

玛河气田集输系统增压改造工程 环境影响报告书

(征求意见稿)

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：二〇二五年四月

1 概述

1.1 项目背景

玛河气田位于石河子市南山山脉山前平原，北距石河子市区约 15km，南侧为南山山区，行政区划属新疆维吾尔自治区石河子市，距 704 泵站直线距离为 44km。玛河气田区块发现于 2006 年 9 月，油气藏发育在紫泥泉子组，紫泥泉子组在构造上为一背斜圈闭，属高产、高丰度、中深层的中型气藏，气藏天然驱动类型以气驱动为主。于 2007 年 11 月投入开发，建设天然气处理站 1 座，集气站 2 座。截止 2024 年 9 月，玛河气田共投产气井 9 口，日产气 $131.7 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产油 45.0t，日产深冷产品 179.2t（液化气 56.8t/d、乙烷 92.7t/d、轻烃 29.7t/d），累产气 $115.37 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产凝析油 $90.9 \times 10^4 \text{t}$ ，累产深冷产品 $27.0 \times 10^4 \text{t}$ 。天然气采出程度 61.6%，凝析油采出程度 35.9%，处于气田开发的递减期。

玛河气田建于 2007 年，气田目前处于开发的稳产阶段末期，井口压力和产量相对于原设计发生较大变化，原设计流程不利于气田的后续开发。根据气田“提质增效”的需要，结合《玛河气田产量预测》，需考虑老区增压改造以满足低压气井生产需求，提高气田最终采收率，提高装置工艺适应性。为满足玛河气田开发的整体需求，采气一厂拟对玛河气田处理站进行技术改造，新建 $130 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增压设施 1 套；MN1002 井新建 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置 1 套，MN1004 井和 2 座集气站分别新建 1 座电加热器，共 3 座；配套建设供配电、自动化、道路、消防等公辅工程。

1.2 建设项目主要特点

本工程拟对玛河气田处理站和 MN1002 井进行增压改造，项目不涉及油气生产井、集输管线等区块开发建设活动，不属于区块滚动开发项目，站场新增增压装置，属于玛河气田处理站改造工程。

施工期主要进行各项处理设施基础建设及设备安装，其污染影响随施工期结

束而消失；运营期主要不利环境影响来自天然气、凝析油处理过程中 VOCs 的无组织排放。天然气、凝析油处理过程中产生的废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料等危险废物，交由有资质的单位处置。项目施工期、运营期对环境的影响经采取相应措施后影响不大。此外，为了节约能源、减少碳排放，新建增压压缩机增设余热回收系统，具有较好的环境效益。本工程的实施将最大限度地提高气田的采收率，提高玛河气田开发效益，对保障国家战略能源安全、带动地区经济的发展和人民生活水平的提高均具有积极的正效应。

1.3 环境影响评价过程

本工程对玛河气田集输处理工艺进行增压改造，且位于师市级水土流失重点治理区—师市级低山丘陵沟壑水土流失重点治理区内，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中相关要求，本工程属于“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，需编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司采气一厂于 2025 年 2 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本工程的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本工程环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

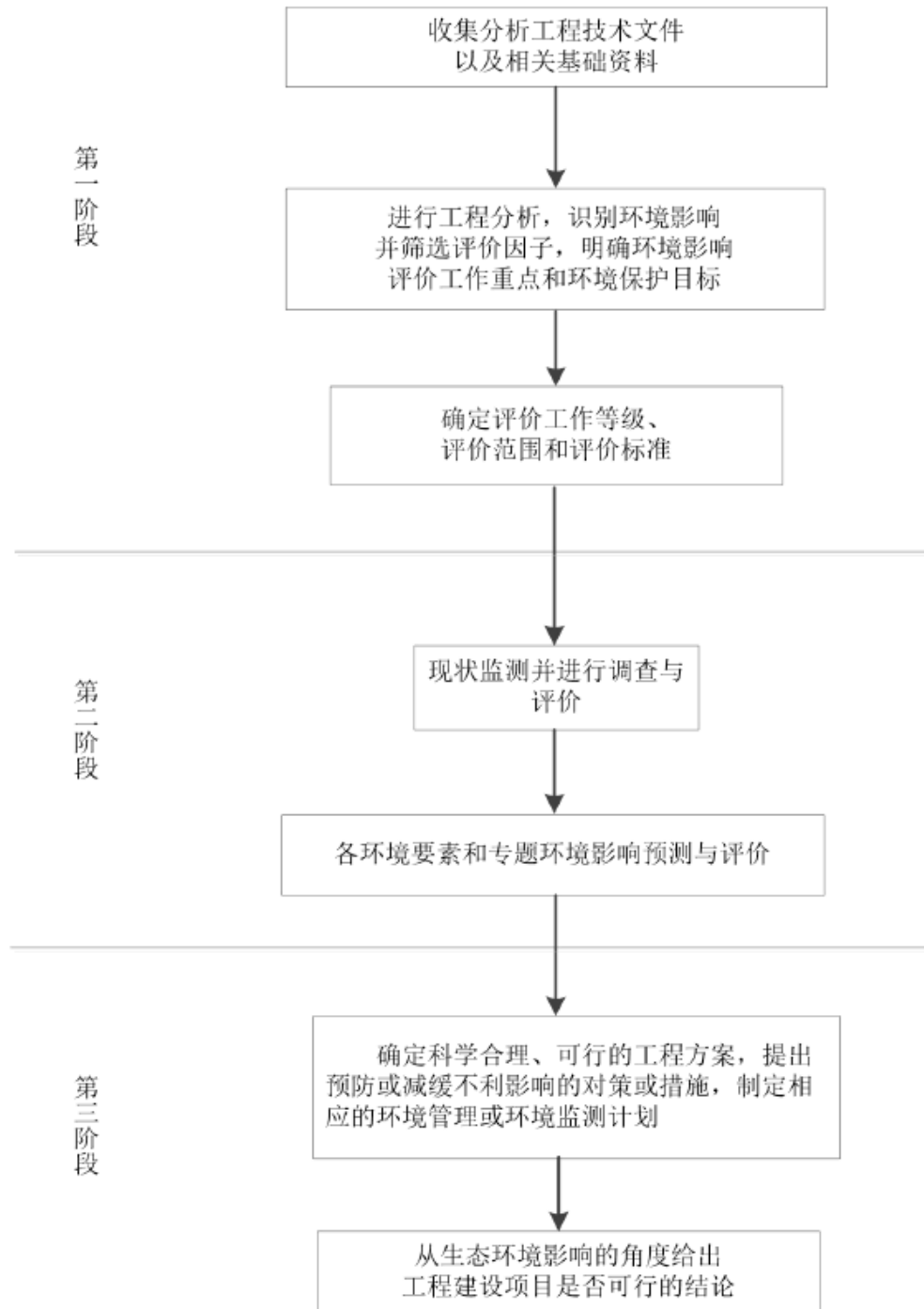


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类—

一七、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。

1.4.2 选址选线合理性分析

本项目位于石河子市南部山区，玛河气田处理站新增占地选址处植被稀疏，野生动物较少，输电线路尽量避开了植被茂密区、冲沟地段，施工期采取严格控制施工作业带宽度、规定车辆和各类工作人员的活动范围、施工结束后对场地平整、加强施工期环境管理等措施后可减少对周围植物的影响；施工前应依法办理占地手续，并足额缴纳补偿费；采取以上生态环境保护措施后，对周围生态环境影响较小。运营期产生的无组织挥发性废气量较少，不会对周围环境空气质量产生明显影响；项目所在地石河子市属于天山北坡国家级水土流失重点预防区，报告中提出了严格的水土流失防治措施，在切实落实报告提出的环保措施和按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理。从选址选线的角度本项目无重大环境制约因素。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价主要针对工程建设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可能发生的风险事故进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期无组织挥发性有机物、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态对周围环境的影响分析。

1.6 报告书的主要结论

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 年修订），2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (15) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；
- (16) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；
- (17) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；
- (18) 《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《排污许可管理办法》，生态环境部 部令第 32 号，2024 年 04 月 01 日；
- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；
- (3) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；
- (4) 《国家危险废物名录（2025 年版）》，部令第 36 号，2025 年 01 月 01 日；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024 本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日；
- (6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；
- (7)
- (8) 《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；
- (9) 《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；
- (10) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；
- (11) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；
- (12) 《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 02 月 01 日；
- (13) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；
- (14) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；
- (15) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；
- (16) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；

(17) 《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

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

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

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

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

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

(23) 《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)》, 发改办气候〔2014〕2920号, 2014年12月03日;

(24) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》, 2017年05月01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09月21日;

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》, 2019年01月01日;

(3) 《新疆生态功能区划》, 2005年07月14日;

(4) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》, 2002年12月。

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》, 2018年09月21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) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发

〔2020〕138号），2020年09月04日；

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

（10）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024年01月18日；

（11）《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022年03月08日；

（12）《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）；

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

（14）《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021年01月08日；

（15）《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；

（16）《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》，2021年12月17日；

（17）《八师石河子市生态环境保护“十四五”发展规划》（师市办发〔2021〕42号），2021年12月21日；

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

（19）《关于印发〈新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新兵发〔2021〕16号），2021年04月14日；

（20）《关于印发〈第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》，师市发〔2021〕24号，2021年6月23日；

（21）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2012年12月27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〕4号），2024年06月09日；

（23）《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；

(24) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016), 2017 年 05 月 01 日。

2.1.4 环评有关技术规定

(25) 《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;

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

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

(28) 《环境影响评价技术导则 土壤环境 (试行)》(HJ964-2018), 2019 年 7 月 1 日;

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

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

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

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

(33) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 2024 年 01 月 01 日;

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

(35) 《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;

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

(37) 《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;

(38) 《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;

(39) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018), 2018 年 10 月 01 日;

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

2.1.5 相关文件和技术资料

(1) 《玛河气田集输系统增压改造工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司采气一厂，2025 年 2 月；

(2) 《玛河气田集输系统增压改造工程地面方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2024 年 12 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，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目特点，确定本工程的评价时段为施工期、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

施工期——对环境的影响主要来自站场施工过程中施工机械尾气及扬尘、焊接烟尘、管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水、噪声、生活垃圾、焊接废渣及建筑垃圾等污染影响，以及工程占地、施工活动对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、含盐废水、噪声、危险废物（废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料）和一般工业固体废物（废过滤材料）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	施工废气主要为施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、焊接烟尘	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水	0	0	0	0	0	0
	固废	生活垃圾、建筑垃	0	0	0	+	+	+

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
运营期		圾、焊接废渣						
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
	废气	无组织挥发烃类	++	0	0	0	+	+
	废水	含盐废水	0	+	0	+	+	+
	固废	危险废物（废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料）和一般工业固体废物（废过滤材料）	0	+	0	++	+	+
	噪声	各类机泵	0	0	+	0	0	0
	环境风险	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	+
	废水	管道吹扫废水	0	++	0	+	+	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项 目	评价因子
地下水	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、六价铬、挥发酚、氰化物、石油类、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐（氮）、亚硝酸盐氮、总大肠菌群、汞、砷、铅、镉、镍、铁、苯、钾、钙、钠、镁
地下水	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、H ₂ S、NMHC、NH ₃
	污染影响分析	NMHC
	温室气体影响分析	二氧化碳、甲烷
	总量控制因子	/
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	pH、GB36600-2018 表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃
	影响评价	石油烃、土壤盐分含量
生态环境	现状评价	施工期评价地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等
	影响评价	因项目建设可能对评价区域的植被、野生动物、土壤和水土流失造成的影响
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的凝析油泄漏、天然气泄漏事故进行分析

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
	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1	评价范围内存在耕地
生态环境	II 兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区—11. 六、七、八师奎屯—石河子—五家渠城镇与绿洲生态功能区	

2.5.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S、氨参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 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 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 小时评价	200		
6	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时评价	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 参考限值

②水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准, 具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 单位: mg/L, pH 无量纲

序号	监测项目	标准值 (III类)	序号	监测项目	标准值 (III类)
1	水温 (°C)	/	17	总硬度	≤450
2	浑浊度/NTU	>10	18	铁	≤0.3
3	色度/度	>25	19	锰	≤0.1
4	溶解性总固体	≤1000	20	K ⁺	/
5	高锰酸盐指数	/	21	Ca ²⁺	/
6	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	22	Na ⁺	/
7	氟化物 (以 F ⁻ 计)	≤1.0	23	Mg ²⁺	/
8	氯化物 (以 Cl ⁻ 计)	≤250	24	汞	≤0.001
9	硝酸盐 (以 N 计)	≤20	25	砷	≤0.01
10	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计)	≤250	26	CO ₃ ²⁻	/
11	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00	27	HCO ₃ ⁻	/
12	挥发酚类 (以苯酚计)	≤0.002	28	石油类	≤0.05
13	铬 (六价)	≤0.05	29	细菌总数 (CFU/mL)	≤100
14	氰化物	≤0.05	30	硫化物	≤0.02
15	总大肠菌群, MN/100mL	≤3.0	31	铅	≤0.01
16	总硬度	≤450	32	镉	≤0.005

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类限值, 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
------	-------------	------

等效连续 A 声级	昼间 60	夜间 50	GB3096-2008 2 类
-----------	-------	-------	-----------------

④土壤环境

地面工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-5。地面工程场站外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.5-6。

表 2.5-5 建设用地土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
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	/	/	/
挥发性有机物					
8	四氯化碳	2.8	22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
11	1, 1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1, 2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1, 1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	28	1, 2-二氯苯	560
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	29	1, 4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1, 2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	/	/	/
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					
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	/	/	/

表 2.5-6 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

*石油烃参照《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。

（2）污染物排放标准

①废气

运营期油气集输过程中产生的无组织挥发有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中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）；站内挥发性有机物无组织控制要求执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中相关要求。

上述标准详见表 2.5-7。

表 2.5-7 大气污染物排放标准

无组织排放监控位置	污染物	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
玛河气田处理站厂界	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
玛河气田处理站站内	NMHC	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
		30	

②废水

运营期废水主要为含盐废水，由罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系

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III级指标要求后，回注地层，不外排，具体限值见表 2.5-8。

表 2.5-8 81[#]联合站采出水处理系统出水水质主要控制指标一览表

储层空气渗透率（ μm^2 ）	(0.05, 0.5)
水质标准分级	III级
悬浮固体含量（mg/L）	≤ 20.0
悬浮物颗粒直径中值（ μm ）	≤ 5.0
含油量（mg/L）	≤ 15.0
平均腐蚀率（mm/a）	≤ 0.076

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准，运营期玛河气田处理站厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境噪声排放标准一览表 单位：dB（A）

执行地点	昼间[dB（A）]	夜间[dB（A）]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
玛河气田处理站厂界	60	50	GB12348-2008 2 类

（3）污染控制标准

危险废物的收集、贮存、运输须符合《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）和《危险废物转移管理办法》中相关要求。

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，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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 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

污染源名称	污染物	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
玛河气田处理站	NMHC	4.337	0.22
MN1002 井	NMHC	1.517	0.08

由表可知，本工程各污染物最大落地浓度占标率最高为 0.22%，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)，评价等级判定为三级。

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，运营期废水主要为含盐废水，集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(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。

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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区

较敏感	集中式饮用水源（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，其他保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区

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

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”。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目天然气处理站为 II 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。

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

（4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境影响评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，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 生态环境影响评价等级判定一览表

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

判定原则	判定结果
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、湿地和公益林
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	新增占地约 0.0058km ² ，小于 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	项目不涉及 a)、b)、c)、d)、e)、f) 中的相关内容
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	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

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 4g/kg，属于土壤盐化区域。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），土壤盐化区域应按照土壤污染影响型和生态影响型，按照相应等级分别开展评价工作。据此对项目土壤环境影响评价等级进行判定，结果如下：

①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），土壤污染评价等级按照项目类别、占地规模与敏感程度划分，见表 2.6-6。

表 2.6-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	占地规模	I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

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
-----	------

本工程永久占地面积约 0.58hm^2 ，小于 5hm^2 ，占地规模为小型；天然气处理站改造属于 II 类建设项目；项目评价范围内存在耕地等环境敏感目标，环境敏感程度为敏感。据此判定，本工程土壤污染影响型评价工作等级为二级。

②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型评价工作等级划分见表 2.6-8。

表 2.6-8 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

项目区土壤盐分含量 $>4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度为敏感；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）规定天然气处理站改造为 II 类建设项目，根据表 2.5-9 可知，天然气处理站土壤生态影响型评价等级为二级。

（7）环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中工作级别划分依据，项目环境风险评价等级为简单分析。详见表 2.6-9。

表 2.6-9 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。

风险物质为凝析油、天然气，风险单元为玛河气田处理站，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 C 计算 Q 值，危险物质与临界量的比值 $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，判断风险潜势为 I，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，确定本工程各环境要素的评价范

围见表 2.6-10、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	不设评价范围
地 下 水	按照查表法确定地下水评价范围，以地下水流向为长轴，玛河气田处理站为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
声 环 境	玛河气田处理站、1 号集气站、2 号集气站、MN1002 井、MN1004 井边界外延 200m
土壤环境	生态影响型评价范围玛河气田处理站、MN1002 井边界外延 5km；污染影响型评价范围玛河气田处理站、MN1002 井边界外延 200m
生态环境	生态影响主要是因占地造成的植被损失和野生动物减少，影响范围主要集中在占地范围内，故生态影响评价范围为玛河气田处理站周围 50m 范围内
环境风险	不设评价范围

2.7 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024 版），评价范围内受保护的野生植物为黑刺（国家二级重点保护野生植物），在项目区点状分布。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 版）及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（2022 版），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。项目所在地属于水土流失重点预防区。各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 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）二类用地筛选值和
地下水环境	评价范围内的地下水潜水含水层	/	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	水土流失重点治理区	项目区内	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

2.8 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) 环境保护措施及环境风险防范措施分析论证。

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) 区域发展规划相符性分析

《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》规定：“加大油气勘探开发力度。推动油气勘探开发在兵团辖区内扎根落户，弥补兵团油气生产短板，力争实现油气供给增储上产”。本项目为天然气开采项目，项目实施后增加了天然气产能，为北疆地区用气安全提供有力保障，符合规划要求。

(2) 主体功能区规划相符性分析

本工程位于《新疆生产建设兵团主体功能区规划》中天山北坡农产品主产区，该区限制进行大规模、高强度城镇化工业化开发的农产品主产区。本项目为天然气开采项目，不会影响区域农产品生产。项目建设符合《新疆生产建设兵团主体功能区规划》的功能定位。

(3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，并指出要加快玛湖、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。本工程属于天然气开发项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第八师石河子市，工程所在区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的环准噶尔能源资源勘查开发区。本项目实施能更好地给区域油气资源安全使

用提供保障，符合规划要求；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》要求对采出物开采过程中的废气、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《报告书》的要求。

《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，项目所在区为环准噶尔北疆师市能源资源非金属矿产勘查开发区，“十四五”期间主要参与准噶尔盆地克拉玛依—乌鲁木齐油气国家规划矿区及准噶尔克拉玛依、吐哈盆地吉木萨尔油气能源资源基地建设。依托和什托洛盖、塔城白杨河煤炭国家规划矿区，提升煤炭资源保障能力。稳定并扩大膨润土矿生产能力，推进砂石集中开发。本工程属于天然气开发项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第八师石河子市，工程所在区域位于《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的环准噶尔北疆师市能源资源非金属矿产勘查开发区，项目建设符合规划的相关要求。并按照《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2020—2025 年）环境影响报告书》提出的大气污染防治措施、地下水污染减缓措施、声环境影响减缓措施、固体废物处理处置措施以及生态保护对策措施进行实施，符合《报告书》的要求。

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

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 1 日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审（2022）252 号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》污染防治措施、结论及审查意见中的相关要求，具体见表 2.9-1、表 2.9-2、表 2.9-3。

表 2.9-1 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有	本项目无洗井废水和井下作业废液产生	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	或配套新建的联合站污水处理系统处理。井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放		
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表7和《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)对项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井	本项目对处理站进行了分区防渗，并提出了利用现有水井作为地下水监测井	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志，工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	固体废物主要为废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶，集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	符合
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、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，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。	退役期地面设施拆除、井场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石河子市建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落	符合
5	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程	符合
6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择植被稀少或荒漠的区域布设，避让	对气田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等	施工结束后，对站场进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。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	

