

1.概述

1.1 项目特点

准噶尔盆地南缘始终是北疆油气勘探的重点领域，近年来，中国石油新疆油田分公司相继在乌苏市、呼图壁县等地发现高产井，其中位于乌苏市的高探1井2019年01月06日试油当日即获日产气 $32.17 \times 10^4 \text{m}^3$ ，产油 1213m^3 ，创下陆上碎屑岩单井油气产量新高。高探1井的重大突破，是准噶尔盆地油气勘探史上的重要里程碑，证实了准噶尔盆地南缘冲断带油气富集，勘探潜力巨大，对全面加快整个南缘地区规模勘探进程意义重大。2020年12月15日，位于呼图壁县的呼探1井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 $61.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，再次证明了南缘冲断带油气开采潜力，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。2022年06月13日，位于玛纳斯县境内的天湾1井在清水河组试气，实测油压 170.52MPa ，创下中石油油压最高记录，日产气最高达 $75.82 \times 10^4 \text{m}^3$ ，再次刷新了南缘冲断带日产气量的记录。

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。紫泥泉子组气藏控制含气面积 19.6km^2 ，天然气控制储量为 $233.27 \times 10^8 \text{m}^3$ ，天然气可采储量为 $186.05 \times 10^8 \text{m}^3$ ；凝析油控制储量为 $238.23 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量为 $69.09 \times 10^4 \text{t}$ 。作为北疆地区的主力气源之一，玛河气田的开发不仅生产外输天然气，而且每年副产6万多吨稳定凝析油和液化石油气，可为独山子石化厂提供部分优质的生产原料，给企业也带来良好的经济效益。

为了保障北疆地区民生用气，同时提高玛河气田的开发程度，中国石油新疆油田分公司采气一厂拟在玛河气田部署2口生产井，新建单井采气管线2条共计 4.6km ，配套建设给排水、供电、消防等公辅工程。

1.2 环境影响评价过程

根据《关于印发新疆维吾尔自治区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），本工程为石油和天然气开采项目，地处石河子市，属于水土流失重点监督区，涉及环境敏感区。根据《建设项目环

境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2023 年 11 月，中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司采气一厂委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）编制《采气一厂玛纳 004X 井、玛纳 005 产能建设工程环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2023 年 11 月委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程区域土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营期的环境保护管理依据。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

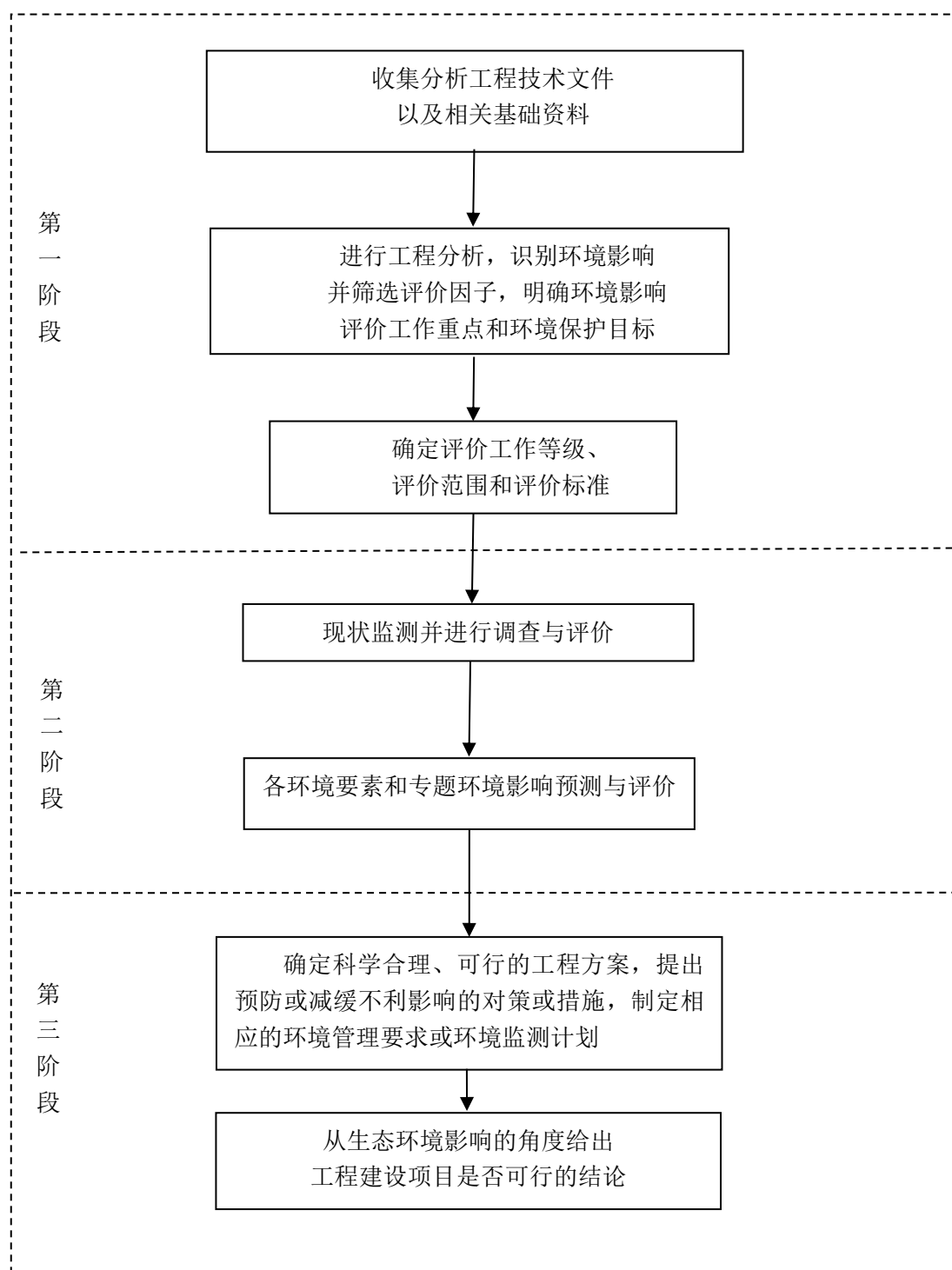


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），本工程属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

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

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，要强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给，并将石油、天然气列为重点勘察开采矿种。本项目的建设提高了区域天然气产能和输送的安全稳定性，符合规划中“强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给”的要求，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期噪声等污染影响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，符合规划及规划环评相关要求。

《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。

《新疆生态环境保护十四五规划》规定：“加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业”。本项目为天然气开采项目，天然气属于清洁能源，符合规划要求。

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》提出“严格环境准入，推动工业绿色转型。建立以“三线一单”为核心全覆盖的生态环境分区管控体系，完善管控单元环境准入清单，深化高耗能、高排放项目环境准入及管控要求，建立动态更新和调整机制。加强“三线一单”在政策制定、环境准入、园区管理、执法监管等方面的应用。持续推进区域和行业规划环境影响评价，严禁“三高”项目进兵团，严格落实钢铁、有色、煤炭、电力、石油化工、建材、印染等行业新、改、扩建项目的环境准入。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。”本项目属于油气资源勘探项目，不属于“三高”项目，符合新疆生产建设兵团第八师“三线一单”生态环境分区管控要求。因此，符合《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》要求。

《新疆油田公司“十四五”发展规划》中规划分析内容：新疆油田目前拥有探矿权面积共计4.7万 km^2 。按照新疆油田目前已经获得采矿权（现有开发区域）和“十四五”期间勘探转开发拟办理采矿权所涉及的区块（新增开发区域）作为本次规划范围。规划涉及的62个区块均有探矿权，目前48个区块已经取得了采矿权，采矿权面积共计8028.28 km^2 ；勘探转开发拟办理采矿权的共计14块，面积为2928.12 km^2 。可分为西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块四大片区，规划总面积10956.40 km^2 。本项目属于油气资源勘探项目，位于南缘区块。项目符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程为玛河气田滚动开发项目，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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，

根据现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区，符合玛河经济发展规划、环保规划。

本工程在已建钻井工程的基础上新建单井站,选址具有唯一性，本项目管线土地利用类型为低覆盖度草地，在管线选线、井场占地过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气，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；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的生态功能不会降低，对生态环境的影响属可接受的范围，工程的选址从环保角度认为可行。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目环境影响主要来源于地面工程建设、采气、井下作业、天然气集输等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目占地、施工作业地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染影响并存。项目所在石河子市属于“乌-昌-石”片区，为大气污染同防同治区域，大气污染物需执行特别排放标准。根据调查结果，项目涉及自治区级水土流失重点治理区，除此之外评价范围内没有其他环境敏感区。

本次评价针对项目产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况、提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低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挥发性有机废气、井下作业废水、含油污泥、废脱汞剂、废防渗材料、清管废渣和生活垃圾，以及事故状态下落地油对环境的影响分析。

综上所述，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。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；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》《石油天然气开采污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆油田“十四五”规划》和《新疆生态环境保护十四五规划》等要求；本工程不占用自然保护区、水源保护区、风景名胜区等敏感区，不涉及生态保护红线，工程符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。中国石油新疆油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。本工程采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。本工程生产过程中，资源和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本工程开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，环境风险可控，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本工程建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运营期和退役期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性。

(5) 分析本工程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。

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，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 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。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 278 号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01

12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院（2021）32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	国务院令 第 748 号	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
15	中华人民共和国野生植物保护条例(2017年修正)	国务院令 687 号	2017-10-07
16	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 666 号	2016-02-06
17	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案的通知	新党发（2018）23 号	2018-09-04
18	关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知	国办函（2021）47 号	2021-05-11
19	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令 第 120 号	2011-01-08
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	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	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发（2015）4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令 第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修改）	国家发展和改革委员会令 第 49 号	2021-12-31
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发（2012）77 号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发（2011）150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发（2012）98 号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发（2013）16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评（2018）11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤（2019）25 号	2019-03-28
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	2019-12-13
13	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态(2017)48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发（2013）136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部公安部交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年 第 43 号	2017-10-01

18	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	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函	环办环评函（2019）590 号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年 第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年 第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气（2021）65 号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年 第 15 号	2021-09-07
25	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	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办（2013）103 号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评（2017）4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）	HJ1200-2021	2022-01-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
31	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
四 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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	2016-10-27
5	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
7	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年 第 24 号	2021-06-11

8	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8号	2022-03-09
9	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局 与农业农村厅 2021 年 修订	2021-07-28
10	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)	新环发〔2017〕1号	2017-01-01
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
17	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
20	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	2020-09-04
21	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划	新环审〔2022〕147号	2022-07-25
22	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
23	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	2021-4-14

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01

8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
18	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/T301-2016	2017-05-01
19	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油新疆油田分公司采气一厂，2023.11；

（2）采油一厂玛河 004X 井、005 井产能建设工程设计方案，中国石油新疆油田分公司采气一厂，2023.10；

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场地面、管线等工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-1

影响因素识别

环境因素	影响 因素	施工期					运营期					退役期		
		生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
		油气集输地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆施工扬尘、发电机柴油燃烧非甲烷总烃等废气	试压废水、生活污水；	建筑垃圾、生活垃圾、工程弃土	施工机械和车辆噪声	无组织废气（挥发性有机物等）	采出水、井下作业废液、生活污水等污（废）水等	生活垃圾等	设备噪声	管线泄漏、井壁破裂泄漏	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	土地复垦
地表水		○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水		○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境		○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境		○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境		++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物		++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物														
陆生植被		++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被														
水土流失		++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区														

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	扰动面积、生态系统功能、物种丰富度、物种分布范围、物种组成、生物量、植被覆盖度、主要保护对象	扰动面积、生态系统功能、物种丰富度、物种分布范围、物种组成、生物量、植被覆盖度、主要保护对象
土壤	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌 建设用地：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、含盐量、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
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、硫化氢、SO ₂ 、NO _x
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
废水	-	采出水、生活污水、井下作业废水、管道试压废水
固体废物	-	施工期：一般工业固废（施工土方、施工废料），生活垃圾； 运营期：危险废物（清管废渣、井下作业），生活垃圾
环境风险	-	天然气、凝析油、硫化氢等；二次污染物：CO、CO ₂ （1）对油田井下作业期间可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对气田运营期间井场、输气管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区第八师石河子市 152 团境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

玛纳 004X 井距离玛纳斯河约 1.2km，运营期无废水外排，本项目生产废水和生活污水不外排，与玛纳斯河无水力联系，不会对地表水体造成影响，综合判定本项目地表水评价等级确定为三级 B，不开展地表水环境质量现状评价。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区。

2.4.3 声环境

项目区为气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目属于“Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区-Ⅲ₁天山北坡针叶林、草甸水源涵养及草原牧业生态亚区-31 天山北坡中段低山丘陵煤炭资源开发、迹地恢复生态功能区”。

根据《兵团生态功能区划》，本项目属于“Ⅲ兵团天山山地干旱草原—针叶林生态区Ⅲ₁天山北坡森林、草原水源涵养生态亚区-15 六、七、八、十二师、建工师—天山北坡中、东段中高山草原水源涵养、低山丘陵煤炭资源开发地貌恢复生态功能区”。

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境 因素	钻前工程和油气集输地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆扬尘、测试放喷、发电机柴油燃烧、钻井及储层改造过程非甲烷总烃等废气	钻井废水、压裂返排液、酸化废液等废液；试压废水；生活污水；集输工程大开挖穿越施工废水	钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土	钻机、发电机组、压裂及测试放喷噪声	站场、油气处理工程等有组织废气（重点关注硫化氢、挥发性有机物等），温室气体排放	采出水、井下作业废液、油气处理废水、循环冷却设施排水、锅炉排污水、化学水制取排水、地面与设备冲洗水、生活污水等污（废）水等	井下作业、采油、石油集输、油气处理等环节产生落地油、清罐底泥、浮油、浮渣、含油污泥、含油清管废渣等	设备噪声和放空噪声	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆除扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象
土壤	pH、石油烃和《土壤环境质量建设用土地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子：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
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、硫化氢
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	施工期：施工土方、施工废料、生活垃圾； 运营期：危险废物（清管废渣）、井下作业固废
环境风险	-	原油、伴生气、硫化氢等；二次污染物： CO 、 CO_2 （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.5 评价因子和评价标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于无组织非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解 2.0mg/m³要求。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 (μg /Nm ³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解 2.0mg/m ³ 要求

(2) 水环境

本工程位于新疆维吾尔自治区第八师石河子市 152 团市境内。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5	12	氟化物（mg/L）	≤1.0
2	溶解性总固体	≤1000	13	汞（mg/L）	≤0.001
3	硫酸盐（mg/L）	≤250	14	砷（mg/L）	≤0.01
4	氯化物（mg/L）	≤250	15	锰（mg/L）	≤0.10
5	铁（mg/L）	≤0.3	16	硒（mg/L）	≤0.01
6	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0	17	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002
7	菌落总数（CFU/mL）	≤100	18	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50
8	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0	19	硫化物（mg/L）	≤0.02
9	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0	20	镉（mg/L）	≤0.005
10	氰化物（mg/L）	≤0.05	21	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
11	铅（mg/L）	≤0.01			

(3) 声环境

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)，本工程区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(4) 土壤环境

根据工程所在区域环境特征，井场建设用地执行《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 2.5-3。

站场外用地执行《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（基本工程）标准。见表 2.5-4。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	蔡	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.5-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值（pH>7.5）
1	Cu	mg/kg	100
2	Zn	mg/kg	300
3	As	mg/kg	25
4	Ni	mg/kg	190
5	Pb	mg/kg	170
6	Cd	mg/kg	0.6
7	Cr	mg/kg	250
8	Hg	mg/kg	3.4

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本工程废气排放源主要为井口加热炉排放的废气和井场非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取 NO_x、SO₂、PM₁₀、非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D_{10%}。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}——环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi}一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。大气评价工作级别详见表 2.6-1。

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

表 2.6-1 评价工作等级

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41
最低环境温度/°C		-39.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是□否
	地形数据分辨率/m	/
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/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.5-3 主要废气污染源源强一览表（以 YB101X 井为主）

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		与正北向夹角/°	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)
	x	y		长度(m)	宽度(m)					NMHC

单井 井场(以玛 纳 004X 井 为例)	-17	11	805	40	60	30	6	8760	正常 排放	0.017
--------------------------------	-----	----	-----	----	----	----	---	------	----------	-------

