乐探井区地面工程建设项目

环 境 影 响 报 告 书

（拟报批搞）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

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：二〇二一年八月

目 录

1 概述.....4

1.1 项目背景.....4

1.2 建设项目主要特点.....4

1.3 环境影响评价过程.....5

1.4 项目环境问题的主要特点.....6

1.5 关注的主要环境问题.....7

1.6 项目可行性分析判定.....7

1.7 报告书主要结论.....8

2 总则.....9

2.1 编制依据.....9

2.2 评价目的与原则.....12

2.3 评价时段.....13

2.4 评价因子与标准.....13

2.5 评价等级与评价范围.....18

2.6 环境保护目标.....23

2.7 评价内容与重点.....23

2.8 环境功能规划.....24

2.9 相关规划及政策符合性分析.....25

3 勘探开发历程.....30

3.1 区域位置.....30

3.2 油气资源概况.....30

3.3 勘探及环境影响回顾.....32

4 建设项目工程分析.....34

4.1 建设项目概况.....34

4.2 项目建设内容.....34

4.3 环境影响因素识别及污染源分析..... 46
4.4 总量控制指标..... 55
4.5 清洁生产分析..... 56
5 环境质量现状调查与评价..... 61
5.1 自然环境现状调查与评价..... 61
5.2 环境质量现状调查与评价..... 62
6 环境影响预测与评价..... 65
6.1 施工期环境影响预测与评价..... 65
6.2 运营期环境影响预测与评价..... 70
6.3 退役期影响分析..... 80
6.4 环境风险分析..... 81
7 环境保护措施论证分析..... 86
7.1 施工期环境保护措施..... 86
7.2 运营期环境保护措施..... 88
7.3 退役期环境保护措施..... 90
7.4 环境风险事故防范措施..... 93
7.5 环保投资分析..... 95
8 环境管理与监测计划..... 96
8.1 环境管理机构..... 96
8.2 生产区环境管理..... 96
8.3 污染物排放的管理要求..... 102
8.4 企业环境信息公开..... 102
8.5 环境监测与监控..... 103
9 环境影响经济损益分析..... 106
9.2 环境经济损益分析结论..... 106

10 结论与建议..... 108

10.1 建设项目概况..... 108

10.2 环境质量现状结论..... 108

10.3 污染物排放情况结论..... 108

10.4 主要环境影响结论..... 110

10.5 环境保护措施..... 111

10.6 公众意见采纳情况..... 112

10.7 经济损益性分析..... 112

10.8 环境管理与监测计划..... 112

10.9 总结论..... 112

1 概述

1.1 项目背景

乐探井区行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，构造上位于准噶尔盆地南缘冲断带霍玛吐背斜带吐谷鲁背斜构造上。准噶尔盆地南缘冲断带霍玛吐背斜带始终是南缘油气勘探的重点领域，20 世纪 50 年代末完成地质详查，随后陆续开展了二维测线、三维地震等勘探工作。2017 年三维地震勘探进一步落实了吐谷鲁背斜的构造样式，2018 年通过对已取得的地震资料重新处理、解释，发现乐探井区有较清晰的油气显示，为此新疆油田分公司在乐探井区部署了 1 口风险探井—乐探 1 井，该井于 2019 年 6 月开钻，目前尚未完钻，尚无油气藏试采数据。根据前期地震资料分析结果，乐探 1 井清水河组气藏与呼探 1 井属于同一个沉积环境，气藏形成条件及采出物性质极其相似。呼探 1 井于 2020 年 12 月 15 日开始在白垩系清水河组试气并发现高产工业气流，当天产出天然气 61.9×$10^4$$m^3$/a。2020 年 12 月 19 日，准噶尔盆地南缘中段天然气勘探获得重大突破的消息相继被央视新闻频道、人民网等多家官方媒体报道。据此预测乐探区块为高产气区块。

为了尽快将乐探井区投入生产，为北疆地区用气安全提供更有力的保障，新疆油田分公司决定实施乐探井区地面工程建设项目，新建天然气产能 3.8×$10^8$$m^3$/a。井区部署采气井 3 口，其中，新建露点控制站 1 座、单井采气管线 3 条、天然气外输管线 1 条，配套建设给排水、供电等公辅工程。

1.2 建设项目主要特点

根据地质勘探及试气成果，确定乐探井区共部署 3 口采气井，建设内容包括钻井、生产井、天然气露点控制站、单井采气管道、天然气外输管道等全套地面设施，有着从天然气开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的小型油气开采区块。项目施工期对生态环境影响较小，运营期天然气外输流程短捷，项目的建设将提高南缘地区整体油气开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，

具有明显的社会经济效益。

1.3 环境影响评价过程

本项目涉及两个环评行业类别，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的要求“建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定。”

乐探井区为天然气开采新区块，且涉及水土流失重点预防区，其地面工程（采气井、单井采气管线、天然气露点控制站等）建设属于“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书；天然气外输管线涉及永久基本农田，属于“五十二、交通运输业、管道运输业—147、原油、成品油、天然气管线—涉及环境敏感区的”，需编制环境影响报告书。综合两项类别判定本项目应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 6 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

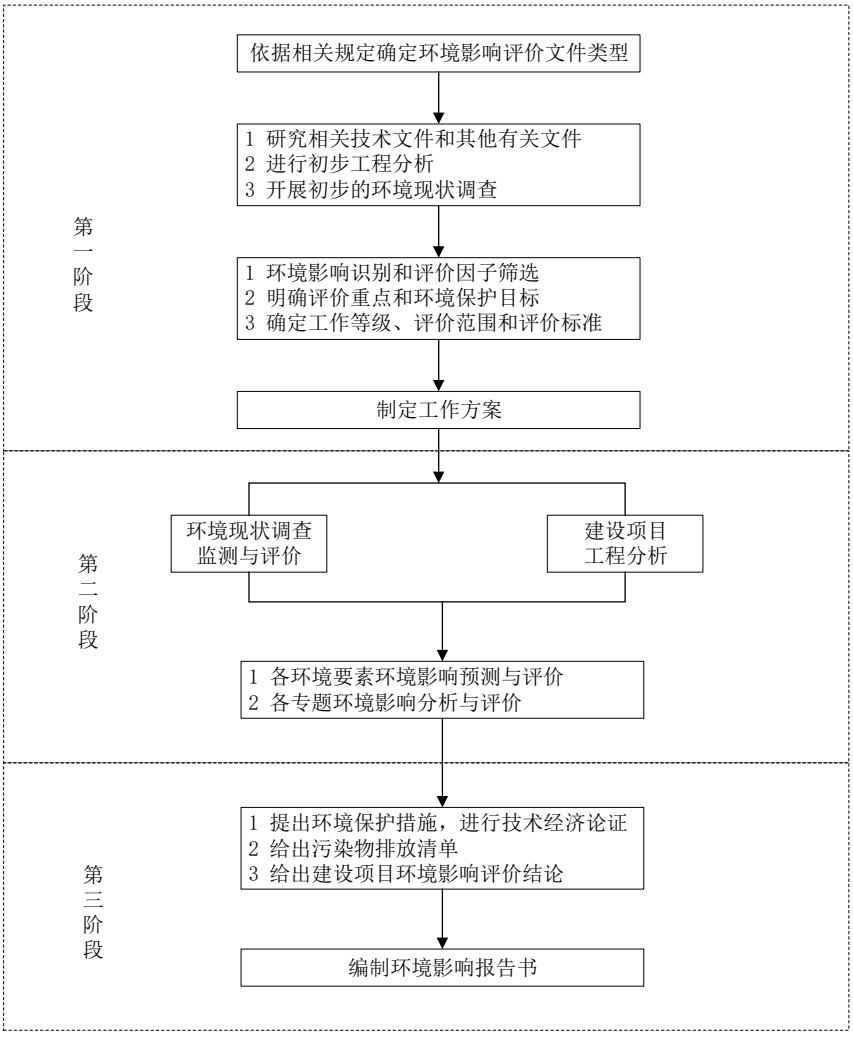

图 1.3-1　　环境影响评价工作程序图

1.4 项目环境问题的主要特点

本项目为天然气开采项目，环境影响主要来源于钻井工程、地面工程建设、采气、井下作业、天然气集输处理等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。根据现场调查，本项目开发区域内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域。项目涉及的环境敏感区为水土流失重点治理区和永久基本农田，根据《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区符合划分成果》，项目所在地玛纳斯县位于天山北坡诸小河流域重点治理区，而外输管线部分管段穿越了永久基本农田。

1.5 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期天然气集输和处理过程中产生的无组织挥发烃类、井下作业废水，以及事故状态下落地油及产生的含油污泥对环境的影响分析。

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

1.6 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”及“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，均属鼓励类项目，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，乐探井区评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地玛纳斯县属于水土流失重点治理区，外输管线部分管段拟穿越永久基本农田，外输管线选线时以尽量少占用永久基本农田为原则，并按规定办理征地手续，报告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。

1.7 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统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。

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 1 月 1 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 1 月 1 日；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；

（6）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；

（8）《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；

（9）《中华人民共和国野生动物保护法》，2016 年 7 月 2 日；

（10）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；

（11）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 3 月 1 日；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 7 月 1 日。

2.1.2 环境保护规章

（1）《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 7 日；

（2）《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；

（3）《排污许可管理办法（试行）》，环保部令第 48 号，2018 年 1 月 10 日；

（4）《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 1 月 1 日；

（5）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日；

（6）《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日；

（7）《产业结构调整指导目录（2019 本）》，国家发展和改革委员会令第 29 号，2020 年 1 月 1 日；

（8）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日；

（9）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 1 日；

（10）《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日；

（11）《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 5 月 28 日；

（12）《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；

（13）《国家重点保护野生植物名录》，国家林业局、农业部 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日；

（14）《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》，国发[2018]22 号，2018 年 6 月 27 日。

2.1.3 地方有关环保法律法规

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 9 月 21 日；

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；

（3）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》，2016 年 1 月 29 日；

（4）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》，2017 年 3 月 20 日；

（5）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

（6）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，2017 年 6 月 22 日；

（7）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018 年 9 月 21 日；

（8）《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；

（9）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。

（10）《关于印发新疆维吾尔自治区“十三五”挥发性有机物污染防治工作实施方案的通知》，2018 年 5 月 26 日；

（11）《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通

知》,2020 年 7 月 30 日；

（12）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020 年 9 月 4 日；

（13）《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 1 月 21 日；

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

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

（16）《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》，2018 年 9 月 27 日；

（17）《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，2021 年 6 月 30 日。

2.1.4 环评有关技术规定

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

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018 年 12 月 1 日；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009），2010 年 4 月 1 日；

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

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），2011 年 9 月 1 日；

（6）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018），2019 年 3 月 1 日。

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 1 月 7 日；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 3 月 1 日；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007），2007 年 8 月 1 日；