表 2.9-2 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》结论符合性分析

序号	规划环评结论	拟采取的相关措施	相符性分析
1	规划生产运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO ₂ 和NO ₂ 、非甲烷总烃。规划所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的SO ₂ 、NO _x 均可符合《锅炉大气污染物排放标准》标准限值，对周围环境造成的影响较小。油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。严格按照GB39728 标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场场界浓度和最大落地浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m ³ ）	油气集输采用密闭集输，井口采用电加热，井场、站场厂界无组织废气可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值要求。	符合
2	生产运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。生产运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层	无井下作业废液和洗井废水产生	符合

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》审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，	本项目建设符合“三线一单”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施	符合

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
	促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	后，井场、站场厂界无组织非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m ³ ），不会对区域环境空气产生明显不利影响	
2	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	站场选址、输电线选线过程中尽量选取植被稀疏区域	符合
3	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，建筑垃圾收集后送至石河子市建筑垃圾填埋场处理；废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶以及事故状态下落地油均委托有资质的单位处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；井场、站场均采取了相应的防渗措施	符合

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

（4）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》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-4。

表 2.9-4 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	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	井口采出物采用密闭集输工艺；生产过程中自动化程度较高，井口建设有自动化系统，可实现生产数据全过程自动化管理。	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控	油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后由采气一厂管辖。	符合
3	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，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布	运营期产生的危险废物为废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶以及事故状态下落地油，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危险废物分类收集，最终交	符合

	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	由有相应资质的单位处置	
4	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。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	建成后交由采气一厂运营，采气一厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理	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。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司采气一厂运营管理，采气一厂已编制突发环境事件应急预案，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

(5) 与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》的符合性

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》提出，“加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量”。“以保障农产品质量和人体健康为目标，坚持预防为主、保护优先、风险管控方针，构建土壤污染防治监管体系，强化各类土壤污染来源监管，加快推进受污染耕地安全利用，开展重点建设用地土壤环境风险管控，保障兵团土壤环境安全。”

本工程属于天然气开发项目，运营期间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、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，密闭集输率达到 99%，可有效控制烃类气体的挥发量。落地油不在施工现场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，交由具有相应危废处置资质的单位清运处置，受污染的土壤需进行换填，交由有相应处置资质单位转运、处置，确保项目在运营过程中不会对区域土壤产生不利影响。因此，项目建设与该规划相符。

(6) 与《第八师石河子市国土空间总体规划（2021-2035）》符合性分析

《规划》中提出：规划布局天源燃气门站、新捷门站、拓北门站、南区门站、玛河气田处理站等城市燃气门站。各团场结合自身气源区位，建设门站、储配站、调压站等进行天然气管道利用。推进分布式能源建设，依托工业建筑、公共建筑屋顶实施分布式光伏发电工程，完善太阳能利用，鼓励在区域能源负荷中心建设天然气分布式能源系统。本项目为玛河气田产能开发项目，符合《第八师石河子市国土空间总体规划（2021-2035）》的相关要求。

(7) 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》的符合性分析

本项目位于新疆生产建设兵团第八师石河子市，水土流失类型为风力侵蚀为主，本项目位于轻度侵蚀范围内。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，石河子市涉及国家级水土流失重点预防区，本项目属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

预防范围：天山北坡山区天然林区、天然草场，精河、博河、玛纳斯河等主要河流天然河谷林草区，天山北坡主要经济开发带，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

任务及规模：绿洲农田外围荒漠林草预防保护措施——对该区域预防保护措施主要为制定规章制度及相关政策，严禁砍伐荒漠林草，采取围栏封育天然草场，使天然草场充分发挥自我修复功能，对有条件的草场进行引水灌溉措施，加强牧区水利基础建设，补种更新天然林地，切实保护好风沙源头区域的自然植被，最大限度地减轻大风引起的水土流失。近期预防面积为 11105km²，远期预防面积为 13548km²。

本项目工程主体设计中进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，在此基础上符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》要求。

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

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《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%	增压系统检修时，铺设防渗膜，防止产生落地油	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	含盐废水集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	增压系统为密闭流程	符合
4	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	油气全部密闭集输进站，不放空	符合
5	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本项目建设实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司采气一厂在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），建成后由中国石油新疆油田分公司采气一厂统一管理，应将实施区域纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合
6	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	事故状态下产生的含油污泥交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	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 2.9-6。

表 2.9-6 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	本项目采取的相关措施	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	项目的建设符合国家和法律法规、相关规划相关要求，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；采气一厂建有完善的HSE管理体系；报告提出，退役期要及时释放永久占地，对运营期污染影响采取环境保护措施，对退役期生产设施拆除污染影响和生态恢复均提出了保护措施	符合
2	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	采气一厂建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程自动化管理	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	报告提出了地下水质量跟踪监测的要求，并给出了建议的监测计划	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，配备相应的应急物资	建成后归属采气一厂管辖，采气一厂具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入其应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，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	运营期井口采出物集输进玛河气田处理站处理；运营期产生的危险废物为废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶以及事故状态下落地油，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危险废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置	符合

	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		
--	--	--	--

(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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-7。

表 2.9-7 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化	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（新环审〔2022〕252号）	符合
2	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	运营期废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶以及事故状态下落地油等危险废物交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
3	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工场地进行平整、清理，恢复临时占地	符合
4	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	建成后归属采气一厂管辖，采气一厂具备完善的应急管理体系，应对其应	符合

	境主管部门备案	急预案进行修编，将其纳入其应急预案	
5	(一) 油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	运行期由采气一厂运营管理。新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确了各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任。采气一厂属于新疆油田分公司的二级单位，其单位行政一把手是该单位的环保第一责任人，本次环评要求采气一厂行政一把手应按照《新疆油田分公司环境保护管理规定》及其他规定在本项目生产运营过程中负起相应法律责任和行政责任	符合

(4) 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设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，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。	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
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石河子市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

(5) 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 2.9-9。

表 2.9-9 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 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	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和	符合



序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
	间布局	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。	《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	
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。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对处理站内各设备、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；采取以上措施后处理站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。	符合
4		油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目不涉及碳捕集、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	本项目为天然气处理工艺改造，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

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。		
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。	本项目含盐废水送至 81#联合处理站采出水处理系统处理, 达标后回注采油二厂稀油油藏。	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《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置; 废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物, 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%。	本项目为天然气处理工艺改造, 不使用钻井液, 不产生岩屑; 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
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; 采取以上措施后玛河气田处理站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类声功能区环境噪声限值要求。	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规范(试	报告对拆除站场各类设备设施及管线的拆除、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规范(试	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	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。	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）的相关要求，提出了生态修复方案。	

（6）与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环部公告 2021 年第 74 号）符合性分析

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，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。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定，本项目产生的危险废物运输过程由采气一厂委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。运营过程中应落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。综上，项目建设符合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关管理要求。

（7）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

本项目建设符合《关于规范临时用地管理的通知》的相关规定，相符性分析详见表 2.9-10。

表 2.9-10 本项目与《关于规范临时用地管理的通知》的相符性分析

相关要求	本工程情况	符合性
临时用地选址要求和	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程临时占地类型主要为其他草地。根据工程建设实际用地面积办理征地手续，
		符合

相关要求		本工程情况	符合性
使用期限		并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据采气一厂之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本次为产能建设，本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	采气一厂不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 本工程施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；并按照相关部门的要求进行恢复复垦等。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		

（8）与《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24号）符合性分析

本项目与“国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24号）”的符合性分析见表 2.9-11。

表 2.9-11 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析一览表

文件要求	本工程	符合性
强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。	运营期采用密闭集输。项目运行期间，持续加强天然气开采及集输过程中VOCs无组织排放、泄漏等控制措施。	符合

国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。	本项目所在区域属于“乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治区”，本项目井下作业及气藏开采均采取了清洁生产措施。采出物采用密闭集输的工艺，减少了油气的无组织挥发。	符合
--	--	----

本项目建设符合“国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24号）”中的相关要求。

2.9.3 生态环境分区管控方案符合性分析

（1）生态保护红线

本项目位于新疆生产建设兵团第八师石河子市南部山区，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、饮用水水源的保护区以及其他类型禁止开发区的核心保护区域。根据《第八师生态环境局关于公布第八师石河子市生态环境分区管控更新成果（2023版）》，本项目位于石河子市152团优先保护单元，环境管控单元编码为ZH65900110003。项目建设不在生态保护红线内。

（2）环境质量底线

项目区各环境要素均能满足相应的环境质量标准要求，废气主要为无组织非甲烷总烃，采取相应措施后玛河气田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；含盐废水集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#联合站采出水处理系统处理；噪声源主要为各类机泵、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；固体废物废润滑油，废润滑油桶，沾油废防渗材料，检修、维修及管线刺漏等事故状态下产生的含油污泥和清管废渣属于《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。本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置。符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

本项目运营过程中会消耗一定的电能，耗水环节仅为管道试压废水，用水量较少，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，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》（新政发〔2021〕18号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于乌昌石片区，该区重点突出大气污染治理、资源能源利用效率提升。本项目废气主要为无组织非甲烷总烃，采用管线密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

②与《第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023版）

根据《第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023版），本项目位于石河子市152团优先保护单元一般生态空间中的水土流失区，评价范围内不涉及自然保护区、不涉及天然林。环境管控单元编码为ZH65900110003，项目的建设符合该管控单元的要求，相关符合性分析详见表2.9-13，具体位置见图2.9-1。

表 2.9-13 石河子市“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
优先保护单元 (ZH65900110003)	空间布局约束	(1) 大气布局敏感区执行大气布局敏感区相关要求。一般生态空间执行一般生态空间—水土流失/生物多样性/土壤保持/土地沙化/防风固沙相关要求。(2) 加强自然保护区的建设与管理，全面实施天然林保护，禁止采伐天然林和破坏野生植物，保护野生动物栖息地；加大资源开发监管力度，严禁非法采矿与盗猎行为	项目周围无自然保护区，位于一般生态空间中的水土流失区，报告中提出了严格的水土流失防治措施及防沙治沙措施	符合
	污染物排放管控	/	/	符合
	环境风险防控	(1) 严格落实国家排污许可证制度，实行排污许可管理的单位应当取得排污许可证，严格按证排污	新疆油田分公司采气一厂已按国家规定进行了固定污染源排污登记，本项目仅新增无组织 VOCs 排放，无有组织废气排放	符合
	资源利用效率	(1) 强化资源环保准入约束，严禁新建、扩建使用燃煤等高污染燃料项目。排	本项目为天然气开采项目，不属于高污染	符合

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
		放《有毒有害气体大气污染物名录》（2018 年）中所列有毒有害大气污染物企事业单位应按照国家有关规定建设环境风险预警体系，对排放口和周边环境进行定期监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并采取有效措施防范环境风险	燃料项目；废气主要为非甲烷总烃，不属于《有毒有害气体大气污染物名录》（2018 年）中规定的气体	

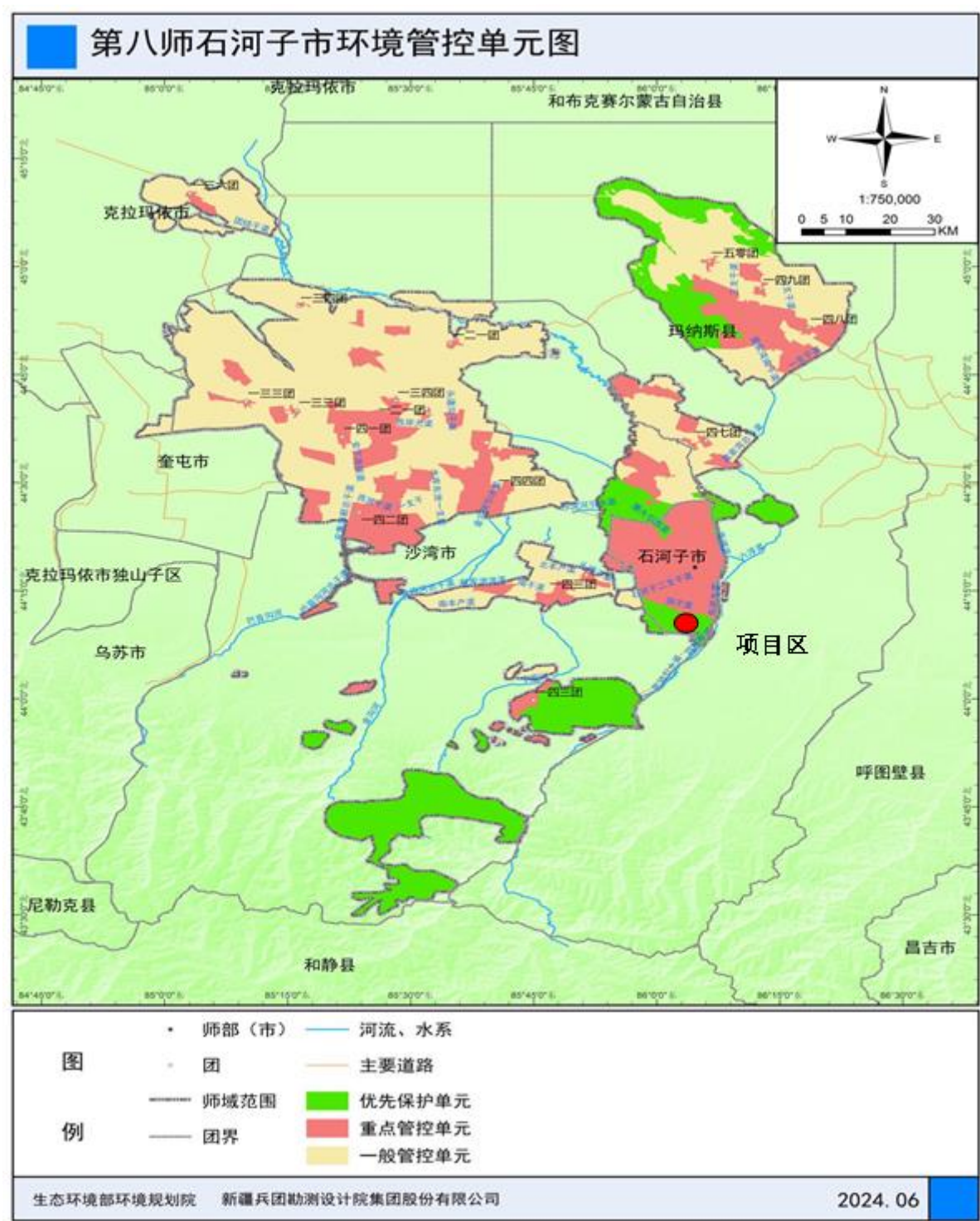


图 2.9-1 项目在第八师石河子市环境管控单元的位置示意图

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程概况及环境影响回顾

3.1.1 区域位置

玛河气田行政隶属于新疆生产建设兵团第八师石河子市，玛河气田处理站东北距石河子市中心城区约 10km，东北距玛纳斯县中心城区约 18km。区域位置详见图 3.1-1。

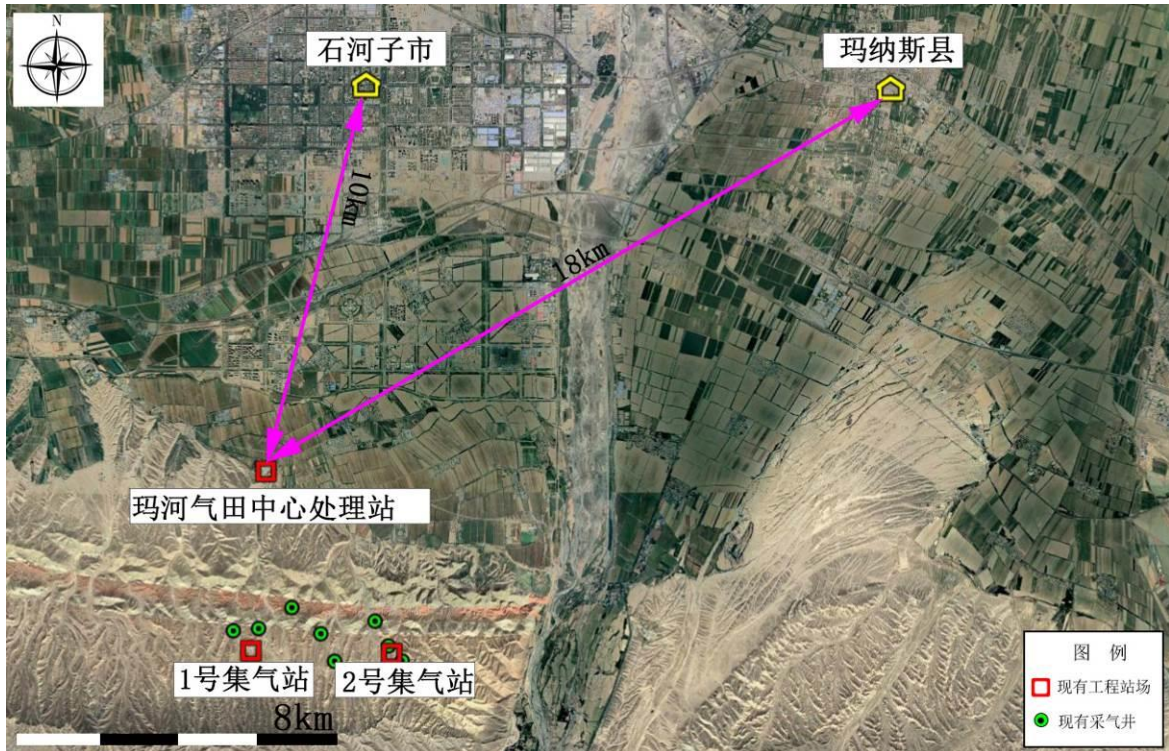


图 3.1-1 本工程区域位置示意图

3.1.2 地面工程建设现状及工艺流程

玛河气田现有 1 座玛河气田处理站、2 座集气站、9 口生产井、各类集气管线 38.03km，具体介绍如下：

(1) 玛河气田处理站

玛河气田处理站位于气田北部，卧龙山出口附近，于 2007 年 11 月投入运行，

占地面积 $30 \times 10^4 \text{m}^2$ ，2017 年开展了深冷提效工程，设计天然气处理规模 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理液量 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。主要处理 1 号、2 号集气站输进天然气，包括天然气的脱水、轻烃回收、天然气外输等工艺。其平面布置见图 3.1-2。

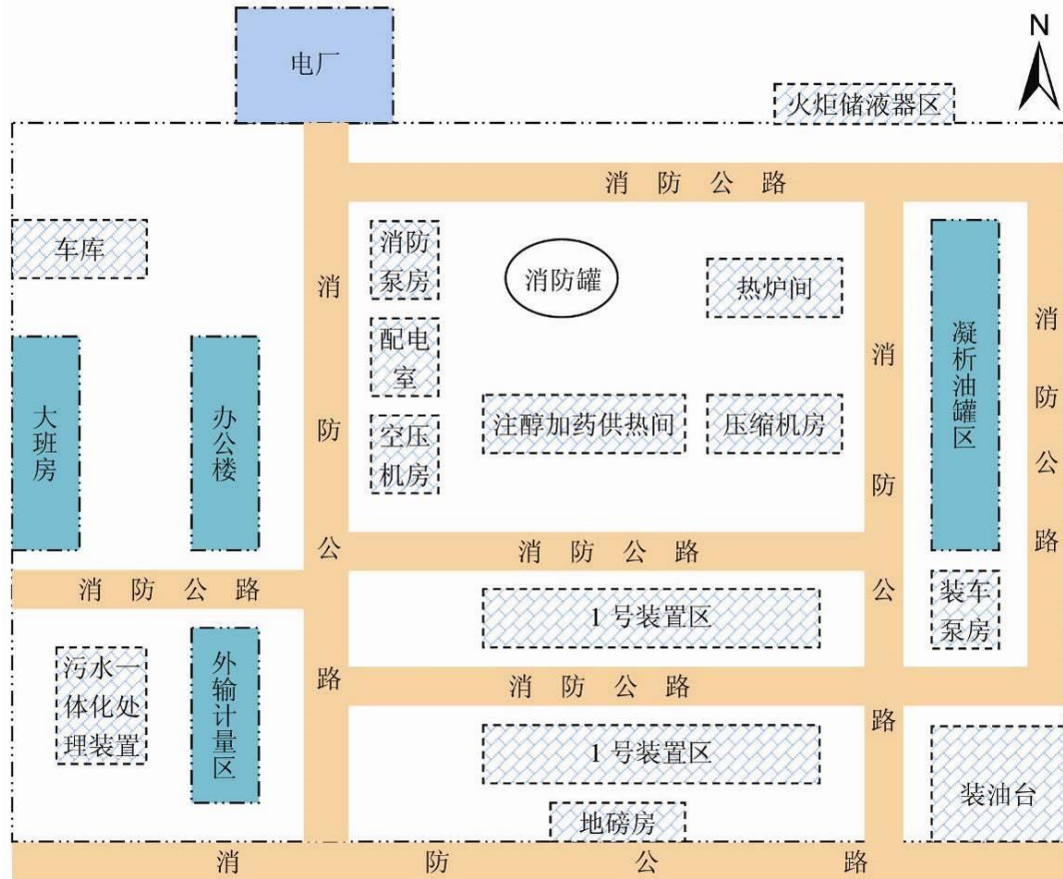


图 3.1-2 玛河气田处理站平面布置示意图

①天然气处理装置

站内建有 2 套天然气处理装置，分别为 1[#]浅冷装置和深冷处理装置，设计处理规模均为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大处理规模为 $180 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采用注醇防冻+节流膨胀制冷的脱水脱烃工艺。站内 1 号集气站和 2 号集气站混输来的气液首先进入段塞流捕集器，经段塞流捕集器缓冲、分离后，天然气与凝析油分别进入油气处理装置，脱水脱烃的干气复热后经已建的外输管线外输；凝析油进入凝析油稳定塔进行稳定，稳定后的凝析油进入凝析油储罐储存，经泵加压后装车外运；采出水进入污水储罐储存，装车外运。