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	玛纳 004 井	非甲烷总 烃	18.31	2000	0.92	74	0

表 2.6-3 的计算结果表明,本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 0.92%,最大占标率在 $P_{\max} < 1\%$, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中大气环境影响评价工作分级判据判别,确定本次环评大气影响评价的工作等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定,并结合本工程特点,考虑油田整体开发对大气环境的区域影响,最终确定大气环境影响评价范围为以井场为中心,边长 5km 的矩形区域。

2.6.2 地表水

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018),项目属于水污染影响型建设项目。工程区距离玛纳斯河约 670m。在油田正常开采及油气集输过程中,本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排,不与周边地表水体发生水力联系,项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

项目施工期产生的污染物可以依托处置,运营阶段正常情况无废水排放,本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.6.3 地下水

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表(表 2.6-4),本工程属天然气开采项目,为 II 类项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地,且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区,区域地下水划分为不敏感,依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表(表 2.6-5、表 2.6-6),

确定本工程地下水评价等级为三级。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
38、天然气、页岩气开采（含净化）	全部	/	II 类	

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其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(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。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.6-6 地下水环境影响评价工作等级划分

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),采用查表法确定地下水评价范围。各井场地下水流向上游 1km,下游 2km,两侧外扩 1km 的矩形区域,及管线边界两侧向外延伸 200m。评价范围见附图 1。

2.6.4 生态

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)的生态评价等级判定条件,判定过程详见表 2.6-7。根据判定可知,因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.6-7 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
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;	不涉及	/
b	涉及自然公园时,评价等级为二级;	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时,评价等级不低于二级;	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;	不涉及	/
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	不涉及	/

	等级不低于二级；		
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积为 0.0416km ² <20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

（2）评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场边界向外扩展 50m 范围，管线两侧 300m 带状区域的范围。生态评价范围见附图 1。

2.6.5 声环境

本工程噪声源主要包括施工期内井场机械噪声、生产运营期站场机泵和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为**二级**。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围；二级、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为井场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见附图 1。

2.6.6 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本工程属于污染类项目，项目永久占地 0.24hm²，属于小型项目，占地类型主要为其他低覆盖度草地，因此，环境敏感程度为“不敏感”。油田开发属于 II 类项目，因此评价工作等级划分为**三级**。土壤评价等级划分依据见表 2.6-8。

表 2.6-8 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级 \ 敏感程度 \ 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	-	-

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤

评价范围为井场及、站场边界向外扩展 50m 范围。

2.6.7 环境风险

本项目主要风险单元为天然气集输管线，危险物质与临界量的比值（Q 值）Q 值小于 1，风险潜势为I，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，环境风险评价等级为**简单分析**，不设置环境风险评价范围。详见表 2.6-9。

表 2.6-9 环境风险评价等级划分

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

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的说明。见附录 A。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- （1）工程分析及现存环境问题调查；
- （2）生态环境影响评价；
- （3）水环境影响评价；
- （4）固体废物影响评价；
- （5）环境风险影响评价及风险管理；
- （6）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据项目建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）项目区属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。因此要控制建设项目在建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

（2）保证项目建成后，固体废物得到妥善处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将项目对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.8.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，评价区范围内没有以法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。本工程重点保护目标是：评价范围内荒漠草地、农业生态环境。评价区环境保护目标见附图 1 和表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	水土流失重点预防区	评价范围内	天山北坡国家级水土流失重点预防区。
		野生动植物	评价范围内	保护野生动植物生境不被破坏。
2	大气环境	马鞍沟村	最近距离约 2.8km	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。
		一五二团水管所	最近距离约 1.58km	
		十户窖村	最近距离约 2.5km	
3	声环境	-	评价范围内	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准。
4	水环境	项目区地下水	评价范围内	不低于现状。
5	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地土壤污染风险筛选值。

3.工程概况与工程分析

3.1 工程开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

3.1.1.1 玛河气田勘探开发历程

玛河气田行政区划隶属新疆生产建设兵团第八师石河子市，位于石河子市南山山区，距石河子市中心城区约 10km，东北距玛纳斯县中心城区约 18km。地理位置详见图 3-1。

图 3-1 项目地理位置图

玛纳斯背斜发现于 1935 年地面地质调查时期，1985~1997 年在该区完成了 24 条山地二维地震测线，总长 427.6km，主测线间距达到 3km 左右，基本查明了玛纳斯背斜的构造形态与展布特征。1998 年四川管理局在玛纳斯背斜钻探川玛 1 井，完钻井深 4568m，井底地层为下白垩统吐谷鲁群(K1tg)。

2002 年新疆油田公司完成新一轮次的二维地震勘探，测网密度达到 $2\text{km} \times 6\text{km}$ ，落实了玛纳斯背斜圈闭形态及构造高点。2006 年 3 月在背斜高点部署了玛纳 1 井，12 月在紫泥泉子组试油获得日产油 57.87t，日产气 $39.315 \times 10^4 \text{m}^3$ ，试油结论为油气同层，从而发现了玛河气田。

为了落实玛河气田的储层展布及含油气性，2006~2007 年部署完钻了 3 口评价井（玛纳 001、玛纳 002、玛纳 003），其中玛纳 001、玛纳 003 井均获得高产工业气流，同时编制了《玛河气田开发建设工程环境影响报告书》（新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心），于 2007 年 10 月通过了原自治区环境保护厅的审批，文号为新环监函〔2007〕402 号。

2008 年部署实施了 MN1001、MN1002、MND1003 和 MN1004 井 4 口开发井。同年提交了探明叠合含气面积 20.83km^2 ，探明凝析气藏地质储量 $321.71 \times 10^8\text{m}^3$ ，天然气地质储量 $313.98 \times 10^8\text{m}^3$ 。通过 4 年多的开发，不断深化地质认识，发现气藏动态储量和探明储量之间存在较大的差异，于是在 2012 年 9 月进行了储量复算，复算探明已开发含气面积 13.57km^2 ，凝析气藏地质储量 $171.95 \times 10^8\text{m}^3$ ，天然气地质储量 $167.66 \times 10^8\text{m}^3$ 。

在 2009~2020 年实施了 MN1005、MN1006、MN1007 井。截止目前，玛河气田有 8 口生产井，3 口关停井，关停井后期可能复产，暂未封井。目前玛河气田日产气约 $150.9 \times 10^4\text{m}^3$ ，日产油约 62t，日产水约 9.4t。

3.1.1.2 玛河气田现状

玛河气田现有 1 座玛河气田中心处理站、2 座集气站、8 口生产井、各类集气管线 35.33km ，具体介绍如下：

(1) 玛河气田中心处理站

玛河气田中心处理站于 2007 年 11 月投入运行，占地面积 $30 \times 10^4\text{m}^2$ 。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外输；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 $105\text{t}/\text{a}$ ，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；目前中心处理站进站压力约 6.2MPa ，进站温度约 22.7°C ，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 $180 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，因此处理站浅冷装置尚有很大富裕处理能力。

站内建有一套凝析油稳定处理装置，设计处理规模 $150\text{t}/\text{d}$ 。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凝析油储罐，定期装车外运。

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#原油处理站采出水处理，处理达标后回注采油二厂稀油油藏。

(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。

现有3口采气井接入生产,尚有2个预留接口。

(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150×10⁴m³/d,设计气处理能力80×10⁴m³/d,液处理量160m³/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,在井场拟新增1套两相流计量装置。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110.24×10⁴m³/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。

(4) 生产井

玛河气田现有8口生产井,井号分别为玛纳1、玛纳001、MN1005、玛纳003、MN1002、MND1003、MN1004、MN1006。8口生产井均采用自喷生产,不对其进行注水开发。

玛纳1、玛纳001和MN1005进1号集气站生产计量,玛纳003、MN1002、MND1003、MN1004、MN1006进2号集气站生产计量。采气井场采用高压不节流、气液保温输送至集气站的采气工艺。除MN1002井外,其余均井口不加热,在集气站集中加热节流、轮井三相计量后,气液混输去中心处理站。

(5) 集输管线现状

玛河气田现有集输管线情况见表3.1-1。

序号	管线类别	起点	终点	管线规格	长度(km)	设计压力(MPa)
1	采气管线	玛纳1井	1号集气站			
2	采气管线	玛纳001井	1号集气站			
3	采气管线	MN1005井	1号集气站			
4	采气管线	MN1002井	2号集气站			
5	采气管线	MN1003井	2号集气站			
6	采气管线	MN1004井	2号集气站			
7	采气管线	玛纳003井	2号集气站			
8	采气管线	MN1006井	2号集气站			
9	集气管线I段	2号集气站	1号集气站			
10	集气管线II段	1号集气站	中心处理站			
11	燃料气管线I段	中心处理站	1号集气站			
12	燃料气管线II段	1号集气站	2号集气站			

3.1.2 “三同时”执行情况

3.1.2.1 环境影响回顾评价

(1) 废气

废气主要为玛河气田中心处理站和集气站中加热炉烟气，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。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）。

表3.5-1 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				
标准限值				
达标情况	达标	达标	达标	达标

表3.5-2 厂界外非甲烷总烃监测结果

废气源	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
1 号集气站	1# (东)			4.0	达标
	2# (南)				
	3# (西)				
	4# (北)				
2 号集气站	1# (东)			4.0	达标
	2# (南)				
	3# (西)				
	4# (北)				
中心处理站	1# (东)			4.0	达标
	2# (南)				
	3# (西)				
	4# (北)				

(2) 废水

废水主要为中心处理站脱出的采出水、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#原油处理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#原油处理站旁沉降池中，上层油由管线管输至 81#原油处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至 81#原油处理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。

(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》中对玛河气田中心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。

表3.5-3 厂界噪声检测结果一览表 单位：dB(A)

监测结果			标准限值	达标情况
监测点位	监测时间	噪声值		
中心处理站北侧	2021. 2. 22 昼间		65	达标
	2021. 2. 22 夜间		55	达标
	2021. 2. 23 昼间		65	达标
	2021. 2. 23 夜间		55	达标
中心处理站西侧	2021. 2. 22 昼间		65	达标
	2021. 2. 22 夜间		55	达标
	2021. 2. 23 昼间		65	达标
	2021. 2. 23 夜间		55	达标
中心处理站南侧	2021. 2. 22 昼间		65	达标
	2021. 2. 22 夜间		55	达标
	2021. 2. 23 昼间		65	达标
	2021. 2. 23 夜间		55	达标
中心处理站东侧	2021. 2. 22 昼间		65	达标
	2021. 2. 22 夜间		55	达标
	2021. 2. 23 昼间		65	达标
	2021. 2. 23 夜间		55	达标

(4) 固体废物

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和集气站内的储罐等产生的废油泥、油砂，清管废渣为集输管线定期时产生，主要污染物为石油类，

集中收集后均交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处置；生活垃圾集中收集后各送至石河子市生活垃圾填埋场处理。

(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的造成的环境影响是可接受的。工程造成的永久性损失范围相对较小。临时占地区域在地表平整、恢复后，地表植被正在逐步自然恢复过程中。钻井作业完成后，井场内地表均被混凝土地面及砂砾石垫层保护。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。井场周围 30m 范围以外植被基本没有不良影响。管道施工过程中对管线两侧自然植被的影响范围在 10m 左右，管道工程占地区域内的原始植被已基本恢复，在 10m 以外植被已基本为原始状况。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。

(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，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#原油处理站处理，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3.5-4 玛河气田中心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
	监测时间	中心处理站厂界外	中心处理站厂区		
砷	2020.11.28			60	达标
汞				38	达标
铜				18000	达标
镍				900	达标
镉				65	达标
铅				800	达标
六价铬				5.7	达标
氯甲烷				2.8	达标
四氯化碳				0.9	达标
氯仿				37	达标
1,1-二氯乙烷				9	达标
1,2-二氯乙烷				5	达标
1,1-二氯乙烯				66	达标
顺 1,2-二氯乙烯				596	达标
反 1,2-二氯乙烯				54	达标
二氯甲烷				616	达标

1,2-二氯丙烷			5	达标
1,1,2,2-四氯乙烷			10	达标
1,1,1,2-四氯乙烷			6.8	达标
四氯乙烯			53	达标
1,1,1-三氯乙烷			840	达标
1,1,2-三氯乙烷			2.8	达标
三氯乙烯			2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷			0.5	达标
氯乙烯			0.43	达标
苯			4	达标
氯苯			270	达标
1,2-二氯苯			560	达标
1,4-二氯苯			20	达标
乙苯			28	达标
苯乙烯			1290	达标
甲苯			1200	达标
对/间二甲苯			570	达标
邻二甲苯			640	达标
硝基苯			76	达标
苯胺			260	达标
2-氯酚			2256	达标
苯并(a)蒽			15	达标
苯并(a)芘			1.5	达标
苯并(b)荧蒽			15	达标
苯并(k)荧蒽			151	达标
蒽			1293	达标
二苯并(ah)蒽			1.5	达标
茚并(1,2,3-cd)芘			15	达标
萘			70	达标
石油烃			826	达标

3.1.2.2 现有工程“三同时”执行情况

玛河气田现有工程“三同时”执行情况表 3.1-2。

表 3.1-2 本工程相关工程“三同时”执行情况表

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

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
玛河采气作业区危险化学品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〕130号 2017年12月1日	2019年12月8日通过了自主竣工环境保护验收
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

3.1.2.2 排污许可及自行监测执行情况

新疆油田分公司采气一厂对原有工程中的固定污染源排放口均办理了排污许可手续，排污许可为登记管理（登记编号：91650200715597998M021Y）

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。

3.1.2.3 环境应急预案及应急演练情况

本工程属于中国石油新疆油田分公司采气一厂克拉美丽采气作业区运营管理，采气一厂2020年取得《中国石油新疆油田分公司采气一厂克拉美丽采气作业区突发环境事件应急预案》的备案证明，654323-2020-03-L。采气一厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3 现有工程污染源调查与评价

现有工程污染物产生排放情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程产生排放情况一览表

项目		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	SO ₂	t/a		
		NO _x	t/a		
		颗粒物	t/a		
	无组织挥发非甲烷总烃		t/a		
废水	采出水		m ³ /a		
	压裂返排液		m ³ /a		
	酸化返排液		m ³ /a		
	废洗井液		t/a		
	生活污水		m ³ /a		
固体废物	含油污泥		t/a		
	生活垃圾		t/a		
	清管废渣		t/a		

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：采气一厂玛纳004X井、玛纳005产能建设工程

项目性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆生产建设兵团第八师石河子市，玛纳 004X 井西北距石河子市中心城区最近距离约 14km，北距玛纳斯县中心城区约 14km；玛纳 005 井西距石河子市中心城区最近距离约 12km，东北距玛纳斯县中心城区约 15km。隶属于中国石油新疆油田分公司采气一厂管辖。项目区域位置（周边关系位置）见图 3.2-1。

图 3.2-1 项目区域位置

3.2.1.3 建设内容

（1）新建采气井场2座（玛纳004X、玛纳005）及地面设施建设，单井单井产气量约为*****，合计产气量约为 *****；

（2）新建2条单井采气管线，共计4.6km，配套建设自控、电力、防腐、供热、通信等辅助设施。

3.2.1.4 工程组成

项目建设内容包括地面工程、集输工程、公用工程、依托工程和环保工程五个部分，项目工程组成见表3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	产能	天然气		万 m ³ /d	**	单井产气量约为 ***
		凝析油		m ³ /d	***	***
	主体工程	站场工程	采气井场	座	2	单井经常设采气树 1 座，井口设置高压紧急切断阀和手动放空，单井临时占地面积 110m×90m。
		管线工程	单井管线	km	5.4	新建玛纳 004X 至 2 号集气站管线 2.4km，新建玛纳 005 至 2 号集气站管线 2.2km，共计 4.6km，采用 D114×16/20G 无缝钢管，所有管线保温埋地敷设，管顶埋深 1.8m，地面设置标志桩。
3	配套工程	供电工程				玛纳 004X 和玛纳 005 井各设 1 座杆架式变电站。
		给水工程				本项目井区周围无已建供水管网，用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地。
		自控通信				每座井场新建 1 套 RTU，安装在井场围栏角落处，RTU 配置安装支架及基础，在监控立杆 1m 处非防爆区域设置。
4	依托工程	玛河气田天然气处理站		采出水、井下作业废液依托玛河气田天然气处理站处理		
		新疆聚力环保科技有限公司		废机油等含油废物依托新疆聚力环保科技有限公司处理。		
		乌尔禾区生活垃圾填埋场		生活垃圾集中收集后定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。		
5	环保工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施。 营运期：运气期废气主要是加热炉燃烧废气，无组织挥发烃类、硫化氢，密闭输送。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。		
		废水		施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工期产生的生活污水排至临时防渗收集池暂存，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理。 营运期：营运期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至玛河气田天然气处理站，达标后回注地层。井下作业废水采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站的污水处理系统处理。 退役期：少量管线冲洗废水产生。		
		噪声		施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间。 营运期：选用低噪声设备、基础减振。 退役期：合理安排作业时间。		

