

塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇
克组试采项目（重大变动）

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司
塔里木油田分公司
评价单位：河北奇正环境科技有限公司
编制时间：二〇二四年十二月

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	1
1.3 环境影响评价工作过程	2
1.4 分析判定相关情况	3
1.5 主要环境问题及环境影响	40
1.6 环境影响评价主要结论	40
2 总则	41
2.1 编制依据	41
2.2 评价原则	46
2.3 环境影响因素识别与评价因子	46
2.4 评价工作等级和评价范围	49
2.5 评价标准	56
2.6 环境功能区划	61
2.7 生态环境功能区划	62
2.8 环境保护目标	62
3 工程概况及工程分析	65
3.1 区块开发现状及回顾性分析	65
3.2 依托工程	75
3.3 在建工程	82
3.4 拟建工程	85
3.5 污染物排放统计	140
3.6 总量控制	141
4 环境现状调查与评价	142
4.1 自然环境概况	142
4.2 环境敏感区调查	148
4.3 环境质量现状监测与评价	149
5 环境影响预测与评价	177
5.1 施工期环境影响分析	177
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	190

5.3 运营期地表水环境影响分析	201
5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	205
5.5 运营期声环境影响预测与评价	217
5.6 运营期固体废物环境影响分析	220
5.7 运营期生态环境影响分析	222
5.8 运营期土壤环境影响分析	225
5.9 运营期环境风险评价	229
5.10 退役期环境影响分析	246
6 环境保护措施可行性论证	250
6.1 大气污染防治措施可行性论证	250
6.2 废水治理措施及其可行性论证	251
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	252
6.4 固废治理措施及其可行性论证	254
6.5 生态环境保护措施可行性论证	255
6.6 土壤环境保护措施	263
7 温室气体排放影响评价	265
7.1 温室气体排放量核算	265
7.2 温室气体控制措施	269
7.3 温室气体管理措施	270
7.4 温室气体评价结论及建议	270
8 环境影响经济损益分析	272
8.1 环境影响分析	272
8.2 社会效益分析	272
8.3 经济效益分析	272
8.4 环境措施效益分析	275
8.5 小结	277
9 环境管理与监测计划	278
9.1 环境管理	278
9.2 污染物排放管理要求	281
9.3 环境监测计划	284
9.4 环境保护“三同时”验收	286

9.5 环境影响后评价	292
10 环境影响评价结论	293
10.1 结论	293
10.2 要求与建议	300

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times 10^4\text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6\times 10^8\text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39\times 10^{12}\text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(简称“塔里木油田分公司”)油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油气田之一。

克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100×10^8 方/年的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。

为进一步落实塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组储量规模、气藏连通关系及储量可动用性、气井产能分布特征及变化规律、深化气藏地质认识，评价清洁完井、产剖监测等工艺、设备适应性，为支撑区块整体探明储量上交和正式开发方案编制提供依据，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 46138 万元建设“塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目（重大变动）”。2024 年 12 月 12 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司编制了《塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目环境影响报告书》，2024 年 8 月 27 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环审〔2024〕180 号《关于里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目环境影响报告书的批复》批复了该报告书。该工程主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 3 口；③储层改造工程：若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺；④站场工程：新建采气井场 3 座；⑤油气集输工程：新建采气管道 8.7km，242 清管站内新建接入阀组 2 套，克深 31 井新建接入阀组 1 套；⑥公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。试采产气规模 $80\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ， $2.64\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，预测期末累产气 $24.59\times 10^8\text{m}^3$ ，累产水 $77.1\times 10^4\text{t}$ 。该项目目前未进行正式建设。

原项目设计克深 3102 井（以下称为克深 3102（旧）井）为新钻井，筹备建设期间原克深 3102 井南侧 280 米处 1 口勘探井（克深 3102 井）即将完成钻井。为

此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟不再新钻克深 3102（旧）井，将克深 3102（旧）井南侧 280 米处勘探井 3102 井变更为产能井，同时部分集输管线、走向、长度发生变化。

对照《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），项目 3102 井位置调整后永久占地占用基本农田，属于“工占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加”以上变动属于重大变动，该项目需重新编制环境影响评价文件。本工程主要变化情况见表 1.1-1。

表 1.1-1 本工程主要变化及建设进度一览表

工程类别		原环评情况	变动后建设情况	变动情况	是否属于重大变动
主体工程	钻前工程	3 座井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等	3 座井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等	工程内容不变，3102 井场位置发生变化	是
	钻井工程	部署新井 3 口，进尺 8150、8180、8266m，五开井身结构。	部署新井 3 口，进尺 8150、8180、8266m，五开井身结构。	工程内容不变，3102 井场位置发生变化	是
	储层改造工程	若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺	若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺	无变化	否
	站场工程	新建 3 座井场，每座井场内均设置采气树、高级孔板阀计量 1 套、放喷池 1 座、甲醇加注撬 1 座等。	新建 3 座井场，每座井场内均设置采气树、高级孔板阀计量 1 套、放喷池 1 座、甲醇加注撬 1 座等。	工程内容不变，3102 井场位置发生变化	是
	油气集输工程	单井集气管线 克深 3102 井至克深 242 清管站 3.8km，克深 3105 井至克深 31 井 2.3km，克深 3104 井至克深 242 清管站 2.6km。合计 8.7km（DN80，16MPa）采用 22Cr 双相不锈钢	克深 3102 井至克深 242 清管站 3.33km，克深 3105 井至克深 31 井 2.3km，克深 3104 井至克深 242 清管站 2.22km。合计 7.85km（DN80，16MPa）采用 22Cr 双相不锈钢	管线长度减少	否
		克深 3105 井利用克深 31 井至克深 242 清管站管线，新建接入阀组 1 套	克深 3105 井利用克深 31 井至克深 242 清管站管线，新建接入阀组 1 套	无变化	否
		242 清管站 新建接入阀组 2 套	克深 3105 井利用克深 31 井至克深 242 清管站管线，新建接入阀组 1 套	无变化	否

工程类别			原环评情况	变动后建设情况	变动情况	是否属于重大变动
公用工程	给水	施工期	主要为生活用水、管道试压用水、钻井生产用水，由水罐车拉运至营地。	主要为生活用水、管道试压用水、钻井生产用水，由水罐车拉运至营地。	无变化	否
		运营期	运营期不新增用水	运营期不新增用水	无变化	否
	供配电工程		3 座井场均由已建克深 242 清管站 T 接 10kV 电力线路至各井场，线路总共 8km。在各新建采气井场均设置 1 套 8kVA、后备时间 2h 的单机在线式 UPS。	3 座井场均由已建克深 242 清管站 T 接 10kV 电力线路至各井场，线路总共 8km。在各新建采气井场均设置 1 套 8kVA、后备时间 2h 的单机在线式 UPS。	无变化	否
	自控工程		各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电）。	各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电）。	无变化	否
	通信		井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像机，不设人/机界面设备。新建工艺站场内设置 2 套 HD-IP 数字网络高清摄像前端用于对现场工艺装置区、井口区以及周界区域的远程实时视频监控，各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电），光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与新建电力线路同杆架空敷设。	井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像机，不设人/机界面设备。新建工艺站场内设置 2 套 HD-IP 数字网络高清摄像前端用于对现场工艺装置区、井口区以及周界区域的远程实时视频监控，各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电），光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与新建电力线路同杆架空敷设。	无变化	否
	道路		新建巡检道路共 4.3km，路基宽度 4.5 米，路面采用砂石路面。	新建巡检道路共 4.3km，路基宽度 4.5 米，路面采用砂石路面。	无变化	否
	防腐		采气管道直管采用三层 PE 常温型普通级防腐层。井场埋	采气管道直管采用三层 PE 常温型普通级防腐层。井场埋	无变化	否

工程类别	原环评情况	变动后建设情况	变动情况	是否属于重大变动
	地原料气管道推荐采用与线路管道相同的三层 PE 常温型普通级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。井场埋地放空管道推荐采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层（干膜厚度$\geq 400\mu\text{m}$）+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层（防腐层厚度$\geq 2.0\text{mm}$）。出入地面管道防腐层/防腐保温层宜采用原埋地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。	地原料气管道推荐采用与线路管道相同的三层 PE 常温型普通级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。井场埋地放空管道推荐采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层（干膜厚度$\geq 400\mu\text{m}$）+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层（防腐层厚度$\geq 2.0\text{mm}$）。出入地面管道防腐层/防腐保温层宜采用原埋地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。		
临时工程	临时占地主要是钻井场地、施工营地、管沟开挖、电力线路压占及拉线等临时占地。	临时占地主要是钻井场地、施工营地、管沟开挖、电力线路压占及拉线等临时占地。	无变化	否

本项目建设内容中的克深 3104 井、克深 3102 井已取得勘探井环评批复（阿地环审〔2024〕175 号、阿地环审〔2024〕192 号），本项目拟将 3104 井、3102 变更为产能井，与批复内容相比存在重大变动。本次将 3104 井、3102 井采气井钻井期纳入本项目建设内容，重新对克深 3104 井、3102 井钻井期进行评价。

1.2 项目特点

本项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、固废等污染物的产生，特点如下：

（1）本项目部署新井 3 口（克深 3102 井、克深 3105 井、克深 3104 井）。克深 3105 采出气经新建 2.3km 集输管线至克深 31 井，利用现有克深 31 井管线输送至克深 242 清管站，克深 3102、克深 3104 分别新建集输管线至克深 242 清管站，管线长度分别为 3.33km 和 2.22km。

（2）本项目利用 1 口现有采气井克深 31，仅利用克深 31 至克深 242 清管站管线，克深 31 采气井已完成环评手续，拟建工程实施后，现有克深 31 井维持原有生产方式不变，因此本次评价不再对克深 31 采气井产排污情况进行评价。

（3）项目克深 3102 井为勘探井改开采井，井场占地为基本农田无法避让，拟建工程其余井场选址均已避让了基本农田，克深 3102 采出气需新建集输管线输送至克深 242 清管站，克深 3102 井至克深 242 清管站之间基本农田连片分布，基本农田间隙为道路和路旁行道树，不具备集输管线埋设条件，因此本项目克深 3102 井至克深 242 清管站集输管线约有 1.305km 不可避免的布置于基本农田内，基本农田内管线施工期临时占用基本农田，本项目工程区域农田种植植被为小麦玉米等作物，集输管线为地埋式，严格控制施工区作业带宽度（小于 6 米）和填埋深度（不小于 2 米），管沟分层开挖、分层回填，运营期不会对农业耕作产生影响，在做好相应的生态保护措施的情况下，工程对农业生态系统的影响有限。

（4）井场不设置加热炉，采用注醇的方式防冻，注醇装置常年运行。

（5）项目采取密闭集输工艺，井场、站场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，甲醇可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值，项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（6）项目无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。

(7) 项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

(8) 本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对土壤环境的影响可接受。

(9) 项目永久占地面积较小，生态影响很小；临时用地及时进行复耕和植被恢复，对区域生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响可以接受。

(10) 本项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、甲醇、危险废物，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.3 环境影响评价工作过程

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区，且项目克深 3102 井和部分管道穿越基本农田，评价范围内涉及基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业 07-8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

2024 年 12 月 12 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司承担该项目的环境影响评价工作。评价单位在接受委托后，首先对工程设计资料等内容进行了研究和分析，在此基础上，环评单位工作人员进行了现场踏勘，并进行了资料收集。结合工程资料，根据国家有关环境保护法律法规的有关规定，分析判定建设项目规模、性质和工艺路线等与国家和地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性。并与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单进行对照，按照环境影响评价相关技术导则以及评价区域功能规划、环境规划、相关法规等要求，开展了《塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目（重大变动）环境影响报告书》编制工作。

在环境影响评价工作期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》规定，2024 年 12 月 16 日，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会

官网进行了本项目公众参与第一次公示。评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书征求意见稿。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

1.4.2 项目选址合理性分析

项目设计总井数 4 口，其中利用老井 1 口，部署新井 3 口。老井依托现有已建管线和集输站场，本次不改变老井开采、集运方式，本项目建设内容主要包括 3 口新井的钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查，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；主要生态的敏感目标为永久基本农田、塔里木河流域重点治理区。

（1）井场、管线选址分析

本项目新建 3 座单井井场、新建集输管线总长度 7.85km。根据现场调查和资料搜集，本工程占地不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。

项目克深 3102 井为勘探井改开采井，井场占地为基本农田无法避让，拟建工程其余井场选址均已避让了基本农田，克深 3102 井工程区基本农田连片分布，基本农田间隙为道路和路旁行道树，不具备集输管线埋设条件，因此本项目克深 3102 井至克深 242 清管站集输管线不可避免的临时占用基本农田。本项目克深 3102 井至克深 242 清管站集输管线工程区域农田种植植被为小麦玉米等作物，集输管线为地埋式，严格控制施工区作业带宽度（小于 6 米）和填埋深度（不小于 2 米），管沟分层开挖、分层回填，运营期不会对农业耕作产生影响，在做好相应的生态保护措施的情况下，工程对农业生态系统的影响有限。

工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。本工程无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目井场选址避让基本农田；克深 3105 采出气经新建 2.3km 集输管线至克深 31 井，利用现有克深 31 井管线输送至克深 242 清管站，减少了管线开挖长度，减少了管线临时占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动；管线区域地质稳定，野生动物活动踪迹较少，对野生动物影响较小。综上所述项目选线合理。

（2）集输管线方案比选

拟建工程新建单井集输管线 3 条，克深 3105 采出气经新建 2.3km 集输管线至克深 31 井，利用现有克深 31 井管线输送至克深 242 清管站；克深 3102、克深 3104 分别新建集输管线至克深 242 清管站，管线长度分别为 3.33km 和 2.22km。以上克深 3105 和 3104 管线占地均为裸土地，不涉及基本农田等敏感区域，因此本项目仅针对 3102 管线进行比选。

图 1.4-1 线路方案比选示意图

方案 1：克深 3102 井采出气向西铺设约 600 米，再向北与现有乡村道路伴行，至伊希塔其村北侧裸土地后向西接入 242 清管站。此方案路线全长约 3.33km，约有 1.305km 不可避免的布置于基本农田内。

方案 2：克深 3102 井采出气向东铺设约 300 米，穿越现有乡村道路后再向北与现有乡村道路伴行，至伊希塔其村北侧裸土地后向西接入 242 清管站。此方案路线全长约 4.4km，此方案不占用基本农田，但约有 1.5km 管线要临时占用一般农田，且涉及穿越居住区。

表 1.4-1 方案 1 和方案 2 对比

项目	方案 1	方案 2
路线长度	3.33km	4.4km

占用基本农田长度	1.305km	0
占用一般农田长度	0	1.5km
新增环境敏感点	管线 30 米范围内无居民等敏感点	30 米范围内居民约 30 户

经上述对比方案 1 与方案 2 的特点：方案 2 管线虽然避让了基本农田，但仍需要临时占用一般农田，根据调查，方案 1 占用的永久基本农田与方案 2 拟占用的一般农田均正常耕作，耕种农作物均为玉米、小麦，方案 1、方案 2 对农业生产影响相差不大。根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）4.1.1 “第 10 条：埋地管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m” “第 2 条：线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施”，方案 2 安全风险大且不满足《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求。因此本次评价推荐采取方案 1。

（3）产业布局合理性分析

项目属于天然气资源开发工程，符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对天然气开发的部署。本项目与当地产业布局方向是一致的，项目开发产业总体布局基本合理。

（4）环境影响可接受性分析

从环境影响评价结果看，项目在采取环评提出的废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施及生态保护措施后，项目实施不会改变区域的环境功能区和生态功能区要求，对周边环境的影响在可接受范围内。

1.4.3 与“三线一单”符合性分析

根据《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），要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单（简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。本工程与“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

①生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发[2021]162 号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版），项目区属于一般管控单元，不在划定的生态保护红线内。距离本项目最近红线区为水源涵养生态保护红线区，本工程距生态保护

红线（拟定）最近距离 15.8km，不在生态保护红线范围内，项目建设符合生态保护红线要求。

②环境质量底线

拟建工程属于天然气开采项目，项目主体工程位于拜城县。项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是气候干燥，PM₁₀、PM_{2.5}超标现象严重。环境质量现状监测结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，甲醇满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值；工程区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，伊希塔其村居民住宅集中区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准；土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。

本工程施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气、废水、噪声和固废影响，采取相应措施后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。

③资源利用上线

项目为石油天然气开采工程，施工期用水量较小，不属于高耗水项目，运营期不用水，不会对区域水资源造成较大影响；永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少；用电依托现有电网，对区域能源影响较小。综上所述，本项目不会突破当地资源利用上线。

综上所述，项目的实施不会突破区域资源利用上线。

④生态环境准入负面清单

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 年本）》，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，本工程建设符合国家相关政策。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案），新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控要求如下。

表 1.4-2 与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1.1 禁止开发建设的活动	A1.1 禁止开发建设的活动	(A1.1-1) 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项	拟建工程为天然气勘探与开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目	符合
			(A1.1-2) 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程可实现达标排放,满足国家和自治区环境保护相关标准要求	符合
			(A1.1-4)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。	拟建工程不涉及水源涵养区、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
			(A1.1-5) 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为: 共 5 条。	拟建工程不涉及湿地	符合
			(A1.1-6) 禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于天然气开采项目,不属于不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	符合
			(A1.1-9) 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求,禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内,除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外,严格禁止新建、扩建化工项目,不得布局新的化工园区(含化工集中区)。	拟建工程不属于化工项目。	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
	A1.2 限制开发建设的活动	(A1.2-1) 严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。		拟建工程属于天然气开采项目，不属于高耗水、高污染行业。	符合
		(A1.2-2) 建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。		本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	符合
		(A1.2-4) 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。		拟建工程不占用湿地	符合
		(A1.2-5) 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。		拟建工程不占用自然保护地	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	(A1.3-1) 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。		不属于在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目。	符合
		(A1.3-2) 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。		不涉及	符合
	A1.4 其它布局要求	(A1.4-1) 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。		项目符合以上规划、区划及相关规划环评要求。	符合
		(A1.4-2) 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。		本项目属于天然气开采项目，不属于石化、化工等行业项目。	符合
		(A1.4-3) 危险化学品生产企业搬迁改造及		本项目属于天然气开采	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
			新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	项目，不属于化工项目，项目符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	
	A2 1污 染 物 削 减/ 替 代 要 求		〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。	符合
			〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。	符合
		A2.2污 染 控 制 措 施 要 求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处置，本项目采出液采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少VOCS排放对大气环境的影响。	符合
			〔A2.2-8〕严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	克拉采油气管理区对历史遗留废弃物进行治理。拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
				工业废物处理处置	
	A3 环境 风险 防 控	A3.2 联 防 联 控 要 求	（A3.2-7）加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	克拉采油气管理区已申领排污许可证，拟建工程建成后将按要求办理排污许可手续；拟建工程拟采取有效的污染治理措施，污染物可实现达标排放；经分析拟采取的风险防范措施和土壤污染防治措施可行。	符合
			（A3.2-9）强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合
	A4 资源 利用 要 求	A4.1 水 资 源	（A4.1-1）自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	项目运营期不新增用水。	符合
		A4.2 土 地 资 源	（A4.2-1）土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目各井场占地规模从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和控制施工范围。	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
	A4.3 能源利用	(A4.3-4) 鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。	项目不涉及使用燃煤。	符合
		(A4.3-5) 以碳达峰碳中和工作为引领,着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造,钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	符合清洁生产企业要求。	符合
		(A4.3-6) 深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型,加强能耗“双控”管理,优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	项目不涉及使用燃煤。	符合
	A4.4 禁燃区要求	(A4.4-1) 在禁燃区内,禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的,应当在规定期限内改用清洁能源。	项目不涉及使用燃煤。	符合
	A4.5 资源综合利用	(A4.5-1) 加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置,最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理,促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系,健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系,推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点,持续推进固体废物综合利用和环境整治,不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类,加快建设县(市)生活垃圾处理设施,到 2025 年,全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	项目产生的生活垃圾、工业固体废物全部妥善处置。	符合

表 1.4-3 与新疆维吾尔自治区一般管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区	A7.1 空间布局	(A7.1-1) 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定,根据区域用地和消纳水平,合理	本项目占用基本农田符合《中华人民共	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
治区 A7 一 般管 控单 元	约束	确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	
	A7.2 污染 物排 放管 控	〔A7.2-3〕重污染天气明显减少。城市黑臭水体基本消除。城镇生活污水处理率达到 97%以上、城镇生活垃圾无害化处理率保持在 98%以上，农村生活污水治理率达到 30%左右，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强，生态系统质量和稳定性持续提升，生态环境治理体系更加完善，生态文明建设实现新进步。	不涉及	符合
	A7.3 环境 风险 防控	〔A7.3-1〕加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	本项目不占用公益林，本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿，项目产生污水及钻井泥浆等得到妥善处置，不会对农田造成污染，项目制定了土壤监测计划。	符合
	A7.4 资源 利用 要求	〔A7.4-1〕实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	不涉及	符合
		〔A7.4-2〕实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用，到 2025 年全区城镇生活污水再生利用率力争达到 60%。	本项目运营期不新增用水。	符合
		〔A7.4-3〕壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构，到 2025 年非	不涉及	符合

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	化石能源消费比重提高到 18%左右。推进大型清洁能源基地建设，积极开发分布式太阳能发电和分散式风电。积极推动储能产业进步，推进抽水蓄能电站建设，加快新型储能技术和模式示范推广应用。持续完善 750 千伏骨干电网及农村电网建设，积极发展可再生能源微电网、局域网，提高可再生能源的推广和消纳能力。		
	〔A7.4-4〕严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	项目不涉及镉等重金属污染物排放；永久占地不占农用地，采取有效措施后项目临时占地不会造成土壤环境质量下降。	符合

表 1.4-4 与七大片区总管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	—
天山南坡片区总体管控要求	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	拟建工程地处塔里木盆地北缘，属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目不涉及取用地表水，对塔里木河、博斯腾湖生态用水无影响。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“环境风险防范措施及应急要求”章节。	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与	拟建工程营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，由	符合

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	工业废物处理处置。	有危废处置资质单位接收处置。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施。	

表 1.4-5 与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总 体管 控要 求	空 间 布 局 约 束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》（2022 年版）中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程可实现达标排放，满足国家和自治区环境保护相关标准要求	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目，不涉及列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	符合
		1.6 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。	本项目选址不在水源涵养区、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	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目固废均得到妥善处置	符合
		1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	项目固废均得到妥善处置，不涉及利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	符合
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于天然气开采项目，不属于不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风	符合

名称	管控要求	拟建工程	符合性
		险的工业项目。	
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	项目不属于高耗能高排放项目，不属于落后产能和过剩产能项目。	符合
	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建工程不属于危险化学品化工项目，不属于两高项目。本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	符合
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿，采取有效的土壤和地下水污染防治措施，占地不会造成土壤环境污染。	符合
	1.19 限制新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类项目；不属于国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	符合
	1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程未占用湿地	符合
	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严	拟建工程不在河湖管理范围内	符合

名称	管控要求	拟建工程	符合性
污 染 物 排 放 管 控	格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。		
	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	拟建工程未处于河湖管理范围内	符合
	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
	2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	不涉及使用燃煤供热	符合
	2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处置，本项目采出液采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大	工程禁止使用国三及以下排放标准机动车，使用车辆燃用合格燃料，符合相关要求。	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。		
		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
		2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	克拉采油气管理区对历史遗留废弃物进行治理。拟建工程不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置	符合
	环境风险防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合
	资源利用要求	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	运营期不新增用水	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	项目不涉及燃用高污染燃料	符合

表 1.4-6 与拜城县一般管控单元管控措施符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
拜城县一般管控单元 ZH65292630001	空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	符合
		2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	项目为天然气开采项目，符合法规、规划，采取污染治理措施后可实现达标排放，对生态环境影响较小。	符合
		3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目为塔里木油田“十四五”发展规划中克深区块改扩建项目，主要目的为落实规划中克深区块天然气开发预测产能指标，不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目	符合
		4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	不涉及	符合
		5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目固废均得到妥善处置	符合
		6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	项目固废均得到妥善处置，不涉及利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	符合
	污染物排放管	5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	克拉采油气管理区对历史遗留废弃物进行治理。拟建工	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
	控		程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	
	环境 风 险 防 控	1、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	根据监测可知，项目所在区域建设用地土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。	符合
		2、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。	本项目不涉及尾矿库	符合
		3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	不涉及	符合
	资源 利用 要求	3、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	不涉及	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版）相关要求。

1.4.4 与相关环保政策要求符合性分析

项目对照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910 号)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29号）《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》《基本农田保护条例》《空气质量持续改善行动计划》《甲烷排放控制行动方案》《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等环保政策要求符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 相关环保政策要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于现场钻井液配制。项目产生的工业固体废物全部妥善处置	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于钻井液配制。	符合
	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	项目为油气开采工程，坚持油气开发与环境保护并举，优化布局，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本次评价要求在油气开发过程中采取完善的生态措施减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。项目按要求设置地下水水质监测井。	符合
	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 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本项目为天然气开采项目，施工期设置放喷池，放喷废气充分燃烧处理。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环	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。涉及海洋油	建设单位已编制《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》并取得审查意见，项目满足其相关要求。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
办环评函 (2019)910号)	气开发的,应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。		
	项目环评应当深入评价项目建设、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环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施;对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性,项目依托处置可行;对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期和运营期废水均不外排	符合
	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。	本工程不涉及废水回注工程	符合
	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。	报告中已提出施工过程中减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响。	符合
	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。	克拉采油气管理区已编制突发环境事件应急预案,并已备案(备案编号 652926-2021-011)	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保	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	本项目不涉及水源涵养区、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	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号）	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	工程开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，接受社会监督	符合
	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	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目采用先进技术、工艺和设备	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺成熟且先进。	符合
	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	项目永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积	符合
	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	项目采用符合要求钻井液；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于现场钻井液配制，钻井泥浆均得到妥善处置	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	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	项目施工期、运行期废水均妥善处理，同时施工期场地、运营期井场均进行分区防渗，同时设置了地下水监控井，随时了解地下水质量状况，当出现污染情况时及时报告并进行处理	符合
	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%	项目要求建设单位对生产过程中产生的废气、废水、固废等产生情况建档分类管理，同时进行处置，处置率达到 100%	符合
	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、回注或采取其他有效利用方式	采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》 (新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会 公告 (第 11 号))	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本项目为油气开发项目，为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合
《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	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011) 要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次评价分析了实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
发[2020]138 号))			
《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29 号）	严禁违规占用耕地绿化造林。要严格执行土地管理法、基本农田保护条例等法律法规，禁止占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。违规占用耕地及永久基本农田造林的，不予核实造林面积，不享受财政资金补助政策。退耕还林还草要严格控制在国家批准的规模和范围内，涉及地块全部实现上图入库管理。正在违规占用耕地绿化造林的要立即停止。	项目不涉及占用耕地绿化造林。	符合
	严禁超标准建设绿色通道。要严格控制铁路、公路两侧用地范围以外绿化带用地审批，道路沿线是耕地的，两侧用地范围以外绿化带宽度不得超过 5 米，其中县乡道路不得超过 3 米。铁路、国道省道（含高速公路）、县乡道路两侧用地范围以外违规占用耕地超标准建设绿化带的要立即停止。不得违规在河渠两侧、水库周边占用耕地及永久基本农田超标准建设绿色通道。今后新增的绿色通道，要依法依规建设，确需占用永久基本农田的，应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设用地范围内的绿化用地要严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。禁止以城乡绿化建设等名义违法违规占用耕地。	项目不涉及占用耕地建设绿色通道。	符合
	严禁违规占用耕地挖湖造景。禁止以河流、湿地、湖泊治理为名，擅自占用耕地及永久基本农田挖田造湖、挖湖造景。不准在城市	项目不涉及占用耕地挖湖造景。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	建设中违规占用耕地建设人造湿地公园、人造水利景观。确需占用的，应符合国土空间规划，依法办理建设用地审批和规划许可手续。未履行审批手续的在建项目，应立即停止并纠正；占用永久基本农田的，要限期恢复，确实无法恢复的按照有关规定进行补划。		
	严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的可采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。	项目不涉及占用永久基本农田扩大自然保护地	符合
	严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	符合
	严禁违法违规批地用地。批准用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策	本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，按照国家、自治区相关补偿要求	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。	进行补偿	
《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）	项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外	本项目提出定期进行后评价要求	符合
《基本农田保护条例》（国务院令 第588号）	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少	严格按照相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田；本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保区域内基本农田的数量不减少	符合
	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实	根据《全国矿产资源规划（2021-2025年）》，本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉2油气能源资源	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准	基地，项目属于国家能源重点建设项目，受地下油藏分布及现有井场位置影响，本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；严格按照相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田	
	经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良	本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；严格按照相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田，确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”	符合
	禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实施可行	符合
《空气质量持续改善行动计划》的通知(国发〔2023〕	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。	本项目采出物由管道密闭输送，定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
24 号)			
《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目天然气开采项目，采用管道密闭输送，井场运营期无常规火炬燃烧。定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少天然气（甲烷）的排放。	符合
	推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。		
	推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。		
《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资源规(2019)1 号）	(七)严格占用和补划审查论证。一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目，确实难以避让永久基本农田的，可以纳入重大建设项目范围，由省级自然资源主管部门办理用地预审，并按照规定办理农用地转用和土地征收。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实施可行	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建(构)筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。	本项目仅克深 3102 井至克深 242 清管站管线施工临时占用基本农田，施工期采取严格控制施工区作业带宽度（小于 6 米）和填埋深度（不小于 2 米），管沟分层开挖、分层回填等措施，满足复垦条件，建设单位需依法办理临时用地手续并编制土地复垦方案，目前申请临时用地手续和土地复垦方案正在办理中。 项目临时用地主要包括，钻井井场、集输管道、电力工程、施工营地等工程临时用地，项目单井井场钻井周期 256 天，集输管线、电力工程等地面工程施工天数约 30d，项目各项临时用地均不会超过两年。	符合
《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。 临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、	本项目临时占用耕地的工程仅为克深 3102 至克深 242 清管站之间集输管线占用，施工期不会造成耕地土壤的污染，不属于制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的工程，符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。 项目临时用地主要包括，钻井井场、集输管道、电力工程、施工营地等工程临时用地，项目单井井场钻井周期 256 天，集输管线、电力工程等地面工程施工天数约 30d，项目各项临时用地均不会超过两年。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时土地使用期限，从批准之日起算。		
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	（二）选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目以区块为单元开展环境影响评价	符合
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	不涉及页岩油、页岩气开采	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	不涉及自然保护地	符合
	（三）污染防治与环境影响 1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	报告中已提出施工过程中减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
	2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物	本项目采出物由管道密闭输送，定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放。工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271) 要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	染物排放标准》（GB39728）要求。 项目区采出气不含硫	
	3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目为天然气开采项目，采出气全部运至克深天然气 处理厂处理	符合
	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于现场钻 井液配制。压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本工程不涉及废水回注工程	符合
	6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本项目钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。水基泥浆岩屑场地内利用或克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油等危废委托有资质单位处理。固体废物无害化处置率可达到 100%。	符合
	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	采取有效措施后噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求	符合
	8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》	提出了退役井生态恢复措施，满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	