目前中心处理站进站压力约 6.2MPa，进站温度约 22.7℃，进站气量约 $150.9 \times$

$10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，深冷装置已满负荷运行；1[#]浅冷处理装置设计处理规模为 $150\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，最大处理能力为 $180\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，目前该装置未使用，其富余处理能力为 $150\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

②凝析油稳定装置

站内建有一套凝析油稳定处理装置，设计处理规模 $150\text{t}/\text{d}$ ，实际处理能力为 $105\text{t}/\text{a}$ 。采用正压闪蒸稳定工艺，该工艺利用凝析油气田的压力能，通过加热蒸馏将凝析油中的轻组分蒸去，降低凝析油的蒸气压。包括油气分离、凝析油稳定、脱水、脱盐、脱出气压缩等工艺。稳定后的凝析油先储存在站内已建的 3 座 1000m^3 凝析油储罐，定期装车拉运至独山子石化公司。

③废水收集装置

站内建有一座 60m^3 废水收集罐，站内脱出的采出水进入废水收集罐集中收集，然后定期由罐车拉运至新疆油田分公司采油二厂 81[#]联合站采出水处理，处理达标后回注油藏，不外排。

玛河气田现有生产井均不采用注水开发，玛河气田处理站内无注水系统。

④供电系统

站内建有一座天然气发电站，由该燃气电站负责向中心处理站、集气站等气田区内各单位的电力供应。发电站共有四台燃气发电机，装机总容量为 1700kW （1 台 500kW 、3 台 400kW ）。另设 1 台 500kW 柴油发电机组作为气田消防等一级负荷的应急电源。发电机燃料用气主要采用中心处理站处理后无法进入外输气管道的低压富气或处理后的外输气。

⑤放空及火炬系统

站内建有一套放空及火炬系统，包括 1 个应急火炬和 1 个放空火炬，高度分别 30m 和 25m ，2 个火炬均安装地面和高空点火系统并配有放空分液罐。

⑥主要设备

站内主要设备见表 3.1-1。

表 3.1-1 玛河气田处理站主要设备表

序号	单元名称	主要工程内容
1	断塞流捕集器单元	有效容积为 100m^3
2	天然气处理装置	天然气处理规模为 $300\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，包括天然气脱水，轻烃回收，天然气外输
3	凝析油稳定装置	设计规模为 $150\text{t}/\text{d}$ ，包括油气分离，凝析油稳定，脱水，脱盐，脱出气压缩

序号	单元名称	主要工程内容
4	集配气阀球	集气，收球，燃料气分配
5	放空及火炬系统	包括高低压放空系统、凝液回收、火炬、地面和高空点火系统和放空分液罐
6	凝析油罐区	凝析油储存，1000m³ 内浮顶罐 3 座
7	外输计量区	设计规模 500×10 ⁴ m³ /d
8	装车区	液化气和凝析油装车
9	空气氮气站	空压机
10	燃气电站	燃气发电机组
11	消防水站	消防水罐，冷却水泵，消防泵
12	供热站	2500kW 导热油加热炉 3 套，作为凝析油稳定塔底重沸器、脱乙烷塔底重沸器的加热热源及设备、管线伴热的加热热源
13	分析化验及维护	天然气、轻烃、凝析油、废水、废气分析

工艺流程示意图见图 3.1-3。

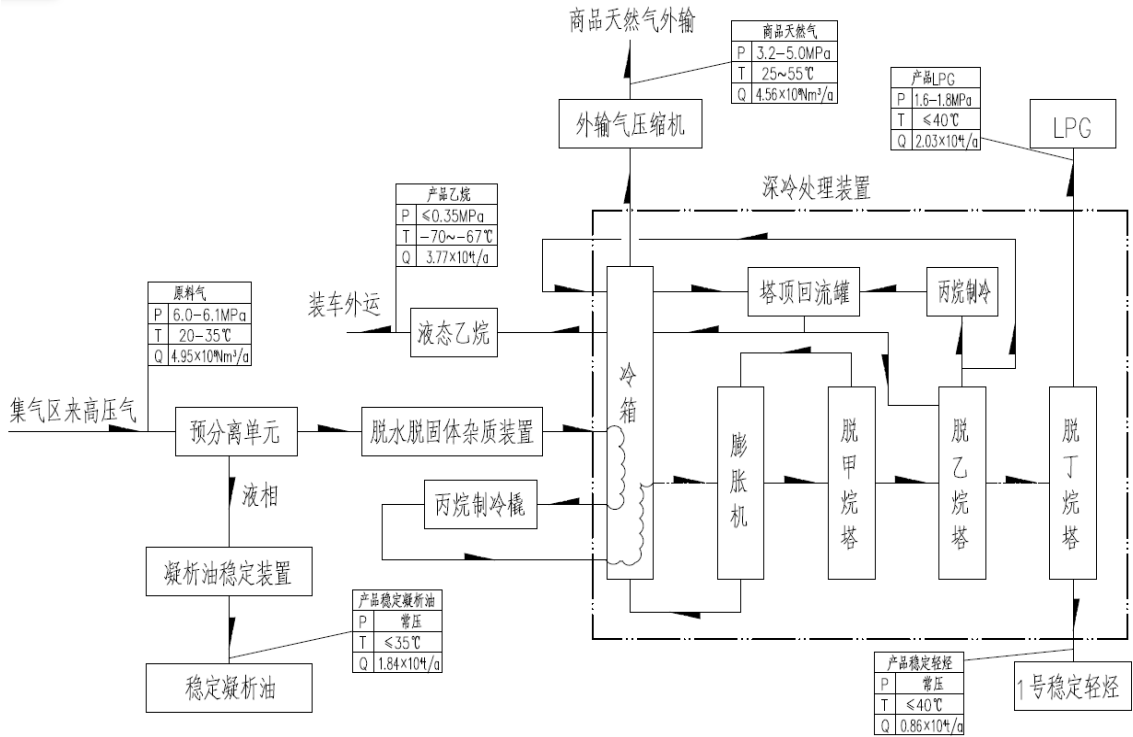


图 3.1-3 玛河气田处理站工艺流程图

(2) 1 号集气站

1 号集气站始建于 2007 年建设，占地面积 6400m²，设计最大集气能力为 150×10⁴m³/d，设计压力 12.0MPa，设计气处理能力 80×10⁴m³/d，液处理量 160m³/d。各井来气进站后进入水套炉两级加热节流至（7.0MPa，22.0～25.0℃），在集气计量间轮井计量后进入集气管道输送至中心处理站，出站压力约 6.16MPa，出站温度约

24.2℃。现有 3 口采气井接入生产，尚有 2 个预留接口。站内主要设备见表 3.1-2，集输工艺流程见图 3.1-4，平面布置见图 3.1-5。

表 3.1-2 主要设备一览表

序号	名称、规格及型号	单位	数量
1	三相计量分离器	座	1
2	燃气分离器	座	1
3	水套式天然气加热炉	台	3
4	5井式生产汇管	座	1
5	5井式计量汇管	座	1
6	燃气汇管	座	1
7	火炬除液器	座	1
8	放空火炬	座	1
9	收球筒	座	1
10	发球筒	座	1

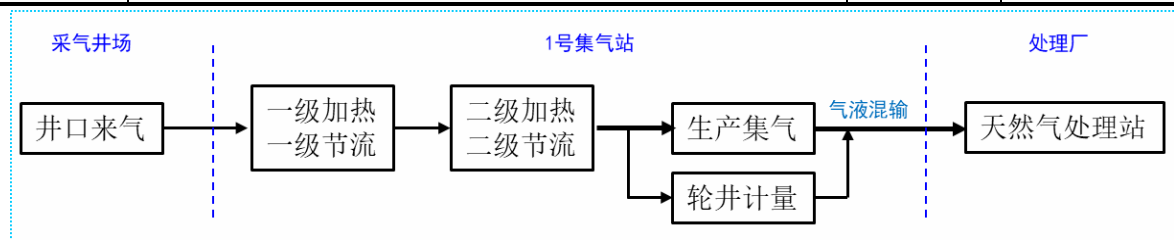


图 3.1-4 1号集输工艺流程示意图

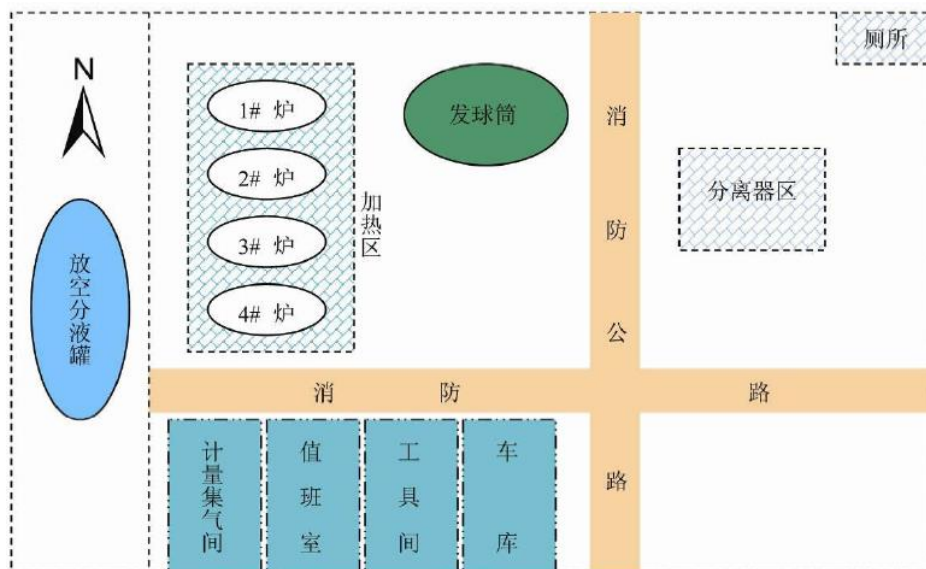


图 3.1-5 1号集气站平面布置示意图

(3) 2号集气站

2号集气站始建于2008年建设，设计最大集气能力为 $150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，设计气处理

能力 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，液处理量 $160 \text{ m}^3/\text{d}$ 。现有 5 口采气井接入生产，其中：MN1002 井已改为单井加热采气工艺，井口采出气液在井场加热后气液混输进集气站，然后直接接入生产计量汇管集气（现场已与 2 号加热炉断开，进站后直接接入生产计量汇管）；目前该井正在进行单井计量改造，在井场新增 1 套两相流量计装置。其余各井来气进站后进入水套炉两级加热节流至（7.0MPa，27~29℃），在集气计量间轮井计量后进入集气管道输送至中心处理站。目前进站气量约 $110.24 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，出站压力约 6.72MPa，出站温度约 23.8℃。

2 号集气站由于 MN1002 井已改为单井加热、单井三相计量方式，因此原先供 MN1002 井加热节流的 2 号加热炉已经空出，但 5 井式生产计量汇管已无空余接口。

站内主要设备见表 3.1-3，集输工艺见图 3.1-6，平面布置见图 3.1-7。

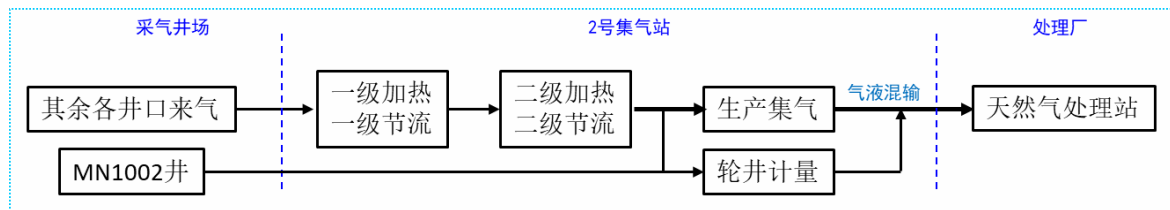


图 3.1-6 2 号集输及处理工艺流程示意图

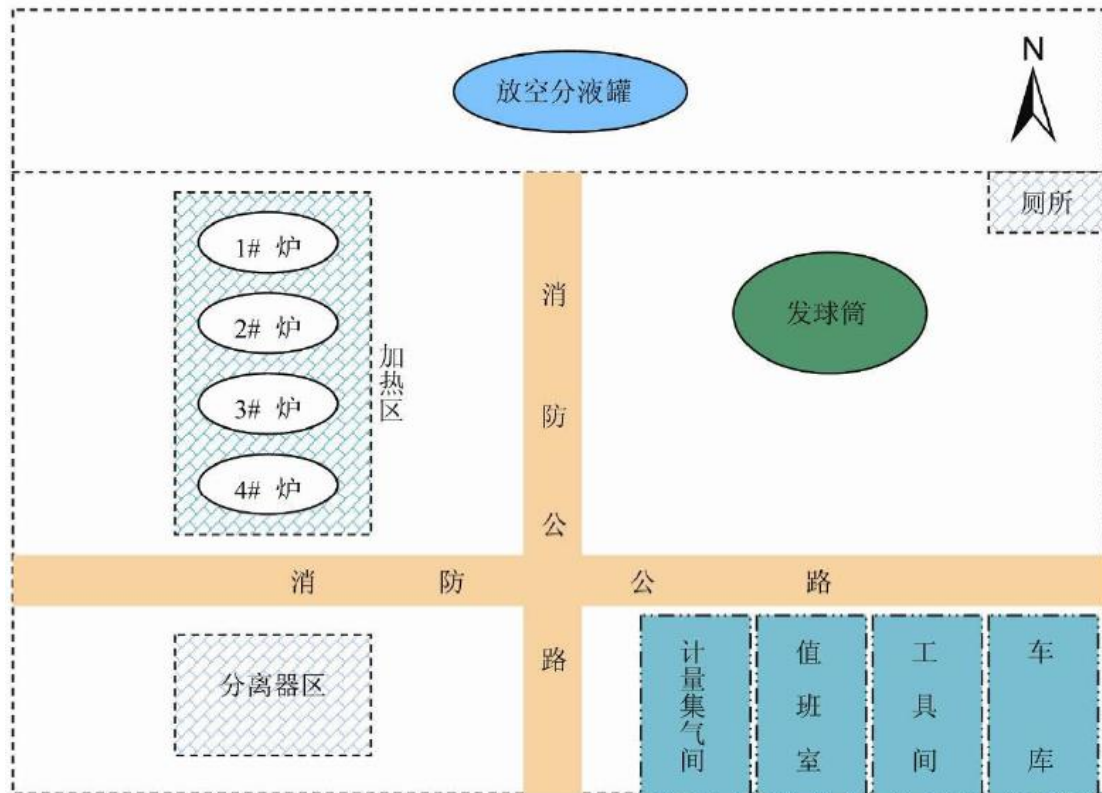


图 3.1-7 2 号集气站平面布置示意图

表 3.1-3 主要设备一览表

序号	名称、规格及型号	单位	数量
1	三相计量分离器	座	1
2	燃气分离器	座	1
3	水套式天然气加热炉	台	5
4	5井式生产汇管	座	1
5	5井式计量汇管	座	1
6	燃气汇管	座	1
7	火炬除液器	座	1
8	放空火炬	座	1
9	发球筒	座	1

(4) 生产井

玛河气田包含探明井区老井、外围评价井+产能井。其中老井包含玛纳 1、玛纳 001、玛纳 003、MN1002、MND1003、MN1004、MN1005、MN1006、玛纳 2。评价井+产能井包含玛纳 007、玛纳 004X、玛纳 008、玛纳 005、玛纳 006X、MND1007、MND1008、MND1009、MND1010、MND1011、MND1012。9 口生产井均采用自喷生产，不对其进行注水开发。

9 口生产井中，玛纳 1、玛纳 001 和 MN1005 进 1 号集气站生产计量，玛纳 2、玛纳 003、MN1002、MND1003、MN1004、MN1006 进 2 号集气站生产计量。2 号集气站所辖各井经轮井计量、生产集气后通过集气管线（D323.9×14.2/L415）输送至 1 号集气站，与 1 号集气站各井气液汇合，再通过集气管线（D323.9×14.2/L415）输送至玛河气田处理站。2 号集气站~1 号集气站集气管线长约 5.55km，1 号集气站~玛河气田处理站集气管线长约 4.8km，设计压力均为 16MPa，设计输量为 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。此外，玛河气田处理站至 1 号集气站及 1 号集气站至 2 号集气站敷设有返输燃料气干线，总长 11.0km，规格为 D60×3.5/20，设计压力为 1.6MPa。玛河气田集输系统见图 3.1-8。

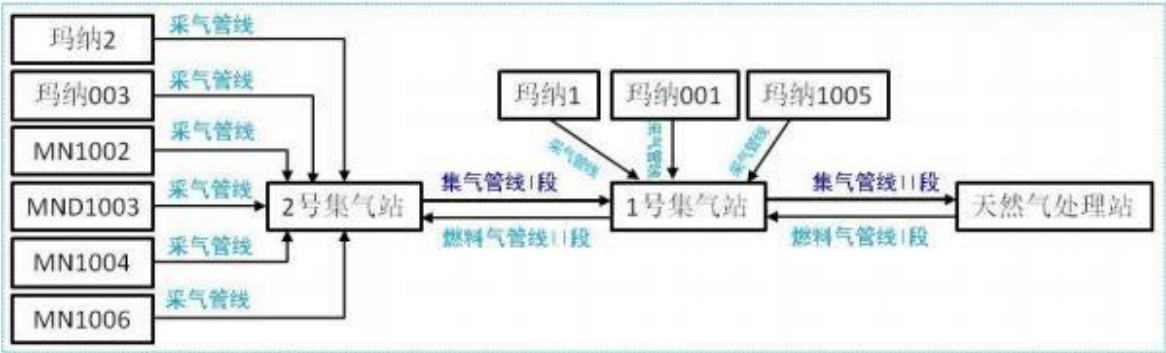


图 3.1-8 现有工程集输系统示意图

(5) 集输管线现状

玛河气田现有集输管线情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 玛河气田现有集输管线情况一览表

序号	管线类别	起点	终点	管线规格	管道长度 (km)	设计压力 (MPa)
1	采气管线	玛纳1井	1号集气站	D168×22/20G	1.1	32
2	采气管线	玛纳001井	1号集气站	D168×22/20G	3.78	32
3	采气管线	MN1005井	1号集气站	D168×22/20G	1.4	32
4	采气管线	MN1002井	2号集气站	D168×22/20G	2.6	32
5	采气管线	MND1003井	2号集气站	D168×22/20G	0.3	32
6	采气管线	MN1004井	2号集气站	D168×22/20G	4.2	32
7	采气管线	玛纳003井	2号集气站	D168×22/20G	0.65	32
8	采气管线	MN1006井	2号集气站	D114×12/20G	0.8	18
9	采气管线	玛纳2井	2号集气站	D114×16/20G	2.7	25
10	集气管线I段	2号集气站	1号集气站	D323.9×14.2/L415	5.55	16
11	集气管线II段	1号集气站	中心处理站	D323.9×14.2/L415	4.8	16
12	燃料气管线I段	中心处理站	1号集气站	D60×3.5/20	4.8	1.6
13	燃料气管线II段	1号集气站	2号集气站	D60×3.5/20	5.35	1.6

