

湾探 1 井、盆 10 井地面建设工程

环境影响报告书

(公示版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司采气一厂

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二四年八月

目 录

1 概述	4
1.1 项目背景	4
1.2 建设项目主要特点	4
1.3 环境影响评价的工作过程	4
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	5
1.5 分析判定相关情况	5
1.6 环境影响评价的主要结论	6
2 总则	7
2.1 编制依据	7
2.2 评价目的与原则	11
2.3 评价时段	12
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	12
2.5 环境功能区划与评价标准	14
2.6 评价等级与评价范围	18
2.7 环境保护目标	23
2.8 评价内容和评价重点	23
2.9 相关规划及政策符合性分析	24
3 建设项目工程分析	40
3.1 现有工程概况及环境影响回顾	40
3.2 改扩建项目工程概况	47
3.3 污染源源强核算	61
3.4 总量控制指标	76
3.5 清洁生产分析	76
4 环境质量现状调查与评价	81
4.1 自然环境现状调查与评价	81

4.2 环境保护目标调查.....	82
4.3 环境质量现状调查与评价.....	82
5 环境影响预测与评价.....	102
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	102
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	107
5.3 退役期影响分析.....	118
5.4 环境风险分析.....	119
6 环境保护措施及其可行性论证.....	124
6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证.....	124
6.2 运营期环境保护措施.....	128
6.3 温室气体管控措施.....	135
6.4 环境风险事故防范措施.....	135
6.5 退役期环境保护措施.....	139
6.6 环境保护措施可行性分析.....	142
6.7 环保投资分析.....	142
7 环境管理与监测计划.....	144
7.1 环境管理机构.....	144
7.2 生产区环境管理.....	144
7.3 污染物排放的管理要求.....	147
7.4 企业环境信息公开.....	147
7.5 环境监测与监控.....	149
8 环境影响经济损益分析.....	152
8.1 环境社会效益分析.....	152
8.2 环境经济损益分析结论.....	153
9 环境影响评价结论.....	154

9.1 建设项目概况.....	154
9.2 环境质量现状.....	154
9.3 主要环境影响及环保措施.....	155
9.4 经济损益性分析结论.....	160
9.5 环境管理与监测计划结论.....	160
9.6 公众参与.....	161
9.7 总结论.....	161

1 概述

1.1 项目背景

湾探 1 井和盆 10 井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，由中国石油新疆油田分公司采气一厂盆 5 采气作业区管辖。中国石油新疆油田勘探事业部部署了湾探 1 井和盆 10 井，并完成了钻试工程的环境影响评价，目前湾探 1 井尚未完钻，盆 10 井已通过了竣工环境保护验收，根据盆 10 井试油结果显示，该区域具有良好的油气流。为提高盆 5 采气作业区天然气产能，中国石油新疆油田分公司采气一厂拟将湾探 1 井和盆 10 井由勘探井转为生产井，新建 2 座采气井场、1.9km 单井采气管线，盆 10 井距离盆 5 天然气处理站较远，本次在盆 10 井场内新建 1 座 CNG 橇装天然气处理装置，配套建设供配电、仪表自动化、防腐、给排水等公用工程。

1.2 建设项目主要特点

湾探 1 井和盆 10 井均为勘探井转为生产井，湾探 1 井距离盆 5 天然气处理站较近，新建单井采气管线 T 接至 P5002 井至盆 5 天然气处理站的已建单井采气管线；盆 10 井距离盆 5 天然气处理站较远，在盆 10 井场内新建 1 座 CNG 橇装处理装置，主要处理盆 10 井的井口采出物，处理后的 CNG 直接外售，液相由罐车拉运至盆 5 天然气处理站内处理。

1.3 环境影响评价的工作过程

拟部署井均为勘探井转为生产井，其中湾探 1 井位于新疆油田公司“一张图”内，盆 10 井位于新疆油田公司“一张图”外，盆 10 井所在区域属于未确定产能规模的新区块内，项目建设属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发、年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”类别，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作，具体流程见图 1.3-1。中国石油新疆油田分公司采气一厂于 2024 年 4 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评工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《湾探 1 井、盆 10 井地面建设工程环境影响报告书》。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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污染防治措施、环境保护措施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、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期产生的无组织挥发性有机物、燃气发电机燃烧烟气、噪声、废水、清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾等环境影响及事故状态对环境的影响分析。

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类中的“七、石油、天然气——1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

湾探 1 井和盆 10 井均为勘探井转为生产井，采气井场选址已在钻试工程相应的环境影响报告表中进行了论证，即选址合理；新建单井采气管线、道路和输电线路

沿线植被比较稀疏，尽量避开梭梭、白梭梭等固沙植物，根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地，评价范围内野生动物较少，对周围生态环境影响较小；无组织废气和噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线。综上所述，项目选址选线合理。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》《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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《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》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中的相关要求。

1.6 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。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；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；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、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态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》（2022年修正），2023年05月01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) 《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；
- (2) 《排污许可管理办法（试行）》，生态环境部部令第32号，2024年4月1日；
- (3) 《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；
- (4) 《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；
- (5) 《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；
- (6) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会

委员会令第7号，2024年02月01日；

(7)《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；

(8)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018年10月01日；

(9)《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；

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

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

(12)《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07日；

(13)《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年03月01日；

(14)《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；

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

(16)《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；

(17)《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），2021年11月30日；

(18)《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32号），2021年12月31日；

(19)《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第24号），2021年12月21日；

(20)《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03日；

(21)《地下水管理条例》（国务院令第748号），2021年10月21日；

(22)《甲烷排放控制行动方案》(环气候〔2023〕67号),2023年11月07日;

(23)《关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》(国发〔2023〕24号),2023年11月30日。

2.1.3 地方有关环保法规

(1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(修订),2018年9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;

(3)《新疆生态环境保护“十四五”规划》,2021年12月24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)《新疆生态功能区划》,2005年07月14日;

(6)《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》(新环环评发〔2020〕142号),2020年07月30日;

(7)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,2018年08月;

(8)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》,2021年2月22日;

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

(10)《新疆国家重点保护野生动物名录》,(新林护字〔2022〕8号),2021年07月28日;

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

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

(13)《昌吉回族自治州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08月02日。

(14)《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〔2019〕4号);

(14)《新疆油田公司“十四五”发展规划》,2022年08月;

- (15) 《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022年08月；
- (16) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》，2022年08月；
- (17) 《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》，2022年05月；
- (18) 《关于印发〈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）的通知》，（新环环评发〔2021〕162号），2021年07月26日；
- (19) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（新政发〔2022〕75号），2022年09月18日；
- (20) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024年01月18日；
- (21) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022年03月28日；
- (22) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）〉的通知》（新环环评发〔2024〕93号），2024年06月09日。

2.1.4 相关导则及指南

- (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》（HJ349-2023），2024年01月01日；

- (10)《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022), 2022年10月01日;
- (11)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017年06月01日;
- (12)《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;
- (13)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 2009年02月;
- (14)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 2021年12月21日;
- (15)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022), 2022年07月01日。
- (16)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012), 2013年03月01日。

2.1.5 相关文件和技术资料

- (1)《湾探1井地面建设工程》, 2024年04月;
- (2)《盆10井试采工艺技术方案》, 2024年04月
- (3)《湾探1、盆10井地面建设工程环评委托书》, 2024年05月;
- (3)《湾探1、盆10井地面建设工程环境质量现状检验检测报告》, 2024年06月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

- (1)通过现场调查和环境质量现状监测,了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况,掌握区域的环境质量现状。
- (2)通过工程分析,明确施工期、运营期和退役期主要污染源、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、运营期及退役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) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境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

贯彻执行国家和地方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

采用规范的环境影响评价方法，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，充分利用符合时效的数据资料及成果，对主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

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、焊接废气、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、建筑垃圾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无组织挥发性有机物、燃气发电机燃烧烟气、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液及废洗井液）、生活污水、清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾等，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

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、燃气发电机燃烧烟气	++	0	0	0	+	+
	废水	井下作业废液和生活污水	0	++	0	+	+	+
	固废	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、沾油废防渗材料和生活垃圾	0	+	0	++	+	+
	噪声	井下作业过程中的机泵	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线泄漏	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+
	废水	管线吹扫废水						

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的相关规定并结合项目特点、环境影响因素识别确定本次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
储层改造工程	运营期	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

				铬、土壤盐分含量等		
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类功能区	位于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) 第二类用地筛选值	占地属于第二类建设项目用地
生态环境	II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	

2.5.2 评价标准

(1) 环境质量标准

① 环境空气

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本项目执行《环境空气质量标准》

(GB3095-2012)及修改单中的二级浓度限值；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，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 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 及修改单 (二级)
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		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		
		24 小时平均	75		
5	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
6	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

地下水环境质量执行《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 2.5-3。

表 2.5-3 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 ≤ pH ≤ 8.5	13	六价铬	≤ 0.05
2	总硬度	≤ 450	14	砷	≤ 0.01
3	溶解性总固体	≤ 1000	15	镉	≤ 0.005
4	耗氧量	≤ 3.0	16	石油类	≤ 0.05
5	氨氮	≤ 0.50	17	铁	≤ 0.3
6	硝酸盐	≤ 20.0	18	锰	≤ 1.5
7	亚硝酸盐	≤ 1.00	19	铅	≤ 0.01

8	氯化物	≤250	20	汞	≤0.001
9	硫酸盐	≤250	21	总大肠菌群	≤3.0
10	氟化物	≤1.0	22	菌落总数	≤100
11	氰化物	≤0.05	23	钠	≤200
12	挥发酚	≤0.002	24	硫化物	≤0.02

③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区限值，详见表2.5-4。

表 2.5-4 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2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

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

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)
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
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 (特征污染因子)					
46	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500			

(2) 污染物排放标准

① 废气

采气井场厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求 (厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³)。目前国家尚未颁布燃气发电机燃烧烟气的污染物排放标准, 根据国家环境保护总局《关于柴油发电机排气执行标准的复函》(环函[2005]350号) 及部长信箱 2017年01月11日《关于〈大气污染物综合排放标准〉(GB16297-1996) 的适用范围的回复》, 柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中的最高允许排放浓度指标进行控制, 对排气筒高度和排放速率暂不作要求。燃气发电机与柴油发电机工作原理相同, 因此也适用于此条解释。综上所述, 燃气发电机中各污染物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 无组织排放监控浓度限值。具体限值见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
井场边界	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
燃气发电机 燃烧烟气	NO _x	0.12	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 无组织排放监控浓度限值
	SO ₂	0.4	
	颗粒物	1.0	

② 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；运营期各井场厂界噪声执行《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2.5-7。

表2.5-7 噪声排放标准一览表

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
各站场边界	60	50	GB12348-2008 2类

(3) 污染物控制标准

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，本次评价选取NMHC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5.2.1章节，预测结果见表2.6-1。

表2.6-1 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	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度 对应距离(m)
湾探1井	NMHC	9.1871	0.46	29
盆10井(包括CNG撬装天然气处理装)	NMHC	196.1967	9.81	21
	SO ₂	0.02136	0.00427	

置)	NO _x	0.20427	0.10214
	颗粒物	0.01671	0.00371

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 9.81%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-2），评价等级判定为二级。

表 2.6-2 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

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，含油污水和井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，生活污水收集后送至玛纳斯县生活污水处理厂处理；根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（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 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3 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 2.6-4 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	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

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”。

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采气井场为II类建设项目，单井采气管线为III类建设项目，根据表 2.6-4 判定本项目地下水评价等级为三级。

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求可判定本项目声环境评价等级为二级。

（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，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评级等级判定一览表

判定原则	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	占地范围内不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及
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
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型建设项目
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	占地范围内不涉及天然林、公益林和湿地
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	新增占地 0.032km ² ，小于 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，	属于《环境影响评价技术导则 生态影

判定原则	判定结果
评价等级为三级	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
h)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g条,评价等级为三级
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

由表 2.6-5 可知,生态影响评价等级为三级。

(6) 土壤环境评价等级

根据全盐量监测数据可知,区域土壤盐分含量为 0.2g/kg~1.1g/kg,属于非盐化地区,根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中规定,项目按照土壤污染影响型开展土壤影响评价工作。

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级,见表 2.6-6。

表 2.6-6 污染影响型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	-	-

※占地规模

永久占地面积约 0.19hm²,占地规模为小型。

※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 2.6-7。

表 2.6-7 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

项目评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和

其他土壤环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感。

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采气井场为II类建设项目，单井采气管线属于IV类项目，根据表2.6-7可知，采气井场土壤污染影响型评价等级为三级，单井采气管线可不开展土壤环境影响评价。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表2.6-8进行划分。

表2.6-8 环境风险评价工作级别划分表

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

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油。风险单元为单井采气管线和盆10井，则危险物质与临界量的比值（Q值）计算结果详见表2.6-9。

表2.6-9 各风险单元Q值一览表

风险单元	规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q值
		天然气	凝析油		
单井采气管线	长度 1.9km DN50、12MPa	天然气	0.397	10	0.0397
		凝析油	1.95	2500	0.00078
盆10井	/	天然气	0.313	10	0.0313
		凝析油	47.8	2500	0.0191
	槽车	天然气	4.2	10	0.42
合计	/	/	/	/	0.51088

根据上表计算结果可知，Q值最大为0.51088，小于1，判断风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表2.6-8判定本次风险评价仅进行简单分析。

2.6.2 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2.6-10和图2.6-1。

表 2.6-10 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围	
大气	以采气井场为中心，边长为 5km 矩形。	
地下水	以地下水流向为长轴，采气井场中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 0.5km，评价面积合计为 6km ² ；管线边界两侧向外延伸 200m 范围。	
声环境	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。	
土壤 环境	污染影响型	项目占地范围内及厂界向外延伸 50m。
	管线	管线边界两侧向外延伸 200m 范围。
生态环境	采气井场厂界周围 50m 范围内，单井采气管线两侧外延 300m。	
环境风险	不设评价范围	

2.7 环境保护目标

根据现场调查，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、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、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。各环境要素保护级别见表 2.7-1 和图 2.7-1。

表 2.7-1 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	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	评价范围内的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	评价范围内的野生动植物	项目区及评价范围内	保护野生动植物生境不被破坏

2.8 评价内容和评价重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)要求，结合项目特点、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，具体见表 2.8-

1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目基本情况、主体工程、公辅工程、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、土壤环境和生态环境）。
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。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，并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、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、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	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出建设可行性结论。

2.8.2 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、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施及其可行性论证。

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》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地天然气开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》指出，按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链，重点发展聚酯类高分子化工新材料深加工和凝析油深加工，形成与油田开发开采配套服务的产业新业态、新模式，推动关联深加工产业链规模化发展。

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，位于古尔班通古特沙漠腹地，本项目属于天然气开发项目，符合规划及纲要中的相关要求。

(2) 主体功能区规划相符性分析

项目所在地玛纳斯县位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，其功能定位是：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。项目属于陆地天然气开采业，其建设符合规划要求。

(3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

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 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。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；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；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求	符合
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含	运营期危险废物为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合

	油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理		
3	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	采气一厂已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度	符合
4	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	采气一厂已积极开展了第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，且第三轮清洁生产审核已通过竣工验收。	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》并进行备案工作，并定期进行应急演练工作	符合

(4) 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析
 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，具体分析见表 2.9-2。

表 2.9-2 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	拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本项目为陆地天然气开采项目，产品主要为天然气	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。	天然气集输、处理均采用密闭工艺，定期对井场内的设备、阀门、法兰和管线等检查、维修。	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。	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，并在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号 652324-2023-002-L。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092号），《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》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意见（环审〔2022〕124号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》将石油天然气列为安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。项目实施后能更好的给区域天然气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；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》要求对施工期和运营期的废气、废水、噪声、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采取有效的减缓措施，符合《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》及审查意见的要求。

（6）与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函〔2022〕467号）（见附件），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种主要由石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。

本项目属于天然气开发项目，项目实施后新建天然气产能规模为 $6.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，符合该矿产资源总体规划要求。

（7）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》天然气开发方案：随着呼探1、天湾1、石西16等井突破，盆地展现出“满盆油、半盆气”格局，盆地南部四气领域认识逐步明朗，资源潜力大，目标类型多，分布广，是增储上产主要领域。本项目为天然气开发项目，新建产能为 $6.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，符合规划要求。

②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于2022年12月1日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见中的相关要求，具体见表2.9-3。

表2.9-3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。)工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运。	运营期危险废物为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合
2	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；天然气采用密闭集输、处理工艺，定期对井场和CNG橇装天然气处理装置的设备、阀门、法兰和管线等检查维修。	符合
3	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
4	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展	对永久占地合理布局，合理规划临时占地和永久占地，严格控制临时占地面积；管线选线过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；管线、道路及电杆底部设置草方格；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，尽量不干扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	环境监理。	对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。	