1.4.5 相关规划符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

拟建工程位于拜城县，项目占地不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于限制开发区。拟建工程主要建设井场和集输管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

拟建工程属于塔里木油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》。

表 1.4-8 与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	拟建工程属于塔里木盆地天然气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量。	拟建工程井场、站场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《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)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果。	本项目属于塔里木油田油气开发项目	符合
《阿克苏地区生态环境保护	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业	本项目井场、站场无组织废气排	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
“十四五”规划》	全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式。	放涉及 VOCS 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排放雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本工程采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开	本工程营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。报告中已针对土壤污染	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	提出相应防治措施	
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五期间”持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北一塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	本工程属于规划中克拉苏气田克深区块，符合《塔里木油田“十四五”发展规划》要求。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、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。	拟建工程废气主要为井场、站场无组织废气，油气采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水和井下作业废水，采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油、废防渗材料，收集后委托有资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施，同时管线开挖过程中要求严格控制作业带宽度，采取“表土单独堆存，分层开挖、分层回填”的措施，同时针对井场及管线沿	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	(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。	线提出相关水土流失及防沙治沙措施	
《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线:坚决落实最严格的耕地保护制度,严守耕地保护红线,将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田,实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改,有序推进永久基本农田划定成果核实,确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线:以资源环境承载力为硬约束,结合“双评价”中生态保护极重要区评价,强调生态涵养,落实生态红线保护要求,切实做到应划尽划,应保尽保,实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界:坚持节约优先、保护优先,严控增量、盘活存量,优化结构、提升效率,提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上,科学研判城镇发展需求,优化城镇形态和布局,促进城镇有序、适度、紧凑发展,实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。	本项目集输管线无法避让基本农田,严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求,办理临时用地手续,施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦;确保区域内基本农田的数量不减少;未处于城镇开发边界,本项目不在生态保护红线范围内	符合

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。环境污染主要体现在施工期施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械/车辆尾气及运营期无组织废气对大气环境的影响，施工期生活污水、试压废水、钻井废水及运营期采出水、井下作业废水对水环境的影响，施工期和运营期设备噪声对声环境的影响，施工期土方、生活垃圾、泥浆岩屑、施工废料、废机油等危险废物及运营期落地油、废防渗材料等固体废物的产生影响。

1.6 环境影响评价主要结论

综合分析，项目符合国家及地方当前产业政策要求，符合相关规划和政策要求，满足“三线一单”生态环境分区管控，项目通过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控，满足总量控制要求。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此表示衷心感谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日起施行；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日起施行；
- (9) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (10) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (12) 《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日施行；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；
- (15) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2022 年 12 月 30 日修订；
- (17) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；
- (18) 《中华人民共和国安全生产法》，2014 年 12 月 1 日起施行。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令〔2017〕第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，2024 年 2 月 1 日；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》，2021 年 1 月 1 日；
- (4) 《空气质量持续改善行动计划》的通知，国发〔2023〕24 号；
- (5) 《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；

（6）《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，2021年11月2日；

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

（8）《危险废物转移管理办法》，生态环境部令第23号；

（9）《关于印发<全国防沙治沙规划（2021—2030年）>的通知》，林规发〔2022〕115号，2022年12月15日；

（10）《危险废物排出管理清单（2021年版）》，2021年12月2日；

（11）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，公告2013年21号；

（12）《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》（环大气〔2019〕53号），2019年6月26日；

（13）《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；

（14）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；

（15）国务院关于印发《水污染防治行动计划》的通知，国发〔2015〕17号；

（16）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》，环办〔2014〕30号；

（17）《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号，2015年6月5日；

（18）《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；

（19）《排污许可管理办法（试行）》（2019修订）；

（20）环保部发布《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评〔2017〕84号，2017年11月15日；

（21）生态环境部令《环境影响评价公众参与办法》，部令第4号，2018年7月16日；

（22）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910号，2019年12月13日；

- (23) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日；
- (24) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，国发〔2010〕46号；
- (25) 《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；
- (26) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环境保护部公告2012年第18号；
- (27) 《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；
- (28) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2012年修正）》，2012年3月28日；
- (29) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》，2018年9月21日；
- (30) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018年9月21日修订；
- (31) 《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年1月29日；
- (32) 《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年3月1日；
- (33) 《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》，新环发〔2016〕126号，2016年8月24日；
- (34) 《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》，新环发〔2016〕360号，2016年11月16日；
- (35) 《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》，新环环评发〔2020〕142号；
- (36) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，新疆维吾尔自治区林业和草原局，新林护字〔2022〕8号；
- (37) 《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》，中油安〔2011〕7号，2011年1月7日；
- (38) 《新疆生态功能区划》；
- (39) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (40) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年

远景目标纲要》；

(41) 《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）；

(42) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(43) 《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；

(44) 《关于印发<新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求>（2021年版）的通知》，新环环评发〔2021〕162号；

(45) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》，新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2022年9月21日；

(46) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，新疆维吾尔自治区林业和草原局，2024年1月18日；

(47) 《国家重点保护野生植物名录（2021年修正）》，国家林业和草原局农业农村部公告(2021年第15号)；

(48) 《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》（巴政发[2015]24号）；

(49) 《关于印发<阿克苏市2023年大气污染防治工作方案>的通知》，阿克苏市人民政府办公室，阿市政办〔2023〕32号；

(50) 《关于印发<阿克苏市大气污染防治攻坚行动方案（2023—2025年）>的通知》阿克苏市人民政府办公室，阿市政办〔2023〕41号；

(51) 《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》，阿行署办〔2016〕104号；

(52) 《阿克苏国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

(53) 《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）；

(54) 《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023调整版）；

(55) 《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）；

(56) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)。

2.1.3 环境影响评价相关规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1—2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- (10) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）；
- (11) 《区域生态质量评价办法（试行）》（环监测[2021]99号）；
- (12) 《国家危险废物名录》（2021版）；
- (13) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (14) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 号）；
- (15) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；
- (16) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2016）；
- (17) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2016）；
- (18) 《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）；
- (19) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (20) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (21) 《气田集输设计规范》（GB50249-2015）；
- (22) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）；
- (23) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (24) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (25) 《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T 10848-2021）；

- (26) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)；
- (27) 《矿山生态修复技术规范、第7部分：油气矿山》(TD/T 1070.7-2022)；
- (28) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；
- (29) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)。

2.1.4 其他相关文件

- (1) 现有工程环境影响评价报告、批复及验收文件。
- (2) 项目环境质量现状监测报告。
- (3) 关于本项目环境影响评价委托书。
- (4) 建设单位提供的其他资料。

2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素识别与评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据建设工程的污染物排放特点，本工程建设对周围环境影响因素与影响程度主要从工程施工期和运营期对当地自然环境、生态环境进行识别分析，分析结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

环境因素		施工期					运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		开采及集输	封井、井场清理
					站场	管线		
自然	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1D	-1C	-1D
环境	地表水	--	--	--	--	--	--	--

环境因素 \ 单项工程		施工期					运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		开采及集输	封井、井场清理
					站场	管线		
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--
	声环境	--	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	-1D	--	-1D
	土壤肥力	--	--	--	--	--	--	-1D
	植被覆盖度	--	--	--	-1C	-1D	--	--
	生物量损失	-1C	--	--	-1C	-1D	--	--
	生物多样性	--	--	--	-1D	-1D	--	+1D
	生态敏感区	-1C	--	--	-1C	-1D	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	-1D	-1C	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，项目建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复负影响，也存在长期负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素和生态环境产生一定程度的负面影响，主要环境影响因素为环境空气、声环境，表现为短期内影响，均随着施工期的结束而消失；施工期生态环境影响主要为地表扰动、植被覆盖度、生物量损失等，临时占地影响随着施工期的结束而消失，井场永久占地造成的影响为长期影响。运营期对环境的不利影响是长期存在的，在生产过程中主要影响因素表现在环境空气方面。退役期对环境的影响表现在对环境空气和噪声的短期影响和对生态环境要素的长期利好影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据环境影响要素识别结果，结合建设项目工程特征及周围地区环境质量概况，确定本次评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	评价类别		评价因子
大气环境	现状评价		PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、甲醇
	施工期	污染源评价	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃、颗粒物
		影响分析	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃、颗粒物

环境要素	评价类别		评价因子
	运营期	污染源评价	非甲烷总烃、甲醇
		影响分析	非甲烷总烃、甲醇
	闭井期	污染源评价	颗粒物
		影响分析	颗粒物
地下水环境	现状评价		K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、SO ₄ ²⁻ 、Cl ⁻ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、镍、钡、阴离子表面活性剂
	污染源评价	施工期	pH 值、COD、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等
		运营期	石油类、COD、氨氮等
	影响评价	施工期	石油类
		运营期	石油类
声环境	现状评价		等效连续 A 声级
	污染源评价		A 声级
	影响评价		昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
固体废物	施工期	污染源评价	剩余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、含油废物、废烧碱包装袋、其他废包装、生活垃圾
		影响分析	
	运营期	污染源评价	落地油、废防渗材料
		影响分析	
	闭井期	污染源评价	废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料
		影响分析	
土壤	现状评价		建设用地：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、氯乙炔、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，及 pH 值、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、全盐量、阳离子交换量； 农用地：pH 值、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬、全盐量、阳离子交换量。

环境要素	评价类别			评价因子
	施工期	钻井工程	影响分析	pH、阳离子交换量、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量
		储层改造工程	影响分析	
	运营期	影响分析		石油烃
生态环境	现状调查			地表扰动面积及类型、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性等
	影响分析			
风险	风险识别			天然气、凝析油、甲醇、危险废物
	影响分析			

2.4 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征,依据环境影响评价技术导则的具体要求,确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

2.4.1 大气环境评价等级及范围

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中相关要求,结合项目工程分析结果,选择正常排放的主要污染物及排放参数,采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响,然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{max} 及 D_{10%}的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下:

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%;

ρ_i——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度, μg/m³;

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, μg/m³。

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价工作等级判据表

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

(3) 估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2 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(城市人口数)	/
最高环境温度 (°C)		41.2
最低环境温度 (°C)		-28.7
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
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

(4) 废气污染源参数

估算结果详见表 2.4-3。

表 2.4-3 估算模式计算结果表

污染源名称	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\max}(\%)$	$D_{10\%}(\text{m})$
242 清管站	NMHC	2000.0	13.662	0.680	/
克深 3105	NMHC	2000.0	14.215	0.710	/
克深 3105	甲醇	3000.0	0.360	0.010	/
克深 3102 井	NMHC	2000.0	14.215	0.710	/
克深 3102 井	甲醇	3000.0	0.360	0.010	/
克深 3104 井	NMHC	2000.0	14.215	0.710	/
克深 3104 井	甲醇	3000.0	0.360	0.010	/
克深 31 井	NMHC	2000.0	4.963	0.250	/

(5) 评价等级确定

$P_{\max}$ 值为 $0.710\% < 1\%$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据, 确定项目大气环境影响评价工作等级为三级。

(7) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 相关规定, 三级评价项目不设置大气环境影响评价范围。

2.4.2 地表水影响评价等级

拟建工程采出水进入克深天然气处理厂气田水处理装置处理达标后回注地层, 井下作业废水采用专用废水回收罐收集, 酸碱中和后运至克拉苏钻试修环保站处理, 废水均不向外环境排放。根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018), 拟建工程运营期正常工况下无废水排放, 因此拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.3 地下水影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定, 当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时, 各场地应分别判定评价工作等级, 并按相应等级开展评价工作。

表 2.4-4 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分表

等级划分指标	建设项目情况
建设项目行业分类	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中的附录 A 地下水环境影响评价行业分类表, 拟建新井属于“目录 F 石油、天然气类, 38 天然气、页岩气开采(含净化)”, 为 II 类项目; 拟建集输管线属于“目录 F 石油、天然气类, 41、天然气管线”, 为 III 类项目。
地下水环境敏感程度	本项目大部分地处荒漠, 经过现场核实, 项目区周边人工开采水井分布数量极少且均为灌溉井。村庄居民饮用水由市政供水管网集中供给。本项目所有井场、集输管线均不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 亦不在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。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、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; 不涉及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; 不涉及分散式饮用水水源地, 不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此, 本项目地下水环境敏感程度分级为 不敏感 。

表 2.4-5 建设项目评价工作等级分级表

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

经以上分析，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 中相关规定，拟建新井和拟建集输管线的地下水评价等级均为**三级**。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定拟建新井的地下水评价范围，各新建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。因评价范围存在重叠，本次评价将重叠的评价范围边界连接形成统一评价范围，面积 19.48km²。

图 2.4-1 地下水评价范围图

2.4.4 声环境评价工作等级和评价范围

（1）环境特征

项目在现有区块内建设，区域声环境为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类功能区；伊希塔其村居民住宅集中区属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 1 类区。

（2）对周围环境影响

项目采取完善的噪声防范措施，受影响人口数量少，保护目标噪声级增量在 5dB(A)以内。

（3）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价级别划分原则，确定项目声环境影响评价级别为**二级**。

（4）评价范围

评价范围为站场边界及管线中心线外两侧外延 200m。

2.4.5 生态环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），项目生态影响评价等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6 生态影响评价工作等级划分表

序号	划分原则		本项目情况	等级确定
	具体内容	等级要求		
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级	项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	三级
2	涉及自然公园	二级	项目不涉及自然公园	
3	涉及生态保护红线	不低于二级	不涉及	
4	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	不低于二级	项目不属于水文要素影响型	
5	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	不低于二级	不涉及	
6	工程占地规模 $>20\text{km}^2$ 时（包括永久和临时占用的陆域和水域）	不低于二级	项目占地面积（临时+永久）为 $0.180\text{km}^2 < 20\text{km}^2$	
7	除以上情况外	三级	/	

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则•生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定拟建工程生态环境评价工作等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)确定项目生态环境影响评价的范围为各井场边界向外延伸 50m,管线中心线两侧及两端外扩 300m 范围。

2.4.6 环境风险评价工作等级和评价范围

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程井场不涉及凝析油、天然气等物料的存储设施，各井场均设置甲醇加注撬，站场不设置甲醇储罐，需要时拉运至站场输入甲醇撬中加注灌（5t）内。项目风险源主要为集输管线和井场甲醇加注装置加注罐，计算得管线带压运行状态下最大储凝析油量、储气量和甲醇加注装置加注罐储量。具体详见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境风险 Q 值一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在 总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值 划分
1	克深 3102 井至克深 242	凝析油	--	15.56	2500	0.006	Q<1
	清管站采气管线	天然气	74-82-8	2.00	10	0.200	
	Q 值 Σ					0.206	
2	克深 3105 井至克深 31	凝析油	--	10.74	2500	0.004	Q<1
	井	天然气	74-82-8	1.38	10	0.138	
	Q 值 Σ					0.142	
3	克深 3104 井至克深 242	凝析油	--	10.37	2500	0.004	Q<1
	清管站	天然气	74-82-8	1.33	10	0.133	
	Q 值 Σ					0.137	
4	单井井场	甲醇	67-56-1	5	10	0.006	Q<1
	Q 值 Σ					--	

注：集输管线直径 DN80，管线压力 16MPa，管线长度分别为 3.33km、2.3km、2.22km。

由上表可知，项目 Q 值划分为 Q<1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，项目危险物质数量与临界量比重 Q

<1, 该项目环境风险潜势为 I, 则项目工作等级均划分为简单分析, 项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。

(3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 评价等级确定评价范围, 项目风险评价工作等级为简单分析, 无须设置评价范围。

2.4.7 土壤环境影响评价工作等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 规定, 根据建设项目对土壤环境可能产生的影响, 将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。项目为油气开采工程, 根据监测数据, 所在区域土壤监测 pH 在 5.5~8.5 之间, 土壤监测全盐量在 1g/kg 以下, 因此所在区域不属于土壤盐化、酸化和碱化地区。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 的相关要求, 本项目按照土壤污染影响型开展土壤环境影响评价工作。

(1) 建设项目所属的土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 拟建工程气田开发属于 II 类项目, 天然气管道按照 IV 类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 将建设项目占地规模分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型 ($\leq 5\text{hm}^2$)。

项目永久占地面积为 2.863hm^2 ($< 5\text{hm}^2$), 占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感, 具体判别依据见表 2.4-9。

表 2.4-9 污染影响型土壤敏感程度分级表

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

拟建工程井场周边存在耕地, 土壤环境敏感程度为“敏感”; 管线 200m 范围内存在耕地, 土壤环境敏感程度为“敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分污染影响型土壤工作等级，划分依据详见表 2.4-10。

表 2.4-10 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	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	--	--

注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作

拟建工程气田开发属于II类项目，天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价，环境敏感程度均为敏感，项目占地规模为小型，故污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），项目污染影响型土壤评价范围为井场边界外延 200m 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围。

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

(1) 环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

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

(3) 工程区域声环境属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类区，执行《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准；伊希塔其村居民住宅集中区属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 1 类区，执行《声环境质量标准》（GB3096—2008）1 类标准。

(4) 区域建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值。区域

农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1 筛选值标准。

表 2.5-1 环境空气质量标准

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境 空气	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	非甲烷 总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合排放标准 详解》中相关要求
	甲醇	1 小时平均	3.0	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环 境》(HJ2.2-2018)附录 D 相关标准
		24 小时平均	1.0	mg/m ³	

表 2.5-2 地下水质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
地 下 水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以 N 计）	≤20		
	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00		
	氨氮（以 N 计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
	氟化物	≤1		
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	镍	≤0.02		
	钡	≤0.7		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL	
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	石油类	≤0.05	mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准

表 2.5-3 声环境质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
声环境	等效连续 A 声级	昼间 60，夜间 50	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
	等效连续 A 声级	昼间 55，夜间 45	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准

表 2.5-4 土壤环境质量标准

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
土壤环境	砷	60	mg/kg	《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 第二类用地筛选值标准；石油烃执行表 2 第二类用地筛选值标准
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	
	氯甲烷	37	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烯	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
	苯胺	260	mg/kg	
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
	蒎	1293	mg/kg	
	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	
	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	
	萘	70	mg/kg	
	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	Cu	100	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)表 1 筛选值标准中 pH>7.5 中其他
	Zn	300	mg/kg	
	As	25	mg/kg	
	Ni	190	mg/kg	
	Pb	170	mg/kg	
	Cd	0.6	mg/kg	
	Cr	250	mg/kg	
	Hg	3.4	mg/kg	
	石油类	/	/	/
	石油烃 (C ₆ ~C ₉)	/	/	/
	全盐量	/	/	/
	阳离子交换量	/	/	/

2.5.2 污染物排放标准

(1) 大气污染物

施工期颗粒物、SO₂、NO_x 执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求。运营期井场厂界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中相应限值。

表 2.5-5 大气污染物排放标准一览表

阶段	污染物		标准值	标准来源
施工期	颗粒物	无组织排放监控浓度限值	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求
	SO ₂		0.40mg/m ³	
	NO _x		0.12mg/m ³	
运营期	井场	非甲烷总烃	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求
		甲醇	12.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中相应限值

(2) 废水

拟建工程采出水进入克深天然气处理厂气田水处理装置处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修环保站处理，废水均不向外环境排放，注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)V级标准。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

储层空气渗透率 (μm^2)		<0.01	(0.01,0.05)	(0.05,0.5)	(0.5,2.0)	≥ 2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制 指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中 值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

(3) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

表 2.5-7 噪声排放标准

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准

2.5.3 控制标准

一般固废参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中有关规定。

2.6 环境功能区划

项目所在区域环境空气属《环境空气质量标准》(GB3095-2012)规定的二类区，执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类标准及修改单要求；地下水属《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)规定的III类标准；工程区域声环境属《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的2类区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准；伊希塔其村居民住宅集中区属《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的1类区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)1类标准。

2.7 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月), 拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-1。

表 2.7-1 区域生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区	Ⅲ3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	43. 天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感, 土壤侵蚀高度敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施

拟建工程为油气开发项目, 按照塔里木油田分公司的总体规划进行开发, 项目占地不涉及保护植物, 未见大型野生动物出没; 项目废气达标排放, 产生的废水、固废妥善处置; 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, 采取完善的防沙治沙及水土保持措施, 不会对水土流失造成明显影响; 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, 实现油气开发与生态环境保护的双赢, 与区域发展方向相协调, 符合区域生态服务功能定位。

2.8 环境保护目标

根据区域环境特征和工程污染特征, 确定本项目的环境保护目标主要为评价区环境空气和声环境质量、生态环境质量、地下水环境质量、土壤环境质量、伊希塔其村居民等, 具体见下表。

环境保护目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

环境要素	保护目标			保护内容	相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度		方位	距离 (m)	
大气环境	伊希塔其村 居民住宅			500 米范围内约 100 户、400 人	3102 井管线 西侧	30	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级 标准
	乔拉曼拉散 户			500 米范围内约 5 户、20 人	3102 井东南 侧	410	
地表水	/						/
地下水	地下水评价范围内潜水含水层						《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，保 持水质不恶化
声环境	伊希塔其村 居民住宅			评价范围内约 25 户、100 人，房屋 主要为平房，砖混结构，侧对路分 布，侧对路有窗，现状噪声主要为 社会生活噪声。 	3102 井管线 西侧	30	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准
土壤	评价范围中建设用地						《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》 （GB36600-2018）筛选值二类用地
	评价范围中农用地						《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》

环境要素	保护目标			保护内容	相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度		方位	距离（m）	
						（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。	
环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无需设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境、耕地、林地、居民等；					加强风险防范，发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境的影响程度可控，保证居民正常生产生活及生命财产安全不受到威胁。	
生态环境	植被和动物			评价范围内	不改变生态功能		
	塔里木河流域水土流失重点治理区				不对区域水土保持产生明显影响		
	基本农田				占地不影响基本农田复垦		
	林地				避免占用林地茂密区		

3 工程概况及工程分析

克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目总井数 4 口，其中利用老井 1 口（克深 31），部署新井 3 口（克深 3102 井、克深 3105 井、克深 3104 井）。本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整和修建进场临时道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 3 口；③储层改造工程：若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺；④站场工程：新建采气井场 3 座，242 清管站内新建接入阀组 2 套；⑤油气集输工程：新建采气管道 7.85km；⑥公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。试采产气规模 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， $2.64 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，预测期末累产气 $24.59 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产水 $77.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

本项目利用 1 口现有采气井克深 31，仅利用克深 31 至克深 242 清管站管线，克深 31 采气井已完成环评手续，拟建工程实施后，现有克深 31 井维持原有生产方式不变，因此本次评价不再对克深 31 采气井产排污情况进行评价。

3.1 区块开发现状及回顾性分析

3.1.1 区块开发状况回顾

克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿方/年的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。

本次开发区域位于克拉苏气田克深区块内，行政隶属于阿克苏地区拜城县。克深区块共部署 112 口井，目前仅 86 口井在生产，其余井已关井或封井。克深区块内已建设集气站/天然气处理站 3 座，天然气集输规模 $3000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油 50t/d。截至 2023 年 11 月底，累产气 $77.29 \times 10^8 \text{m}^3$ ，日产气 $2195 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

3.1.2 区块环保手续履行情况

目前区域内已开展的工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 克拉苏气田克深区块开发现状环保手续履行情况一览表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书	原国家环境保护总局	环审〔2002〕20 号	2002 年 2 月 6 日	原新疆维吾尔自治区环境保护局	环自验〔2005〕21 号	2005 年 11 月 30 日
克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书	原环境保护部	环审〔2014〕299 号	2014 年 11 月 14 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2016〕2031 号	2016 年 12 月 30 日
克拉苏气田克深 5 区块试采地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕356 号	2015 年	自主验收		2019 年 10 月 16 日
克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕537 号	2017 年 4 月 12 日	/		
克拉苏气田克深 13 区块试采方案地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2018〕1087 号	2018 年 8 月 2 日	自主验收		2020 年 5 月 25 日
克拉苏气田克深 9 区块地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2018〕1090 号	2018 年 8 月 2 日	自主验收		2020 年 9 月 13 日
克深区块 2021 年产能建设项目环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕49 号	2022 年 1 月 30 日	建设中		
克深 3 至克深 2 集输管线建设工程环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕203 号	2022 年 4 月 24 日	自主验收		2023 年 2 月 28 日
克深区块 2022 年产能建设项目（一期）环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]75 号文	2023 年 2 月 1 日	自主验收		2023 年 11 月 12 日

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
克拉克深区块单井排水采气流程改建工程环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕605号	2023年10月12日	建设中		
克深31井集输工程环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]53号	2024年1月18日	2024年6月6日		
克拉苏气田克深31区块开发方案地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审【2024】190号	2024年9月5日	建设中		
排污许可证	目前已完成变更登记工作，克拉采油气管理区采气作业区于2023年5月18日完成变更，登记证编号为9165280071554911XG072Y；克深处理站于2023年5月18日完成变更，登记证编号为9165280071554911XG071Y；综合服务部于2023年5月18日完成变更，登记证编号为9165280071554911XG066Y。					
中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案	备案编号为652926-2021-011					

3.1.3 环境影响评价回顾

本次评价结合克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收调查报告、克深区块2022年产能建设项目（一期）竣工环境保护验收调查报告，并结合现场踏勘调查情况，对克深区块从大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固废环境影响、生态影响进行回顾性评价。

（1）大气环境影响回顾评价

1）污染物排放达标情况

气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自导热油炉、锅炉等所排放的烟气，主要污染物为SO₂、NO_x及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及凝析油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

根据克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收监测报告，克深天然气处理厂导热炉烟气、生活基地的燃气热水锅炉烟气排放情况详见表 3.1-2。

表3.1-2 有组织废气污染源监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
1	克深天然气 处理厂导热 炉	186-267	烟尘	9.66-13.1	《锅炉大气污染 物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
2			SO ₂	<3		50	达标
3			NO _x	111-115		200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	生活基地燃 气热水锅炉	252-275	烟尘	7.51-10.4	表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
6			SO ₂	<3		50	达标
7			NO _x	100-105		200	达标
8			林格曼黑度	<1 级		≤1 级	达标

监测结果表明，克深天然气处理厂加热炉及燃气锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。说明加热炉及燃气锅炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

根据克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收监测报告及克深区块 2022 年产能建设项目（一期）竣工环境保护验收监测报告，油气田典型设施克深天然气处理厂、克深 8 西集气站、克深 1901 井场无组织废气监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 克拉苏气田代表性无组织废气污染源监测结果一览表

名称	污染源	污染物	监测浓度 (mg/m ³)	主要处 理措施	标准	达标 情况
克深天 然气处 理厂	厂区无 组织废 气	非甲烷 总烃	1.66~2.06	日常维 护，做 好密闭 措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》(GB39728-2020)企业边界污 染物控制要求	达标
克深 8 西集气 站	厂区无 组织废 气	非甲烷 总烃	1.69~1.88		《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》(GB39728-2020)企业边界污 染物控制要求	达标
克深 1901 井 场	厂区无 组织废 气	非甲烷 总烃	0.56~0.72		《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》(GB39728-2020)企业边界污 染物控制要求	达标

监测结果表明，克深天然气处理厂、克深 8 西集气站、克深 1901 井场正常生产过程中，厂界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染