(6) 公用工程现状

①仪表自动化现状

中心处理站已建 2 套 DCS 系统和 1 套 ESD 系统，分别完成天然气在生产过程中的过程生产控制和安全保护控制。DCS 系统由 2 台控制站、1 台工程师站、4 台操作员站、1 台 OPC 服务器、5 面机柜及实时控制网络 Vnet/IP 网组成。1 号、2 号集气站已建站控系统 1 套，目前已经改造为无人值守。站控系统配置 DCS 控制站，配备

监控操作软件、组态软件及相关功能软件包。

②供配电现状

2 号变配电室设 2 台 1250kVA 变压器，运行方式为分列运行，目前 1 台变压器负荷率约为 54.4%。10kV 出线建成 14 回，预留 8 个备用柜位，其中 1 号、2 号集气站出线，均为 3xLGJ-70/10 钢芯铝绞线。

③通信现状

玛河气田处理站~1 号集气站~2 号集气站之间已建有 12 芯通信光缆和 SDH 光传输设备以及光纤以太网交换机，即 1、2 号集气站的已建视频监控图像及仪表站控数据均通过已建光纤以太网通道将数据上传至玛河处理站，实现了集中监控和管理。

④给排水现状

给水主要为井下作业用水和生活用水，从附近村庄拉运。排水主要为采出水、压裂返排液、酸化压裂液、废洗井液和生活污水，采出水集中收集后由罐车拉运至 81[#]联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏；压裂返排液、酸化压裂液、废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81[#]联合站旁沉降池中，上层油由管线管输至 81[#]联合站原油处理系统处理，废水由管线管输至 81[#]联合站采出水处理系统处理；生活污水排至站内一体化污水处理装置处理。

⑤道路

玛河气田区块内由集气站—处理站—外部团场道路为已有三级公路主干道，双车道 8m 宽路基，采用沥青路面结构。现有单井巡井道路约 13km，集气管道伴行公路约 6km。另建设涵洞 10 座，桥梁 4 座。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。集气站和处理站的站内道路及装卸车场地均采用水泥砼结构，站内道路宽度均为 4.0m。

⑥退役设施

玛河气田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 现有工程环境影响回顾

(1) 废气

有组织废气主要为玛河气田处理站、集气站中锅炉和加热炉烟气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物，排放量分别为 0.0098t/a、2.58t/a、0.21t/a。无组织废气主要为玛河气田处理站、1 号集气站、2 号集气站及油气集输过程中产生的无组织 NMHC，废气产生量约为 179t/a。锅炉和加热炉所燃烧的天然气为净化处理后的天然气，属于清洁燃料，燃烧产生的废气通过烟囱排放，排气筒高度均大于 8m。无组织挥发的非甲烷总烃为在石油开采、运输、处理过程中，由于阀门、管件泄漏及储罐呼吸造成的气体挥发而形成的。防止烃类气体挥发的主要措施如下：液化石油气、稳定轻烃装车时采用气相平衡系统；集输流程上采用管道输送，工艺流程上采用密闭流程，并定期对阀门等生产设备进行检维修，保障生产设施的气密性，减少无组织废气的排放量。

根据《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对加热炉烟气监测数据可知：燃烧烟气中各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值要求，中心处理站、1 号集气站及 2 号集气站厂界无组织挥发性废气满足《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）。根据《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》和《玛河气田增压及深冷提效工程竣工环境保护验收调查表》《玛纳 2 井区地面建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》可知：井场、集气站及玛河气田处理站厂区内无组织非甲烷总烃浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）限值要求。

表 3.1-5 加热炉燃烧烟气监测结果及评价结果一览表

监测设备	烟尘浓度 (mg/m ³)	SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	NO _x	
			浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)
中心处理站 1#加热炉	4.5	ND	70	0.06
标准限值	20	50	150	0.25
达标情况	达标	达标	达标	达标

表 3.1-6 厂界外非甲烷总烃监测结果

废气源	监测时间	数据来源	监测点位	浓度范围 (mg/m ³)	最高值 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
中心处 理站	2021.2. 22~ 2.23	玛河气田增 压及深冷提 效工程	1 [#] (北)	1.06~1.07	1.07	4.0	达 标
			2 [#] (西)	0.97			
			3 [#] (南)	0.82~0.83			
			4 [#] (东)	0.89~0.96			
玛纳 2 井	2023.9. 3	玛纳 2 井区 地面建设工 程 (第一 批) 竣工环 境保护验收 调查报告	1 [#] (东)	0.22~0.24	0.37	4.0	达 标
			2 [#] (南)	0.32~0.35			
			3 [#] (西)	0.34~0.37			
			4 [#] (北)	0.27~0.31			

(2) 废水

现有生产井钻井期钻井废液排至防渗泥浆池中，施工结束后对泥浆池进行了覆土填埋，井场无废水外排情况；运营期废水主要为中心处理站脱出的采出水、洗井废水、井下作业废液和生活污水产生量分别为 3431m³/a、2111.84m³/a、658.4m³/a、202.32m³/a、708m³/a。采出水集中收集后由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理达标后回注采油二厂油藏；压裂返排液、酸化压裂液、废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理；生活污水排至站内一体化污水处理装置，定期清运至石河子市生活污水处理厂处理。

(3) 噪声

噪声源主要为站内各类机泵、加热炉、压缩机等设备运行时产生的机械噪声和火炬放空时的空气动力性噪声。采取了基础减震、厂房隔声并将各类机泵均集中布置在泵房内等措施，根据《玛河气田增压及深冷提效工程竣工环境保护验收调查表》中对玛河气田处理站厂界噪声监测数据可知，中心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）3 类标准。根据《玛纳 2 井区地面建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》噪声监测数据可知，玛纳 2 井厂界昼间噪声在 56.1-58.2dB（A）之间，夜间噪声在 47.0-49.7dB（A）之间，均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

表 3.1-6 厂界昼夜噪声监测结果一览表

站场名称	监测时间	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
玛河气田处理站	2021. 2. 23	东厂界	53	65	达标	48	55	达标
		南厂界	51	65	达标	47	55	达标
		西厂界	54	65	达标	48	55	达标
		北厂界	50	65	达标	45	55	达标
玛纳 2 井	2023. 9. 4	1 [#]	56	60	达标	49	50	达标
		2 [#]	56	60	达标	47	50	达标
		3 [#]	58	60	达标	48	50	达标
		4 [#]	58	60	达标	48	50	达标

(4) 固体废物

现有生产井钻井期产生的钻井岩屑，排至防渗泥浆池中，施工结束后覆土填埋，井场无钻井岩屑遗留；新疆油田分公司要求井下作业必须带罐（车）操作，作业范围地表铺设防渗膜，基本做到了凝析油不落地；固体废物主要为含油污泥、清管废渣和生活垃圾。含油污泥主要为中心处理站、集气站内的储罐及各生产装置产生的含油污泥，产生量约为 385t/a；清管废渣为集输管线定期时产生，产生量约为 0.041t/a；含油污泥及清管废渣均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，检修、维修及管线刺漏等事故状态下产生的含油污泥不在玛河气田作业区临时贮存，直接交由克拉玛依顺通环保科技有限公司回收处置；清管废渣临时贮存在采气一厂危险废物临时贮存场。该危险废物临时贮存点于 2017 年 12 月 1 日取得原新疆兵团第八师环境保护局出具的批复《关于玛河采气作业区危险废物临时储存场所建设工程环境影响表的批复》（八师环审〔2017〕131 号），2020 年 5 月 22 日，通过企业自主验收。该危险废物临时贮存点满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求。临时储存场四周设 250mm 厚钢砼挡墙，墙高 3.5m 棚拟采用轻型门式钢架结构，占地面积 54.67m²，建筑面积 50.05m²，棚长度为 7.7m，宽度为 6.5m，高 5.1m；地面为不发火砼地坪，墙体、裙脚及地坪防渗做法采用 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，储存棚设集液沟将泄漏废液导入集液池，集中收集后交由克拉玛依顺通环保科技有限公司进行回收处置；生活垃圾集中收集后由石河子市市容环境卫生服务中心清运至天富垃圾焚烧发电厂处置。

(5) 生态环境

根据《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》对生态环境影响及环保措施落实情况可知：玛河气田现有工程对周围生态环境造成的环境影响是可接受的。井场永久占地范围内主要设备区铺垫了砾石，井场中的废弃泥浆池已进行了填埋处理，基本恢复了原有的地貌；中心处理站、1号集气站和2号集气站永久占地范围内铺垫砾石和水泥地面硬化；道路三级公路主干道采用沥青路面结构，单井巡井道路为砂石路面；站场范围内植被很少；临时占地区域施工结束后对地表植被进行了平整，临时占地范围内的植被基本已恢复；施工期和运营期对野生动物的负面影响较小，也未发生捕猎保护动物的现象。通过现场考察，临时占地区域地表结构已基本稳定，形成了0.3—1.0cm厚的地表结皮，有效地防止了土壤沙化现象，其土壤风蚀影响已基本结束。

(6) 土壤环境

含油污水（泥）是油田开发区域可能对土壤环境造成污染的主要物质，油田作业区制定了严格的环保措施和管理规定。中心处理站及集气站进行了地面硬化，井场进行了砾石铺垫；井下作业带罐（车）铺膜操作，防止含油废液落地对土壤的污染，井下作业产生的废液集中收集后拉运至81#联合站处理；含油污泥及清管废渣集中收集后均交由克拉玛依顺通环保科技有限公司回收处置；玛河气田产生的废水和固体废物均得到妥善处置，未对周围土壤产生明显影响。根据《玛河气田增压及深冷提效工程竣工环境保护验收调查表》对中心处理站站内及站外土壤监测数据（监测时间：2020年11月28日）以及《玛纳2井区地面建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中土壤监测数据可知：土壤中各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类筛选值限值要求。

表 3.1-7 玛河气田处理站站内及站外土壤监测数据一览表

监测项目	监测结果（ug/kg）			标准限值 (mg/kg)	达标 情况
	中心处理站厂界外	中心处理站厂区	玛纳2井		
砷	7.98mg/kg	8.21mg/kg	8.8mg/kg	60	达标
汞	0.872mg/kg	0.859mg/kg	0.1mg/kg	38	达标
铜	16.4mg/kg	15.6mg/kg	28mg/kg	18000	达标
镍	29mg/kg	26mg/kg	36mg/kg	900	达标
镉	0.21mg/kg	0.10mg/kg	0.12mg/kg	65	达标

铅	22mg/kg	21mg/kg	32mg/kg	800	达标
六价铬	<0.5mg/kg	<0.5mg/kg	<0.5mg/kg	5.7	达标
氯甲烷	<3.0	<3.0	<3.0	2.8	达标
四氯化碳	<2.1	<2.1	<2.1	0.9	达标
氯仿	<5.5	<5.5	<5.5	37	达标
1,1-二氯乙烷	<1.6	<1.6	<1.6	9	达标
1,2-二氯乙烷	<1.3	<1.3	<1.3	5	达标
1,1-二氯乙烯	<0.8	<0.8	<0.8	66	达标
顺-1,2-二氯乙烯	<0.9	<0.9	<0.9	596	达标
反-1,2-二氯乙烯	<0.9	<0.9	<0.9	54	达标
二氯甲烷	<2.6	<2.6	<2.6	616	达标
1,2-二氯丙烷	<1.9	<1.9	<1.9	5	达标
1,1,2,2-四氯乙烷	<1.0	<1.0	<1.0	10	达标
1,1,1,2-四氯乙烷	<1.0	<1.0	<1.0	6.8	达标
四氯乙烯	<0.8	<0.8	<0.8	53	达标
1,1,1-三氯乙烷	<1.1	<1.1	<1.1	840	达标
1,1,2-三氯乙烷	<1.4	<1.4	<1.4	2.8	达标
三氯乙烯	<0.9	<0.9	<0.9	2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷	<1.0	<1.0	<1.0	0.5	达标
氯乙烯	<1.5	<1.5	<1.5	0.43	达标
苯	<1.6	<1.6	<1.6	4	达标
氯苯	<1.1	<1.1	<1.1	270	达标
1,2-二氯苯	<1.0	<1.0	<1.0	560	达标
1,4-二氯苯	<1.2	<1.2	<1.2	20	达标
乙苯	<1.2	<1.2	<1.2	28	达标
苯乙烯	<1.6	<1.6	<1.6	1290	达标
甲苯	<2.0	<2.0	<2.0	1200	达标
对/间二甲苯	<3.6	<3.6	<3.6	570	达标
邻二甲苯	<1.3	<1.3	<1.3	640	达标
硝基苯	<0.09	<0.09	<0.09	76	达标
苯胺	<0.1	<0.1	<0.1	260	达标
2-氯酚	<0.06	<0.06	<0.06	2256	达标
苯并(a)蒽	<0.1	<0.1	<0.1	15	达标
苯并(a)芘	<0.1	<0.1	<0.1	1.5	达标
苯并(b)荧蒽	<0.2	<0.2	<0.2	15	达标
苯并(k)荧蒽	<0.1	<0.1	<0.1	151	达标
蒽	<0.1	<0.1	<0.1	1293	达标
二苯并(a,h)蒽	<0.1	<0.1	<0.1	1.5	达标
茚并(1,2,3-cd)	<0.1	<0.1	<0.1	15	达标

萘					
苯	<0.09	<0.09	<0.09	70	达标
石油烃	12	10	<6	4500	达标

(7) “三同时”执行情况

根据近年来的环评及验收文件，经备案后的环评文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为气田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。玛河气田现有工程环保手续履行情况详见表 3.1-8，环评批复及验收意见见附件 3。

表 3.1-8 玛河气田现有工程环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司玛河气田开发建设项目	原自治区环保厅 新环监函（2007）402 号 2007 年 10 月 24 日	原自治区环境保护厅 新环评价函（2011）35 号 2011 年 1 月 12 日
玛河气田增压及深冷提效工程	原新疆兵团第八师环境保护局 八师环审（2018）67 号 2018 年 8 月 16 日	2021 年 3 月 4 日通过了自主竣工环境保护验收
玛河气田古近系紫泥泉子组气藏天然气工程	原新疆生产建设兵团环境保护局 兵环审（2015）197 号 2015 年 8 月 26 日	原新疆生产建设兵团环境保护局 兵环验（2016）247 号 2016 年 12 月 9 日
玛河采气作业区危险废物临时储存场所建设工程	原新疆兵团第八师环境保护局 八师环审（2017）131 号 2017 年 12 月 1 日	2020 年 5 月 22 日通过了自主竣工环境保护验收
新疆油田分公司采气一厂玛纳 2 井区地面建设工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审（2021）38 号 2021 年 12 月 1 日	2023 年 11 月 16 日（第一批：玛纳 2 井及相关配套工程）通过了自主竣工环境保护验收
采气一厂玛河气田道路隐患治理工程	新疆兵团第八师生态环境局 八师环审（2022）77 号 2022 年 11 月 30 日	2023 年 11 月 16 日通过了自主竣工环境保护验收
采气一厂玛纳 007 井、锋探 1 井地面建设工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审（2024）44 号 2024 年 12 月 3 日	/

根据查阅竣工环境保护验收报告，玛河气田实施项目从立项至建设过程中能够贯彻国家建设项目环境管理制度，执行了环境影响评价制度和“三同时”制度。在项目设计、建设和运行过程中，做到了污染治理设施同主体设施同步建设。项目建设过程中无环境投诉、违法或处罚记录。

(8) 现有工程污染物排放量

现有工程污染物产生排放情况见表 3.1-9。

表 3.1-9 现有工程产生排放情况一览表

名称	污染物	单位	现有工程产生量	总排放量
废气	相变炉、 锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.0098
		氮氧化物	t/a	2.58
		颗粒物	t/a	0.21
	无组织挥发非甲烷总烃		t/a	179.0128
废水	采出水		m ³ /a	4019
	压裂返排液		m ³ /a	2166.1
	井下作业废液		m ³ /a	1518.7
	生活污水		m ³ /a	708
固体废物	含油污泥		t/a	385
	生活垃圾		t/a	3.7
	清管废渣		t/a	0.0439
	废润滑油		t/a	0.1
	废润滑油桶		t/a	0.05
	废防渗材料		t/a	0.14

备注：无组织废气根据天然气产能及阀门、法兰等数量核算

（9）环境管理现状

①现有工程排污许可证执行情况

中国石油新疆油田分公司采气一厂玛河采气作业区已进行了固定污染源排污登记，登记编号为 91650200715597998M021Y，并填写了固定污染源排污登记表（登记回执及登记表详见附件 2）。

②环境应急预案及应急演练情况

现有工程由采气一厂玛河采气作业区统一管理，采气一厂玛河采气作业区已编制《新疆油田公司采气一厂玛河气田突发环境事件专项应急预案》，在新疆生产建设兵团第八师生态环境局进行了备案（备案编号：660800-2023-004-M）。同时作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制了《突发环境事件应急评价总结》。

③自行监测情况

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采气一厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。已制定了《新疆油田公司采气一厂 2024 年自行监测方案》，为履行排污单位自行监测的

职责，自行监测手段为手动监测。

④环境影响后评价

采气一厂于 2022 年 7 月 1 日取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于中国石油新疆油田公司采气一厂玛河气田环境影响后评价报告书的备案意见》（兵环函〔2022〕69 号）。目前，正在开展第二轮环境影响后评价工作。

⑤清洁生产

按照《中华人民共和国清洁生产促进法》相关要求，自 2009 年开展第一轮清洁生产审核以来，目前采气一厂已完成 4 轮清洁生产审核。按审核程序和时限完成了清洁生产审核评估、验收工作，实现了“节能、降耗、减污、增效”的目的，第 4 轮清洁生产审核技术复核结果由新疆维吾尔自治区环境工程评估中心认定，取得了《关于中国石油新疆油田分公司采气一厂第四轮清洁生产审核报告的技术复核意见》（2024 年 7 月 15 日）。

⑥绿色矿山

采气一厂通过 2019 年绿色矿山遴选，成为 2019 年新疆维吾尔自治区第一批绿色矿山企业。

（10）退役设施

玛河气田开发始于 2010 年，2018 年开始规模开发，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。

（11）在建工程环境影响分析

根据调查可知，在建工程共有 1 个，正在进行钻井工程和配套的地面工程建设。在建工程中已完钻的井场废气、噪声已随施工活动的结束而消失，井场无废水、固体废物遗留，施工设备已全部搬离井场，施工场地进行了清理平整，井场临时占地已全部释放，永久占地范围内进行了砾石铺垫。正在钻井的井场，严格按照相关工程环境影响报告书的要求，钻井过程中产生的水基钻井岩屑排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。油基钻井岩屑采用专用储罐进行收集，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。建筑垃圾定期进行清运，钻井井场产生的沾油废防渗材料交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置；采气井场、

集输管网等地面工程正在按照环评文件中规定的施工作业带宽度及占地范围进行施工，施工人员均在规定的区域内活动，未出现施工车辆及机械乱碾乱压的情况，未出现施工人员随意破坏砍伐野生植被和农作物的情况。

现场踏勘和调查过程中未发现在建工程建设过程中存在环境问题。

3.1.4 存在的环境问题及“以新带老”整改措施

(1) 目前天然气开采处理流程不利于气田的后续开发

玛河气田建于 2007 年，气田目前处于开发的稳产阶段末期，采气井口的压力和气量总体呈逐年下降的趋势，原设计流程不利于气田的后续开发。

整改措施：为满足气田开发的整体需要，本次玛河气田处理站拟新建 1 套 $130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置，MN1002 井新建 1 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置；在井场（MN1004 井）及集气站新建电加热器。

(2) 已建余热回收系统供暖负荷不足

目前余热回收系统回收外输气压缩机排气、分子筛再生气、热煤炉烟气余热，供给站区工艺设备脱乙烷塔重沸器、BOG 装置和站区供暖。余热回收系统夏季回收总热量为 724kW，冬季回收的热量为 1365kW。换热设备回收的热量为 724kW，工艺设备所需总热负荷为 1005kW，现回收的热量不能满足工艺设备用热要求，缺少 281kW 的热量用导热油炉来补充。

整改措施：①已建压缩机余热利用系统改造：提高外输气压缩机进口温度，可采用压缩机出口气与入口气进行换热，增加气气换热器后压缩机排气温度可达 103.6℃，可最大限度回收工艺系统余热。②新建增压压缩机余热利用系统：新建一级气水换热器，余热回收装置管线与已建余热回收装置管线搭接，供回水分别搭接在已建余热回收系统的一级换热器前后，与原系统并联运行，实现双热源供热。