（10）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 6 月 1 日；

（11）《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》（公告 2017 年第 81 号），2017 年 12 月 28 日；

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

（13）《污染源源强核算技术指南　石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 1 月 1 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《乐探井区地面工程建设项目环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 6 月 28 日；

（2）《乐探区块地面工程框架方案》，中国石油新疆油田分公司采气一厂，2021 年 7 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状；

（2）通过工程分析，明确本项目施工期、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，预测和评价本项目施工期、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）分析本项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

（5）通过上述评价，论证项目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

根据项目的建设规模和性质，确定本项目的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、噪声、生活污水、生活垃圾、钻井岩屑及建筑垃圾等及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、生产废水、生活污水、噪声和生活垃圾等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境影响因素识别一览表

环境因素 / 影响因素	施工期					运营期					退役期		
	生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水、生活污水	钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾	施工车辆、施工设备	无组织挥发烃类	井下作业废水、含油废水、生活污水	生活垃圾	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、储罐泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0	++	0	0	0	+	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	++	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	++	+	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0	0	0	0	0	++	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	+	0	0	0	++	+	0	+
动物	+	+	0	+	+	+	0	0	+	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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

表 2.4-2　　环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、砷、镉、石油类
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC
	影响分析	NMHC
	总量控制因子	NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观、水土流失
	影响评价	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观和水土流失的影响
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析

2.4.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3六项指标执行《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/m^{3}执行，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3　　环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO_2	年平均	60	μg/m^3	GB3095-2012 二级
		1 小时平均	500		
2	NO_2	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	$PM_{2.5}$	年平均	35	μg/m^3	GB3095-2012 二级
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μg/m^3	
6	O_3	日最大 8 小时平均	160	mg/m^3	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	GB16297-1996

②地下水

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 2.4-4。

表 2.4-4　　地下水质量标准值　　[单位 mg/L，pH 无量纲]

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

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5　　声环境质量评价标准一览表

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

④土壤环境

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

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

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

（2）污染物排放标准

①废气

天然气露点控制站、井场厂界无组织挥发性有机物及 VOCs 冷凝回收处理装置 NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值；站内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值。上述标准详见表 2.4-7。

表 2.4-7　　大气污染物排放标准

序号	污染源	污染物		排放限值（mg/m^3）	标准来源
1	天然气露点控制站厂界	NMHC	无组织	4	GB39728—2020
			有组织	120	
2	天然气露点控制站内	NMHC		6	GB 37822-2019）附录 A 表 A.1

②废水

生产废水主要为井下作业废水、天然气处理产生的含油污水和天然气露点控制站生活污水。井下作业废水、露点站含油污水集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81 号原油处理站污水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油藏不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准，运营期各井场、站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.4-8。

表 2.4-8　　环境噪声排放标准一览表　　[单位：dB（A）]

执行地点	昼间[dB（A）]	夜间[dB（A）]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、露点控制站边界	60	50	GB12348-2008　2 类

（3）污染控制标准

运营期事故状态下产生的含油污泥收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 评价等级

（1）环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取 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，μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1　　大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源名称	污染源参数	NMHC	
		落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
无组织挥发废气	350m×220m×8m	125.86	6.29
有组织排放废气	H=15m，Φ=0.2m，T=25℃	9.160	0.46

由表 2.5-1 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 1.09%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2　　评价工作等级判定依据表

评价工作等极	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}＜1%

（2）地表水评价等级

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

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3。

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

本项目涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别、不同场地，根据导则附录 A 及表 2.5-4 分别判定地下水评价等级：乐探井区天然气开采应编制环境影响报告书，属于Ⅱ类建设项目，地下水评价等级为三级；天然气外输管线应编制环境影响报告表，为Ⅳ类建设项目，无需开展地下水评价。综上所述，本次环评对乐探井区按照三级要求开展地下水评价。

表 2.5-3　　地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.5-4　　建设项目评价工作等级分级表

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，井区周边无声环境敏感目标，外输管线运营期无噪声排放。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地（含水域）范围，包括永久占地和临时占地，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，生态影响评价工作等级划分见表 2.5-5。

表 2.5-5　　生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	工程占地（水域）面积		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2km^2～20km^2 或长度 50km～100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目总占地面积约为 1.27km^2，外输管线总长度 37km，项目所在区域生态敏感性一般，由表 2.5-5 可知，本项目生态影响评价等级确定为三级。

（6）土壤环境评价等级

本项目涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别、不同场地，应分别判定评价等级。根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定，天然气管线为Ⅳ类建设项目，无需开展土壤环境影响评价；乐探井区天然气开采为Ⅱ类建设项目，土壤污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-6。

表 2.5-6　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

①占地规模

本项目永久占地面积约 12.20hm^2，≤50hm^2，占地规模为中型。

②土壤环境敏感程度

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

表 2.5-7　　污染影响型敏感程度分级表

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

露点控制站北侧边界距离基本农田约 614m，土壤环境敏感程度为敏感。根据表 2.5-6 判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为二级。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-8 进行划分。

表 2.5-8　　环境风险评价工作级别划分表

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

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

本项目主要风险单元为天然气露点控制站内相关生产设施以及天然气外输管线，危险物质与临界量的比值（Q 值）Q 值小于 1，风险潜势为Ⅰ，仅进行简单分析。

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-9、图 2.5-1。

表 2.5-9　　各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大　气	以个井场、天然气露点控制站为中心区域，边长为 5km 的矩形形成的包络线范围
地 下 水	以地下水流向为长轴，露点控制站为中心四周边界上游 1km、下游 20km，水流垂直方向分别外扩 2.5km
声 环 境	各井场、处理站边界外延 200m
土壤环境	各井场、处理站边界外延 200m
生态环境	项目占地范围内
环境风险	不设评价范围

图 2.5-1　本项目评价范围示意图

2.6 环境保护目标

根据现场调查，乐探井区评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地玛纳斯县属于自治区水土流失重点治理区，外输管线部分管段拟穿越永久基本农田，大气评价范围内涉及红沙湾村。

本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.6-1　　项目环境保护目标一览表

序号	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
1	环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
2	土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
3	地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
4	声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2 类
5	生态环境	水土流失重点治理区	项目区内	天山北坡诸小河流域重点治理区
6		野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏
7		一般耕地	部分管线穿越	严禁破坏临时占地外的农作物及林木
8		人工苗圃	部分管道穿越林场村西侧人工种植的苗圃	
9		基本农田	外输管线沿线	严格限制作业带宽度，不得占用土地或破坏占地范围外的农作物
10	居民区	红沙湾村	乐探 1 井西南侧 2.6km，共 64 户，约 180 人	废气及噪声达标排放，不对居民正常生产生活产生不良影响

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

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

表 2.7-1　评价内容一览表

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

2.7.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、声、土壤环境影响评价；

（4）环境保护措施分析论证。

2.8 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1　项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）　第二类用地
生态环境	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—$Ⅱ_5$准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》将新疆油气资源开发利用作为重点、全面推进的行业，本项目的建设符合规划要求。

（2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的天山北坡重点开发区域区，主要任务是推动经济可持续发展、大力推进新型工业化进程，加快建立符合新疆区情的现代产业体系。本项目属于油气资源开发，属于该区域特色产业，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

（3）行业反正规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将石油、天然气等新疆优势矿种列为战略性矿产，提高资源安全供应能力和开发利用水平。本项目为天然气开采项目，符合规划要求。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》将石油天然气列为安全战略资源，需要加强基础地质调查、矿产勘查，提高能源资源保障能力，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地。本项目对石油资源的开发符合规划中“实施矿产资源安全战略，提高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》中的要求，对采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

（4）水土保持规划相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在地北方风沙区（新甘蒙高原盆地Ⅱ）-北疆山地盆地区（Ⅱ-3）-天山北坡人居环境农田防护区（Ⅱ-3-2m），该区域的水土保持基础功能类型是人居环境维护、农田防护及防风固沙，水土保持主导功能类型是人居环境维护及农田防护，预防措施体系主要为水

源涵养区天然林草的封禁保护，湖泊湿地区周边自然植被的生态修复，饮用水水源地周边的封禁保护、生态移民及植被种植，退化草原的轮封轮牧、城市基础设施建设活动的预防保护等。水土流失治理措施主要依靠天山北坡城市群城郊清洁型小流域建设和草原建设工程，并及时开展准东地区、和丰-克拉玛依、乌昌地区煤炭行业和克拉玛依石油天然气行业的水土保持综合治理。

本项目水土流失防治将执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。综上，本工程选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》及《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2008）要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-1　　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	《石油天然气开采业污染防治技术政策》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%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	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	采出水送至 81 号原油处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排	符合
4	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%	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，天然气集输损耗率系数为 0.4‰	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目天然气全部经过处理后外输，不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废水及含油废水集中收后由罐车拉运至 81 号原油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	符合
7	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	落地油 100%回收，事故状态下产生的含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合

	废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别		
8	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	乐探井区投产后将归新疆油田分公司采气一厂运营，将本井区纳入采气一厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

由表 2.9-1 可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

（2）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2　　本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局及和和玛纳斯县分局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第 31 号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合

	酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落		
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	事故状态下含油污泥交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目将天然气全部处理利用	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	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，将项目实施区域纳入《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》	符合

由表 2.9-2 可知，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

2.9.3 与“三线一单”符合性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，全州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控，本项目位于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65232430001），项目的建设符合“三线一单”要求。相关符合性分析详见下表。

表 2.9-3　　本项目与昌吉州“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
一般管控单元（ZH65232430001）	空间布局约束	限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地	本项目为天然气开采项目，不属于高污染、高环境风险产品；排放的污染物不涉及一类重金属、持久性有机污染物；外输管线占用基本农田为临时占地，并按规定办理征地手续	符合
	污染物排放管控	落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量	本项目仅新增 VOCs 排放，环评要求建设单位按规定申请总量	符合
	环境风险防控	加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估	本次环评要求建设单位应严格落实环保措施，防止水土流失；报告提出了运营期土壤、地下水的监测计划	符合
	资源利用效率	实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用	本项目运营期仅消耗电能和新鲜水，资源消耗水平较低	符合

3 勘探开发历程

3.1 区域位置

乐探井区行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，外输管线自西向东跨越玛纳斯县和呼图壁县两个行政区，新建露点控制站东北距玛纳斯县县城约23.6km，2 号阀室西北距呼图壁县约 13km。区域位图见图 3.1-1。

3.2 油气资源概况

3.2.1 构造特征

井区在构造上位于吐谷鲁背斜区发育的地层主要有第四系，新近系独山子组、塔西河组、沙湾组，古近系安集海河组、紫泥泉子组，白垩系东沟组、吐谷鲁群，侏罗系喀拉扎组、齐古组、头屯河组、西山窑组、三工河组及八道湾组。