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，详见表 2.9-4。

表 2.9-4 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目为天然气开采项目，湾探1井井口采出物采用管线密闭集输至盆5天然气处理站处理；盆10井井口采出物送至新建CNG橇装天然气处理装置处理；井下作业时铺设防渗膜	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层；生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理。	符合
3	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目为天然气开采项目，湾探1井井口采出物采用管线密闭集输至盆5天然气处理站处理；盆10井井口采出物送至新建CNG橇装天然气处理装置处理；井场事故状态下天然气经放喷池燃烧放空。	符合
4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层。生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理。	符合
5	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照国家危险废物名录和危险废物鉴别标准识别	运营期危险废物为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料，固体废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置。	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系; 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理; 3) 在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水; 4) 建立环境保护人员培训制度; 5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	运营后建设单位应将本项目纳入采气一厂已有的HSE管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求, 相符性分析详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调, 最大限度减少对自然环境的扰动和破坏, 选择资源节约型、环境友好型开发方式; 因矿制宜选择开采工艺和装备, 符合清洁生产要求; 应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则, 及时治理恢复矿区地质环境, 复垦矿区压占和损毁土地; 应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件, 科学合理确定开发方案, 选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺, 推广使用成熟、先进的技术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备; 集约节约利用土地资源, 土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目建设符合相关规划, 符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求; 井下作业及采气符合清洁生产要求, 天然气采用密闭集输、处理工艺; 严格控制管线、道路和输电线路施工作业带宽度; 按照规定对占地进行补偿, 施工结束后临时占地要及时恢复, 退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应实施绿色钻井技术体系, 科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施, 配备完善的固控系统, 及时妥善处置钻井泥浆	不涉及钻井	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染, 建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期利用区域已有地下水源井落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏, 防止对矿区生态环境造成污染和破坏; 应制定突发环境事件应急预案, 配备相应的应	采气一厂盆5采气作业区具备完善的应急管理体系, 可依托其应急预案及应急物资。	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	急物资		
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理；清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料委托有相应处理资质的单位处置。井下作业时铺设防渗膜。	符合

(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》中的相关要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6 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	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）。	符合
2	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。	湾探 1 井和盆 10 井均为勘探井转为生产井，位于盆 5 采气作业区，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；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染	井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层；生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理，本项目不涉及钻井工程。	
4	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 and 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	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油防渗材料委托有相应处理资质的单位处置；生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理，固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合
5	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。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	天然气集输采用密闭集输、处理工艺，本次不使用加热炉、锅炉和压缩机等燃气设施，采气井场厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）限值要求。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少	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；优先选用低噪声设	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	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	备，高噪声设备采取基础减振措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	
7	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	采气一厂盆5采气作业区具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资。	符合

(4) 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

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.9-7。

表 2.9-7 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	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
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	项目周围无水源涵养区、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	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了监测计划，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、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《环境信息依法披露制度改革方案》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	施工结束后，应对施工场地进行清理平整，项目区干旱少雨，未设置挡水墙、雨水出口及防洪渠道。清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料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	定期对管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、CNG 橇装天然气处理装置的设备、阀门等进行检查、检修。	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄	采气井场固井质量良好，天然气采用密闭集输、处理工艺；选用质量可靠的设备、	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	仪表、阀门等；定期对采气井场、CNG橇装天然气处理装置内的设备、阀门和管线等进行检查、检修。	
6	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	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理，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》。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
7	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	湾探1井天然气通过单井采气管线管输至盆5天然气处理站处理，盆10井井口采出物送至新建CNG橇装天然气处理装置处理。	符合
9	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：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	对临时占地进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。采气井场采用砾石铺垫或地面硬化，道路为砂石路面；退役期采气井场、和CNG橇装天然气处理站内的砾石铺垫或地面硬化设施被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
10	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	实施区域纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，该应急预案已在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表2.9-8。

表2.9-8 项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治疗，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，	粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。	符合

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。		
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾。	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾。	符合

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

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中的相关要求，详见表2.9-8。

表2.9-8 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局 1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
3	污染防治与环境影响 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采	湾探1井采出物采用管线密闭集输工艺，通过单井采气管线管输至盆5天然气处理站处理，盆10井井口采出物通过气液分离器，分离出的天然气通过零散气回收装置处理后外售，液相由罐车拉运至盆5天然气处理站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、零散气回收装置的各设备、阀门和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉，天然气中不含硫化氢；采取以上措施后井场厂界噪声满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。	相关要求。	
4	油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	湾探1井采出物采用管线密闭集输工艺,通过单井采气管线管输至盆5天然气处理站处理,盆10井井口采出物通过气液分离器,分离出的天然气通过零散气回收装置处理后外售,液相由罐车拉运至盆5天然气处理站处理。本项目不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合
5	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	井下作业废液和采出水均送至采油二厂81号集中处理站采出水处理系统处理;本项目均为评价井转为生产井,不使用钻井液;储层改造使用环境友好的酸化液和压裂液。	符合
6	涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注,井下作业废液和采出水均送至采油二厂81号集中处理站采出水处理系统处理。	符合
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自	本项目均为评价井转为生产井,不使用钻井液,不产生岩屑;清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理;采气一厂已制定有危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,固体无害化处置率达到100%。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。		
8	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理;定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养;合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心;采取以上措施后湾探1井和盆10井井场厂界能够满足《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。	符合
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井,拆除井场和站场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动;根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南》(试行)的相关要求,提出了生态修复方案。	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于荒漠区,周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等;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》可知,项目区位于玛纳斯县一般管控单元(ZH65232430001),不涉及生态保护红线。

(2) 环境质量底线

废气主要为无组织非甲烷总烃和燃气发电机燃烧烟气,采取相应措施后采气井场厂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,燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值;

井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理；噪声源主要为井下作业时各类机泵、巡检车辆等，采取相应措施后站场边界昼夜噪声满足《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；固体废物清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

综上所述，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，符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

运营期消耗仅消耗电能，用量相对较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

（4）生态环境准入清单

①与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》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，该区除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一区、昌吉市、阜康市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市建成区及周边敏感区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目。具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。

强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区（工业集聚区）建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行

业污染防治与工业废物处理处置。煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。

天然气集输及处理均采用密闭工艺，定期对管线、设备、阀门、法兰等检维修，可减少无组织非甲烷总烃的排放，燃气发电机燃料采用清洁燃料天然气，厂界废气及噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置；新建采气井场和CNG撬装天然气处理装置均采取了防渗措施，要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，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》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》（2023年版）可知，项目区位于玛纳斯县一般管控单元（ZH65232430001），其建设符合一般管控单元管控要求，具体见表2.9-9和图2.9-1。

表2.9-9 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》符合性分析表

管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65232430001)	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表2-4 A7.1）。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目，项目区不涉及耕地、畜禽养殖业。	符合
	污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表2-4 A7.2）。	项目无有组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，废水处理达标后回注地层；故不申请总量控制指标。	符合
	环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表2-4 A7.3）。	项目周围无农用地，井下作业废液送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理	符合
	资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表2-4 A7.4）。	运营期不消耗新鲜水，周围无农业分别	符合

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程概况及环境影响回顾

盆 10 井和湾探 1 井均为勘探井转为生产井，其中盆 10 井位于未确定产能规模的新区块，湾探 1 井位于现有盆 5 气田范围内，本次现有工程对盆 5 气田及拟转产井钻试工程进行环境影响回顾。

3.1.1 区域位置

盆 5 气田行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，盆 5 天然气处理站南距玛纳斯县城约 89km，东南距呼图壁县城约 109km。区域位置见图 3.1-1。

3.1.2 盆 5 气田概况

盆 5 气田 2003 年 6 月投入开发，截止 2023 年 12 月，辖区内共有天然气处理站 1 座、气井 14 口（其中报废井 8 口、转观察井 5 口、开井 1 口），开井井号为 P5001，日产气 $3.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产油 2.1t，产水量 0.3t/d。

(1) 工程组成

现有工程主要包括主体工程、公辅工程、环保工程，详见表 3.1-1。

表 3.1-1 工程组成一览表

类别	具体内容	
主体工程	采气井场	气井 14 口（其中关井 8 口、转观察井 5 口、开井 1 口），开井井号为 P5001，日产气 $3.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产油 2.1t，产水量 0.3t/d
	集输管线	单井集输管线 7.5km，天然气外输管线 15km。
	处理站	现有 1 座天然气处理站-盆 5 天然气处理站，设计处理规模为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理规模为 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用前置压缩+丙烷制冷工艺。凝析油设计处理规模 30t/d，实际处理规模为 2.1t/d。
公用工程	仪表自动化	现有 1 套以盆 5 天然气处理站 DCS 集中监控系统为核心，天然气处理站 ESD 及 GDS 系统等及井口 RTU 为远程测控终端的计算机控制系统，实时监控天然气处理站以及天然气采气井的重要的生产数据，确保天然气工艺过程的安全、稳定运行。另外盆 5 天然气处理站数据已通过光纤链路上传至采气一厂已建指挥管理 SCADA 系统。
	消防	盆 5 天然气处理站内储罐上部均设置烟雾自动灭火装置，罐顶部设置固定喷淋设施，罐区防火堤周围设环形消防给水管网和消火栓；站内其它辅助生产单元配备移动灭火器材；单井采气井场配备有移动灭火器。
	给排水	给水主要为盆 5 天然气处理站内的生活用水，排水主要为生活污水、含油

类别	具体内容	
		污水和井下作业废液，生活污水排至站外化粪池，定期清运，含油污水和井下作业废液均由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站处理。
	道路	盆5气田区块内由集处理站-外部团场道路为已有二级公路主干道，井场道路28.5km，输气管道伴行公路6km。单井巡井道路采用砂石路面结构，面层铺设天然戈壁砂砾，厚20cm，路基全宽为6m。集气管道伴行公路采用砂石路面结构，路面宽3.5m。
	通信	盆5天然气处理站内有已建成办公网络设备，各已建采气井口的RTU、加热橇装置的数据和视频监控数据通过8芯单模光缆和以太网光传输设备上上传至盆5天然气处理站中控室机房。
环保工程	废气	采用质量合格的阀门、法兰等，
	噪声	选用低噪声设备、基础减振等
	生态环境	集输管线沿线铺设草方格
	地下水	盆5天然气处理站和采气井场内的分区防渗措施
	环境风险	每座采气井场设1座放喷池和1根放喷管线，盆5天然气处理站内设置的放空火炬

(2) 工艺流程

现盆5天然气进站压力为3.6-4.3MPa，温度为15-22℃，经过集气计量后进入生产分离器初步分离，分离出的天然气经过注醇和丙烷外冷后压力基本不变，温度为-12℃到-15℃，进入低温分离器，分出的气相经气气换热器复热后进入外输气换热器换热后去已建外输计量区计量外输，此时压力3.3MPa，外输温度0-25℃。生产分离器分离出的液相进入已建液烃分离器分离，低温分离器分离出的液相进入新建液烃分离器分离，分离出的油相与已建液烃分离器分离出的油相经降压后（0.6MPa，40℃）进入稳定塔的顶部，分离出的气相去站内已建富气橇经过处理后供站内自用气使用。稳定塔顶部排出的不凝气去站内已建富气橇处理后供站内自用气使用，塔底排出的高温稳定凝析油去稳定凝析油外输气换热器和外输气换热，温度降至35℃以下，进入稳定凝析油储罐储存，稳定凝析油10t/d。

⑤ 退役设施

盆5气田开发始于2003年，井区目前尚未产生退役设施，考虑到未来老井利用的可能性，井区现有未生产井按照关井管理，未采取封井的措施，井场已平整，井场植被逐步自然恢复。

3.1.3 拟转产井概况

(1) 区域位置

拟转产井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，湾探 1 井南距玛纳斯县城约 83km，东南距呼图壁县约 104km；盆 10 井西南距玛纳斯县约 89km，东南距呼图壁县约 106km。区域位置见图 3.1-2。

(2) 拟转产井概况

本次拟将勘探井湾探 1 井、盆 10 井转为生产井，两口井的基本情况见表 3.1-2。其中湾探 1 井正在钻井，盆 10 井已通过企业自主竣工环境保护验收。

表 3.1-2 拟转产井基本情况一览表

井号	类别	井位坐标	井深 (m)	开钻时间	完钻时间	井型	目的层	固井质量	封井状况
湾探 1	勘探井								
盆 10	勘探井								

3.1.4 环境影响回顾

(1) 环保手续履行情况

现有工程及拟转产井环保手续履行情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程及拟转产井环保手续履行情况一览表

井号	项目名称	审批机关、文号及时间	验收情况
盆 5 气田	新疆油田公司采气一厂盆 5 气田地面集输系统适应性改造工程	原昌吉州环境保护局 昌州环评(2013)151号	原昌吉州环境保护局 昌吉环函(2016) 102号
	新疆油田公司采气一厂盆 5 气田气井放空改造环保隐患治理工程	原玛纳斯环境保护局 玛环审(2017)47号	2018年通过了企业自主竣工环境保护验收
	盆 5 采气作业区危险废物临时贮存场所	原昌吉州环境保护局 昌州环评(2017)91号 2017年10月09日	2019年通过了企业自主竣工环境保护验收
	中国石油新疆油田公司采气一厂莫索湾气田(2011-2020)环境影响后评价	自治区生态环境厅 新环环评函(2021)1331号 2021年12月29日	/
湾探 1	湾探 1 井勘探钻探项目(变更)	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评(2022)5号 2022年01月04日	尚未完钻,正在建设
盆 10	盆 10、盆 11 井勘探项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评(2022)151号	2023年11月通过了企业自主竣工环境保护

		2022年08月16日	护验收
--	--	-------------	-----

(2) 废气

井场采用电加热，废气主要为盆5天然气处理站锅炉、加热炉等燃气设施燃烧烟气，油气集输及处理过程中产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）。

※燃烧烟气

锅炉、加热炉等燃气设施燃烧烟气污染物主要为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物。采用清洁燃料天然气，并安装了低氮燃烧器。根据盆5天然气处理站的例行监测数据（见表3.1-4）可知，燃烧烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》表3大气污染物排放特别排放限值要求。

表3.1-4 燃烧烟气监测数据一览表

监测时间	监测点位	污染物名称	烟气量 (m ³ /h)	监测值 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	标准 限值	达标情 况
2023.10.10	1#热水 锅炉排 气筒	二氧化硫	950	ND	ND	50	达标
		颗粒物		ND	ND	20	达标
		氮氧化物		72	0.07	150	达标
2023.10.10	2#热水 锅炉排 气筒	二氧化硫	1322	ND	ND	50	达标
		颗粒物		ND	ND	20	达标
		氮氧化物		78	0.1	150	达标

※无组织废气

采用质量合格的阀门、法兰等连接件，加强盆5天然气处理站和采气井场的设备检维修。根据例行监测数据可知，盆5天然气处理站厂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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m³）。

表3.1-5 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表（单位：mg/m³）

站场名称	监测时间	监测点位	污染物名称	监测值范围	周界外最大浓度	标准限值	达标情况
盆5 天然 气处 理站	2022.7 .7	东厂界	非甲烷总烃	0.80~0.93	0.93	4	达标
		南厂界	非甲烷总烃	0.79~0.81	0.81	4	达标
		西厂界	非甲烷总烃	0.76~0.82	0.82	4	达标
		北厂界	非甲烷总烃	0.78~0.86	0.86	4	达标

(3) 废水

盆5天然气处理站的废水主要为含油污水和生活污水，产生量分别为980m³/a、

1883.4m³/a，含油污水由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站处理；生活污水排至站外化粪池，定期清运。采气井场废水主要为井下作业废液，井下作业带罐作业，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站处理。

(4) 噪声

盆5天然气处理站内的噪声源主要为机泵、风机、压缩机等，采用低噪声设备、基础减振、定期对各设备检维修、保养，将机泵布置在室内等措施；采气井场噪声源主要为井下作业时各类机泵及巡检车辆。根据盆5天然气处理站例行监测数据及后评价阶段监测数据可知，盆5天然气处理站厂界昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类限值要求。

表 3.1-6 厂界昼夜噪声监测结果一览表

站场名称	监测点	昼间[dB(A)]			夜间[dB(A)]		
		监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
盆5天然气处理站	东厂界	40	60	达标	38	50	达标
	南厂界	38	60	达标	36	50	达标
	西厂界	38	60	达标	38	50	达标
	北厂界	39	60	达标	39	50	达标

(5) 固体废物

盆5天然气处理站内固体废物主要为含油污泥和生活垃圾，产生量分别为0.5t/a、7.85t/a；含油污泥属于《国家危险废物名录（2021年版）》HW08类危险废物，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司，采气一厂已与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处理协议。生活垃圾收集后送至玛纳斯县生活垃圾填埋场。

(6) 土壤和地下水环境影响回顾

盆5天然气处理站内的废水、固体废物均得到妥善处置，根据《新疆油田公司采气一厂盆5采气作业区环境影响后评价报告书(2011-2020)》中结论可知，盆5采气作业区的开发建设未对周围水环境产生不利影响；根据盆5天然气处理站内外土壤例行监测数据可知，土壤中的各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

(7) 生态环境影响回顾

盆5天然气处理站建设时间较早，站内采用砾石和水泥地面硬化，站内植被稀少，站外的植被已恢复生长；管线两侧采用草方格固沙，并定期进行修缮；采气井场、道路等永久占地采用砾石铺垫，集输管线等临时占地已平整，植被已基本恢复，草本植被已经恢复，管道及道路影响范围内地表保护层的恢复状况良好。根据《新疆油田公司采气一厂盆5采气作业区环境影响后评价报告书(2011-2020)》及现场踏勘可知，各站场的建设过程中，永久性占地区域内均被建筑物或构筑物所占据，地面均进行了硬化处理，站场外临时性占地范围内草本植被已经恢复，管道及道路影响范围内地表保护层的恢复状况良好；植被恢复已基本与周围自然景观协调，未对周围生态环境产生明显影响。

(8) 排污许可管理回顾

根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》可知，盆5天然气处理站内的固定污染源实行排污许可登记管理，采气一厂于2020年04月17日取得了固定污染源排污登记回执，登记编号为91650200715597998M013Q，并于2021年11月08日、2022年03月25日、2022年04月13日、2022年04月14日、2023年02月06日、2023年05月31日、2023年07月28日进行了排污许可变更。采气一厂在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记了基本信息、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。