3.2 工程概况

项目名称：玛河气田集输系统增压改造工程。

建设单位：中国石油新疆油田分公司采气一厂。

项目性质：本工程为玛河气田集气区增压改造，项目性质为技改。

建设地点：玛河气田处理站行政隶新疆生产建设兵团第八师石河子市管辖，东北距石河子市人民政府约 10km。本项目地理位置见图 3.2-2，区域位置示意图见图 3.2-3。

建设规模：本次玛河气田处理站拟新建 1 套 $130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置，MN1002 井新建 1 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置；新建 3 座电加热器和 6km 10kV 联络电力线。

建设周期：项目建设周期约 24 个月。

3.3 建设内容

3.3.1 工程组成

本项目建设内容包括主体工程、公用工程、辅助工程、依托工程和环保工程五个部分，组成汇总见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成情况一览表

工程类别	工 程 量	备 注
主体工程	玛河气田处理站	新建 1 套 $130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置
		对处理站进行余热系统进行改造，新增气一气换热器 1 套及配套辅助系统。
		对新增压缩机开展余热回收，新建 1 套气一水换热器和供回水管线约 800m，10MPa。
	集气站	在 1 号集气站和 2 号集气站分别新建 1 座电加热器，共 2 座
	MN1002 井	新建 1 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置
	MN1004 井	新建 1 座电加热器
辅助工程	软化水装置	新建 1 套 $3 \text{m}^3/\text{h}$ 的软化水处理装置橇一座，内含全自动钠离子交换器 1 套，循环水泵 2 台，不锈钢水箱 1 座。
公用工程	供电	拟在玛河气田处理站 2 号变电配电室新建 10kV III 段母线设备用于引接第三路电源，改造完成后 2 号变配电室接线方式改为单母线分三段，三路电源两用一备运行。
	供热	新建一级气水换热器，余热回收装置管线与已建余热回收装置管线搭接，供回水分别搭接在已建余热回收系统的一级换热器前后，与原系统并联运行，实现双热源供热。
	自动化	在 1 号集气站、2 号集气站和玛河气田处理站均新建一套 GDS 系统，用于接入现场新建工艺装置区可燃气体探测器数据，GDS 系统通过 RS485 上传至 1 号集气站、2 号集气站及玛河气田处理站相应已建 DCS 系统。
	给排水	供水依托站内已建供水系统，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，最终送至玛河气田中心处理站内一体化污水处理装置处理。含盐废水集中收集后由罐车拉运至采

		油二厂 81#原油处理站采出水处理系统处理。
	消防	新建压缩机房周边设置室外地下式消火栓 2 座，压缩机房内设置室内减压消火栓 2 座，栓口动压 0.5MPa。集气站及井场依托现有消防设施。
依托工程	危险废物	废润滑油、废润滑油桶等危险废物依托相应危险废物处置资质的单位进行处置
	废水	生产、检修污水收集至污水罐内，拉运至 81#原油处理站采出水处理系统处理。
环保工程	噪声	优先选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振、设置隔声间等措施
	废气	天然气处理系统均为密闭流程，通过选用质量合格的产品，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修，减少油气挥发

(1) 主体工程

项目主体工程包括集输系统增压改造、站场改造和余热回收系统改建三部分。

①集输系统增压改造

玛河气田处理站新建 1 套 $130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置，MN1002 井新建 1 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置，改造后工艺为天然气在处理站内集中增压，增压后天然气先后经过空冷器、水冷器冷却后，去处理站处理装置进行后续处理。在 MN1004 井及集气站新建电加热器。

②站场改造

MN1004 井新增 1 座 40kW 25MPa 的电加热撬，1 号集气站新增 1 座 200kW 25MPa 的电加热撬，2 号集气站新增 1 座 150kW 25MPa 的电加热撬，共 3 座。

③余热回收系统改建

现有余热回收系统改造：提高现有外输气压缩机进口温度，可采用压缩机出口气与入口气进行换热，新建 1 套气-气换热器及配套辅助系统，改造后压缩机排气温度可达 103.6°C ，可满足现有余热系统可正常运行。

新建压缩机余热利用系统：本项目新建三台压缩机，两用一备，可进行余热利用回收。本次新建一套气-水换热器、余热回收装置管线（供回水管线 800m）与已建余热回收装置管线搭接，供回水分别搭接在已建余热回收系统的一级换热器前后，与原系统并联运行，实现双热源供热。

新建软化水装置：为新建蒸发式空冷器提供软化水补水，本工程新建 1 套 $3\text{m}^3/\text{h}$ 的软化水处理装置撬一座，内含全自动钠离子交换器 1 套，循环水泵 2 台，

不锈钢水箱 1 座。

（2）公用工程

①供配电

新建 10kV 预装式变电站 1 座，内设 1 间 10kV 配电室和 1 间 10kV 变频室。10kV 配电室设 9 面 KYN28 柜（2 面进线柜、2 面 PT 柜、1 面分段柜、1 面隔离柜、4 面出线柜），10kV 变频室内设 3 套 1250kW 变频装置。

②自动化

新建一套 GDS 系统，用于接入现场新建工艺装置区可燃气体探测器数据，GDS 系统采用壁挂式气体报警控制器，完成对现场气体探测器数据的实时监控。GDS 系统通过 RS485（Modbus RTU 协议）上传至玛河天然气处理站已建 DCS 系统。

③给排水

管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，最终送至玛河气田中心处理站内一体化污水处理装置处理。含盐废水集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#原油处理站采出水处理系统处理。

④消防

集气站及井场依托现有消防设施。处理站新建压缩机房周边设置室外地下式消防栓 2 座，压缩机房内设置室内减压消防栓 2 座，栓口动压 0.5MPa。

（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；设备选用低噪声设备及基础减振；站场防渗措施。

（4）依托工程

施工期建筑垃圾送至石河子市建筑垃圾填埋场填埋，焊接及吹扫废渣拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置；运营期含盐废水依托 81#联合站采出水处理系统处理；废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶以及事故状态下落地油交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。

（5）总平面布置

新建增压装置于玛河气田处理站已建罐区北面空地，占地面积为 5106m²。

3.3.2 主要技术经济指标

主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
不同规模站场数	5 座	临时占地面积	28000m ²
电能消耗量	2849×10 ⁴ kW·h	永久占地面积	5800m ²
劳动定员	依托现有劳动定员，不新增	总投资	7716 万元
工作制度	年运行 330 天	环保投资	107 万元

3.4 生产工艺及环境影响因素分析

3.4.1 施工期施工工艺及环境影响因素分析

施工期主要进行各项处理设施、建构筑物建设、设备安装及公用工程建设，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。施工工艺流程及产污节点见下图。

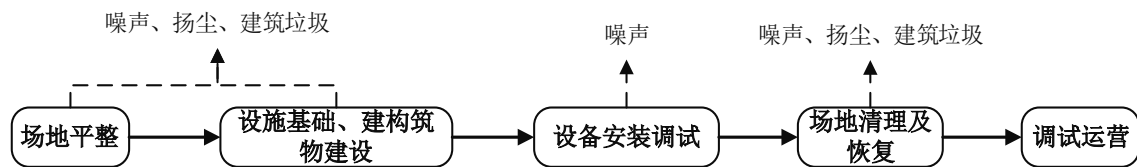


图 3.4-1 施工期工艺流程及产污节点

3.4.2 运营期工艺流程及环境影响因素分析

运营期废气主要为油气集输过程中的无组织废气；废水主要为含盐废水，固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废过滤材料。

（1）处理站增压工艺

集气区保持目前集输工艺，利用已建 DN300 集气干线集气，即 2 号集气站所辖生产井来气在 2 号集气站内加热、节流后，利用已建 2 号集气站-1 号集气站 DN300 集气干线集输至 1 号集气站；1 号集气站所辖生产井来气在 1 号集气站内加热、节流后，与 2 号集气站来气混合，通过 1 号集气站-处理站已建 DN300 集

气干线输送至处理站，天然气在处理站内集中增压，增压后天然气先后经过空冷器、水冷器（夏季空冷器只能将增压后天然气冷却至 55℃左右，需进一步降温，避免深冷处理装置能耗过大）冷却至 25-30℃后，去处理站处理装置进行后续处理。压缩机入口分离器液相通过与已建生产分离器出口液相汇合，进入已建凝析油稳定装置。处理站天然气中压气增压工艺流程图见图 3.4-2。

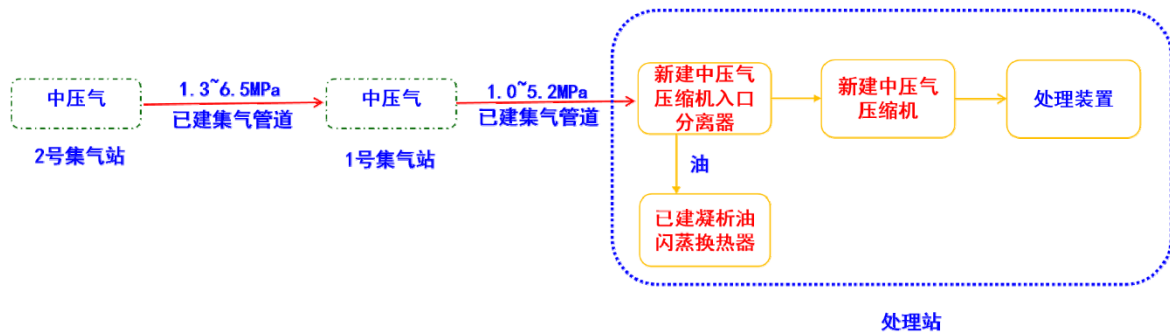


图 3.4-2 处理站天然气中压气增压工艺流程图

（2）单井增压工艺

集气区为高压集输，低压井（MN1002 井）采用单井增压的采气工艺，在 MN1002 井新建增压设施 1 套。工艺流程图见图 3.4-3。

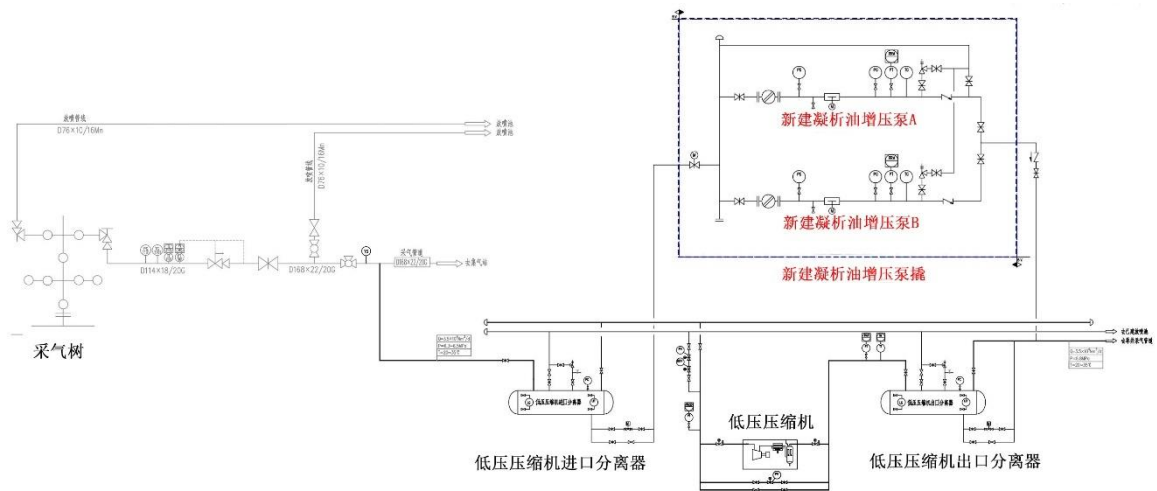


图 3.4-3 单井增压工艺流程图

增压改造工程新增设备见表 3.4-1。

表 3.4-1 主要设备设施一览表

编号	名称及规格	参数	单位	数量
一、井场（MN1002 井）				
1	低压气压缩机橇	$Q=5 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （P 进=6.3MPa P 出=6.8MPa）	台	1
2	低压凝析油泵橇	$Q=1 \text{ m}^3/\text{h}$ P=8.0MPa	座	1

3	进口分离器橇	$Q=5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P=8.0 \text{MPa}$	座	1
4	出口除油器橇	$Q=5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P=8.0 \text{MPa}$	座	1
二、井场 (MN1004 井)				
1	电加热橇	40kW 25MPa	座	1
2	无缝钢管	D168×22/20G	m	100
三、1 号集气站				
1	电加热橇	200kW 25MPa	座	1
四、2 号集气站				
1	电加热橇	150kW 25MP	座	1
五、处理站				
1	中压气压缩机橇	$Q=65 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ($P_{\text{进}}=1.0 \sim 5.2 \text{MPa}$ $P_{\text{出}}=6.1 \text{MPa}$), 两用一备	台	3
2	进口三相分离器橇	$Q=130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P=6.0 \text{MPa}$	座	1
3	出口除油器橇	$Q=130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P=7.0 \text{MPa}$	座	1
4	防爆电动单梁起重机	16t	台	1
5	电热带	/	m	500
6	管线	D273×7 L245	m	150
		D219×7 L245	m	300
		D168×7 L245	m	50
		D325×8 L245	m	50
		D114×5 L245	m	200
		D60×4 L245	m	200

(3) 余热回收工艺流程

已建压缩机余热利用系统改造工艺流程：外输气经已建外输气压缩机进行增压，增压后压力 3.62MPa、温度为 103.6℃；经余热回收 EA-0401A/B/C 换热后，压力 3.60MPa、温度为 70℃；与新建外输气压缩机进出口气一气换热器 EA-0402 换热，压力 3.575MPa、温度为 44.35℃。换热后的外输气直接外输。

在非采暖季，EA-0401A/B/C 的二级换热器停运；外输气经余热回收 EA-0401A/B/C 一级换热器换热后，温度 92.2℃；外输气经旁通管线超越 EA-0401A/B/C 的二级换热器，为避免外输压缩机进口温度高于 61.5℃，外输气到外输气空冷器 E-0401A/B/C 装置前分两路，一路经旁通超越空冷器 E-0401A/B/C 装置，另一路经空冷器 E-0401A/B/C 装置冷却，两路在空冷器 E-0401A/B/C 装置后混合，混合后温度为 70℃；再与新建外输气压缩机进出口气气换热器 EA-0402 换热，换热后温度 44.35℃外输。

新建压缩机余热利用工艺流程：本项目新建三台天然气压缩机，两用一备，可进行余热利用回收的热量共 281kW，供水温度为 93.5/83℃。本次新建余热回收装

置管线与已建余热回收装置管线搭接，供回水分别搭接在已建余热回收系统的一级换热器前后，与原系统并联运行，实现双热源供热。

已建工艺循环泵 2 台，水泵参数：流量 $61\sim 113\text{m}^3/\text{h}$ ，扬程 $51\sim 65\text{mH}_2\text{O}$ ，功率 22kW ，运行方式 1 用 1 备。本次新建供回水管线约 800m ，已建工艺循环泵满足要求，利旧使用。

3.5 污染源源强核算

3.5.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为施工废气主要为施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘和焊接烟尘。

①施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、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。

(2) 废水

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。

①管道试压废水和混凝土养护废水

管道试压采用清水试压，从附近村庄拉运至施工区，用水量约为 150m^3 ；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 $40\sim 60\text{mg/L}$ ，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护过程中会产生少量的混凝土养护废水，属于清净下水，自然蒸发处理。

②生活污水

施工人员按 100 人计，施工期 240 天，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则站场改造生活用水 480³。排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 384m³。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。站场改造生活污水暂存在临时防渗池内，最终送至玛河气田处理站内一体化污水处理装置处理。

(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。各噪声源噪声排放情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
施工机械	处理站、井场、集气站	85~100	间歇	机械	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
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

(4) 固体废物

施工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、生活垃圾和焊接废渣。

①建筑垃圾

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

②生活垃圾

处理站改造周期为 240 天、施工人数为 100 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，生活垃圾产生量为 12t，集中收集定期清运至石河子市生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

③焊接废渣

管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，根据《固体废物分类与代码目录》可知焊接废渣废物代码为 900-099-S59，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(5) 生态影响分析

①工程占地

工程占地主要为采气井场、玛河气田处理站和电力线等，总占地面积为 33980m²，其中永久占地 5980m²，临时占地 28000m²，详见表 3.3-3。

临时占地类型为其他草地，目前建设单位正在办理项目用地手续。

表 3.3-3 占地概况一览表

序号	建设内容	数量	占地面积 (m ²)			备注	占地类型
			永久征地	临时占地	合计		
1	玛河气田处理站	/	5800	/	5800	/	其他草地
2	MN1002井场	/	90	2000	2090	/	
3	MN1004井场	/	90	2000	2090	/	
4	架空线路	6km	/	24000	24000	施工作业带宽度 4m	
5	合计	/	5980	28000	33980	/	/

3.5.2 运营期污染源强核算

(1) 废气

废气主要为天然气集输过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）和无组织硫化氢。

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，（根据采出物中天然气性质计算，取 8.81%）；

$WF_{TOC,i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数, (根据采出物中天然气性质计算, 取 99.06%);

$e_{TOC,i}$ —密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$), kg/h ;

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间, h , 本次取 7920 h 。

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 3.3-4。

表 3.3-4 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)
MN1002 井	阀门	0.064	5	0.0007
	法兰	0.085	10	0.0018
	连接件	0.028	60	0.0036
	小计	/	/	0.0061
玛河气 田处理 站	阀门	0.064	108	0.0146
	法兰	0.085	216	0.0388
	连接件	0.028	1296	0.0767
	小计	/	/	0.1301

表 3.3-5 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污 环节	污染 物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放 量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	M1	天然 气集 输	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; 定期对井场的设备、阀门等检查; 定期对集输管线进行巡检; 加强对密闭管线及密封点的巡检; 定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.1362

②温室气体排放

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 CO_2 排放、火炬燃烧和 CH_4 排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 排放、设备泄漏 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放, 公式如下:

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

本项目涉及温室气体排放的环节为事故火炬燃烧放空（放喷池放喷燃烧）和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

1) 净购入电力隐含的 CO₂ 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_{CO₂净电}为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD_{电力}为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF_{电力}为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

本工程电力消耗约 3.6MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.3-8。

表 3.3-8 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 ）
3.6	0.8922	3.21

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

2) 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_{CO₂事故火炬}为由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CH₄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_{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m³,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CO₂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0~1,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9.17;

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CO₂的体积浓度,本次取0.001%;

V_{CH_4} 为事故火炬气中CH₄的体积浓度,本次取90.25%。

根据上述公式计算出CH₄和CO₂排放量分别为0.16t、4.126t。

(2) 废水

本项目运营期废水主要为含盐废水。

软化水装置产生的含盐废水量约为6m³/d,废水产生量为1980m³/a,含盐废水收集至污水罐中,由罐车拉运至81#原油处理站处理。

(3) 噪声

噪声主要为站内设备的运转噪声,噪声排放情况见错误!未找到引用源。。,分布情况见错误!未找到引用源。。

表 3.3-13 运营期噪声排放情况一览表（室外声源）

序号	噪声源所在场站	名称	型号	空间相对位置 (m)			源强 dB (A)	数量 (座/台)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z				
1	MN1002 井	低压气压缩机橇	$Q=5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ (P 进=6.3MPa P 出=6.8MPa)				85~90	1	优化站场总图布置, 采用低噪声设备、基础减振	昼夜连续运行
2		低压凝析油泵橇	$Q=1\text{m}^3/\text{h}$ P=8.0MPa				85~90	1		昼夜连续运行
3		进口分离器橇	$Q=5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ P=8.0MPa				85~90	1		昼夜连续运行
4		出口除油器橇	$Q=5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ P=8.0MPa				85~90	1		昼夜连续运行
5	MN1004 井	电加热橇	40kW 25MPa				85~90	1		昼夜连续运行
6	1 号集气站	电加热橇	200kW 25MPa				85~90	1		昼夜连续运行
7	2 号集气站	电加热橇	150kW 25MPa				85~90	5		昼夜连续运行
8	玛河气田处理站	中压气压缩机橇	$Q=65 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ (P 进=1.0~5.2MPa P 出=6.1MPa), 两用一备				85~90	3		昼夜连续运行
9		进口三相分离器橇	$Q=130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ P=6.0MPa				85~90	1		昼夜连续运行
10		出口除油器橇	$Q=130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ P=7.0MPa				85~90	1		昼夜连续运行
11		防爆电动单梁起重机	16t				85~90	1		间歇运行, 每周 2 次