3.2.2 气藏类型及油层分布

本项目开采层位为清水河组气藏，该层位以辫状河三角洲沉积为主，岩性主要为细砂岩、粉细砂岩，面积 1.2 万 km^2，厚度 20～90m，孔隙度 6.2%～18.4%。结合试气成果分析，气藏类型为带油环的高温高压凝析气藏。

3.2.3 油气水性质

乐探井区白垩系清水河组采出物包括天然气凝液、天然气及采出水，其中天然气凝液又称为 2 号稳定轻烃，该区天然气中不含硫化氢，地层水为酸性。油、气性质分别见表 3.2-1、表 3.2-2。

表 3.2-1　　乐探井区 2 号稳定轻烃性质参数一览表

层位	密度（t/m^3）	50℃粘度（mPa•s）	凝固点（℃）	析蜡点（℃）	含蜡量（%）
清水河组	0.814	1.731	-10	23	4.6

表 3.2-2　　乐探井区天然气性质参数一览表　　单位（mol%）

相对密度	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	庚烷	二氧化碳	氮
0.61	92.21	4.13	0.91	0.25	0.21	0.11	0.08	0.23	0.11	0.57	1.16

图 3.1-1　　本项目区域位置示意图

3.3 勘探及环境影响回顾

3.3.1 勘探历程

准噶尔盆地南缘冲断带霍玛吐背斜带始终是南缘油气勘探的重点领域，20 世纪 50 年代末，基本完成了 1：5 万的地质详查，部分构造进行了 1：2.5 万地质填图和油苗调查。1996 年～1999 年间分别在霍、玛、吐三个背斜上实施了多批山地二维测线，初步查明霍玛吐背斜带中上组合的构造特征。

2001 年～2011 年，新疆油田公司持续在该区勘探，2011 年针对吐谷鲁背斜下组合，部署 11 条二维地震大组合宽线，地震波组特征有了较明显的改善，特别是下组合构造形态比较清楚。2017 年，为建立吐谷鲁背斜合理的构造样式，落实下组合风险目标，部署束线三维地震勘探，进一步落实了吐谷鲁背斜的构造样式。

2018 年通过对二维资料的处理解释一体化攻关，叠前时间偏移和叠前深度偏移新资料下组合信噪比明显提高，波组特征更加明显，连续性较好，断裂更加清晰，成像有大幅度提升。为落实吐背斜带吐谷鲁背斜构造地层油气性质，新疆油田公司部署了乐探 1 井，以期发现新的油气藏区块。

3.3.2 勘探期环境影响回顾

井区勘探期主要部署了乐探 1 井，2018 年 10 月，中国石油新疆油田分公司勘探事业部部署了乐探 1 井，并取得批复，该井原计划采用水基钻井液，但随着深入分析区块地层情况，自二开起地层情况趋于复杂，为此二开及以后开次改为使用油基钻井液，并重新进行了报批。乐探 1 井于 2019 年 6 月开钻，目前尚未完钻，相关环保手续履行情况见表 3.3-1。

表 3.3-1　　乐探 1 井相关环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	审批部门	批复文号	竣工环保验收情况
1	乐探 1 井勘探钻探项目	原玛纳斯县环境保护局	玛环审〔2018〕34 号	二开及以后开次改为使用油基钻井液，属生重大变更，进行了重新报批
			玛环审〔2019〕6 号	尚未完钻

井区勘探期环境影响回顾如下：

勘探期环境影响主要表现在钻井及试气过程中产生的各类污染物。其中大气污染物主要来源于钻井使用的柴油机组、柴油发电机的燃烧废气，运输车辆尾气以及无组织挥发的非甲烷总烃，钻井及试气期废气属于阶段性的短暂排放，该井区地域空旷，扩散能力较好，试气过程产生的天然气外输利用，钻试过程对环境空气质量影响较小；钻井及试气过程产生的废水由罐车拉运至采油二厂 81 号原油处理站污水处理系统处理，井区现状无废水外排；钻井结束后钻井岩屑得到妥善处理，井区现状无固体废物遗留；根据声环境质量现状监测结果可知，乐探 1 井场噪声不存在产超标现象。

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。根据现场调查结果，乐探 1 井尚未完钻，探临道路、井场及生活营地还是使用当中。

3.3.3 现存环境问题及整改措施

乐探 1 井尚未完钻，现场踏勘时钻井井场及生活营地各项环保措施均能正常运转，现状无环境问题。应加快乐探 1 井钻试工作，并在本项目建成投产前完成验收工作。

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称

乐探井区地面工程建设项目。

（2）项目性质

本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。

（3）建设地点

项目行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，东北距玛纳斯县县城约 23.6km，北距 G30 约 11.3km。外输管线前 20km 位于玛纳斯县境内，后 17km 位于呼图壁县境内。

（4）生产计划和劳动定员

年运行时间 8400h，露点控制站劳动定员 28 人，采用“四班三倒”工作制，每班在岗人数 7 人。

（5）工程投资

项目总投资 37376.41 万元，环保投资约 1393 万元，占总投资的 3.73%。

（6）建设内容

部署 3 口采气井，新建采气井场 3 座、单井采气管线 12km、天然气露点处理站 1 座、37km 天然气外输管线 1 条，配套建设供配电、给排水、消防、道路等公辅工程。

4.2 项目建设内容

项目建设内容包括钻井工程、集输工程、处理工程和外输工程四个部分，分述如下：

4.2.1 钻井工程

本次新钻井 2 口，井号分别为吐谷 4、吐 102，井身结构均为五开直井，设计单井钻井进尺 6950m，一开钻井采用非磺化类水基钻井液，二～五开钻井采用油基钻井

液，单井钻井期 300 天。

井身结构设计如表 4.2-1、图 4.2-1 所示，钻井液情况见表 4.2-2。

表 4.2-1　　单井井身结构设计数据表

开钻程序	钻头尺寸(mm)	井深(m)	钻至地层	套管尺寸(mm)	返高（m）	备注
一开	660.4	380	$E_{2-3}a$	508	地面	
二开	444.5	2080	K_1d	365.1	地面	
三开	333.4	3850	$K_1h/$	273.1	1880	
四开	241.3	6700	J_3k	219.1	3650	尾管
五开	190.5	6950	J_3q	177.8	地面	回接
				139.7	3500	尾管

表 4.2-2　　单井钻井液性能指标及用量一览表

钻井次序	钻头尺寸(mm)	井段(m)	密度（g/cm^3）	钻井液体系	钻井液用量（m^3）
一开	660.4	0～380	1.15～1.40	坂土 CMC	400
二开	444.5	～2080	2.00～2.30	油基钻井液体系	987
三开	333.4	～3850	2.00～2.20	油基钻井液体系	327
四开	241.3	～6700	2.00～2.20	油基钻井液体系	364
五开	190.5	～6950	2.00～2.20	油基钻井液体系	107

注：钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详细数据。

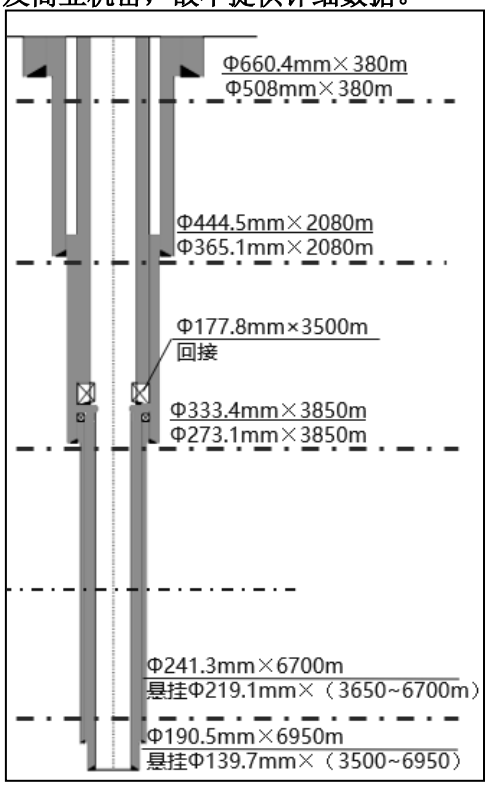

图 4.2-1　　单井井身结构示意图

4.2.1 集输工程

（1）采气工艺

采气工艺为自压生产，井口来气（35～45×10^4Nm^3/d、70～92MPa），经两级油嘴节流至 13～14MPa，经采气管线输送至露点控制站。节流输送后，物料温度高于水合物形成温度，不会形成水合物。集输工艺流程见图 4.2-2。

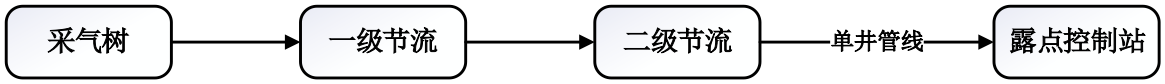

图 4.2-2　　集输工艺流程

（2）采气井场

新建采气井场 3 座，单井井场设采气树 1 座，设环空压力监测装置，采气树侧翼压力/温度监测装置，节流装置采用电动笼套式节流阀，井口按照控制系统采用电动控制系统。

（2）采气工程

单井井口采出物采用管线密闭集输进露点控制站。新建单井采气管线 12km，其中乐探 1 井 3.9km,吐谷 4 井 6.4km,吐 102 井 1.7km。设计管径 DN100、压力 PN 20MPa，管道材料为 D114×14 的 22Cr 耐腐蚀不锈钢，保温埋地敷设，管顶埋深 1.5m。

4.2.2 处理工程

（1）平面布置

新建 1 座天然气露点控制站，站内设天然气浅冷处理装置，设计处理能力为 144×10^4Nm^3/d，外输干气烃、水露点达标后（≤-5℃）后，通过新建外输管线管输至呼探外输线，最终进克-乌输气；凝析油稳定后产品为 2 号稳定轻烃（蒸气压≤70kPa）进轻烃罐储存，定期外售。站内设天然气处理及凝析油稳定区、2 号轻烃罐区、装车区以及办公区，平面布置见图 4.2-3。