	固废	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地工业固废填埋场；生活垃圾集中收集定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。 运营期：运营期固废主要为清管废渣、井下作业固废。清管废渣集中收集后交由有相应危废处置；井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站处理。 理资质的单位回收处置退役期：退役期废弃建筑残渣等收集后送当地工业固废填埋场处置。
	环境风险	施工期：井场设置 1 座放喷池。 运营期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入采气一厂环境风险应急预案。
依托工程	2 号集气站	2 号集气站始建于 2008 年 9 月投入运行，占地面积 6400 m²。2 号集气站主要对玛纳 003 井、MN1002 井、MN1003 井、MN1004 井和 MN1006 井的油气进行集输。该集气站设计天然气处理里规模为 320×10⁴m³/d，不进行液态处理。实际处理气量 170×10⁴m³/d，剩余 100×10⁴m³/d 处理能力。
	玛河气田中心天然气处理站	玛河气田中心天然气处理站位于气田北部，于 2007 年 11 月投入运行，占地面积 30×10⁴m²，2017 年开展了深冷提效工程。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。由集气站来的油气混合物首先进入断塞流捕集器单元，进行气液两相分离，分离出来的凝析油进入凝析油稳定装置，凝析油经多级闪蒸、脱水、脱盐和低压提馏进行稳定，稳定后凝析油去凝析油储罐储存。天然气和凝析油稳定的脱出气进入天然气处理装置，经脱水、回收轻烃、轻烃脱乙烷后，生产的干气经复热后外输至克～乌输气管道 704 分输站。脱乙烷塔底轻烃与二级闪蒸分离器的油相混合后进入凝析油稳定塔，装置生产的稳定凝析油经冷却后自压进入凝析油储罐，经储存后定期装车外运。
	81#原油处理站	81#联合处理站始建于 1989 年，位于克拉玛依白碱滩区，该处理站集原油处理、污水处理及注水为一体。原油处理站设计规模 200×10⁴t/a，81#污水处理站设计处理能力为 17000m³/d，污水处理系统采用“重力沉降—反应罐—斜板沉降—过滤”工艺流程，主要处理来自克拉玛依市周边油田产生的各类污水。
	乌尔禾区生活垃圾填埋场	本工程施工期的钻井队的生活垃圾，依托玛 2 转油站的生活基地收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

3.2.1.5 工程投资

项目总投资****万元，环保投资约****万元，占总投资的 4.72%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目年运行时间 8760h，不新增劳动定员，由玛河气田现有工作人员负责运营管理。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 气藏类型及油层分布

本项目开采层位为紫泥泉子组，气藏类型为断块型气藏，断裂为气藏主控因素，且每个小断块具有独立的气水界面及压力系统，气水界面由西向东有逐渐降低的趋势。

3.2.2.2 油气物性

(1) 天然气

生产产品天然气，天然气组成情况见表 3.2-3。

表 2-3 天然气组分分析表

组分 名称	组分含量（体积%）		
甲烷			
乙烷			
丙烷			
CO ₂			
H ₂ S（mg/m ³ ）			

(2) 凝析油物性

生产产品凝析油，凝析油组成情况见表 3.2-4。

表 2-4 凝析油物性分析

序号	名称			
1	酸值 mgKOH/g			
2	盐含量 mgNaCl/g			
3	凝固点℃			
4	水含量%			
5	沉淀物%			
6	硫含量%			
7	蜡含量%			
8	密度 g/cm ³			
9	析蜡点℃			

3.2.4 主体工程

主体工程包括地面工程和集输工程。

3.2.4.1 井场工程

新建采气井场 2 座，单井井场设采气树 1 座，井场采气树放喷翼对空放喷，放喷管道设计压力按 5MPa 考虑，接管法兰及管道连接件压力等级选用 PN63；井口设置高低压紧急切断阀和手动放空；单井井场外设置长度为 16m 的放喷池。井场主要构筑物见表 3.2-4。

3.2-4 井场主要构筑物

序号	名称	数量	单位	长×宽×（深） （m×m×m）	结构形式
1	井口装置区硬化地坪	1	m		

2	井场巡检道路	1	m		
3	管线及阀门支墩	4	个		
4	放喷池	1	个		
5	围墙	1	m		
6	大门	1	座		
7	内部场坪	900	m ²		
8	操作平台	1	座		
9	挡火墙	1	面		
10	固定墩	4	座		
11	井口钢盖 板	1	座		
12	井口设备 间	1	座		
注：放喷池仅在事故状态下使用					

3.2.4.2 管线工程

本项目新建采气管线 4.6km，其中玛纳 004X 至 2 号集气站管线 2.4km，玛纳 005 至玛河天然气处理站管线 2.2km，井口采出物采用管线密闭集输进站，管线埋地保温敷设，管材为 20 号无缝钢管，起始点、管径及管材见表 3.2-5，管线走向示意图见图 3.2-2。

表 3.2-5 新建采气管线起始点、管径及管材情况一览表

起点	终点	长度 km	管径及管材
玛纳 004X	2 号集气站	2.4	采气管线选用 D114×16/20G
玛纳 005	2 号集气站	2.2	

井场采气管线设置高低压紧急切断阀，井口压力低于 7MPa、高于 30MPa 时能够实现井口自动关断，紧急切断阀阀位信号上传至中心处理站中控室，并具备远程关断功能。采气管线进集气站设置紧急切断阀，并与进站压力检测联锁，实现压力超限或发生火灾时进站紧急关断。

图 3.2-2 管线走向示意图

3.2.5 配套工程

配套工程包括供配电、通信、供热、道路、自控、防腐等。

(1) 供配电

新建 10kV 架空线路长度约为 4.6km（导线采用 JL/G1A-70/10），导线采用 JL/G1A-70/10，线路采用聚合金硅绝缘子，每基电杆下均设底盘。玛纳 004X 和玛纳 005 井各设 1 座杆架式变电站（配 1 只动力配电箱），井场内各设置 1 间设备间，1 面低压配电箱，电源引自室外配电箱。

(2) 通信工程

玛纳 004X 井和玛纳 005 井各新建 RTU，安装在井场围栏角落处，RTU 配置安装支架及基础，在监控立杆 1m 处非防爆区域设置。井口测控点接至新建 RTU，通过新建光缆通信链路方式上传至集气站，再通过已建的光缆通信链路方式引入中心处理站已建 DCS 系统内。

(3) 给排水

本项目施工用水由罐车从兵团第八师 152 团拉运，本项目北距一五二团三连 2.5km，东北距一五二团马鞍沟村 2.9km。

本项目不在井场设置生活营地，租用石河子市民房，生活用水依托石河子的市政给水系统。

(4) 道路工程

不新建道路，依托现有已建道路。

(5) 视频安防监控系统

在井场设置视频安防监控系统，对现场进行实时监控，本次视频安防监控系统由三部分构成：前端设备、传输网络、后端（台）设备。

(6) 消防

每座井场在采气树处设置 2 具 MF/ABC8 灭火器，共设置 4 具。外部消防力量可依托石河子消防支队。项目区离石河子市区 18km，石河子消防支队在接到火警时可以在 30min 内赶到火灾事故现场。

3.2.6 依托工程

本工程油气混输至玛河气田天然气处理站。本工程采出水依托玛河气田天然气处理站集中处理。本工程产生的生活垃圾、井下作业废水以及含油污泥等依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。

3.2.6.1 2号集气站

2号集气站始建于2008年5月建设，2008年9月投入运行，占地面积6400 m²。2号集气站主要对玛纳003井、MN1002井、MN1003井、MN1004井和MN1006井的油气进行集输。该集气站设计天然气处理规模规模为320×10⁴m³/d，不进行液态处理。实际处理气量170×10⁴m³/d，剩余100×10⁴m³/d处理能力。

站内主要设备见表3.2-6，集输工艺见图3.4-4，平面布置见图3.4-5。

表 3.2-6 主要设备一览表

序号	名称、规格及型号	单位	数量
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

图 3.2-4 2号集输及处理工艺流程示意图

图 3.2-5 2号集气站平面布置示意图

3.2.6.2 玛河气田中心天然气处理站

玛河气田中心天然气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30×10⁴m²，2017年开展了深冷提效工程。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。由集气站来的油气混合物首先进入断塞流捕集器单元，进行气液两相分离，分离出来的凝析油进入凝析油稳定装置，凝析油经多级闪蒸、脱水、脱盐和低压提馏进行稳定，稳定后凝析油去凝析油储罐储存。

天然气和凝析油稳定的脱出气进入天然气处理装置，经脱水、回收轻烃、轻烃脱乙烷后，生产的干气经复热后外输至克～乌输气管道 704 分输站。脱乙烷塔底轻烃与二级闪蒸分离器的油相混合后进入凝析油稳定塔，装置生产的稳定凝析油经冷却后自压进入凝析油储罐，经储存后定期装车外运。

图 玛河气田中心处理站工艺流程图

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外输；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 $105 \text{t}/\text{a}$ ，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；目前中心处理站进站压力约 6.2MPa ，进站温度约 22.7°C ，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 $180 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此处理站浅冷装置尚有很大富裕处理能力。

图 3.2-6 玛河天然气处理站工艺流程图

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 150t/d。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凝析油储罐，定期装车外运。

③废水收集装置

站内建有一个地理式的废水收集罐，容积为 15m³，站内产生的含油废水将首先通过废水收集罐进行集中收集，然后定期拉运至新疆油田分公司采气一厂稀油污水处理站处理，处理达标后回注油藏。

④供电系统

站内站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供电系统

玛河气田中心天然气处理站建有一座天然气发电站，由该燃气电站负责向天然气处理站、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。发电站发电机数和装机容量较设计均有所增加(设计机容量 2×500kw)。发电机燃料用气主要采用天然气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。

3.2.6.3 81#原油处理站

(1) 基本情况

81#联合处理站始建于 1989 年，位于克拉玛依白碱滩区，该处理站集原油处理、污水处理及注水为一体，建站之初均未办理环评手续。2014 年 4 月，中石油新疆油田分公司组

织开展了克拉玛依油田后评价工作，其中包括对 81#联合处理站的回顾性评价内容，原自治区环保厅以新环函〔2014〕900 号文出具了审查意见。新建的 81#集中处理站已于 2019 年 4 月 30 日取得《关于克拉玛依油田七中区克下组砾岩油藏 2017 年二元复合驱工业扩大试验工程环境影响报告表的批复》（克环函〔2019〕79 号），2019 年 10 月 10 日取得《关于采油二厂 51 号、81 号原油处理站密闭改造及原油稳定工程环境影响报告表的批复》（克环函〔2019〕179 号），该项目于 2021 年 12 月底建设完成，2023 年 4 月 6 日进行了竣工环保验收（见附件 3）；2020 年 10 月 30 日取得《关于采油二厂玛南采出液处理系统地面建设工程（一期）环境影响报告表的批复》（克环函〔2020〕173 号），该项目于 2022 年 5 月建设完成，2023 年 7 月 26 日进行了竣工环保验收。

（2）81#联合处理站污水处理系统处理工艺

81#原油处理站原油处理系统工艺流程主要为：正常集输处理流程来油共分为三路，第一路为 81#集油区来油，经过分离器、进行气液分离后，伴生气经除油器处理后进天然气站，油水混合液进 4#、5#、12#沉降罐；第二路为各集油站来油，经过一段炉后进入 4#、5#、12#沉降罐；第三路为 81#卸油台来油，经泵增压后进 4#、5#、12#沉降罐。沉降罐脱出的原油污水经自流管线输送至 81#原油处理站污水处理系统进行污水处理。沉降罐脱水后的低含水原油进入 7#、8#缓冲罐，经脱水泵增压、二段加热炉加热后进入电脱水器，电脱水器脱出污水掺回 4#、5#、12#沉降罐，净化油经原油稳定塔稳定后进 10#、11#二沉罐，最后经现场交接后外输至油气储运公司。原油稳定塔脱出的气体输到 81#天然气处理站。设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理规模为 $188 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

图 3.3-8 81 号站原油处理工艺流程图

81 号污水处理站设计处理能力为 $17000 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理系统采用“重力沉降—反应罐—斜板沉降—过滤”工艺流程，主要处理来自克拉玛依市周边油田产生的各类污水。

81#原油处理站 5000m^3 沉降罐排出的含油污水进入 2 座 2000m^3 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 2 座 1000m^3 反应缓冲罐，经反应提升泵打入 3 座 500m^3 反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应

筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入 2 座 2000m³斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经 1 座 2000m³过滤缓冲罐然后进入 2 座 2000m³净化水罐，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至 701、702、703、801、802 各注水泵站。

图 3.2-7 81 号集中处理站污水处理系统工艺流程图

（3）依托设施能力平衡分析

81#联合处理站原有 1 套污水处理系统，设计规模为 1.7 万 m³/d，已经满负荷。新建 81#联合处理站污水系统设计处理规模为 2 万 m³/d，由于投入运行时间不长综合考虑至今拟接入站的其他区块预测产能。本项目 2 口井井下作业废水新增量为****，81#联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。

本项目产生的压裂返排液、酸化返排液及废洗井液相对于 81#原油处理站原油处理系统和采出水处理系统所占比例较小，可满足项目需求。

3.2.6.4 乌尔禾区生活垃圾填埋场

（1）基本情况

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km。采用卫生填埋处理工艺，2016 年 7 月 26 日取得原克拉玛依市环保局批复（克环保函〔2016〕376 号）。

（2）工艺及规模

乌尔禾区生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。日处理规模 30t/d。

（3）依托可行性分析

本工程施工期钻井队的生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 192 万立方米，目前已经使用库容 48 万立方米，剩余库容可以容纳本工程的施工期的生活垃圾。

本工程施工期生活垃圾产生量为****t，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋是可

行的。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程及污染因素分析

3.3.1.1 施工期工艺流程

(1) 井场建设

井场建设首先对井场进行初步平整，对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫，再将各撬装化活动房拉运至井场，完钻后进行井场设备安装、调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

图 3.3-1 井场地面施工工艺流程图

(2) 管线敷设

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-2。

图 3.3-2 管道工程施工阶段工艺流程图

3.3.1.2 运营期工艺流程

(1) 集输工艺

采气工艺为自压生产，井口采出气液不加热、不节流。井口来气（ $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、28.7 MPa），经地面安全阀组后，进放喷补压管汇，经过油嘴节流阀组节流至 10~20MPa，玛纳 004X 经单井采气管线输送至 2 号集气站，最终均输送至玛河气田中心处理站处理，玛纳 005 井经单井采气管线输送至玛河气田中心处理站处理，集输工艺流程见图 3.2-4。

图 3.2-4 集输工艺

(2) 井下作业

井下作业是进行采气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高油气产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.3 退役期工艺流程

退役期的施工内容主要为气井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，施工过程中将产生少量扬尘、废弃管线、建筑垃圾等固体废物。

3.3.2 环境影响因素分析

施工期、运营期及退役期产污情况汇总见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目产污情况汇总一览表

阶段	环境要素	产污环节	污染物名称	污染因子
施工期	废气	场地平整、土方开挖回填等	施工扬尘	TSP
		施工机械及施工车辆	施工机械及施工车辆	SO ₂ 、NO _x
	废水	管道试压	管道试压废水	悬浮物
		生活营地	生活污水	COD、氨氮、悬浮物
	噪声	施工机械及施工车辆	噪声	噪声
运营期	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾
	废气	油气集输	NMHC	NMHC
	废水	井下作业	压裂返排液	石油类
			废洗井液	石油类
			酸化返排液	PH、石油类
	噪声	井下作业、车辆巡检	噪声	等效连续 A 声级
退役期	固体废物	清管废渣	清管废渣	石油类
	废气	井场设备拆除及清理	施工扬尘	TSP
	噪声	施工机械和车辆	噪声	等效连续 A 声级
	固体废物	基础拆除、废弃管线	建筑垃圾	建筑垃圾