备注：空间位置坐标以站场西南角为 (0,0) 点计算。

(4) 固体废物

固体废物主要为一般工业固体废物——废过滤材料和危险废物——废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

① 废过滤材料

软化水装置需定期更换过滤树脂，属于一般固体废物，根据供货厂商提供数据，更换频次为 1 次/2 年，产生量与使用量相等，废过滤材料产生量约为 0.6t/2 年，由厂家回收进行再生处理或委托第三方有资质单位合规处置。

② 废润滑油

处理站各项装置检修时会产生废润滑油，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），类比同类站场，产生量约 1.5t/a，检修时采用密闭容器收集，临时贮存在采气一厂危险废物临时贮存场，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

③ 废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.09t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，临时贮存在采气一厂危险废物临时贮存场，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

④ 沾油废防渗材料

运营期检修过程中会有废防渗膜等废防渗材料产生，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），根据作业区实际产生数据，产生量约 0.1t/a。

各类危险废物汇总情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 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 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08	900-214-08	1.5t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	交由有相

2	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.09t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	应危险废物处置资质的单位处置
3	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	0.1t/a	设备检维修	固态	油类	油类	T, I	

(5) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 3.3-15。本项目及现有工程排放量“三本账”情况见表 3.3-16。

3.5.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

3.5.4 事故状态环境影响分析

由于腐蚀、误操作等原因，可能出现的事故主要有天然气和凝析油处理装置压力容器泄漏、管线泄漏等泄漏事故，泄漏的凝析油可能污染大气环境、土壤环境和地下水环境。

3.6 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。含盐废水集中收集后送至 81#原油处理站，处理达标后用于回注，不外排；本项目排放的非甲烷总烃为无组织排放，故本次不进行总量控制指标申请。

表 3.3-15 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	井场、处理站增压集输过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	0.1362t/a	0.1362t/a	选用质量合格的设备，加强设施检维修，确保各装置正常运转，加强动静密封点巡检，废气以无组织形式逸散
废水	软化水装置	含盐废水	SS	1980m ³ /a	0	送至 81 [#] 联合站采出水处理系统处理
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、基础减震
固体废物	设备检维修	废润滑油	废润滑油	1.5t/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
	设备检维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.09t/a	0	
	设备检维修	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.1t/a	0	

表 3.3-16 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源	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	总产生量	总排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃	179.0128t/a	0.1362t/a	/	179.149t/a	179.149t/a
	有组织排放	SO ₂	0.0098t/a	/	/	0.0098t/a	0.0098t/a
		NO _x	2.58t/a	/	/	2.58t/a	2.58t/a
		烟尘	0.21t/a	/	/	0.21t/a	0.21t/a
废水	洗井废水	石油类、COD	2166.1t/a	/	/	2166.1t/a	/
	井下作业废液	石油类、COD	1518.7t/a	/	/	1518.7t/a	/
	采出水	石油类、COD	4019t/a	/	/	4019t/a	/
	含盐废水	SS	0	1980m ³ /a	/	1980m ³ /a	/
	生活污水	COD、BOD、氨氮	708m ³ /a	/	/	708m ³ /a	/
噪声	站场机泵	连续等效 各类机泵	/	85~100dB(A)	/	85~100dB(A)	85~100dB(A)

	巡检车辆	A 声级	交通噪声	/	60~90dB (A)	/	60~90dB (A)	60~90dB (A)
固体 废物	废润滑油	石油类		0.1t/a	1.5t/a	/	1.6t/a	/
	废润滑油桶	石油类		0.05t/a	0.09t/a	/	0.14t/a	/
	废防渗材料	石油类		0.14t/a	0.1t/a	/	0.24t/a	/
	清管废渣	石油类		43.93kg/a	/	/	43.93kg/a	/
	生活垃圾	/		3.7t/a	/	/	3.7t/a	/
	含油污泥	石油类		385t/a	/	/	385t/a	/

3.7 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。

(1) 指标分析

①指标

根据《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》进行清洁生产水平评价。井下作业、采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.5-1～表 3.5-3。

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 3.5-4，根据本项目实际情况判定的各作业评价指标见表 3.5-5。

表 3.5-4 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	$75 \leq P < 90$

表 3.5-5 清洁生产评价指标

作业	定量指标	定性指标	综合指标
采气工程	100	100	100

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，采用源头削减技术，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。

表 3.5-2 采气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	<50	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	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地原油产生措施	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		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	

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

本项目行政隶属新疆生产建设兵团第八师石河子市，石河子市是新疆生产建设兵团第八师师部所在地，位于新疆维吾尔自治区北部。石河子垦区地处天山北麓中段，古尔班通古特大沙漠南缘，地理坐标位于 E84° 58' ~ 86° 24'，N43° 26' ~ 45° 20'，准噶尔盆地南缘。东以玛纳斯河为界，与玛纳斯县为邻；南、西、北三面与沙湾市环接市区，市区东距自治区首府乌鲁木齐市 150km，西距霍尔果斯口岸 500km。全垦区面积 7529km²。

4.1.2 地形地貌

本项目位于石河子市南山山区，山区地形起伏较大，地面海拔为 700m~1000m。气田区域地形复杂，交通困难，有勘探路与山外相通，气田至山口距离最远约 5km 左右，低山区山体主要以红色或灰绿色泥岩、砂岩为主。地表多砂砾石。山前冲洪积平原地区地形起伏较小。

4.1.3 气候气象

项目区位于石河子市，其气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 石河子市气象站常规气象项目统计（2001-2020 年）

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	-22.1
	最热月平均	℃	32.2
	极端最高	℃	42.2
	极端最低	℃	-39.8
	年平均	℃	6.6
设计计算用采暖期	日平均温度≥30℃天数	d/a	70.1

天数	日平均温度 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ 天 (日平均温度)	d/a ($^{\circ}\text{C}$)	163.2
	日平均温度 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ 起止日期	日/月	18/10-30/3
相对湿度	最冷月	%	81
	最热月	%	52
平均风速	冬季	m/s	1.28
	夏季	m/s	2.03
	年平均	m/s	1.7
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	20
	风向	\	W
最大积雪厚度	厚度/雪荷	mm / Pa	400
最大冻土深度	平均值	cm	147
地下土壤温度	-0.8m处历年平均值	$^{\circ}\text{C}$	9.2
	-1.6m处历年平均值	$^{\circ}\text{C}$	9.4

4.1.4 地表水

项目区东部为玛纳斯河，项目边界距其河道最短距离约为 3.5km。玛纳斯河流域（以下简称“玛河流域”）位于新疆天山北坡经济带的重要区域，地处天山北麓准噶尔盆地南缘，发源于天山北麓依连哈比尔尕山，流向由南向北，是准噶尔盆地南缘最大的一条融雪型山溪河流，干流全长 324km，多年平均径流量 $13.15 \times 10^4 \text{m}^3$ ，主要支流有清水河和呼斯台郭勒河。东至塔西河，西至巴音沟河，南靠依连哈比尔尕山与和静县相连，北接古尔班通古特沙漠。地理位置 $\text{E}85^{\circ} 01' \sim 86^{\circ} 32'$ ， $\text{N}43^{\circ} 27' \sim 45^{\circ} 21'$ ，径流总面积 19800km^2 。

4.1.5 地下水

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

褶皱构造，石河子市区南部的玛纳斯山属第二排背斜构造，该山体海拔 600m~1000m，由透水性较弱的第三系泥岩、泥质砂岩和砂砾岩组成，与其南部紧靠天山主脉的第一排背斜平行，其间的向斜注地沉积了巨厚的第四纪砂卵砾石和半胶结砾岩，第四系含水层厚度 200m 左右，地下水储量相当丰富。但该地下水在向北部渗流的过程中，受玛纳斯山阻挡，山区地下水向倾斜平原区的渗透补给滞缓且微弱。该区域地下水埋深变化较大，G312 国道北埋深多小于 20 m，铁路以南一般大于 100m，这决定了区内地下水的补给以水平侧向补给为主；垂向上因水位埋深较大，其入渗补给相当微弱。

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。项目区位于水土流失重点治理区——准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区，环境保护目标为准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。

根据《新疆生产建设兵团第八师石河子市水土保持规划（2018—2030 年）》，项目所在地石河子市 152 团所在区域属于师市级水土流失重点治理区——师市级低山丘陵沟壑水土流失重点治理区。

根据《2022 新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，石河子市水土流失类型主要是风力侵蚀，本项目位于轻度侵蚀范围内。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

根据《新疆维吾尔自治区 2023 年生态环境状况公报》，项目所在的行政区——新疆生产建设兵团第八师石河子市属于环境空气不达标区。

生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”数据显示，2023 年石河子市基本污染物中 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 的现状浓度均符合《环

境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准， PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的现状浓度超标，具体数据见表 4.3-1。 PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 现状浓度超标原因：①区域能源结构不合理，燃煤消耗总量大；②冬季静风频率大，平均风速较小，不利于空气污染物扩散；③冬季逆温影响使逆温层过厚，空气不能向上扩散；④挥发性有机物的治理水平不高；⑤机动车尾气排放的影响；⑥输入性沙尘天气的影响。

表 4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子		SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}	CO	O ₃
年评价指标		年平均 值	年平均 值	年平均 值	年平均 值	24 小时平 均第 95 百分位数	最大 8 小时 平均第 90 百分位数
标准值（ $\mu g/m^3$ ）		60	40	70	35	4000	160
2023 年	现状浓度（ $\mu g/m^3$ ）	9	22	81	49	1900	141
	占标率（%）	15	55	115.7	140	47.5	88.1
	达标情况	达标	达标	超标	超标	达标	达标

（2）特征污染物环境质量现状评价

①监测因子及监测点位

监测因子：天然气中未检出硫化氢，但为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢进行实测。

监测点位：本次在玛河气田处理站、1 号集气站和 MN1002 井场上风向及主导风向下风向各布设 1 个监测点，共布设 6 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	玛河气田处理站上风向		
G2	玛河气田处理站下风向		
G3	MN1002 井场上风向		
G4	MN1002 井场下风向		
G5	1 号集气站上风向		
G6	1 号集气站下风向		

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：2025 年 3 月 27 日~4 月 3 日；

监测单位：新疆中检联检测有限公司。

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行， H_2S 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_2S	一次值	10			达标
G2	NMHC	一次值	2000			达标
	H_2S	一次值	10			达标
G3	NMHC	一次值	2000			达标
	H_2S	一次值	10			达标
G4	NMHC	一次值	2000			达标
	H_2S	一次值	10			达标
G5	NMHC	一次值	2000			达标
	H_2S	一次值	10			达标
G6	NMHC	一次值	2000			达标
	H_2S	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, 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。

(3) 区域特征污染因子环境质量现状变化趋势

本次评价收集了玛河气田 2020 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~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			达标
2021	NMHC	一次值	2000			达标
2023	NMHC	一次值	2000			达标
2024	NMHC	一次值	2000			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, 非甲烷总烃监测值虽有增大, 但整体呈下降趋势, 这与采气一厂加强环境管理、巡检等有关。

4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 地表水

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。

(2) 地下水

①数据来源

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, 监测井位点位分布见 4.3-5, 点位基本信息及与项目区的位置关系见下表。监测布点图见图 4.3-2。

表 4.3-5 地下水监测井基本信息

编号	坐标		水位 (m)	水井功能	层位	与项目区位置关系
	北纬	东经				
W1				农田灌溉	潜水层	项目区侧向6km处
W2				农田灌溉	潜水层	项目区下游1.8km处
W3				农田灌溉	潜水层	项目区侧向4.9km处
W4				农田灌溉	潜水层	项目区侧向3km处
W5				农田灌溉	潜水层	项目区下游2.7km处

②监测因子

监测因子： 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、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位、水温。

（3）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。

（4）评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

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

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$\begin{aligned} \text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时;} \quad S_{pH,j} &= \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}} \\ \text{pH}_j > 7.0 \text{ 时;} \quad S_{pH,j} &= \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0} \end{aligned}$$

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

地下水水质监测及评价结果见表 4.3-6，水质监测及评价结果表明，除溶解性总固体、氯化物、总硬度、总大肠杆菌群、细菌总数、钠和硫酸盐超标外，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值，溶解性总固体、氯化物、总硬度、钠和硫酸盐超标原因主要为天然背景值偏高；总大肠杆菌群、

细菌总数可能是受到生活污水的污染。

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	监测因子	标准限值 (III类)	W1			W2			W3		
			监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况
1	pH	6.5~8.5									
2	水温 (°C)	/									
3	浑浊度/NTU	≤3									
4	色度/度	≤15									
5	溶解性总固体	≤1000									
6	高锰酸盐指数	/									
7	氨氮 (以 N 计)	≤0.50									
8	氟化物 (以 F 计)	≤1.0									
9	氯化物 (以 Cl ⁻ 计)	≤250									
10	硝酸盐 (以 N 计)	≤20									
11	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计)	≤250									
12	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00									
13	挥发酚类 (以苯酚计)	≤0.002									
14	铬 (六价)	≤0.05									
15	氰化物	≤0.05									
16	总大肠菌群, MN/100mL	≤3.0									
17	总硬度	≤450									
18	铁	≤0.3									
19	锰	≤0.1									
20	K ⁺	/									
21	Ca ²⁺	/									

22	Na ⁺	/	31.4								
23	Mg ²⁺	/	9.50								
24	汞	≤0.001	<0.00004								
25	砷	≤0.01	<0.00003								
26	Cl ⁻	/	36.5								
27	SO ₄ ²⁻	/	46.8								
28	CO ₃ ²⁻	/	0.00								
29	HCO ₃ ⁻	/	104								
30	石油类	≤0.05	0.03								
31	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	20								
32	硫化物	≤0.02	<0.01								
33	铅	≤0.01	<0.001								
34	镉	≤0.005	<0.0001								
35	肉眼可见物	/	无								
36	钠	≤200	1754								

(5) 包气带质量现状监测

根据现场踏勘及问询结果，项目区运行至今，未发生包气带污染情况，综合考虑，本次在可能发生漏油概率较大的已建 MN1002 井井口、1 号集气站储罐区、玛河气田处理站罐区各布设 1 个包气带监测点，样品进行浸溶实验，包气带质量现状监测结果见表 4.3-7。根据监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，各项因子均达标，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

表 4.3-7 包气带质量现状监测结果一览表

监测点名称	采样点坐标	采样深度	监测因子	执行标准 (III类)	监测值	标准指数	评价结果
MN1002 井井口	E:86° 2' 51.72"; N:44° 10' 18.63"	0.2m	石油类	≤0.05			
			pH	6.5~8.5			
			钡	≤0.7			
			汞	≤0.001			
			砷	≤0.01			
			六价铬	≤0.05			
1 号集气站储罐区	E:86° 1' 17.65"; N:44° 10' 24.72"	0.2m	石油类	≤0.05			
			pH	6.5~8.5			
			钡	≤0.7			
			汞	≤0.001			
			砷	≤0.01			
			六价铬	≤0.05			
玛河气田处理站罐区	E:86° 1' 25.35"; N:44° 12' 51.20"	0.2m	石油类	≤0.05			
			pH	6.5~8.5			
			钡	≤0.7			
			汞	≤0.001			
			砷	≤0.01			
			六价铬	≤0.05			

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

在玛河气田处理站、MN1002 井和 2 号集气站厂界四周各布设 1 个监测点，共布设 12 个监测点，坐标见表 4.3-8 和图 4.3-2。

表 4.3-8 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点描述		坐标	
			E	N
Z1	玛河气田处理站	东厂界		
Z2		南厂界		
Z3		西厂界		
Z4		北厂界		
Z5	MN1002井	东厂界		
Z6		南厂界		
Z7		西厂界		
Z8		北厂界		
Z9	2号集气站	东厂界		
Z10		南厂界		
Z11		西厂界		
Z12		北厂界		

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2025年3月29日~3月30日；

监测单位：新疆中检联检测有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类区标准限值。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-9。

表 4.3-9 声环境现状监测结果 [单位：dB(A)]

监测点	监测点描述		昼间			夜间		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	玛河气田处理站	东厂界		60	达标		50	达标
Z2		南厂界		60	达标		50	达标
Z3		西厂界		60	达标		50	达标
Z4		北厂界		60	达标		50	达标
Z5	MN1002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
Z9	2号集	东厂界		60	达标		50	达标

Z10	气站	南厂界		60	达标		50	达标
Z11		西厂界		60	达标		50	达标
Z12		北厂界		60	达标		50	达标

由表 4.3-9 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 土壤环境质量现状评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为棕钙土，详见图 4.3-3。

棕钙土是由生物累积和碳酸钙移动淀积两个主要成土过程共同作用形成的地带性土壤。根据棕钙土形成过程与附加成土过程，该土可分为棕钙土、淡棕钙土、盐化棕钙土、草甸棕钙土、碱化棕钙土、灌耕棕钙土六个亚类。本工程所在区域土壤类型主要为棕钙土，其成土母质类型多样，其中天山北麓多为黄土状沉积物，土层较厚，并具有明显的残余盐化和碱化特征。本次采用现场实测的方法来评价项目区土壤环境质量现状。

（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一级评价，土壤生态影响为一级评价。具体如下：

污染影响型评价等级判定：天然气开采为Ⅱ类建设项目，土壤敏感类型为敏感，永久占地 0.58hm²，占地规模为小型（<5hm²），污染影响型土壤环境评价工作等级为二级，应布设 6 个监测点（占地范围内 3 个柱状样，1 个表层样；占地范围外 2 个表层样）。

生态影响型评价等级判定：根据项目区周边土壤盐分实测数据，盐分>4g/kg，敏感程度为敏感，土壤生态影响评价等级为二级，应布设 7 个监测点（占地范围内 3 个表层样；占地范围外 4 个表层样）。

综合考虑，本次共布设 14 个监测点，（占地范围内 6 个表层样，占地范围外 8 个表层样），监测点坐标见表 4.3-10 和图 4.3-2。

表 4.3-10 实测土壤监测点位

监测点位		井号/站号	经纬度坐标		采样性质	
			E	N		
占地范围内	S1	玛河气田处理站新增占地范围内			柱状样	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
	S2	玛河气田处理站新增占地范围内			柱状样	
	S3	玛河气田处理站新增占地范围内			柱状样	
	S4	1 号集气站内			表层样	0~0.2m 处取样
	S5	MN1002 井场内			表层样	0~0.2m 处取样
	S6	2 号集气站内			表层样	0~0.2m 处取样
	S7	玛河气田处理站罐区			表层样	0~0.2m 处取样
占地范围外	S8	玛河气田处理站占地范围外			表层样	0~0.2m 处取样
	S9	2 号集气站外			表层样	0~0.2m 处取样
	S10	1 号集气站外			表层样	0~0.2m 处取样
	S11	新建电力线旁			表层样	0~0.2m 处取样
	S12	玛河气田处理站占地范围外			表层样	0~0.2m 处取样
	S13	玛河气田处理站占地范围外			表层样	0~0.2m 处取样

(2) 监测因子

S4、S6、S8 监测点监测因子为：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、土壤含盐量，共计 48 项。

S1、S2、S3、S5、S7 监测点监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、

镍、石油烃、土壤盐分含量，共计 10 项。

S9、S10、S11、S12、S13 占地范围外监测点监测因子为：pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌、石油烃、土壤含盐量，共计 11 项。

(3) 监测单位及监测时间

采样时间：2025 年 3 月 29 日；

监测单位：新疆中检联检测有限公司。

(4) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《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。