(9) 现有工程污染物排放情况

污染物排放量见表3.1-7。

表3.1-7 现有工程污染物产生及排放情况一览表

污染物名称		污染物排放量
废气	非甲烷总烃 (t/a)	0.79
	二氧化硫 (t/a)	0.79
	氮氧化物 (t/a)	3.67
	颗粒物 (t/a)	0.43
废水	含油污水 (m ³ /a)	980
	生活污水 (m ³ /a)	1883.4
	井下作业废液	371.57
固体废物	含油污泥 (t/a)	0.5

	生活垃圾 (t/a)	7.85
--	------------	------

(10) 拟转产井环境影响回顾

盆10井已于2023年11月21日完成了竣工环境保护验收，根据验收调查结论及现场踏勘可知，设环保手续完备，技术资料齐全，依托的环保设施运行正常，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，临时占地正在恢复，目前不存在环境问题。

目前，湾探1井正在建设，建设过程应严格按照环评文件及环评批复中的要求落实污染防治及生态保护措施，环评批复要求见表3.1-8。

表3.1-8 环评及批复要求

环境要素	环评文件及环评批复要求
生态保护措施	生态环境保护措施。对施工区域内的临时占地合理规划，严格控制临时占地面积，以减少破坏野生植被；临时占用灌木林地需办理相关手续方可施工。钻井废弃物采用不落地技术，减少对周围土壤、植被的影响，施工结束后将井场临时占地范围进行平整、清理，不遗留污染物在井场。严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，不得并行开辟新路，减少风蚀沙化活动范围；井场不落地系统、罐区等与地面接触部分必须铺设防渗膜。同时应及时到水行政主管部门办理水土保持许可手续。
废气	施工物料定点堆放，易起尘物料在运输、存放时应加盖遮盖物，最大限度的防止扬尘扩散；对施工设备进行定期检查、检修。施工期柴油机、发电机废气排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值；试油期井场厂界非甲烷总烃排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(CB39128-2020)无组织排放监控浓度限值。井场配备便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢预警工作。
废水	钻井过程采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔地层和水层，避免地下水环境污染。项目实施过程产生的试油废水集中收集至专用储罐由罐车运至石西集中处理站污水处理系统处理；钻井期产生的生活污水排入临时储集池(具备防渗)，定期拉运至石西油田作业区生活区污水处理系统处理。施工期对井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、岩屑堆场等均采用防渗膜防渗，岩屑堆场周边建设防溢流围堰。
噪声	选用低噪声设备，对噪声较大的设备采取基础减振措施，加强检查、维护和保养机械设备。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，噪声须符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-201)要求。
固体废物	钻井期固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆、压裂返排液及生活垃圾。钻井岩屑及钻井泥浆采用泥浆不落地系统，一开、二开为水基非磺化钻井液，泥浆同岩屑一起进入不落地系统进行处理，实现固液分离，分离后的液相由钻井单位回收用于后续钻井循环使用，不外排；根据《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)，固相岩屑检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后用于井场铺路，如检测不合格，则交由具备处置钻井岩屑资质的单位进行处置。三开、四开为油基钻井液，采用泥浆不落地系统固液分离后，液相循环使用，不外排，固相按照危险废物进行管理，委托有危废处置资质的单位进行妥善处置。生活垃圾集中收集后定期拉运至石西油田作业区生活垃圾填埋场。钻井期间产生废弃的

环境要素	环评文件及环评批复要求
	含油抹布、劳保用品及沾有含油物质的废弃防渗膜应委托有危废处置资质的单位进行妥善处置。本项目若产生油泥属于《国家危险废物名录》(2021 版)H908 废矿物油和含矿物油废物须集中收集后交由有危险废物处理资质的单位处置。

3.1.5 现存环境问题及“以新带老”措施

(1) 现存环境问题

井区无固体废物遗留，废气、噪声均可实现达标排放，废水均得到妥善处置；盆 5 天然气处理站废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置。井区内道路总体规范，目前井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

(2) 整改方案

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对气田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。

3.2 改扩建项目工程概况

3.2.1 建设项目情况

(1) 项目名称

湾探 1 井、盆 10 井地面建设工程。

(2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司采气一厂。

(3) 项目性质

《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133 号)中规定：“各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围(即老区块)、未评价和开发范围(即新区块)的范围坐标；凡属于环境影响评价文件批复区域新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件”。本次拟部署湾探 1

井位于已进行过环境影响评价的老区块内，但盆10井位于新区块内且未进行过产能开发的新区块，项目性质为改扩建，与新疆油田公司“一张图”的相对位置关系见图3.2-1。

(4) 建设规模及内容

拟将湾探1井和盆10井转为生产井，建设内容为：新建2座采气井场、1.9km单井采气管线，在盆10井场内新建1座 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ CNG撬装天然气处理装置及配套设施，配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。

(5) 产能规模

湾探1井设计天然气产量为 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油量为10t/d、采出水量为 $0.8 \text{m}^3/\text{d}$ ；盆10井设计天然气产量为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油量为2.3t/d、采出水量为 $0.5 \text{m}^3/\text{d}$ ；产能预测见表3.2-1和表3.2-2。

表3.2-1 湾探1井产能预测一览表

年份	日产气 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	日产油 (t/d)	日产水 (m^3/d)	年累积 油 (t)	年累积气 (10^4m^3)	累积油 (t)
2024						
2025						
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						
2041						

表 3.2-2 盆 10 井产能预测一览表

年份	日产气 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	日产油 (t/d)	日产水 (m^3/d)	年累积 油 (t)	年累积气 (10^4m^3)	累积油 (t)
2024						
2025						
2026						
2027						
2028						

(7) 产品方案

拟部署井的产品主要为天然气、凝析油和压缩天然气 CNG，湾探 1 井天然气产量为 $5 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产量为 10t/d；盆 10 井天然气产量为 $1.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产量为 2.3t/d。

盆 10 井场内 CNG 撬装天然气处理装置产品为压缩天然气 (CNG)，CNG 产品质量满足《车用压缩天然气标准》(GB18047—2017)；产量为 $1.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，其中 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 用于新建燃气发电机的燃料，其余由 CNG 罐车装车外售。

(8) 建设周期

地面工程建设周期为 12 个月，施工人数 30 人，地面工程施工时不设施工营地，施工人员食宿在一四九团场。

(9) 劳动定员和工作制度

项目实施后由采气一厂现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

(10) 总投资和环保投资

项目总投资 1722.25 万元，环保投资约 127 万元，占总投资的 7.37%。

3.2.2 勘探开发概况及流体性质

(1) 勘探开发概况

湾探 1 井、盆 10 井地质构造、层系、储层特征、气藏类型见表 3.2-3。

表 3.2-3 湾探 1 井、盆 10 井地质构造、层系、储层特征、气藏类型一览表

井区	类别	内容
湾探1井		

盆10井		

(2) 流体性质

目前湾探1井尚未完钻，本次天然气、凝析油和采出水组分均参考邻近井盆5井的组分参数，湾探1井和盆10井的天然气、凝析油和采出水组分见表3.2-4、表3.2-5和表3.2-6。

表3.2-4 天然气组分一览表

井号	湾探1井	盆10井	
气体组分析 (%)	甲烷 CH ₄	80.00	89.02
	乙烷 C ₂ H ₆	9.75	4.77
	丙烷 C ₃ H ₈	3.73	1.79
	异丁烷 i-C ₄ H ₁₀	1.07	0.5
	正丁烷 n-C ₄ H ₁₀	1.30	0.66
	异戊烷 i-C ₅ H ₁₂	0.14	0.35
	正戊烷 i-C ₅ H ₁₂	0.10	0.47
	异己烷 i-C ₆ H ₁₄	0.00	0.26
	正己烷 n-C ₆ H ₁₄	0.00	/
	二氧化碳 CO ₂	0.63	0.59
	氮 N ₂	3.72	1.59
	硫化氢 H ₂ S	/	/
氧 O ₂	0	/	
相对密度	0.7002	/	

表3.2-5 凝析油组分一览表

井号	湾探1井	盆10井	
密度(g/cm ³)	0.7523	0.7962	
粘度(50°CmPa·s)	0.69	/	
含蜡量(%)	1.16	/	
凝固点(°C)	-20.0	-2	
初馏点(°C)	70	101.6	
馏份(%)	<150°C	36.2%	/
	170°C	10.6%	/
	210°C	12.1%	/
	230°C	6.0%	/
	250°C	6.0%	/
	270°C	4.5%	/
	300°C	4.5%	/

	>300℃	7.5%	/
	总馏量	82.9%	/

表 3.2-6 采出水组分一览表

井号	湾探1井和盆10井
pH	6.66
Cl ⁻ (mg/L)	2312.88
矿化度 (mg/L)	4138.75
水型	重碳酸钠型

3.2.3 建设内容

建设内容包括主体工程、储运工程、公辅工程、依托工程和环保工程五个部分。

(1) 主体工程

本次拟部署井均为勘探井转为生产井，其中盆10井已进行过试油试气，湾探1井正在钻井；勘探井井身结构可满足转产需求，故本次不需要进行储层改造和对井身结构进行改造。主体工程主要包括采气井场、集输工程和CNG撬装处理装置。

①采气井场

新建采气井场2座，井号分别为湾探1井和盆10井，每座井场设1套井口一体化装置、加热节流装置，其中湾探1井选用100kW电加热节流撬，盆10选用80kW电加热节流撬，每座井场主要设施见表3.2-7，主要构筑物见表3.2-8，井场平面布置见图3.2-2和图3.2-3。

表 3.2-7 单座采气井场主要设施

序号	名称及规格	数量	序号	名称及规格	数量
1	井口高、低压切断阀 PN420 DN50 (高压切断值: 6.0MPa 低压切断值: 3.0MPa)	1套	11	采气树操作平台	1个
2	有导流孔平板闸阀 PN160 DN50	1套	12	采气树盖板 花纹钢板	1个
3	电加热节流撬 100kW 42MPa	1座	13	井场标示牌	1个
4	井口锻件	2个	14	井场警示牌 0.5m×0.3m	2个
5	无缝钢管 D60×13 20G	30m	15	单管线固定沙箱	7个
6	无缝钢管 D76×8 20G	90m	16	两管线固定沙箱	8个
7	无缝钢管 D60×5 20 G	30m	17	阀门支墩	1个
8	无缝钢管 D76×5 20	90m	18	高压减振管托 (带支墩)	5个
9	电伴热带 39W/m	200m	19	放喷管线	1根

10	采气树保温盒	1个	20	放喷池	1座
----	--------	----	----	-----	----

表 3.2-8 单座采气井场主要构筑物

序号	名称	结构型式	平面尺寸(长×宽×高)m	备注
1	固定管墩	钢筋砼块式基础	1.2×1.2×1.0	
2	井口盖板	钢制盖板	Φ3.0m, 厚度0.01m	
3	井口操作平台	钢结构	5.3×0.8×1.05	
4	井场硬化路面	混凝土整体路面	长26m, 宽1m	混凝土面层厚度0.1m, 垫层为0.15m厚级配砂石
5	井区碎石地坪	散铺碎石	30m×25m	先铺0.1m厚碎石土, 再铺0.05m厚碎石
6	围栏	钢柱钢网围栏	总长度110m, 高度2.5m	顶部设置0.5m高滚网刺丝
7	井场大门	钢柱钢网大门	宽度4m, 高度2.5m	顶部设置0.5m高滚网刺丝
8	放喷池	素土修坡	梯形结构, 上底长13.0m, 宽6.0m, 下底长7.0m, 宽2.0m, 深1.5m	自上而下: ①放喷管正对面: 耐火砖立铺, 50厚1:3水泥砂浆与钢筋砼面层粘接; 其它三面: 烧结黏土砖立铺, 细砂扫缝, 50厚细砂找平; ②C25钢筋混凝土厚0.15m, 配置Φ6@200双向双层钢筋; ③0.5m厚原土(隔热层); ④幅度7m的HDPE防渗膜一层; ⑤基层土夯实, 夯实系数不小于0.94
9	加热节流橇基础	钢筋砼条形基础	3.3×0.3×0.7	高出自然地面0.2m(共5个)
10	监控立杆基础	砼独立基础	1.3×1.3×1.7	高出自然地面0.2m
11	井口装置区硬化地坪	素混凝土	5.5×4.5	分块现浇120厚C25混凝土, 随打随抹平, 每块长度不大于6m, 留缝10~15用沥青砂填实
12	基础防腐: 基础(含设备基础)防腐应符合现行国家标准《工业建筑防腐蚀设计标准》(GB/T50046-2018)的规定, 本次按强腐蚀考虑, 刷环氧沥青涂层厚度≥500μm。垫层采用C20聚合物水泥混凝土, 厚度150mm。钢结构防腐除锈: 除镀锌构件外, 制作前钢构件表面均应进行除锈处理, 应采用喷砂(抛丸)除锈, 除锈质量等级应达到中Sa2.5级标准。所有钢构件除锈后, 应刷防腐涂层, 底层为环氧铁红底涂料2遍, 厚60μm; 中间层为环氧云铁涂料2遍, 厚120μm, 面层聚氨酯涂料3遍, 厚120μm。围栏及其大门做浸塑处理, 包塑1mm。			

②集输管线

新建湾探1井至P5002井的单井采气管线1.9km, 依托P5002井至盆5天然气

处理站的单井采气管线将井口采出物管输至盆5天然气处理站处理。单井采气管线管径为DN50、12MPa，设计温度为60℃，管材为优质碳素结构钢20G材质。管线走向见图3.2-4。

(3) CNG撬装天然气处理装置及配套设施

①CNG撬装天然气处理装置及配套设施

盆10井周围无依托的集输管线和天然气处理装置，为回收盆10井中的天然气，本次在盆10井场内新建1套 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的CNG撬装天然气处理装置及配套设施，对盆10井的天然气进行处理压缩后，通过CNG槽车装运外售，井场内不设CNG储存设施。盆10井的设计天然气产能为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因撬装天然气处理装置的最小规模为 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，故撬装天然气处理装置处理能力可满足盆10井的处理需求。主要设备见表3.2-9，平面布置见图3.2-4。

表3.2-9 主要工程量一览表

序号	设备名称	规模或相关参数	单位	数量
1	CNG处理撬	CNG-4000-2V-0.45/50-220-S	台	1
2	井口安全截断阀	SAH65-70	台	1
3	油嘴管汇	YZGH65-70	台	1
4	多功能高架储油罐（固定顶罐）	60m ³	台	2
5	双相井口电加热炉	HJ1400-420	台	1
6	燃气发电机	U26556N（560kW），1用1备	台	2
7	多功能野营房	10000×3400×2950mm	台	2
8	天然气压缩机	2V-0.45/50-220	台	1
9	CNG一级分离器	LE0.7×1.8-16	台	1
10	CNG二级分离器	LE0.7×1.8-16	台	1
11	加气柱	EXJP-4.0F	台	1
12	CNG脱水装置（干燥塔）	213051257202400040（25MPa）	台	2
13	干粉灭火器	8kg	具	8
14	干粉灭火器	35kg	具	2
15	放空火炬	/	根	1

②CNG转运方案

撬装天然气处理装置的产品为CNG，最大产量为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 用于新建燃气发电装置的燃料。其余由CNG罐车拉运至外售。每辆CNG罐车灌装4.2tCNG，每4.8小时灌装一辆，每天4辆。

(2) 公辅工程

① 供配电

湾探 1 井用电负荷等级为三级，电压等级为 380/220V，年耗电量为 $69.58 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ 。湾探 1 井场外电线路就近“T”接于 10kV 架空线路，高压架空线路全长约 1.6km（采用 JL/G1A-95/20），在井场新建柱上变电站 1 座，变压器容量 160kVA。

盆 10 井用电由新建的燃气发电机提供。

② 仪表自动化

每座井场新建井口设置 RTU 及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。RTU 由过程控制器单元、存储器单元、电源模块、输入/输出模块、通信模块、系统网络设施及各类配套软件等构成。

③ 通信

将湾探 1 井场的自控数据和视频监控数据通过新建光缆和光传输设备上传至盆 5 天然气处理站及采气一厂 SCADA 系统和视频安防系统进行集中监控。本次与单井采气管线同沟敷设一条光缆连接新建井口至盆 5 天然气处理站。

④ 防腐除锈

单井采气管线外壁防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ ；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 50mm，轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”施工工艺。

井场内管线：与线路管道规格相同的井场部分埋地管道，埋地保温管道外壁采用与线路部分采气管道一致的防腐保温防护；地上保温管道外壁防腐层采用高固体份环氧底漆 2 道，厚度 $80 \mu\text{m}$ ，环氧云铁中间漆 2 道，厚度 $140 \mu\text{m}$ ，保温层采用 50mm 厚气凝胶管壳，16#镀锌铁丝捆扎；保护层采用 0.5mm 厚的镀锌铁皮，自攻螺丝连接；埋地不保温管道外壁防腐层采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂三道，防腐层干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ ，外缠聚丙烯胶粘带，厚度 1.1mm，胶粘带搭接不小于 50%。

⑤ 消防

在每座采气井场设灭火器箱 3 个，在每座采气井的采气树、加热装置及放喷池处分别设 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8。

新建 CNG 撬装天然气处理装置处设有一定数量的手提式灭火器。

⑥道路

湾探 1 井和盆 10 井均不新建道路，依托现有道路网。

⑦给排水

施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，运营期用水主要为井下作业用水，由罐车从附近村庄拉运至项目区。

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发；运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化压裂液和废洗井液）、含油污水和生活污水，井下作业废液和含油污水由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，生活污水由吸污车拉运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