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

3.3.3.1 生态影响分析

生态影响主要为井场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。单井集气管线作业带宽 8m，管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，多余土方敷设于管线上方作为管廊。

占用土地包括临时占地和永久占地，永久占地主要为采油井场的永久占地，临时占地

为管线施工临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。

根据估算，项目总占地面积为 4.16hm²，其中永久占地 0.24hm²，临时占地 3.92hm²，土地利用类型为低覆盖度草地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表 单位 hm²

序号	建设项目	占地面积	占地性质	
			永久征地	临时占地
1	井场	0.48	0.24	0.24
2	单井采气管道	3.68		3.68
	合计	4.16	0.24	3.92

3.3.3.2 施工期环境影响因素分析

施工期环境影响因素主要表现在单井采气管线、井场、道路等施工活动中。废气主要来自井场、管线、道路等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为管道试压废水和生活污水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为建筑垃圾和生活垃圾。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。

3.3.2.1 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

本项目的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，其主要污染物为 TSP、NO₂、SO₂、CO 和烃类等，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。从影响范围和程度来看，施工机械及运输车辆为对其对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.2.2 废水

废水主要为管道试压废水和生活污水。

(1) 管道试压废水

本项目新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本项目管线总长度为 4.6km，试压废水约为 16.1m³，

可用作场地降尘用水。

(2) 生活污水

本项目井场施工人员预计 30 人，有效施工天数按 60d 计，生活用水量按 50L/人·d 计算，排水量按用水量的 80%计算，则本项目施工期间生活污水产生量约为 72m³。施工期生活污水排入井场的环保厕所，用污水收集罐（1 个，10m³）收集后，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理。

3.3.2.3 噪声

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-3。

表 3.3-3 施工期主要噪声源及源强 单位：dB(A)

序号	噪声源名称	源强
1	推土机	90
2	挖掘机	92
3	柴油发电机	100
4	运输车辆	78

3.3.2.4 固体废物

固体废物主要为建筑垃圾和生活垃圾。

(1) 建筑垃圾

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目施工废料产生量约为 0.92t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近有资质工业固废填埋场处置。

(2) 生活垃圾

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，本项目有效施工期约 60d，施工人员共计 30 人，生活垃圾产生量约 0.9t，生活垃圾集中收集定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

(3) 施工弃土、弃渣

本项目部署井场 2 座，平整临时占地面积为 4800m²，场平高度约为 1m，开挖量为 0.48 万 m³；新建集输管线 4.6km，挖方全部用于回填，场地平整，无废弃土方量。

表 3.3-4 土石方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向

1	井场平整	0.48	0.48		0	0		0	/	0	/
2	单井集输管线	1.78	1.78	0	0	0		0	/	0	/
合计		2.26	2.26	0	0	0		0		0	/

3.3.2.5 施工期污染物排放情况汇总

表 3.3-5 本项目施工期污染物排放情况汇总见

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	粉尘		洒水降尘
	施工机械、车辆尾气	TSP、NO ₂ 、SO ₂ 、CO 和烃类		机械、车辆定期检修，状况良好，使用合格燃料，不超负荷运行
废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N		生活污水排入井场的环保厕所，用污水收集罐（1 个，10m ³ ）收集后，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理。
	管道试压废水	SS		可用作场地降尘用水
固体废物	施工弃土弃渣	/		全部用于回填管沟及场地平整
	施工废料	/		首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地工业固废填埋场
	生活垃圾	/		集中收集定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置
噪声	施工机械、运输车辆	/		选用低噪设备、基础减震，加强施工管理

3.3.4 运营期环境影响因素分析

运营期环境影响因素主要体现在天然气集输过程中产生的无组织挥发性有机物；废水主要为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液，噪声源主要为井下作业及巡检车辆噪声。

3.3.4.1 废气

本项目运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本项目无组织废气进行核算。

①非甲烷总烃

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-4 设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

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

根据油水物性参数,拟建项目流经各管件、阀门中的物质 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1,根据设计单位提供的数据,项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-5 所示。

表 3.3-5 本项目设备与管件泄漏无组织废气核算一览表

设备类型		$e_{TOC,i}$ (kg/h)	密封点(个)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
单座采气井场	气体阀门	0.024	60	0.0043	8760	0.0378
	法兰或连接件	0.044	30	0.0040		0.0347
单口井合计		/	/	0.00828		0.0725
2 口井合计		/	/			0.145

经过核算,本工程井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.145t/a。

②硫化氢

根据玛河气田采出物油气水物性分析结果,气藏中硫化氢含量较低, H_2S 含量平均为 0.03%, 根据前文计算的非甲烷总烃排放量可知, 本项目无组织废气中硫化氢年排放量为 40g/a, 可忽略不计。

3.3.4.2 废水

废水主要为营运期废水包括采出水和井下作业废水, 采出水随采出液经集输管线输送至玛河气田天然气处理站, 达标后回注地层。

(1) 采出水

采出水主要来源于气藏本身的底水、边水, 且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测, 区块开发前期采出水水量较小, 随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。采出水随采出气输送至 2 号集气站, 经集气管道混输至玛河气田中心处理站废水收集罐, 统一拉运至 81#原油处理站采出水处理系统处理, 处理达标后回注油藏满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。拟建工程采出水主要为采气井投产后新增采出水, 根据设计单位反馈的资料, 气田采出水量极低, 可忽略不计。

(2) 生活污水

本项目不新增劳动定员, 由玛河气田现有工作人员负责运营管理, 运营期无生活污水产生。

(3) 井下作业废水

井下作业运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断井孔地层堵塞，则需要进行修井作业。主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-11）。

表 3.3-11 拟建项目洗井液（水）产污系数

原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	产污系数	单位	末端治理技术	去除效率
洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	27.13	吨/井	物理+化学+回注	/
			化学需氧量	34679	克/井	物理+化学+回注	100%
			石油类	6122	克/井	物理+化学+回注	100%

根据上表计算，本项目 2 口井，井下作业每 2 年 1 次，故本项目产生井下作业废水 27.13t/a（0.003t/d）、化学需氧量 0.035t/a、石油类 0.006t/a。井下作业废水采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站的污水处理系统处理。

3.3.4.3 噪声

噪声主要包括井下作业噪声及巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		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
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械

3.3.4.4 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，做到落地油 100%回收。固体废物主要为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液和清管废渣。

(1) 清管废渣

管线作业清管每年 1 次，清管废渣主要为硫化铁和机械杂质，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，采气管线长 4.6km，每次废渣量约 6.21kg/a。

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》中的相关要求对清管废渣进行识别、分析，详见表 3.3-8。

表 3.3-8 清管废渣危险特性详情一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性
清管废渣	HW08	900-249-08	9.8kg/a	管线清管	固态	清管废渣	石油类	T, I

(2) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，不定期产生的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，

产生一定的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.2-14）。

表 3.2-14 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	产污系数	产生量	末端治理技术名称	排放量
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	263.98m ³ /井	263.98t/a	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	82.3m ³ /井	82.3t/a	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	25.29t/井	25.29t/a	无害化处理/处置/利用	0

根据表 3.2-14 计算，本项目 2 口井，井下作业每 2 年 1 次，故本项目井下作业压裂液产生量为 263.98t/a、酸化液产生量为 82.3t/a、洗井液产生量为 25.29t/a，井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站的污水处理系统处理。

3.3.4.5 运营期污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 3.3-9。

表3.3-9 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃			环境空气
废水	井下作业废水	井下作业废水		0	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站处理
	采出水	采出水		0	经集气管道混输至玛河气田中心处理站废水收集罐，统一拉运至 81#原油处理站采出水处理系统处理
	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N		0	不新增劳动定员，由玛河气田现有工作人员负责运营管理，运营期无生活污水产生
噪声	站场机泵及巡检车辆	洗井液		/	采取基础减震等消声降噪措施
固体废物	管线清管	清管废渣		0	集中收集后交由有相应危废处理资质的单位回收处置
	井下作业固废	压裂液		0	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站处理
		酸化液		0	
		洗井液		0	

3.3.5 退役期环境影响因素分析

退役期的施工内容主要为气井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，施工过程中将产生少量扬尘、废弃管线、建筑垃圾等固体废物。

3.3.6 污染物排放“三本账”

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 主要污染物排放变化情况表

类别	单位	现有工程 排放量	本工程排 放量	“以新带老” 消减量	本工程实施 后排放量	增减量
一、废气						
SO ₂	t/a					
NO _x	t/a					
烟尘	t/a					
烃类	t/a					
H ₂ S	t/a					
二、废水						
采出水	万t/a					
洗井废水	t/a					
三、固废						
油泥沙	t/a					
井下作业废液	m ³ /a					
废防渗材料	t/a					

3.4 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。

3.4.1 清洁水平分析

（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 至表 4.5-3。（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 3.4-1。

表 3.4-1 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	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.4-2 至表 3.4-4 计算可得：

井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

表3.4-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	8	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	0	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备		5	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压		5	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备		5	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处		5	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理		10	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	20

表3.4-2 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	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
		集输流程				全密闭流程	10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10	
		开展清洁生产审核					20	20	
		制定节能减排工作计划					5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5	

3.4.2 清洁生产结论

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

3.5 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。本项目产生的采出水和井下作业废水由罐车拉运至 81#联合站的污水处理系统处理，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；本项目无二氧化硫、氮氧化物产生；非甲烷总烃排放量为 0.145t/a，为无组织排放，项目无有组织非甲烷总烃排放，故本次不设总量控制指标。

3.6 与相关法律法规、规划符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，相符性分析详见表 3.6-1。

表3.6-1 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	《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，防止产生落地油。产生的落地油后，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#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，油气集输损耗率系数约为 0.0017%	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	本项目天然气管输至玛河气田中心处理站处理，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	本项目井下作业废水及固废采用专用回收罐进行回收，拉运至 81#联合站的污水处理系统处理	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	事故状态下产生的落地油 100%回收	符合
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	项目实施后由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

(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 3.6-2。

表3.6-2 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	项目的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对井型、气藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从采气及井下作业均符合清洁生产要求；施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目不涉及钻井	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露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	采气一厂具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	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	项目采出水经集气管道混输至玛河气田中心处理站废水收集罐，统一拉运至 81#原油处理站采出水处理系统处理，处理后采出水用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生	符合
6	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、网络信息技术，实	井区物联网通信采用双通信方式，井场采用光缆和无线 4G（VPN）即正常情况下采用光缆传输进行自动化数据通信，无线 4G（VPN）作为备用通信。井场 RTU 具备双通信模块及协议。实现全过程自动化管理	符合

	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		
--	---------------------------------------	--	--

(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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 3.6-3。

表3.6-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司目前正在组织编制《新疆油田公司“十四五”发展规划纲要》和《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价》	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目是以玛纳2区块开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	符合
3	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 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至81#联合站的污水处理系统处理，不会对区域环境造成不利影响	符合

4	逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本项目采用密闭集输工艺，减少了油气的无组织挥发	符合
5	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	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，施工设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	采气一厂具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施与《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，详见表 3.6-4。

表3.6-4 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《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，建设单位应接受新疆生产建设兵团生态环境局及新疆生产建设兵团第八师生态环境局的监督与管理，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措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	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
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 and 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	本项目天然气全部经过处理后外输，不放空	符合
8	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、剥离土石层的；（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，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，退役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
9	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	项目实施区域纳入《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

(5) 与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》相关要求的符合性分析

项目的建设符合《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》中的相关要求，详见表 3.6-5。

表3.6-5 与加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》的相符性分析

序号	《意见》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	提高环境准入标准。严格执行国家产业、环境准入政策，防范过剩和落后产能跨地区转移	项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属于过剩和落后产能项目	符合
2	促进清洁生产。加强对重点企业的清洁生产审核和评估验收。所有重点企业完成清洁生产强制审核，按照行业清洁生产标准实施技术改造。将清洁生产实施情况纳入企业环保绩效考核和企业环境行为评价范围	本项目井下作业及气藏开采均采取了清洁生产措施，符合相关标准要求	符合
3	严格污染物排放标准。认真落实《重点区域大气污染物排放标准特别限值的公告》（环保厅 2016 第45 号）的要求，钢铁、石化、火电、水泥等行业和燃煤锅炉严格执行重点行业污染物特别排放限值要求。其他工业企业一律执行国家最新污染物排放标准，减少污染物排放总量。严格执行无组织排放监测浓度限值和恶臭污染物厂界标准	运营期监测计划提出了厂界无组织废气的监测要求	符合
4	加快淘汰落后产能。加大钢铁、水泥、焦炭、玻璃、煤炭等行业落后产能淘汰力度。实施差别电价、惩罚性电价等价格杠杆，推进落后、过剩产能退出。全面排查区域内装备水平低、环保设施差的小型工业企业，制定分年度治理、搬迁、淘汰专项整治工作方案，取缔不符合国家产业政策的严重污染项目	项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属于过剩和落后产能项目	符合

3.6.2 与相关规划协调性分析

（1）与《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》相符性分析

《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展的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）与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

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

（3）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》中规划分析内容：新疆油田目前拥有探矿权面积共计 4.7 万 km²。按照新疆油田目前已经获得采矿权（现有开发区域）和“十四五”期间勘探转开发拟办理采矿权所涉及的区块（新增开发区域）作为本次规划范围。

规划涉及的 62 个区块均有探矿权，目前 48 个区块已经取得了采矿权，采矿权面积共计 8028.28km²；勘探转开发拟办理采矿权的共计 14 块，面积为 2928.12km²。可分为西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块四大片区，规划总面积 10956.40km²。

本项目属于油气资源勘探项目，位于南缘区块。项目符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》要求。

（4）与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》及关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》要求：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。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。

本项目为油气资源勘探项目，项目结束后对临时占地进行平整，并采取自然恢复；项目采出水和井下作业废液经罐车拉运至 81#联合站处理。本项目的建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》要求。

本项目与关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析见下表。

表 3.6-1 与关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见相符性分析

序号	审查意见	本项目采取的相关措施	相符性
	坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有	本项目符合《新疆生产建设兵团主体功能区规划》、《新疆生产建设兵团生态功能区划》和《八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》相关要求。	

（一）严守生态红线，加强空间管控。	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。		符合
（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。	本项目在设计选线中，避开区域植被茂密区，同时在施工过程中严格控制施工作业范围，井场布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中要求执行。	符合
（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 and 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	本项目在实施之前进行环境影响评价并落实“三同时”制度；项目施工中使用符合国家标准燃油机械和柴油，采取符合国家和自治区要求的扬尘防治措施。并对无组织挥发性有机物提出了控制措施，保证环境空气质量要求。	符合

	程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。		
（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。	项目施工中严格控制作业区范围，尽量避开植被生长较好的区域，施工人员不得随意破坏植被。施工便道宽度控制在占地范围内，严禁车辆随意行驶，规范车辆行驶路线。施工过程加强管理，严禁不按操作规程野蛮施工，不随意碾压固沙植被；施工区域设置围挡、加盖篷布等措施。优化施工组织，尽量缩短施工时间，避免在大风天气进行产生扬尘的作业，以免造成土壤风蚀影响。施工过程中采用分层开挖、分层回填措施，为后续土地复垦建立一定基础。将井场临时占地范围进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生；钻试结束后施工现场禁止遗弃废物，固体废物全部回收，平整井场；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖。	符合
（五）加强规划区现有环境问题治理，严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。	按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境，及时恢复公益林区域历史遗留临时占地。完善现有重点场站、储罐、装卸区密封点 VOCs 控制和管理措施，按照相关标准规定频次开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。建立并加强与政府及周边企事业单位的联动机制，继续加强各类管线的环保隐患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度，加大基层环保队伍建设，加强针对性培训。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家及自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。	本项目为油气开采工程；项目不属于“两高”以及不符合产业准入标准和政策的落后项目；项目管线密闭集输；本项目实施过程中，将根据中国石油新疆油田分公司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），落实各项环保和安全措施，减少项目开发对周围环境的影响。施工结束后对临时占地范围进行清理、平整及恢复。	符合