(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 4.3-11-表 4.3-13。

表 4.3-11 S1~S3、S5 土壤监测及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	S1 (0~0.5m)			S1 (0.5~1.5m)			S1 (1.5~3m)			S2 (0~0.5m)			S2 (0.5~1.5m)			S2 (1.5~3.0m)		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	监测值	标准指数	达标情况	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH	/	/																		
2	砷	60	mg/kg																		
3	镉	65	mg/kg																		
4	六价铬	5.7	mg/kg																		
5	铜	18000	mg/kg																		
6	铅	800	mg/kg																		
7	汞	38	mg/kg																		
8	镍	900	mg/kg																		
9	石油烃	4500	mg/kg																		
10	水溶性总盐 (含盐量)	/	g/kg																		
序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	S3 (0~0.5m)			S3 (0.5~1.5m)			S3 (1.5~3.0m)			S5 (0~0.2m)			S7 (0~0.2m)					
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况			
1	pH	/	/				8.38	/	/	8.23	/	/	8.42	/	/	9.80	/	/			
2	砷	60	mg/kg				6.96	0.116	达标	8.16	0.136	达标	9.18	0.153	达标	6.83	0.114	达标			
3	镉	65	mg/kg				0.16	0.002	达标	0.14	0.002	达标	0.16	0.002	达标	0.17	0.003	达标			
4	六价铬	5.7	mg/kg				未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标			
5	铜	18000	mg/kg				18	0.001	达标	19	0.001	达标	28	0.002	达标	17	0.001	达标			
6	铅	800	mg/kg	7.9	0.010	达标	7.5	0.009	达标	9.1	0.011	达标	8.8	0.011	达标	9	0.011	达标			
7	汞	38	mg/kg	0.045	0.001	达标	0.049	0.001	达标	0.121	0.003	达标	0.032	0.001	达标	0.043	0.001	达标			

8	镍	900	mg/kg	26	0.029	达标	25	0.028	达标	27	0.030	达标	29	0.032	达标	27	0.030	达标	
9	石油烃	4500	mg/kg	272	0.060	达标	1006	0.224	达标	77	0.017	达标	146	0.032	达标	39	0.009	达标	
10	水溶性总盐 (含盐量)	/	g/kg	1.0	/	/	0.6	/	/	0.7	/	/	0.5	/	/	2.1	/	/	

表 4.3-12 S4、S6、S8 土壤监测及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	S4 (0~0.2m)			S6 (0~0.2m)			S8 (0~0.2m)		
				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	砷	60	mg/kg									
2	镉	65	mg/kg									
3	六价铬	5.7	mg/kg									
4	铜	18000	mg/kg									
5	铅	800	mg/kg									
6	汞	38	mg/kg									
7	镍	900	mg/kg									
8	四氯化碳	2.8	μ g/kg									
9	氯仿	0.9	μ g/kg									
10	氯甲烷	37	μ g/kg									
11	1,1-二氯乙烷	9	μ g/kg									
12	1,2-二氯乙烷	5	μ g/kg									
13	1,1-二氯乙烯	66	μ g/kg									
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	μ g/kg									
15	反-1,2-二氯乙烯	54	μ g/kg									
16	二氯甲烷	616	μ g/kg									
17	1,2-二氯丙烷	5	μ g/kg									
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μ g/kg									
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μ g/kg									

20	四氯乙烯	53	μ g/kg									
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μ g/kg									
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μ g/kg									
23	三氯乙烯	2.8	μ g/kg									
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μ g/kg									
25	氯乙烯	0.43	μ g/kg									
26	苯	4	μ g/kg									
27	氯苯	270	μ g/kg									
28	1,2-二氯苯	560	μ g/kg									
29	1,4 二氯苯	20	μ g/kg									
30	乙苯	28	μ g/kg									
31	苯乙烯	1290	μ g/kg									
32	甲苯	1200	μ g/kg									
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μ g/kg									
34	邻二甲苯	640	μ g/kg									
35	硝基苯	76	mg/kg									
36	2-氯酚	2256	mg/kg									
37	苯并[a]蒽	15	μ g/kg									
38	苯并[a]芘	1.5	μ g/kg									
39	苯并[b]荧蒽	15	μ g/kg									
40	苯并[k]荧蒽	151	μ g/kg									
41	蒽	1293	μ g/kg									
42	二苯并[a,h]蒽	1.5	μ g/kg									
43	茚并[1,2,3-cd]芘	15	μ g/kg									
44	萘	70	μ g/kg									
45	pH	/	/									
46	石油烃	4500	mg/kg									

47	水溶性总盐（含盐量）	/	g/kg														
----	------------	---	------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

表 4.3-13 S9~S13 土壤监测及评价结果一览表

序号	名称	监测值单位	S9（0~0.2m）			S10（0~0.2m）			S11（0~0.2m）			S12（0~0.2m）			S13（0~0.2m）		
1	pH	/															
2	砷	mg/kg															
3	镉	mg/kg															
4	总铬	mg/kg															
5	铜	mg/kg															
6	铅	mg/kg															
7	汞	mg/kg															
8	镍	mg/kg															
9	锌	mg/kg															
10	石油烃	mg/kg															
11	水溶性总盐 （含盐量）	g/kg															

由表 4.3-11-表 4.3-13 可知项目区占地范围内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）第二类用地风险筛选值标准。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $\text{pH}>7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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。

4.4 生态环境现状调查与评价

本次生态环境现状调查采用资料收集、现场踏勘相结合的方法。于 2025 年 3 月 18 日进行现场踏勘。

（1）基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告。

（2）现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料的准确性，以获取实际资料和数据。

4.4.1 生态功能区划

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.4-1。

表 4.4-1 项目区生态功能区划

生态 功能 分区	生态区	II 兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区
	生态亚区	II ₃ 六、七、八、十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区

单元	生态功能区	11. 六、七、八师奎屯—石河子—五家渠城镇与绿洲生态功能区
主要生态服务功能	工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制。	
主要生态环境问题	地下水超采、荒漠植被退化、河流萎缩断流、土地荒漠化与盐渍化、工业污染严重、绿洲外围受到沙漠化威胁。	
主要保护目标	保护绿洲农田生态系统及农田土壤环境质量、保护城市环境质量、保护荒漠植被。	
主要保护措施	节水灌溉、合理控制地下水开采，各类污染物达标排放、提高城市环境质量，保护绿洲外围荒漠植被、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理。	
适宜发展方向	发展以棉花为主导的优质、高效、特色农业；加快高标准城镇（市）化建设；发展和做强棉纺业、塑化节水器材产业、化工业等重要工业的建设。	

4.4.2 生态系统结构和特征

项目区位于石河子垦区地处天山北麓中段，古尔班通古特大沙漠南缘气田开发区域的基质为绿洲生态景观，分布有林地、草地等自然植被，以及耕地、园地等人工植被。绿洲生态景观的稳定性较好，异质化程度高，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较好。

4.4.3 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区土地利用类型图，项目区的土地利用类型其他草地。

4.4.4 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，评价区属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。经过实地调查和资料核实，评价区域内常见高等植物有 24 种，分属 8 科，其中藜科植物占有 50% 多。植被类型见表 4.4-2。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 版）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024 版），评价范围内无受保护的野生植物。

表 4.4-2 区域内主要高等植物及分布一览表

科	种名	拉丁名
藜科	无叶假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>
	多叶猪毛菜	<i>Salsola foliosa</i>
	长刺猪毛菜	<i>Salsola paulsenii</i>
	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>
	驼绒藜	<i>Ceratoides latens</i>
	绛红梯翅蓬	<i>Climacoptera affinis</i>
	散植梯翅蓬	<i>C. brachiata</i>
	柔毛节节盐木	<i>Hymelocnemis villosa</i>
	木地肤	<i>Kochia prostrata</i>
	小蓬	<i>Nanophyton eriacum</i>
	叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>
菊科	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	博洛塔绢蒿	<i>Seriphidium borotalense</i>
	地白蒿	<i>Artemisia terrae ablbac</i>
柽柳科	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>
茄科	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
禾本科	沙生针茅	<i>Stipa glareosa</i>
	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>
	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>
十字花科	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>
豆科	骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
	苦马豆	<i>Swainsonia salsula</i>

注：++多见，+少见，-偶见。

4.4.5 野生动物现状

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

评价区域内野生动物组成较单一，常见的有两栖类和爬行类的快步麻蜥、沙蜥等。鸟类为雀形目的树麻雀、短趾沙百灵等广布种。还有红尾伯劳、欧斑鸠等，

无大型野生兽类，主要为啮齿动物，如红尾沙鼠、小家鼠、灰仓鼠等。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。

4.4.6 土地沙化

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化监测沙化土地分布图》（2015 年）可知，本项目临时占地属于非沙化土地。

4.4.7 水土流失

根据《新疆生产建设兵团第八师石河子市水土保持规划（2018~2030 年）》，项目所属的第八师 152 团属于 II 区（南部低山丘陵保土生态维护区）。本区水土侵蚀面积为 22.8km²，占该区土地总面积的 16.4%。该区以轻度侵蚀为主，占该区总侵蚀面积的 92.6%。本区由南向北地形坡度变化较大。冲洪积扇中上部坡度大，在 11%~24%左右，降水对裸露、松散地表形成面蚀，局部较为强烈，尤其河道及冲沟处，地面有明显下切。丰水年玛纳斯河、宁家河洪水均对河道及下游造成了一定的冲蚀。防治方向：该区域主要治理方略为，增加山区的林草覆盖度，对于主要产汇流及水土流失严重、防洪措施不完善的主要沟道实施综合治理措施，通过修建沟道防护措施，减缓沟底坡度，降低沟道侵蚀基准面，同时实施综合拦蓄措施、依靠洪水水源，布置水土保持林草，提高沟道的林草覆盖度。按照师市水土保持两区划分结果，152 团所在区域属于师市级水土流失重点治理区——师市级低山丘陵沟壑水土流失重点治理区。

4.4.8 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

（1）既有工程实际生态影响

本项目为技改项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在气田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。

（2）既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，有效的防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内的野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题。

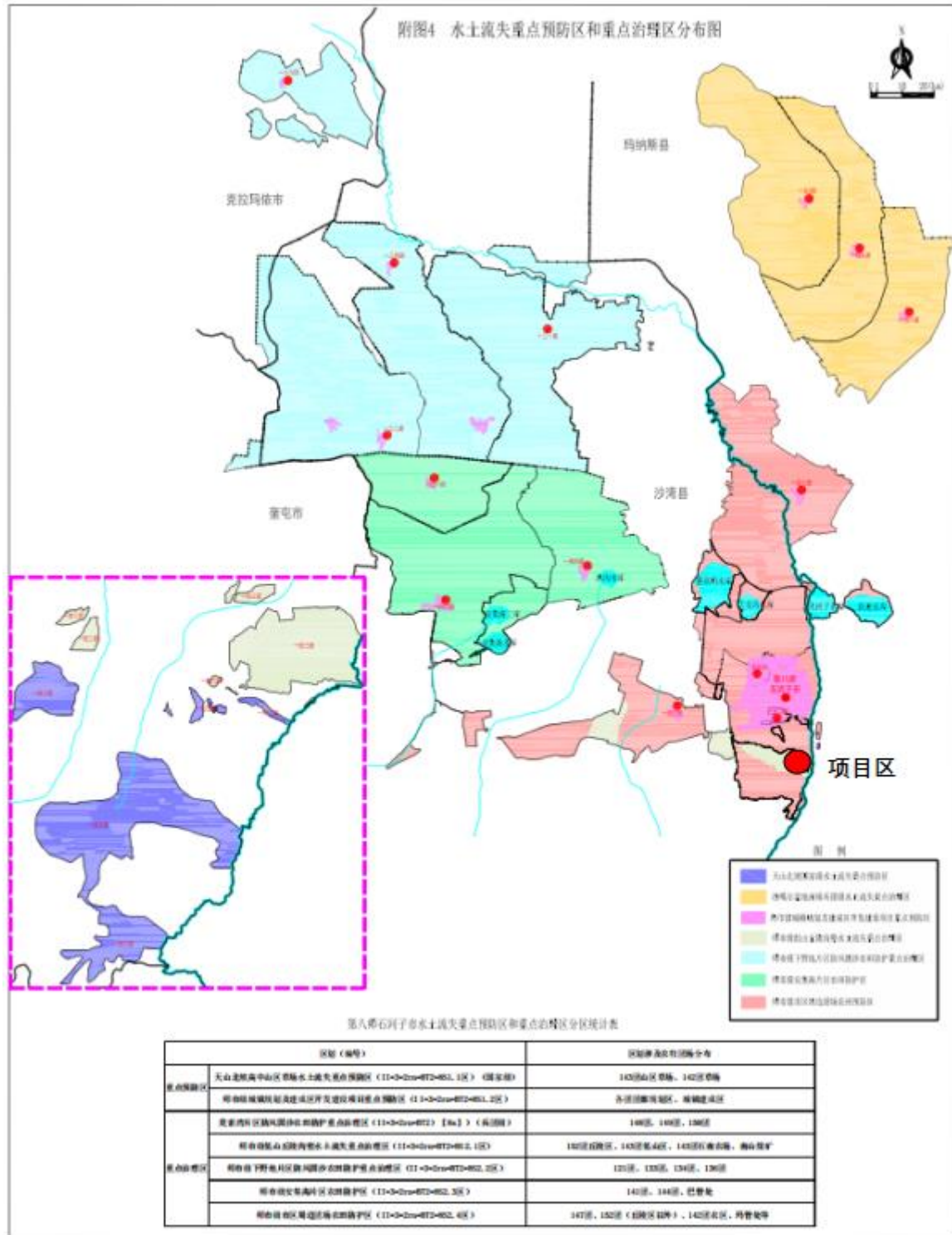


图 4.4-4 水土保持两区划分图

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

在站场平整、铺垫以及其他设备进场及安装等施工过程和管沟开挖、回填及输电线敷设、道路建设等地面工程建设过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。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) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

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 、 CO_2 、 NO_x 、 CH_4 ，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) 生活污水

施工期生活污水中主要污染物为 COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等，浓度一般为 300mg/L 、 50mg/L 。增压装置建设，施工人员按 50 人计，施工期 180 天，施工人员生活污水产生量按 $20\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，施工期产生生活污水 180m^3 。施工人员产生的生活污水依托玛河气田处理站已建生活污水处理设施进行处理。

(2) 管道试压废水及混凝土养护废水

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

（3）管线施工对地下水的影响

拟建设备连接管线和供回水管线采用埋地敷设，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、焊接及吹扫废渣（废物种类：SW59 其他工业固体废物，废物代码：900-099-S59）。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，定期送至石河子市建筑垃圾填埋场填埋处理。焊接及吹扫废渣产生量很小，集中收集后拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。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

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是站场建设、管道敷设和输电线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。管道的施工场地存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）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）占地影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为输电线路施工临时占用，永久占地主要为玛河气田处理站新增占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生

态系统产生一定程度影响。

由于运输车辆及施工人员的活动，可使地表结皮受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。当气田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，项目占地影响也会逐步减弱。

（2）对植物影响分析

①工程占地对植物的影响分析

工程占地类型为其他草地，各项施工作业对植被的主要影响是土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，土地将不再受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。评价范围内受保护的野生植物为黑刺（国家二级重点保护野生植物），现场调查，本项目占地区域未发现上述保护植物集中分布区。

本项目临时占地面积为 28000m^2 ，在施工结束的 2 年~3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。根据现场踏勘成果，项目区草地地表植被稀疏，参照五等草地计算生物损失量，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即 $250\text{kg}/\text{hm}^2$ ，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为 $0.7\text{t}/\text{a}$ ，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。

通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

②施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

（3）对动物影响分析

地面工程施工和运营对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，道路和管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

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

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井和管线巡检等检查活动，对区域野生动物影响较小。

（4）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，站场占地范围内的土地利用类型由其他草地变为了建设用地，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。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。类比采气一厂玛河气田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《中国石油新疆油田公司采气一厂玛河气田（2011-2020）环境影响后评价报告书》评价结论：“气田开发区域的土地利用类型在 2011 年至 2020 年气田开发过程中有一定的变化，但变化幅度较小，生态系统主要还是以绿洲生态系统为主，土地利用结构较为稳定”。本项目与玛河气田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。

（5）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，

由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

气田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由绿洲生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能完整性的影响

管线工程、天然气处理站及输电线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，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内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，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由绿洲生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型为其他草地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占地面积有限，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，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性、完整性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于区域地表较干燥，导致自然植被盖度较低，在 20%左右，植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持绿洲生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，施工迹地植被将消失而形成裸地，会造成一定生态系统的破坏，但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。本项目开发建设过程中，临时占地和永久占地的影响范围相对较小，并且施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地

都将减少，则建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

5.1.7 土地沙化环境影响分析

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

施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

5.1.8 水土流失影响分析

本项目建设对水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量；管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。

对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。本工程地面建设的内容主要为天然气处理站及管线等。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。单井采气管线敷设采用明沟开挖方式，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。

5.1.9 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是绿洲生态景观，分布有林地、草地等自然植被，以及耕地、园地等人工植被。绿洲生态景观的稳定性较好，异质化程度高，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较好。气田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

玛河采气作业区地面有基础设施建设，井场、站场、道路及各类集输管道处于正常运行状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；在各站场内及周围进行绿化，种植绿色植物，增加了区域内的植被类型及植被覆盖度。因而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。

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绿洲生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于本项目占地面积较小，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，

其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

根据项目区动物、植物影响分析，本项目的建设对区域陆生动植物的种群数量、物种丰富度、分布情况、群落结构不会产生较大影响；不会产生明显的生境分割、阻隔、破碎化，且在评价区周边分布有适宜野生动植物生存的替代生境，对生境的影响较小；通过植被恢复，将大大弥补生态功能损失，对区域生态系统结构和功能不会造成明显影响。综合上述对物种、生境及生态系统的影响程度，可判定本项目建设对区域生物多样性的影响较低。

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分析

（1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测”。

（2）正常工况

根据估算模式计算结果，项目正常运行时，油气集输过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃占标率小于 1%，其短期浓度贡献值小，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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（3）非正常工况环境影响分析

运营期采气一厂加强处理站各设备巡检、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闭阀门，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管线管输至火炬燃烧放空，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。

（4）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。

(5) 大气环境影响评价结论

运营期对大气的影响为持续的长期影响，产生的废气污染物虽为无组织排放，但项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 区域水文地质条件

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 排纬向排列的褶皱构造，石河子市区南部的玛纳斯山属第二排背斜构造，该山体海拔 600~1000m，由透水性较弱的第三系泥岩、泥质砂岩和砂砾岩组成，与其南部紧靠天山主脉的第一排背斜平行，其间的向斜注地沉积了巨厚的第四纪砂卵砾石和半胶结砾岩，第四系含水层厚度 200m 左右，地下水储量相当丰富。但该地下水在向北部渗流的过程中，受玛纳斯山阻挡，山区地下水向倾斜平原区的渗透补给滞缓且微弱。该区域地下水埋深变化较大，G312 国道北埋深多小于 20m，铁路以南一般大于 100m，这决定了区内地下水的补给以水平侧向补给为主；垂向上因水位埋深较大，其入渗补给相当微弱。

项目区补径排条件：主要由灌溉水渠、玛纳斯河河水沿河床垂直入渗补给，是松散岩类孔隙水主要补给来源之一，此外由河谷潜流、降雨入渗补给。地下水排泄方式平原区主要为人工开采。

项目所在区是区域水资源的形成区，为单一结构潜水含水层，地下水埋深大于 150m，含水层由第四系中更新统一上更新统的砂砾石、卵砾石等组成，含水层厚度普遍大于 100m。水化学类型以 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 - \text{Ca}$ 和 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3 - \text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型为主，水质较好。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

含盐废水由罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。处理达标后的净化水回注层位为开采油层，采出净化水回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻

井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内采出液的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水水质产生不利影响。项目硬化面积较小，不会对地下水的补给产生影响。

（3）事故状态下对地下水的影响

非正常工况下，采气管线破损造成油气大量外泄，泄漏的天然气为气体，不会对区域地下水环境产生影响；泄漏的凝析油和采出水以点源形式可能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。

采气管线泄漏事故对地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，且管线为架空敷设，地面采取了硬化措施，地下进入地下水的可能性很小。采气一厂定期进行巡检、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，采气管线破裂导致凝析油泄漏，泄漏的凝析油和采出水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

本次设定为采气管线泄漏对地下水产生的影响进行分析预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设采气管线发生全管径破裂，凝析油和采出水输送量合计为16.7t/d，假定发现泄漏后30min处理完毕，切断事故阀门，则采气管线的泄漏量为0.34t。土壤对污染物的截留率按照90%计算，则采气管线的泄

漏后可能进入含水层的物料为 0.034t。

※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（m²/d）；

D_T —横向 y 方向的弥散系数（m²/d）；

Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 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_M	瞬时注入的质量	0.034t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	600m
4	u	水流速度	1m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m ² /d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.012m ² /d
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当采气管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散