(3) 环保工程

环保工程主要为选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线；每座采气井场设 1 座放喷池及放喷管线，单井采气管线两侧铺设草方格；设备选用低噪声设备及基础减振；井场防渗措施；CNG 撬装天然气处理装置处至盆 10 井放喷池的放喷管线。

(4) 依托工程

湾探 1 井天然气、凝析油和盆 10 井凝析油依托盆 5 天然气处理站处理；井下作业废液和采出水依托中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理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；危险废物临时贮存在盆 5 采气作业区危险废物临时储存场所，危险废物处置依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾依托玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。各依托工程环保手续见表 3.2-10。

表 3.2-10 项目依托工程环保手续履行情况一览表

类别	环评文件名称	环评批复机关、文号	验收批复机关、文号及时间
盆 5 天然气处理站	新疆油田公司采气一厂盆 5 气田地面集输系统适应性改造工程	原昌吉州环境保护局 昌州环评〔2013〕151 号	原昌吉州环境保护局 昌吉环函〔2016〕102 号
	新疆油田公司采气一厂盆 5 气田气井放空改造环保隐患治理工程	原玛纳斯环境保护局 玛环审〔2017〕47 号	2018 年通过了企业自主竣工环境保护验收
81 号联合处理站	采油二厂 81#联合站污水处理系统改造工程	原克拉玛依市环境保护局 克环保函〔2012〕225 号	原克拉玛依市环保局 克环保函〔2015〕569

			号
	克拉玛依油田七中区克下组砾岩油藏2017年二元复合驱工业扩大试验工程(变更)	克拉玛依市生态环境局 克环函(2019)79号	2023年4月6日通过81号联合处理站部分竣工环保验收
	采油二厂51号、81号处理站密闭改造及原油稳定工程	克拉玛依市生态环境局 克环函(2019)179号	2023年4月6日通过企业自主竣工环保验收
	采油二厂81#联合站污水处理系统改造工程	原克拉玛依市环境保护局 克环保函(2012)225号	原克拉玛依市环保局 克环保函(2015)569号
盆5采气作业区危险废物临时储存场所	盆5采气作业区危险废物临时储存场所	原昌吉州环境保护局 昌州环评(2017)91号	2019年通过了企业自主竣工环境保护验收
玛纳斯县污水处理厂	玛纳斯县城污水处理厂	原昌吉州环境保护局 昌州环评(2015)43号	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环函[2016]86号
玛纳斯县生活垃圾填埋场	玛纳斯县生活垃圾填埋场	/	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环函[2016]13号

(1) 天然气和凝析油依托可行性分析

现盆5天然气进站压力为3.6-4.3MPa，温度为15-22℃，经过集气计量后进入生产分离器初步分离，分离出的天然气经过注醇和丙烷外冷后压力基本不变，温度为-12℃到-15℃，进入低温分离器，分出的气相经气气换热器复热后进入外输气换热器换热后去已建外输计量区计量外输，此时压力3.3MPa，外输温度0-25℃，外输天然气 $14 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。生产分离器分离出的液相进入已建液烃分离器分离，低温分离器分离出的液相进入新建液烃分离器分离，分离出的油相与已建液烃分离器分离出的油相经降压后(0.6MPa，40℃)进入稳定塔的顶部，分离出的气相去站内已建富气橇经过处理后供站内自用气使用。稳定塔顶部排出的不凝气去站内已建富气橇处理后供站内自用气使用，塔底排出的高温稳定凝析油去稳定凝析油外输气换热器和外输气换热，温度降至35℃以下，进入稳定凝析油储罐储存，稳定凝析油10t/d。

盆5天然气处理站天然气处理装置设计处理能力为设计处理规模为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理规模为 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增天然气量为 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力可满足本项目需求，依托可行。

凝析油处理规模30t/d，实际处理规模为2.1t/d，富余处理量为27.9t/d，湾

探1井和盆10井新增凝析油量为12.3t/d，凝析油处理装置富余处理规模可满足需求，依托可行。

(2) 井下作业废液和采出水依托可行性分析

81号联合处理站始建于1989年，该站集原油处理、采出水处理及注水为一体，现已建成原油处理能力 $340 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原稳处理能力 $330 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水处理能力 $25000 \text{m}^3/\text{d}$ 。采出水处理系统根据采出水物性不同采取分质处理原则，分为化学驱采出水处理系统、常规水驱采出水处理系统及玛南采出水处理系统，其中常规水驱水处理系统处理能力 $17000 \text{m}^3/\text{d}$ ，化学驱水处理系统处理能力 $20000 \text{m}^3/\text{d}$ ，玛南水处理系统处理能力 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

其中常规水驱采出水处理的主体工艺采用“重力除油+预处理+气浮+生物+过滤软化”的水质净化整体流程，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至701、702、703、801、802各注水泵站，并采用常规采出水软化后与二元复合驱混掺的方式，最终回注油藏。具体如下：

目前站内富余处理能力为 $500 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目井下作业废液产生量为 $743.14 \text{m}^3/\text{a}$ ($7.43 \text{m}^3/\text{d}$)，湾探1井和盆10井采出水产生量合计为 $1.3 \text{m}^3/\text{d}$ ，81号联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。注水系统下辖5个注水站，担负着采油二厂大部分的注水任务，本项目水量较小，注水系统可以消纳，依托可行。

(3) 危险废物贮存及处置依托可行性分析

盆5采气作业区危险废物临时储存场所位于盆5天然气处理站内，主要储存HW08类废矿物油与含矿物油废物，建筑面积为 50.05m^2 ，暂存间内设 1m^3 防渗收集池，墙体、裙脚及地坪防渗做法采用2mm厚高密度聚乙烯防渗膜。

目前项目区附近有克拉玛依顺通环保科技有限公司、克拉玛依华隆生态科技有限公司和克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司等多家具有相应危险废物处理资质的单位，本项目产生的各危险废物量较小，相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

(4) 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 10000m³/d 处理能力扩大到 20000m³/d，新建改良型 A²/O 生化池、二沉池、化学除磷池、污泥泵房、废油池，各工艺管道的架设、各设备的安装及自控设备的安装调试，该项目于 2015 年由巴州绿环环境科学技术研究所编制了环评报告表，昌吉回族自治州环境保护局于 2015 年 5 月 18 日批复同意（昌州环评[2015]43 号），根据批复，该污水厂尾水用于厂区绿化及生态林灌溉用水，非灌溉期尾水储存于白土坑水库。该项目于 2015 年 8 月建成并试运行，2016 年 4 月 8 日该项目由昌吉回族自治州环境保护局通过了竣工环境保护验收（昌州环函[2016]86 号）。

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，因此，可满足本项目需求，依托可行。

（5）生活垃圾依托可行性分析

玛纳斯县城生活垃圾处理工程位于玛纳斯县西北，距离县城中心距离约 4.5km，下兰州湾村北 550m 处的玛管处工程队废弃采砂坑，垃圾填埋场近期设计有效库容为 54.2×10⁴m³，使用年限 10 年，填埋场采用采用准好氧卫生填埋工艺。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。该垃圾填埋场（一期）已于 2016 年 1 月 18 日由昌吉回族自治州环境保护局通过了竣工环境保护验收（昌州环函[2016]13 号）。

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，因此可满足本项目需求，依托可行。

（5）工程组成

工程组成汇总见表 3.2-11。

表 3.2-11 工程组成一览表

类别	具体内容	
主体工程	采气井场	新建采气井场 2 座，分别为湾探 1 井和盆 10 井，每座井场设 1 套井口一体化装置、加热节流装置，其中湾探 1 井选用 100kW 电加热节流撬，盆 10 选用 80kW 电加热节流撬。
	单井采气管线	新建湾探 1 井至 P5002 井的单井采气管线 1.9km，管径为 DN50、12MPa，

类别	具体内容	
		设计温度为60℃，管材为优质碳素结构钢20G材质。
	CNG撬装天然气处理装置	在盆10井场内新建1座5×10 ⁴ m ³ /d的撬装天然气处理装置。
公用工程	供配电	湾探1井用电负荷等级为三级，电压等级为380/220V，年耗电量为69.58×10 ⁴ kW·h。湾探1井场外外线路就近“T”接于10kV架空线路，高压架空线路全长约1.6km，在井场新建柱上变电站1座，变压器容量160kVA。盆10井用电由新建的燃气发电机提供。
	仪表自动化	每座井场新建井口设置RTU及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁等功能。RTU由过程控制器单元、存储器单元、电源模块、输入/输出模块、通信模块、系统网络设施及各类配套软件等构成。
	消防	在每座采气井场设灭火器箱3个，在每座采气井的采气树、加热装置及放喷池处分别设2具手提式磷酸铵盐干粉灭火器MF/ABC8。 新建CNG撬装天然气处理装置处设有一定数量的手提式灭火器。
	给排水	施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，运营期用水主要为井下作业用水，由罐车从附近村庄拉运至项目区。 施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发；运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化压裂液和废洗井液）、含油污水和生活污水，井下作业废液和含油污水由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，生活污水由吸污车拉运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。
	道路	湾探1井和盆10井均不新建道路，依托现有道路网
	通信	将湾探1井场的自控数据和视频监控数据通过新建光缆和光传输设备上传至盆5天然气处理站及采气一厂SCADA系统和视频安防系统进行集中监控。本次与单井采气管线同沟敷设一条光缆连接新建井口至盆5天然气处理站。
环保工程	废气	选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线。
	噪声	选用低噪声设备、基础减振。
	生态环境	单井采气管线两侧铺筑草方格
	地下水	井场防渗措施
	环境风险	每座井场设1座放喷池和放喷管线
依托工程	天然气和凝析油	湾探1井天然气和凝析油依托盆5天然气处理站处理
	采出水	依托采油二厂81号联合处理站
	井下作业废液	井下作业废液和含油污水依托中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理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
	危险废物贮存	依托盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存
	危险废物处置	依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	生活垃圾	依托玛纳斯县生活垃圾填埋场处理

3.2.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.2-12。

表 3.2-12 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	$6.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	临时占地面积	30400m^2
设计井数	2 口	永久占地面积	1842m^2
不同规模站场数	不涉及	电能消耗量	$69.58 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}/\text{a}$
管道长度	单井采气管线 1.9km	总投资	1722.25 万元
劳动定员	橇装天然气处理装置处设工作人员 6 人	环保投资	127 万元
工作制度	年运行 330 天		

3.2.5 工艺流程及环境影响因素分析

(1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

施工期主要包括站场构筑物建设、管线建设及公辅工程建设，其施工工艺及产污节点见图 3.2-6。

单井采气管线采用埋地敷设，管沟挖深 2.2m，管沟沟底宽度为 0.8m，边坡比为 1:1，管沟断面采用梯形，扫线宽度为 12m；单井采气管线仅穿越土路和碎石路面，不穿越沥青路面，采用大开挖方式，并设套管保护。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆，施工过程中对生态环境产生的影响。

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

① 油气集输工艺流程

湾探 1 井采用井口加热工艺，油气集输采用管线密闭集输工艺，工艺流程为：湾探 1 井来气经节流加热装置一级加热至 48°C ，一级节流至 12MPa， 29°C ，二级加热至 49°C ，二级节流至 5.4MPa， 28.7°C ，采出物通过新建单井采气管道保温输送至已建单井采气管线上，依托 P5002 井至盆 5 天然气处理站的采气管线管输至盆 5 天然气处理站处理，进站温度为 18.7°C 、压力 4.0MPa。

盆 10 井采出物采用井口加热工艺，油气集输采用管线密闭集输工艺，井口采出物经电加热炉加热后，进入油嘴管汇进行节流，节流后送至 CNG 天然气处理装置处

理。

废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物，废水主要为井下作业废液，噪声源主要为井下作业时各类机泵等，固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

②CNG撬装天然气处理工艺

井口采出物经加热节流后进入 CNG 天然气处理撬中的高压分离器进行气液分离，分离的含水凝析油进入 60m^3 储罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站处理；分离出的气相分两路，一路进入 CNG 天然气处理撬的脱水、压缩及充装模块进行处理，处理后的天然气 $14000\text{m}^3/\text{d}$ 通过 CNG 槽车装运外售， $1000\text{m}^3/\text{d}$ 送至燃气发电机发电。

废气主要 CNG 天然气处理撬装置中的阀门、法兰等处产生的无组织废气（以非甲烷总烃计）、凝析油储罐无组织废气、凝析油装车时产生的无组织废气和燃气发电机燃烧烟气，无废水产生，固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料。

油气集输工艺流程及产污环节见图 3.2-7。

（3）退役期工艺流程及环境影响分析

随着天然气的不断开采，其储量逐渐下降，最终进入退役期，退役期主要包括采气井封井、井场设施拆除及清理，管线及公用工程等设施的拆除等活动，工艺及产污节点分析见图 3.2-8。

退役期污染物主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线吹扫废水、噪声和建筑垃圾，以及施工过程中对生态环境产生的影响。

3.3 污染源源强核算

3.3.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和管线焊接废气。

①施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、

运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

②施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

③管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境质量影响不大。

(2) 废水

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和管道吹扫废水。管道试压采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘；混凝土养护废水，污染物主要为悬浮物，主要靠自然蒸发处理；依托 P5002 井至盆 5 天然气处理站的单井采气管线在投产前需进行吹扫，吹扫过程中会产生一定的吹扫废水，集中收集后送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB(A)~105dB(A) 之间。

(4) 固体废物

管线施工过程中产生的土石方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾，产生的建筑垃圾尽量回收利用，不能回收利用的送至当地建筑垃圾填埋场。

(5) 生态影响分析

①工程占地

项目总占地面积 32392m²，其中永久占地 1992m²，临时占地 30400m²，详见表 3.3-1。

表 3.3-1 占地概况一览表

序号	建设内容	永久征地 (m ²)	临时占地 (m ²)	合计 (m ²)	占地类型	备注
1	湾探1采气井场	750	0	750	沙地	永久占地 30m×25m

2	盆10井采气井场 (包括CNG橇装天然气处理装置)	900	0	900	沙地	永久占地 30m×30m
3	单井采气管线	0	22800	22800	沙地	长度 1.9km、施工作业带宽度 12m
4	输电线路	342	7600	7942	沙地	长度 1.6km, 施工作业带宽度 4.75m
5	合计	1992	30400	32392	/	/

※土石方平衡

土石方主要产生于采气井场、单井采气管线和 CNG 橇装处理装置建设过程中，土石方全部回填，无弃方产生。

3.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

废气主要为天然气集输、处理过程中的阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、储油罐大小呼吸产生的无组织废气、凝析油装卸产生的无组织废气和燃气发电机燃烧烟气。

①无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《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_{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_{VOCs,i}—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，湾探 1 井取值为 30.86%，盆 10 井取值为 21.36%；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数，湾探 1 井取值为 95.41%，盆 10 井取值为 95.13%；

e_{TOC,i}—密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000umol/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7920h。

根据上述公式计算油气集输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		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
湾探1井	阀门	0.064	2	0.0010
	法兰	0.085	4	0.0026
	连接件	0.028	24	0.0052
	小计	/	/	0.0088
盆10井 和CNG天然 气撬装 装置	阀门	0.064	100	0.0341
	法兰	0.085	200	0.0907
	连接件	0.028	600	0.0896
	压缩机	0.073	1	0.0004
	小计	/	/	0.2149

②燃气发电机燃烧烟气

盆10井、CNG撬装天然气处理装置用电由燃气发电机提供，燃气发电机功率为560kW，年运行时间7920h，燃气发电机最大耗气量为1000m³/d。燃烧烟气中污染物主要为SO₂、NO_x和颗粒物，燃气发电机废气以无组织形式排放；燃气发电机中各污染物的产生量目前无相应源强核算技术指南，其产生量参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数（SO₂：0.18kg/km³天然气，NO_x：1.76kg/km³天然气，颗粒物：0.14kg/km³天然气）进行核算，根据上述系数计算燃气发电机燃烧烟气各污染物排放情况，见表3.3-3。

表3.3-3 燃气发电机大气污染物排放统计表

污染源	天然气 (×10 ⁴ m ³ /a)	污染物排放量 (t/a)		
		SO ₂	NO _x	颗粒物
燃气发电机	0.1	0.00018	0.00176	0.00014

③储油罐大小呼吸无组织废气

储油罐均采用固定顶罐，储油罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由

于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$L_{DW}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中： L_{DW} —拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P —储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa，本次取40.15kPa；

ρ —储存油品的平均密度， t/m^3 ，本次取0.7962 t/m^3 ；

V —油品年泵送入罐体积， m^3/a ，本次953 m^3/a ；

K_T —周转系数，（按 $K_T=1$ 计算）；

K_E —油品系数，（汽油取1.0，原油取0.75）。

小呼吸：

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times [P_y / (P_a - P_y)]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中： L_{DS} —拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a；

ρ —储存油品的平均密度， t/m^3 ，本次取0.7962 t/m^3 ；

K_E —油品系数，（汽油取24，其他油品取14）

P_a —当地大气压，mmHg；

P_y —油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg；

D —储罐直径，m；

H —储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m；

ΔT —每日大气温度变化的年平均值， $^{\circ}C$ ；

K_p —涂层因子或涂料系数（铅漆为1.39，白漆为1.02）；

C —小罐修正系数，直径在0~9m之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于9取1，本次取0.7。

根据上述公式计算得出储罐的大小呼吸量分别为0.9942t/a、0.002t/a，合计排放量为0.9962t/a。

④凝析油装车过程中的无组织废气

凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制》（HJ982-2018）中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算，计算公式如下：