物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物限值。因此油田开发对区域环境空气的影响可接受。

2) 环境空气质量变化

本次评价引用克深区块内《克深 31 井集输工程环境影响报告书》《克深气田克深 14 区块产能建设项目环境影响报告书》《克深 1002 井单井集输工程环境影响报告表》等环境质量现状监测报告数据,评价区域内大气环境质量变化情况,监测点均位于拜城县。

表 3.1-4 环境空气质量现状监测点一览表

年份	监测点	监测点坐标		监测因子
		经度	纬度	
2019	克深 1002 井上风向			非甲烷总烃
2020	克深 6-1 井场			非甲烷总烃
2022	Kes14-1H 井场			非甲烷总烃
2024	克深 31 井场下风向			非甲烷总烃

表 3.1-5 监测及评价结果一览表

监测年份	监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度 范围 (mg/m ³)	最大浓度 占标率 (%)
2019	克深 1002 井上风向	非甲烷总烃	1h 平均	2	0.41~0.57	28.5
2020	克深 6-1 井场	非甲烷总烃	1h 平均	2	0.55~0.92	46
2022	Kes14-1H 井场	非甲烷总烃	1h 平均	2	0.47~0.74	37
2024	克深 31 井场下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2	0.54~0.74	37

通过往年环评报告中的特征因子监测数据统计分析,项目区域非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。区域环境质量未恶化,说明项目的长期性、累积性影响较小,建设和运行对区域环境空气质量影响可接受。

(2) 水环境影响回顾评价

气田运营期产生的废水主要为井下作业废水、气田采出水和生活污水,其中井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处

理；采出水由克深天然气处理厂处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后全部回注。生活基地生活污水经化粪池、生物接触氧化一体化设备进行处理，满足《污水综合排放标准》的二级标准限值后夏季用于周围绿植的浇灌，冬季排至生活污水蒸发池进行蒸发。生活污水蒸发池 1 座，采用麻袋护坡铺设防渗膜的建筑方式，有效容积为 34660m³，现状池深 2.0m，水深高度 1.2m，可满足排水需求。根据例行监测结果，生活污水处理系统出口采样监测结果见表 3.1-6。

表 3.1-6 生活基地污水处理设施监测结果表

监测点位	监测时间	监测项目	监测结果	标准限值	达标情况
生活污水处理系统出口	2020 年 2 月	PH	7.4	6-9	达标
		COD _{cr}	103	150	达标
		氨氮	3.12	25	达标

经监测克深天然气处理厂生活污水经处理后满足《污水综合排放标准》的二级标准限值。

表 3.1-7 克深天然气处理厂污水处理系统废水总排口监测结果表

监测点位	监测项目	单位	监测结果		标准限值	达标情况
			2023.7.24	2023.7.25		
克深天然气处理厂污水处理系统废水总排口	含油量	mg/L	6.23-6.67	6.55-6.91	100	达标
	悬浮固体含量	mg/L	14-15	12-17	35	达标

克深天然气处理厂废水处理装置排口各监测因子均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准限值要求。

同时通过对区域地下水进行监测，监测结果表明 3 个引用潜水水质现状监测点位各监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，因此油田开发对区域地下水的影响可接受。

（3）声环境影响回顾评价

气田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、集气站和克深天然气处理厂等构筑物施工机械噪声；运营期噪声源主要集中在克深天然气处理厂和集气站，噪声源为各类机泵、加热炉、空压机、火炬等。根据克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收监测报告，克深天然气处理厂及克深 8 集气站厂界噪声监测结果见表 3.1-8。

表 3.1-8 噪声监测结果一览表

监测点位	时段	测量值				执行标准	标准限值	是否达标
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界			
克深天然气 处理厂	昼间	49.6	46.2	52.5	53.7	《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》(GB12348-20 08)3 类标准	65	达标
	夜间	40.2	40.1	42.9	43.6		55	达标
克深 8 西集 气站	昼间	52.2	50.0	53.6	52.7	《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》(GB12348-20 08)3 类标准	65	达标
	夜间	41.2	41.7	44.1	42.6		55	达标

由监测结果可知，监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求，采取的噪声控制措施治理效果明显，采取措施基本可行。

（4）固体废物影响回顾评价

气田运营期产生的固体废物主要为含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的危废、一般工业固废及生活垃圾。含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的含汞废物属于危险废物，交由有相应资质的单位进行回收、处置，危废处理、处置满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相应要求；运营期间作业区产生的一般工业固废送至拜城县产业园区固废填埋场分类填埋处理。生活垃圾定期收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

总体来说，克拉苏气田内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，固体废物环境保护措施基本有效。

（5）土壤环境影响回顾

根据克深区块建设的特点分析，克深区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如天然气处理厂、计量站、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线刺漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈

点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

克深区块从工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中油料、采出水等泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。同时从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

以克深区块历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，克深区块大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

（6）生态环境影响回顾评价

区块建设对生态环境的主要影响为土地的永久、临时征用以及原有植被的破坏。区域对已建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。从植被类型来看，项目的建设对区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，项目的建设使区域内的戈壁减少，建设用地面积略有增加。总体来说，区域依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。气田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

图 3.1-1 区域现有工程生态环境及环保设施落实图

3.1.4 退役设施情况

根据调查克深区块已有 26 口油气井已按照油田公司有关要求关井或封井，退役井采取了如下保护措施：

- （1）挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；
- （2）对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；
- （3）实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管

线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(4) 井场水泥条基拆除拉运，井场戈壁石、井场垫土层清理；将前期填埋的钻井废物清运至绿色环保工作站处理。

(5) 土地平整。对井场进行平整达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果，井场略低于周边，便于洪水过境。

(6) 生态恢复。通过生态系统自我调节，经过 2~3 年的休养生息过程，完成生态恢复。

3.1.5 现有工程污染物排放量

目前克深区块已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（生态环境部令第 11 号），完成了固定污染源的排污许可证的登记管理。克深区块现有污染物年排放情况如下：

表 3.1-9 现有工程污染物排放情况一览表 **单位：t/a**

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	3.67	0.0002	2.75	24.61	0	0

3.1.6 排污许可及自行监测执行情况

由于克拉采油气管理区主要污染源均分布在阿克苏地区。克拉采油气管理区采气作业区于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG072Y；克深处理站于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG071Y；综合服务部于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG066Y。

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），克拉采油气管理区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。

3.1.7 环境应急预案及应急演练情况

本工程属于克拉采油气管理区管理，克拉采油气管理区于 2021 年 3 月 24 日取得《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652926-2021-011。克拉采油气管理区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。与建设单位联系沟通后，近年来克深区块没有发生过环境污染事故，无居民投诉。

3.1.8 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块现有完钻井井场进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。

结合现场踏勘发现，克深区块存在以下问题：

- （1）气田区块部分单井、站场、管线和道路临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复缓慢。
- （2）部分工程未完成竣工环保验收工作。
- （3）现有突发环境事件应急预案备案时间为，不满足“应急预案每三年至少修订一次”的要求。

整改方案：

- （1）进一步加强油田生态恢复工作。
- （2）对区块内已建设完成项目及时开展竣工环境保护验收。
- （3）更新突发环境事件应急预案。

3.2 依托工程

本工程采出气、采出水依托克深天然气处理厂处理，酸化压裂废水、磺化泥浆、井下作业水依托克拉苏钻试修环保站处理，施工废料、废弃建筑残渣拉运至克深地区天然固废填埋场处理，油基泥浆岩屑收集后委托中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理，生活垃圾运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

3.2.1 克深天然气处理厂

克深天然气处理厂环保手续包含于克拉苏气田克深区块地面建设工程内。《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》由国家环境保护部以环审

(2014) 299 号文予以批复。2016 年 12 月，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环函〔2016〕2031 号文进行了竣工环保验收。

本项目采出气、液混输至克深天然气处理厂处理。克深天然气处理厂天然气总处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油处理规模为 $50\text{t}/\text{d}$ 、气田水处理规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。

目前克深天然气处理厂设有 1 套规模为 $60 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 的集气装置、2 套脱水脱烃装置，单套装置处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2 套脱固体杂质装置、2 套乙二醇再生及注醇装置、1 套凝析油处理装置（设计规模为 $50\text{t}/\text{d}$ ）。天然气脱水脱烃采用“注乙二醇”+“J-T 阀节流制冷”低温分离工艺，脱固体杂质采用化学反应吸附法，乙二醇再生循环使用。

(1) 总工艺流程

原料天然气（ $40 \sim 55^\circ\text{C}$, 12.1MPa.g ）从集气装置来，进入脱水脱烃装置，经空冷器冷却，与自原料气后冷器来的冷产品气进行逆流换热，经过原料气预冷器冷却后，进入原料气分离器分离。分离之后的湿净化天然气与通过雾化喷头雾化后的乙二醇贫液充分接触，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热。冷却至 -15°C ，经 J-T 阀节流至 8.25MPa.g ，温度降至 $\sim -29.7^\circ\text{C}$ 后进入装有高效分离原件的低温分离器分离。分离出的冷干气依次进入原料气后冷器、原料气预冷器与原料气换热，换热后的产品气自吸附塔顶部进入吸附塔，通过装填吸附剂的床层后从底部引出至产品气过滤器，其中的固体杂质与吸附剂产生化学反应被吸附。原料天然气经脱固体杂质处理后，固体杂质含量小于 $28000\text{ng}/\text{m}^3$ ，当经吸附塔吸附后的天然气固体杂质含量高于 $28000\text{ng}/\text{m}^3$ 时，则吸附剂固体杂质容量达到饱和，就需更换新的吸附剂。从原料气分离器底部出来的烃液进入凝析油处理装置处理，从低温分离器底部出来的醇烃混合液进入乙二醇再生及注醇装置处理。脱固体杂质采用双塔吸附，并联操作，单台吸附塔中吸附剂量约 56t ，若处理厂全年满负荷运行，则约需要三年更换一次吸附剂。

从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，分别进入本装置乙二醇再生及注醇装置。醇烃液先经醇烃液加热器，经乙二醇贫液换热后降压进入三相分离器，从三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的未稳定凝析油进入凝析油处理装置，分离出的乙二醇富液进入富液缓冲罐。乙二醇富液经前机械过滤器、活性炭过滤器和后机械过滤器进入乙二醇贫富液换热器换热后，进入乙

乙醇再生塔再生。再生塔顶出来的蒸气经空冷器冷却后，进入再生塔顶回流罐，经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分输至污水处理装置。再生塔顶回流罐的不凝气经吸附罐吸附后至低压放空总管。再生热量由塔底重沸器提供，从重沸器出来的贫液进入贫富液换热器换热，后经乙二醇贫液泵送至醇烃液加热器进一步冷却后进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流到 1.0MPa，经本装置过滤器过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流到 50kPa 后与乙二醇再生装置来的液烃混合，进入凝析油换热器换热到 45℃，再进入凝析油三相分离器进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存。

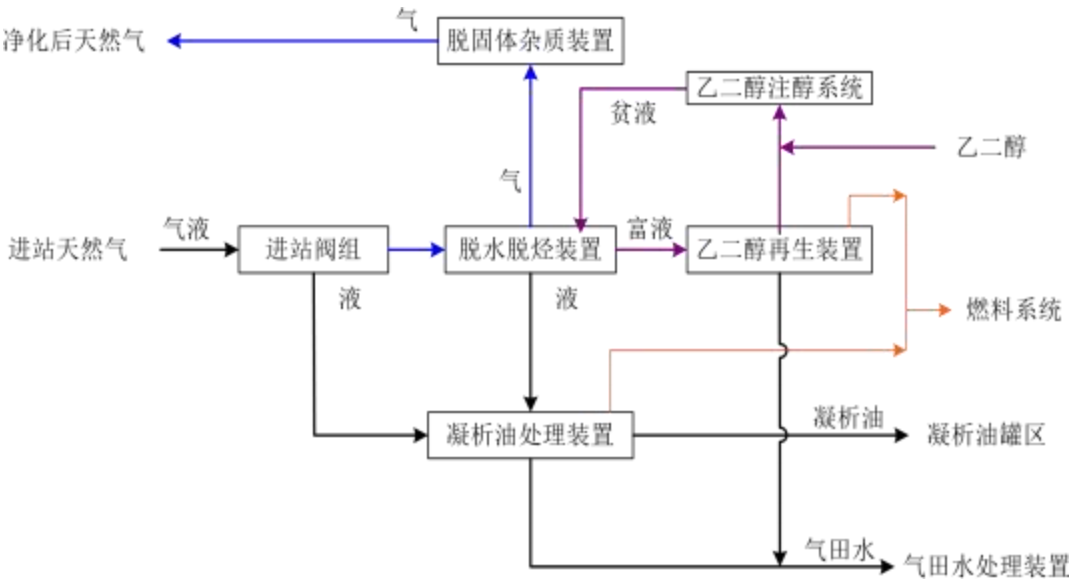


图 3.2-1 克深天然气处理厂工艺流程图

(2) 气田水处理

克深天然气处理厂生产污水装置设 2 座沉降罐，承担全厂的生产污水和气田水的沉降除油处理任务。污水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺，设置 2 座 1000m³ 重力沉降罐，含油污水带压进入重力沉降罐，在进入沉降罐之前投加破乳剂，以提高沉降效果，在气田开发前期，气田水较少，可保证较长的沉降时间，气田开发后期，气田产出水量增大，沉降时间至少能保证 16 小时，沉降除油处理过

程中产生的油储存于收油罐中，经油泵提升到凝析油稳定装置处理回收。在气田运行初期，可两座沉降罐交替运行；待气田水量增大后可考虑两座沉降罐同时投入使用。气田水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，气田水水质达到回注指标要求，经回注管线回注地层。

（3）依托可行性

克深天然气处理厂设计天然气处理规模为 $60 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，日处理量为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前天然气处理能力富余 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。克深天然气处理厂运行负荷见下表。

表 3.2-1 克深天然气处理厂运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	天然气 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	2000	1300	65%	700	80	可依托
2	气田水 (m^3/d)	2000	1200	60%	800	353.03	可依托

由上表可知，克深天然气处理厂处理能力可满足拟建工程生产需求。

3.2.2 克深地区天然固废填埋场

本工程施工期产生的施工废料、退役期产生的废弃建筑残渣拉运至克深地区天然固废填埋场填埋处置。

克深地区天然固废填埋场建设地点位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，厂址中心坐标为：北纬 ° ' "，东经 ° ' "。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字〔2012〕361 号），之后于 2014 年 6 月取得竣工环境保护验收批复（阿地环函字〔2014〕249 号）。

克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势进行分割，总容积 30 万 m^3 。该填埋场全部为工业固废场，主要处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻完井液资源综合利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。

目前克深天然固废填埋场尚有余量约 260000m^3 ，可接纳本工程施工期产生的一般工业固体废物。

3.2.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复（阿地环函字〔2019〕260 号），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2019〕834 号）。

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站（简称“环保站”）位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 ，北纬 ，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。占地面积约 99725m²，站址由西向东依次为 15000m³ 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m³ 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

（1）磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒（油）三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物（磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂）和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场，用于井场道路铺垫等；分离后的废水进入水处理系统。

（2）水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

①絮凝沉降：目的是将泥水分离后得到的废水中的悬浮物和胶体物质通过絮凝去除，去除悬浮固体的同时，也除去部分有机物等。

②酸化曝气：去除水中部分有机物，同时调节水的 pH 值，确保之后的微电解反应保持在酸性状态下进行。将沉降后的废水中加入一定量的 pH 调节剂，在曝气条件下，反应一段时间后泵入微电解反应罐。

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

④二级氧化罐：微电解后的废水中含有亚铁离子等，与加入的过氧化氢组成还原氧化体系，产生氧化性强的无选择性的羟基自由基氧化降解水中的有机物。

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的 pH 值在 6~9 之间，加入聚丙烯酰胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中 COD 和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

⑥过滤装置：进一步除去水中的悬浮物含量。经过活性炭过滤，保证出水中悬浮物含量低。出水大部分回用，一小部分用于场地和合格岩屑堆场洒水抑尘。

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过（半透过）性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在另一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

（3）依托可行性

本工程施工期酸化压裂废水的最大产生量约为 791.94m³，井下作业废水产生量 114m³/a，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 109500m³/a，剩余处理规模为 119.6m³/d（43654m³/a），处理能力满足本项目需求。本项目磺化泥浆岩屑规模为 14.5m³/d（以三口井同时开钻计），克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计磺化泥浆岩屑处理规模为 100m³/d，剩余处理规模为 28m³/d，处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水、酸化压裂废水、磺化泥浆岩屑可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

3.2.4 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站

本工程产生的油基泥浆固废使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集或现场使用随钻设备进行减量化收集后，交由中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站处置。

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站建设项目于2018年3月通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅审批（新环函〔2018〕373号），一期工程内容主要包括：新建1套处理能力1万方/年油基岩屑处理系统，配套建设各类储罐，供排水、供电、供热等公辅设施，废气、废水处理装置及事故水池等环保设施，2020年5月，该项目一期完成自主验收。

2020年9月，中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司在油基岩屑处理站一期建设项目基础上，委托新疆绿境天宸环保科技有限公司开展了“江汉石油工程有限公司新疆油基岩屑处理站改扩建项目”环境影响评价工作，此项目于2021年5月通过新疆维吾尔自治区生态环境厅审批（新环审〔2021〕70号），其主要工程内容包括：增加油基岩屑（油泥）处理系统1套，包括热馏炉和燃气蒸汽锅炉各1台，同时改进一期已建油基岩屑处理系统（增加预处理环节，上料前进行固液离心分离）。2022年7月，改扩建项目完成自主验收。

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站一期建设项目设计处理能力为1万方油基岩屑/年（折合2.1万t/a），改扩建项目完成后，处理能力提升为：油基岩屑17.5万t/a，油泥2.5万t/a。处理工艺为热馏冷凝分离、油水分离工艺，该站在设计处理能力下，每年可回收油18902t，产生还原土118941t。油水分离设施产生的废水经循环水处理系统处理达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中直接排放限值后全部用于出料加湿，还原土符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）中的相关要求，用于通井路修建、井场填坑、井场铺垫等。

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司于2021年9月30日取得危险废物经营许可证，核准经营危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08），核准经营规模为20万吨/年（其中油泥2.5万吨/年，油基岩屑17.5万吨/年），本工程油基泥浆岩屑产生量约为746.6m³，根据调查了解，已建油基岩屑处理站处理量远未饱和，可以接收本工程的油基泥浆岩屑固废。

3.2.5 拜城县生活垃圾填埋场

本工程施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，一期处理规模为 90t/d，二期处理规模为 200t/d。该填埋场建设工程于 2009 年取得环评批复，2010 年开工建设，2011 年 12 月竣工投入使用，可接收本工程施工期产生的生活垃圾。

3.3 在建工程

3.3.1 工程内容

克深 3104 井已取得勘探井环评批复（阿地环审〔2024〕175 号），本项目拟将 3102 井、3104 井变更为产能井，与批复内容相比存在重大变动。本次将 3102 井、3104 井采气井钻井期纳入本项目建设内容，重新对克深 3102 井、3104 井钻井期进行评价。目前克深 3104 井正在钻井期因此克深 3104 井作为在建工程进行分析。

3.3.2 克深 3104 井、克深 3102 井

3.3.2.1 环保手续履行情况

克深 3104 井(勘探井)钻井工程已编制环评报告表，目前钻井区域地表植被清理、场地平整、钻井井场建设等钻前工程已经完成，正在进行钻井作业，环保手续履行情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1 在建工程环保手续履行情况一览表

序号	勘探井	环评报告	批复	验收
1	克深 3104 井	《克深 3104 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表》	阿地环审〔2024〕175 号，2024 年 3 月 14 日	本次评价为克深 3104 井发生重大变动，无需开展勘探井验收工作，在本次评价建设内容完成后一并验收
2	克深 3102 井	《克深 3102 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表》	阿地环审〔2024〕192 号，	本次评价为克深 3102 井发生重大变动，无需开展勘探井验收工作，在本次评价建设内容完成后一并验收

3.3.3.2 主要污染源及防治措施落实情况

根据现场踏勘及克深 3104 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表、克深 3102 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表，克深 3102 井(勘探井)、克深 3104 井(勘探井)钻井工程落实了环评批复中施工期的相关环保措施，未发现废气、废水和固

体废物的不当处理，不存在地下水、土壤的污染情况。现针对勘探井的措施进行符合性分析。

表 3.3-2 勘探井环保措施落实情况一览表

环评提出的措施		实际采取的措施	是否落实
生态环境影响	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占用土地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等	施工过程中严格控制施工作业范围，减少施工占地，施工车辆严禁停放在施工场地以外区域，避免对植被的碾压破坏。废弃泥浆及时清理，开挖应急池、放喷池及时将土方用于井场平整、道路修建。	落实
	防沙治沙：井场地表进行砾石压盖，划定施工活动范围	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；施工期间划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶	落实
	水土流失保护措施：严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，控制在 8m 范围内，减轻对周边区域的扰动。施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。	施工期间划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶	落实
地表水环境	本项目钻井废水和钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排；	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于现场钻井液配制，不外排。	落实
	本项目酸化压裂废水在井场加烧碱中和后暂存在酸碱收集罐，定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；	目前未完钻，完钻后酸化压裂废水拟在井场加烧碱中和后暂存在酸碱收集罐，定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；	-
	本项目产生的生活污水定期拉运至拜城县生活污水处理厂。	生活污水排入生活污水池，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处置。	落实
大气环境	钻井期施工期对易产生扬尘的作业采取遮盖、洒水抑尘等措施防治扬尘污染。	施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖、洒水抑尘等措施	落实
	按照《油气井测试地面计量技术规范》(SY/T6997-2014)要求加强油气测试期	勘探井尚未完钻，完钻后测试期间的放喷气拟通过放喷池燃烧后排放	--

环评提出的措施		实际采取的措施	是否落实
	间放喷天然气燃烧污染物排放的管理，井场边界非甲烷总烃无组织排放浓度须满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 限值要求。		
噪声环境	钻井期采取增加消声器、隔震垫、弹性垫料等降噪措施，施工噪声须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 限值要求。	钻井期采取增加消声器、隔震垫、弹性垫料等降噪措施	
固体废物	钻井期泥浆及岩屑在井口采用随钻不落地收集系统进行固液分离，分离后的膨润土聚合物岩屑在防渗岩屑池暂存，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；	钻井期泥浆及岩屑在井口采用随钻不落地收集系统进行固液分离，分离后的膨润土聚合物岩屑在防渗岩屑池暂存，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；	落实
	油基泥浆钻井岩屑送至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理。	暂未产生油基泥浆钻井岩屑，后续钻井过程产生后拟至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理。	-
	含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物规范收集后在危废暂存间内暂存，定期委托有资质的单位安全处置，危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求，危险废物收集处置相关资料存档备查。	危险废物暂存于撬装式危废间，目前未进行处置。	落实
	生活垃圾集中收集后清运至拜城县生活垃圾填埋场处理	生活垃圾集中收集后清运至拜城县生活垃圾填埋场处理	落实

3.3.2.3 存在环保问题及“以新带老”整改措施

目前，根据现状调查结果，勘探井正在钻井中，废气、废水和固废均严格按照环评要求进行了妥善处理，井场建设规范。

开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。项目勘探井井场为临时占地，现改为开采井应办理永久征地手续。永久征地范围外的临时征地范围内，应进行场地恢复。

现阶段处于施工期，还未进行生态恢复，施工结束后临时占地及站场周边应及时进行生态恢复。

3.4 拟建工程

3.4.1 工程概况

3.4.1.1 基本情况

(1) 项目名称

塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目（重大变动）

(2) 建设单位

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

(3) 建设性质

改扩建

(4) 建设地点

阿克苏地区拜城县境内，中心坐标东经 ° ' "，北纬 ° ' "。

(5) 项目投资

项目总投资 46138 万元，其中环保投资 845 万元，占总投资的 1.83%。

(6) 建设内容及规模

克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目总井数 4 口，其中利用老井 1 口（克深 31），部署新井 3 口（克深 3102 井、克深 3105 井、克深 3104 井）。本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 3 口；③储层改造工程：若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺；④站场工程：新建采气井场 3 座；⑤油气集输工程：新建采气管道 7.85km，242 清管站内新建接入阀组 2 套，克深 31 井新建接入阀组 1 套；⑥

公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。试采产气规模 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, $2.64 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$, 预测期末累产气 $24.59 \times 10^8 \text{m}^3$, 累产水 $77.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 3.4-1 拟建工程主要建设内容一览表

工程类别		规模	备注	
主体工程	钻前工程	3 座井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等	新建	
	钻井工程	部署新井 3 口，进尺 8150、8180、8266m，五开井身结构。	新建	
	储层改造工程	若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺	新建	
	站场工程	新建 3 座井场，每座井场内均设置采气树、高级孔板阀计量 1 套、放喷池 1 座、甲醇加注撬 1 座等。	新建	
	油气集输工程	单井集气管线	克深 3102 井至克深 242 清管站 3.33km，克深 3105 井至克深 31 井 2.3km，克深 3104 井至克深 242 清管站 2.22km。合计 7.85km（DN80，16MPa）采用 22Cr 双相不锈钢	新建
		克深 31 井	克深 3105 井利用克深 31 井至克深 242 清管站管线，新建接入阀组 1 套	改造
		242 清管站	新建接入阀组 2 套	改造
公用工程	给水	施工期	主要为生活用水、管道试压用水、钻井生产用水，由水罐车拉运至营地。	依托
		运营期	运营期不新增用水	/
	供配电工程	3 座井场均由已建克深 242 清管站 T 接 10kV 电力线路至各井场，线路总共 8km。在各新建采气井场均设置 1 套 8kVA、后备时间 2h 的单机在线式 UPS。	新建	
	自控工程	各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电）。	新建	
	通信	井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像机，不设人/机界面设备。新建工艺站场内设置 2 套 HD-IP 数字网络高清摄像前端用于对现场工艺装置区、井口区以及周界区域的远程实时视频监控，各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电），光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与新建电力线路同杆架空敷设。	新建	
	道路	新建巡检道路共 4.3km，路基宽度 4.5 米，路面采用砂石路面。	新建	
防腐	采气管道直管采用三层 PE 常温型普通级防腐层。井场埋地原料气管道推荐采用与线路管道相同的三层 PE 常温型普通级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。井场埋地放空管道推荐采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层（干膜厚度≥400μm）+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层（防腐层厚度≥2.0mm）。出入地面管道防	新建		

工程类别		规模	备注
		腐层/防腐保温层宜采用原理地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。	
临时工程		临时占地主要是钻井场地、施工营地、管沟开挖、电力线路压占及拉线等临时占地。	新建
环保工程	废气	施工扬尘：洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	新建
		焊接废气：无组织排放。	
		测试放喷废气：科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染。	
		柴油发电机废气：柴油发电机为备用，施工过程加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料，减少尾气排放。	
		施工机械和车辆尾气：选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。	
	运营期	井场、站场无组织废气：项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为井场、站场逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃、甲醇。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护。	新建
	退役期	施工扬尘：退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。	新建
	废水	生活污水：就近拉运至生活污水处理装置处理。	依托
		管道试压废水：管线试压废水为清净废水，试压后用作场地洒水抑尘。	新建
		酸化压裂返排液：在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修环保站处理。	依托
		钻井废水：钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，工程结束后拉运至下一工程使用	依托
		运营期不新增劳动定员，无新增生活污水； 采出水：通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理； 井下作业废水：收集后送克拉苏钻试修环保站处理。	依托
	退役期	退役期无废水产生。	/
	噪声	施工设备噪声:选用低噪声设备，基础减振，临近居民区施工时设置不低于 2 米高临时声屏障，合理安排作业时间。	新建
		井场设备噪声:基础减震、选用低噪声设备。	

工程类别		规模	备注
固废	退役期	运输车辆:加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。	
	施工期	剩余土方: 用于管线施工作业带平整, 不外运。 施工废料: 首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理。 泥浆、岩屑: 泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离, 液相进入泥浆罐循环使用, 不外排; 膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值(石油烃$\leq 4500\text{mg/kg}$, 含油率$<0.45\%$)相关要求后, 用于铺垫油区内的井场、道路等; 水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后, 拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置, 或在井场进行无害化达标处置, 在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值(石油烃$\leq 4500\text{mg/kg}$, 含油率$<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路; 油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后, 拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。 生活垃圾: 在垃圾收集箱暂存, 定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋; 危险废物: 包括废机油、含油废物、废烧碱包装袋等, 含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料, 钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋, 危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间, 交有资质单位处置。 其他废包装: 收集后外售废品回收站。	新建
	运营期	落地油、废防渗材料: 桶装收集, 定期交有资质单位处理。	新建
	退役期	废弃管线: 维持现状不再开挖, 管线内物质应清空干净, 两端使用盲板封堵。 废弃建筑垃圾: 拉运至克深地区天然固废填埋场处理。 废防渗材料等含油废物: 定期交有资质单位处理。	新建
	生态 施工期	严格控制临时占地, 尽量避让植被较多的区域。 一般区域严格控制管线施工作业带在 8m 范围内, 采用管沟分层	新建