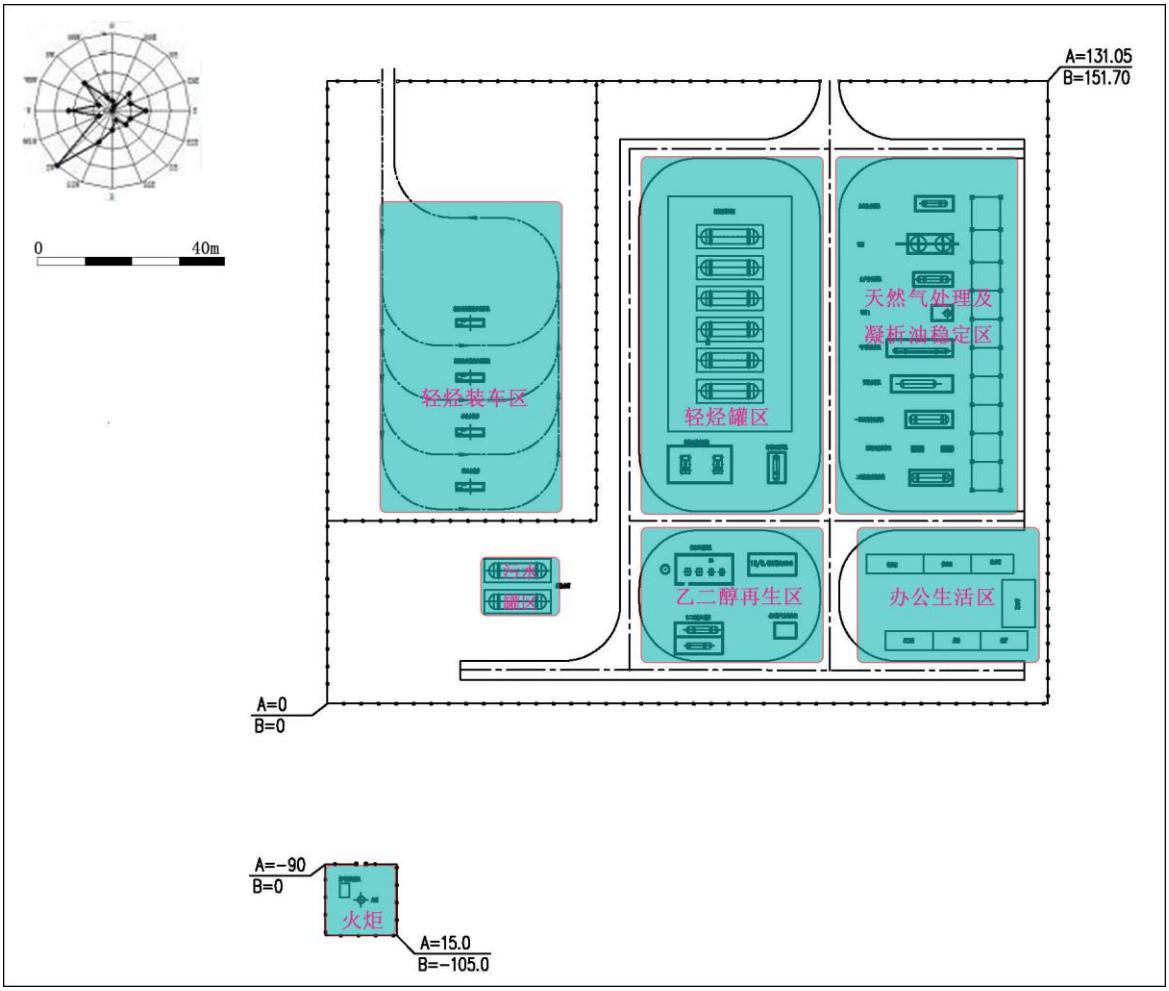

图 4.2-3　　露点控制站平面布置图

（2）集输工艺

天然气集输及处理全部为密闭流程，采用“井口—天然气露点控制站”的一级布站工艺。

（3）处理工艺

采气井井口采出物在井场经二级节流后管输至露点站，采出物进站压力9.5MPa～10.5MPa、温度30～50℃，进站后首先进段塞流捕集器分离计量后，进生产分离器进行气液分离。

生产分离器分离出的气相注乙二醇防冻，然后经换热节流至-5～-10℃后，进入低温分离器，低温分离出的气相去气-气换热器复热后进入天然气外输管道外输。液相进入液烃分离器将乙二醇富液（乙二醇水溶液）与烃类分离，烃类去稳定塔进行稳定，分离出的乙二醇富液去再生系统再生，再生系统热源采用电加热器。

生产分离器分离出的液相进一级闪蒸分离器进一步分离，分离出的含油污水进

入地埋式污水罐中暂存；分离出的凝析油进稳定塔稳定，稳定后产生的 1 号稳定轻烃进入轻烃储罐中储存。闪蒸分离器、液烃分离器及稳定塔产生的气相均进入低温分离气分离后外输。

工艺流程见下图。

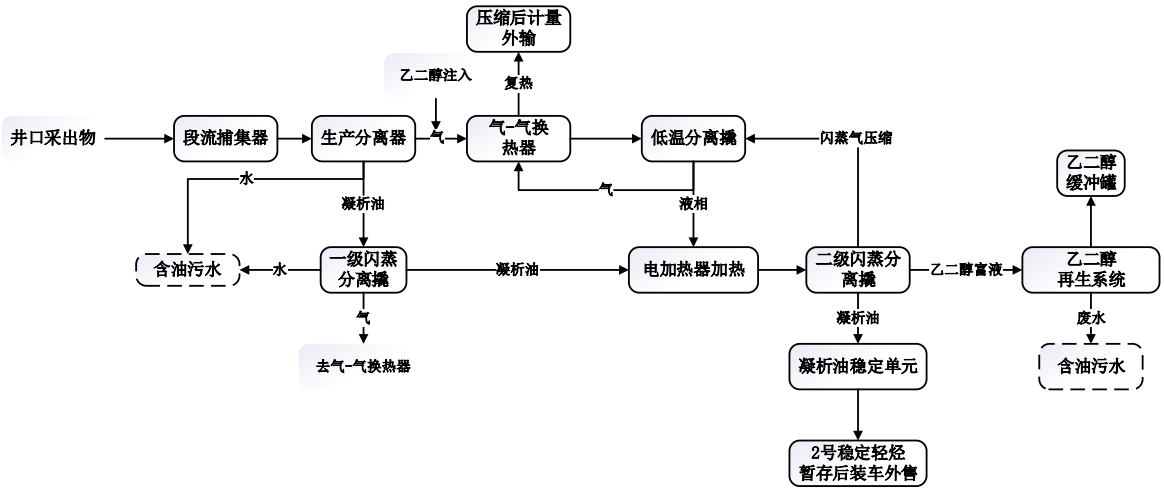

图 4.2-4　　天然气处理工艺流程示意图

4.2.3 外输工程

（1）管线设计

本次拟新建 37km 的天然气外输管线，前 10km 管径为 D219.1，后 27km 管径为 D273.1，采用 L245N 无缝钢管，设计输气量 144×$10^4$$m^3$/d,设计压力 6.3MPa，沿线设 2 座阀室。

（2）管线路由

外输管线起点为新建露点控制站，管线出站后往东北方向行进，然后沿 X160 东侧敷设，约 10km 到达拟建 1 号分输阀池，而后拟建管道在西二线、西三线、独乌原油、独乌成品油管廊带南侧一直向东敷设约 27km，到达已建呼探外输管线（DN200），并新建 2 号阀池，最终进克-乌输气线。管线起止点及拐点坐标见表 4.2-3，走向见

表 4.2-3　　外输管线拐点坐标一览表

续表 4.2-3　　外输管线拐点坐标一览表

图 4.2-5　　乐探区块工程平面布置及外输管线走向示意图

（3）穿越工程

管线穿越管道沿线穿越冲沟 3 次，均采用开挖方式穿越；穿越乡村道路 12 次，穿越长度 360m，采用顶管穿越；穿越农田 30km，种植农作物为玉米和棉花；穿越地下管道 20 次，光缆、电缆 5 次，穿越方式须与进一步与地下光缆、管道的管理单位沟通，编制详细的施工方案经批准后方可进行施工。

表 4.2-4　　新建管线沿线道路、公路、铁路穿越统计表

序号	名称	穿越方式	穿越长度（m）	穿越次数
1	乡村道路（沥青路）	顶管	360	12
2	水渠	顶管	160	8
3	地下管道	与管理单位协商后确定	/	20
4	光缆	与管理单位协商后确定	/	5
5	穿越冲沟	开挖方式穿越	130	3
6	基本农田	开挖方式穿越	30km	/

（4）施工方案

①管道埋深

管线采用沟埋式敷设，非农田段管顶埋深 1.5m，农田地段管顶埋深加深至 1.5m，管沟底宽 0.5m，管沟边坡比为 1：0.75。

②管道转向

管道的水平和竖向转变，优先采用弹性敷设，在接头管道及大角度转向管段采用热煨弯头来处理。

③施工作业带

施工作业带宽度 14m，双侧作业。

④管道标志桩及警示带

管线沿线共设置交叉桩、里程桩、穿跨越桩等标志桩共 390 个，警示牌 10 个，警示带 37km。

⑤穿越工程施工方式

※冲沟及水渠穿越

采用开挖方式穿越，开挖前做好排水、降水措施。在有冲刷或疏浚的水域，穿越管段应埋在 50 年一遇洪水冲刷线或疏浚线（取其深者）下≥1m 且不小于 2.5m；无冲刷或疏浚的水域，穿越管段应埋在水床底面以下不小于 2.5m；河床为基岩并在

50 年一遇洪水下不被冲刷时，应根据各穿越处岩性和风化程度确定管道嵌入基岩的深度且不小于 0.5m。水域开挖穿越段应结合抗漂浮计算结果设置稳管措施。对基岩河床，采取现浇混凝土方式稳管；对于砂、卵、砾石河床和土质河床，可采用混凝土压重块稳管。穿越段应进行岸坡原貌恢复，并视情况采用袋装砂或混凝土压重块稳管。管道穿越水渠时，对于有衬砌的水渠，埋设深度要保证管道处在渠底深度 1.2m 以下，其它水渠穿越，必须保证管道埋设在清淤深度以下 1m，且管顶埋深不应小于 2.5m。

※公路穿越

采用顶管穿越，管顶的埋深≥1.2m 距公路边沟底面的距离不小于 1m，套管应伸出公路边沟外不小于 2m，保护套管采用钢筋混凝土套管。公路穿越套管内的空间采用泥浆或细土填充，不需设置检漏管。顶管穿越的套管上部孔隙采用水泥砂浆进行注浆，防止路面塌陷。

※管道与其它建（构）筑物的交叉

穿越地下管道 20 次，光缆、电缆 5 次，与原有埋地输气管、水管等交叉时，应从原有管道下方 0.3m 通过。已建管道两侧各 5m 管沟开挖时应采用人工开挖，防止对已建管道造成破坏。新管道与其它管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）；管线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5m。与电缆交叉时，还要对电缆采取保护措施，如用角钢围裹住电缆，在电缆上方铺一层砖等安全措施。具体施工方式须与相关管理单位沟通后制定。