(六)加强油气开发事中事后环境管理。	油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	本项目实施过程中,将根据中国石油新疆油田分公司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),落实各项环保和安全措施,减少项目勘探对周围环境的影响。归属中国石油新疆油田分公司开发公司管辖,应将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境事件应急预案》。	符合
--------------------	---	--	----

3.7 选址选线合理性分析

本工程组成包括新钻井 2 口,新建单井管道 4.6km,以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集,项目区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区,本工程井场及管线选址均已避开生态保护红线。

(1) 井场选址分析

本工程 2 座井场占地土地类型主要为低盖度草地。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性,本工程不包含钻井,在原有钻井基础上进行井场建设,因此本工程从选址分析,整体上具有唯一性。建设单位施工前已根据相关要求,办理了临时占地手续。

(2) 管线选线合理性分析

新建单井集输管道 2 条共计 4.6km,占地类型为低盖度草地。本次环评提出合理优化油气集输管线选线,避免选在植被茂密区域,尽可能依托现有管廊带进行管沟开挖,减少对原生地表植被的破坏。严格界定施工活动范围,尽可能缩小施工作业带宽度。本工程不存在环境制约地域和因素,项目选址选线基本合理。

3.8“三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

3.8.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本项目位于玛河气田玛纳 1 井区，位于第八师石河子市 152 团，南距石河子市 6.8km。根据《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），本项目属于符合国土空间规划的油气田开发建设工程；工程运营期车辆产生的噪声和尾气满足相应标准限值要求，污水采取了严格的治理和处置措施，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击；工程运营期水、电等能源、资源利用均在区域供水、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；项目对照《产业结构调整指导目录》（2024 年版），为鼓励类，项目建设符合国家产业政策，对照国家发改委和商务厅发布了《市场准入负面清单（2022 年版）》，属于许可准入类。

图 3.7-1 本工程与生态保护红线位置关系图

3.8.2 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为PM_{2.5}、PM₁₀，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）III类标准的要求；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本项目的建设符合环境质量底线要求。

3.8.3 资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。油气集输常温集输，不消化燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

3.9.4 生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024年版），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设

符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目不属于通知中禁止准入类和限制准入类。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

根据《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），本工程位于第八师石河子市 152 团优先管控单元 68（环境管控单元编码为 ZH65900110005）内，项目的建设符合该管控单元的要求，相关符合性分析详见下表。

表 2.9-6 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
重点管控单元 (ZH65900110003)	空间布局约束	(1) 执行大气环境布局敏感区及有关一般生态空间布局约束准入要求。 (2) 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。 (3) 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。	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	符合
	污染物排放管控	(1) 执行大气环境布局敏感区及有关一般生态空间污染物排放管控要求。	本项目仅新增无组织 VOCs 排放，可以实现达标排放	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。	本次环评要求建设单位应严格落实排污许可要求。	符合
	资源利用效率	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。排放《有毒有害气体大气污染物名录》（2018 年）中所列有毒有害气体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	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

		风险。		
--	--	-----	--	--

图 3.6-1 本工程与“三线一单”位置关系图

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

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农八师师部所在地，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，地理坐标位于东经 84°58′~86°24′，北纬 43°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 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 700~1000m。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。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 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 640km，不穿越玛纳斯河。

玛纳斯河流域(以下简称“玛河流域”)位于新疆天山北麓中段、准噶尔盆地南缘，流域总面积 26500km²。发源于天山北麓依连哈比尔尕山，流向由南向北，呈扇形经流石河子市、玛纳斯县、沙湾市、克拉玛依市的小拐镇及兵团第八师、第六师十九个大型国营农场。玛纳斯河是准噶尔盆地南缘最大的一条溶雪型山溪河流，干流全长 324km，尾间为已经干枯的玛纳斯湖，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。山区（红山嘴以上）5156km²，集水区平均海拔 3000m，年平均径流量 $12.526 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，平均流量 39.7m³/s。属季节性河流，具有季节性周期变化的特点。一般水量集中在 6 月至 8 月，11 月至次年 3 月处于枯水期。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。地理位置东经 85°01'~86°32'，北纬 43°27'~45°21'，径流总面积 19800km²。

水功能区划类别：肯斯瓦特至 135 团 7 连断面：规划水质功能为景观用水，水质类别Ⅲ类。

4.1.4.2 地下水

根据区域勘探资料，本区域地下水属第四系松散岩类孔隙水，主要分布于山前冲洪积平原及北部沙漠区。按含水层结构可划分为单一结构潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石。富水性自南向北具有明显的弱-强-弱的变化规律。沿乌伊公路两侧宽约 5-13km 范围内为强富水带，饱水带厚度 600-700m，水位埋深 20-40m，单位涌水量一般 800-3000m³/d·m，最大可达 7776m³/d·m，渗透系数 3.5-137m/d。

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,铁路以南一般人于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。

4.1.5 气候、气象

新疆石河子地区地处亚欧大陆腹部,远离海洋,冬冷夏热,光照充足,雨量稀少,气候干燥,夏季昼夜温差较大,属典型的温带大陆性气候,冬季长而严寒,夏季短而炎热,春风多、雨水少。石河子无霜期为168~171天。 $\geq 0^{\circ}\text{C}$ 的活动积温为 $4023^{\circ}\text{C}\sim 4118^{\circ}\text{C}$, $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的活动积温为 $3570^{\circ}\text{C}\sim 3729^{\circ}\text{C}$ 。北部地区气温低,南部高。一年中的最高气温出现在7月,平均气温 $25.1\sim 26.1^{\circ}\text{C}$ 。年降水量为125.0~207.7mm之间,一年中降水较多的月份,以北地区主要出现在7月、5月、6月和4月,降水量13.0~20.0mm;以南地区出现在4月、5月、7月和6月,降水量21.7~27.6mm。石河子地区日照充沛,年日照时数为2721~2818小时,北部地区日照时数多于南部地区。各地历年平均最多日照出现在7月。石河子地区年平均风速1.5m/s,静风占32%,偏南风占22%,偏西风17%,偏北风占15%,偏东风占14%。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态系统现状调查及评价

4.2.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》,项目区属于《新疆生态功能区划》中的III天山山地温性草原、森林生态区-III₁天山北坡针叶林、草甸水源涵养及草原牧业生态亚区-31天山北坡中段低山丘陵煤炭资源开发、迹地恢复生态功能区。适宜发展方向规范开采矿产资源、发展生态无损的大型高效集约化煤炭工业基地、合理利用草地资源。本项目在新疆生态功能区位置见表4.2-1。

表 4.2-1 本项目在新疆生态功能区位置

生态功 能分区	生态区	Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	Ⅲ ₁ 天山北坡针叶林、草甸水源涵养及草原牧业生态亚区
单元	生态功能区	31天山北坡中段低山丘陵煤炭资源开发、迹地恢复生态功能区
隶属行政区	乌苏市、奎屯市、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、乌鲁木齐	
主要生态服务功能	煤炭资源、土壤保持、冷季草场	
主要生态环境问题	煤炭资源、地表他先、地貌破坏、环境污染、草场植被退化、水土流失	
生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀轻度敏感	
保护目标	保护煤炭资源、保护地貌和地表植被、防止泥石流和滑坡	
保护措施	加强煤炭开发管理、草场减牧、煤田灭火、退耕还草	
发展方向	规范开采矿产资源、发展生态无损的大型高效集约化煤炭工业基地、合理利用草地资源	

根据《兵团生态功能区划》，本项目属于“Ⅲ兵团天山山地干旱草原—针叶林生态区Ⅲ₁天山北坡森林、草原水源涵养生态亚区-15 六、七、八、十二师、建工师—天山北坡中、东段中高山草原水源涵养、低山丘陵煤炭资源开发地貌恢复生态功能区”。

主要生态服务功能是水源涵养、土壤保持、矿产资源、畜牧产品生产，主要生态问题是超载过牧导致草场退化，无序采矿破坏地貌、引发水土流失；主要保护目标是保护草场植被、地表形态、保护水源，主要保护措施是以草定畜、划区轮牧休牧、规范采矿作业。项目区生态功能区划详见表 4.2-2。

表 4.2-2 项目区生态功能区划

生态功 能分区 单元	生态区	Ⅲ兵团天山山地干旱草原—针叶林生态区
	生态亚区	Ⅲ ₁ 天山北坡森林、草原水源涵养生态亚区
	生态功能区	15 六、七、八、十二师、建工师-天山北坡中、东段中高山草原水源涵养、低山丘陵煤炭资源开发地貌恢复生态功能区
主要生态服务功能		水源涵养、土壤保持、矿产资源、畜牧产品生产
主要生态问题		超载过牧导致草场退化，无序采矿破坏地貌、引发水土流失
主要保护目标		保护草场植被、地表形态、保护水源
主要保护措施		以草定畜、划区轮牧休牧、规范采矿作业
适宜发展方向		适度发展畜牧业；建设以大黄山为主的新型煤炭生产基地，保护好矿区生态环境。

项目所在区的主要生态服务功能分别为“水源涵养、土壤保持、矿产资源、畜牧产品生产”。本工程新建井场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服

务功能定位。

4.2.1.2 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。区域生态系统类型属于荒漠生态系统，玛河 004X、玛河 005 井周围植被覆盖率低，零星分布柽柳沙包，土地利用类型为低盖度草地。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

4.2.1.3 生态单元划分

本工程主要包括新建井场 2 座，新建单井管道 4.6km。根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-3。

表 4.2-3 区域生态单元划分

工程内容	工程范围	占用土地利用类型	占用植被类型	占用土壤类型
井场	40m×60m	低盖度草地	柽柳灌丛，盖度 20%	棕钙土
集输管线	单井管道 4.6km	低盖度草地	柽柳灌丛，盖度 20%	棕钙土

4.2.2 土地利用现状

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图,评价区域地处低山丘陵，本工程主要土地利用类型为低覆盖度草地。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.2.3 植被现状调查与评价

4.2.3.1 植被区系类型

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。评价区植被类型见图 4—2。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 4.2-3。

表 4.2-3 玛河气田区域植物名录

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>Halimocnemis villosa</i>
	木地肤	<i>Kochia prostrata</i>
	小蓬	<i>Nanophyton eriaceum</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 ablbae</i>
柽柳科	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>
茄科	黑刺	<i>Solanaceae</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 sparisifolia</i>
	苦马豆	<i>Swainsonia salsula</i>

4.2.3.2 群落类型及分布

(1) 自然植被类型

① 博洛塔绢蒿

属中温超旱生牧草。见于整个气田井场和处理站开发范围内。常组成单优势种群落，植株高度在良好的条件下可达 50 厘米以上，群落总盖度可达 20%~30%，种类组成一般 2~3 种，有时多至 18 种。在土壤砾质化加强时，常与超旱生小半灌木组成群落，形成从属层片的小半灌木，主要有小蓬、盐生假木贼、木地肤、无叶假木贼等，群落盖度 15%~25%。博洛塔绢蒿是荒漠带重要的优良牧草。

② 沙生针茅

为强旱生丛生禾草，主要分布在气田井场和处理站，土壤为棕钙土和淡栗钙土。植丛分布均匀，长势旺盛，是荒漠草原地带优质上等牧草。评价区内沙生针茅还与新疆绢蒿形成群丛组。沙生针茅植丛低矮，适宜牧羊，具灌丛的沙生针茅草地适宜放牧骆驼，但不宜过牧。因此必须重视这类草地的合理利用，以免引起土壤侵蚀和沙化。

③ 新疆绢蒿

为多年生适温、旱生半灌木状草本。是气田井场和处理站的重要组成植物。其伴生有木地肤、猪毛菜等，在细流冲沟旁常有沙生针茅生长。草层高度 10~30cm，覆盖度 10~35%。新疆绢蒿具有一定的抗旱能力，能充分利用土壤中水分。耐寒性较强，能忍受-40℃的低温。新疆绢蒿具有较高的粗蛋白质、粗脂肪含量，是荒漠和半荒漠草场上很有价值的优良牧草。

(2) 人工植被类型

管道沿线所在地均为农业生产基地；种植的作物主要为小麦、玉米、棉花及油菜。防护林树种主要为杨树，其次有榆树、沙枣树及少量柳树。

4.2.3.3 草场资源评价

评价区属于土质温性荒漠亚类草场，蒿类半灌木丛生禾草组，主要植物为新

疆绢蒿、博洛塔绢蒿等。它们与沙生针茅形成草地是草原荒漠化的主要标志，其中沙生针茅所占的优势度较大。常见伴生种有冰草、木地肤、驼绒藜等。草层高度 10—20cm，覆盖度 20—30%，每公顷产鲜草 750—960 公斤。这类草地是草原化荒漠发育较好的类型。多作春秋场利用。

从牧草质量来看，评价区内的草场属于三等七级中等草场。

评价区内蒿类半灌木草地质量良好。新疆绢蒿营养丰富，花期粗含量蛋白达 13.45%，粗脂肪 5.87%。春季萌发早，冬季茎干挺立雪地之中，便于牲畜采食，适于羊群放牧。但是由于长期超载放牧，不少地段的植被组成已由占优势的蒿属小半灌木一年生的角果藜、叉毛蓬、等植物所代替，产草量也明显下降，另外，部分草场还受到虫鼠害的严峻威胁。

4.2.4 野生动物资源现状调查与评价

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，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以动物区系组成简单，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。

野生动物的组成特点表现为准噶尔荒漠动物类型与绿洲农田动物类型的相互渗透。评价区域内野生动物组成较单一，常见的有两栖类和爬行类的快步麻蜥、沙蜥等。鸟类为雀形目的树麻雀、短趾沙百灵等广布种。还有大杜鹃、红尾伯劳、欧斑鸠等，无大型野生兽类，主要为啮齿动物，如红尾沙鼠、小家鼠、灰仓鼠等。

4.2.3 环境敏感区调查及评价

本项目所在区域为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标。

4.2.5 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，石河子市水土流失类型主要是风力侵蚀，根据 2019 年

自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内。

4.2.6 土地沙化现状

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

2020 年 4 月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），本项目位于古尔班通古特沙漠南侧 61km 处，不属于沙化土地，因此本项目不需要采取防沙治沙措施。

4.2.7 生态环境现状小结

本工程地处石河子垦区地处天山北麓中段，古尔班通古特大沙漠南缘。根据现场和资料收集，工程区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。工程区域主要以荒漠生态系统为主，根据《兵团生态功能区划》，本项目属于“III 兵团天山山地干旱草原—针叶林生态区III₁ 天山北坡森林、草原水源涵养生态亚区-15 六、七、八、十二师、建工师—天山北坡中、东段中高山草原水源涵养、低山丘陵煤炭资源开发地貌恢复生态功能区”。区域内植被以藜科植物为主，区域内除受油田开发影响外，其他人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。评价区内植被种类单一，种群集群分布，项目的建设对生物种群、数量造成一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，造成的不利影响均在可接受的范围内。

4.3 土壤环境现状调查与评价

4.3.1 土壤类型及分布

（1）监测点位

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为棕钙土。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求共布设 3 个监测点，监测点坐标见表 4.3-7。

(2) 监测因子

T1 监测因子为《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、石油烃、土壤盐分含量，共计 47 项；T2 和 T3 监测因子为石油烃和土壤盐分含量。

(3) 监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 5 月 22 日。

监测单位：克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

(4) 评价标准

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

(5) 评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

4.3.2 土壤理化特性调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目拟建工程附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 土壤理化性质表

点号		玛纳 004X 井场 (栗钙土)	玛纳 005 井场 (棕钙土)
经度			
层次			
现场记录	颜色		
	结构		
	质地		
	砂砾含量		
	其他异物		
实验室测定	pH 值		
	阳离子交换量		
	氧化还原电位		
	饱和导水率		
	土壤容重		
	孔隙度		
	含盐量		

4.3.3 土壤环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于Ⅱ类建设项目，本项目类别按照污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置3个表层样（S1、S2、S3），占地范围外设置2个表层样（S4、S5）；土壤类型为栗钙土和棕钙土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中污染影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，土壤监测采样日期为2024年5月22日。监测点位图见4.6-1。

（1）建设用地（占地范围内）

监测布点：在玛纳004X井场内、玛纳005井场、玛纳004X井管线各布设1个表层样。

检测项目：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、萘和石油烃等共计46项因子。其余监测点测土壤盐分含量和特征因子石油烃。

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。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表4.6-3和表4.6-4。

表 4.6-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				S1：玛纳 004X 井场		
监测层位				0~0.2m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	达标 情况