工程类别			规模	备注
依托工程			开挖、分层回填等措施；基本农田区域严格控制施工区作业带宽度（小于6米）和填埋深度（不小于2米），管沟分层开挖、分层回填。 施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌，基本农田区域进行复垦，植被恢复和复垦应充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。	
		运营期	管线上方设置标志，定时巡查管线。	新建
		退役期	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。	新建
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪。	新建
	克深天然气处理厂	本工程采出气最终输至克深天然气处理厂处理。		
	克拉苏钻试修环保站	井下作业废水、酸化压裂废水依托环保站处置； 本工程钻井产生的采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配制，固相磺化岩屑转运至环保站处置或在钻井现场无害化达标处理后，用于铺垫油区内的井场、道路。		
	克深地区天然固废填埋场	本工程施工期产生的施工废料、废弃建筑残渣拉运至克深地区天然固废填埋场填埋处置。		
	中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站	本工程钻井期产生的油基泥浆废弃物使用收集后，委托中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站处理。		
	拜城县生活垃圾填埋场	本工程施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。		

3.4.1.2 天然气资源概况

3.4.1.2.1 区块概况

克深31区块行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，位于拜城县城东北约6.4km，东距克深处理厂27.2km，井区交通便利，移动等公共通讯基本覆盖本区，电信信号较好。

图 3.4-1 克深 31 号构造卫星照片与构造叠合图

3.4.1.2.2 勘探开发概况

克深 31 号构造整体被克深 1-2、克深 5 两块三维地震资料覆盖。2008 年和 2010 年，油田公司先后部署采集克深 1-2 三维、克深 5 三维地震，由东方公司和优联四维公司开展生产并行处理。在生产处理基础上，2015 年~2017 年开展各向异性叠前深度偏移目标处理。2017 年，利用该套目标处理叠前深度偏移成果资料发现并落实了克深 21 号构造，并在构造高部位部署上钻克深 21 井，该井 2018 年完钻，钻揭白垩系巴什基奇克组 160.5m，整体显示弱，测井解释气层+差气层共 33.0m/8 层，对 7939.5m~8015.5m 井段进行加砂压裂测试，8mm 油嘴，油压 0.12MPa，折日产液 61.6m³，氯根 149000mg/L，综合地震、钻井、测试资料分析认为由于该井储层致密，射开段厚度仅 11.5m，加砂压裂改造后沟通上部库姆格列木群高压盐水层导致出高压盐水而失利。

2022 年，利用克深 5-克深 21 区块各向异性叠前深度偏移目标处理成果资料，重新落实了该构造，并改名为克深 31 号构造，圈闭面积 35.6km²，幅度 540m。2023 年 1 月，同处克深 5 南构造区的克深 19 号构造克深 1901 井获高产工业油气流，重拾了钻探克深 31 号构造的信心。通过开展应力控储研究，发现克深 31 号构造除中部克深 21 井受走滑断裂影响为强应力区，东部、西部均为低应力区。2023 年 3 月，优选构造东部有利区部署上钻克深 31 井，2023 年 10 月，克深 31 井完钻，揭开目的层 134m，裸眼中测日产气 18×10⁴m³/d，以圈闭溢出点-7000m 圈定含气面积 35.6km²，上交克深 31 气藏天然气预测地质储量 502.28×10⁸m³。

克深 31 区块共有克深 31 井 1 口井投入试生产。

3.4.1.2.3 地质构造

库车坳陷位于塔里木盆地北部，北与南天山断裂褶皱带以逆冲断层相接，南为塔北隆起，东起阳霞凹陷，西至乌什凹陷，是一个以中、新生代沉积为主的叠加型前陆盆地。库车前陆冲断带中部自北向南依次为北部构造带、克拉苏构造带、拜城凹陷、秋里塔格构造带。

克拉苏构造带自西向东分为四段：阿瓦特段、博孜段、大北段、克深段，在四段之间断裂及构造走向发生变化，发育 3 个构造变换带，即博孜-阿瓦特、大北-博孜、克深-大北构造变换带。自北向南可分为四个断裂带：博孜-克拉断裂带、克深断裂带、拜城断裂带、拜城南断裂带。克深 31 号构造位于克拉苏构造带拜城断裂带克深-大北构造变换带南部。

3.4.1.2.4 储层特征

克深 31 区块白垩系巴什基奇克组储层储集空间以原生粒间孔为主，其次为粒间溶孔，两者约占储集空间的 96.2%，平均面孔率为 2.34%和 0.73%；见少量岩屑或长石粒内溶孔，微孔隙发育较少；少量未充填微裂缝贯穿颗粒或沿粒缘分布，开度约 0.01mm~0.02mm。储层内部微观结构非均质性较强，主要孔径区间范围为 0.03mm~0.08mm，总面孔率主体范围为 1.0%~6.0%。

3.4.1.2.5 油气藏流体性质

1.天然气性质

根据设计文件，克深 31 井试油测试期间共取得 3 个合格天然气样品。天然气平均相对密度为 0.5813，天然气甲烷平均含量为 95.57%，乙烷平均含量 1.26%，丙烷及以上平均含量 0.16%，氮气（N₂）平均含量为 1.79%，酸性气体含量很小，CO₂ 含量为 1.21%，不含 H₂S。分析结果表明，克深 31 气藏天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。

表 3.4-2 天然气性质数据表

相对密度	甲烷含量 (%)	乙烷含量 (%)	丙烷含量 (%)	氮气含量 (%)	二氧化碳含量 (%)	硫化氢 (%)
0.5813	95.57	1.26	0.16	1.79	1.2	0

2.地层水性质

克深 31 区块试油试采期间未录取到合格水样，借用邻区克深 9 区块水样分析结果表明，地层水水型为 CaCl₂ 型，氯根为 101420~128000mg/L，总矿化度为 180400~221100mg/L，是封闭条件很好的气田水。

3.4.1.3 工程组成

拟建工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等内容。

3.4.1.3.1 钻前工程

钻前工程主要进行钻井区域地表植被清理、场地平整等，项目新钻采气井 3 口，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表 3.4-3 所示。

表 3.4-3 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	井场	个	1	单井井场占地 14000m ² （100m×140m）
	钻井平台	套	1	位于井场内
2	主放喷池	m ³	100	位于井场外，占地面积约 100m ²
	副放喷池	m ³	100	位于井场外，占地面积约 100m ²
3	生活污水池	m ³	300	生活区内，整体钢结构
	活动房	座	42	人员居住；撬装装置
4	应急池	m ³	100	位于井场内，占地面积约 67m ² ，整体钢结构。
5	岩屑池	m ³	1000	位于井场内，占地面积约 500m ²

钻前工程施工机械主要为挖掘机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见下表。

表 3.4-4 井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
装载机	—	—	辆	2
挖掘机	—	—	辆	2
推土机	—	—	辆	2
吊装机	—	—	辆	1

3.4.1.3.2 钻井工程

（1）钻井工程基本情况

表 3.4-5 钻井工程基本情况一览表

序号	井名	井型	井别	井口		井深（米）
				经度	纬度	
1	克深 3102	直井	生产井			8266
2	克深 3105	直井	生产井			8150
3	克深 3104	直井	生产井			8180

完井方式需要考虑对井壁及地层进行有效支撑，具体完井方式可根据钻井情况选择合适的方式，若储层漏失严重，中测产量高的井采用筛管完井，油管下到筛管顶界，保证气藏测取产气剖面的需求，其余井采用套管射孔完井。

（2）井身结构

项目3口新钻井均采用塔标Ⅱ五开井身结构。一开 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头钻至200m左右，下入 $\Phi 508\text{mm}$ 套管，封固地表疏松地层；二开 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至4500m左右，下入 $\Phi 365.12\text{mm}$ 套管，封固库车组上部低压易漏层；三开 $\Phi 333.4\text{mm}$ 钻头钻至7387m左右，下入 $\Phi 293.45+\Phi 273.05\text{mm}$ 套管，封固盐上低压地层；四开 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头钻至7963m左右，下入 $\Phi 196.85+\Phi 206.38\text{mm}$ 套管，封固库木格列木盐层；五开 $\Phi 168.3\text{mm}$ 钻头钻至8118m左右完钻，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管封固目的层。

图 3-4-2 井身结构设计图

（3）钻井期设备

推荐 ZJ90 及以上钻机，配套顶驱设备。

（4）钻井液体系

项目新钻井钻井液体系相同。一开：膨润土~聚合物体系（ $1.05\sim 1.15\text{g/cm}^3$ ）；二开：聚合物（ $1.15\sim 1.40\text{g/cm}^3$ ）、KCl 聚磺体系（ $1.30\sim 1.80\text{g/cm}^3$ ）；三开：KCl 聚磺体系（ $1.70\sim 1.95\text{g/cm}^3$ ）；四开：油基钻井液体系（ $2.30\sim 2.50\text{g/cm}^3$ ）；五开：油基钻井液体系（ $1.66\sim 1.86\text{g/cm}^3$ ）。

（5）主要原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等。各材料由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内，本

项目使用的原辅材料中不含汞、铅、镉、砷、铬等五类重金属。钻井液是指钻井中使用的工作流体，主要功用是：冷却钻头、清静孔底、带出岩屑；润滑钻具；停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层；输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。本项目钻井液为水基、油基两种类型，其中水基钻井液包含普通钻井液和磺化钻井液两种，磺化钻井液是通过将普通水基泥浆中的一种或多种聚合物进行化学修饰（向有机化合物分子中引入磺酸基团）。油基钻井液，是油、水、膨润土和油溶性化学处理剂组成，具有抗高温、抗盐钙侵蚀的特点，有利于井壁稳定、润滑性好，对油气层损害小。各井场原材料消耗与井深、结构有关。本项目钻井液重晶石含重金属钡，油基钻井液中含多环芳烃等物质。施工过程严格管理施工材料，施工现场无遗撒，钻井泥浆采取泥浆不落地系统收集，钻井泥浆及岩屑均得到妥善处理。

表 3.4-6 井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料	形态	包装	特性	单井用量 t	备注
1	膨润土	固态、粉状	袋装	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	89	用于配制泥浆
2	烧碱/NaOH	固态、粉状	袋装	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	33	用于调节钻井液 pH 值
3	纯碱/Na ₂ CO ₃	固态、粉状	袋装	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	25	用于调节钻井液 pH 值
4	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	固态、粉状	袋装	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	11	钻井液增粘和降滤失剂
5	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	固态、粉状	袋装	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	7	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
6	聚丙烯酰胺钾盐 K-PAM	固态、粉状	袋装	白色或类似白色的颗粒状物，无异味，聚丙烯酰胺钾盐是一种高分子化合物，具有优良的高分散性、悬浮性和增稠性等特点，是很强的抑制页岩分	7	防塌剂

序号	材料	形态	包装	特性	单井 用量 t	备注
				散剂，具有控制地层造浆的作用并兼有降失水、改善流型及增加润滑性等功能		
7	金属离子聚合物	固态、粉状	袋装	结合了金属聚合物和水溶性高分子聚合物的优点。可有效地提高钻井液的流变性、增粘性和降失水能力，并具有较强的抑制性和抗盐、钙能力。在钻井液中添加金属离子聚合物，可以显著改善井眼的净化能力，提高钻井效率，并降低对环境的影响。	8	钻井液配置
8	水解聚丙烯腈铵盐 /NH4-HPAN	固态、粉状	袋装	由腈纶丝高温高压下水解制得,为淡黄色粉末，含有—COOH、—COONH ₄ 、—CONH ₂ 、—CN 等基团，具有一定的抗温和抗盐能力。由于 NH ₄ ⁺ 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。	18	防塌剂
9	磺化酚醛树脂（干粉）	固态、粉状	袋装	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	31	专用于磺化钻井液
10	磺化褐煤树脂/SPNH	固态、粉状	袋装	酚醛树脂和腐植酸缩合物	29	
11	抗高温增粘降滤失剂	液态	桶装	由共聚单体、交联剂、助溶剂及引发剂在水中共聚制得。在高温高盐条件下，可以有效降低钻井液滤失量，提高钻井液黏度并维持钻井液流变稳定性	8	
12	改性沥青	固态	袋装	掺加橡胶、树脂、高分子聚合物或其他填料等外掺剂(改性剂)，或采取对沥青轻度氧化加工等措施，使沥青或沥青混合料的性能得以改善制成的沥青结合料	20	防堵剂
13	有机硅醇抑制剂	液态	桶装	一种以有机硅烷和乙醇等原料水解合成的有机钻井液抑制剂，浅黄色粘稠液体，耐高温；能吸附于黏土颗粒及井壁表面，阻滞自由水侵入地层，	16	抑制剂

序号	材料	形态	包装	特性	单井 用量 t	备注
				抑制黏土颗粒水化分解及土层水化膨胀，起到稳定井壁的作用。同时还能改善钻井液的流动性及滤饼质量		
14	磺化沥青/阳离子沥青	固态	袋装	由于磺化沥青含有磺酸基，水化作用很强，当吸附在页岩界面上时，可阻止页岩颗粒的水化分散起到防塌作用	20	防塌剂
15	超细碳酸钙	固态、粉状	袋装	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	28	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
16	单向压力屏蔽剂	固态、粉状	袋装	本品是经特别工艺处理的多种天然纤维与填充粒子及添加剂，按适当的级配和的工艺复合而成的灰黄色粉末状产品。产品在钻井中加入后，在单向压力差作用下，能对地层有各种渗漏起到良好的封堵效果，使用方便，配伍性好，不影响泥浆性能。	13	封堵剂
17	润滑剂	液态	桶装	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	12	专用于油基钻井液
18	石灰石粉	固态、粉状	袋装	主要成分 CaCO_3 ，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	64	钻井液加重剂
19	重晶石（含固井用）	固态、粉状	袋装	主要成分 BaSO_4 ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3	291	钻井液加重剂
20	硅粉	固态、粉状	袋装	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料	8	用于固井
21	水泥	固态、粉状	袋装	水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	212	用于固井
22	柴油	液态	储罐	清亮无色至微黄色液体，有醚味	10.8	

（6）钻井井场布置

单井钻井井场总占地面积为 14000m²（100m×140m）；井场内设置钻井平台 1 套，放置钻井泥浆不落地系统，应急池（100m³）1 座、岩屑池（1000m³）1 座；井场外设置主、副两座放喷池（2×100m³）等土建设施；井场设有钻井值班室、大班住房、办公室、会议室、气防房、库房等，均在气田安全生产作业规定的安全距离之外。布置岩屑池，用于临时堆存岩屑，场地内衬防渗膜，四周设置土围堰。钻井工程井场布置示意图如下。

图 3.4-3 钻井期井场平面布置示意图

（7）劳动定员和建设周期

项目钻井工程建设期单井建设施工人员均为 50 人。平均单井钻井周期 205 天，完井周期 256 天。

3.4.1.3.3 储层改造工程

克深 31 区块目前仅克深 31 井试采。2023 年 10 月 20 日克深 31 井裸眼井段 7952.80~8088.00m 用 4mm 油嘴进行自然放喷测试，油压 97.10MPa，日产气 18.01×10⁴m³，测试结论为气层。参考克深 31 井钻揭目的层 K1bs 组 134m，录井解释差气层 63m/18 层，测井共解释气层+差气层 75m/23 层，平均孔隙度 5.9%，平均含气饱和度 65.4%，储层基质物性差，克深 31 区块后续单井不能保证都能自然放喷投产，有必要采取储层改造措施来获得产能。

（1）改造方式：克深 31 区块已开采井较少，井下资料不全，设计阶段未确定具体改造方式，实际钻井中根据库车山前改造工艺优选准则，确定改造工艺：

（1）若储层为 I 类储层则推荐采用酸化或酸压工艺；（2）若储层表现为 II 类或 III 类储层，则推荐大规模酸压或加砂压裂改造工艺。

（2）工作液体系。

①改造工作液体系优化

酸液体系：根据改造储层岩心酸溶蚀实验确定酸液浓度，并配套相关添加剂。常规土酸体系配方，主体酸配方 8~12%HCl+1.0~2.0%HF+0.3%降助剂+4.5%缓蚀剂+常规添加剂。

压裂液体系：根据储层温度近 180℃，选择压裂液体系，0.4~0.5%超级胍胶+0.5%助排剂+0.8%温度稳定剂+0.4%交联调节剂+2.0%KCl+0.1%杀菌剂。

②支撑剂体系

高强度陶粒：段塞粒径 70~140 目；主加砂支撑剂 40~70 目、尾追 30~50 目陶粒。按改造液量 900m³，最高支撑剂浓度 340kg/m³，支撑剂砂量 50m³左右。

③暂堵剂：主体采用 1~5mm 颗粒+5~10mm 颗粒

统计库车山前采用 1~5mm 颗粒+5~10mm 颗粒暂堵 8 井次应用，平均暂堵升压 10.3MPa。克深 31 区块 K1bs 组储层温度近 180℃，为了兼顾暂堵剂承压能力及改造后暂堵剂彻底降解，暂堵材料选用中温系列材料（110~120℃）的 1~5mm 颗粒+5~10mm 颗粒进行复合暂堵。

（3）施工参数设计

单级压裂或酸压规模 600m³ 左右，总改造规模 1200m³ 左右，砂量 50~70m³。若采取酸压或加砂压裂施工，估计延伸压力梯度 0.019MPa/m 左右，在排量 4.0~4.5m³/min 下，预测井口施工压力 111~121MPa；若酸化施工，主体酸用酸强度 1.0~3.0m³/m，施工排量 1.0~2.5m³/min，规模 200m³ 左右，施工压力控制在 90MPa 以下。

表 3.4-7 压裂/酸压施工井口压力预测

项目	排量（m ³ /min）						延伸压力梯度
	2.5	3.0	4.0	4.5	5.0	5.5	（MPa/m）
井口压力（MPa）	79.4	86.3	103.1	112.9	123.6	135.2	0.018
	87.4	94.3	111.1	120.9	131.6	143.2	0.019
	95.4	102.3	119.1	128.9	139.6	151.2	0.020
	103.4	110.3	127.1	136.9	147.6	159.2	0.021
	111.4	118.3	135.1	144.9	155.6	167.2	0.022
总摩阻（MPa）	17.8	24.7	41.5	51.3	62.0	73.6	/

3.4.1.3.4 站场工程

(1) 采气井场

①主要设备

拟建工程新建 3 座采气井场。各井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见下表。

表 3.4-8 井场工程主要设备设施一览表

序号		内容	单位	数量
1	单座井场	采气树	座	1
2		甲醇加注撬（单罐单泵）	座	1
3		高级孔板阀计量（CLass900 DN100）	套	1
4		放喷池	座	1
5		放空系统	套	1
6		RTU 扩容系统	套	1
7		可燃气体探测器	台	4
8		温度变送器	台	2
9		压力变送器	台	2
10		声光报警器	台	1
11		隔膜压力表	台	2
12		视频监控系统	套	1
13		以太网监控系统	套	1
14		配电箱（柜）	面	3

②平面布置

拟建井场均为无人值守井。主要设置有井口区、工艺装置区、焚烧池、橇装设备间。将井口区布置于井口；工艺装置区布置在采气树一侧；橇装设备间布置在井场入口一侧，便于巡检人员进场巡检；项目不设置放空火炬，焚烧池布置在钻井时已建的放喷池处，用于非正常工况放喷，距井场间距不小于 60m。

在克深 3102 井设置 1 套 100L/h 甲醇加注撬、在克深 3104 井和克深 3105 井均设置 1 套 50L/h 的甲醇加注撬 1 套用于防止水合物形成，站场不设置甲醇储罐，需要时拉运至站场输入甲醇撬中加注灌（5t）内。

井场平面布置具体见图 3.4-4。

图 3.4-4 井场运营期平面布置示意图

(2) 242 清管站

本工程拟站内改建 242 清管站，清管站坐标为东经 ， 北纬 。242 清管站归属于“克深 1 区块克深 24 井区集气干线完善工程”，《关于对克深 1 区块克深 24 井区集气干线完善工程环境影响报告表的批复》于 2019 年 5 月 5 日通过新疆维吾尔自治区生态环境厅审批（新环审〔2019〕283 号），2020 年 9 月完成企业自主验收。根据相关设计资料，242 清管站流向为通过已建联络线（DN250L360Q）经克深 17 支线阀室输往 242 分水站（现运行压力 12.7MPa），设计压力 16MPa，设计输送量 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本工程拟在现有 242 清管站内新增 2 套阀组。

(2) 劳动定员和建设周期

项目采气井及管线建设期劳动定员为 20 人，井场及管线平均建设周期 30d。项目井场均不设人员值守，操作人员内部调配，年生产 365 天。

3.4.1.3.5 油气集输工程

(1) 整体管线走向

本项目部署新井 3 口（克深 3102 井、克深 3105 井、克深 3104 井）。克深 3105 井位于克深 31 井东侧，采出气经新建 2.3km 集输管线至克深 31 井，利用现有克深 31 井管线输送至克深 242 清管站，克深 3102、克深 3104 分别新建集输管线至克深 242 清管站，管线长度分别为 3.33km 和 2.22km。拟建工程新建集输管线总长度 7.85km，管线工程主要设备设施详见下表。

表 3.4-9 项目各集输管线情况一览表

管道名称	起止点	起点坐标		终点坐标		设计压力	设计系数	规格	长度	材质
		经度	纬度	经度	纬度					
克深 3102 井采气管道	克深 3102 井至克深 242 清管站					16MPa	0.72	DN80	3.33km	22Cr
克深 3105 井采气管道	克深 3105 井至克深 31 井					16MPa	0.72	DN80	2.3km	22Cr
克深 3104 井采气管道	克深 3104 井至克深 242 清管站					16MPa	0.72	DN80	2.22km	22Cr

(2) 依托现有克深 31 井管线输送至克深 242 清管站管线可行性

克深 3105 井位于克深 31 井东侧，采出气经新建 2.3km 集输管线至克深 31 井，利用现有克深 31 井管线输送至克深 242 清管站，根据设计文件估算，本项目实施后克深 31 井至克深 242 清管站管线运行情况如下。

表 3.4-10 克深 31 井至克深 242 清管站管线情况一览表

管段	起点	终点	管径	气量	长度	起点压力	末点压力	流速
				10 ⁴ m ³ /d	km			
已建克深 31 井采气管道	克深 31 井	克深 242 清管站	DN100	50	3.6	13.01	12.02	4.9~5.2

从上表中可以看出，克深 3105 井接入已建克深 31 井后，克深 3105 井的回压 13.01MPa，回压未超过安全阀定压（15.2MPa），依托可行。

(3) 运营期油气开采、集运原辅材料用量

项目运营期使用原辅材料主要为甲醇加注撬使用的甲醇、井下修井作业用水等，项目运营期原辅材料用量如下：

表 3.4-11 项目运营期原辅材料用量一览表

序号	材料	形态	用量	备注
1	甲醇	液态，罐装	1752m ³	甲醇加注
2	水	液态，罐装	114m ³	修井
3	电	/	61.32×10 ⁴ kWh/a	/

注：克深 3102 井设置 1 套 100L/h 的甲醇加注撬，克深 3104 井、克深 3105 井分别设置 1 套 50L/h 的甲醇加注撬 1 套，甲醇最大加注量为 200L/h，本次评价甲醇用量根据加注撬最大加注量，按 365 天、24 小时计算，实际生产过程根据温度、采出物含水量确定实际加注量。

3.4.1.3.6 公用工程

项目公用工程包括给排水、供热、供配电、自控、通信、防腐保温等。

(1) 给排水

①施工期

给水：施工期用水主要分为施工钻井期用水及采气井场、集输管线地面工程施工期用水，各施工期均包括生产及生活用水。施工用水和生活用水均由水罐车拉运至施工区和生活区。

施工钻井期生产用水主要为钻井泥浆、固井水泥浆配制用水等，钻井生产用水量共计 12947.3m³；拟建新井 3 口，平均单井钻完井周期 256 天，井场常驻施工人员按 50 人计算，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井工程的生活污用水量约为 1536m³；项目 3 口井场及对应集输管线地面工程，项目施工人数约 20 人，施工天数约 30d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则地面工程施工期生活用水量约为 72m³；管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，单井管道试压用水量为 40m³。

排水：项目废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水、生活污水。本次评价钻井废水根据《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产污系数表，普通气井（≥4km 进尺）产污系数 52.64t/100m 进行估算，本项目 3 口钻井总进尺 24596m，则钻井废水产生量为 12947.3m³，钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至下一工程使用；

储层改造可能采取酸化或酸压工艺、大规模酸压或加砂压裂改造工艺，本次评价酸化压裂返排液根据《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产污系数表中酸化压裂返排液最大系数 263.98m³/井进行估算，本项目钻井 3 口，则酸化压裂返排废液产生量 791.94m³，酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理；管道试压废水按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 39.2m³，用于场地洒水抑尘。生活污水主要为盥洗废水，施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 1286.4m³，生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理。

表 3.4-12 项目给排水水量平衡表 单位：m³

用水工序	总用水量	用新鲜水量	用循环水量	原料带入量	损耗水量	综合利用或委托处理量
钻井用水	12947.3	647.4	12299.9	0	607.4	40
管道试压用水	120	40	80	0	0.8	39.2
钻井职工生活用水	1536	1536	0	0	307.2	1228.8
地面工程职工生活用水	72	72	0	0	14.4	57.6
压裂返排废液	0	0	0	791.94	0	791.94
合计	14675.3	2295.4	12379.9	791.94	929.8	2117.54

②运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，无生活污水产生。项目运营期生产废水主要为采出水、井下作业废水。

根据开发方案预测，井场开采前期不含采出水，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，项目采出水最大产生量为 353.03m³/d。采出水进入克深天然气处理厂气田水处理装置处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层。

井下作业主要包括维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。井下作业废水产生量按 76.0t/井次计，井下作业按每 2 年 1 次计，则单井井下作业废水产生量为 38t/a。项目共部署 3 口采气井，则每年产生井下作业废水 114t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送克拉苏钻试修环保站处理。

(2) 供热

项目施工期、运营期无需供暖。

（3）供配电

3 座井场均由已建克深 242 清管站 T 接 10kV 电力线路至各井场，线路总共 8km。在各新建采气井场均设置 1 套 8kVA、后备时间 2h 的单机在线式 UPS。

（4）自控

各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电）。

（5）通信

井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像机，不设人/机界面设备。新建工艺站场内设置 2 套 HD-IP 数字网络高清摄像前端用于对现场工艺装置区、井口区以及周界区域的远程实时视频监控，各工艺站场设置 1 套网管型模块化百兆二层交换机（2 光 4 电），光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与新建电力线路同杆架空敷设。

（6）道路

新建巡检道路共 4.3km，路基宽度 4.5 米，路面采用砂石路面。

（7）防腐保温

采气管道直管采用三层 PE 常温型普通级防腐层。井场埋地原料气管道推荐采用与线路管道相同的三层 PE 常温型普通级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。井场埋地放空管道推荐采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层（干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层（防腐层厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ ）。出入地面管道防腐层/防腐保温层宜采用埋地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。

3.4.1.3.7 工程占地及土石方

（1）工程占地

本项目新增永久占地面积 2.863hm²，临时占地面积 15.107hm²，占地类型主要为耕地、林地和裸土地。其中林地、草地占用主要为克深 3102 井至克深 242 清管站管线占用，穿越耕地管线长度 1.305km，穿越林地长度 0.209km，穿越林地主要为耕地间隔零散分布的林地。项目占地组成见下表。

表 3.4-13 项目新增永久占地和新增临时占地组成表（单位：hm²）

序号	工程内容	新增占地面积		新增占地土地利用类型		备注
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	
1	新建井场	0.420	4.445	裸土地、耕地	裸土地、耕地	新建井场共计 3 座；单座井场永久占地为 1399m ² ；钻井期井场总占地面积为 100m×140m，放喷池占地面积 2×24m×17m
2	新建集输管道	0	6.657	/	占用林地 0.126，占用耕地（基本农田）0.783，占用裸土地 5.748	一般区域作业带宽度 8m，穿越耕地、林地区域作业带宽度 6m，
3	电力工程	0.508	3.365	裸土地	裸土地	作业带宽度 8m
4	巡检道路	1.935	0	裸土地	裸土地	新建巡检道路 4.3km
5	施工营地	/	0.640		裸土地	新建施工营地
合计		2.863	15.107			

（2）工程土石方平衡

项目管线工程施工期间将动用一定量的土方。按照经济优化的原则，管沟填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到开挖土料利用量和建筑工程量的平衡，减少弃土工程量。在管道沟槽开挖时，开挖出的渣土堆放沟槽边 1m 处，熟土（表层土）和生土（下层土）分开堆放。管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。

根据本项目管线工程设计资料，项目共开挖土方 8.26 万 m³、回填土方 8.10 万 m³，剩余土方用于施工作业带平整，不外运。项目土石方见下表。

表 3.4-14 土石方平衡一览表

单位: 万 m³

工程分区	挖方	填方	剩余量	处理方式
井场	0.43	0.43	0	根据地势, 移挖作填
单井集输管线工程	3.49	3.32	0.17	剩余土方用于施工作业带平整, 不外运
巡检道路	3.43	3.44	-0.01	
电力工程	0.76	0.76	0	/
施工营地	0.15	0.15	0	/
合计	8.26	8.10	0.16	/