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中：D_{产生量}——核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

Q—核算时段内物料装载量，m³/a；

L_L—挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m³，计算公式如下：

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中：S——饱和系数，无量纲，一般取0.6。

P_T——温度T时装载物料的真实蒸气压，Pa；本次取40.15kPa。

M_{vap}——油气分子量，g/mol；本次取50g/mol。

T——物料装载温度，℃；本次取25℃。

根据L_L计算公式计算出L_L为0.485，根据产能预测表可知凝析油产量为759t/a，凝析油密度为0.7962t/m³。根据上述计算公式计算出采出液装车时产生的无组织挥发性有机物为0.4622t/a。

⑤温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧CO₂排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄逃逸排放、CH₄回收利用量、CO₂回收利用量、净购入电力和热力隐含的CO₂排放，公式如下：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG}\text{火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG}\text{工艺}} + E_{\text{GHG}\text{逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为燃料燃烧CO₂排放、天然气开采过程中CH₄排放、天然气处理过程中CH₄逃逸排放、火炬燃烧放空（事故火炬）和净购入电力隐含的CO₂排放。

※燃料燃烧 CO₂ 排放

燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂-燃烧} 为企业的化石燃料燃烧CO₂排放量，单位为吨CO₂；

i为化石燃料的种类，燃料为天然气；

j为燃烧设施序号；

AD_{i,j}为燃烧设施j内燃烧的化石燃料品种i消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算，本项目天然气消耗量为33×10⁴m³/a；

CC_{i,j}为设施j内燃烧的化石燃料i的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万Nm³为单位；

OF_{i,j}为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1，本次取 0.99。

根据上述公式计算出燃气发电机燃烧天然气过程中 CO₂排放量为 2965t。

※天然气开采过程中 CH₄ 逃逸排放量

天然气开采过程中 CH₄ 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：E_{CH₄-开采逃逸} 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

Num_{oil,j} 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{oil,j} 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

Num_{gas,j} 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{gas,j} 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本项目为天然气开采，不涉及原油开采，涉及 CH₄ 排放的设施主要为井口装置，相关参数取值及计算结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 天然气开采过程甲烷逃逸排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
2 口采气井	井口装置	2.5 吨/年·个	2	5

根据表中参数，结合公式计算可知，CH₄ 逃逸排放量为 5t。

※天然气处理过程中的 CH₄ 逃逸排放

天然气处理过程中的 CH₄ 排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4\text{气处理逃逸}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{气处理逃逸}}$$

式中： $E_{CH_4\text{气处理逃逸}}$ 为天然气处理过程 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{gas} 为天然气的处理量，单位为亿 m³，本次取 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ($0.165 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$)

$EF_{CH_4\text{气处理逃逸}}$ 为单位天然气处理量的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿 m³ 天然气，本次取 40.34 吨/亿 m³。

根据上述公式计算出天然气处理过程中 CH₄ 排放量为 6.7t。

※事故火炬燃烧放空

事故火炬燃烧放空过程中 CO₂ 和 CH₄ 的排放量公式如下：

$$E_{CO_2\text{事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中： $E_{CO_2\text{事故火炬}}$ 为由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4\text{事故火炬}}$ 为事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄。

j 为事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 m³/小时，本次取 0.2083 万 m³/h；

$T_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；本次取 6 小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单

位为吨碳/万 m^3 ，计算公式如下：

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

V_n 为火炬气中除 CO_2 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 $0 \sim 1$ ，如某含碳化合物的体积浓度为90%，则 V_n 取0.9；计算出 $CC_{\text{非}CO_2}$ 为9.26；

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

OF为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度，本次取0.63%；

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度，本次取80%。

根据上述公式计算出 CH_4 和 CO_2 排放量分别为0.14t、41.7t。

※净购入电力隐含的 CO_2 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

本工程电力消耗约 $695.8MW \cdot h$ ，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表3.3-5。

表3.3-5 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 /MW·h）	排放量（tCO ₂ ）
695.8	0.8922	620.8

备注：排放因子来源于生态环境部2020年12月29日发布的《2019年度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

根据上述计算可知，本项目 CH_4 排放量为11.84t/a， CO_2 排放量为3627.5t/a。

项目实施后无组织废气排放量核算表见表3.3-6。

表 3.3-7 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(t/a)
					标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	M1	湾探1井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.0088
2	M2	盆10和CNG撬装天然气处理装置	NMHC			采用清洁燃料天然气	GB16297-1996 无组织排放监控浓度限值
			氮氧化物	0.12	0.00176		
			二氧化硫	0.4	0.00018		
			颗粒物			1.0	0.00014
3	合计	/	/	/	/	/	

(2) 废水

井场废水主要为井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）和生活污水。

① 井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数及产生量见表 3.3-7。

表 3.3-7 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	2口井合计产生量
非低渗透油井	压裂返排液	263.98m ³ /井·次	527.96m ³ /a
	酸化返排液	82.3m ³ /井·次	164.6m ³ /a
	废洗井液	25.29t/井	50.58t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标注后回注地层，不外排。

② 生活污水

撬装天然气处理装置处设6名工作人员，工作330天，单人消耗水量参考《新疆用水定额》20L/(人·天)计算，生活用水量为40m³/a。生活污水产生量按生活用水量的80%计算，则产生量为32m³/a，污染物主要为化学需氧量、氨氮、悬浮物等，排至装置区的防渗收集池中，定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

(3) 噪声

噪声源主要为井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆和CNG撬装天然气处理装置中的机泵、压缩机等，各噪声源均为室外噪声源，噪声排放情况见表3.3-8。

表3.3-8 噪声源强清单

序号	噪声源名称		声功率级[dB(A)]	位置			声源控制措施	排放规律	噪声特性
				X	Y	Z			
1	井场	井下作业	85~90	15	12	3	选用低噪声设备、基础减振	间歇	机械
2	CNG撬装天然气处理装置	压缩机、机泵	85~90	5	3	3		连续	机械
3				4	6	3		连续	机械
4	巡检车辆	交通噪声	60~90	/			禁止随意鸣笛	间歇	机械

(4) 固体废物

固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾。

①清罐底泥

储油罐需定期清罐，清罐过程中会产生一定的清罐底泥，目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(2021年第24号)中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-07石油和天然气开采行业系数手册——非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水隔油池等清淤环节含油污泥产污系数(90.76t/10⁴t产品)来核算清罐底泥的产生量，凝析油产量为4059t/a，据此计算清罐底泥产生量为36.8t/a。清罐底泥属于《国家危险废物名录》(2021版)HW08废矿物油和含矿物油废物(废物代码071-001-08，危险特性为T、I)，直接交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置，不贮存。

②废分子筛

天然气处理脱水装置中的分子筛需定期更换，更换频率为1年更换1次，每次更换量为0.2t/a，更换下来的废分子筛属于《国家危险废物名录》（2021年版）中HW49其他废物（废物代码900-041-49，危险特性为T/In），集中收集后临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

③废滤料

天然气处理脱水装置过滤器中的滤料需定期更换，更换频率为每年更换1次，每次更换产生量为0.1t/a，更换下来的废滤料属于《国家危险废物名录》（2021年版）中HW49其他废物（废物代码900-041-49，危险特性为T/In），集中收集后临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

④废润滑油

采气井场和橇装天然气处理装置中的设备维修及井下作业时会产生废润滑油，产生量约为0.2t/a，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（废物代码为900-214-08，危险特性为T、I），临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

⑤废润滑油桶

根据采气井场、橇装天然气处理装置维修时使用润滑油的情况可知，废润滑油桶产生量为0.02t/a，废润滑油桶《国家危险废物名录》（2021年版）HW08废矿物油和含矿物油废物，废物代码为900-249-08（危险特性为T、I）。废润滑油油桶均临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

⑥沾油废防渗材料

采气井场日常巡检、检修过程中会产生一定的废防渗材料，废防渗材料属于HW08类危险废物（废物代码900-249-08，危险特性为T、I），根据作业区采气井场实际产生情况估算，其单井产生量约0.07t/a，则2口井废防渗材料产生量约为0.14t/a。沾油废防渗材料临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。各类危险废物汇总情况见表3.3-9。

表 3.3-9 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	清罐底泥	HW49	071-001-08	36.8t/a	储油罐清罐	液态	油类	油类	每年1次	T、I	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废分子筛	HW49	900-041-49	0.2t/a	脱水装置	固态	油类	油类	每年1次	T/In	
3	废滤料	HW49	900-041-49	0.1t/a	脱水装置	固态	油类	油类	每年1次	T/In	
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.2t/a	设备检修	液态	油类	油类	/	T, I	
5	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.01t/a	设备检修	固态	油类	油类	/	T, I	
6	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	0.14t/a	井下作业	固态	油类	油类	/	T, I	

⑥生活垃圾

橇装天然气处理装置处设6名工作人员，按每人每日0.8kg计算生活垃圾的产生量，则生活垃圾产生量为1.6t/a，集中收集后送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

(5) 生态影响

运营期不新增占地，采气井场、单井采气管线、输电线路临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

(6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表3.3-10。废水送至采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，固体废物均得到妥善处置，故本次仅统计废气污染物排放量的“三本账”，详见表3.3-11。

表 3.3-10 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	气体集输处理、过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	1.6821t/a	1.6821t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查，排放至大气环境
	燃气发电机	燃气发电机燃烧烟气	氮氧化物	0.00176t/a	0.00176t/a	采用清洁燃烧，加强设备检维修，废气排放至大气环境
			二氧化硫	0.00018t/a	0.00018t/a	
			颗粒物	0.00014t/a	0.00014t/a	
废水	井下作业	压裂返排液	石油类	527.96m ³ /a	0	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理
	井下作业	酸化返排液	pH、石油类	164.6m ³ /a	0	
	井下作业	废洗井液	石油类	50.58m ³ /a	0	
	生活污水	生活污水	COD、SS	32m ³ /a	0	送至玛纳斯县生活污水处理厂处理
噪声	各类机泵及巡检车辆	噪声	连续等效A声级	/	/	采用低噪声设备、基础减振
固体废物	储油罐	清罐底泥	清罐底泥	36.8t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	CNG橇装天然气处理装置	废分子筛	废分子筛	0.2t/a	0	
		废滤料	废滤料	0.1t/a	0	
	设备维修	废润滑油	废润滑油	0.2t/a	0	
	设备维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.02t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.14t/a	0	
生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	1.6t/a	0	送至玛纳斯县生活垃圾填埋场	

表 3.3-11 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

污染物名称	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	总排放量
非甲烷总烃 (t/a)	0.79	1.6821	0	2.4721
二氧化硫 (t/a)	0.79	0.00018	0	0.79018
氮氧化物 (t/a)	3.67	0.00176	0	3.67176
颗粒物 (t/a)	0.43	0.00014	0	0.43014

3.3.3 退役期污染源分析

退役期拆除的设备和管线回收利用，施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、清扫废水、建筑垃圾等。

3.3.4 事故状态环境影响分析

本项目可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故。本项目在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水和凝析油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。事故状态下天然气通过放喷管线引至放喷池中燃烧放空。

(2) 井漏事故

本项目井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

(3) 非正常工况污染物核算

非正常工况主要为采气井场设备检维修，检维修时产生的天然气送至放喷池燃烧放空。根据设计方案可知，事故状态下湾探1井放喷量约为2083m³/h、盆10井放喷量为625m³/h，单次放空最大时长均为6h，直径为100mm。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进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物)} \end{cases}$$

式中：D—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；

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/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中不含硫，非正常工况湾探 1 井放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约 112.5kg/h，单次放空最大排放量为 0.675t；盆 10 井放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约 33.8kg/h，单次放空最大排放量为 0.203t。

表 3.3-12 井喷事故状态下氮氧化物排放量核算表

序号	污染源	事故排放原因	污染物	非正常排放量 (t)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	应对措施
1	湾探 1 井	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.675	112.5	6	通过放喷管点燃放空
2	盆 10 井	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.203	33.8	6	通过放喷管点燃放空

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。井下作业废液集中收集后送至 81 号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的相关要求后回注地层；本项目无组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，总量控制指标仅对有组织废气进行控制，故本次不进行总量控制指标申请。

3.5 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或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。

3.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

(1) 指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部2009年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)对本项目的清洁生产水平进行评价。

本项目井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.5-1至表3.5-2。

(2) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数表3.5-3。

表3.5-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表3.5-1至表3.5-2计算可得：

——井下作业：定量指标90分，定性指标100分，综合评价94分。

——采气和集输：定量指标100分，定性指标100分，综合评价100分。

表 3.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	743.14	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	<50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.5-2 采气和集输定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	9.17	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20	/	20	20
		集输流程			全密闭流程	10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证			10	10		
		开展清洁生产审核			20	20		
		制定节能减排工作计划			5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况			5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5		

3.5.2 本项目清洁生产水平分析

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了气井开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，使用质量合格的管线，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，采气一厂仍为清洁生产先进企业。

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

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，该县地处新疆腹地，与北部塔城、西部伊宁呈三角鼎立之势，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，总面积 11000km²。地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

项目区所在区域在构造单元上属于准噶尔盆地中部，新构造运动特征以缓慢沉降为主。前第四系地层中中生界及新、老第三系均为陆相沉积，发育完整。第四系地层下部以洪积、湖相沉积为主，上部以风积成因为主。站场建设区地貌单元属于古尔班通古特沙漠区，地形相对平坦开阔，区域总体地势北高南低。勘察区为沙漠中的小沙丘，现状地表为经人工整平。地面海拔一般为 345m~400m。

4.1.3 水文地质

本区域在喜马拉雅山构造期运动时，从新生界基底上发育了 3 排纬向排列的褶皱盆 5 气田周围无地表水经过。该地区主要埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩石类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。其中，第三系地层是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细砂岩为主，依水力特征分为潜水和承压水；第四系地层含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 60m，矿化度高，水量小。水化学类型以 Cl-Na 型和 Cl-SO₄-Na 型为主，无开采利用价值。后者是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细沙岩为主，依水力特征分为潜水和承压水。承压水顶板埋深在 50~100m，水化学类型 Cl-Na 型和 Cl-SO₄-Na 型为主，无开采利用价值。

4.1.4 气候气象

玛纳斯县属中温带大陆性气候，冬季长而严寒，夏季短而酷热，昼夜温差大。年平均气温 7.2℃，最热月(七月)平均气温 24.4℃，最冷月(一月)平均气温零下

18.4℃(-18.4℃)，极端最高气温39.6℃，极端最低气温零下37.4℃(-37.4℃)。全年无霜期165~172天，最长达190天。年平均降水量173.3mm，最大年份251.1mm，最大日降水量34.5mm，年均降雪量74.4mm，占全年降水量的27%。积雪深度约15~25cm，最大年降雪量深度33厘米。全年主导风向西南风，在6~7月转为西风，平均风速2.5m/s，最大风速20m/s。

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标。

4.3 环境质量现状调查与评价

本次采用实测和引用资料相结合的方法调查区域环境质量现状。

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《2022年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》可知，项目所在地玛纳斯县属于环境空气质量不达标区。

评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据，本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的石河子市基本污染物的监测数据。详见表4.3-1。

表4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均浓度	60	9	15	达标
NO ₂	年平均值	40	23	57.5	达标
PM ₁₀	年平均值	70	84	120	超标
PM _{2.5}	年平均值	35	54	180	超标
CO	24小时平均第95百分位数	4 (mg/m^3)	1.9 (mg/m^3)	47.5	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	160	129	80.6	达标

由表4.3-1可知，基本污染物中除了PM_{2.5}、PM₁₀超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准限值要求，属于环境空气质量

不达标区。超标原因主要与当地风沙季有一定的原因。

(2) 特征污染因子环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

根据方案中可知，天然气中未检出硫化氢，为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢进行实测。

监测点位：本次在湾探 1 井场处及其主导下风向 1000m 处各布设 1 个监测点，在盆 10 井场处及其主导下风向 1000m 处各布设 1 个监测点，共布设 4 个大气监测点，监测点坐标见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	坐标	
		N	E
G1	湾探 1 井井场处		
G2	湾探 1 井井场下风向 1000m 处		
G3	盆 10 井井场处		
G4	盆 10 井井场下风向 1000m 处		

② 监测频次

非甲烷总烃和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4 次样；硫化氢每天测 4 次。

③ 监测时间及监测单位

监测时间：2024 年 5 月 27 日~6 月 3 日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

④ 评价标准

NMHC 参照执行《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

⑤ 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑥评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 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	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标 率 (%)	达标 情况
G1	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	10			达标
G2	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	10			达标
G3	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	10			达标
G4	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	10			达标

由表 4.3-3 可知，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，H₂S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中推荐值要求。

(3) 区域特征污染因子环境质量现状变化趋势

本次评价收集了 2020 年、2022 年、2024 年特征污染因子非甲烷总烃的现状监测数据，详见表 4.3-4。

表 4.3-4 2020 年、2022 年、2024 年区域特征污染物非甲烷总烃、硫化氢的监测数据

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标 率 (%)	达标 情况
2020	NMHC	一次值	2000	700~1970	98.5	达标
2022	NMHC	一次值	2000	710~940	47	达标
2024	NMHC	一次值	2000	140~300	15	达标

由表 4.3-4 可知，区域 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，非甲烷总烃监测值有呈下降趋势，这与今年来采气加强无组织 VOCs 管理有关。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018) 中的相关要求，不需对地表水环境质量现状调查，本次仅对地下水