4.2.2 公用工程

（1）供配电

单井井场电源就近 T 接至附近已建 10kV 架空线路，新建 10kV 架空线路 1.4km，导线采用 JL/G1A-95/20。新建露点控制站站场供电电源“T”接于 35kV 架空线路，新增 35kV 绝缘架空线路约 0.3km。

（2）给排水

给水主要为井下作业用水和露点站生活用水，井区周围无已建供水管网，用水

由罐车从玛纳斯县城拉运至用水场地。

排水主要是生产废水及生活污水，生产废水主要是露点站天然气处理产生的含油污水及井下作业废水,生产废水由罐车拉运至81号原油处理站污水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至玛纳斯县生活污水厂处理。

（3）通信、仪表及自动化

站控系统采用 PLC 可编程逻辑控制器，主要由检测仪表、控制器、执行元件三部分组成，完成对现场安全仪表的实时监控。井场则将采气树及采气管线压力信号均上传至液控柜RTU,再将液控柜RTU及试油公司RTU均通过网线接至本次新建工业级交换机，通过光缆将数据上传至露点控制装置中控室新建 PLC 系统，完成仪表数据采集、监控功能。

（4）道路

新建4.1km的巡检道路，将井场与周边已有的道路联通。

（5）消防

外部消防依托玛纳斯县应急救援大队，30min内能够赶到站场。露点站配备8kg手提干粉灭火器50具，35kg推车干粉灭火器6辆，7kg手提二氧化碳灭火器4具。单井井场配备8kg手提干粉灭火器6具，35kg推车干粉灭火器1辆，7kg手提二氧化碳灭火器2具。

4.2.3 依托工程

井下作业废水及含油污水依托采油二厂81号原油处理站污水处理系统处理，事故状态下含油污泥依托具有HW08类危险废物处理资质的单位进行回收处置。

4.2.4 环保工程

新建1套VOCs废气处理装置，采用冷凝吸附工艺，回收油作为产品进轻烃储罐，净化后尾气经15m高排气筒达标排放。

4.2.5 项目组成

项目组成详见表4.2-5。

表 4.2-5　　项目工程组成一览表

工程类别	名称	工　程　量		备　　注
主体工程	钻井工程	采气井	2 口	新钻吐谷 4 井、吐 102 井，井身结构均为五开直井，设计单井钻井进尺 6950m
	集输工程	采气井场	3 座	单井井场设置 140MPa 井口节流装置、井口切断调压装置各 1 套
		单井采气管线	12km	设计管径 DN100、压力 PN 20MPa，管道材料为 D114×14 的 22Cr 耐腐蚀不锈钢
	处理工程	天然气露点控制站	1 座	设计处理能力 144×$10^4$$Nm^3$/d，采用注乙二醇防冻、节流制冷脱水脱烃增压外输工艺
	外输工程	天然气外输管线	37km	管径 D273×7，L245N 无缝钢管，设计输气量 144×$10^4$$m^3$/d，设计压力 6.3MPa，管道起点为露点控制站，终点为呼探外输管线，全线设 2 座阀室
储运工程	储罐	2 号稳定轻烃储存	6 座	60m^3卧式储罐 6 座，均为内浮顶罐
	装车	装车泵撬	1 套	底部装载，屏蔽泵 2 台，设计能力 100m^3/h
公用工程	供配电			电源就近自已建供电线路接入，单井井场电源就近 T 接至附近已建 10kV 架空线路，新建 10kV 架空线路 1.4km。新建露点控制站站场供电电源 T 接于 35kV 架空线路，新增 35kV 绝缘架空线路约 0.3km
	给排水			用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地，生产废水由罐车拉运至 81 号原油处理站污水处理系统处理，生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至玛纳斯县生活污水厂处理
	通信、仪表及自动化			站控系统采用 PLC 可编程逻辑控制器，井场则将采气树及采气管线压力信号均上传至液控柜 RTU，再将液控柜 RTU 通过网线接至本次新建工业级交换机，通过光缆将数据上传至露点控制装置中控室新建 PLC 系统
	消防			露点控制站和单井井场采用移动式灭火系统
依托工程	生产废水			依托采油二厂 81 号原油处理站污水处理系统处理
	含油污泥			依托具有 HW08 类危险废物处理资质的单位进行回收处置
环保工程	废气防治			新建 1 套 VOCs 废气处理装置，采用冷凝吸附工艺，回收油作为产品进轻烃储罐，净化后尾气经 15m 高排气筒达标排放

4.2.6 产能方案及产品方案

（1）能方案

单井设计天然气产能 35×$10^4$$m^3$/d、凝析油产能 44.7t/d，共新建天然气产能 3.8×$10^8$$m^3$/a、凝析油产能 4.9×$10^4$t/a，开发生产指标预测见表 4.2-6。

表 4.2-6　　乐探井区开发指标预测一览表

开发时间年	日产气	日产油	日产水	年产气	地层压力
	$10^4$$m^3$/d	t/d	t/d	$10^8$$m^3$	MPa
2022	35.0	44.7	3.3	1.2	158.8

续表 4.2-6　　乐探井区开发指标预测一览表

开发时间 年	日产气	日产油	日产水	年产气	地层压力
	$10^4m^3/d$	t/d	t/d	10^8m^3	MPa
2023	105.0	134.5	9.9	3.5	149.2
2024	105.0	135.5	10.4	3.5	140.6
2025	105.0	136.7	13.1	3.5	134.5
2026	105.0	137.7	20.7	3.5	128.4
2027	105.0	138.9	33.5	3.5	122.3
2028	105.0	140.0	49.4	3.5	116.3
2029	105.0	141.2	66.2	3.5	110.2
2030	105.0	142.4	82.5	3.5	104.1
2031	105.0	143.6	98.6	3.5	98.0
2032	105.0	144.8	114.0	3.5	91.9
2033	105.0	146.1	130.9	3.5	85.9
2034	100.7	141.2	146.2	3.3	80.5
2035	85.9	121.5	152.9	2.8	76.3
2036	68.9	98.3	150.1	2.3	72.9
2037	55.9	80.6	146.5	1.8	69.4
2038	45.9	66.7	141.8	1.5	66.0
2039	36.5	53.5	136.1	1.2	62.5
2040	28.4	42.1	130.0	0.9	59.1
2041	22.0	32.9	124.4	0.7	55.7
2042	17.1	26.1	119.9	0.6	52.2
2043	14.1	22.2	115.8	0.5	49.0
2044	11.7	17.9	111.6	0.4	47.5
2045	9.4	14.5	107.5	0.3	46.3
2046	7.5	11.8	103.6	0.2	45.0

（6）产品方案

本项目产品为天然气 $144\times10^4m^3/d$ 及 2 号稳定轻烃 $4.9\times10^4t/a$。天然气可满足《天然气》（GB17820-2018）中一类质量标准，通过外输管线送至呼探外输管线，最终进入克-乌输气管道，为北疆地区生产生活供气；2 号稳定轻烃可满足《稳定轻烃》（GB9053-2013）中 2 号稳定轻烃质量指标，外售至独山子石化公司作为石化原料使用。

4.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

4.3.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在采气井钻井、各类管线（单井采气管线、外输管线）、井场及露点站建设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为钻井井场生活废水、洗井废水及管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井井场生活垃圾、钻井岩屑、建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

（1）废气

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

①施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

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。

（2）废水

钻井期井场设生活营地，单井钻井周期为300天，钻井人数为35人，按每人每天用水量20L计算，则本项目钻井期生活用水量约为420m^3，污水产生量按用水量的80%计，则生活污水总产生量为 336m^3，其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量350mg/L、悬浮物200mg/L、氨氮30mg/L。

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40～60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

（3）噪声

噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 80dB（A）～105dB（A）之间。

（4）固体废物

施工期固体废物包括钻井岩屑、生活垃圾和少量建筑垃圾。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统，处理后岩屑与钻井液分离，液体回收利用，固体岩屑暂存井场临时存放区。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times d$$

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 d=2.2；使用油基钻井液体系时取 d=3，钻井岩屑密度均取 ρ =2.5g/cm^3。

根据上述公式和及井身结构计算项目岩屑产生量，具体详见下表。

表 4.3-1　　**项目岩屑产生量一览表**

井号	水基岩屑		油基岩屑		
	井段	体积（m^3）	井段	体积（m^3）	质量（t）
单井	一开	286	二开	792	1980
			三开	462	1155
			四开	390	975
			五开	18	45
小计	/	286	/	1662	4155
合计	/	572	/	3324	8310

②生活垃圾

钻井周期为 300 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 1.1t，生活垃圾集中收集后，定期送至玛纳斯县生活垃圾填埋。

③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填埋处理。

（5）生态影响分析

本项目总占地面积为1274424m^2，其中永久占地121993m^2，临时占地1156031m^2，详见表4.3-2。

表4.3-2　　本项目占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积（m^2）	占地性质	
			永久征地（m^2）	临时占地（m^2）
1	井场	58212	3600	58212
2	单井采气管道	599839	0	599839
3	天然气露点控制站	77202	77202	0
4	外输管线	497980	0	497980
5	道路	41191	41191	0
合计		1274424	121993	1156031

4.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在天然气集输及处理过程中产生的无组织排放的挥发性有机物；废水主要为天然气处理产生的含油污水、井下作业废水及生活污水；噪声源主要为天然气处理设备、井下作业及轻烃运输车辆；固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾。

（1）废气

本项目废气主要为挥发性有机废气，主要包括三部分：天然气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该部分以无组织形式排放；二是轻烃储罐储存过程中的挥发，三是轻烃装载过程中的挥发，这两部分废气收集后进新建VOCs处理达标后排放。

①天然气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

天然气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点TOC排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：e_{TOC}——某类密封点的TOC排放速率，kg/h；

F_A——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据产能预测数据，按日产油最大量计算，取 60%）；

$WF_{甲烷}$——物料流中甲烷的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取 29%）；

N——某类密封点的个数。

计算 VOCs 的排放速率：

$$e_{VOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{VOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中：e_{VOCs}——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC}——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs}——物料流中 VOCs 的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取 64%）；

WF_{TOC}——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算天然气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.3-3。

表 4.3-3　　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
阀门	0.0268	20	5.82
法兰、连接件	0.00025	140	0.38
合计	/	/	6.20

②有组织挥发性有机物废气

1）2 号稳定轻烃装车时产生的挥发性有机物

采出液装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中有机液体装卸挥发损失 VOCs 排放量计算方法中的系数法，本项目 2 号稳定轻烃采用底部装载，正常工况罐车，损耗排放因子参照原油公路装载（0.552kg/m^3）进行核算，根据产能预测表知本项目 2 号稳定轻烃产能为 4.9×10^4t/a，密度为 0.814t/m^3。根据上述系数计算出采出液装车时产生的无组织挥发性有机物为 33.23t/a。