3.4.1.3.8 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期: 施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖措施; 焊接废气无组织排放; 测试放喷废气采取科学测算放喷时间, 减少天然气点火放空造成的环境污染; 柴油发电机为备用, 施工过程加强电网检修, 保证电网供应, 燃用合格燃料, 减少尾气排放; 选择符合排放标准的施工机械和燃料, 加强车辆及机械设备维护保养, 减少尾气排放。

运营期: 采用密闭集输工艺, 井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌, 加强密闭管道、阀门检修和维护。

退役期: 采取洒水抑尘措施。

(2) 废水处理工程

施工期: 生活污水排入井场撬装设施暂存, 就近拉运至生活污水处理装置处理; 管线试压废水循环使用后用作业地洒水抑尘; 钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离, 分离后的液体回用于现场钻井液配备, 完井后运至下一工程使用; 酸化压裂返排液在井场中和后收集罐内暂存, 送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

运营期: 采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层; 井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 噪声防治工程

选用低噪声设备, 基础减振, 临近居民区施工时设置不低于 2 米高临时声屏障, 合理安排作业时间

(4) 固体废物收集及处理处置工程

施工期：①剩余土方用于施工作业带平整，不外运；②生活垃圾集中收集后，拉运至拜城县生活垃圾填埋场处理；③施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理；④钻井泥浆、钻井岩屑：泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理；⑤废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物：含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置；⑥其他废包装收集后外售废品回收站。

运营期：落地油、废防渗材料，专用桶收集暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。

退役期：废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。废弃建筑垃圾收集后拉运至克深地区天然固废填埋场处理，废防渗材料收集后送有资质的单位处理。

3.4.1.4 主要指标

利用老井1口，新井3口。试采产气规模 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， $2.64 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，预测期末累产气 $24.59 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产水 $77.1 \times 10^4 \text{t}$ 。拟建工程主要技术经济指标见表3.3-15。

表 3.4-15 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	总井数	口	4
2		新钻采气井	口	3
3		利用老井	口	1
4		新建集输管线	km	7.85
5		产气规模	10 ⁴ m ³ /d	80
6		钻井深度	m	8266、8150、8180
7	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	61.32
8		钻井工程耗水量	m ³	2295.4
9	综合指标	总投资	万元	46138
10		环保投资	万元	845
11		新增永久占地面积	hm ²	2.863
12		临时占地面积	hm ²	15.107
13		劳动定员	人	不新增
14		工作制度	h	8760

3.4.2 工艺流程及排污节点分析

3.4.2.1 施工期工艺流程及排污节点分析

施工期建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、站场工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

（1）钻前工程

钻前工程包括场地平整、清理，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等为钻井工程做准备的施工活动。首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化。

钻前工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2；废水主要为生活污水 W1；噪声为施工机械噪声 N；固体废物为井场开挖产生的施工土方 S1、生活垃圾 S3。

（2）钻井工程

项目使用的钻机为电钻机，由电网供电，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，形成井眼，并使用钻井液将切削岩屑不断带出井眼，以保证持续钻进，直至目的层的过程。

钻井采用常规旋转钻井工艺，项目使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用备用电源柴油发电机供电。

钻井液体系如下为一开：膨润土~聚合物体系（ $1.05\sim 1.15\text{g/cm}^3$ ）；二开：聚合物（ $1.15\sim 1.40\text{g/cm}^3$ ）、KCl 聚磺体系（ $1.30\sim 1.80\text{g/cm}^3$ ）；三开：KCl 聚磺体系（ $1.70\sim 1.95\text{g/cm}^3$ ）；四开：油基钻井液体系（ $2.30\sim 2.50\text{g/cm}^3$ ）；五开：油基钻井液体系（ $1.66\sim 1.86\text{g/cm}^3$ ）。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。直井存在 4 个必封点，主体采用五开结构。

测井是利用专用仪器设备测量岩层的电化学特性、导电特性、声学特性、放射性等地球物理特性，以获取岩层的孔隙度、渗透率以及含油气情况等地层信息。根据地质需要，选用适合的测井项目对钻开地层进行电测，最终根据电测曲线了解地层的特征及地层含气情况。本项目测井采用电测。

钻井工程主要废气为施工机械尾气 G2、柴油发电机燃油废气 G3；废水主要为生活污水 W1、钻井废水 W2；噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声 N；固体废物为钻井期间产生的膨润土泥浆岩屑 S2、磺化泥浆岩屑 S4、油基泥浆岩屑 S7、废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物 S5、其他废包装 S8、生活垃圾 S3。

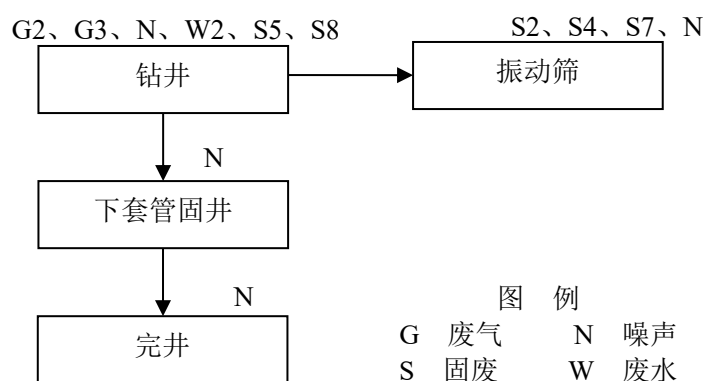


图 3.4-5 钻井工程工艺流程及排污节点图

(3) 储层改造工程

①测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有缝洞，则不需进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入原油罐，采出气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

②酸化压裂

克深 31 区块已开采井较少，井下资料不全，设计阶段未确定具体改造方式，实际钻井中根据库车山前改造工艺优选准则，确定改造工艺：（1）若储层为 I 类储层则推荐采用酸化或酸压工艺；（2）若储层表现为 II 类或 III 类储层，则推荐大规模酸压或加砂压裂改造工艺。

区域酸化压裂作业时，按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，压裂液由施工单位在现场自行配制。压裂液配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

储层改造工程主要污染物为测试放喷废气 G4；废酸化压裂液 W4、废机油/含油废物/废烧碱包装袋等危险废物 S5、其他废包装 S8、生活垃圾 S3。

(4) 站场工程

拟建工程老井依托现有站场，不进行地面站场的建设，本项目新建采气井场 3 座，施工期内容主要为钻井井场清理和采气井场设备安装及站场内管线连接。首先对场地进行清理、平整，将采气设备及阀组拉运至场地，进行安装调试；同时进行站内建筑物建设。施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

站场工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2、焊接废气 G5；废水主要为生活污水 W1；噪声污染源为施工机械产生的噪声 N；固体废物主要为开挖产生的土方 S1、施工废料 S6、生活垃圾 S3。

站场工程建设过程工艺流程及产污环节见图 3.4-6 所示。

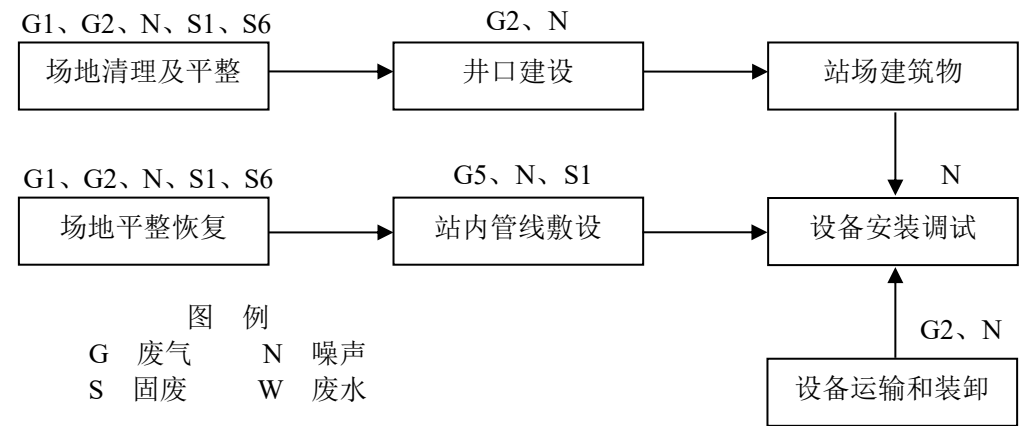


图 3.4-6 站场工程建设过程工艺流程及排污节点图

(5) 油气集输工程

拟建工程现有井（克深 31）依托现有集输管线，本次新建单井集油管线 7.85km。

项目管线工程均采用地埋式敷设，主要施工内容施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

①施工前土地平整

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带（穿越基本农田和林地区域 6m）并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

②管沟开挖及下管

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。本项目集输管线涉及基本农田，穿越基本农田管线长度约为 1.305km，穿越段大于 1km，不适宜使用顶管方式，因此本项目拟采用大开挖方式进行管线埋设，集输管线埋设应选择农闲时段，并严格控制施工区作业带宽度（小于 6 米）和填埋深度（不小于 2 米），采取管沟分层开挖、分层回填等措施。

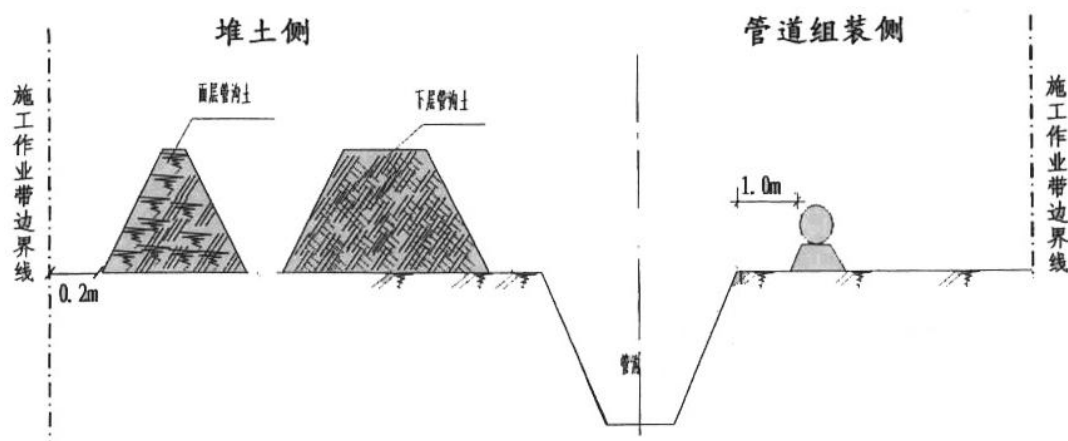


图 3.4-7 施工作业带断面布置图

③穿越工程

拟建工程管线穿越现有道路 5 处，采用顶管方式穿越，管道采用有套管穿越公路，穿越管道与被穿越公路的夹角宜为 90°，在特殊情况下，不宜小于 30°。防护长度应满足公路用地范围外 3m 的要求。输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路顶面路面以下 1.2m，公路边沟底面以下 1.0m。为节省投资，加

快施工进度，沟渠和碎石路穿越时（12 处）采取开挖直埋施工，并在管线两侧设置警示带。施工完毕后做好地面恢复。

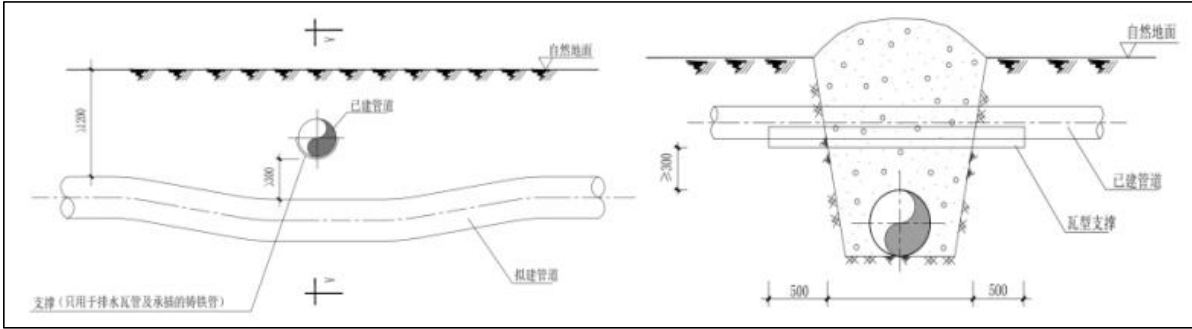


图 3.4-8 管线与已建管线穿越示意图

④管道连接与试压

本次工程新建的采气管道选用 22Cr 双相不锈钢，钢质管道采用人工焊接。管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应。管道在连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm 范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。

连接完成后对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接废气、试压清管废水及设备噪声。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采气树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

⑥收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。

管线连接成功并试压合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原挖方进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，维护工程中因不慎破坏的道路设施，保证道路及施工现场整洁。同时定时定员清扫施工现场周围环境，及时恢复地貌。

该工序废气污染源为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2、焊接废气 G5；废水污染源主要为生活污水 W1、管线试压废水 W3；噪声污染源为施工机械产生的噪声 N；固体废物为管沟开挖产生的土方 S1、施工废料 S6、生活垃圾 S3。

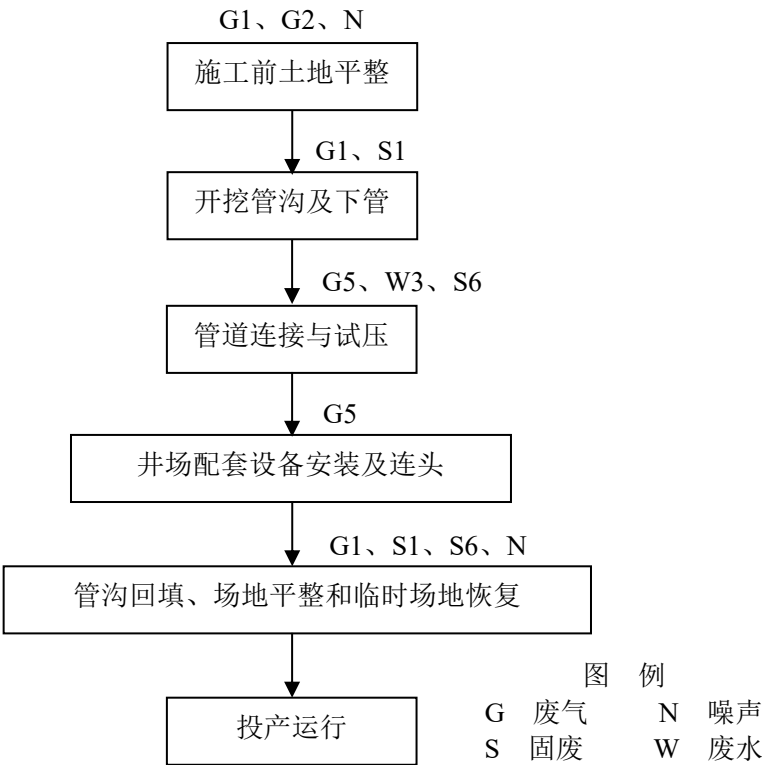


图 3.4-9 管线施工期工艺流程及排污节点图

项目施工期排污节点详见下表。

表 3.4-16 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别		污染源	主要污 染物	排放 方式	环境影响减缓措施	排放 去向
废气	G1	施工扬尘	粉尘	间断	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	环境 空气
	G2	施工机械和车 辆尾气	烃类、CO、 NO ₂ 、SO ₂	间断	选择符合排放标准的施工机械 和燃料，加强车辆及机械设备维 护保养，减少尾气排放	环境 空气
	G3	柴油发电机燃	烃类、CO、	间断	柴油发电机为备用，施工过程加	环境

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
		油废气	NO ₂ 、SO ₂		强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料	空气
	G4	测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	间断	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染	环境空气
	G5	焊接废气	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气
废水	W1	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	生活污水排入生活污水池，就近拉运至生活污水处理装置处理	不外排
	W2	钻井废水	SS、COD、石油类	间断	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。	不外排
	W3	管道试压废水	SS	间断	循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
	W4	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	间断	在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。	不外排
固体废物	S2	膨润土泥浆岩屑	泥浆岩屑	间断	泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，	妥善处置
	S4	磺化泥浆岩屑	泥浆岩屑	间断		妥善处置
	S7	油基泥浆岩屑	泥浆岩屑	间断		妥善处置

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
					拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理	
	S1	施工土方	施工土方	间断	用于施工作业带平整，不外运。	妥善处置
	S3	生活垃圾	生活垃圾	间断	在垃圾收集箱暂存，定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋	妥善处置
	S5	废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物	废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物	间断	暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置。	妥善处置
	S6	管道焊接及管道吹扫产生的废渣	施工废料	间断	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理	妥善处置
	S8	其他废包装	其他废包装	间断	收集后外售废品回收站	妥善处置
噪声	N	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	选用低噪声设备，基础减振，临近居民区施工时设置不低于2米高临时声屏障，合理安排作业时	声环境

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
					间。	
生态	/	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	见“6.5.2 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.4.2.2 运营期工艺流程及排污节点分析

(1) 采气工程

项目采用自喷采气方式，井场采气树设有地面安全截断阀，在压力超高或超低时可自动截断，具备远传接口，可实现远程关井。

井场采用两级节流工艺，两级节流采用采气树自带节流阀。井口天然气经采气树自带节流阀节流、再经孔板流量计计量后通过新建采气管道接入下游已建集输系统。二级节流阀后管道上设置弹簧全启式安全阀，保证在关井失败的情况下能起跳放空，确保生产安全，放空量按井场全量放空设计。同时设焚烧池 1 座。

根据《塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目地面工程指标预测报告》对各单井的预测配产量、井口压力及温度，结合克深 31 区块各井场的介质组分及物性，经分析计算，克深 3102 井在 2025 年~2026 年、克深 3104 井在 2025 年~2030 年、克深 3105 井在 2025 年~2032 年，已建克深 31 井在 2025 年~2030 年在节流过程中有形成水合物的风险，需考虑防冻措施。

为防止节流过程中形成水合物而造成管道冻堵，在靠近二级节流阀后出口的管道上设置注醇口，注入甲醇随采出气进入克深。克深 3102 井设置 1 套 100L/h 的甲醇加注橇，克深 3104 井、克深 3105 井分别设置 1 套 50L/h 的甲醇加注橇 1 套，该橇由厂家成套提供。根据设计资料，甲醇加注装置为全年 24 小时运行。

井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至处理厂集中监控。

(2) 集输工程

项目实施后，克深 3102 井、克深 3104 井采出气直接进入克深 242 清管站，克深 3105 井采出气输送至克深 31 井，通过克深 31 井现有管线进入克深 242 清管站，最终进入克深天然气处理厂。集输过程废气主要为井场、站场逸散的无组

织废气，主要为非甲烷总烃、甲醇。集输过程管道密闭输送，无废水、噪声、固体废物产生。

(3) 修井工程

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，从而导致无法正常采气。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内，修井过程会产生落地油和井下作业废水。

运营期主要污染物中废气污染源主要为井场、站场无组织废气 G1；废水污染源主要为采出水 W1 和井下作业废水 W2；噪声污染源主要为采气树、加注泵等设备运行产生的噪声 N，采取基础减振的降噪措施。固废污染物为落地油 S1 和废防渗材料 S2，项目运营期无储油罐等设施，运营期无清罐底泥、废润滑油产生，项目运营期单井集输管线不进行清管作业，无清管废渣产生。

落地油主要是井场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致凝析油散落于地面形成的油土混合物以及井下作业油品溅溢产生的油土混合物，主要含有矿物油等；废防渗材料为更换防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。落地油、废防渗材料均属于危险废物，收集后委托有资质单位进行接收处置。

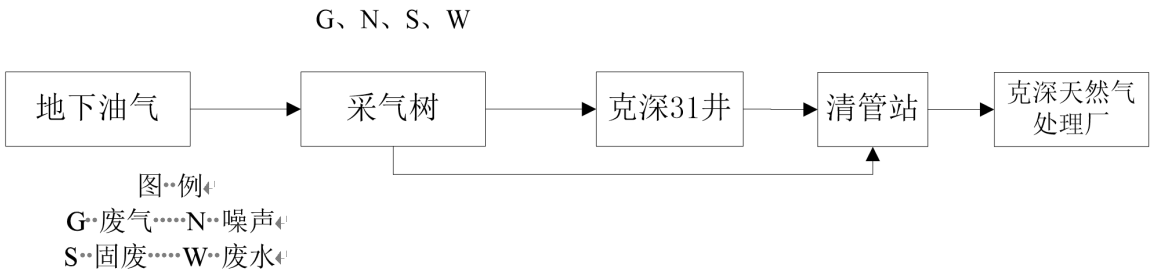


图 3.4-10 集输工艺流程及排污节点图

表 3.4-17 油气田开发工程污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	井场、站场无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	连续	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为井场、站场逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃、甲醇。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护
废水	W1	采出水	石油类、SS、COD	连续	通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W2	井下作业废水	石油类、SS、COD	间歇	送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N	采气树、甲醇加注泵	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S1	油气开采、管道集输、井下作业	落地油	间歇	专用桶收集交由有危废处置资质的单位处置
	S2	修井作业	废防渗材料	间歇	

3.4.2.3 退役期工艺流程及排污节点分析

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗井筒，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

退役期废气污染源为施工扬尘 G1；噪声污染源为车辆噪声 N；固废污染源为废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、废防渗材料 S3。

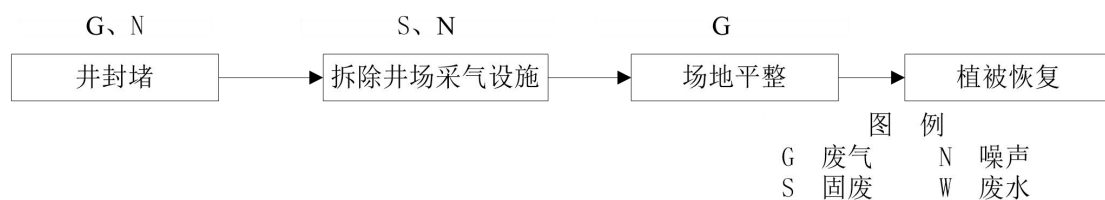


图 3.4-11 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
噪声	N	车辆噪声	Leq	间歇	加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。
固废	S1	废弃管线	废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵。
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	收集后拉运至克深地区天然固废填埋场处理。
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	收集后有危废处置资质单位接收处置。

项目主要环境影响因素见表 3.4-19。

表 3.4-19 油气田开发工程主要环境影响因素一览表

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
施工期	施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、施工机械和车辆尾气	生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水	剩余土方、施工废料、泥浆岩屑、废机油、含油废物、废烧碱包装袋、其他废包装、水泥基础、施工废料、生活垃圾	设备噪声	植被破坏 水土流失
运营期	井场、站场无组织废气	采出水、井下作业废水	落地油、废防渗材料	设备噪声	--
退役期	施工扬尘	--	废弃管线、建筑垃圾、废弃防渗材料等含油废物	车辆噪声	--

3.4.3 工程主要污染源及防治措施

3.4.3.1 施工期污染源及防治措施

(1) 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械/车辆尾气。

①施工扬尘

施工期的主要废气来源于各施工作业场施工扬尘。

A、施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验，施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为耕地、裸土地，在开挖管沟过程中会产生砂石料，在管道未入管沟前将砂石料堆存在管沟一侧。砂石料堆存过程中在大风天气下的起尘，平整土地等路基施工过程产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

C、工程开挖土石方将破坏原有植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成管道沿线及其附近环境空气的 TSP 浓度增高。

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

- a.施工土方及表土临时堆存于管道两侧，分层堆放，并设置遮盖，不准乱倒。
- b.施工现场出现四级及以上的大风天气时禁止进行土方施工。清运余土和建筑垃圾时，要捆扎封闭严密，防止遗洒飞扬。
- c.对裸露干燥的地面定期洒水，抑制施工过程扬尘量。
- d.施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施同时管线采取“分层开发、分层堆放和分层回填”，各段施工工期较短，项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响可接受且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

②测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d。

③焊接废气

本次工程新建的采气管道选用 22Cr 双相不锈钢管，管线连接过程中会产生一定量的焊接废气，污染物主要为颗粒物。焊接废气污染源具有间歇性和流动性，项目所在区域为开阔地带，利于焊接废气的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。

④施工机械及运输车辆排放的废气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，尾气中的主要污染物为烃类、CO、NO₂、SO₂等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

⑤备用柴油发电机烟气

柴油发电机运行过程会产生燃料燃烧废气，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO₂、SO₂等。本项目钻井用电作为能源，通过电网供电，柴油发电机仅用作备用能源。要求施工单位使用满足国家标准的柴油，定期对备用柴油发电机排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及其修改单中的标准要求。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(2) 废水

项目施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水。

①生活污水

拟建新井 3 口，平均单井钻井周期 256 天，井场常驻施工人员按 50 人计算，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井工程的生活污用水量约为 1536m³；项目 3 口井场及对应集输管线地面工程，项目施工人数约 20 人，施工天数约 30d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量

按 40L/d·人计，则地面工程施工期生活用水量约为 72m³；工程总生活用水量为 1608m³，施工期生活污水产生量按用水量 80%计，项目生活污水产生量约为 1286.4m³，生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用水量为 40m³，管道试压废水循环使用，在最后一条管线试压完毕后集中收集，试压操作过程中按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 39.2m³，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

③钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。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产污系数表，普通气井（≥4km 进尺）产污系数 52.64t/100m 进行估算。本项目 3 口钻井总进尺 24596m，则钻井废水产生量为 12947.3m³。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。

④酸化压裂返排废液

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，单个井场产生的酸化压裂废水 263.98m³，本项目钻井 3 口，则酸化压裂返排废液产生量 791.94m³。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出厂进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、挖掘机、吊机等，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。根据《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），施工期主要噪声源及其源强详见下表。

表 3.4-20 施工期主要施工设备噪声源源强

项目		设备名称	声功率级 dB(A)
井场工程	钻井工程	柴油发电机	100
		钻机	95
		振动筛	100
		泥浆泵	100
	钻前工程	装载机	95
		挖掘机	95
		吊装机	90
		推土机	95
管线工程		挖掘机	95
		吊装机	90
		推土机	95

(4) 固废

施工期固体废物主要为剩余土方、钻井岩屑、泥浆、废机油和含油废物、废烧碱包装袋、其他废包装、施工废料和施工人员生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建集输管线全长 7.85km，则施工废料产生量约为 1.74t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运克深地区天然固废填埋场进行处置。

②剩余土方

拟建工程项目共开挖土方 8.26 万 m³，回填土方 8.10 万 m³，剩余土方用于施工作业带平整，不外运。管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

③生活垃圾

生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计。拟建新井 3 口，平均单井完井周期 256 天，常驻井场人员按 50 人计算，生活垃圾产生量约 19.2t。项目 3 口采气井场地面工程，项目施工人数约 20 人，施工天数约 30d，生活垃圾产生量约 0.9t。施工期总生活垃圾产生量为 20.1t，生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

④钻井岩屑

钻井过程中,岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑,并经泥浆携带至地面,进入不落地处理系统。本工程钻井岩屑可用下式计算:

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

式中: W—钻井岩屑排放量, m³;

D—井的直径, m;

h—井深, m;

d—岩屑膨胀系数, 油基岩屑膨胀系数取 1.6, 其余岩屑膨胀系数取 2.2。

⑤钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加, 其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式:

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2 h+18(\frac{h-1000}{500})+116$$

式中: V—排到地面上的泥浆量 (m³);

D—井眼的平均直径 (m);

h—井深 (m);

表 3.4-21 单井泥浆、岩屑产生情况一览表

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m ³	岩屑量 m ³	钻井液体系
一开	0~200	660.4	121.5	150.7	膨润土-聚合物
二开	上部	200~2500	444.5	341.3	膨润土-聚合物
	下部	2500~4500	444.5	307.2	聚磺
三开	4500~7387	333.4	310.0	554.5	聚磺
四开	7387~7963	241.3	113.9	42.1	油基
五开	7963~8118	168.3	87.3	5.5	油基
合计			1281.1	2220.9	/

泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离, 液相进入泥浆罐循环使用, 不外排; 膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求、石油烃满足《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 2 第二类用地筛选值(石油烃≤4500mg/kg, 含油率<0.45%)相关要求后, 用于铺垫油区内的井场、道路等; 水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后, 拉

运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。

⑥其他废包装

收集后外售废品回收站。

⑦废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物

A 废机油

废机油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2021年版），废机油属于危险废物（HW08）（900-214-08），单口井产生量约为0.5t，3口井产生的废机油为1.5t，集中收集后暂存于危废暂存间密封铁桶内，委托有资质单位处置。

B 含油废物

钻井过程中会产生含油废物（机油桶、含油抹布、劳保用品，废防渗膜、沾油土壤），属于危险废物HW08废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），每口井每次产生含油废物约0.05t，3口井产生的含油废物为0.15t，集中收集后暂存于危废暂存间，委托有资质单位处置。

C 废烧碱包装袋

钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，烧碱的废弃包装袋属于HW49其他废物（900-047-49）；产生的废烧碱包装袋为0.3t，在危废暂存间暂存，定期由有资质单位处理。

表 3.4-22 施工期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要 成分	有害 成分	危险 特性	措施
废机油	HW08 废矿物油与	900-214-08	1.5	设备维护	液态	油类 物质	油类 物质	T, I	委托 有资质 单位
含油废	含矿物油废	900-249-08	0.15	钻井作业	固态	油类物质	油类	T, I	