结果见表 5.2-2。

表 5.2-2 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	9.9027	100	0.048	116	≤0.05
		500	1.9805	500	0.04657	530	
		1000	0.9903	1000	0.04889	1038	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，采气管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 116m、530m 和 1038m。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，项目区地下水埋深厚度大于 150m，泄漏的凝析油进入地下水的可能性很小，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) 噪声预测模型

噪声主要包括压缩机、加压泵等设备噪声及巡检车辆噪声等，源强 80～105dB (A)，处理站四周设栅栏，采取低噪声设备、基础减震，并经距离衰减后可降低噪声值。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》(HJ2.4-2021)中所推荐的预测模式，计算公式如下：

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

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 —参考位置距离声源距离，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:

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

式中:

T——计算等效声级的时间;

N——为室外声源个数;

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式:

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值, dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

处理站设备噪声源强在 85~105dB(A) 之间, 设备选用低噪设备, 并采取设置隔声间、基础减震等措施, 衰减量按 25dB(A) 计, 其运行噪声不高于 80dB(A)。

(3) 预测结果

根据以上公式, 预测项目建成后玛河气田处理站厂界四周噪声贡献值, 详见表 5.2-3。

表 5.2-3 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB(A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
玛河气田处理站	东厂界	46	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	47		
	西厂界	43		
	北厂界	44		

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

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

运营期固体废物主要为检维修过程中产生的废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶等；软化水处理装置定期更换的废过滤材料。废过滤材料属于一般固体废物，根据供货厂商提供数据，更换频次为 1 次/2 年，产生量与使用量相等，废过滤材料产生量约为 0.6t/2 年，由厂家回收进行再生处理或委托第三方有资质单位合规处置。废润滑油、沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW49 其他废物，临时贮存在采气一厂危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油新疆油田分公司采气一厂玛河气田突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。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

（1）污染影响型

正常工况下废水和固体废物均得到妥善处置，无废水及固体废物排至外环境，不会造成土壤环境污染。事故状态下集输管线发生泄漏等事故状态下可能对土壤环境产生一定的影响。

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

本次评价引用玛河气田处理站站内及厂界外石油烃及重金属的现状监测数据类比分析，根据《玛河气田增压及深冷提效工程竣工环境保护验收调查表》对中心

处理站站内及站外土壤监测数据可知，土壤环境中各污染物均满足《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，天然气开采对开发区域内土壤影响很小，即本次天然气开采项目不会对土壤环境质量产生不良影响。土壤环境影响评价自查表见附件 6。

表 5.2-4 玛河气田处理站站内及厂界外土壤特征因子石油烃及重金属监测数据一览表

监测项目	监测结果（ug/kg）		标准限值 (mg/kg)	达标 情况
	中心处理站厂界外	中心处理站厂区		
砷	7.98mg/kg	8.21mg/kg	60	达标
汞	0.872mg/kg	0.859mg/kg	38	达标
铜	16.4mg/kg	15.6mg/kg	18000	达标
镍	29mg/kg	26mg/kg	900	达标
镉	0.21mg/kg	0.10mg/kg	65	达标
铅	22mg/kg	21mg/kg	800	达标
六价铬	<0.5mg/kg	<0.5mg/kg	5.7	达标
石油烃	12mg/kg	10mg/kg	826	达标

防治措施：

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。发生井喷事故后，对受凝析油浸染的土壤全部回收，均交由有相应处理资质的单位进行接收、转运和处置，对区域的土壤环境质量影响不大。

当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭集输管线物料来源，挖出管线破点，可回收凝析油回收至处理站；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

本项目运营期发生了管线等泄漏事故，在继续落实现有应急管理要求，运营单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境以及周围的耕地、其他草地产生不良影响。

（2）生态影响型

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下输气管线破裂后，泄漏的采出物中采出液进入土壤中，设备、输气管线设有压力和远传信号，假设当发生管道破裂时，可在 10 分钟内切断最近阀门，并在 2h

内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线中泄漏的采出水量为 0.2m^3 ，则采出液中矿化度为 16689mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 3337.8g 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E. 1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.39 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为 7.5g/kg 。预测年份为 1a（365 天）。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.0012g/kg ，叠加现状值后的预测值为 7.5012g/kg 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，采气一厂会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后，活动和分布范围将恢复。运营期影响主要集中在处理站永久占地范围内，运营期含盐废水不外排，落地油妥善处理；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此不会对生态保护目标产生明显不利影响。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，采气一厂通过加强对环境保护的宣传工作，增强员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将野生动物的影响降至最低。

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。在此过程中，会产生设备清洗废水、废弃设备等，此外还会产生少量扬尘、部分废弃设备和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃设备、残渣等进行集中清理收集，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。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为凝析油和天然气。风险单元为输气管线，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长采气管线来计算单井采气管线危险物质最大存在量，据此计算该风险单元危险物质与临界量的比值（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	危险物质在线量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级
采气管线	凝析油	12.38	2500	0.00495	I
	天然气	0.0104	10	0.000208	

根据上表计算结果可知, $Q < 1$, 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, 本次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, 无环境敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

运营期危险物质主要为凝析油、天然气, 其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 凝析油、天然气的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、运动失调及酒精样症状	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	多种可燃性气体的总称, 主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷, 是一种无毒气体, 当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难, 进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值: 50009kJ/kg 爆炸极限 5%~14% (V); 自然燃点 482~632℃	属于 5.1 类中易燃气体, 在危险货物物品名表中编号 21007

(2) 生产设施危险性识别

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

生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为凝析油、天然气泄漏，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、站场设备发生破损造成凝析油和天然气发生泄漏，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。

5.4.4 环境风险分析

(1) 泄漏事故环境影响分析

①对大气环境影响分析

管线发生泄漏事故后，油气进入环境空气，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。

②对土壤环境影响分析

采气管线中含有凝析油，管线泄漏时常伴有凝析油泄漏，相当于向土壤中直接注入凝析油，凝析油渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响地表植被的生长，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（落地凝析油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

③对植被的影响

采气管线中的天然气泄漏对植被影响不大，而凝析油泄漏对植被的影响主要

分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是凝析油污染土壤造成的土壤理化性质变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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。

④对地下水环境的影响

采气管线中的天然气泄漏对地下水无影响，而凝析油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，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，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，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，泄漏的凝析油经土层渗漏，可能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%以上的泄漏凝析油。因此，即使发生单井采气管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

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。运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料。

(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，缩短施工时间。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方的作业。合理安排施工工期，严禁在大风天气进行土方作业。

(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) 管线焊接时，使用国家合格的焊条产品。

(8) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

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) 混凝土养护废水污染物为悬浮物，用于项目区洒水抑尘。

(3) 生活污水排至生活污水防渗收集池内，依托玛河气田处理站内一体化污水处理装置处理。

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震措施。

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

采取以上措施后，施工边界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(B12523-2011)中的相关要求。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 生活垃圾

生活垃圾集中收集后由石河子市市容环境卫生服务中心清运至天富垃圾焚烧发电厂处置。

(2) 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，定期送至石河子市建筑垃圾填埋场填埋处理。焊接及吹扫废渣集中收集后拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。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石河子市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。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(4) 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) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(2) 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，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；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。

(3) 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。

6.1.7 水土流失防治措施

(1) 对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层或采取水泥硬化，减少扬尘，定期洒水抑尘。

(2) 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。

(3) 土方回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

6.1.8 防沙治沙措施

为避免项目区土壤沙化，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) 土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

(2) 大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，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。

(3) 施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物。

(4) 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。

(5) 对项目永久占地范围硬化，采用水泥地面或铺垫。

(6) 加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、怪柳等优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而导致项目区沙化。

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

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等密

封点每周进行目视观察，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生；泵、压缩机、阀门至少每 6 个月检测一次；法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次；设备与管线组件初次启用或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

(2) 每个停工检修期内对各类处理设备、事故罐的完好情况进行检查，发现有不符合要求的，应在该停工检修期内完成修复；若延迟修复，应将相关方案报送生态环境主管部门确定；编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

在采取上述措施后，玛河气田处理站厂界 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) 含盐废水收集至污水罐内，定期清运至 81#原油处理站进行处理。

(2) 定期对处理站的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

(3) 地下水污染防治措施

①源头控制

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

采用高质量的油气处理设备，防止油水泄漏；定期对站内的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②分区防控

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

简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区

域。主要指生产管理区，如值班室、仪控室等。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为进站管汇和火炬系统等装置区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要为气液分离器处理装置。

※防渗要求

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中地下水分区防控措施要求，重点防渗区的单元或设施的防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本工程各生产单元分区及防渗要求见表。

表 6.2-1 各生产单元分区防渗要求一览表

防渗分区	生产单元	主要设施	防渗性能
简单防渗区	/	/	一般地面硬化
一般防渗区	配电室及消防间	配电柜、泡沫站	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
重点防渗区	天然气处理系统	气液分离器	等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

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，本项目地下水监测点数量应不少于 1 个，监测因子为 pH、石油类、COD、氨氮等。结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井作为地下水监测井。

对跟踪监测点监测结果应按有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

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) 合理布局各生产设备，设备选型尽可能选择低噪声设备。
- (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) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间，加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，玛河气田处理站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料。废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，临时贮存在采气一厂危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

(2) 废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗膜的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）、《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：

1) 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。

2) 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。

3) 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。

4) 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、防雨或其他防止污染环境的措施。

5) 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，标签信息填写完整详实；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域，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他用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的危险废物临时贮存在采气一厂危险废物临时贮存点，该危险废物临时贮存点满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，

危险废物暂存间运营管理要求：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门颁发的危险货物运输资质，在委托运输协议中应明确双方的义务和责任；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令〔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既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）采气一厂已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按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既定计划进行危险废物管理。

(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》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）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。

(9) 建设单位应与有相应危险废物处置资质的单位签订处置协议，协议中要明确双方的义务和责任，约定处置方应依法合规处置危险废物，处置完毕后报告委托方。

(10) 建设单位应根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》相关规定建立一般工业固体废物管理台账，如实记录一般工业固体废物的种类、数量、流向、处置等信息。鼓励建设单位建立一般工业固体废物管理电子台账，简化数据填写、台账管理等工作；设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于 5 年。

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

玛河气田处理站运营期产生的含盐废水排至罐内，由罐车拉运至 81#联合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；各类危险废物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；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。

(2) 防渗措施

详见前节 6.2.2 章节。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

- (1) 定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染。
- (2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁砍伐植被。
- (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，在站场周边设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.3 温室气体管控措施

- (1) 处理站新建增压压缩机增设余热回收系统，可减少天然气用量，进而减少了由燃料燃烧产生的 CO₂ 排放。
- (2) 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 退役期环境保护措施

6.4.1 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) 在退役清理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。

6.4.2 退役期水环境保护措施

本项目退役期主要是对各项处理设施的拆除，油气处理设施清洗过程会产生清洗废水，主要污染物为石油类、悬浮物，采用罐车就近拉至油田处理站处理。

6.4.3 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。

6.4.4 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。拆除设备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) 储罐、油气处理装置中的容器设备清理，以及暂储池清理会产生含油污泥，应交由有资质的单位进行无害化处置。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

随着井区开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场内设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.4.6 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）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①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。

②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。

（2）站场生态恢复治理

拆除处理站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。玛河气田处理站各项处理装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，站场无油污、无垃圾。各类机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后应按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）中矿山工业场地生态恢复要求，进行景观和植被恢复。站场拆除作业完成后应及时清理施工迹地，平整、压实，以便自然恢复。各项清退工作完成后，应向生态环境主管部门提出验收申请，按规定完成退役工程的验收。

6.5 环境风险防范措施及应急要求

6.5.1 火灾爆炸事故风险防范措施

(1) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(2) 站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 玛河气田处理站罐区设有可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2009)的要求。

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

6.5.2 环境风险应急处置要求

(1) 应急处置要求

发生事故时，如管线泄漏事故时，上层能收集的原油回收至原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。若发生不可控风险事故，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，将其纳入采气一厂现有应急预案—《中国石油新疆油田分公司采气一厂玛河气田突发环境污染事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。中国石油新疆油田分公司采气一厂应及时对《中国石油新疆油田分公司采气一厂玛河气田突发环境污染事件应急预案》进行修订。

6.5.3 环境风险简单分析一览表

本工程环境风险简单分析内容详见表 6.5.3-1。

表 6.5.3-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛河气田集输系统增压改造工程
建设地点	项目区行政隶属于新疆生产建设兵团第八师石河子市，北距石河子市中心城区约 10km
地理坐标	玛河气田处理站：E86° 1' 17.52"，N44° 12' 50.59"
主要危险物质及分布	主要危险物质为天然气、凝析油，主要分布在集气管线
环境影响途径及危害后果	运营期管线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。
环境风险防范措施要求	站内设置明显的禁止烟火标志；在罐区、路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂玛河气田突发环境事件应急预案》。

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玛河气田采气作业区，本次评价类比中国石油新疆油田分公司采气一厂玛河气田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玛河气田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《中国石油新疆油田分公司采气一厂玛河气田采气作业区（2011-2020）环境影响后评价报告书》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）限值要求；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玛河气田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 7716 万元，环保投资约 107 万元，占总投资的 1.39%。本工程环保投资估算见表 6.7-1。

表 6.7-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	10
		临时占地和永久占地	按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿，对永久占地进行地面硬化	30
	废气	施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	3
		站场等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	2
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	2
运营期	废水	含盐废水	采用专用废液收集罐收集，由罐车拉运至 81 [#] 联合站采出水 处理系统处理	2
	固废	废润滑油、废润滑油桶、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	6
		废过滤材料	厂家回收或交由第三方处置单位处置	2
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备，高噪声设备采用基础减振、设置隔声间等措施	2
退役期	固体废物	站场拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	10
	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、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	15
环境管理		环境监理	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	15
地下水保护措施		站内新建设施装置区采取分区防渗		6
环境风险防范措施		站内设置明显的禁止烟火标志		2
合计				107

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

采气一厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，井区主要管理工作均依托采气一厂完成，采气一厂负责本项目生产运行期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

7.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其他行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废气污染源的控制是重点加强集中油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

7.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术

人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

(3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

7.2.3 HSE 管理工作内容

结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

7.2.4 环境监督机构

新疆生产建设兵团第八师生态环境局审批本项目的环境影响报告书，并监督该工程的环保竣工验收制度执行情况以及日常环境管理。

7.2.5 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	实施时间	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，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政

		部回填，对于拟永久使用的站场建设完成后，应因地制宜地进行硬化或地表恢复。			主管部门
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；生活污水排至防渗池中，最终送至玛河气田中心处理站内一体化污水处理装置处理			
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	在管线敷设、站场施工、输电线敷设等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，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高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量			
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。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，防止水土流失及土地沙化			
7	固体废物	工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，将其清运至石河子市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；焊接及吹扫废渣集中收集后拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。			

7.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、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。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运营期管理的主要内容见表 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	实施时间	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司采气一厂	运营期	新疆生产建设兵团生态环境局、新疆生产建设兵团第八师生态环境局
2	大气环境	加强对各场站的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测			
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。			
4	水环境	含盐废水集中收集后送至 81#联合处理站采出水处理系统处理，经处理达标后回注油藏			
6	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	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			
8	固体废物处置	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料以及事故状态产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运；废过滤材料交由厂家回收或第三方处置单位进行处置			

7.2.7 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。

7.2.8 退役期环境管理

退役期主要内容见表 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	实施时间	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移井场设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司采气一厂	退役期	新疆生产建设兵团生态环境局、新疆生产建设兵团第八师生态环境局
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，故需采取洒水降尘措施，同时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	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至 81# 联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响			
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运			

7.2.9 事故风险的预防与管理

(1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查。

(2) 制定事故应急预案建立应急系统

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

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 和表 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

污染源	污染物	产生量	治理措施	实际排放量	厂界浓度 (mg/m ³)
井场、处理站增压集输过程中的阀门、法兰等	NMHC	0.1362t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	0.1362t/a	4

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+加防震垫+基础减震等	85~90dB(A)	噪声	昼 60dB(A)、夜 50dB(A)
废水	含盐废水	罐车拉运至压裂返排液处理装置处理	1980m ³ /a	SS	/
固体废物	废过滤材料	厂家回收管理	0.6t/2a	/	/
	废润滑油	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	1.5t/a	石油类	/
	废润滑油桶		0.09t/a	石油类	/
	沾油废防渗材料		0.1t/a	石油类	/

7.5 环境监测与监管

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	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	环评中环保措施落

序号	场地	监督内容	监理要求
		体废物是否妥善处理；3) 防渗措施是否满足要求。	实到到位
2	管线敷建设现场	1) 管线选线是否满足环评要求；2) 管线施工作业是否超越了施工宽度；3) 施工人员是否按照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	
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	

7.5.2 运营期环境保护监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)和《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，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响，具体见表 7.4-1。

表 7.4-1 生态环境监测计划一览表

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/年	玛河气田处理站厂界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	噪声	4 次/年	玛河气田处理站，1 号、2 号集气站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1 次/年	利用一五二团十连 1 口水源井进行监测	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类		
	土壤环境	1 次/5 年	玛河气田处理站内	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		
	生态环境	1 次/3 年	临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	/		
		1 次/3 年	临时占地范围外 300m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	/		

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。环保验收建议清单见表 7.4-2。

表 7.4-2 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织废气	NMHC	玛河气田处理站	天然气采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等检维修	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
废水	含盐废水	SS	玛河气田处理站	集中收集后由罐车拉运至 81"联合站采出水处理系统处理	处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	玛河气田处理站、1 号集气站、2 号集气站	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固废	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料	HW08 类	玛河气田处理站、集输管线	交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
	废过滤材料	/	玛河气田处理站	由厂家回收或交由第三方处置单位处置		签订处置协议
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	玛河气田处理站	严格控制占地范围，施工结束后对场地进行清理、平整；按正式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		生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；站场周边植被恢复情况
地下水污染防治措施	井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层					处理站防渗措施落实情况
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有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 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其他环境损失。

工程占地主要为处理站、架空线路等工程占地，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；临时性占地的植被得到初步恢复后，生物损失将会逐渐减少；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，引起管道泄漏事故，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他相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在气田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。本项目开发是支持地区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。

8.3 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 结论与建议

9.1 建设项目概况

本次玛河气田处理站拟新建 1 套 $130 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置，MN1002 井新建 1 套 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 增压装置；新建 3 座电加热器和 6km 10kV 联络电力线，配套建设自控、通信等工程。项目总投资 7716 万元，环保投资约 107 万元，占总投资的 1.39%。

9.2 环境质量现状

(1) 环境空气

项目所在地石河子市 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 、TSP 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值， $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 的年均值不满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准，属于环境空气质量不达标区；项目区 NMHC 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， 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

除溶解性总固体、氯化物、总硬度、总大肠杆菌群、细菌总数、钠和硫酸盐超标外，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准限值，溶解性总固体、氯化物、总硬度、钠和硫酸盐超标原因主要为天然背景值偏高；总大肠杆菌群、细菌总数可能是受到生活污水的污染。

(3) 声环境

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

(4) 土壤

项目区占地范围内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) 第二类用地风险筛选值标准。占地范围

外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $pH > 7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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。

9.3 主要环境影响及环保措施

（1）生态环境

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在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。项目区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，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。站场选址时在满足设计需求的前提下，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。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。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接烟尘，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失；运营期废气主要为油气集输、处理过程中阀门、法兰等部位产生的无组织废气，井场和处理站厂界非甲烷总烃排放浓度可满足《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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。项目区所处地域空旷，无组织废气可以得到较好扩散。预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会

对周围环境产生明显影响。

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，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油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

运营期玛河气田处理站增压工程选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站内各设备、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，天然气通过火炬放空系统放空。

（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，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发。运营期废水主要为含盐废水，含盐废水由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注地层，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏，管道泄漏是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

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，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。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、站场各类机泵产生的噪声和井下作业各设备及巡检车辆等，源强 75~100dB（A）。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。井场、站场边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〔昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）〕。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、焊接及吹扫废渣，建筑垃圾集中收集后送至石河子市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；焊接及吹扫废渣集中收集后拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。运营期废润滑油、沾油废防渗膜、废润滑油桶和事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处置，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。运营期巡检车辆按气田巡检道路行驶，加强井场及管线巡检，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。在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。采气井场和站场内各设备、阀门、法兰等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；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；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。定期对采气管线进行巡检，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。项目投产后应纳入《新疆油田分公司采气一厂玛河气田突发环境事件应急预案》。

9.4 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此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。

9.5 环境管理与监测计划

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

9.6 总结论

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”，工业废水不外排，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。从环境保护角度论证建设可行。