环境质量现状进行调查和评价。

(1) 监测点位和监测因子

本次采用现场实测的方法来说明区域地下水环境质量现状，项目区周边地下水监测井较少，地下水流向为东南向西北，本次选取距离项目区最近的3口地下水井监测水质，选取距离项目区最近的6口地下水井监测水位。监测点位坐标见表4.3-5和图4.3-2。

表4.3-5 地下水监测坐标一览表

监测点	水源井名称	坐标		水位 (m)
		N	E	
W1	克水8井			
W2	莫水7井			
W3	一四九团十五连			
W4	莫水4井			
W5	莫水5井			
W6	莫水6井			

(2) 监测因子

W1~W3监测因子为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钠、硫化物、钡，水位、水温。

W4~W6监测因子为水位。

(3) 监测时间及监测单位

采样时间：2024年5月29日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

(4) 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。

(5) 评价方法

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：

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

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

式中： $S_{\text{pH},j}$ —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。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-6。

由表 4.3-6 可知，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总硬度、钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，超标原因是天然背景值偏高。

表 4.3-6 地下水现状监测数据一览表 (单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测项目	标准值	W1			W2			W3		
			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									
2	水温/°C	/									
3	溶解性总固体	≤1000									
4	耗氧量	≤3									
5	氨氮	≤0.5									
6	氟化物	≤1									
7	氯化物	≤250									
8	硝酸盐氮	≤20									
9	硫酸盐	≤250									
10	亚硝酸盐氮	≤1									
11	挥发酚类	≤0.002									
12	六价铬	≤0.05									
13	氰化物	≤0.05									
14	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0									
15	总硬度	≤450									
16	铁	≤0.3									
17	锰	≤0.1									
18	钡	≤0.7									
19	汞	≤0.001									
20	砷	≤0.01									
21	石油类	≤0.05									
22	细菌总数 (CFU/mL)	≤100									

湾探1井、盆10井地面建设工程环境影响报告书

23	硫化物	≤ 0.002									
24	铅	≤ 0.01									
25	镉	≤ 0.005									
26	钠	≤ 200									
27	Cl ⁻	/									
28	SO ₄ ²⁻	/									
29	CO ₃ ²⁻	/									
30	HCO ₃ ⁻	/									
31	Ca ²⁺	/									
32	Na ⁺	/									
33	K ⁺	/									
34	Mg ²⁺	/									

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

在湾探1井和盆10井厂界四周各布设1个监测点，共布设8个监测点，坐标见表4.3-7和图4.3-3。

表 4.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点描述		坐标	
			N	E
Z1	湾探1井	东厂界		
Z2		南厂界		
Z3		西厂界		
Z4		北厂界		
Z5	盆10井	东厂界		
Z6		南厂界		
Z7		西厂界		
Z8		北厂界		

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2024年5月30日~5月31日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

(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4.3-8。

表 4.3-8 声环境现状监测结果

监测点	监测点描述		昼间[单位：dB(A)]			夜间[单位：dB(A)]		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	湾探1井	西北厂界		60	达标		50	达标
Z2		东北厂界		60	达标		50	达标
Z3		东南厂界		60	达标		50	达标
Z4		西南厂界		60	达标		50	达标
Z5	盆10井	东厂界		60	达标		50	达标
Z6		南厂界		60	达标		50	达标

Z7		西厂界		60	达标		50	达标
Z8		北厂界		60	达标		50	达标

由表 4.3-8 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

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。

(2) 土壤环境质量现状调查及评价

① 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）判定，本项目土壤污染影响为三级评价，本次共布设 14 个表层样，监测点坐标见表 4.3-9、图 4.3-4 和图 4.3-5。

表 4.3-9 实测土壤监测点位

编号		坐标		性质	采样要求
		N	E		
湾探 1 井					
占地 范围 内	生态和 污染影 响	T1		表层样	0~0.2m 处取样
		T2			
		T3			
占地 范围 外	生态影 响	T4		表层样	0~0.2m 处取样
		T5			
		T6			
		T7			
盆 10 井					
占地 范围 内	生态和 污染影 响	T8		表层样	0~0.2m 处取样
		T9			
		T10			
占地 范围 外	生态影 响	T11		表层样	0~0.2m 处取样
		T12			
		T13			
		T14			

② 监测因子

T2和T9监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

其余监测因子：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

理化性质调查：T2和T9理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

③监测单位及监测时间

采样时间：2024年5月29日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

④评价标准

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。

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

土壤监测及评价结果见表4.3-10、表4.3-11，土壤理化性质见表4.3-12。

表4.3-10 挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	T2			T9		
			监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况	监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	ND	/	达标	ND	/	达标
2	氯仿	0.9	1.6×10^{-3}	0.00 2	达标	1.7×10^{-3}	0.00 2	达标
3	氯甲烷	37	1.2×10^{-3}	0.00 0032	达标	ND	/	达标
4	1,1-二氯乙烷	9	ND	/	达标	ND	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	ND	/	达标	ND	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	ND	/	达标	ND	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	ND	/	达标	ND	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	ND	/	达标	ND	/	达标
9	二氯甲烷	616	ND	/	达标	ND	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	ND	/	达标	ND	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	ND	/	达标	ND	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	ND	/	达标	ND	/	达标
13	四氯乙烯	53	ND	/	达标	ND	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	ND	/	达标	ND	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	ND	/	达标	ND	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	ND	/	达标	ND	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	ND	/	达标	ND	/	达标
18	氯乙烯	0.43	ND	/	达标	ND	/	达标
19	苯	4	ND	/	达标	ND	/	达标
20	氯苯	270	ND	/	达标	ND	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	ND	/	达标	ND	/	达标
22	1,4-二氯苯	20	ND	/	达标	ND	/	达标
23	乙苯	28	ND	/	达标	ND	/	达标
24	苯乙烯	1290	ND	/	达标	ND	/	达标
25	甲苯	1200	1.6×10^{-2}	0.00 0013	达标	1.6×10^{-2}	0.00 0013	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	T2			T9		
			监测值 (mg/kg)	标准 指数	达标 情况	监测值 (mg/kg)	标准 指数	达标 情况
26	间二甲苯+对二甲苯	570	1.3×10^{-3}	0.00 0002	达标	1.3×10^{-3}	0.00 0002	达标
27	邻二甲苯	640	ND	/	达标	ND	/	达标
28	硝基苯	76	ND	/	达标	ND	/	达标
29	苯胺	260	ND	/	达标	ND	/	达标
30	2-氯酚	2256	ND	/	达标	ND	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	ND	/	达标	ND	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	ND	/	达标	ND	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	ND	/	达标	ND	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	ND	/	达标	ND	/	达标
35	蒽	1293	ND	/	达标	ND	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	ND	/	达标	ND	/	达标
37	茚并[1,2,3-cd]芘	15	ND	/	达标	ND	/	达标
38	萘	70	ND	/	达标	ND	/	达标

表 4.3-11 其他监测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	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
/	/	/	/	T1 (0m~0.2m)			T2 (0m~0.2m)			T3 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.86	/	达标	8.73	/	达标	8.64	/	达标
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.3	/	达标	0.2	/	达标	0.3	/	达标
3	汞	38	mg/kg	0.618	0.0163	达标	0.592	0.0156	达标	0.556	0.0146	达标
4	砷	60	mg/kg	2.31	0.0385	达标	2.05	0.0342	达标	1.75	0.0292	达标
5	铜	18000	mg/kg	11	0.0006	达标	12	0.0007	达标	9	0.0005	达标
6	铅	800	mg/kg	3.1	0.0039	达标	3.1	0.0039	达标	2.8	0.0035	达标
7	镍	900	mg/kg	18	0.0200	达标	9	0.0100	达标	12	0.0133	达标
8	镉	65	mg/kg	0.53	0.0082	达标	0.43	0.0066	达标	0.45	0.0069	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	36	0.0080	达标	25	0.0056	达标	38	0.0084	达标
/	/	/	/	T4 (0m~0.2m)			T5 (0m~0.2m)			T6 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.82	/	达标	8.89	/	达标	8.61	/	达标
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.4	/	达标	0.3	/	达标	0.6	/	达标
3	汞	38	mg/kg	0.573	0.0151	达标	0.538	0.0142	达标	0.556	0.0146	达标
4	砷	60	mg/kg	2.76	0.0460	达标	1.97	0.0328	达标	1.49	0.0248	达标
5	铜	18000	mg/kg	12	0.0007	达标	12	0.0007	达标	10	0.0006	达标
6	铅	800	mg/kg	3.0	0.0038	达标	3.0	0.0038	达标	2.8	0.0035	达标
7	镍	900	mg/kg	16	0.0178	达标	17	0.0189	达标	9	0.0100	达标
8	镉	65	mg/kg	0.36	0.0055	达标	0.39	0.0060	达标	0.32	0.0049	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标	ND	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	19	0.0042	达标	25	0.0056	达标	42	0.0093	达标

湾探1井、盆10井地面建设工程环境影响报告书

/	/	/	/	T7(0m~0.2m)			T8(0m~0.2m)			T9(0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.57	/	达标	8.46	/	达标	8.26	/	达标
2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.7	/	达标	0.9	/	达标	0.7	/	达标
3	汞	38	mg/kg	0.574	0.0185	达标	0.530	0.0139	达标	0.540	0.0142	达标
4	砷	60	mg/kg	1.11	0.0004	达标	0.95	0.0158	达标	1.62	0.0270	达标
5	铜	18000	mg/kg	8	0.0048	达标	10	0.0006	达标	10	0.0006	达标
6	铅	800	mg/kg	3.8	0.0156	达标	3.4	0.0043	达标	3.4	0.0043	达标
7	镍	900	mg/kg	14	0.0057	达标	10	0.0111	达标	21	0.0233	达标
8	镉	65	mg/kg	0.37	/	达标	0.32	0.0049	达标	0.16	0.0025	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	0.0136	达标	0.06	0.0105	达标	ND	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	61	0.0185	达标	29	0.0064	达标	43	0.0096	达标
/	/	/	/	T10(0m~0.2m)			T11(0m~0.2m)			T12(0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.66	/	达标	8.75	/	达标	8.84	/	达标
2	土壤盐分含量	/	g/kg	1.1	/	达标	0.8	/	达标	1.1	/	达标
3	汞	38	mg/kg	0.557	0.0147	达标	0.544	0.0143	达标	0.624	0.0164	达标
4	砷	60	mg/kg	1.15	0.0192	达标	0.78	0.0130	达标	0.64	0.0107	达标
5	铜	18000	mg/kg	8	0.0004	达标	12	0.0007	达标	14	0.0008	达标
6	铅	800	mg/kg	2.8	0.0035	达标	3.5	0.0044	达标	3.4	0.0043	达标
7	镍	900	mg/kg	12	0.0133	达标	19	0.0211	达标	8	0.0089	达标
8	镉	65	mg/kg	0.12	0.0018	达标	0.16	0.0025	达标	0.12	0.0018	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	0.7	0.1228	达标	0.7	0.1228	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	31	0.0069	达标	37	0.0082	达标	45	0.01	达标
/	/	/	/	T13(0m~0.2m)			T14(0m~0.2m)					
1	pH	/	/	8.76	/	达标	8.66	/	达标			

2	土壤盐分含量	/	g/kg	0.9	/	达标	0.8	/	达标			
3	汞	38	mg/kg	0.610	0.0161	达标	0.648	0.0171	达标			
4	砷	60	mg/kg	4.55	0.0758	达标	4.12	0.0687	达标			
5	铜	18000	mg/kg	8	0.0004	达标	10	0.0006	达标			
6	铅	800	mg/kg	3.0	0.0038	达标	3.2	0.0040	达标			
7	镍	900	mg/kg	19	0.0211	达标	17	0.0189	达标			
8	镉	65	mg/kg	0.12	0.0018	达标	0.14	0.0022	达标			
9	六价铬	5.7	mg/kg	ND	/	达标	ND	/	达标			
10	石油烃	4500	mg/kg	34	0.0076	达标	39	0.0087	达标			

表 4.3-12 土壤理化性质一览表

点号		T2	T9
层次		0~0.2m	0~0.2m
现场记录	颜色	黄棕色	黄棕色
	结构	砂土	砂土
	质地	团粒结构	团粒结构
	砂砾含量 (%)	15	15%
	其他异物	草根	草根
实验室测点	pH 值	8.73	8.26
	阳离子交换量 (cmol/kg)	3.9	3.7
	氧化还原电位 (mV)	384	386
	饱和导水率 (mm/min)	8.50×10^{-3}	2.90×10^{-2}
	土壤容重 (g/cm ³)	1.90	1.85
	孔隙度 (%)	0.008	0.007

由表 4.3-10、表 4.3-11 可知：土壤各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。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容见表 4.3-13 和图 4.3-6。

表 4.3-13 区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土地侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
主要发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

(2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，项目区土地利用类型为沙地，详见图4.3-7。

(3) 植物现状调查与评价

评价区主要植被类型为白梭梭荒漠，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属于北方植物界—新疆荒漠区—北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—古尔班通古特州。该区生态环境条件较差，区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏，评价区主要植被类型为白梭梭荒漠，主要植被见表3.4-14，植被类型见图3.4-8，其中蛇麻黄——新疆地方I级保护植物。根据现场调查，评价范围内无《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》中所列受保护植物。井场及单井采气管线沿线无保护植物分布。

表3.4-14 区域主要植物种类及分布

序号	中文名	学名	分布	
			沙丘	丘间
一、	禾本科	<i>Gramineae</i>		
1	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
2	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
3	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
	二、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
4	白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	
	三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
5	沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	
6	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
7	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++
8	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
9	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
10	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+	
11	犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphotegria</i>	++	++
12	雾滨藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
13	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
14	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
15	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
16	叉毛蓬	<i>Petrosimomia sibirica</i>	+	

17	角果碱蓬	<i>Suaeda Comiculata</i>		+
18	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
四、	十字花科	<i>Cruciferae</i>		
19	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
20	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++
21	灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
22	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
23	卷果涩芥	<i>Malclomia scorpioides</i>	++	+
五、	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
24	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
六、	怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
25	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
26	细穗怪柳	<i>Tamarix leptostachys</i>	++	++
27	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>		+
	七、茄科	<i>Solanaceae</i>		
28	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>		+
	八、菊科	<i>Compsitae</i>		
29	沙蒿	<i>Artemisia desterorum Spreng</i>	++	++
30	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
31	地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
32	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	+	++
33	九、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
34	蛇麻黄	<i>Ephedra distachya</i>	+	+

(4) 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，项目所在区域属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—准噶尔盆地小区。该区地处古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，野生动物栖息生境极为单一，主要栖息场所为白梭梭和梭梭集中分布区域。在该区域内主要分布着野生脊椎动物 33 种，其中包括爬行类 5 种，鸟类 14 种，哺乳动物 14 种，爬行类和哺乳类是该区域的主要建群动物，多见种有东疆沙蜥、快步麻蜥、毛脚跳鼠、大沙鼠和子午沙鼠。具体野生动物种类详见表 3.4-15，重点保护动物见表 3.4-16。

表 3.4-15 项目区主要脊椎动物的种类及分布

种 类		分布状况		
		多见种	少见种	偶见种
爬 行 类				
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+	

2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+		
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+		
4、东方沙蟒	<i>Eryx tataricus</i>			+
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+
鸟 类				
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+	
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+	
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+	
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+	
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+	
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+	
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+	
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+	
14、小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		+	
15、凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+	
16、云 雀	<i>Alauda arvensis</i>			+
17、沙鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		+	
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+	
19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+
哺 乳 类				
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+	
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+
22、沙 狐	<i>Vulpes corsac</i>			+
23、兔 狲	<i>Felis mamul</i>			+
24、草原斑猫	<i>F. libyca</i>			+
25、虎 鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+
26、蒙古野驴	<i>Asinus hemionus</i>			+
27、草 兔	<i>Lepus capensis</i>		+	
28、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	
29、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>		+	
30、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>		+	
31、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+		
32、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+		
33、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+		

表 4.3-16 项目周围区域及周围的重点保护动物

保护级别		兽类	鸟类	爬行类
国家	一级	蒙古野驴	—	—
	二级	鹅喉羚、狼、沙狐、兔狲、草原斑猫	红隼、草原鹞、雀鹰、黑尾地鸦、云雀、棕尾鵟、鸢	东方沙蟒

项目所在区域气候条件恶劣，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加人为活动的影响，野生动物种类活动较少。在现场踏勘过程中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。可见野生动物主要是蜥蜴、鼠类及鸟类。

4.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》（2015年）可知，项目所在区域为固定沙地，详见图4.3-9。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。

4.3.7 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030年）》规定，项目区不属于水土流失重点预防和重点治理区。

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

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、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

在井场各设备建设、井场平整、管沟开挖、回填、道路施工等施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为 TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 施工机械及施工车辆尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

(3) 焊接烟尘

管道组对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) 废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建单井采气管线采用埋地敷设，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。由于管线施工期短，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。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及施工车辆，源强一般为60~105dB(A)。根据现场调查，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

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾。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填埋处理。固体废物得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境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分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场各设备建设、井场平整、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，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。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。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) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

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。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

(1) 对土地利用类型的影响分析

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，井场占地范围内的土地利用类型由沙地变为了工矿用地，巡检道路占地范围内的土地利用类型由沙地变为了交通过地，项目永久占地面积相对较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。单井采气管线和输电线路（除电杆占地）均为临时占地，施工结束后对临时占地进行恢复平整，植被主要靠自然恢复，不改变占地范围内的土地利用类型。类比盆5采气作业区现有气田生产设施对土地利用类型的影响来说明项目实施后对土地利用类型的影响分析，根据《新疆油田公司采气一厂盆5采气作业区环境影响后评价报告书（2011-2020）》评价结论：“气田开发区域的土地利用类型在气田开发前后有一定的变化，但变化幅度很小，土地利用类型主要由荒漠戈壁变为建筑、道路用地”。本项目与盆5采气作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，项目实施后对土地利用类型影响不大。