物	物						物质		处理
废烧碱 包装袋	HW49 其他 废物	900-047-49	0.3	井下作业	固态	化学品	化学品	T, I	

(5) 生态环境

项目施工期进行管沟开挖和回填，会破坏土壤原有结构，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度和物理性质。车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响，同时会对植被和野生动物产生影响，因此需要采取一定的生态恢复措施。

①在开挖地表、平整土地时，对表土进行单独堆放，并采取编织袋挡土墙临时拦挡；对施工中产生的临时堆土采取编织袋挡土墙临时拦挡。施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被，对临时占地进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质。

②凡涉及破坏地表植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），避免植被破口形成后自然向外扩展。

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

④建设单位应严格按照环保有关要求，对井场开挖造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

3.4.3.2 运营期污染源及防治措施

(1) 废气

①无组织挥发废气

本项目主要工程为井场部署及集输管线工程，运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中不含硫化氢，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃、甲醇。

本项目运营过程中、站场无组织废气主要从阀门、接口等节点逸散。根据《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）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》，采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n (A \times EF \times t_i)$$

式中， $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF——排放系数，kg/h/排放源；

t_i——密封点 i 年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（EF）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数。

表 3.4-23 设备动静密封点排污系数一览表

序号	设备类型	排放速率（kg/h/排放源）
1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.030
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
6	法兰	0.085

根据设计单位提供数据，各动静密封点数量、项目无组织废气非甲烷总烃（不含甲醇加注撬排放甲醇）排放情况详见下表。

表 3.4-24 项目无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	项目	设备类型	数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h/a)	年排放量 (t/a)
1	井场	阀门	11	0.064	0.0021	8760	0.018
2		法兰	22	0.085	0.0056	8760	0.049
3		小计	/	/	0.0077	8760	0.067
4		3 口井合计	/	/	/	/	0.201
5	242 清管 站	阀门	16	0.064	0.0031	8760	0.027
6		法兰	32	0.085	0.0082	8760	0.072
7		小计		/	0.0113	8760	0.099
8	克深 31 井	阀门	5	0.064	0.001	8760	0.009
9		法兰	10	0.085	0.0026	8760	0.023
10		小计	/	/	0.0036	8760	0.032
本项目合计					/	/	0.332

由上表可知，不考虑甲醇无组织排放情况，项目单井场无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0077kg/h，排放量为 0.067t/a，本项目实施后共新部署 3 口采气井场，则井场无组织排放的非甲烷总烃共计 0.201t/a；242 清管站扩建新增非甲

烷总烃排放速率为 0.0113kg/h，排放量为 0.099t/a；克深 31 井新增阀组新增非甲烷总烃排放速率为 0.0036kg/h，排放量为 0.032t/a。本工程无组织排放量为 0.332t/a。

本项目 3 座井场各设置 1 套甲醇注醇橇，根据设计资料 3 个加注橇均为全年运行，则采气期无组织排放的甲醇计算如下。

表 3.4-25 采气期甲醇排放系数、设备类型数量及污染物排放量

序号	项目	设备类型	数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h/a)	年排放量 (t/a)
1	井场甲醇	泵	1	0.074	0.0002	8760	0.002
2	加注橇	3 口井合计	/	/	/	/	0.006

由上表可知，采气期无组织排放甲醇排放量为 0.006t/a，单个井场排放速率 0.0002kg/h。

本项目新部署 3 座单井井场、改造克深 242 清管站、克深 31 井新增阀组，则非甲烷总烃共计 0.338t/a、其中甲醇 0.006t/a。

②非正常工况

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

井场非正常工况下天然气排入焚烧池燃烧，最大单井放空量以 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ($8333 \text{m}^3/\text{h}$) 计。

参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

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

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

Si—核算时段内火炬气中的硫含量 kg/m^3 ，本区块天然气不含硫化氢；

Qi—核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

ti—火炬运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

经核算，井场非正常工况单次燃烧废气中氮氧化物排放量约 449.982kg/h。

参照《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）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》附表 1 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表中天然气燃气锅炉产污系数 1.68kg/万 m³ 天然气，非甲烷总烃排放速率为 1.399kg/h。

本项目非正常排放见表 3.4-26。

表 3.4-26 非正常排放情况一览表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 (μg/m ³)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/min	年发生频次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	--	1.399	10	1 次
		氮氧化物	-	449.982		

本项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

（2）废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。

根据开发方案预测，井场开采前期不含采出水，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，项目采出水最大产生量为 353.03m³/d。采出水进入克深天然气处理厂气田水处理装置处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层。

井下作业主要包括气井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。井下作业废水产生量按 76.0t/井次计，井下作业按每 2 年 1 次计，则单井井下作业废水产生量为 38t/a。项目共部署 3 口采气井，则每年产生井下作业废水 114t。井下作业废水产生量少，产生时间集中，采用专用废水回收罐收集后送克拉苏钻试修环保站处理。产生情况见下表。

表 3.4-27 本项目运营期井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	污染物浓度(mg/L)	产生特点	治理措施
废水	W1	采出水	353.03 m ³ /d	0	石油类	100	连续	依托克深天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
					SS	500		

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污 染物	污染物浓 度(mg/L)	产生 特点	治理措施
	W2	井下作 业废水	114m ³ /a	0	石油类	200	间歇	克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
					SS	500		
					COD	1200		

(3) 运营期噪声

项目运营期主要为井场设备噪声，源强 85dB（A），通过基础减振、选用低噪声/低振动设备等措施后可实现厂界达标，且井场周边无敏感点。因此，项目运营不会对周围声环境产生影响。

(4) 运营期固废

①落地油

本工程运营期产生的固体废物主要产生于油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油，单井落地油产生量约 0.1t/a，3 口井落地油产生量约 0.3t/a，落地油属于危险废物 HW08 071-001-08。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程落地油 100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

②废防渗材料

工程运行期气井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 2 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 3 口气井共产生废弃防渗布约 1.5t，工程产生废弃防渗布最大量约 0.75t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的危险废物属性表见下表。

表 3.4-28 本工程危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油	HW08 废矿物油	071-001-08	0.3	油气开采、管道集输、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	委托有资质单位处理
废防渗材料	与含矿物油废物	900-249-08	0.75	井下修理	固态	油类物质	油类物质	T, I	

3.4.3.3 退役期污染源及防治措施

退役期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）以及《油气田开发生产井报废管理规范》（Q/SY 01036-2022）进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

（1）废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

①要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

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。

（2）废水

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

（3）噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

①加强运输车辆管理。

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。

（4）固废

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

①废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送克深地区天然固废填埋场处理。

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

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退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

（5）生态恢复措施

油田单井开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.4.4 清洁生产水平分析

项目隶属克拉采油气管理区管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产水平作出评价。

3.4.4.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

①评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。

本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

a 凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

b 凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

②权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；

另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-29。

表 3.4-29 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	<50	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	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	mg/L	5	≤10	0	5		
		COD	mg/L	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	本工程评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程				全密闭流程，并具有轻		10	10

			烃回收装置		
(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
		制订节能减排工作计划		5	3
(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	3
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	3
		老污染源限期治理项目完成情况		5	3

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中：

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot k_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出本项目清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—定性评价指标考核总分值。

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

表 3.4-30 石油和天然气开采行业清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P<90

计算得出：本工程综合评价指数得分 90.8 分，P≥90，属于清洁生产先进企业。清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.4.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

（2）做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

(5) 塔里木油田分公司设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此在今后的生产过程中，企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入自身管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.5 污染物排放统计

项目建成后运营期主要污染源及排放情况见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目运营期污染源排放汇总表

名称			排放量（t/a）
废气	VOCs	非甲烷总烃	0.338
		甲醇	0.006
废水	COD		0
	氨氮		0
固体废物			0

本项目利旧老井依托现有井场，新建井场均不涉及燃气加热炉，采出气输送至克深天然气处理厂处理，未超出克深天然气处理厂处理能力，不新增克深天然气处理厂颗粒物、SO₂、NO_x 排放量，因此本项目实施后不新增颗粒物、SO₂、NO_x。

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见下表。

表 3.5-2 项目完成后污染物排放“三本账”一览表（单位：t/a）

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	3.67	0.0002	2.75	24.61	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.338	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	3.67	0.0002	2.75	24.948	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	0.338	0	0

3.6 总量控制

3.6.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.6.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑拟建项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs，

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.6.3 总量控制建议指标

本项目在正常运行期间，采出水随天然气输送至克深天然气处理厂处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

综上所述，项目总量控制指标为 NO_x：0.000t/a，VOCs：0.338t/a，COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

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

拜城县地处天山南麓中段，东与库车毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 $1.91 \times 10^4 \text{km}^2$ 。

克深区块是克拉苏气田的四大区块之一，位于克拉苏气田的东侧，其东侧为克拉 2 气田，西侧为大北气田，区块东西长 37km，南北宽 6km，面积 157.972km^2 。克拉苏气田克深区块包括克深 2、克深 6、克深 8、克深 9、克深 10、克深 16 和克深 24 等区块。拟建工程地理位置见附图 1。

4.1.2 地质构造

拜城县地跨天山地槽褶皱系与塔里木地台两个大地构造单元。北部高山区属于天山地槽褶皱系，其余属于塔里木地台。

本项目位于塔里木地台最北边的四级构造单元—库车山前坳陷中西部。库车坳陷是一个以上古生界为基底的中新生代沉积坳陷，均为陆相沉积，形成了自下三叠统至第三系厚度近万米的陆相碎屑建造，其中下侏罗统为含煤建造，整个沉积所形成的地层经燕山期和喜马拉雅构造运动发生了强烈褶皱断裂。形成目前的构造格局。在拜城盆地北缘，区域构造线方向呈近东西向展布。北部因抬升遭受剥蚀，仅有部分保留。所保留部分总体为一向南倾斜的单斜构造，俗称北部单斜，并发育有一定数量的断裂构造。

4.1.3 地形地貌

克拉苏气田克深区块地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。地势总的特征是：西北高东南低，北部天山主干海拔 1500m 以上，终年积雪，中间是一个狭长的拜城盆地，形成广阔的绿洲，南部为东西向的却勒塔格山脉。地貌形成过程是以第三纪末开始的新构造运动的抬升作用及新期褶皱作用为主导，以自第四纪以来强烈的干燥剥蚀、冰川的雕刻，流水的侵蚀堆积，风的吹蚀等为改造营力，塑造成现今地形复杂、形态多样的地貌景观。根据地貌成因及形态类型可划分为丘陵区 and 冲洪积平原区。

侵蚀、剥蚀作用丘陵区：分布于气田区北部，海拔在 1400~1500m，水流侵蚀、风化剥蚀作用强烈，发育沟谷，多呈“U”型，切割深度一般 50~80m，最大不超过 100m。地形起伏较大，向南倾斜。该区东北部发育雅丹地形，风蚀土堆普遍分布，一般高 2~8m，最高可达 10m，长轴与风向基本一致，长几米至数十米不等，宽 2~10m，四壁陡立。

冲洪积平原：分布于气田区南部，冲洪积平原与丘陵区接触，向南倾斜，地形平坦开阔，纵坡 0.7%~1.2%，海拔高程 1200~1400m，地表植被较发育。气田区受地形地貌、地层岩性和气候特征的影响，发育河流及冲沟，纵贯低山丘陵区和平原区，由西向东依次为喀拉苏河、切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树艾肯沟，河（沟）岸陡坎发育，陡坎一般高 5~8m，连续延伸。

本工程位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带拜城断裂带上，拟建场地在地貌单元上属天山南麓冲洪积扇地貌。

4.1.4 水文地质

（1）地下水赋存条件

区域地处拜城盆地，拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系—新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。

拜城盆地海拔高程 1180~1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系—新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系—新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向断裂南部水位埋深急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80 多米。由喀布斯拉河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱—半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了本区地下水的形成、埋藏与分布。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系—新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散岩类沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

（2）地下水埋藏及分布规律

由于盆地内河流较多，木扎提河在本区内纵贯全区，受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响，将全区分成了三个水文地质单元，即西部木扎提河冲积洪积平原区、中部的克孜勒塔格前山平原区、东部克孜尔河下游冲洪积平原区。

①西部木扎提河冲积洪积平原区

大桥乡以西的木扎提河冲洪积平原区（包括老虎台洼地），组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层，厚度 150~400m。据钻孔资料，在老虎台洼地一带，含水层岩性为卵石粒径在 9~15cm，含水层岩性分选差，磨圆度中等，该区域地下水的埋深普遍较大，均在 50~100m。在察尔其乡一带，含水层主要是卵石、砾卵石层，卵石直径 6~8cm 或 10~20cm，最大可达 25~35cm，分选性差，其富水性在南北近山前要小于平原的中部，单位涌水量在南部的十六连是 2.54L/s·m（升/秒·米），向中部至九连一带为 3.45L/s·m，地下水埋深均大于 20m。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好，单位涌水量为 12.64L/s·m，地下水埋深较上游的九连变小，在 5~7m 左右。察尔其镇以北向着大宛齐方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，地下水埋深大于 10m，单位涌水量为 0.53L/s·m，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，单位涌水量在 5.11~14.82L/s·m 之间，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93~14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，单位涌水量在 5.31~7.61L/s·m 之间，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m。

②中部克孜勒塔格山前平原区

即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及卡拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即坐落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新

统地层。在米吉克乡以北的喀布斯朗河冲洪积扇中部，地下水富水性优良，据钻孔资料，含水层为砾卵石地层，单位涌水量为 $43.81\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ 。地下水埋深 47.82m ，渗透系数 81.69m/d 。至喀布斯朗河冲洪积扇下部，含水层富水性好，在九大队一带单位涌水量为 $32.85\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水位埋深小于 10m 。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、卡拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层，单位涌水量为 $45.0\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深 39.51m 。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主，单位涌水量为 $33.28\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深 $3\sim 5\text{m}$ ；亚吐尔乡单位涌水量为 $11.01\sim 24.29\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深在 $18.93\sim 27.91\text{m}$ 之间。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与卡拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，单位涌水量为 $7.61\sim 16.2\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石，地下水埋深 $18.3\sim 36.3\text{m}$ 。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差，上层潜水的单位涌水量小于 $0.5\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深 $1\sim 3\text{m}$ 。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于卡拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，单位涌水量在 $16.13\sim 32.52\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深在 $10\sim 30\text{m}$ ，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在 $6.32\sim 9.92\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ 之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m 。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系一新近系基底埋藏浅，克孜尔河的东部古近系一新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。克孜尔河谷内，铁提尔以上的卵砾石层蕴藏潜水，铁提尔以下一、二级阶地上部有厚 $2\sim 5\text{m}$ 的亚砂土与亚粘土覆盖层，构成了独立河谷型浅层承压水区。

（2）含水层的分布特征及地下水补给、径流、排泄条件

拜城盆地是近东西走向的大型新生代向斜断陷盆地，基底为古近系—新近系。盆地内充填巨厚的第四纪松散堆积物，下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180~1400 米，稀少的降水对地下水补给作用不大，但源自高山冰川和源自中、低山的各河流入盆地后，河水大部分或全部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。因却勒塔格新生代背斜的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，使盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

（3）地下水化学特征

第四系松散岩类孔隙水：区域内第四系潜水主要接受北部库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给。受构造、地形条件、地下水的补、径、排条件、含水层岩性等因素影响，潜水的化学类型自西向东、自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

碎屑岩类裂隙孔隙水：分布在评价区北部的克孜尔低山丘陵区 and 南部的却勒塔格丘陵区。因低山丘陵区降水少，新近系（N）地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水化学类型普遍呈 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型和 Cl 型水。

（4）地下水动态特征

区域位于台勒维丘克河—库如克厄肯河—克孜勒河冲洪积砾质平原区，克深气田开发区域内含水层主要为单一结构的潜水含水层。潜水水位动态按成因可分为气候型、径流型、开采-径流型、水文-开采型共 4 种类型。

①气候型

主要分布在评价区西南部的台勒丘克河冲洪积平原中部，地下水动态特征与降水关系密切，水位峰值滞后于降水峰值，年内水位变幅大。一般高水位期出现在 9-11 月，低水位期出现在 4-7 月，地下水动态变化过程较降水量变化滞后 2-3 个月，年变幅达 2-5m。

②径流型

主要分布在调查评价区中偏南部的卡拉苏-克孜勒河洪积平原上,地下水水位受暴雨洪流或冰雪融水补给地下水影响,年内变幅小。高水位期出现在 10-1 月,低水位期出现在 4-8 月,年变幅为 0.28-2.20m,地下水动态变化过程较降水量变化滞后 3-5 个月。

③开采-径流型

主要分布在调查评价区南部的卡拉苏河冲洪积平原中部,地下水开采强度一般的地段。地下水水位除了受暴雨洪流或冰雪融水补给外,还受到人为开采的影响,年内水位变幅较大。高水位一般出现在 9~12 月,低水位出现在 4-8 月,年变幅为 0.46~5.11m。

④水文-开采型

分布在台勒丘克河中下游,临近河流的开采地段。该处地下水主要受河流和人为开采的影响,高水位期为 8~9 月,低水位期为 5~6 月,年内水位变幅较小,为 0.49m。

4.1.5 地表水

拜城县境内地表水全部为大气降水、山区融冰雪水补给,县境内河流有 11 条,其中主要河流 5 条。自西向东有木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎尔特河由北向南流经察尔齐大桥后东折流入拜城盆地,在米吉克、康其、温巴什 3 乡交汇处与喀普斯河、台勒维丘克河两河相汇,至托克逊乡地表水总的分布规律是:西部多,东部少。5 条河的年径流总量为 $27.92 \times 10^9 \text{m}^3$,集水面积为 9545km^2 。全县引水量 $14.536 \times 10^9 \text{m}^3$,为总流量的 52.2%。最大洪峰流量多出现在 7 月和 8 月,其次是 6 月,少数出现在 5 月和 9 月,7、8 两个月的最大洪峰次数占全年的 91%,河流平均矿化度为 393.8mg/l 。

本工程为天然气试采项目,本项目距离库如克山洪沟最近距离约 180m。库如克山洪沟是一条山溪性河流,平时干涸无水,遇山区降雨或冰雪消融会形成洪水。调查资料显示,库如克山洪沟来水主要为冰雪融水形成的融雪型洪水,现场踏勘时,工程附近河段处于干涸状态,无水流。

4.1.6 气候、气象

拜城县地处欧亚大陆深处,远离海洋,属大陆性暖温带干旱型气候:气候干燥,蒸发量大,降水稀少,且年季变化大;春夏多风沙,夏季炎热,冬季寒冷,昼夜温差大,年均风速小,光照充足,无霜期长,与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨等,主要气象要素如表 4.1-1。

表 4.1-1 拜城县主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	8	极端最高	41.2°C
2	最热月月平均相对湿度	46%	9	极端最低	-28.7°C
3	年平均风速	1.7m/s	10	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	11	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	12	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	13	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	14	年均大风日数	30d

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括塔里木河流域水土流失重点治理区、基本农田等。

4.2.1 水土流失重点治理区和预防区

根据新水水保〔2019〕4号，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程所在拜城县属于塔里木河流域重点治理区。根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，拜城县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占68.89%，中度侵蚀占17.60%，强烈侵蚀占7.45%，极强烈侵蚀占5.65%，剧烈侵蚀占0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

根据工程区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，结合《新疆维吾尔自治区2020年度水土流失动态监测年报-拜城县水土流失图》，本工程所在区域属于轻度风力。土壤侵蚀背景值为1600t/km²a，容许土壤流失量确定为1600t/km²a。

4.2.2 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，

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。

本项目距最近的生态保护红线约15.8km，类型为天山水源涵养与生物多样性生态保护红线区。本项目不在该红线保护范围内。本项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线的位置关系详见附图。

4.2.3 永久基本农田

根据《基本农田保护条例》：永久基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

区域永久基本农田为拜城县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植小麦、玉米。项目克深 3102 井为勘探井改开采井，井场占地为基本农田无法避让，拟建工程其余井场选址均已避让了基本农田，克深 3102 井工程区基本农田连片分布，基本农田间隙为道路和路旁行道树，不具备集输管线埋设条件，因此本项目克深 3102 井至克深 242 清管站集输管线不可避免的临时占用基本农田，约 1.305km 集输管线位于基本农田。应严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。项目与基本农田位置关系见附图 6。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次区域环境质量现状参考阿克苏地区行政公署网站“<https://www.aks.gov.cn>”于 2023 年 1 月 11 日发布的《2022 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况公示》中

相关信息作为本项目环境空气现状评价常规因子 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源，拜城县环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 拜城县环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均	5μg/m ³	60μg/m ³	8.3%	达标
NO ₂	年平均	23μg/m ³	40μg/m ³	57.5%	达标
PM ₁₀	年平均	165μg/m ³	70μg/m ³	235.7%	不达标
PM _{2.5}	年平均	52μg/m ³	35μg/m ³	148.6%	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	900μg/m ³	4000μg/m ³	22.5%	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	91μg/m ³	160μg/m ³	56.9%	达标

根据上表结果，项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点位

本次评价环境空气特征污染物引用新疆新环监测检测研究院（有限公司）2023 年 11 月 17 日~23 日监测数据（报告编号：N23PH537(1)）。引用监测布设监测点位 2 个，分别为克深 31 井场下风向和 242 清管站下风向，监测单位为新疆新环监测检测研究院（有限公司）。监测点位基本信息见表 4.3-2。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	与本工程相对方位	与本工程距离 (m)
	经度	纬度				
克深 31 井场下风向	° ' "	° ' "	非甲烷总烃、甲醇	2023 年 11 月 17 日~23 日	工程区东南侧	50
242 清管站厂界下风向	° ' "	° ' "			工程区东南侧	50

(2) 监测因子

非甲烷总烃、甲醇。

(3) 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 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；甲醇参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

(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 4.4-3。

表 4.3-3 大气特征因子监测结果统计一览表 单位：μg/m³

监测点位	污染物	平均 时间	评价 标准	监测浓度 范围(μg/m³)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
克深 31 井场下风向	NMHC	1h 平 均	2000			0	达标
242 清管站厂界下风向						0	达标
克深 31 井场下风向	甲醇		3000			0	达标
242 清管站厂界下风向						0	达标

注：甲醇均未检出，本次评价以检出限一半 0.2mg/m³ 计。

从上表可以看出，本工程区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准详解》确定一次浓度限值 2.0mg/m³ 要求；甲醇小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

(1) 监测点位

本项目大部分地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本项目的地下水环境评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，本次地下水环境质量现状实测 1 个地下水水质监测点（本项目地下水上游 W1），监测单位：新疆广宇众联环境监测有

限公司；取样时间：2024 年 3 月 16 日；引用《克深 31 井集输工程环境影响报告书》中的 1 个地下水水质监测点（克深 31 井工程区下游水井 W2）的地下水环境质量现状监测数据，监测单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司），取样时间：2023 年 11 月 18 日；引用《克深区块 2021 年产能建设项目（一期）环境影响报告书》中的 1 个地下水水质监测点（赛里木镇明吉格代村水井 W3），监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司，取样时间：2021 年 8 月 24 日。引用的 2 个地下水监测点与工程区的地下水在同一水文地质单元内且监测取样时间在三年有效期内。另外，结合监测点的分布情况，可满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“建设项目场地上游及其下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个”的要求。故引用的数据具有一定代表性。地下水水质监测点位布设见表 4.3-4 和图 4.3-1。

表 4.3-4 地下水监测点位信息表

水井 编号	监测点名称	与项目区位置关系		井深 (m)	水位标高 (m)	备注
		位置	距离 (m)			
W1	本项目地下水上游	地下水上游	187	70	1320.94	本次实测
W2	克深 31 井工程区下游水井	两侧及下游	658	29	1289.25	引用
W3	赛里木镇明吉格代村水源井	地下水下游	11267	70	1275.47	引用

图 4.3-1 地下水监测布点图

(2) 监测项目

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、SO₄²⁻、Cl⁻、CO₃²⁻、HCO₃⁻、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类。

(3) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），水质评价方法采用标准指数法。

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值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，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：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$
$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值。

(4) 评价标准

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

(5) 水质监测结果及评价

监测结果表明，3 个地下水水质现状监测点位各监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

表 4.3-5 地下水水质现状监测结果与评价一览表

监测项目	单位	标准值	本项目地下水上游 W1		克深 31 井工程区下游水井 W2		赛里木镇明吉格代村水源井 W3	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH 值	无量纲	6.5~8.5						
总硬度	mg/L	≤450						
溶解性总固体	mg/L	≤1000						
硫酸根	mg/L	≤250						
氯离子	mg/L	≤250						
铁	mg/L	≤0.3						
锰	mg/L	≤0.1						
挥发性酚类	mg/L	≤0.002						
耗氧量	mg/L	≤3						
氨氮	mg/L	≤0.5						
硫化物	mg/L	≤0.02						
钠	mg/L	≤200						
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1						
硝酸盐氮	mg/L	≤20						
细菌总数	CFU/mL	≤100						
总大肠菌群	CFU/100mL	≤3						
氰化物	mg/L	≤0.05						
氟化物	mg/L	≤1						
汞	mg/L	≤0.001						

监测项目	单位	标准值	本项目地下水上游 W1		克深 31 井工程区下游水井 W2		赛里木镇明吉格代村水源井 W3	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
砷	mg/L	≤0.01						
镉	mg/L	≤0.005						
铬（六价）	mg/L	≤0.05						
铅	mg/L	≤0.01						
石油类	mg/L	≤0.05						
钡	mg/L	≤0.7						
镍	mg/L	≤0.02						
阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3						

（6）地下水质量现状监测结果统计分析

各地下水水质现状监测点位的监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率分析见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质现状监测结果统计分析

监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
pH 值	无量纲						
总硬度	mg/L						
溶解性总固体	mg/L						
硫酸根	mg/L						
氯离子	mg/L						
铁	mg/L						
锰	mg/L						

监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
挥发性酚类	mg/L						
耗氧量	mg/L						
硫化物	mg/L						
钠	mg/L						
亚硝酸盐氮	mg/L						
硝酸盐氮	mg/L						
细菌总数	CFU/mL						
总大肠菌群	CFU/100mL						
氰化物	mg/L						
氟化物	mg/L						
汞	mg/L						
砷	mg/L						
镉	mg/L						
铬（六价）	mg/L						
铅	mg/L						
石油类	mg/L						

(8) 地下水水化学类型分析

3 个地下水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		本项目地下水上游 W1			克深 31 井工程区下游水井 W2			赛里木镇明吉格代村水源井 W3		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳离子	钾	2.67	0.07	0.63	5.97	0.15	1.62	74.6	1.91	22.29
	钠	52.7	2.29	20.94	75.2	3.27	34.70	4.91	0.21	2.49
	钙	105	5.25	47.98	86	4.30	45.63	93.6	4.68	54.54
	镁	40	3.33	30.46	20.4	1.70	18.04	21.3	1.78	20.68
	合计	200.37	10.94	100.00	187.57	9.42	100.00	194.41	8.58	100.00
阴离子	碳酸根	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00
	重碳酸根	258	4.23	39.46	190	3.11	37.86	155	2.54	30.30
	氯离子	66.2	1.86	17.40	82.4	2.32	28.21	88.4	2.49	29.70
	硫酸根	222	4.63	43.15	134	2.79	33.93	161	3.35	40.00
	合计	546.20	10.72	100.00	406.40	8.23	100.00	404.40	8.39	100.00
水化学类型		SO ₄ ·HCO ₃ -Ca·Mg			HCO ₃ ·SO ₄ ·Cl-Ca·Na			SO ₄ ·HCO ₃ ·Cl-Ca		

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

4.3.3.1 声环境现状监测

本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2024 年 3 月 9 日对工程区声环境质量进行监测。

(1) 监测因子：等效连续 A 声级。

(2) 监测布点

根据项目特点，共设 13 个声环境监测点。

表 4.3-8 声环境现状监测点布点一览表

类别	检测点位		测点编号	检测项目	检测频次
噪声	克深 31 井	东厂界	N1	厂界噪声	检测 1 天，昼间、夜间各检测 1 次
		南厂界	N2		
		西厂界	N3		
		北厂界	N4		
	242 清管站	东厂界	N8		
		南厂界	N9		
		西厂界	N10		
		北厂界	N11		
	克深 3102		N5	环境噪声	
	克深 3104		N6		
	克深 3105		N7		
	克深 3102 南侧居民点		N12		
	伊希塔其村		N13		

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2024 年 3 月 9 日，监测项目为等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA5688 型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.3.2 监测结果与评价

噪声监测结果见下表。

表 4.3-9 噪声现状监测结果

单位: dB (A)

序号	检测点位		检测日期	检测项目	检测结果[Leq: dB(A)]	
					昼间	夜间
1	克深 31 井	东厂界	2024.03.09	厂界噪声		
2		南厂界				
3		西厂界				
4		北厂界				
5	242 清管站	东厂界		厂界噪声		
6		南厂界				
7		西厂界				
8		北厂界				
9	克深 3102		2024.03.09	环境噪声		
10	克深 3104					
11	克深 3105					
12	克深 3102 南侧居民点					
13	伊希塔其村					
备注	检测期间气象条件：昼间：晴、无雨雪、无雷电、西北风 1.8m/s 					