1	砷	无量纲	60			
2	镉	mg/kg	65			
3	六价铬	mg/kg	5.7			
4	铜	mg/kg	18000			
5	铅	mg/kg	800			
6	汞	mg/kg	38			
7	镍	mg/kg	900			
8	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500			
	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	4500			
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			
10	氯仿	mg/kg	0.9			
11	氯甲烷	mg/kg	37			
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			
17	二氯甲烷	mg/kg	616			
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			
21	四氯乙烯	mg/kg	53			
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			
27	苯	mg/kg	4			
28	氯苯	mg/kg	270			
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			
31	乙苯	mg/kg	28			
32	苯乙烯	mg/kg	1290			
33	甲苯	mg/kg	1200			
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570			
35	邻二甲苯	mg/kg	640			
36	硝基苯	mg/kg	76			
37	苯胺	mg/kg	260			
38	2-氯酚	mg/kg	2256			
39	苯并(a)蒽	mg/kg	15			
40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5			
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15			
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151			
43	蒽	mg/kg	1293			
44	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5			
45	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15			
46	萘	mg/kg	70			

表 4.6-4 占地范围内土壤环境质量评价 单位: mg/kg (全盐量: g/kg)

监测点位	监测层位	项目	标准值	监测结果	标准指数	评价结果
S1: 玛纳 004X 井场	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			
		C ₆ -C ₉	4500			
		全盐量	/			
S2: 玛纳 005 井场	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			
		C ₆ -C ₉	4500			
		全盐量	/			
S3: 玛纳 004X 管线	0~0.2m	C ₁₀ -C ₄₀	4500			
		C ₆ -C ₉	4500			
		全盐量	/			

从评价结果可以看出,项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。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。重金属元素含量相对较低,井场内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值标准要求。

(2) 农用地(占地范围外)

监测布点:玛纳 004X 井场外 50 m (S4) 和玛纳 005 井场外 50 m (S5) 各布设 1 个监测点。

检测项目: pH、镉、镍、铜、汞、砷、铅、铬、锌、石油烃和全盐量共计 11 项因子。

监测单位: 克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司, 监测时间 2024 年 5 月 22 日。

评价标准: 土壤基本项目执行《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。

评价方法: 对污染物的评价, 采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表 4.6-5。

表4.6-5 占地范围外表层样土壤环境质量评价 单位: mg/kg

序号	监测项目	标准值	单位	S4: 玛纳 004X 井场外 50 m (0~0.2m)		S5: 玛纳 005 井场外 50 m (0~0.2m)	
				监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH 值	-	无量纲				
2	水溶性盐总量	-	g/kg				
3	镉	-	mg/kg				
4	镍	0.6	mg/kg				
5	铜	190	mg/kg				
6	汞	100	mg/kg				
7	砷	3.4	mg/kg				
8	铅	25	mg/kg				
9	铬	170	mg/kg				
10	锌	250	mg/kg				
11	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg				
12	全盐量	/	g/kg				

由监测结果可知: 土壤 pH 值在 $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ 范围内, 属于无酸化或碱化土壤, 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; 土壤石油烃含量未检出, 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)标准; 评价范围内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1, 满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)第二类用地筛选值标准。

4.4 环境空气质量现状调查与评价

4.4.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于新疆生产建设兵团第八师境内。项目区空气环境质量现状根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统发布2022年数据，根据石河子市环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，统计结果见下表。

表 4.4-1 环境空气质量及评价结果一览表

监测因子	平均时段	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	9	60	15	达标
NO ₂	年平均值	23	40	57.5	达标
PM ₁₀	年平均值	84	70	120	超标
PM _{2.5}	年平均值	54	35	154.3	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1900	4000	47.5	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	129	160	80.6	达标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由表 4.4-1 可知，2022 年工程所在地石河子市 SO₂、NO₂、CO、O₃ 浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，PM₁₀、PM_{2.5} 浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，工程所在地为环境空气质量不达标区。超标的主要原因是石河子区域冬季逆温现象严重，各类大气污染物不断积存，不能扩散，形成叠加。

4.4.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次评价分别在 2 号集气站及玛纳 004X 井场下风向 2 个点取样对非甲烷总烃和硫化氢进行了现状监测。

表 4.4-2 补充监测点位基本信息一览表

位置	监测因子	监测频次
2号集气站下风向	非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃：连续 7 天，每天采样 3 次，提供小时平均值；硫化氢：每天采样 3 次，提供小时值
玛纳004X井场下风向		

（2）监测因子

监测项目：硫化氢、非甲烷总烃。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

(4) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 非甲烷总烃、H₂S 监测评价结果表：mg/m³

监测点位	污染物	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标 情况
2号集气站下 风向	非甲烷总烃	2			达标
	硫化氢	0.01			达标
玛纳004X井场 下风向	非甲烷总烃	2			达标
	硫化氢	0.01			达标

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 0.25-0.28mg/m³ 之间，最大占标率为 14%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2mg/m³ 要求；H₂S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

4.5 声环境现状调查与评价

4.5.1 声环境现状监测

(1) 监测点位

根据井场、站场及管线分布特点，本次共布设 3 个监测点，监测点坐标见表 4.5-5。

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 5 月 22 日。

监测单位：克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 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 5.3-6。

表 4.5-1 监测点位信息一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
1	玛纳 004X	等效连续 A 声级 (Leq)	2024 年 5 月	监测 1 天，昼、 夜间各监测一 次。	克拉玛依钧仪衡环 境检测有限公司
2	玛纳 005				
3	2 号集气站				

4.5.2 评价标准

项目区域已建站场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。背景噪声执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

4.5.3 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.5-2。

序号	监测点位	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	玛纳 004X		60	达标		50	达标
2	玛纳 005		60	达标		50	达标
3	2 号集气站东		60	达标		50	达标
	2 号集气站南		60	达标		50	达标
	2 号集气站西		60	达标		50	达标
	2 号集气站北		60	达标		50	达标

从表 4.5-2 可以看出，昼间噪声值在 41~51dB（A）之间，夜间噪声值在 41~49dB（A）之间，站场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB 12348-2008) 中 2 类标准【昼间 60 dB (A)、夜间 50 dB (A)】，井场满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.6 水环境现状调查与评价

4.6.1 地表水环境现状调查

本项目玛纳 004X 井东距玛纳斯河 1.2km，本项目生产废水和生活污水不外排，与玛纳斯河无水力联系，不会对地表水体造成影响，地表水环境影响评价等级为三级 B，因此不进行地表水的环境质量现状调查与分析。

4.6.2 地下水环境现状调查

4.6.2.1 调查方法

本次评价地下水环境现状调查调查方法采用现场调查监测法，我公司委托克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司进行了现场取样及室内检测、分析。

4.6.2.2 监测点位布设

地下水监测点点位及因子见表 4.6-1、监测点具体位置见图 4.5-1 所示

表 4.6-1 本工程地下水监测点情况统计表

序号	监测点位	坐标	使用功能	流场位置关系	监测层位
1	D1: 十户窑存水源井		灌溉用水	上游	潜水
2	D2: 马鞍沟村水源井		灌溉用水	下游	
3	D3: 一五二团三连水源井		灌溉用水	下游	

4.6.2.3 监测时间及频率

采样时间为 2024 年 5 月 22 日，检测分析时间为 2024 年 5 月 23 日-2024 年 5 月 28 日，每个点位采样 1 次。

4.6.2.4 监测项目和分析方法

(1) 监测项目

①基本水化学组成因子离子： K^{+} 、 Na^{+} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^{-} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} ；

②基本水质因子：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、钡、硫化物、溶解性总固体、耗氧量（高锰酸盐指数）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数。

③特征因子：石油类。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	PHBJ-260F 便携式 pH 计	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	50 mL 滴定管	1.0 mg/L
3	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	BSA124S 电子天平	——
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	P4 型紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	25 mL 滴定管	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
7	亚硝酸盐(氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	P4 型紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
8	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.08 mg/L
9	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法		0.002 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05 mg/L
11	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520 原子荧光光度计	4×10 ⁻⁵ mg/L
12	砷			3×10 ⁻⁴ mg/L
13	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L
14	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.004 mg/L

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
15	铅	《生活饮用水标准检验方法 第6部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	2.5×10^{-3} mg/L
16	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	CIC-D100 离子色谱仪	0.018 mg/L
17	氯离子 (氯化物)			0.007 mg/L
18	钾离子			0.02 mg/L
19	钠离子			0.02 mg/L
20	钙离子			0.03 mg/L
21	镁离子	《水质 可溶性阳离子(Li^+ 、 Na^+ 、 NH_4^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+})的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)		0.02 mg/L
22	碳酸根	《地下水水质分析方法 第49部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	25 mL 滴定管	1 mg/L
23	碳酸氢根			
24	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.03 mg/L
25	锰			0.01 mg/L
26	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(HJ 602-2011)		2.5×10^{-3} mg/L
27	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
28	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
29	总大肠菌群*	《水质 总大肠菌群、粪大肠菌群、大肠埃希氏菌的测定 酶底物法》 (HJ1001-2018)	LI-9052 电热恒温培养箱	10 MPN/L
30	细菌总数*	《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》(HJ1000-2018)		——

4.6.3 地下水环境质量现状评价

4.6.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002) III类标准;其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。标准指数 >1 ,表明该水质因子已超标,标准指数越大,超标越严重。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \text{ pH} \leq 7 \text{ 时；}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \text{ pH} > 7 \text{ 时；}$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

4.6.3.2 监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 地下水现状监测及评价结果 (单位：mg/L，pH无量纲)

序号	监测项目	标准值	D1			D2			D3		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5~8.5			达标			达标			达标
2	总硬度	≤450			达标			达标			达标
3	溶解性总固体	≤1000			达标			超标			超标
4	耗氧量	≤3			达标			达标			达标
5	氨氮	≤0.5			达标			达标			达标
6	硝酸盐	≤20			达标			达标			达标
7	亚硝酸盐	≤1			达标			达标			达标
8	氯化物	≤250			达标			达标			/
9	硫酸盐	≤250			达标			超标			超标
10	氟化物	≤1			达标			达标			达标

11	氰化物	≤0.05			达标			达标			达标
12	挥发酚	≤0.002			达标			达标			达标
13	六价铬	≤0.05			达标			达标			/
14	砷	≤0.01			达标			达标			/
15	镉	≤0.005			达标			达标			达标
16	石油类	≤0.05			达标			达标			达标
17	铁	≤0.3			达标			达标			达标
18	锰	≤0.10			达标			达标			达标
19	铅	≤0.20			达标			达标			达标
20	汞	≤0.001			达标			达标			达标

由表 4.5-3 分析可知，监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，区域潜水蒸发量大、补给量小，且区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集，日积月累浓度逐渐升高。由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中各类因子浓度有所差异。

（2）地下水离子监测结果与评价

根据八大离子（ CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 K^+ 、 Na^+ ）的检测结果，总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 10%，阴阳离子平衡。采用舒卡列夫分类法，将八大离子的 Meq（毫克当量）百分数大于 25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。根据地下水离子检测结果，评价区地下水中阴离子以 Na^+ 、 Mg^{2+} 为主，水化学类型主要以 Cl-Na 和 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Cl-Na}$ 型为主。各监测点八大阴阳离子平衡计算及水化学类型具体见表 4.6-5。

表 4.5-4 地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	4#地下水监测点	5#地下水监测点
监测值	K^+					
	Na^+					

(mg/L)	Ca ²⁺					
	Mg ²⁺					
	CO ₃ ²⁻					
	HCO ₃ ⁻					
	Cl ⁻					
	SO ₄ ²⁻					
毫克当量百分比(%)	K ⁺					
	Na ⁺					
	Ca ²⁺					
	Mg ²⁺					
	CO ₃ ²⁻					
	HCO ₃ ⁻					
	Cl ⁻					
	SO ₄ ²⁻					
相对误差						
水化学类型						

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 对区域生态完整性的影响

本工程部署 2 口井，新建井场 2 座，新建输气管线 4.6km，项目各工程呈点状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布在评价区范围内。本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不在拟定的生态保护红线内。评价区内的生态系统以荒漠草场生态系统为主，生态系统较为简单。主要植被类型为梭梭+多枝怪柳群系、博洛塔绢蒿+沙生针茅+新疆绢蒿群系，植被覆盖率为 20%。从现场调查来看，目前拟建工程区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠草场生态环境，生态完整性较好。拟建工程在油田勘探建设期施工过程中，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。随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

5.1.2 施工期生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程隶属新疆油田分公司采气一厂管辖，临时占地主要为单井管线、井场等施工临时占用，永久占地主要为井场占地。根据估算，本工程永久占地 0.24hm²、临时占地 3.92hm²。

综合以上分析，开发区域布局无环境限制性因素，布局合理。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响是微乎其微的。施工期施工作业带内的土壤均会受到扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度。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。由于机械、运输车辆及施工人员的活动，或使地表盐壳层受到破坏，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。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当油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地得到恢复，项目占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。玛河气田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

本项目共占地 4.16hm^2 ，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 0.24hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 3.92hm^2 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大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）管线修建对植被的影响

工程新建输气管线 4.6km ，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（3）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠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。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，从而形成次生沙漠化。

（4）大气污染物的影响

施工期大气污染物主要是来自施工扬尘和车辆尾气，废气中主要含有 TSP、

NO₂、SO₂、CO 和烃类等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及建设期的空气扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（5）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设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工程占地，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。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，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类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程施工建设的活动，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，常见的伴人型野生动物种类有所增加。

玛河气田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。对区域野生动物影响不大。

5.1.2.4 管线建设对生态环境的影响

根据设计资料，本工程建设输气管线 4.6km，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。在管线施工期间，管线两侧 6m 范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。集输管线占地约 4.32hm²，占地面积少，由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.2.5 水土流失影响分析

本工程施工期间，影响环境的因素主要是在井场和管线的建设阶段，在此期间会对场地进行平整，可能引起水土流失。同时，因开挖的土石方临时就近堆放，以及挖填方不平衡而产生弃土，若防护措施不当也会引起水土流失。因此本项目实施过程中，应落实好水土保持措施，使水土流失得到有效控制。

项目施工区域严格控制在临时占地范围内。工程弃土必须妥善处置，完井后做好地貌恢复措施，避免水土流失对自然环境造成危害。工程占地小，对当地土地资源的影响是可接受的。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

5.1.3.1 对植被的影响

运营期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.3.2 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油（气）的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 土地荒漠化影响分析

本工程永久占地面积 0.24hm²，临时占地面积 3.92hm²，主要占地为天然牧草地和其他草地。本工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及场地平整。

本工程井场建设，单井集输管线敷设等，都将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会消除。

5.1.6 生态环境影响评价自查表

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	物种 ☒ （种群结构） 生境 ☐ （ 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构等） 生态系统 ☒ （植被覆盖力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 ☒ （物种组成） 生态敏感区 ☒ （主要保护对象、生态功能等） 自然景观 ☐ （

		自然遗迹 ☐ () 其他 ☐ ()
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (0.009775) km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☒ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☒
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.1.7 生态环境影响评价小结

本工程所在区域为不涉及自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标, 工程实施对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响, 项目永久占地面积 0.24hm², 临时占地面积 3.92hm²。本工程占地相对较小, 且经过现有油田设施多年运营后, 已经少有大型野生动物在本区域出现, 工程对野生动物的影响较小。对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动不会带来显著影响。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

本工程施工期产生的废气主要是地面工程施工扬尘以及车辆尾气等。运营期的大气污染源主要是集输过程中的烃类挥发。

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 施工扬尘

施工扬尘污染主要来自: ①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程, 遇大风天气, 会造成粉尘、扬尘等大气污染; ②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏, 产生扬尘污染;

③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大，车辆运输量过程容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

（2）施工机械和运输车辆燃料废气

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

（3）焊接废气影响分析

本工程管线施工分段进行，管道连接过程产生的焊接废气的排放具有排放量小且较分散等特点，对环境影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为无组织排放的 NMHC、 H_2S 。

5.2.2.2 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值； H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

5.2.2.3 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象

组合条件, 包括一些最不利的气象条件, 在某个地区有可能发生, 也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

5.2.2.4 污染源参数

表5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	NMHC 排放速率 (t/a)
	x	y							
单井井场 (以玛纳004X井为例)	-17	11	780	40	60	6	8760	正常工况	0.145