2）2 号稳定轻烃罐呼吸废气核算

项目设 6 座 60m^3 内浮顶油罐，根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》浮顶罐总损耗计算方法（公式 0-35）对内浮顶罐挥发性有机物产生量核算，计算公式如下：

$$L_T=L_R+L_{WD}+L_F+L_D$$

式中：

L_T——总损耗，lb/a；

L_R——边缘密封损耗，lb/a；

L_{WD}——排放损耗，lb/a；

L_F——复盘附件损耗，lb/a；

L_D——浮盘缝隙损耗（只限螺栓连接式的浮盘或浮顶），lb/a。

※L_R——边缘密封损耗

浮顶罐的边缘密封损耗可由下列公式估算得出：

$$L_R=（K_{Ra}+K_{Rb}\ v^{n}）DP^{*}M_VK_C$$

式中：

L_R——边缘密封损耗，lb/a；

K_{Ra}——零风速边缘密封损耗因子，lb-mol/ft·a，本次取 1.6；

K_{Rb}——有风时边缘密封损耗因子，lb-mol/（mph）n·ft·a，本次取 0.3；

v——罐点平均环境风速，mph，内浮顶，v=0，新建储罐为内浮顶罐，v=0；

n——密封相关风速指数，无量纲量，n=1.5；

P^{*}——蒸汽压函数，无量纲量，本次取 0.065；

D——罐体直径，ft，本次取 16.7；

M_V——气相分子质量，lb/lb-mol，本次取 0.286；

K_C——产品因子；原油为 0.4，其它有机液体为 1.0，新建储罐储存 2 号稳定轻烃，本次取 0.4。

根据上述公式及取值，计算出本项目的边缘密封损耗为 0.0009t/a。

※挂壁损耗

浮顶罐的罐壁排放损耗可下式估算得出：

$$L_{WD}=\frac{(0.943)QC_SW_L}{D}\left[1+\frac{N_CF_C}{D}\right]$$

式中：

L_{WD}——挂壁损耗，lb/a；

Q——年周转量，bbl/a，本次取 3.8×10^5；

C_S——罐体油垢因子，本次取 0.0015；

W_L——有机液体密度，lb/gal，本次取 0.008；

D——罐体直径，ft，本次取 16.7；

0.943 常数，$1000ft^3\cdot gal/bbl^2$；

N_C——固定顶支撑柱数量（对于自支撑固定浮顶或外浮顶罐：NC=0。），无量纲量，本次取 1；

F_C——有效柱直径，取值 1.0。

根据上述公式计算出挂壁损耗量为 0.0012t/a。

※浮盘附件损耗

浮顶罐的浮盘附件损耗可由下面的公式估算得出：

$$L_F=F_FP^*M_VK_C$$

式中：

L_F——浮盘附件损耗，lb/a；

F_F——总浮盘附件损耗因子，lb-mol/a，本次取 91.016；

P^*——蒸汽压函数，无量纲量，本次取 0.065；

M_V——气相分子质量，lb/lb-mol，本次取 0.286；

K_C——产品因子；原油为 0.4，其它有机液体为 1.0，本次取 0.4。

根据上述公式计算出浮盘附件损耗为 0.0027t/a。

※浮盘缝隙损耗

本项目为内浮顶罐，采用浮盘采用浸液式密封，无浮盘缝隙损耗，故 L_D 为 0。

根据上述公式计算出，本项目轻烃储存时挥发性有机物的产生量为 0.0048t/a。

③VOCs 废气处理工艺

本项目 2 号轻烃采用内浮顶罐进行储存，新建密闭装车系统，装载过程中的废

气和储罐呼吸废气进新建 VOCs 废气处理装置进行处理。

本项目 VOCs 废气处理采用冷凝吸附工艺，设计 VOCs 处理效率≥90%。装置区来气首先进变频风机，先将混合器冷凝，设三级冷凝温度（3℃、-25℃、-70℃），并进行压缩，使废气中部分碳氢化合物得以液化，液相进回收罐，泵输至 2 号轻烃储罐作为产品外售；气相采用活性炭吸附处理，进一步去除废气中的有机物，净化后尾气经 15m 高排气筒排放。处理装置风机风量为 3200m^3/h，VOCs 处理效率按 90%计，则本项目挥发性有机物废气有组织排放量为 3200m^3/h，NMHC 排放量为 3.323t/a，年工作小时按 8400h 计算，废气中 NMHC 排放浓度为 118mg/m^3。

（2）废水

①生活污水

天然气露点控制站常驻工作人员 7 人，单人消耗水量 20L/d（参考《新疆用水定额》），站内年用水量约 47m^3，排水系数取 0.8，则生活污水年产生量约 38m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（COD_{Cr}）浓度 350mg/L、氨氮（NH_3-N）浓度 30mg/L、悬浮物（SS）浓度 200mg/L。

②生产废水

生产废水包括天然气处理产生的含油污水及井下作业废水。

天然气处理过程中会分离出含油污水，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”中超低含硫天然气废水中污染物产污系数：COD 930 克/万立方米产品、石油类 119 克/万立方米产品，废水量类比呼探 1 井试采期数据，单井废水量约 3m^3/d，本项目天然气产能 3.8×$10^8$$m^3$/a，据此计算，本项目含油污水产生量 3285$m^3$/a，废水中 COD 产生量 35.34t/a、浓度约 10758mg/L，石油类产生量 4.52t/a、浓度约 1377mg/L。

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。参照《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 4.3-4）计算井下作业废水的产生量。

表 4.3-4　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6112.1	回收回注	0

结合项目实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，井下作业每 2 年 1 次。采用表 4.3-4 非低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.3-5。

表 4.3-5　　井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/2a）
工业废水量	76.04t/井次-产品	228.12
化学需氧量	104525.3g/井次-产品	0.31
石油类	17645g/井次-产品	0.05

（3）噪声

噪声主要包括天然气露点控制站机泵的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，噪声排放情况见表 4.3-6。

表 4.3-6　　运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80～105	间歇	机械
露点控制站	各类机泵	90～100	连续	机械
罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械

（4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。运营期固体废物主要为生活垃圾，天然气露点控制站常驻工作人员 7 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·天计，则项目运营期生活垃圾产生量约 1.3t/a，定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场。事故状态下的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

4.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

4.3.4 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是天然气露点控制站开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线和储罐泄漏事故。

（1）非正常工况

天然气露点控制站非正常工况下火炬最大放空量 $5\times10^4m^3/h$。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

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

式中：D—核算时段内，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m^3；

Q_i—核算时段内火炬气流量，m^3/h；

t_i—火炬年运行时间，h；

α—排放系数，kg/m^3，氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中不含硫，非正常工况火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 2700kg/h。

（2）井喷事故

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、地层水、凝析油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（3）井漏事故

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

（4）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采气管线及储罐发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

4.3.5 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 4.3-7。

表 4.3-7　　运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	6.20t/a	6.20t/a	加强设施动静密封点检修，2 号稳定轻烃采用内浮顶罐储存，轻烃装车采用密闭装车系统
	有组织排放	废气量	2688×10^4m^3/a	2688×10^4m^3/a	采用冷凝吸附法进行处理，净化后废气经 15m 高、内径为 0.2m 的排气筒常温排放
		非甲烷总烃	33.2348t/a	3.323t/a	
	非正常工况火炬放空	NO_x	8.1t/a	8.1t/a	环境空气
废水	含油污水、井下作业废水	石油类、COD	3399m^3/a	0	送 81 号原油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏
	生活污水	COD、氨氮、SS	38m^3/a	0	送玛纳斯县生活污水厂处理
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减震等消声降噪措施
固体废物	生活垃圾	/	1.3t/a	1.3t/a	送玛纳斯县生活垃圾填埋场填埋处理

4.4 总量控制指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的含油污水、井下作业废水集中收集后由罐车拉运至 81 号原油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目非甲烷总烃的无组织排放为 6.20t/a，有组织排放量为 3.323t/a,建议建设单位据

此进行总量控制指标申请。

4.5 清洁生产分析

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

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

本项目为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井及井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

4.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

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

本项目钻井、井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.5-1、表 4.5-2。

（2）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 4.5-1。

表 4.5-1　　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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表 4.5-1 至表 4.5-2 计算可得：

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

表 4.5-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	76.04	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 4.5-3　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	12.65	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	/	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		/	20	20
		集输流程				全密闭流程，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

4.5.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气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。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

玛纳斯县隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州，地处新疆腹地，与北部塔城、西部伊宁呈三角鼎立之势，素有乌鲁木齐"西大门"之称。东距新疆首府乌鲁木齐市126km，距昌吉州政府所在地昌吉市91km。兰新铁路、G30国家高速横贯全县。

乐探区块行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，东北距玛纳斯县县城约23.6km，北距G30约11.3km。外输管线前20km位于玛纳斯县境内，后17km位于呼图壁县境内。地理位置详见下图。

图5.1-1　　本项目地理位置示意图

5.1.2 地形、地貌

乐探区块位于玛纳斯县南部丘陵地带，地表高差起伏大，外输管线部分穿越中部的冲积平原，沿线主要为农田。

5.1.3 水文地质

（1）地表水

乐探区块西部为塔西河，露点控制站边界距其河道最短距离为800m。

塔西河发源于关山中段阿尔善山北侧，径流主要靠降水、冰雪融水和地下水。流经本县东部，年总流量$2.31\times10^{8}m^{3}$，斗渠口实际引水$1.127\times10^{8}m^{3}$。因为源头短，流域面积小，流量年际变化、季节变化和日变化都大。夏季温度突升或山区有大降水产生，常常出现洪水。

（2）地下水

玛纳斯地区地下水埋藏丰富，中部的洪积、冲积扇缘地带地下水接近地表溢出，形成带状沼泽、溢水泉和小溪。全县泉水流量为$1.636m^{3}/s$，折合水量$159.32\times10^{4}m^{3}$。而项目区处于水文地质单元交接处，乐探区块北侧为松散岩类孔隙水，区块内及南侧为基岩裂隙水。

5.1.4 气候气象

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

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

5.2 环境质量现状调查与评价

略。

5.2.1 区域水土流失现状

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内。

根据《2019 新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，玛纳斯县水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积3868.17km^2，占县域面积的 68.29%，根据 2019 年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内。

5.2.2 区域沙化土地现状

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

图 5.2-1　　本项目土地沙化现状

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响预测与评价

6.1.1 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。

（1）施工扬尘

在站场、管线、道路及供电线架空敷设等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。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

本工程钻井过程废气主要来源于柴油机、柴油发电机组和车辆燃料燃烧废气，由于各类机械设备均使用符合国家标准的燃料，且施工期短暂、周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好。且施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放，各类机械及车辆均采用合格油品，燃烧后不会对周围环境产生明显影响对周围环境影响较小。