由监测结果可知, 项目各噪声监测点监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准, 伊希塔其村居民住宅集中区满足《声环境质量标准》(GB3096—2008) 1 类区标准。

评价区内声环境质量较好。

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司对工程区土壤环境质量进行监测。

(1) 土壤理化性质

《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 规定, 项目土壤环境影响评价工作等级为二级。选取克深 3102 井处为土壤理化特性监测点, 土壤理化特性见下表。

表 4.3-10 土壤理化特性调查表

点位		Z1 克深 3102		
经纬度		° ' " ° ' "		
层次		表层	中层	深层
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量 (%)			
	其他异物			
实验室测定	pH (无量纲)			
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)			
	氧化还原电位(mv)			
	饱和导水率(mm/min)			
	容重(g/cm ³)			
	孔隙度(%)			
	含水率(%)			

(2) 土地利用现状图

项目所在区域现状土地主要为林地、耕地和裸土地，详见附图。

(3) 监测点布置

《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 规定，项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。项目区域土壤类型主要以灰棕漠土、棕漠土等为主。

根据项目区域土壤类型及工程布置，本次评价在项目占地范围内布设 3 个柱状样、1 个表层样 (Z1、Z2、Z3、B1)，项目范围外布设 2 个表层样 (B2、B3)。具体点位设置及分布见下表。

表 4.3-11 土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		功能区	土壤类型	取样方法	监测因子
		经度	纬度				
Z1	克深 3102	° ' "	° ' "	建设用地	棕漠土	柱状样	表层测 45 项基本因子+特征因子 pH 值、石油类、阳离子交换量、石油烃 C ₆ ~C ₉ 、石油烃 C ₁₀ ~C ₄₀ 、全盐量，中下层测特征因子 pH 值、石油类、阳离子交换量、石油烃 C ₆ ~C ₉ 、石油烃 C ₁₀ ~C ₄₀ 、汞、砷、六价铬、全盐量
Z2	克深 31	° ' "	° ' "	建设用地	棕漠土		
Z3	克深	° ' "	° ' "	建设	棕漠土		

序号	监测点	监测点坐标(°)		功能区	土壤类型	取样方法	监测因子
		经度	纬度				
	3105	' "	" "	用地			
B1	242 清管站	' "	' "	建设用地	灰棕漠土	表层样	测 45 项基本因子+特征因子 pH 值、石油类、阳离子交换量、石油烃 C ₆ ~C ₉ 、石油烃 C ₁₀ ~C ₄₀ 、全盐量
B2	管线周边农田	' "	' "	农用地	棕漠土		特征因子 pH 值、石油类、阳离子交换量、石油烃 C ₆ ~C ₉ 、石油烃 C ₁₀ ~C ₄₀ 、汞、砷、六价铬、全盐量
B3	管线周边 2	' "	' "	未利用地	棕漠土		特征因子 pH 值、石油类、阳离子交换量、石油烃 C ₆ ~C ₉ 、石油烃 C ₁₀ ~C ₄₀ 、汞、砷、六价铬、全盐量

(3) 监测项目

《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 45 项基本项目, 即砷、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, 共计 45 项。

特征因子: pH 值、石油类、石油烃(C₆~C₉)、石油烃(C₁₀~C₄₀)、汞、砷、六价铬、全盐量、阳离子交换量。

(4) 采样时间、采样方法

采样时间: 2024 年 3 月 9 日。

采样方法: 参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样; 每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

(5) 评价方法

土壤质量评价采用单因子污染指数法, 计算公式为:

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

式中：Pi—监测点某因子的污染指数；

C_i—监测点某因子的实测浓度；

C_{is}—某因子的环境质量标准值。

(6) 监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见下表。

表 4.3-12 土壤监测结果表

检测项目	单位	标准值	Z1 克深 3102					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	无量纲	-						
砷	mg/kg	60						
镉	mg/kg	65						
铬(六价)	mg/kg	5.7						
铜	mg/kg	18000						
铅	mg/kg	800						
汞	mg/kg	38						
镍	mg/kg	900						
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	mg/kg	-						
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500						
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	-						
全盐量	g/kg	-						
石油类	mg/kg	-						
四氯化碳	mg/kg	2.8						
氯仿	mg/kg	0.9						
氯甲烷	mg/kg	37						
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9						
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5						
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66						
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596						
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54						
二氯甲烷	mg/kg	616						
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5						
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10						
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8						
四氯乙烯	mg/kg	53						
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840						

检测项目	单位	标准值	Z1 克深 3102					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8						
三氯乙烯	mg/kg	2.8						
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5						
氯乙烯	mg/kg	0.43						
苯	mg/kg	4						
氯苯	mg/kg	270						
1,2-二氯苯	mg/kg	560						
1,4-二氯苯	mg/kg	20						
乙苯	mg/kg	28						
苯乙烯	mg/kg	1290						
甲苯	mg/kg	1200						
间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	570						
邻-二甲苯	mg/kg	640						
硝基苯	mg/kg	76						
苯胺	mg/kg	260						
2-氯酚	mg/kg	2256						
苯并[a]蒽	mg/kg	15						
苯并[a]芘	mg/kg	1.5						
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15						
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151						
蒽	mg/kg	1293						
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5						
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15						
萘	mg/kg	70						

表 4.3-13 土壤监测结果表

检测项目	单位	标准值	Z2 克深 31					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	无量纲	-						
砷	mg/kg	60						
镉	mg/kg	65						
铬(六价)	mg/kg	5.7						
铜	mg/kg	18000						

检测项目	单位	标准值	Z2 克深 31					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
铅	mg/kg	800						
汞	mg/kg	38						
镍	mg/kg	900						
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	mg/kg	-						
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500						
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	-						
全盐量	g/kg	-						
石油类	mg/kg	-						
四氯化碳	mg/kg	2.8						
氯仿	mg/kg	0.9						
氯甲烷	mg/kg	37						
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9						
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5						
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66						
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596						
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54						
二氯甲烷	mg/kg	616						
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5						
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10						
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8						
四氯乙烯	mg/kg	53						
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840						
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8						
三氯乙烯	mg/kg	2.8						
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5						
氯乙烯	mg/kg	0.43						
苯	mg/kg	4						
氯苯	mg/kg	270						
1,2-二氯苯	mg/kg	560						
1,4-二氯苯	mg/kg	20						
乙苯	mg/kg	28						
苯乙烯	mg/kg	1290						
甲苯	mg/kg	1200						
间-二甲苯+对-二	mg/kg	570						

检测项目	单位	标准值	Z2 克深 31					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
甲苯								
邻-二甲苯	mg/kg	640						
硝基苯	mg/kg	76						
苯胺	mg/kg	260						
2-氯酚	mg/kg	2256						
苯并[a]蒽	mg/kg	15						
苯并[a]芘	mg/kg	1.5						
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15						
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151						
蒽	mg/kg	1293						
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5						
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15						
萘	mg/kg	70						

表 4.3-14 土壤监测结果表

检测项目	单位	标准值	Z3 克深 3105					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	无量纲	-						
砷	mg/kg	60						
镉	mg/kg	65						
铬(六价)	mg/kg	5.7						
铜	mg/kg	18000						
铅	mg/kg	800						
汞	mg/kg	38						
镍	mg/kg	900						
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	mg/kg	-						
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500						
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	-						
全盐量	g/kg	-						
石油类	mg/kg	-						
四氯化碳	mg/kg	2.8						
氯仿	mg/kg	0.9						
氯甲烷	mg/kg	37						
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9						

检测项目	单位	标准值	Z3 克深 3105					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5						
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66						
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596						
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54						
二氯甲烷	mg/kg	616						
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5						
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10						
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8						
四氯乙烯	mg/kg	53						
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840						
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8						
三氯乙烯	mg/kg	2.8						
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5						
氯乙烯	mg/kg	0.43						
苯	mg/kg	4						
氯苯	mg/kg	270						
1,2-二氯苯	mg/kg	560						
1,4-二氯苯	mg/kg	20						
乙苯	mg/kg	28						
苯乙烯	mg/kg	1290						
甲苯	mg/kg	1200						
间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	570						
邻-二甲苯	mg/kg	640						
硝基苯	mg/kg	76						
苯胺	mg/kg	260						
2-氯酚	mg/kg	2256						
苯并[a]蒽	mg/kg	15						
苯并[a]芘	mg/kg	1.5						
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15						
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151						
蒽	mg/kg	1293						
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5						
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15						

检测项目	单位	标准值	Z3 克深 3105					
			0.5 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
萘	mg/kg	70						

表 4.3-15 土壤监测结果表

检测项目	单位	标准值	B1 242 清管站	
			监测值	Pi
pH 值	无量纲	-		
砷	mg/kg	60		
镉	mg/kg	65		
铬(六价)	mg/kg	5.7		
铜	mg/kg	18000		
铅	mg/kg	800		
汞	mg/kg	38		
镍	mg/kg	900		
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	mg/kg	-		
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500		
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	-		
全盐量	g/kg	-		
石油类	mg/kg	-		
四氯化碳	mg/kg	2.8		
氯仿	mg/kg	0.9		
氯甲烷	mg/kg	37		
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9		
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5		
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66		
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596		
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54		
二氯甲烷	mg/kg	616		
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5		
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10		
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8		
四氯乙烯	mg/kg	53		
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840		
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8		
三氯乙烯	mg/kg	2.8		
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5		

检测项目	单位	标准值	B1 242 清管站	
			监测值	Pi
氯乙烯	mg/kg	0.43		
苯	mg/kg	4		
氯苯	mg/kg	270		
1,2-二氯苯	mg/kg	560		
1,4-二氯苯	mg/kg	20		
乙苯	mg/kg	28		
苯乙烯	mg/kg	1290		
甲苯	mg/kg	1200		
间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	570		
邻-二甲苯	mg/kg	640		
硝基苯	mg/kg	76		
苯胺	mg/kg	260		
2-氯酚	mg/kg	2256		
苯并[a]蒽	mg/kg	15		
苯并[a]芘	mg/kg	1.5		
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15		
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151		
蒽	mg/kg	1293		
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5		
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15		
萘	mg/kg	70		

表 4.3-16 土壤监测结果表

检测项目	单位	标准值	B2 管线周边农田	
			监测值	Pi
pH 值	无量纲	-		
砷	mg/kg	25		
铬(六价)	mg/kg	-		
汞	mg/kg	3.4		
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	mg/kg	-		
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500		
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	-		
全盐量	g/kg	-		
石油类	mg/kg	-		

表 4.3-17 土壤监测结果表

检测项目	单位	标准值	B3 管线周边 2	
			监测值	Pi
pH 值	无量纲	-		
砷	mg/kg	60		
镉	mg/kg	65		
铬(六价)	mg/kg	5.7		
铜	mg/kg	18000		
铅	mg/kg	800		
汞	mg/kg	38		
锌	mg/kg	-		
铬	mg/kg	-		
镍	mg/kg	900		
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	mg/kg	-		
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500		
阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	-		
全盐量	g/kg	-		
石油类	mg/kg	-		

由监测结果可知，项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求、石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域周边农用地土壤监测值均满足《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 筛选值标准。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本评价根据区域生态特点，从维护生态系统完整性出发，确定生态现状调查范围与评价范围相同，为各井场边界外扩 50m，管线中心线两侧外延 300m 范围。

4.3.5.2 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与井场、技术线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。项目区土地利用现状见附图 9。

表 4.3-18 评价区各地类占用面积表

土地利用类型分类		面积（hm ² ）	比例(%)
一级类	二级类		
林地	乔木林地	49.68	10.34%
耕地	水浇地	124.58	25.93%
交通运输用地	公路用地	2.04	0.42%
其他土地	裸土地	300.71	62.58%
住宅用地	农村宅基地	3.48	0.73%
合计		480.50	100.00%

拟建项目评价区域土地利用类型占地由大到小依次为裸土地、水浇地、乔木林地、农村宅基地、公路用地。

4.3.5.5 土壤类型及分布

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1：400 万发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为涉及灰棕漠土、棕漠土等。项目区土壤类型图见附图 11。

4.3.5.6 植被环境现状调查及评价

（1）区域自然植被区系类型

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，本工程区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

评价区除人工种植的玉米、小麦等栽培作物外高等植被有 30 种，分属 9 科。根据根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024 年）及《国家重

点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号），评价区无保护野生植物。

表 4.3-19 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 Ephedraceae	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 Chenopodiaceae	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
怪柳科 Tamaricaceae	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
豆科 Leguminosae	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri Kom</i>
蒺藜科 Zygophyllaceae	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 Elaeagnaceae	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elaeagnus angustifolia</i>
茄科 Solanaceae	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
菊科 Compositae	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 Gramineae	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aeluropus litoralis</i>
	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>
	戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica Roshev</i>

（2）评价区植被类型

实地调查结果表明，评价区无国家和自治区保护植物分布。评价区北侧为戈壁地形，基本无植被附着，偶有半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜、新疆绢蒿等零星分布，评价区南侧主要受人类活动影响，主要植被为道路及农田周边杨树等林种及农田植被，本工程区植被类型见附图 10。

4.3.5.7 野生动物现状评价

通过调查资料的查询结果，本项目所在区域野生动物分布较少，主要为爬行类、啮齿动物和鸟类等，偶见塔里木兔等国家二级重点保护动物。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 21 种，其中两栖纲 1 种、爬行纲 3 种、鸟纲 13 种、哺乳纲 1 种、兽纲 3 种。主要动物名录见下表。

表 4.3-20 项目区主要动物种类及分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
两栖纲						
1	无尾目	蟾蜍科	蟾蜍属	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	—
爬行纲						
2	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	—
3	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	—
4	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	—
鸟纲						
5	鸡形目	雉科	雉属	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	—
6	鸽形目	鸠鸽科	鸽属	原鸽	<i>Columba livia</i>	—
7	鸽形目	鸠鸽科	斑鸠属	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	—
8	雀形目	百灵科	角百灵属	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	—
鸟纲						
9	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	—
10	雀形目	棕鸟科	棕鸟属	紫翅棕鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	—
11	雀形目	鸦科	鸦属	寒鸦	<i>Corvus monedual</i>	—
12	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	—
13	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	—
14	雀形目	伯劳科	伯劳属	荒漠伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	—
15	隼形目	鹰科	鹰属	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家二级

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
16	隼形目	隼科	隼属	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家二级
17	雀形目	鸦科	地鸦属	白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	国家二级
哺乳纲						
18	兔形目	兔科	兔属	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家二级
兽纲						
19	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—
20	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—
21	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>	—

根据《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)及《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)的通知》(新政发〔2022〕75 号), 该区域共有国家级重点保护动物 4 种, 评价区域重点野生动物调查结果见下表。

表 4.3-21 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木兔(<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	是, 附近偶尔可见
2	苍鹰(<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	否	栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带, 也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内		否
3	红隼(<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	否	栖息于山地和旷野中		否
4	白尾地鸦(<i>Podoces biddulphi</i>)	国家二级	是	主要栖息于山脚干旱平原和荒漠地区, 尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

4.3.5.8 区域沙化土地现状

新疆沙化土地类型多样，分布地域特征明显。从广阔无垠的沙漠到瀚海戈壁乃至风蚀残丘、风蚀劣地，沙化土地种类齐全，类型各异。沙漠集中分布在高山相夹的两大盆地中，戈壁主要分布在山间盆地的山前洪积倾斜平原；盆地的边缘多为绿洲，众多的小绿洲被沙漠和戈壁包围，面临风沙的直接危害。戈壁是新疆仅次于沙漠的沙化土地类型，主要分布在阿尔泰山南麓、天山南北麓、昆仑山北麓、吐哈盆地和一些山间盆地的山前洪积倾斜平原，戈壁面积 30622798.73 公顷，占沙化土地面积的 40.99%。沉积物以卵砾石为主。新疆分布较广的大戈壁有塔里木盆地边缘戈壁、准噶尔盆地边缘戈壁、噶顺戈壁、十三间房南湖戈壁和老爷庙戈壁等，其中噶顺戈壁是新疆最大的戈壁。根据《新疆第五次沙化土地监测报告》项目区属于塔里木盆地边缘戈壁区，戈壁类型主要为砾质戈壁和沙砾质戈壁。根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，拜城县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm²，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm²，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm²，占 4.65%；风蚀劣地 3hm²，占 0.001%；戈壁 229935.71hm²，占 95.25%。

工程区南侧主要为耕地和林地等人工植被区，项目沙化区主要位于工程区北侧，沙化类型为戈壁，

4.3.5.9 水土流失现状调查与评价

根据新水水保〔2019〕4 号，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程所在拜城县属于塔里木河流域重点治理区。根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，拜城县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 68.89%，中度侵蚀占 17.60%，强烈侵蚀占 7.45%，极强烈侵蚀占 5.65%，剧烈侵蚀占 0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

根据工程区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，结合《新疆维吾尔自治区 2020 年度水土流失动态监测年报-拜城县水土流失图》，

本工程所在区域属于轻度风力。土壤侵蚀背景值为 $1600\text{t}/\text{km}^2\text{a}$ ，容许土壤流失量确定为 $1600\text{t}/\text{km}^2\text{a}$ 。

4.3.5.10 区域主要生态问题

评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对评价区的现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下几方面：

(1) 水土流失问题

工程区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，工程区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目施工内容主要为钻井工程、井场地面工程和集输管线工程等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

（1）施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整、管沟开挖、管线敷设、车辆运输过程，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定的关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械程度以及气候条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果显示，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素，持续时间短，扩散条件好，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小。

（2）焊接废气

项目金属材质管线连接、设备安装过程中会产生一定量的焊接废气，废气污染源具有间歇性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（3）测试放喷废气

测试放喷期间的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1~2d。测试放喷对周边环境影响较小。

（4）柴油发电机废气

柴油发电机运行过程会产生燃料燃烧废气，其污染物主要有烃类、CO、NO₂、SO₂等，本项目施工供电由当地电网供应，柴油发电机仅为备用，使用时间很短，柴油发电机废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，环境影响可接受。施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

（5）机械设备和车辆废气

施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有烃类、CO、NO₂、SO₂等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，环境影响可接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

（5）环境影响分析

项目施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.2 施工期废水环境影响分析

本项目施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水。

钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至下一工程使用；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修环保站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理。

项目施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响；工程不涉及跨越河流施工，正常情况下施工期不会对地表水环境产生影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

(1) 噪声源分析

根据施工特点，可以把施工过程分为井场工程和管线工程，井场工程又分为钻前工程和钻井工程，主要施工工艺和施工机械如下。

钻前工程：该阶段主要包括场地平整、挖填土方、设备安装等施工工艺，这一过程还伴随着大量运输物料车辆进出施工现场，该阶段需用的施工机械包括装载机、挖掘机、吊装机、推土机等。

钻井施工：钻井施工包括钻井期和井下开挖，这一工序持续时间较长、噪声源强较大，用到的施工机械主要是钻井期柴油发电机、钻机、振动筛、泥浆泵等及储层改造期酸液加注泵的设备噪声，考虑酸液加注泵噪声远小于钻井期柴油发电机、钻机、振动筛、泥浆泵等设备噪声，本次评价主要考虑钻井期柴油发电机、钻机、振动筛、泥浆泵等设备噪声。

管线工程：主要为管沟开挖、管道铺设和管沟回填，该阶段需用的施工机械包括挖掘机、吊装机、推土机等。

表 5.1-1 施工期主要施工设备噪声源源强

项目		设备名称	声功率级 dB(A)
井场工程	钻井工程	柴油发电机	100
		钻机	95
		振动筛	100
		泥浆泵	100
	钻前工程	装载机	95
		挖掘机	95
		吊装机	90
		推土机	95
管线工程		挖掘机	95
		吊装机	90
		推土机	95

(2) 预测模式

单个室外点声源，根据声源声功率级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，按下式计算。

$$L_P(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处的声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级，dB；

D_C ——指向性校正，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。

(3) 施工期噪声预测源强

施工期主要产噪设备噪声随距离衰减预测结果见下表。

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

项目		设备名称	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							
			20	30	40	60	80	100	150	200
井场工程	钻井工程	柴油发电机	64.6	59.6	56.4	52.3	49.5	47.4	43.6	40.9
		钻机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		振动筛	64.6	59.6	56.4	52.3	49.5	47.4	43.6	40.9
		泥浆泵	64.6	59.6	56.4	52.3	49.5	47.4	43.6	40.9
	钻前工程	装载机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		挖掘机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		吊装机	54.6	49.6	46.4	42.3	39.5	37.4	33.6	30.9
		推土机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
管线工程		挖掘机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		吊装机	54.6	49.6	46.4	42.3	39.5	37.4	33.6	30.9
		推土机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9

在不采取减振降噪措施的情况下，钻井施工期间昼间距施工设备 14m、夜间距施工设备 46m 以上才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；钻前工程、管线工程施工期间昼间距施工设备 7m、夜间 29m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。

管线施工作业 200 米范围内敏感点为管线西侧 30 米处伊希塔其村居民住宅，根据预测管线西侧 30 米处伊希塔其村居民住宅贡献值为 58.2dB(A)，不满足满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类区标准。本次评价要求施工期在工程临近居民区处设置不低于 2m 高的声屏障，本次评价对管线工程施工期敏感点伊希塔其村贡献值和预测值（叠加值）进行分析。本项目管线工程施工期敏感点伊希塔其村贡献值和预测值（叠加值）见表 5.1-3。

表 5.1-3 管线工程施工期敏感点预测结果一览表

预测点名称	时段	施工期贡献值 (dB[A])	本底值 (dB[A])	预测值 (dB[A])	标准值 (dB[A])	达标情况
伊希塔其村	昼间	49.2	42	50.0	55	达标
	夜间	49.2	41	49.8	45	不达标

由上表计算结果可知，工程实施后项目噪声源对敏感点的噪声预测值为昼间 50.0dB (A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类区标准；夜间 49.8dB (A)，不满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类区标准。

综合以上预测结果分析，本项目昼间施工期不会对敏感点产生明显影响。项目施工期较短，施工结束后噪声影响即会消除，夜间对周围敏感点影响较大。

(4) 施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，在敏感点一侧设置不低于 2 米高临时声屏障对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响；

⑥管线施工过程禁止在夜间施工。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

(1) 固体废物产生及处置情况

本工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等，施工期固体废物主要为剩余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、含油废物、废烧碱包装袋、其他废包装、生活垃圾等。

①剩余土方

拟建工程开挖土方 8.26 万 m³，回填土方 8.10 万 m³，剩余土方用于施工作业带平整，不外运。管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 1.74t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理。

③钻井岩屑和泥浆

泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《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 2 第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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 2 第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。

④废机油、含油废物、废烧碱包装袋

废机油属于危险废物（HW08、900-214-08），集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处理。含油废物（机油桶、含油抹布、劳保用品、废防渗膜、沾油土壤等）属于危险废物（HW08、900-249-08），集中收集后暂存于危废暂

存间，交由有资质单位处置。废烧碱包装袋属于危险废物（HW49、900-047-49），集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处置。

⑤其他废包装

项目施工期膨润土等原料废包装袋产生量约 1t，收集后外售废品回收站。

⑥生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 20.1t，在垃圾收集箱暂存，定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

（2）施工固废影响分析

上述固废处置措施合理可行，拟建工程各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的相关要求进行设置。危废暂存间内部设置不同的分区，主要存放钻井期间产生的废机油和烧碱废包装袋及废防渗材料。废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内。烧碱废包装袋及废防渗材料分别折叠打包收集后暂存于危废暂存间内。钻井施工过程中产生的废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。本工程产生的危险废物运输过程由危险废物处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态环境影响分析

拟建工程对生态的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本项目施工期生态环境影响主要是施工期占地对地表植被的破坏和土壤扰动，造成水土流失等。本项目施工活动和工程占地在油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。本次评价主要从地表扰动影响、土壤影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等几个方面展开。

5.1.5.1 地表扰动影响分析

本项目永久占地面积为 2.863hm²，主要为井场及电力工程占地；项目临时占地面积为 15.107m²，主要是管沟开挖和电力线路压占。项目占地类型主要为耕地、林地、裸土地。

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路；③井场通井道路施工；④架空电力线安装过程中车辆临时占地。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；架空电力线安装过程中临时占地主要来源于车辆运输过程中临时碾压原有地表，短暂影响了原有地表结实程度，影响局部区域植被生长；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.5.2 对土壤环境影响

拟建工程占地类型主要为林地、耕地及裸土地，土壤类型涉及灰棕漠土、棕漠土等。项目施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。施工期主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程管沟开挖过程中以机械开挖为主，若开挖过程管理不善极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践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）在荒漠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。

5.1.5.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

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。油田经过多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使区域环境内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

本项目投入运营后，其中有 2.863hm²的地表被永久占用，永久占地主要为裸土地和耕地。地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏，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。

集输管线和各类池体的建设主要为临时占地，主要为施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。项目临时占地面积 15.107hm²，主要以耕地、林地、裸土地为主。

（2）生物量损失

拟建工程井场和管线施工区域以林地、荒地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—永久性生物量损失，kg；

S_i —占地面积，m²；

W_i —单位面积生物量，kg/m²。

本工程站场、管线施工区域主要为戈壁，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 5%~ 10%，平均生物量 0.45t/hm²；管线工程少量占用耕地和林地，植被覆盖度约为 70%~ 100% 平均生物量分别为 10t/hm² 和 80t/hm²。

表 5.1-4 项目建设各类型新增占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积(hm ²)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
林地	80	0	0.128	0	10.080
耕地	10	0.140	2.265	1.400	22.646
裸土地	0.45	2.863	12.717	1.288	5.722
合计	--	3.003	15.107	2.688	38.448

项目施工过程预计将造成 2.688 t 永久性植被损失和 38.448 t 临时性植被损失。

5.1.5.4 生物多样性影响

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

拟建工程井场及管线作业施工周期短，不会对基因多样性造成影响，对生态系统类型、结构、组成及功能影响较小，对物种多样性有一定程度的影响，主要体现在植被和动物的影响过程中。

(1)对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、道路及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程预计将造成 2.688 t 永久性植被损失和 38.448 t 临时性植被损失。区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少，物种种类不会发生变化，主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

施工期废水主要有钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水。生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理；管线试压废水循环使用后用作场地洒水抑尘；钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至下一工程使用；酸化压裂返排液在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。项目废水均得到有效处置，不会对周围植被造成影响。

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等。由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经 1~3 年才能完全恢复。

开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为采出水、凝析油泄漏，其产生的污染物排放均会对评价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量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高。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，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对凝析油、采出水的及时清理而减轻其影响。

综上所述，项目事故排放对整个区域植物产生的影响较小。

(2)对野生动物及保护野生动物的影响

项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

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等，一般在离作业区50m以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，拟建工程井场、管线建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，由于油气资源开发和居民生活的长期开发，区域已无大型野生动物活动轨迹，井场及道路的施工可能对附近区域活动的一些小型爬行动物造成一定的影响。

(3)对保护野生植物影响

根据现场踏勘，项目占地范围内无重点保护野生植物，不会对评价区内重点保护野生植物造成破坏。

项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减

少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。严禁在施工场地外砍伐植被，强化保护植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将野生植物作为薪柴使用。

5.1.5.5 生态系统完整性的影响

拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。

5.1.5.6 施工期农业生态环境影响分析

项目克深 3102 井为勘探井改开采井，井场占地为基本农田无法避让，拟建工程其余井场选址均已避让了基本农田。克深 3102 井工程区基本农田连片分布，集输管线不可避免地需临时占用基本农田，约 1.305km 集输管线位于基本农田，现状种植作物主要为小麦、玉米。管线临时性占用基本农田在施工结束后，可恢复原有土地利用性质或使用功能，虽然在短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但在施工结束后，土地利用性质很快得到恢复。

根据《基本农田保护条例》（国务院令[2011]第 588 号）中第十五条规定：“基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。”

根据《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）要求：“临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。”“石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。”

现状克深 3102 井(勘探井)钻井工程占用基本农田，克深 3101 井(勘探井)钻探结束后转为开采井，严格按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关

法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。

本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。此外根据《石油天然气管道保护法》第三十条规定：“在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物”，本项目占用基本农田区域目前仅种植玉米、小麦等不会对管道产生影响农作物，项目建设不会改变原有耕作植被类型，对农业生产影响较小。

塔里木油田分公司在解决好基本农田协调工作、并开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地的前提下，确保永久基本农田数量不减、质量提升、布局稳定，本项目对沿线基本农田环境影响在可接受范围内。

5.1.5.7 水土流失影响分析

项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

(1) 扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

(2) 破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风沙天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

(3) 扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域内地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.5.8 防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目新增永久占地面积为 2.863hm²，主要为井场及电力工程占地；项目临时占地面积为 15.107m²，主要是管沟开挖和电力线路压占。土地利用现状为耕地、林地和裸土地。

②弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

拟建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。工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

③损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

拟建工程占地为耕地、林地和裸土地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要涉及井场平整、池体开挖、道路修建以及管沟开挖等。施工过程中可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠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。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

本工程核定的大气评价等级为三级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于阿克苏地区拜城县境内，因此本次收集拜城县常年的地面观测数据进行统计分析。

（1）温度

拜城县多年月平均温度 1 月最低，为-12.2℃,7 月份平均温度最高，为 21.8℃，全年平均温度为 7.8℃。拜城县多年平均温度的月变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 多年平均温度的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度(℃)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.8