表5.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/℃		41
最低环境温度/℃		-39.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 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/°	/

5.2.2.5 无组织废气环境影响预测结果

预测结果详见表 5.2-5。

表5.2-5 污染物扩散预测结果

单井井场		
距源中心下风向距离 (m)	下风向预测浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10		
25		
48		
50		
75		
100		
125		
150		
175		

200		
225		
250		
275		
300		
325		
350		
375		
400		
425		
450		
475		
500		
最大地面浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
最大地面浓度占 标率 (%)		
最大地面浓度距 源距离 (m)		

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大落地浓度占标率均小于 1%，最大地面浓度点预测浓度 $18.31\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.92%，最大落地浓度出现距离为 74m。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 74m 范围内，项目区地域空旷，周边无固定人群居住，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

采气井退役后各种相关辅助工作均停止，采气造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2.4 大气环境影响评价结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目拟建

两口采气井,根据现状监测结果,区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知,无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向74m 范围内,项目区大气扩散条件较好,不会使区域环境空气质量发生显著改变,因此对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值,说明站(井)场正常运营期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.5 大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐		三级 ☒			
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM2.5 ☐ 不包括二次 PM2.5 ☒			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2021) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、本项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃、硫化氢)					包括二次 PM2.5 ☐ 不包括二次 PM2.5 ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒					C _{本项目} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐				C _{本项目} 最大占标率>10% ☐		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☒				C _{本项目} 最大占标率>30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% ☐		c _{非正常} 占标率>100% ☐			
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加	C _{叠加} 达标 ☐					C _{叠加} 不达标 ☐			

	增值			
	区域环境质量的 整体变化情况	k≤-20% ☒ k>-20% ☐		
环境 监测 计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 ☐
评价 结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐		
	大气环境防 护距离	距厂界最远（0）m		
	污染源 年排放量	SO ₂ ：（）t/a	NO _x ：（）t/a	颗粒物：（）t/a VOCs：（0.145）t/a H ₂ S：（0）t/a

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本项目施工期噪声主要包括井场机械设备产生的噪声和物料运输车辆产生的交通噪声。

5.3.1.1 噪声源强

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中石油开采项目实际情况，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械产噪一览表

序号	设备名称	噪声值/距离（dB（A）/m）
1	挖掘机	90/5
2	推土机	88/5
3	混凝土搅拌机	90/5
4	混凝土翻斗车	88/5
5	柴油发电机	100/5

5.3.1.2 噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$L_r = L_{r0} - 20 \lg(r/r_0) \text{ 式中:}$$

L_r--距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{r0} --距声源 r_0 处的 A 声压级, dB (A) ;

r --预测点与声源的距离, m;

r_0 --监测设备噪声时的距离, m。利用上述公式, 预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值, 预测计算结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	设备名称	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))								
		10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	800m	1000m
1	挖掘机	80	74	68	62	60	54	48	42	40
2	推土机	78	72	66	60	58	52	46	40	38
3	混凝土搅拌机	83	77	71	65	63	57	51	45	43
4	混凝土翻斗车	78	72	66	60	58	52	46	40	38
5	柴油发电机	88	82	76	70	68	62	56	50	48
6	运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	34	26

5.3.1.3 影响分析

通过类比分析可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 在不采取减振降噪措施的情况下, 昼间施工场 80m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 70dB(A)), 而在夜间 200 范围会超标(夜间 55dB(A))。本项目周边 2km 内无居民, 本项目施工噪声不影响当地居民正常生活, 施工期的这些噪声源均为暂时性的, 只在短时期对局部环境和施工人员造成影响, 待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本项目运营期噪声主要为井场机泵等设备噪声, 以及压裂、修井等井下作业噪声。拟建项目管线均埋设在地下, 埋深大于 1.5m, 油气集输不会对周围声环境产生影响。因为井下作业为阶段性作业, 故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.3.2.1 预测模式

(1) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减, 计算预测点的声级:

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中: $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级, dB;

L_w —倍频带声功率级, dB;

D_c —指向性校正, dB;

A —倍频带衰减, dB;

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta Li]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ —预测点(r)处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔLi —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考点(r_0)处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

① 计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

式中: L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T ——用于计算等效声级的时间, s;

N ——室外声源个数;

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间, s ;

M ——等效室外声源个数;

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间, s 。

②噪声预测值计算

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

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) 。

(5) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对场界四周噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似, 井场面积及平面布置基本相同, 噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

分类	序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标 (X, Y, Z)	噪声源强 〔 dB(A) 〕	降噪措施	降噪效果 〔 dB(A) 〕
井场	1	采气树	1	(239.81, 699.87, 2)	90	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振、消声	10

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式, 结合噪声源到各预测点距离, 通过计算, 拟建工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3 井场噪声预测结果一览表 单位: dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.3-3 可知, 井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.4~

42.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.3.2.4 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油气井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本项目运营期产生的噪声主要是井场设备产生的噪声和井下作业噪声。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的2类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.3.5 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	200 m☑		大于 200 m□		小于 200 m□	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□

	评价年度	初期 ☒	近期 ☐	中期 ☐	远期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☐	现场实测加模型计算法 ☒		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比	100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐	已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒			其他 ☐	
	预测范围	200 m ☐	大于 200 m ☐	小于 200 m ☒		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒	最大 A 声级 ☐	计权等效连续感觉噪声级 ☐		
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐	
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒			不达标 ☐	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数()	无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可行 ☒			不可行 ☐	

注: “☐”为勾选项, 可 $\sqrt{\quad}$; “()”为内容填写项。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 施工期水环境影响分析

(1) 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。

(2) 管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.5m 以内, 农田段埋深-1.8m, 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。

5.4.2 运营期水环境影响分析

根据区域勘探资料, 项目区域地下水属第四系松散岩类孔隙水, 主要分布于山前冲洪积平原及北部沙漠区。按含水层结构可划分为单一结构潜水含水层和多层结构潜水-承压含水层。

单一结构潜水含水层：主要分布于乌伊公路以南，含水层岩性为卵砾石、砂砾石。从扇顶到扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细。富水性自南向北具有明显的弱-强-弱的变化规律。沿乌伊公路两侧宽约 5~13km 范围内为强富水带，饱水带厚度 600~700m，水位埋深 20~40m，单位涌水量一般 $800\sim3000\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，最大可达 $7776\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $35\sim137\text{m}/\text{d}$ 。

多层结构潜水承压含水层：主要分布于乌伊公路以北，该含水层组上部受地质构造影响，玛纳斯气田开发区地下水主要由呼图壁河、雀尔沟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，农渠和田间灌溉入渗，使区内地下水所得补给量十分可观，此外由河谷潜流、降雨入渗补给。河流对地下水的天然补给量约 $2.6\times10^8\text{m}^3/\text{d}$ 。该区地下水矿化度小，水质较好，适于灌溉和饮用。含水层以砂砾石，粗砂砾为主，但也有厚度不等的亚粘土夹层，渗透系数为 $20\sim40\text{m}/\text{d}$ ，单位通水量一般为 $6\sim15\text{L}/\text{s}\cdot\text{m}$ ，个别地区可达 $30\text{L}/\text{s}\cdot\text{m}$ 以上。主要开采潜水含水层。地下水排泄方式平原区主要由泉水浇上、蒸发、人工开采、深部退流几部分组成，其中人工开采量、侧向排泄量及潜水蒸发量为主要排泄方式。

5.4.2.1 正常工况下对地下水环境影响分析

(1) 废水

运营期，废水污染源主要为井下作业废水，本工程运营期产生的井下作业废水集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#原油处理站处理，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

(2) 集输管线

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

综上，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.2 事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，本项目单井采气管线破损泄漏导致油品外泄，石油类污染物有可能通过渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

本次评价针对单井采气管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

③泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设单井采气管线发生全管径泄漏，裂口面积为 0.008m^2 ，泄漏速度 Q 用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度， kg/s ；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积， m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力， Pa ；

P_0 ——环境压力， Pa ；

g ——重力加速度， 9.8m/s^2 ；

h ——裂口之上液位高度， m 。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 5.4-6。

表5.4-6 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

事故类型	泄漏口面积 (m^2)	泄漏口之上液 位高度(m)	容器内介质 压力	环境压力	液体密度 (kg/m^3)	泄漏速度 (kg/s)
单井采气管线泄漏	0.008	0	28.7MPa	0.1MPa	777.5	1096.6

由表 5.4-6 可知，单井采气管线泄漏速率为 1096.6kg/s 。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，则单井采气管线泄漏量按最长管线容积计算为 1973.9t ，根据管线中液相含量（0.005%）计算出泄漏的油量约为 0.099t 。

④影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，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)；

mM —瞬时注入的质量(kg)； U —水流速度(m/d)；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t —横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)； Π —圆周率。

模型中所需参数见表 5.4-7。

表5.4-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	mM	瞬时注入的质量	0.099t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	600m
4	u	水流速度	1m/d
5	DL	纵向弥散系数	0.12m ² /d
6	DT	横向 y 方向的弥散系数	0.012m ² /d
7	ne	有效孔隙度	0.12

当发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-8。

表 6.2-8 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对 应距离 (m)
单井采气管线	石油类	100		
		500		
		1000		

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 999m。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，项目区地下水埋深约在 50~120m，泄漏的凝析油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.4.4 退役期水环境影响分析

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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

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

5.4.5 水环境影响评价小结

(1) 本工程评价范围内无天然地表水体，在正常情况下，本工程产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

(2) 施工期生活污水排入井场的环保厕所，用污水收集罐（1 个，10m³）收集后，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理。

(3) 营运期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至玛河气田天然气处理站，达标后回注地层。井下作业废水集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#原油处理站处理，不外排。

(4) 正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；已钻井在钻井期间均采取了固井措施，有效防止了采出液漏失污染地下水。即正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施。

(5) 在非正常状况下，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措

施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

固体废物主要为生活垃圾和建筑垃圾，生活垃圾集中收集后定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场；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；项目产生的固体废物可得到妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

5.5.2 运营期固体废物影响

运营期生活垃圾生活垃圾集中收集后定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

5.5.3 退役期固体废物影响

本工程服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物妥善处理，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.5.4 固体废物影响评价小结

本工程的固体废物包括建筑垃圾及生活垃圾。严格落实固体废物污染防治措施，按照固体废物“减量化、资源化、无害化”原则进行处理。施工期施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生的污泥经脱水装置脱水处理后，运至垃圾填埋场填埋处置。运营期产生的落地油、废防渗材料属于危险废物，收集后委托有资质单位接收处置。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 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

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是钻井、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）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、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。

本工程管道工程施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（4）水土流失影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，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，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。本工程建设内容主要为站场建设、管道建设等工程的建设等。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。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 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。如果发生井喷及管线泄漏等事故，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。

本次评价引用玛河气田中心处理站站内及厂界外土壤特征因子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。

表5.6-1 玛河气田中心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			60	达标
汞			38	达标
铜			18000	达标
镍			900	达标
镉			65	达标
铅			800	达标
六价铬			5.7	达标
石油烃			826	达标

5.6.3 退役期土壤环境影响分析

废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场内影响土壤环境质量。自然植被区域自然恢复。

5.6.4 土壤环境影响评价自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-2。

表 5.6-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容	完成情况	备注
------	------	----

影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☐			土地利用类型图	
	占地规模	(4.16) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 (其他草地和天然牧草地)、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级	一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐					
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				
	理化特性				同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	1	20cm	
		柱状样点数			0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中基本工程 45 项和 pH、石油烃					
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 ☒ ; GB 36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他)				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (☒)				
	预测分析内容	影响范围 (事故状态下, 进入土壤的 0-3m 土层) 影响程度 (较小)				
	预测结论	达标结论: a) ☒ ; b) ☐ ; c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		临近农田区域的油井	石油烃	每三年 1 次		
信息公开指标						
评价结论	项目区主要土壤类型是其他草地和天然牧草地。油田开发对土壤影响, 呈点块状 (如井场等) 和线状 (如集输管线) 分布, 影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大, 运营期一般影响较小。					
注 1: “ ☐ ”为勾选项, 可 ☒ ; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

6.环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、空气环境、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 生态环境保护措施

6.1.1.1 井场生态保护措施

(1) 井场区域主要占地类型为低盖度草地，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 $60\text{m}\times 80\text{m}$ ，运营期占地不大于 $40\text{m}\times 60\text{m}$ ，减少扰动面积，减少林木砍伐。

(2) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(3) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对草地的碾压破坏，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。施工场地防护工程平面图见 6.1-1。

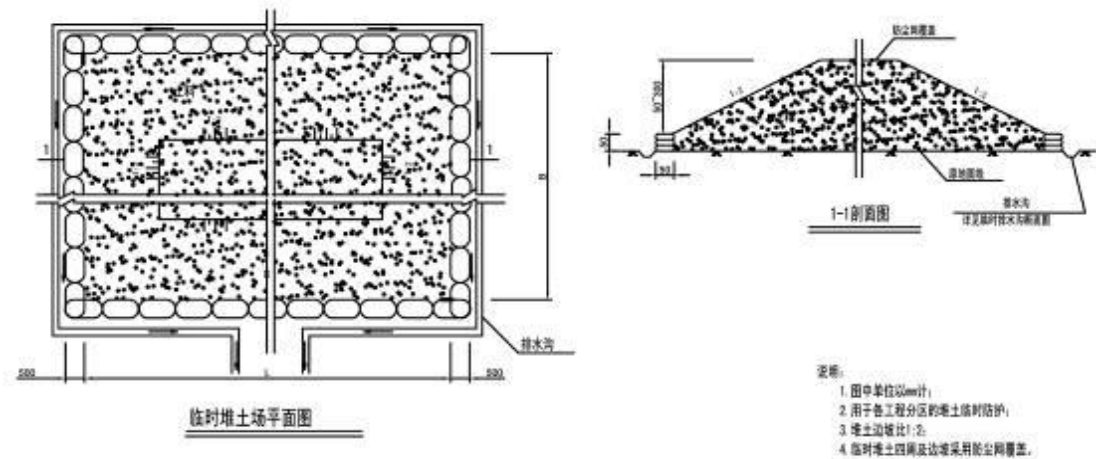


图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

(5) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

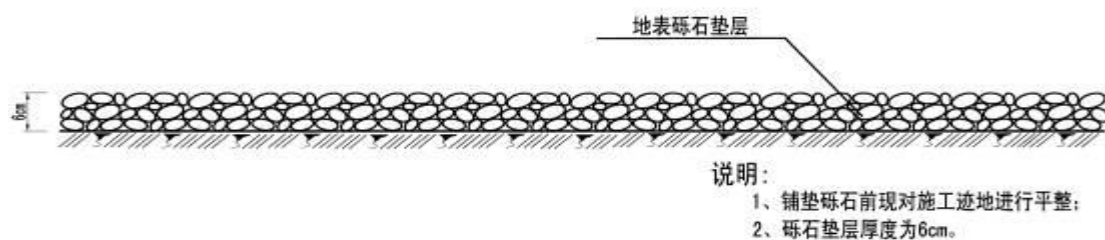


图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线生态保护措施

(1) 管线单元主要占地类型为低盖度草地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(2) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。

(3) 项目管道施工带范围严格控制在 8m 之内。

(4) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(5) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(6) 在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

(7) 禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

(8) 在设计阶段优化地面管线的走向，对占用的林木须采取移栽、减小施工作业带宽度等保护措施。

6.1.1.3 水土流失防治措施

(1) 工程措施

管道项目区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治

水土流失。

（2）场地平整

站场项目区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

综上所述，采取的生态环境保护措施是可行的。

6.1.2 大气污染防治措施

（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。

（3）粉状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。

综上所述，采取的大气污染防治措施是可行的。

6.1.3 废水污染防治措施

①施工期产生的生活污水排至临时防渗收集池暂存，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理。

②试压废水用于洒水降尘。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

(4) 加强分区防渗管理，方案如下表 6.1-1。

表 6.1-1 分区防渗方案

防渗分区	防渗技术要求	防渗区域	防渗方案
重点防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$	井口区地面；放喷池池底及池壁；泥浆循环系统区域地面；油品罐区地面；应急池池底及池壁；危险废物临时贮存间地面及裙脚	防渗膜+混凝土
一般防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$	井场平台区（除井口区以外的井场平台区）地面；原辅材料储存区域地面；生活污水收集罐区域地面。	防渗膜

