理站运营过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 结论与建议

9.1 建设项目概况

本项目拟在永3区块新建1座天然气液化处理站，设计伴生气处理量 $6.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，生产液化天然气产品（LNG）15117t/a，混烃1598t/a，产品均由罐车拉运外售，配套建设供配电、仪表自动化、消防、给排水等公辅工程。项目总投资3532万元，环保投资约324万元，占总投资的9.17%。

9.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域昌吉回族自治州 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值， PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 不能满足相关标准限值要求，为环境空气质量不达标区。项目区NMHC现状满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0 \text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

（2）地下水

各因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

9.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地对土壤、

植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于项目施工区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降；加上区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接烟尘，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

液化天然气和混烃储罐为压力罐，储存过程中无废气排放。液化天然气和混烃装车过程中采用气相平衡系统，装车过程中无废气排放。运营期对大气的影 响主要为伴生气处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物、导热油炉烟气和脱碳单元尾气燃烧炉烟气。运营期大气环境影响为持续的长期影响，由于项目区大气扩散条件较好，由大气预测结果可知，导热油炉安装低氮燃烧器后，有组织排放的导热油炉锅炉烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3中特别排放限值要求，脱碳单元含烃气体通过尾气燃烧炉燃烧后二氧化硫、氮氧化物、颗粒物均满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表4特别排放限值要求，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120mg/m³，项目区无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

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。

（3）水环境

施工期废水主要为施工营地生活污水、管道试压废水和混凝土养护废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；混凝土养护废水，主要污染物为SS，产生量小，不会形成地表径流，自然蒸发即可。施工期生活污水排至生活污水防渗池，施工结束后清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。运营期废水主要为含油废水和设备及场地冲洗排水，集

中收集后，拉运至春风联合站经采出水处理系统处理达标后回注油藏。运营期生活污水定期由吸污车清运至玛纳斯县污水处理厂处理。

非正常工况下，本项目混烃储罐和工艺管线破损泄漏导致油品外泄、收集含油废水的闭排罐破裂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。

(4) 噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵、压缩机、空冷器、风机、塔器等设备运转噪声以及罐车的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准（昼间60dB(A)，夜间50dB(A)）。本项目周边无人居住等声敏感目标，项目建设和运行产生的噪声对声环境质量影响不大。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为生活垃圾和建筑垃圾；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾集中收集后清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场。运营期生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场，废弃包装交由厂家回收；废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥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。综上所述，本项目产生的各项固废均得以妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

运营期正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，

且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

(7) 环境风险

本项目涉及的危险物质为混烃、液化天然气、伴生气、润滑油、制冷剂（甲烷、丙烷、乙烯），主要分布在天然气液化处理站装置区和罐区，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括工艺管线及储罐泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.4 环境保护措施

(1) 施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

(2) 运营期

采用了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屏蔽泵；在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，采用密闭集输工艺；站场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器；各装置的安全阀及事故紧急放空气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放，在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测；运营期应开展泄漏检测与修复工作。本次新建天然气处理厂应对泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中

罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，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。应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在5日内完成修复；液化天然气和混烃储罐采用压力罐，采用密闭罐车输送液化天然气和混烃，装车过程中采用气相平衡系统，装卸车时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，防止非甲烷总烃的排放。导热油炉设置国内先进水平的低氮燃烧器，减少烟气中各污染物的产生量；选用技术质量可靠的设备，并加强导热油炉的保养维护。定期对脱碳单元的尾气燃烧炉进行检查维修，保证其正常运行。

运营期产生的设备及场地冲洗排水和含油废水，集中收集至闭排罐后定期送至春风联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。站内工作人员生活污水定期由吸污车清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

合理布局各生产设备，尽可能选择低噪声设备；定期给机泵、压缩机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。

运营期站内工作人员生活垃圾清运至玛纳斯生活垃圾填埋场；废弃包装交由厂家回收；废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥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。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间没有收到反馈意见。

9.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于站场建设需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在天然气液化处理站运行过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；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的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范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了一次网上公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。