(2) 对植被的影响分析

井场、单井采气管线、道路、输电线路等占地以及施工人员活动会对植被造成一定的影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏；单井采气管线和输电线路（除电杆占地）等临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，故项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复，故项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于强烈发展的荒漠化，在施工结束的2a~3a中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 $1.4t/(hm^2 \cdot a)$ 计算，约为 $5t/a$ ，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。

（3）对野生动物影响分析

井场、道路、管线和输电线路施工对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为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。工程施工过程中，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。

（4）对生态系统结构、功能的影响

采气井场、管线、道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时区域系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影 响亦较小。气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。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，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

（5）对区域景观影响分析

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

单井采气管线和输电线路均为临时占地，施工结束后自然恢复，不会改变区域

景观；井场、道路和输电电杆等永久占地，被永久性构筑物代替，可能对周围景观产生的一定的影响，根据《新疆油田公司采气一厂盆5采气作业区环境影响后评价报告书（2011-2020）》评价结论：“气田开发建设基本未改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性”。本项目与盆5采气作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，本项目的建设对区域景观影响不大。

5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

井场、道路等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，电杆底基、单井采气管线沿线铺设草方格，不会加剧区域水土流失。

单井采气管线和输电线路施工时施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。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。管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.1.8 土地沙化环境影响分析

井场、道路、单井采气管线和输电线路等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对

临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。单井采气管线和电杆底部采用草方格进行防风固沙，采取以上措施后，本项目对区域土地沙化影响不大。

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，本次采用 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 90m×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

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 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	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

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	-37.4℃	39.6℃	0.5m/s	10m

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

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/℃		39.6℃
最低环境温度/℃		-37.4℃
土地利用类型		荒漠
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) 污染源参数

根据 3.3 污染源源强核算章节可知，正常工况下无组织废气排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

站场	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	排放速率 (kg/h)			
							NMHC	氮氧化物	二氧化硫	颗粒物
湾探1井	410	30	25	2	7920	正常工况	0.0011	/	/	/
盆10井 (包括 CNG 天然气撬装处理装置)	398	30	30	10	7920		0.2113	0.00022	0.000023	0.000018

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-5。

表 5.2-5 非甲烷总烃预测结果一览表

湾探1井			盆10井		
离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	5.6943	0.28	10	138.4750	6.92
29	9.3107	0.47	21	196.1967	9.81
100	5.5433	0.28	100	68.6486	3.43
200	2.8636	0.14	200	53.8714	2.69
300	1.7984	0.09	300	47.3974	2.37
400	1.2661	0.06	400	43.0087	2.15
500	0.9566	0.05	500	39.5838	1.98
600	0.7579	0.04	600	36.6624	1.83
700	0.6249	0.03	700	34.1351	1.71
800	0.5246	0.03	800	31.9210	1.6
900	0.4492	0.02	900	30.0744	1.5
1000	0.3909	0.02	1000	28.3050	1.42
1100	0.3445	0.02	1100	26.7148	1.34
1200	0.3069	0.02	1200	25.2779	1.26
1300	0.2758	0.01	1300	23.9743	1.2
1400	0.2499	0.01	1400	22.7883	1.14
1500	0.2279	0.01	1500	21.7676	1.09
1600	0.2091	0.01	1600	20.8278	1.04
1700	0.1928	0.01	1700	19.9945	1
1800	0.1786	0.01	1800	19.2200	0.96
1900	0.1661	0.01	1900	18.4970	0.92
2000	0.1551	0.01	2000	17.8227	0.89
2100	0.1452	0.01	2100	17.1906	0.86
2200	0.1364	0.01	2200	16.5981	0.83
2300	0.1285	0.01	2300	16.0414	0.8
2400	0.1214	0.01	2400	15.6178	0.78
2500	0.1149	0.01	2500	15.2219	0.76

表 5.2-5 氮氧化物、二氧化硫和颗粒物预测结果一览表

离源距离 (m)	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	0.01507	0.00301	0.14418	0.07209	0.01180	0.00262
21	0.02136	0.00427	0.20427	0.10214	0.01671	0.00371
100	0.00747	0.00149	0.07148	0.03574	0.00585	0.00130
200	0.00586	0.00117	0.05609	0.02804	0.00459	0.00102
300	0.00516	0.00103	0.04935	0.02467	0.00404	0.00090
400	0.00468	0.00094	0.04478	0.02239	0.00366	0.00081
500	0.00431	0.00086	0.04121	0.02061	0.00337	0.00075
600	0.00399	0.00080	0.03817	0.01909	0.00312	0.00069
700	0.00372	0.00074	0.03554	0.01777	0.00291	0.00065
800	0.00347	0.00069	0.03324	0.01662	0.00272	0.00060
900	0.00327	0.00065	0.03131	0.01566	0.00256	0.00057
1000	0.00308	0.00062	0.02947	0.01474	0.00241	0.00054
1100	0.00291	0.00058	0.02781	0.01391	0.00228	0.00051
1200	0.00275	0.00055	0.02632	0.01316	0.00215	0.00048
1300	0.00261	0.00052	0.02496	0.01248	0.00204	0.00045
1400	0.00248	0.00050	0.02373	0.01186	0.00194	0.00043
1500	0.00237	0.00047	0.02266	0.01133	0.00185	0.00041
1600	0.00227	0.00045	0.02169	0.01084	0.00177	0.00039
1700	0.00218	0.00044	0.02082	0.01041	0.00170	0.00038
1800	0.00209	0.00042	0.02001	0.01001	0.00164	0.00036
1900	0.00201	0.00040	0.01926	0.00963	0.00158	0.00035
2000	0.00194	0.00039	0.01856	0.00928	0.00152	0.00034
2100	0.00187	0.00037	0.01790	0.00895	0.00146	0.00033
2200	0.00181	0.00036	0.01728	0.00864	0.00141	0.00031
2300	0.00175	0.00035	0.01670	0.00835	0.00137	0.00030
2400	0.00170	0.00034	0.01626	0.00813	0.00133	0.00030
2500	0.00166	0.00033	0.01585	0.00792	0.00130	0.00029

由预测结果可知：各短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；湾探 1 井和盆 10 井井场厂界 NMHC 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，且项目区地域空旷，扩散条件较好，不会对区域大气环境影响较小。

(7) 非正常工况环境影响分析

运营期采气一厂加强井场各设备巡检、尽可能减少非正常工况的发生；非正常

情况下建设单位及时关井，采取措施减少非正常工况发生的时间，非正常工况下天然气通过放喷管线管输至放喷池燃烧放空，非正常工况时间比较短，不会对周围大气环境产生明显不利影响。

(8) 温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH_4 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

大气环境影响评价自查表见附件4。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 水文地质条件概况

项目所在区主要埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩石类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。其中，第三系地层是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细砂岩为主，依水力特征分为潜水和承压水；第四系地层含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于60m，矿化度高，水量小。水化学类型以 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主，无开采利用价值。后者是由泥岩和砂岩为主的沉积物组成，含水层以细沙岩为主，依水力特征分为潜水和承压水。承压水顶板埋深在50m~100m，水化学类型 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主，无开采利用价值。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）和 CNG 撬装天然气处理装置产生的含油污水均送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；项目各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

单井采气管线、储油罐发生泄漏后凝析油和采出水可能以点源形式通过土壤层下渗穿过包气带进入地下含水层，对地下水造成影响。泄漏事故对下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋

深等因素。项目区地下水埋深大于150m，含水层厚度普遍大于100m；泄漏物中凝析油和采出水含量较少，进入地下水含水层的可能性很小。采气一厂定期对管线进行巡检、检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏事故后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中9.7预测方法中规定：“三级评价可采用解析法或类比分析法”。本项目地下水评价等级为三级评价，本次评价采用解析法对地下水环境影响分析。

※地下水污染途径分析

非正常工况下，单井采气管线、储油罐破裂导致凝析油泄漏，泄漏的凝析油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。

※预测情景设定

本次设定为单井采气管线、储油罐泄漏对地下水产生的影响进行分析预测。

※泄漏量预测

a、单井采气管线泄漏

按最不利情况考虑假设条件，假设单井采气管线发生全管径破裂，湾探1井凝析油的输送量为10t/d，假定发生泄漏后30min处理完毕，切断事故阀门，则单井采气管线的泄漏量为0.21t，按照土壤表层对污染物截留率90%计算，单井采气管线泄漏后可能进入含水层的物料分别为0.021t。

b、储油罐泄漏量

按最不利情况考虑假设条件，假设储油罐在距离底部0.5m处发生0.01m孔径破裂，泄漏速度 Q_L 用伯努利方程计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取0.65；

- A——裂口面积， m^2 ；
 ρ ——泄漏液体密度；
P——容器内介质压力，Pa；
 P_0 ——环境压力，Pa；
g——重力加速度， $9.8m/s^2$ ；
h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下泄漏速率见表 5.2-6。

表 5.2-6 设定事故条件下泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	底部压力(MPa)	环境压力(MPa)	液体密度(kg/m^3)	泄漏速度(kg/s)
储油罐	0.00008	4.2	0.134	0.101	796.2	0.53

由表 5.2-6 可知，储油罐的泄漏速率为 $0.53kg/s$ 。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则储油罐的泄漏量为 $0.95t$ 。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，储油罐泄漏后可能进入含水层的物料分别为 $0.095t$ 。

※影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

- x、y——计算点处的位置坐标；
t——时间(d)；
C(x, y, t)——t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；
M——含水层厚度(m)；
 m_M ——瞬时注入的质量(kg)；
U——水流速度(m/d)；
 n_e ——孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数 (m^2/d)；

D_T —横向 y 方向的弥散系数 (m^2/d)；

Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-7。

表 5.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_0	瞬时注入的质量	0.021t、0.095t
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	100m
4	u	水流速度	0.2m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.5m^2/d$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.05m^2/d$
7	n_e	有效孔隙度	0.21

当单井采气管线、储油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度 对应距离 (m)	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度 对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
单井采 气管线	石油 类	100	5.033	20	0.041	51	≤ 0.05
		1000	0.503	200	0.047	269	
储油罐	石油 类	100	22.77	20	0.035	56	≤ 0.05
		1000	2.277	200	0.047	288	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井采气管线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 51m 和 269m；储油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 56m 和 288m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深大于 150m，含水层厚度普遍大于 100m，泄漏的凝析油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 预测模式

采气井场井下作业时产噪设备均位于室外，本次只考虑传播距离引起的衰减，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。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要为井下作业时各类机泵和 CNG 橇装天然气处理装置中的压缩机、机泵等，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB(A)。

(3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-9。

表 5.2-9 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB(A)]

位置	昼间			夜间		
	贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
北厂界	42	60	达标	42	50	达标

湾探 1 井	东厂界	42	60	达标	42	50	达标
	南厂界	42	60	达标	42	50	达标
	西厂界	42	60	达标	42	50	达标
盆 10 井（包括撬装天然气处理装置）	北厂界	43	60	达标	43	50	达标
	东厂界	43	60	达标	43	50	达标
	南厂界	43	60	达标	43	50	达标
	西厂界	43	60	达标	43	50	达标

由预测结果可知：湾探 1 井、盆 10 井井场的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。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料，废滤料和废滤料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物。废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料集中收集后临时贮存在盆 5 采气作业区危险废物临时储存场所，定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，清罐底泥直接交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，不贮存，危险废物的收集满足《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。采气一厂与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采气管线发生破裂泄漏的凝析油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 5.2-10。

表 5.2-10 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
单井采气管线	单井采气管线	垂直入渗	石油烃	石油烃

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为三级的建设项目，预测方法可采用定性描述或类比分析法进行预测。本次评价采用定性分析预测项目实施对土壤环境的影响。

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。本项目为天然气开采，事故状态下单井采气管线和储油罐发生破损，可能会造成凝析油和采出水泄漏，对土壤环境产生一定的影响，发现泄漏后及时将泄漏的凝析油和被污染的土壤清理，不会对土壤环境产生不利影响。

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。随着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。运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，采气一厂应加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良

影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

为减少管线开挖造成的二次生态破坏，退役期内单井采气关系将管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中会产生少量的废水，集中收集后送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排，不会对周围环境产生不利影响。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油，风险单元为单井采气管线和CNG天然气橇装处理装置，各环境风险单元的危险物质最大在线量与临界量的比值（Q值）计算结果详见表5.4-1。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临 界量 (t)	Q 值
		天然气	凝析油		
单井采气管线	长度 1.9km DN50、12MPa	天然气	0.397	10	0.0397
		凝析油	1.95	2500	0.00078
盆 10 井	/	天然气	0.313	10	0.0313
		凝析油	47.8	2500	0.0191
	槽车	天然气	4.2	10	0.42
合计	/	/	/	/	0.51088

根据上表计算结果可知，Q值最大为0.51088，小于1，判断风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表2.6-10判定本次风险评价仅进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

施工期不涉及危险物质，运营期危险物质主要为天然气和凝析油，各危险物质主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 各危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	凝析油	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	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

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井喷、井漏。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故；发生井喷事故时，天然气、凝析油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。

CNG 天然气橇装处理装置因设备本身设计、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。发生的事故主要为设备破裂造成的天然气、凝析油泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

②管线危险性识别

单井采气管线因管线本身的设计、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天然气泄漏，对周围大气环境造成污染影响。

③储油罐、CNG 槽车危险性识别

储油罐、CNG 槽车在设计、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油罐发生破裂造成的凝析油泄漏，事故发生时会有大量的凝析油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的凝析油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

CNG 槽车发生破裂造成天然气泄漏，对周围大气环境产生一定的影响，遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④运输风险识别

储油罐中的凝析油和采出水由罐车拉运至盆5天然气处理站处理，沿线无环境敏感目标，处理后的天然气采用CNG槽车拉运至加气站。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，储油罐和CNG槽车拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围大气、土壤、地下水环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

CNG槽车破损造成天然气泄漏，泄漏的天然气对周围大气环境产生一定的影响，遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

⑤酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为天然气和凝析油泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、CNG橇装天然气处理装置中的设备、储油罐、槽车等发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油和采出水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。

5.4.4 环境风险分析

天然气和凝析油发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

(1) 对土壤的影响分析

单井采气管线、储油罐破裂造成天然气、凝析油泄漏，CNG槽车破裂造成天然气泄漏，天然气泄漏基本不会对土壤环境产生影响，凝析油泄漏相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，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，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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。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，凝析油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）。根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，管线和设备发生泄漏事故后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

(2) 对植被的影响

单井采气管线、储油罐、橇装天然气处理装置破裂造成天然气、凝析油泄漏，CNG槽车破裂造成天然气泄漏，天然气泄漏基本不会对植被产生影响，凝析油泄漏可能对植被产生一定的影响。单井采气管线为埋地敷设，发生泄漏事故后对植被影响较小，橇装天然气处理装置占地范围内植被稀少，即使发生凝析油泄漏仅对占地范围内的植被产生影响，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

(3) 对地下水环境的影响

单井采气管线、储油罐、橇装天然气处理装置破裂造成天然气、凝析油泄漏，CNG槽车破裂造成天然气泄漏，天然气泄漏基本不会对地下水环境产生影响，凝析油泄漏可能对地下水环境产生一定的影响，凝析油发生泄漏后，泄漏的油品下渗，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，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，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，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《采油废水中石油类

污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳占林文)中结论:土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大,但对石油类物质的截留作用是非常显著的,石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移,基本上被截留在0~10cm或0~20cm表层土壤中,其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。橇装天然气处理装置均为地上设施,发生泄漏事故易被发现,泄漏事故发生后,做到及时发现、及时处理,彻底清除泄漏油品、被污染的土壤,不会对地下水环境产生大的影响。

(4) 对大气环境的影响分析

单井采气管线为埋地敷设,管线发生泄漏后,天然气很难透过土壤扩散到大气环境中,泄漏物对大气环境影响较小;储油罐、橇装天然气处理装置破裂造成天然气、凝析油泄漏,CNG槽车破裂造成天然气泄漏,发生泄漏事故后,天然气和凝析油进入环境空气,其中的NMHC可能会对周围环境空气产生影响,若遇明火,可发生火灾、爆炸,火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标,且地域空旷,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。

(5) 酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

酸化液和压裂液罐车发生泄漏后,泄漏的酸化液和压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐;液体装车时检查罐体情况,确保罐体完好再装车;储罐设有液位装置,装车时及时观察液位装置,以免溢出;罐车司机驾驶技术娴熟,发生交通事故的概率较低;日常加强日常管理和维护,发生泄漏事故的几率很小。一旦发生泄漏事故,及时采取相应的措施,不会对周围环境空气产生明显影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

(2) 粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

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，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。

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振措施。

(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) 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填埋处理。施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 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) 严格控制施工期占地面积，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) 避让措施：单井采气管线、道路和输电线路选线过程中植被比较稀疏，评价范围内无国家和地方保护植物，选线过程中尽量避开梭梭、白梭梭等固沙植物，根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 保护措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工单位应根据确定的施工用地范围，将施工便道、材料堆场、机械堆场、施工作业带等施工用地用彩条旗方式进行圈定，施工过程中严格按照圈定范围进行作业，不得超出圈定范围。