6.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水含水层影响分析

项目钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。

本项目采气目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生

影响。

（2）管道试压废水

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

（3）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.5m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，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。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

（4）生活污水

钻井期设生活营地，生活污水排放至生活污水防渗池，采用 HDPE 防渗膜进行防渗，钻井作业结束后清运至玛纳斯生活污水处理厂处理。

6.1.3 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 85～105dB（A）。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、地面工程建设产生的建筑垃圾。

（1）水基钻井岩屑处置措施

本项目一开采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，固相排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

2）油基岩屑处置措施

二开至五开采用油基钻井液体系，钻井时井筒返排的钻井液及油基钻井岩屑经

不落地系统的振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，固体经先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分理出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处理资质的单位负责接收、转运和处置。

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

6.1.5 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

气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是站场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）水土流失及沙化影响分析

工程施工及占地呈点线状分布，对土壤的影响包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被，可能会对项目区造成水土流失及土地沙化影响。

本项目建设对区域水土流失及沙化影响的程度因管线所经过的区域不同而不同。本项目建设内容主要为站场、管线等工程的建设等。建设期间，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，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；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，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

6.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程和处理工程，以及外输管线等工程占地，占地分为永久占地主要为井场、道路和天然气露点控制站占地，以及场站施工、集输管线和外输管线的临时占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤一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。

（1）对植物影响分析

①乐探区块内工程建设

乐探区块工程内工程占地类型为草地，各项作业对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。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，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，被破坏的地表野生植被将在一定时期内逐步恢复。

本项目临时占地面积为 1156031m^2，其中占用草地面积为 658051m^2，占农田面积为 497980m^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，属于五等草地，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即 750kg/hm^2，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为 49t/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。

②外输管线建设

外输管线采用开挖方式穿越农田，不可避免的会对地表农作物造成影响，施工

对土壤的扰动，还会降低土壤肥力。

农田的占地面积为 497980㎡，为基本农田，种植的经济作物主要为一年生棉花和玉米，为减少对农作物的破坏，外输管线计划在冬季施工，避开了农作物的种植期、生长期和收获期，最大程度降低了对农作物的影响。但由于施工过程中管沟开挖、回填及施工机械和人员的扰动会破坏原有的土体结构，会导致土壤肥力下降，对来年农作物的生长仍将有一定的影响。

③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践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。非居住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。

（2）对动物影响分析

施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，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、集输处理工程和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

（3）对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，就本项目而言，它是由荒漠生态系统、农田生态系统、道路等景观相间组成。本项目占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本项目钻井工程、集输处理工程、道路工程和外输管道等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时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，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型主要为草地，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。并且由于项目占地面积有限，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生态系统稳定性分析

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

6.2 运营期环境影响预测与评价

6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放

量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）模型选用

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

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为荒漠，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1　　本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0～360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2　　气象数据一览表

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

（4）估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3　　估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		43.1
最低环境温度/℃		-42.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候

续表 6.2-3　　估算模型参数选择一览表

参数		取值
是否考虑地形	考虑地形	☑ 是　□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（5）污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-4。

表 6.2-4　　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放量（t/a）	排放形式	排放参数
天然气集输及处理	NMHC	6.20	无组织排放	350m×220m×8m
VOCs 处理装置	NMHC	3.323	有组织排放	H=15m，Φ=0.2m，T=25℃

（6）预测结果

预测结果详见表 6.2-4。

表 6.2-5　　预测结果一览表

污染源	非甲烷总烃		
	最大落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	离源距离（m）
无组织排放	125.86	6.29	383
有组织排放	9.13	0.46	67

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（6）大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目有组织排放的导热油炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值，无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目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。

6.2.2 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

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

（2）区域水文地质条件

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

（3）区域地下水类型

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

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

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

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

（4）地下水富水性划分

玛纳斯河冲洪积平原中上游的地下水径流区，广泛分布巨厚的第四系松散岩层，地下水含水层类型主要为潜水含水层，北部有多层结构的承压水含水层。南部山前区为大厚度单一潜水分布区；北部细土平原区，上部为潜水含水层，下部为多元结构的承压水含水层；南部基岩山区主要存在有基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水，赋存于中新生代侏罗系和第三系地层中，由于地层多为泥岩和砂质泥岩互层，其含水岩组富水性较弱。

①潜水含水层

潜水含水层主要由卵石层，砾石层组成，结构松散，孔隙发育，透水性好，潜水区现有钻孔深度一般小于 200m。从总体上看，自扇顶向扇缘，由地表到深部，含水层岩性由粗变细，扇中部出现砂及粉细砂层。含水层富水性在岩性、所处地貌部位、水位埋深及补给量等因素的影响下，自南向北呈现弱－强－弱的变化规律。

在扇顶部和近山前地带：水位埋深在 80～180m 之间，含水层岩性为砾石层，除近河床的两侧外，大面的河间地块因靠近第三系隔水屏障，补给条件相对较差，单位涌水量小于 600m^3/d•m，渗透系数为 19～31m/d，矿化度小于 0.5g/L。

扇的上部（凉州户镇一带）：水位埋深在 50～120m 之间，含水层岩性由卵砾石或砾石层组成，单位涌水量在 1000～3000m^3/d•m 之间，渗透系数 48～99m/d，平均单井涌水量 2280m^3/d（降深 0.72～2.62m），矿化度小于 1g/L。

扇中部（玛纳斯镇-园艺场-兰州湾一带）：水位埋深 15～60m 之间，含水层岩性主要由卵砾石组成，为本区内最富水的地带，单位涌水量在 3000～6000m^3/d•m 之间，渗透系数 80～135m/d，平均单井涌水量 5364m^3/d，（降深 1.43～3.07m），矿化度小于 1g/L。

在扇的下缘溢出带（兰州湾以北地区）：水位埋深小于 10m，含水层岩性主要由亚砂土组成，为弱含水层段，富水性较贫乏，无开采价值。

在东部的包家店镇一带，水位埋深在 30～180m 之间，由于塔西河冲洪积扇的补给量较小，平均单位涌水量在 1279.8m^3/d•m，渗透系数为 28～65m/d。

②承压水含水层

承压含水层赋存于溢出带及其以北潜水含水层之下。据前人资料表明，该区段 100m 深度内分布 2～3 层较稳定的含水层，含水层岩性上部为砾石、砂砾石或砂，单层厚度 15～35m，隔水层岩性一般为亚砂土、亚粘土和粘土，自南而北含水层逐渐变薄，岩性逐渐变细，自西向东含水层岩性由粗变细，富水性逐渐减弱，含水层的富水性随着含水层岩性和厚度的变化，向北部逐渐减弱。单位涌水量由 1000～3000m^3/d•m，渗透系数在 10～40m/d 之间，逐渐变为小于 1000m^3/d•m，渗透系数在 2～4m/d 之间。

（5）项目区地下水的补给、径流、排泄规律

①地下水的补给条件

本项目中，外输管线位于玛纳斯河冲洪积平原下游区，地下水类型为松散类孔

隙水，地下水补给主要来自南部玛纳斯河水的沿途渗透及含水层的径流，同时渠系及田间灌溉对地下水也有一定的补给作用，地下水流向自南向北。该区地下水水位埋深一般在 50m 以上，所以该区地下水除了人工开采外，全部以地下侧向径流的形式向下游排泄。该区含水层为巨厚的第四系松散卵砾石层，目前钻孔揭露深度为170m，据物探资料显示，其饱水带厚度 400～1150m。由地表到深部，含水层颗粒由粗变细，由单一的卵砾石渐变化砂砾石、砂，含水层富水性也相应地变弱。

乐探区块处于两个水文地质单元的交界处，地下水类型为基岩裂隙水，单位涌水量为 0.1～10m^3/d•m,地下水极匮乏,且不具有流动性。区域水文地质图见图 6.2-1。

②地下水的径流条件

地下水的径流条件主要受地形，含水介质及补给条件的控制，平原区地形较为平坦，地势南高北低，地下水流向近似南北向。乌伊公路以南为冲洪积扇中上部，含水层岩性颗粒粗大，径流条件良好，水力坡度为 0.4～0.8‰；乌伊公路以北地区，随着岩性颗粒由粗变细,含水层由厚变薄,透水性变差,水力坡度相应增大一般在 1～3‰，至溢出带附近，水力坡度增至 5～8.6‰。

③地下水的排泄条件

区域内地下水排泄主要以蒸发、人工开采、断面的径流流出的形式排泄。地下水由南向北径流，水力坡度 2.5‰，含水层岩性为砂砾石、砂组成，颗粒分选性较好，水位埋深南部大，北部相对较浅。

④地下水动态

区域地下水动态类型主要以人工型动态为主，表现为每年的 4 月份起水位受开采影响而持续下降，到 8 月中旬，水位下降到最低点，之后，开采量小于地下水补给量，水位持续上升。近年来，随着引水工程的不断完善，调查区地下水位持续下降。地下水动态类型主要为人工型。受河水的丰水期枯水期的影响，河谷两侧表现的水文型动态径流滞后，使调查区部分叠加了径流型动态，但主要受人为因素的影响，表现为人工型地下水动态类型。

图 6.2-1　　区域水文地质图

⑤地下水化学特征

区域地下水化学特征主要受其补给源河水的影响。河水水化学类型为 HCO_3^-Ca 型和 $HCO_3 \cdot SO_4^-Ca \cdot Mg$ 型，矿化度小于 0.2g/L；而评价区位于冲洪积扇中部，是地下水的强烈交替区，水化学类型以 $HCO_3 \cdot SO_4^-Ca \cdot Na$ 和 $HCO_3 \cdot SO_4^-Ca \cdot Mg$ 型为主，矿化度小于 0.8g/L。

（6）正常工况下对地下水环境影响分析

含油污水、井下作业废水集中收集后由罐车拉运至 81 号原油处理站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

（7）事故状态下对地下水的影响

由于乐探区块处于两个水文地质单元的交界处，地下水类型为基岩裂隙水，单位涌水量为 0.1～10m^3/d•m，地下水极匮乏，且不具有流动性。因此，即使在非正常工况下，轻烃储罐或单井采气管线破损泄露导致油品外泄，也难以对地下水造成污染影响。

6.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为天然气露点控制站中的各类机泵，站四周设栅栏，机泵设隔声间并采取基础减震等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20lg（r/r_0）$$

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：

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中：L_{eqg}——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB(A)。

（2）噪声源源强及分布

天然气露点控制站内机泵噪声源强在 85～105dB（A）之间，设备选用低噪设备，设置隔声间，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 75dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 6.2-6。

表 6.2-6　　项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级[dB（A）]
机泵	2	75

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 6.2-9。

表 6.2-7　　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
露点控制站	东厂界	39	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	41		
	西厂界	43		
	北厂界	40		