综上所述，采取的废水污染防治措施是可行的。

6.1.4 固体废物污染防治措施

- (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) 施工土石方全部回填至井场和管线上方。
- (3) 生活垃圾集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场。
- (4) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。
- (5) 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”

综上，本工程采取的固废污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

- (1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。
- (2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。
- (3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

6.1.6 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。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 植被覆盖度高的区域，局部降低作业带宽度，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；施工土方全部用于管沟回填，开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

(5) 土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

(6) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，采气一厂安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的落实并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，如井场遗留固废、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本工程环保投资。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的草地和等植被生长较好的区域，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

（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）定期对采气管线进行巡检，以便及时发现问题，防止凝析油、天然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。

采取以上措施后，井场厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目运营期无废水产生，但事故状态可能对地下水产生影响，运营期应采取相应的防治措施防止地下水污染，具体如下：

(1) 压裂返排液、酸化返排液和废洗井液，集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#原油处理站旁沉降池中，上层油由管线管输至 81#原油处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至 81#原油处理站采出水处理系统处理，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“跑、冒、滴、漏”的发生。

(3) 采用高质量的输送管道，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，并对管线进行保温等保护措施；定期对单井采气管线进行检查，一旦发现异常，及时更换，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。

综上所述，采取的废水污染防治措施是可行的。

6.2.4 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，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）3 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.5 固体废物污染防治措施

(1) 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。

(2)清管废渣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。

(3)事故状态产生的含油污泥其收集、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。

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

6.2.6 土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄露；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；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。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原油进入土壤，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。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上所述，采取的土壤环境保护措施是可行的。

6.2.7 地下水环境保护措施与对策

地下水污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合

的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

①源头控制措施

运营期无废水外排，严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

②分区防治措施

对井场进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

项目主要污染物为石油类，属于持久性污染物，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将井场划为重点防渗区，防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能。日常井场防渗措施为永久占地基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层，井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。

③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。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。

④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。

综上所述，采取的地下水环境保护措施是可行的。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在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。

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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。综上所述，采取的水环境保护措施是可行的。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

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

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.3.4 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绿色环保站妥善处置或环保部门指定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) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，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。

综上所述，采取的固废及土壤污染防治措施是可行的。

6.3.5 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，油田生产设施陆续被拆卸、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。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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,严禁随意踩踏破坏植被;不得惊扰、伤害野生动物。

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,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。

综上所述,采取的生态环境保护措施是可行的。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

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。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) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程所有临时占地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

施工结束后,对井场占地范围内的地表进行硬化,以减少风蚀量。工程施工结束后,应对井场临时占地进行平整。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层,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

本工程新建管线长度约 4.6km,管线施工扰动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

管道施工作业带宽度控制作业带范围内,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。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

项目施工结束后，按照林草部门要求进行恢复植被，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场地植被恢复。

6.4 环境经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

项目总投资***万元，项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。

6.4.1 环保投资分析

项目总投资***万元，环保投资约***元，占总投资的 4.72%，详见表 6.4-1。

表6.4-1 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	工程占地	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	4.16hm ²	
	废气	井场、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	/	
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	
	废水	生活污水	排至防渗池中暂存，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理	2座防渗池	
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	
		生活垃圾	集中收集后送至石河子市玛河垃圾清运场处理	/	
	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	/	

运营期	废水	压裂返排液、酸化返排液及废洗井液	集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#原油处理站旁沉降池中,上层原油由管线管输至 81#原油处理站原油处理系统处理,废水由管线管输至 81#原油处理站采出水处理系统处理	/	
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	
	固体废物	清管废渣	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	/	
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	/	
	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	/	
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	/	
合计					

6.4.2 环境效益、社会效益分析

6.4.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析,油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在:

- (1) 项目占地造成的环境损失。
- (2) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失。
- (3) 其他环境损失。

项目占地主要为站场扩建、井场建设和集输管道占地、井场道路占地等。

本工程建设对项目区域直接影响是生态影响,包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后,施工影响是可以接受的。在正常情况下,基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下,将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。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项补偿费用来体现。

6.4.2.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展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,促进当地经济发展和生态环境保护。

7 环境风险评价

7.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为凝析油、天然气。风险单元为单井采气管线，计算风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 7.1-1。

表6.4-1 本项目各风险单元 Q值一览表

风险单元	风险物质在线量（t）		风险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
单井采气管线	凝析油		2500		I
	天然气		10		

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。

7.2 环境敏感目标概况

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

7.3 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和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 7.3-2。

表 7.3-2 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	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，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、凝析油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

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，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、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。

7.4 环境风险分析

7.4.1 对土壤的影响分析

单井采气管线中含有凝析油，管线泄漏时常伴有凝析油泄露，相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，凝析油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

7.4.2 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。

7.4.3 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，不会对地下水环境产生大的影响。

7.4.4 对大气环境的影响分析

采气管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时窒息死亡。天然气及凝析油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，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。

7.5 环境风险防范措施及应急要求

7.5.1 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，最大限度避免落地油产生，凝析油落地污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，落地油 100%回收，而泄漏物料和落地油应及时回收、处置。

7.5.2 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) 采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

(8) 定期对各井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

(9) 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。定期对管线进行巡视,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。

7.5.3 危废运输风险防范措施

(1) 配备具有危险废物运输资质的驾驶员和押运员。

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

(2) 车辆安全状况和安全性能合格

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

(3) 危险废物装卸注意事项

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

(4) 精心驾驶,平稳行车

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

(5) 行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此,行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体,若有凝析油泄漏,应查找泄漏点,采取相应的应急措施,防止液体继续泄漏,将受到污染的土壤要全部回收,送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

(6) 应急处理准备充分

要检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专

业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

7.5.4 环境风险应急措施

（1）应急处置措施

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，上层能收集的凝析油回收送 81 号联合站原油处理系统处理，无法收集的凝析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。

（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，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。

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.5-1。

表7.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	采气一厂玛纳 004X 井、玛纳 005 产能建设工程
建设地点	玛纳 004X、玛纳 005 井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 14km，东北距玛纳斯县中心城区约 18km
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为天然气、凝析油，主要分布在单井采气管线
环境影响途径及危害后果	管线发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，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；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂应急预案

8.环境管理和监测计划

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。

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。

8.1.3 环境监督机构

新疆生产建设兵团生态环境局审批本工程的环境影响报告书，新疆生产建设兵团第八师生态环境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 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

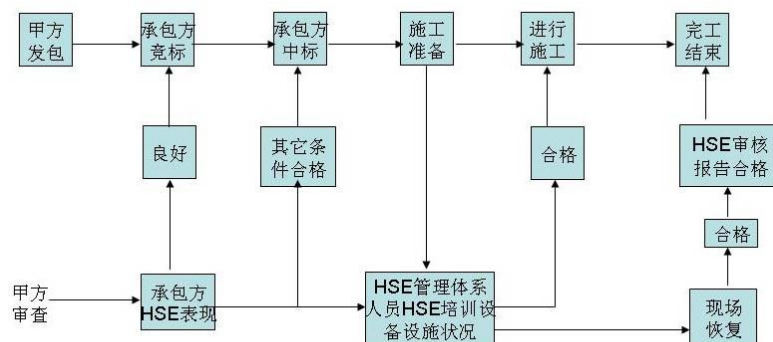


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、管道沿线施工的环境管理工作，

监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油化工股份有限公司西北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，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（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，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

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及时向 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和法规。

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。

（3）环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 60m×40m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，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； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； 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。	
3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
----	--------	----------	------	------

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	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	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	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
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	建设单位	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
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	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

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，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。

在生产过程中，采出水经集气管道混输至玛河气田中心处理站废水收集罐，统一拉运至 81#原油处理站采水处理系统处理，处理达标后回注油藏满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

废气污染源的控制是重点加强储罐存放、装卸及拉运过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入新疆油田分公司采气一厂 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

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。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——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、财力等方面能够解决的，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，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——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。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程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。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和

应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期监测。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的规定。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 8.3-2 运营期污染源监测计划

编号	污染源	监测点		监测项目	监测频次
1	无组织废气	设备与管线组件密封点	阀门、取样连接系统等	泄漏检测值	每年一次
			法兰及其他连接件及其他密封设备	泄漏检测值	半年一次
2	井场	厂界外 1m 处		等效连续 A 声级	每年一次

环境质量监测计划见表 8.3-3。

表 8.3-3 运营期环境监测计划

编号	环境要素	监测点	监测项目	监测频次
1	环境空气	单井厂界外下风向 10m 范围内	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
3	地下水	在本次整个项目区占地范围内上游设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，单井井场处污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，本次整个项目区下游布设 1 眼地下水污染监控井，其监测点根据实际情况而定	石油类	每半年一次
4	土壤	单井井场占地范围内设置 1 个点	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	每年一次
5	生态环境	单井井场占地范围内及井场和管线扰动范围	井场周围及管线临时占地区域的生态恢复情况、水土流失量变化情况	每年一次

8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，西北油田分公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。西北油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

西北油田分公司对项目进行自主验收，西北油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，西北油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，西北油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-4。

表 8.3-4 三同时验收一览表

项目	污染物	污染源	验收清单/治理要求	验收标准
一	施工期			
废气	扬尘、施工机械及车辆尾气	井场作业区	洒水抑尘、选用合格燃料、机械及车辆定期检修	/

	管道试压废水	管线	试压废水可用作场地降尘用水。	/
	生活污水		排至临时防渗收集池暂存，定期拉运至玛河气田中心天然气处理站，接入石河子市生活污水下水管网，依托石河子市污水处理厂处理。	/
噪声	噪声	施工机械、运输车辆	选用低噪设备、基础减震，加强施工管理	/
固废	施工废料	施工作业区	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近有资质工业固废填埋场处置	是否按规定处置
	弃土弃渣		弃土弃渣用于回填	“取弃平衡”
	生活垃圾		集中收集定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置	/
生态	占地、场地平整		（1）在井场场地平整后，采取砾石压盖；在施工结束后恢复临时占地，在井场周边修建草方格，在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用； （2）合理规划拟建区域，尽量减少占地面积，车辆行驶应避开沙区内植被盖度较高的区域。	井场场地采取砾石压盖；临时占地恢复原地貌；井场周边修建草方格；
二	运营期			
废气	无组织排放非甲烷总烃	井场	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期的检查、检修	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	无组织排放 H ₂ S			《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准（0.06mg/m ³ ）要求
废水	采出水	井场	采出水随采出液经集输管线输送至玛河气田天然气处理站，达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
	洗井液（水）	井下作业废水	采用专用回收罐进行回收，拉运至81#联合站的污水处理系统处理	不外排
地下水	采出液	井场	井场分区防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
噪声	井口装置、井下作业、机泵、巡检车辆	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，采取减振、隔声、消声等降噪措施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	清管废渣	井场	依托相应危险废物资质单位处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求

	废洗井液（固）、废酸化液、废压裂液	井场	采用专用回收罐进行回收，拉运至81#联合站处理。	/
防渗	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化
	管道防腐	集输管线	管线采用聚合物内衬层、增强层、外护套防腐。	/
土壤	土壤	井场	占地范围内以及占地范围外 200m 内	项目区内满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外 200m 内满足《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 农用地土壤污染风险筛选值。
生态恢复	项目占地	井场、管线	临时占地区域生态恢复	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
水土流失	项目占地	井场、管线	应严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，减少土壤扰动。施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。粉状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，减少施工扬尘产生量和起沙量。避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。	《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》新水水保（2019）4 号
环境管理	纳入现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

8.3.4 排污许可制度

目前，建设单位已制定有《环境保护管理实施细则》《油田地面建设项目环境保护补充管理规定》《井下作业环境保护管理补充规定》《环境保护管理实施细则》《井下作业环境保护管理规定》《老油井环境保护管理实施细则》《清洁生产审核管理规定》《污染治理作业业务指导书》《生活污水监督管理办法（试

行)》等,基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法(试行)》《排污许可证申请与核发技术规范总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》,建设单位应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度,规范申领并执行排污许可证,及时、足额缴纳环境保护税。

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),雅克拉采气厂应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.3.5 环境信息公开

企业应按照《企业事业单位环境信息公开办法》(部令第 31 号)要求,依法通过网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息,企业环境信息公开采取自愿公开与强制公开相结合。

国家鼓励企业事业单位自愿公开有利于保护生态、防治污染、履行社会环境责任的相关信息,可以参照《企业事业单位环境信息公开办法》(部令第 31 号)第九条、第十条和第十一条的规定公开其环境信息。企业应当建立健全本单位环境信息公开制度,指定机构负责本单位环境信息公开日常工作。

企业可以采取以下一种或者几种方式予以公开:公告或者公开发行的信息专刊、广播、电视等新闻媒体,本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭等场所或者设施。

8.3.6 排污口规范化管理

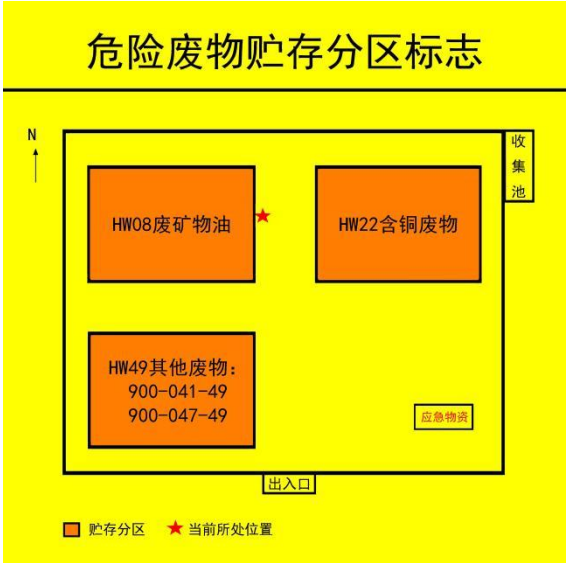
根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017),采油四厂应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度,便于污染源的监督管理和常规监测工作的进行。排污口(源)环境保护图形标志见下图。



提示图形符号标志

危险废物	
废物名称:	危险特性
废物类别:	
废物代码: 废物形态:	
主要成分:	
有害成分:	
注意事项:	
数字识别码:	
产生/收集单位:	
联系人和联系方式:	
产生日期: 废物重量:	
备注:	

警告图形符号标志



危险废物贮存标志

危险废物 贮存设施	 危 险 废 物
单位名称:	
设施编码:	
负责人及联系方式:	

图 8.3-1 排放口（源）环境保护图形标志

9.结论与建议

9.1 建设项目概况

本项目拟在玛河气田部署 2 口采气井，单井产气量约为****m³/d，合计产气量约为****m³/d；新建采气井场 2 座、单井采气管线 4.6km；并配套建设供配电、给排水、消防、道路等公用工程。项目总投资***万元，环保投资约***万元，占总投资的 5.73%。

9.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域石河子市 SO₂、NO₂、CO、O₃ 长期浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，PM₁₀、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/m³ 要求，H₂S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

（2）地下水

除溶解性总固体和硫酸盐超标外，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，超标原因主要为天然背景值偏高。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

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

9.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地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。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，井场厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，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。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水和生活污水，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。运营期无废水主要为压裂返排液、酸化返排液及废洗井液，集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#原油处理站处理。

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

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，运营期井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 3 类区标准。本项目边无人居住等声敏感目标，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

固体废物施工期固废主要为施工土方、施工废料、生活垃圾，施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地工业固废填埋场；生活垃圾集中收集定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。运营期固废主要为井下作业固废和清管废渣，井下作业固废要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收；清管废渣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。

本项目产生的固体废物根据其废物属性，按照危险废物处置要求安全处置，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，生活垃圾和建筑垃圾及时清运，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

本项目涉及的危险物质为凝析油和天然气，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、油气管线泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。

综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.4 环境保护措施

(1) 施工期

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

(2) 运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，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。

采用高质量的单井采气管线，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。

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至采油二厂81#原油处理站旁沉降池中，上层油由管线管输至81#原油处理站原油处理系统处理，废水由管线管输至81#原油处理站采出水处理系统处理。

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。

清管废渣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。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了两次网上公示，两次报纸公示和张贴公告，公示期间没有收到反馈。

9.6 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。

9.7 环境管理与监测计划

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

9.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目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。

9.9 建议

（1）对集输管线等设备进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。

（2）完成钻井后，尽快组织开展竣工环境保护验收。

（3）在各场站、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。