(3) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。严格控制管线施工作业带宽度，应在12m范围内。

(4) 采用草方格固沙，单井采气管线护堤左右两侧共12m范围内设置1.0m×1.0m规格的草方格(1.2kg/m²)进行防风固沙，电杆底部采用草方格固沙。

(5) 恢复措施：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

(6) 补偿措施：建设单位应按照《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，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

(7) 环境管理措施

① 确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

② 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。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：井场、橇装天然气处理装置、管线、道路等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 新建采气井场采用砾石铺垫，单井采气管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，采用防尘布（或网）进行苫盖。

(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) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

(5) 管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

(6) 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，不随意乱采乱挖沿线植被。

(7) 施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

(8) 优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是转输管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

(9) 采用草方格固沙，单井采气管线护堤左右两侧共 12m 范围内设置 1.0m×1.0m 规格的草方格（1.2kg/m²）进行防风固沙，电杆底部采用草方格固沙。

6.1.8 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下

防沙治沙防治措施:

(1) 大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

(2) 施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

(3) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

(4) 对采气井场、道路进行砾石铺垫、地面硬化等措施铺垫。

(5) 加强对野生植物的保护、运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

(6) 优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。

(7) 管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

(8) 采用草方格固沙，单井采气管线护堤左右两侧共 12m 范围内设置 1.0m×1.0m 规格的草方格 (1.2kg/m²) 进行防风固沙，电杆底部采用草方格固沙。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

(1) 湾探1井采出物采用密闭集输工艺流程，通过单井采气管线管输至盆5天然气站处理；盆10井采出物通过单井管线管输至CNG撬装天然气处理装置处理，天然气集输及处理均采用密闭集输工艺。

(2) 井场和CNG撬装天然气处理装置选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、CNG撬装天然气处理装置的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、

冒、漏、漏现象的发生。

(3) 事故状态下，井场的天然气通过放喷管线排至放喷池燃烧放空。

(4) 凝析油罐采用固定顶罐，《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中表 3 规定 $27.6\text{kPa} \leq \text{真实蒸气压} \leq 66.7\text{kPa}$ ，单罐容积 $\geq 75\text{m}^3$ 的固定顶罐应采取油罐烃蒸气回收措施，凝析油储罐单座容积为 60m^3 ，小于 75m^3 ，故可不采取油罐烃蒸气回收措施。

固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

(5) 采出液装载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，出料管口距离罐底部高度应小于 200m。

(6) 燃气发电机采用清洁燃料天然气，加强燃气发电机的检维修。

在采取上述措施后，湾探 1 井和盆 10 井采气井场厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中企业边界污染物控制要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处理方案

井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的相关要求后回注地层；生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

(2) 地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，采用高质量的管线和设备，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②定期做好井场、CNG撬装天然气处理装置的设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③分区防渗

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将湾探1井口处、放喷池和盆10井井口处、放喷池、撬装天然气处理装置区划为重点防渗区，其余为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于6m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

④污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用盆5气田现有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于1个。

⑤应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。
- (4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，湾探1井和盆10井采气井场厂界能够满足《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

(1) 固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾，废分子筛、废滤料属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW49 其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；清罐底泥不进行贮存，直接交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

(2) 废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料的收集、贮存、运输须符合《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，相关资料存档备查。具体如下：

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其它防止污染环境的措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无

损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整翔实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区与，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作它用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的废滤料、废润滑油临时贮存在盆 5 采气作业区危险废物临时储存场所，该危险废物临时储存场所满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存场所运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005 年]第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆

标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(3) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

(4) 采气一厂已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危险废物管理。

(5) 采气一厂已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

(6) 运营单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定包含本项目的危险废物管理计划；根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）建立危险废物管理台账，危险废物产生环节，按照每个容器、包装物如实记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险服务设施编码等；危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。危险废物委外处置环节，应记录委外处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。记录保存时间原则上应存档5年以上。并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(7) 运营单位应建立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。

(8) 运营单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

6.2.5 运营期土壤污染防治措施

(1) 源头控制

井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；危险废物清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的设备作防止设备腐蚀穿孔，降低新增环境风险事故的发生概率；加强对井场和 CNG 撬装天然气处理装置的巡检及检维修。

(2) 防渗措施

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

(3) 跟踪评价

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的相关规定，对湾探 1 井和盆 10 井开展土壤跟踪监测，在湾探 1 井和盆 10 井井场内各布设一个土壤跟踪监测点，监测因子为 pH、石油烃、土壤盐分含量、汞、砷、六价铬。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期对井场、CNG 撬装天然气处理装置及单井采气管线进行巡检，严防跑、

冒、滴、漏。

(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。严禁在场地外砍伐植被。

(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。

(4) 严禁捕杀任何野生动物。

6.3 温室气体管控措施

(1) 天然气集输及处理均采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生；在工艺流程设计中尽量利用井口压力能，合理确定压力级制，油气集输与处理不增压，或少加压，尽量不用或少用转动设备。

(2) 井口设置紧急切断阀，减少天然气在事故状态下的损失；制定合理的检修方案和检修时间，尽可能减少天然气的放空损失。

(3) 选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少天然气的泄漏；合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小。

6.4 环境风险事故防范措施

6.4.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置。

(2) 井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理。

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(4) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

6.4.2 站场环境风险事故防范措施

(1) 采气井场、CNG撬装天然气处理装置中的各设备均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

(2) 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。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。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。

(3) 井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空。

(4) 加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

6.4.3 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对单井采气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对单井采气管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

6.4.4 储油罐、CNG槽车及拉运过程中环境风险防范措施

(1) 选用质量合格的储油罐、CNG槽车、阀门及连接件，储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止了拉油罐泄漏事故的发生。

(2) 储油罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

由于凝析油、采出液和天然气在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下几个方面进行防范：

※配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

※车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

※装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合JT230规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

※精心驾驶，平稳行车

行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

※行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当

行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有凝析油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

6.4.5 酸化液及压裂液泄漏事故风险防范措施

- (1) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐。
- (2) 加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏。
- (3) 液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出。
- (4) 罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

6.4.6 环境风险应急预案

项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》已在昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局进行了备案，备案号652324-2023-002-L。根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别等进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。

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	湾探1井、盆10井地面建设工程
建设地点	拟转产井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，湾探1井南距玛纳斯县城约86km，盆10井西南距玛纳斯县约90km。
地理坐标	
主要危险物质及分布	运营期危险物质主要为天然气和凝析油，主要分布在单井采气管线和CNG橇装天然气处理装置中。
环境影响途径及危害后果	运营期管线、设备发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油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，发生事故后，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	(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井

范措施要求	<p>口安装防喷器和控制装置；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。</p> <p>(2) 采气井场、CNG撬装天然气处理装置中的各设备均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；对操作、维修人员进行培训，持证上岗；对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔；定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。</p> <p>(3) 定期对单井采气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期对管线进行超声波检查；定期对单井采气管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。</p> <p>(4) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。</p> <p>(5) 项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》。</p>
-------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

6.5 退役期环境保护措施

6.5.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

6.5.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填；单井采气管线和注醇管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中

会产生的少量的废水，集中收集后送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

6.5.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.5.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，植被靠自然恢复。

6.5.5 退役期生态环境保护措施

①退役期井筒按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中相关要求封堵；

②管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出气，管线两端使用盲板封堵。

③及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌。

④通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。

⑤对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

6.5.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废

弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。
- ②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。
- ③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。
- ④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。
- ⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

（2）站场生态恢复治理

拆除井场和CNG撬装天然气处理装置内的各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

单井采气管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，恢复后的植被覆盖率不应低于区域内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

6.6 环境保护措施可行性分析

项目所在区域位于中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区，本次评价类比中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区同类项目来说明采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性。中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区开发多年来，油气集输大部分采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《采气一厂盆5气田后评价环境影响报告书（2011-2020）》评价结论可知，各站场厂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）企业边界浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求；声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值；产生的废水和固体废物均得到妥善处置，没有对周围环境产生重大不利影响；永久性占地地面均进行了硬化处理，临时性占地范围内草本植被正在恢复。

综上所述，本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司采气一厂盆5采气作业区现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油气田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

6.7 环保投资分析

项目总投资1722.25万元，环保投资约127万元，占总投资的7.37%，见表6.7-1。

表6.7-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	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； 管线及电杆底部采用草方格固沙	50
		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	3
	废气	施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	3

	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修	3
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	2
运营期	废气	无组织挥发烃类	天然气集输及处理均采用密闭工艺，选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检	4
		燃气发电机	采用清洁燃料天然气	5
	废水	井下作业废液	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统	4
		生活污水	送至玛纳斯县生活污水处理厂处理	2
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振	3
	固体废物	清罐底泥、废滤料、废分子筛、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	5
		生活垃圾	送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理	2
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	3
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	3
环境管理	环境监理	防渗措施落实情况；草方格铺设情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10	
	环境监测	生态环境、土壤和地下水跟踪监测	20	
地下水保护措施		采气井场、橇装天然气处理装置及放喷池的防渗措施	5	
合计		/	127	

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

本项目依托采气一厂现有环境管理机构。采气一厂在环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），HSE 最高管理者为厂长，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副厂长、安全总监主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；质量安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行等；采气队安全第一责任人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物；管线及电杆底部采用草方格固沙。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境玛纳斯县分局
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。		
4	声环境	选用低噪声设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		标准的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量。		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理		

7.2.2 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。
- (5) 项目运行后3至5年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。
- (6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	天然气采用密闭集输工艺，湾探1井井口采出物通过单井采气管线管输至盆5天然气处理站处理，盆10井天然气管输至CNG撬装天然气处理装置处理，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等检查、检修	中国石油新疆油田分公司采气一厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局
2	水环境	井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理。		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
3	声环境	选用低噪声设备、基础减振，定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。		
4	固体废物处置	清罐底泥、废滤料、废分子筛、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）第六条规定：“属于本名录第1至107类行业的排污单位，按照本名录第109至112类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。项目实施后不涉及锅炉、水处理、工业炉窑及表面处理等通用工序，故不需申请排污许可证。

7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表7.2-3。

表7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司采气一厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局玛纳斯县分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头。管线清扫废水送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站处理		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司采气一厂应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，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）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	实际排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m ³)
1	湾探1井采气井场	NMHC	0.0088	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等； 定期对设备、阀门等检查	0.0088	4.0
2	盆10井场（包括CNG撬装天然气处理装置）	NMHC	1.6733		1.6733	4.0
3	燃气发电机燃烧烟气	二氧化硫	0.00018	采用清洁燃料天然气，加强设备检维修	0.00018	0.4
4		氮氧化物	0.00176		0.00176	0.12
5		颗粒物	0.00014		0.00014	1.0

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别	环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	85~90dB (A)	噪声 昼 60dB (A)、夜 50dB (A)
废水	压裂返排液	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理	527.96m ³ /a	石油类 /
	酸化返排液		164.6m ³ /a	pH、石油类 /
	废洗井液		50.58m ³ /a	石油类 /
	生活污水	送至玛纳斯县生活污水处理厂处理	32m ³ /a	COD /
固体废物	清罐底泥	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	36.8t/a	石油类 /
	废分子筛		0.2t/a	石油类 /
	废滤料		0.1t/a	石油类 /
	废润滑油		0.2t/a	石油类 /
	废润滑油桶		0.02t/a	石油类 /
	沾油废防渗材料		0.14t/a	/ /
	生活垃圾	送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理	1.6t/a	/ /

7.5 环境监测与监控

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保项目建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷	1) 管线选线是否满足环评要求。	

序号	场地	监督内容	监理要求
	建设现场	2) 管线施工作业是否超越了施工宽度; 3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被; 5) 管线沿线草方格铺设情况	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行 为; 3) 电杆底部草方格铺设情况。	

7.5.2 运营期环境监测计划

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)相关要求, 项目周围 2km 范围内无声环境敏感目标, 本次运营不开展采气井场的噪声及无组织废气监测, 对采气井场的土壤、地下水和生态环境监测制定监测计划, 具体见表 7.5-3。

表 7.5-3 生态环境监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率
生态环境	污染源	临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1次/3年
	环境质量	临时占地范围外 300m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1次/3年
土壤环境	采气井场、橇装天然气处理装置		砷、六价铬、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	1次/年
地下水	现有地下水井, 不少于 1 个监测点		石油类、砷、六价铬	1次/半年

7.5.3 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, 根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见表 7.5-4。

表 7.5-4 工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织挥发性废气	NMHC	湾探1井场	采用密闭集输工艺, 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; 定期对站场内各设备、阀门等	达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
		NMHC	盆10井场(包括CNG撬装天然气处理装置)		达标排放	
废水	井下作业废液	石油类、悬浮物	湾探1和盆10井井场	送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注地层	出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) III级要求
噪声	各类机泵	噪声	湾探1和盆10井井场	隔声、基础减振, 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
固体废物	清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料		湾探1井场和盆10井场(包括CNG撬装天然气处理装置)	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议, 落实危险废物转移联单
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	采气井场、单井采气管线、道路、输电线路和电杆	严格控制占地范围, 井场砾石铺垫或地面硬化		砾石铺垫或地面硬化
				管线管沟开挖时产生的土方, 采用防尘布(或网)进行苫盖。		临时土方苫盖情况
				施工结束后对场地进行清理、平整		管线沿线平整情况
				按正式征地文件进行经济补偿		是否按征地文件进行经济补偿
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复		管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
				单井采气管线和电杆底部铺设草方格	草方格铺设情况	
防渗措施	井场的防渗措施					
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; 施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录, 是否保留必要的影像资料					

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境社会效益分析

8.1.1 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。

占地主要为采气井场、单井采气管线、橇装天然气处理装置、输电线路和电杆等工程占地，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。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复，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；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，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起设备和管线泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在项目开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。油气田开发是支持当地经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的GDP，提高当地税收有着积极的作用。

8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，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 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本次拟将湾探 1 井和盆 10 井转为生产井，建设内容为：新建 2 座采气井场、1.9km 单井采气管线、1 座橇装天然气处理装置；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。项目总投资 1722.25 万元，环保投资约 127 万元，占总投资的 7.37%。

9.2 环境质量现状

(1) 环境空气

项目所在地玛纳斯县环境空气质量基本污染物中除了 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因；NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0mg/m^3$ 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中推荐值要求。

(2) 地下水

地下水各监测因子中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总硬度、钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，超标原因是天然背景值偏高。

(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。

(4) 土壤

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 主要环境影响及环保措施

9.3.1 主要环境影响

(1) 生态环境

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植物、野生动物、生态系统功能和结构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。项目开发的大部分区域地表植被稀疏，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。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

(2) 大气环境

工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类和燃气发电机燃烧烟气，采取相应的污染防治措施后，采气井场厂界浓度可满足《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，燃气发电机燃烧烟气中各污染物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297—1996）无组织排放监控浓度限值；项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，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

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；运营期井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，橇装天然气处理装置含油污水排至罐内，均由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329—2022）中的相关要求后回注地层；生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理，各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为单井采气管线发生泄漏，泄漏以点源形式污

染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

(4) 噪声

施工期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；运营期噪声主要为井场井下作业时的各类机泵、巡检车辆及橇装天然气处理装置中的压缩机等，源强80~95dB(A)，根据预测采气井场、橇装天然气处理装置厂界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，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填埋处理。运营期固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾，废分子筛、废滤料属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW49其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW08废矿物油与含矿物油类危险废物，废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；清罐底泥不贮存，直接交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(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。运营期加强废水和固体废物管理，新建采气井场、橇装天然气处理装置处进行砾石铺垫，加强井场、橇装天然气处理装置的设备、阀门、法兰和管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

(7) 环境风险

运营期涉及的风险物质为天然气和凝析油，风险潜势为I，可能发生的风险事故类型主要为天然气和凝析油泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期管线、设备发生破损造成天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油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。发生事故后，在严格落实本报告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。

9.3.2 环境保护措施

(1) 生态环境

单井采气管线选线过程中和橇装天然气处理装置选址时在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。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。管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。采用草方格固沙，新建单井采气管线和电杆底部铺设草方格；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。建设单位应按照《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，足额缴纳生态补偿费。加强施工期环境监理。

(2) 大气环境

施工期合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。施工结束后尽快对施工场地进行整理

和平整，减少风蚀量。加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

运营期湾探1井井口采出物通过单井采气管线管输至天然气处理站，油气集输采用密闭工艺流程；盆10井井口采出物送至橇装天然气处理装置处理；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、橇装天然气处理装置内的各设备、阀门和管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生；事故状态下，井口天然气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空。

（3）水环境

施工期管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

运营期井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）和含油污水排至罐内，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后回注地层；生活污水送至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

（4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，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填埋处理。运营期固体废物主要为清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和生活垃圾，废分子筛、废滤料属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW49 其他废物，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料临时贮存在盆5采气作业区危险废物临时储存场所暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；清罐底泥不贮存，直接交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理。

（6）土壤环境

施工期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；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；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。

运营期井下作业废液和含油污水送至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理，危险废物清罐底泥、废分子筛、废滤料、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场处理；采气井场采用砾石铺垫，井场采取分区防渗措施，加强站内各类设备的检维修，避免“跑冒滴漏”等情况的产生。

（7）环境风险

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂81号联合处理站采出水处理系统处理；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

②采气井场、CNG撬装天然气处理装置中的各设备均采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；对操作、维修人员进行培训，持证上岗；对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事

故状态下可采取紧急切断、将天然气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔；定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

③定期对单井采气管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期对管线进行超声波检查；定期对单井采气管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

④采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐；加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。

⑤项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂盆5气田突发环境事件应急预案》。

9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于采气井场、橇装天然气处理装置、管线、输电线路等都占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，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。

9.5 环境管理与监测计划结论

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。

9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。

9.7 结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。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；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，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。