由预测结果可知：露点控制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。

6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收；生活垃圾定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场；事故状态下产生的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，不会对项目区环境造成不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境影响分析

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

6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。气田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

6.3 退役期影响分析

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

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封

井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

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

6.4 环境风险分析

6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为凝析油、2 号稳定轻烃、天然气。风险单元为单井采气管线、天然气露点控制站、外输管道，计算三个风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1　　本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量（t）		危险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
单井采气管线	凝析油	44.8	2500	0.0179	I
	天然气	0.043	10	0.0043	
露点控制站	2 号稳定轻烃	944	2500	0.3776	
外输管道	天然气	0.836	10	0.084	
/	合计	/	/	0.4838	

根据上表计算结果可知，本项目的 Q＜1，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

6.4.2 环境敏感目标

本项目周边环境风险敏感目标为周边村庄居民，其中距离管线最近的村庄为联

丰村，最近距离约 128m。

6.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、2 号稳定轻烃和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2　原油、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/2 号稳定轻烃	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1～6.4%（v）自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	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，在危险货物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

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

造成直接污染，而且泄漏的油品、天然气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

外输管线沿途穿越工程众多，除管线自身老化或运行操作不当等因素外，还有可能受农田耕作或其他工程施工等因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故。

③储罐危险性识别

储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为储罐发生破裂造成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④罐车泄漏

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

（3）风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、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、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

6.4.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油品，泄漏的油品进入土壤中后，

渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

油品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；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状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份挥发，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。

（3）对地下水环境的影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，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，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm～10cm或0cm～20cm表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，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。

（4）对大气环境的影响分析

发生泄漏事故后，油品及天然气进入环境空气，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。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7 环境保护措施论证分析

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期大气环境保护措施

（1）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。

（2）合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，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。

（3）材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

7.1.2 施工期废水污染防治措施

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

7.1.3 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。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

（2）钻井岩屑采用不落地系统处理，水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理；油基岩屑属于危险废物，进专用方罐，交由有资质的单位负责处置。

（2）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（3）施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工

完、料尽、场地清”。

7.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

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

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

7.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）对井区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。

（2）施工结束后，对单井井场、露点控制站等永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（3）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，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；外输管线施工时严格按照即定方案施工，严格限定作业带宽度，严禁毁坏占地范围外的农作物。

（4）管线敷设时，严格控制施工作业带宽度。在农田施工时管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，最大程度降低对农田土壤肥力的影响，管线上方设置管线走向标志。

（5）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。

（6）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。

（7）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

（8）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。

（9）加强施工期环境监理，监理的重点内容：钻井工程、站场建设、管线和道路等工程施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期大气环境保护措施

（1）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、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

（2）定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止凝析油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采气井的压力监测，并准备应急措施。

（4）应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在5日内完成修复。

（5）非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。

（6）轻烃储罐采用内浮顶罐，装车采用密闭装车系统，并新建 VOCs 冷凝吸附处理装置；储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集后送至 81 号原油处理站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（2）定期对井场的设备、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。

（3）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对外输管道进行检查，

一旦发现异常，及时维修，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（4）定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

7.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，天然气露点控制站及各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期无固体废物产生。事故状态下会产生一定量的落地油，落地油上层能收集，尽量收集，送至 81 号原油处理站原油处理系统处理，不能收集的落地原油和受浸染的土壤为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油。

（2）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

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

7.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）罐车严格按照油田拉运路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

7.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（2）定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

（4）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。

（5）严禁捕杀任何野生动物，在井区和站场设置宣传牌，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。

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）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当地建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，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，站场和管线等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。

井场经过清理后，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，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

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

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

7.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）站场生态恢复治理

①站场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

1）施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

2）工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，以便后期植被自然恢复，表层土覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 50.6km，该范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井管线和外输管线施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。道路施工过程中，严禁在道路两侧取弃土，道路施工结束后，及时清理固体废物，注意保护原始地表与天然植被，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

①工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来 3～5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

②井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.4 环境风险事故防范措施

7.4.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

（3）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

（4）井场设置明显的禁止烟火标志。

（5）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。

（6）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。

（7）井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

7.4.2 油气集输及各站场事故风险预防措施

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

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

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

（5）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。

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

（7）采油井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

（8）定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

（9）拉运风险防范措施：明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

（10）管理措施

对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

（11）发生事故时，事故状态下固体废物主要为井喷、管线泄漏、储罐泄漏等过程中产生的含油污泥及固井质量不合格井漏造成的地下水污染。井喷、管线泄漏及拉油罐等造成的原油落地后，上层能收集的原油回收送石南联合站原油处理系统处理，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；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《采气一厂环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

7.4.3，环境风险应急预案

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，应将项目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。

7.5 环保投资分析

项目总投资 37376.41 万元，环保投资约 1393 万元，占总投资的 3.73%。本项目环保投资估算见表 7.5-1。

表 7.5-1　　环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	/	1010
	废气	站场、管线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	/	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	5
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理	/	5
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	10
		轻烃储罐	采用内浮顶罐	6 座	20
		有组织有机废气	冷凝吸附装置进行处理，净化后废气经 15m 高排气筒排放	1 套	180
	废水	含油污水、井下作业废水	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集后送至 81 号原油处理站污水处理系统处理	2 座污水罐	50
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	15
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	45
	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井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	38
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	/	10
合计					1393

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 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，全面负责该油田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。

8.1.2 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，其它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，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 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。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的井下作业废水送至 81

号原油处理站污水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强天然气露点控制站油气集输、处理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

建立环保设备台帐，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。

8.2.2 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，尽快消除事故隐忠，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，从而将项目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。

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

应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。

8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批本工程的环境影响报告书，昌吉回族自治州生态环境局和玛纳斯县生态环境分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目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 8.2-1。

表 8.2-1　　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	资金保证
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。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。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，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	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主管部门	纳入工程费用
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘				
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	在钻井施工，管线和站场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	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				
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理				

8.2.6 运营期环境管理

（1）建立和实施油田运营期的健康、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及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

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，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2　　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	资金保证
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	运营期	自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局和玛纳斯县生态环境分局	纳入工程费用
2	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。对天然气露点控制站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测。				
4	水环境	对依托的采出水设施定期维护。				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养。				
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。				纳入运营期管理费用
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	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。				

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3　　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	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司	退役期	昌吉回族自治州生态环境局和玛纳斯县生	纳入退役期闭井管理费用
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				

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
		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			态环境分局	
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至81号原油处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

8.2.8 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）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

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。

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1。

表 8.3-1　　污染物排放清单

类别		环保措施		污染源源强	污染物	排放标准	总量指标
废气	挥发性有机物废气	无组织	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	6.20t/a	NMHC	GB39728—2020 中企业边界污染物控制要求：4mg/m^3	6.20t/a
		有组织	采用冷凝吸附法处理	废气量:2688×$10^4$$m^3$/a 3.323t/a	NMHC	GB39728—2020,120mg/m^3	3.323t/a
废水	含油污水、井下作业废水	送 81 号原油处理站污水处理系统处理达标后回注油藏		3399m^3/a	/	不外排	0
	生活污水	送玛纳斯县生活污水厂处理		38m^3/a	/	不外排	0
噪声	设备、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等		60dB（A）～105dB（A）	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 2 类标准	/
固体废物	生活垃圾	送玛纳斯县生活垃圾填埋场填埋处理		1.3t/a	/	妥善处置	/

8.4 企业环境信息公开

采气一厂参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

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，确保本项目的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 8.5-1。

表 8.5-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1）井位、站场选址布设是否满足环评要求； 2）各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）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； 4）站场硬化是否达到要求； 5）废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）施工作业是否超越了施工宽度； 3）挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	道路建设现场	1）道路是否满足环评要求； 2）施工作业是否超越了限定范围； 3）临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4）施工人员是否安操作规程及相关规定作业； 5）道路边坡是否采用草方格进行固沙防护	
4	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）施工季节是否合适； 3）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。	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2　　运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/年	天然气露点控制站、井场厂界 VOCs 处理装置排气筒出口处	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	井场、天然气露点控制站厂界四周	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	利用项目区下游村庄的水源井进行监测，至少布设 1 个监测点	pH、石油类、COD	GB/T14848-2017 Ⅲ类 石油类参照 GB3838-2002 Ⅲ类		
	土壤环境质量跟踪监测计划	1 次/5 年	井口装置区、天然气露点控制站装车及储罐区	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 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。

9 环境影响经济损益分析

9.1.1 环境效益分析

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

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，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。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的 3～5 年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

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

9.1.2 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。本项目开发是对支持新疆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，提高当地国税、地税有着积极的作用。

9.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷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。

10 结论与建议

10.1 建设项目概况

本项目拟在乐探井区部署 3 口采气井，新建天然气产能 $3.8\times10^8m^3/a$、2 号稳定轻烃产量 $4.9\times10^4/a$；新建采气井场 3 座、单井采气管线 12km、天然气露点控制站 1 座、37km 天然气外输管线 1 条，配套建设供配电、给排水等公辅工程。项目总投资 37376.41 万元，环保投资约 1393 万元，占总投资的 3.73%。

10.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

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

（2）地下水

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

（3）声环境

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

（4）土壤

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

10.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区

范围内呈点、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。由于气田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降；外输管线施工作业结束后农田即可复垦。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水，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；生活污水排至生活污水防渗池，钻井结束后清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。运营期废水主要为含油污水、井下作业废水，集中收集后，拉运至 81 号处理站处理达标后回注油藏。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，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；井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。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，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。本项目边无人群居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾，水基钻井岩屑经不落地设备处理后进井场方罐，交由岩屑处置单位处理；油基钻井岩屑经不落地设备处理后进专用储罐，交由有资质的单位处置；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期无固体废物产生，事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处理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。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，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原油进入土壤，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

本项目涉及的危险物质为 2 号稳定轻烃、轻烃和天然气，风险潜势为Ⅰ，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线及储罐泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.4 主要环境影响结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》鼓励类项目，符合产业政策要求。运营期废气及噪声污染物均能实现“达标排放”，固体废物能够实现妥善

处置。项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统和生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中的环境风险较小，通过采取相应的环境风险防范措施后，其影响和风险是可以接受的。综上所述，从环境保护角度考虑，本项目的建设可行。

10.5 环境保护措施

（1）施工期

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

（2）运营期

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、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对集输管线进行巡检；加强采气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复；储罐周围设置防火堤,轻烃装在采用密闭装车系统;不应有孔洞和裂隙,储罐附件开口(孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；加强对 VOCs 处理装置的检修，确保其正常运转，确保废气稳定达标排放。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的单井管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

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。

事故状态下的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

10.6 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，两次报纸公示和张贴公告，公示期间没有收到反馈。

10.7 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。

10.8 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。

10.9 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了一次网上公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。