（2）风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速（m/s）	0.4	0.6	0.9	1.4	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.5	0.4	0.4	0.8

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均风速为 0.8m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.4m/s，12 月份平均风速最低，为 0.4m/s。

（3）风向、风频

根据拜城县气象站观测资料，拜城县常年主导风向为 SE 风，年均频率为 8%，主导风向不明显。全年静风频率较高，年均频率为 43%。拜城县各季及全年风向玫瑰见图 5.2-1、图 5.2-2。

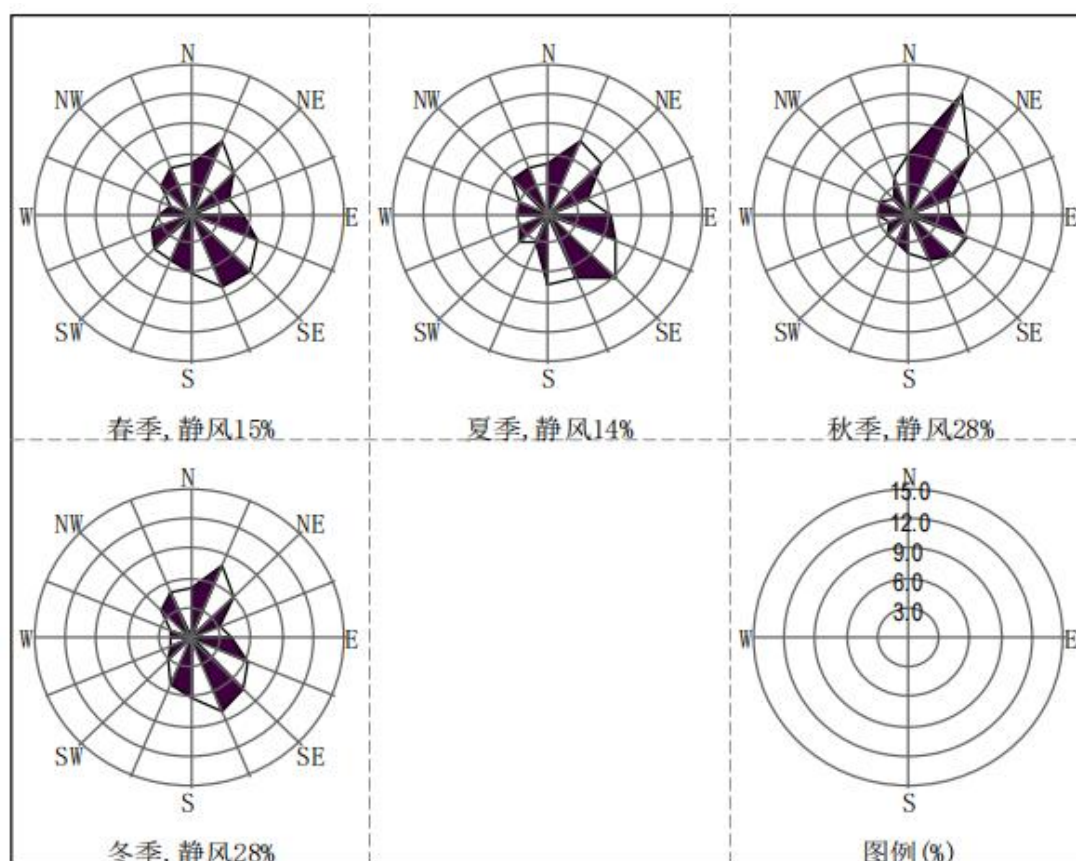


图 5.2-1 拜城县各季风向玫瑰图

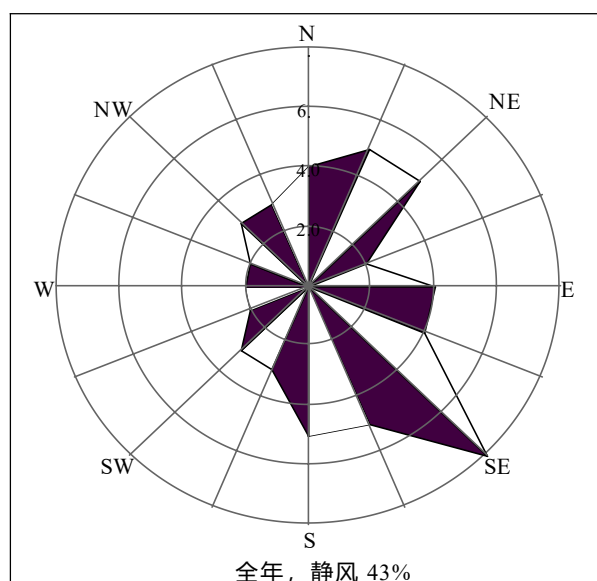


图 5.2-2 拜城县全年风向玫瑰图

5.2.2 大气环境影响分析

(1) 估算因子及评价标准

项目估算因子及评价标准见下表。

表 5.2-3 评价因子及评价标准一览表

监测因子	平均时间	评价标准 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	标准来源
非甲烷总烃	1 小时平均	2000	参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求
甲醇	1 小时平均	3000	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中浓度参考限值

(2) 估算范围及预测计算点

项目评价等级为三级, 依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的规定: “三级评价项目不进行进一步预测与评价”。

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ/T2.2-2018) 附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式, 计算距项目污染源下向风不同距离处地面空气质量浓度、最大地面空气质量浓度及占标率。

(3) 估算模式及参数

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 所推荐采用的估算模式 AERSCREEN, 经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的**最大影响程度和**影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度 (°C)		41.2
最低环境温度 (°C)		-28.7
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
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离(m)	/
	岸线方向/°	/

(4) 污染源特征参数

项目运营期废气主要为井场油气开采生产过程中无组织排放的非甲烷总烃、甲醇，排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。项目利用的 1 口老井维持原有生产方式，且均已取得环保手续，不再对其环境影响重复分析，故本次仅对 3 口新井和清管站、克深 31 井新增阀组进行分析。

表 5.2-5 运营期大气污染物排放参数一览表（面源）

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源			污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)	甲醇	NMHC
克深 3102 井			1320	42.0	28.0	6.0	0.0002	0.0079
克深 3104 井			1326	42.0	28.0	6.0	0.0002	0.0079
克深 3105			1340	42.0	28.0	6.0	0.0002	0.0079
克深 31 井			1335	44.0	38.0	6.0	-	0.0036
242 清管站			1335	50.0	40.0	6.0	-	0.0113

(5) 大气环境影响估算结果

估算模式预测结果如下

表 5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果-242 清管站、克深 31 井

下风向距离	242 清管站		克深 31 井	
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	9.829	0.49	4.161	0.21
100.0	8.920	0.45	3.960	0.20
200.0	8.849	0.44	2.893	0.14
300.0	7.012	0.35	2.373	0.12
400.0	6.142	0.31	1.970	0.10
500.0	5.307	0.27	1.680	0.08
600.0	4.646	0.23	1.455	0.07
700.0	4.108	0.21	1.284	0.06
800.0	3.677	0.18	1.144	0.06
900.0	3.314	0.17	1.029	0.05
1000.0	3.003	0.15	0.947	0.05
1200.0	2.638	0.13	0.836	0.04
1400.0	2.361	0.12	0.740	0.04
1600.0	2.121	0.11	0.663	0.03
1800.0	1.927	0.10	0.602	0.03
2000.0	1.767	0.09	0.553	0.03
2500.0	1.473	0.07	0.460	0.02
3000.0	1.266	0.06	0.394	0.02
3500.0	1.102	0.06	0.342	0.02
4000.0	0.970	0.05	0.301	0.02
4500.0	0.863	0.04	0.268	0.01
5000.0	0.774	0.04	0.240	0.01
10000.0	0.357	0.02	0.112	0.01
11000.0	0.319	0.02	0.100	0.01
12000.0	0.288	0.01	0.090	0.00
13000.0	0.262	0.01	0.082	0.00
14000.0	0.239	0.01	0.075	0.00
15000.0	0.220	0.01	0.069	0.00
20000.0	0.155	0.01	0.049	0.00
25000.0	0.118	0.01	0.037	0.00
下风向最大浓度	13.662	0.68	4.963	0.25
下风向最大浓度出现距离	36.0	36.0	26.0	26.0
D10%最远距离	/	/	/	/

表 5.2-7 估算模式预测污染物扩散结果-井场

下风向距离	克深 3105、3104、3102 井			
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	甲醇浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	甲醇 占标率(%)
50.0	7.989	0.40	0.202	0.01
100.0	6.801	0.34	0.172	0.01
200.0	6.368	0.32	0.161	0.01
300.0	5.001	0.25	0.127	0.00
400.0	4.353	0.22	0.110	0.00
500.0	3.747	0.19	0.095	0.00
600.0	3.272	0.16	0.083	0.00
700.0	2.903	0.15	0.073	0.00
800.0	2.594	0.13	0.066	0.00
900.0	2.333	0.12	0.059	0.00
1000.0	2.112	0.11	0.053	0.00
1200.0	1.844	0.09	0.047	0.00
1400.0	1.651	0.08	0.042	0.00
1600.0	1.483	0.07	0.038	0.00
1800.0	1.347	0.07	0.034	0.00
2000.0	1.236	0.06	0.031	0.00
2500.0	1.030	0.05	0.026	0.00
3000.0	0.885	0.04	0.022	0.00
3500.0	0.771	0.04	0.020	0.00
4000.0	0.678	0.03	0.017	0.00
4500.0	0.603	0.03	0.015	0.00
5000.0	0.541	0.03	0.014	0.00
10000.0	0.250	0.01	0.006	0.00
11000.0	0.223	0.01	0.006	0.00
12000.0	0.201	0.01	0.005	0.00
13000.0	0.183	0.01	0.005	0.00
14000.0	0.167	0.01	0.004	0.00
15000.0	0.154	0.01	0.004	0.00
20000.0	0.108	0.01	0.003	0.00
25000.0	0.082	0.00	0.002	0.00
下风向最大浓度	14.215	0.71	0.360	0.01
下风向最大浓度出现距离	26.0	26.0	26.0	26.0
D10%最远距离	/	/	/	/

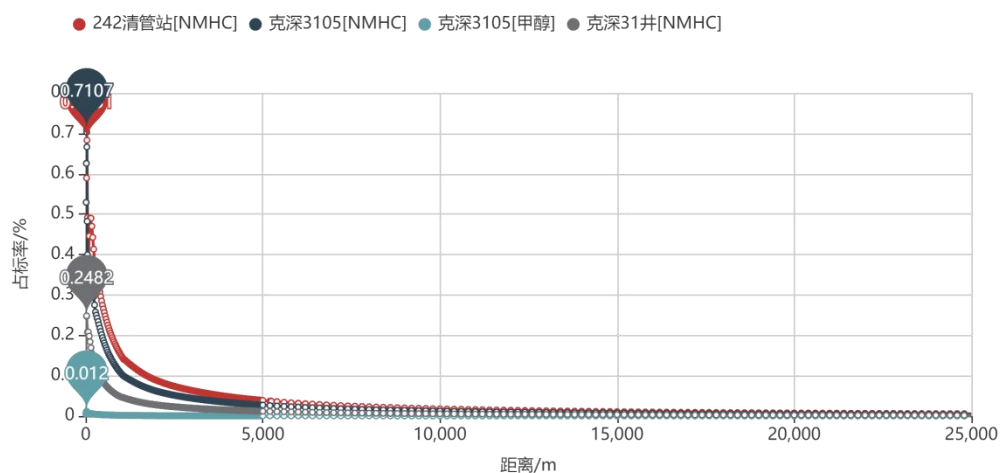


图 5.2-3 污染源最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

表 5.2-8 项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)
242 清管站	NMHC	2000.0	13.662	0.680	/
克深 3105	NMHC	2000.0	14.215	0.710	/
克深 3105	甲醇	3000.0	0.360	0.010	/
克深 3102 井	NMHC	2000.0	14.215	0.710	/
克深 3102 井	甲醇	3000.0	0.360	0.010	/
克深 3104 井	NMHC	2000.0	14.215	0.710	/
克深 3104 井	甲醇	3000.0	0.360	0.010	/
克深 31 井	NMHC	2000.0	4.963	0.250	/

由上表可知，项目 $P_{\max}$ 为井场无组织排放非甲烷总烃，最大落地浓度出现在井场 26m 处，最大浓度值为 $14.215\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，标准值为 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.710%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定项目大气环境影响评价工作等级为三级。预测因子均未超标，故本工程无组织废气污染物对区域环境空气质量影响较小。

5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

利用 AERSCREEN 估算模式计算无组织排放源对东、南、西、北场界外浓度监控点的贡献浓度，然后进行达标分析。计算结果见表 5.2-9。

表 5.2-9 各污染物场界监控点浓度贡献值

项目	污染物	场界浓度值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
		东	南	西	北		
克深 242 清管站	非甲烷总烃	6.517	6.517	6.517	6.517	4000	达标
克深 31 井	非甲烷总烃	2.637	2.637	2.637	2.637	4000	达标
克深 3102、3104、3105 井场	非甲烷总烃	6.162	6.162	6.162	6.162	4000	达标
	甲醇	0.156	0.156	0.156	0.156	12000	达标

由估算结果可知，清管站、井场无组织排放非甲烷总烃四周场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准，井场四周场界甲醇贡献浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值，因此本项目大气环境影响可接受。

5.2.4 废气污染物排放核算

(1) 项目大气污染物无组织排放量核算

项目无组织污染物排放量核算表见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物无组织排放量核算表

排放口编号	产污环节	污染物	治理措施	国家或地方污染物排放标准		排放速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)		
单个井场	油气集输	非甲烷总烃	加强设备气密性，减少无组织逸散	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.0079	0.069
		甲醇		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值	12	0.0002	0.002
3 个井场无组织排放合计				非甲烷总烃			0.207
				甲醇			0.002
242 清管站	油气集输	非甲烷总烃	加强设备气密性，减少无组织逸散	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.0113	0.099

排放口编号	产污环节	污染物	治理措施	国家或地方污染物排放标准		排放速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)		
克深 31 井场	油气集输	非甲烷总烃	加强设备气密性,减少无组织逸散	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.0036	0.032
本项目合计				非甲烷总烃			0.338
				甲醇			0.006

(3) 项目大气污染物年排放量核算

项目大气污染物年排放量核算表见表 5.2-11。

表 5.2-11 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	0.338
2	甲醇	0.006

5.2.5 大气防护距离

本项目大气环境影响评价等级为三级,最大落地浓度无超标点。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关要求,本项目无需设置大气环境防护距离。

5.2.6 非正常排放影响分析

5.2.6.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放,如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

拟建工程属于天然气开采过程,若井口压力过高,采出气通过放喷管道直接进入放喷池燃烧。本次评价将单井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 5.2-12 非正常排放情况一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角 /°	面源有效 排放 高度 /m	单次 持续 时间 /minh	排放 工况	评价 因子	排放速率 /(kg/h)
		X	Y									
1	井场放喷			1326	8	3	0	5	10	非正常	非甲烷总烃	1.399

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角 /°	面源有效 排放 高度 /m	单次 持续 时间 /minh	排放 工况	评价 因子	排放速率 /(kg/h)
		X	Y									
	口										氮氧化物	449.982

5.2.6.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-13。

表 5.2-13 非正常排放预测结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (mg/m ³)	P _i (%)	最大浓度出现距离(m)
1	井场放喷池	非甲烷总烃	11	557	5
2		氮氧化物	3585	1433895	5

由上表计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 11mg/m³，占标率为 557%；氮氧化物最大落地浓度为 3585mg/m³，占标率 1433895%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，各污染源正常排放下短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目实施后大气环境影响可以接受。

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-14。

表 5.2-14 建设项目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} 、O ₃ 、CO） 其他污染物（非甲烷总烃、甲醇）					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
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	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2022) 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 ☒		现状补充数据 ☒			
	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、拟 建项目污染源 ☐		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 ()					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	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 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 值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐			
	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、甲醇）			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 (--) m							
	污染源年排放量	SO ₂ :(0)t/a	NO _x :(0)t/a	硫化氢：(0)t/a		非甲烷总烃：(0.338)t/a 甲醇：(0.006)t/a			

注：“□”，填“√”；“()”为内容填写项

5.3 运营期地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定, 本项目地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层; 井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理, 不会对周边水环境产生影响。

5.3.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理

拟建工程建成投运后, 单井采出水随油气混合物输送至克深天然气处理厂处理, 处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准, 由回注水泵吸水进行回注。

表 5.3-1 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
克深天然气处理厂	2000m ³ /d	1200m ³ /d	60%	800m ³ /d	353.03m ³ /d	可依托

克深天然气处理厂采出水处理满足拟建工程采出水处理需求, 依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物, 采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站, 处理后的井下作业废水均不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤, 属于 AOP 处理工艺。设计钻试修废液处理规模为 300m³/d (109500m³/a), 剩余处理规模为 119.6m³/d (43654m³/a), 拟建工程井下作业废水需处理量为 114m³/a, 因此克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足拟建工程需求。

综上, 拟建工程采出水及井下作业废水不外排, 故拟建工程实施对地表水环境可接受。

表 5.3-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☒ ；其他 ☐		水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐	
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐		水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 ☐ ； 在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期（ ☐ ） 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		（ ☐ ）	监测断面或点位个数（ ☐ ）个
	现状	评价范围	河流：长度（ ☐ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ☐ ）km ²		
评价	评价因子	（ ☐ ）			

影响 预测	评价标准	河流、湖库、河□：Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况□：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□	达标区□ 不达标区□
	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□	
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□ 正常工况□；非正常工况□ 污染控制和减缓措施方案□ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□	
	预测方法	数值解□；解析解□；其他□ 导则推荐模式□：其他□	
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求□	

		水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 □ 水环境控制单元或断面水质达标 □ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求□ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、 主要水文特征值影响评价、 生态流量符合性评价 □ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目， 应包括排放口设置的环境合理性评价 □ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□				
影响 预测	污染源排放量核算	污染物名称			排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）
		（ ）			（ ）	（ ）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ） m³/s；鱼类繁殖期（ ） m³/s； 其他（ ） m³/s 生态水位：一般水期（ ） m；鱼类繁殖期（ ） m； 其他（ ） m				
防治 措施	环保措施	污水处理设施☑；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域消减□；依托其他工程措施☑；其他□				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动□；自动□；无监测□		手动□；自动□；无监测□	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
	污染物排放清单	□				
评价结论	可以接受☑；不可以接受□					

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

对项目调查评价区内的地下水环境现状进行调查和评价,是对调查评价区进行地下水环境影响预测和评价的前提和基础。项目组在接受任务后进行了资料收集、采样和测试分析等工作,并在此基础上进行了地下水环境影响预测评价。本工程地下水环境影响评价等级为三级,因此,本次评价采用解析法预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.4.1 评价区水文地质条件

(1) 含水层类型及其富水性

项目位于克孜勒塔格山前倾斜平原区的中上部,由于强烈的新构造运动,在山前凹陷带内接受了大量的来自北部山区的堆积物,形成巨大的松散堆积层。基底为古近系一新近系。稀少的降雨对地下水的补给作用不大,源自高山冰川和源自中、低山区的喀拉苏河等流入盆地后,河水大部分渗漏补给地下水,使盆地内储藏有丰富的地下水。根据克深气田区域的勘察报告,因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制,工程所在的拜城盆地北部高基底上的 Q1 地层构成了透水不含水层,即工程区集输管线均位于透水不含水地带。

项目区下游 5km 范围内分布的地下水含水层为松散岩类孔隙潜水,富水性有水量丰富区、水量中等区和水量贫乏区(降深 5m、井径 10 寸($\Phi=273\text{mm}$)时的涌水量)。

①水量丰富区

潜水位埋深 32.31-146.75m,钻孔揭露的含水层厚度为 59.25-93.19m,含水层岩性为第四系砂卵石、含砾粗、中砂;换算涌水量为 2517.52-4720.732m³/d,富水性级别为水量丰富。

②水量中等区(100-1000m³/d)

分布于评价区中部的潜水区,含水层岩性为第四系砂砾石;钻孔揭露的含水层厚度为 113.21-185.19m,潜水位埋深 18.81-86.79m,换算涌水量为 570.59-782.81m³/d,富水性级别为水量中等。

③水量贫乏区(10~100m³/d)

含水层岩性为第四系砂砾石。该区的潜水位埋深一般大于 150m,钻孔揭露的含水层厚度为 65.76m;换算涌水量为 29.20m³/d,富水性级别为水量贫乏。

(2) 补给、径流、排泄条件评价区所在的卵石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为喀拉苏河、克孜勒河河流的河谷潜流侧向补给,河流

渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给，而降水入渗补给微乎其微。地下水的径流方向为从西北向东南。因各含水层主要是由漂砾，卵砾石组成，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在冲洪积平原上部约 1.42‰，中部为 1.43‰，南部因径流断面变窄，水力坡度增大为 6.44‰。

(3) 地下水化学类型评价区潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

(4) 地下水动态潜水水位的动态变化按成因主要为气候型，水位年变幅为 1.27m，高水位期出现在 4-6 月，低水位期出现在 11-1 月，水位动态变化过程较降水过程滞后 1-2 个月。

5.4.2 地下水环境影响分析

本工程地下水环境影响评价等级为三级，因此，本次评价采用解析法预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.4.2.1 地下水环境影响预测模型

根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳态流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，一维稳态流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 50m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，g；

u —地下水流速度，m/d；含水层岩性渗透系数取 50m/d。水力坡度 I 取最大值 8‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=50\text{m/d} \times 8\text{‰}/0.25=1.6\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录B，有效孔隙度取 $n=0.25$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10m$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=16m^2/d$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=1.6m^2/d$ ；

π —圆周率。

5.4.2.2 施工期地下水环境影响预测

(1) 情景设置

①正常状况

项目施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水。

a.生活污水

生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理，不外排。

b.管道试压废水

管道试压水主要污染物为SS，循环使用后用于场地洒水抑尘，不外排。

c.酸化压裂返排液

酸化压裂返排液在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修环保站处理，不外排。

d.钻井废水

钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至下一工程使用。

②非正常状况

施工期非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可被各类储罐区底部的防渗膜和四周低围堰截留，若能及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期非正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。因此本次评价从不利的角度出发，选取钻井过程中由于施工不当，导致钻井套管破损，从而使得钻井废水进入含水层中对地下水环境的影响。

(2) 源强计算

污染物浓度：钻井废水的特征污染物主要是SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物。选择石油类作为预测因子进行预测，由于石油类在水中的最大溶解度为

18mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L。

污染物泄漏时间：钻井套管发生破损后，一般应急处置时间不超过 2 天，因此，本次假设钻井废水下渗时间持续 2 天。

泄漏量：由工程分析结果可知，单井钻井废水产生量 16.86m³/d，本次假设发生泄漏事故后，有 10%的钻井废水进入包气带内，则每天的下渗量约为 1.686m³。源强计算见表 5.4-1。

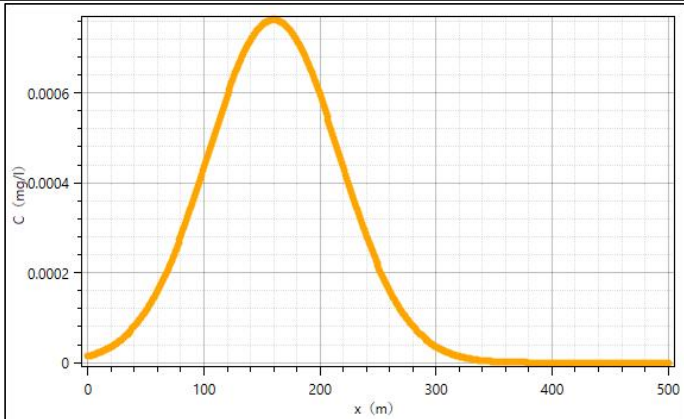
表 5.4-1 非正常状况渗漏源强计算一览表

泄漏位置	特征污染物	泄漏量（m ³ /d）	浓度（mg/L）	超标标准（mg/L）	检出限（mg/L）
井场井口	石油类	1.686	18	0.05	0.01

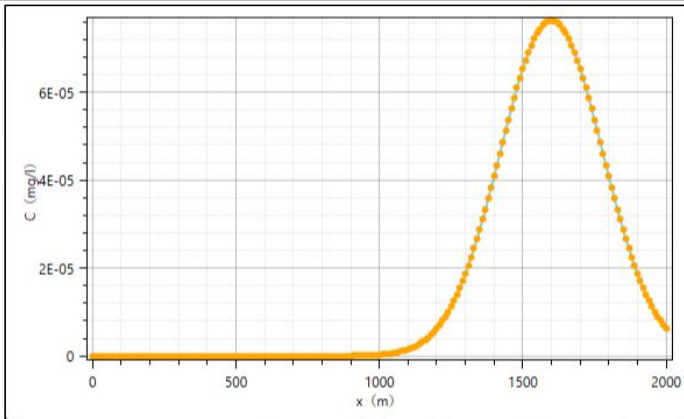
（3）施工期预测结果

表 5.4-2 施工期预测结果

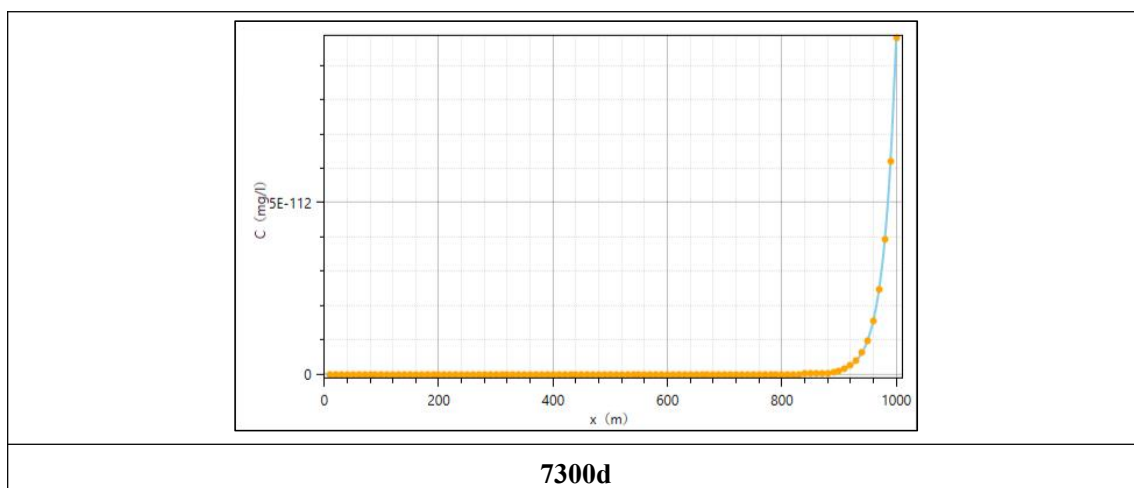
运移时段	最大浓度 (mg/L)	超标距离 (m)	超标范围(m ²)	影响距离 (m)	影响范围(m ²)
100d	<石油类的检出限 0.01	0	0	13	101
1000d		0	0	0	0
7300d		0	0	0	0



100d



1000d



5.4.2.3 运营期地下水环境影响预测

(1) 情景设置

①正常状况

a.废水

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水产生量少，产生时间集中，采用专用废水回收罐收集后送克拉苏钻试修环保站处理，不外排。

b.落地油

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程落地油 100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

②非正常状况

a.井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，采气井的采出液会喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。从

事故井区土壤剖面分析,井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内,石油类污染物很难下渗到 2m 以下,对地下水体的影响概率不大,若及时采取有效措施治理污染,井喷不会造成地下水污染。

b.集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况考虑集输管道中采出水泄漏对地下水环境造成的影响。

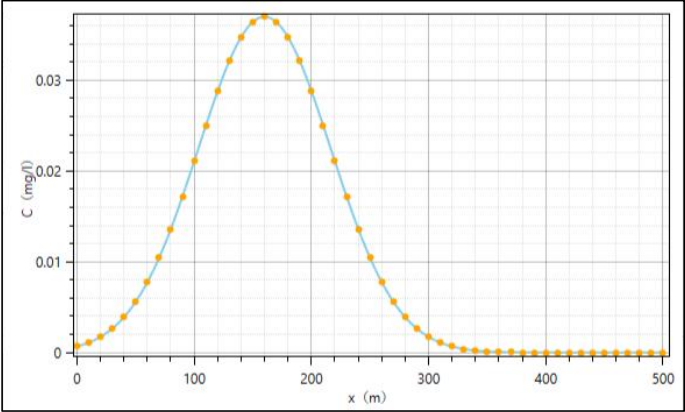
(2) 源强计算

根据“3.4.3.2 运营期污染源及防治措施”，项目最大采出水产生量为 353.03m³/d, 污染物主要为石油类和 SS。根据“表 3.4-27 本项目运营期井场废水情况一览表”，采出水中石油类取 100mg/L。本项目已制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。事故状态下集输管道中的采出水发生泄漏，2 小时内能够及时发现并采取措施。2 小时内的采出水泄漏量为 29.4m³。经计算石油类的泄漏量为 2940g。事故风险按最不利情况计算，集输管线破损泄漏的采出水全部进入地下水中。

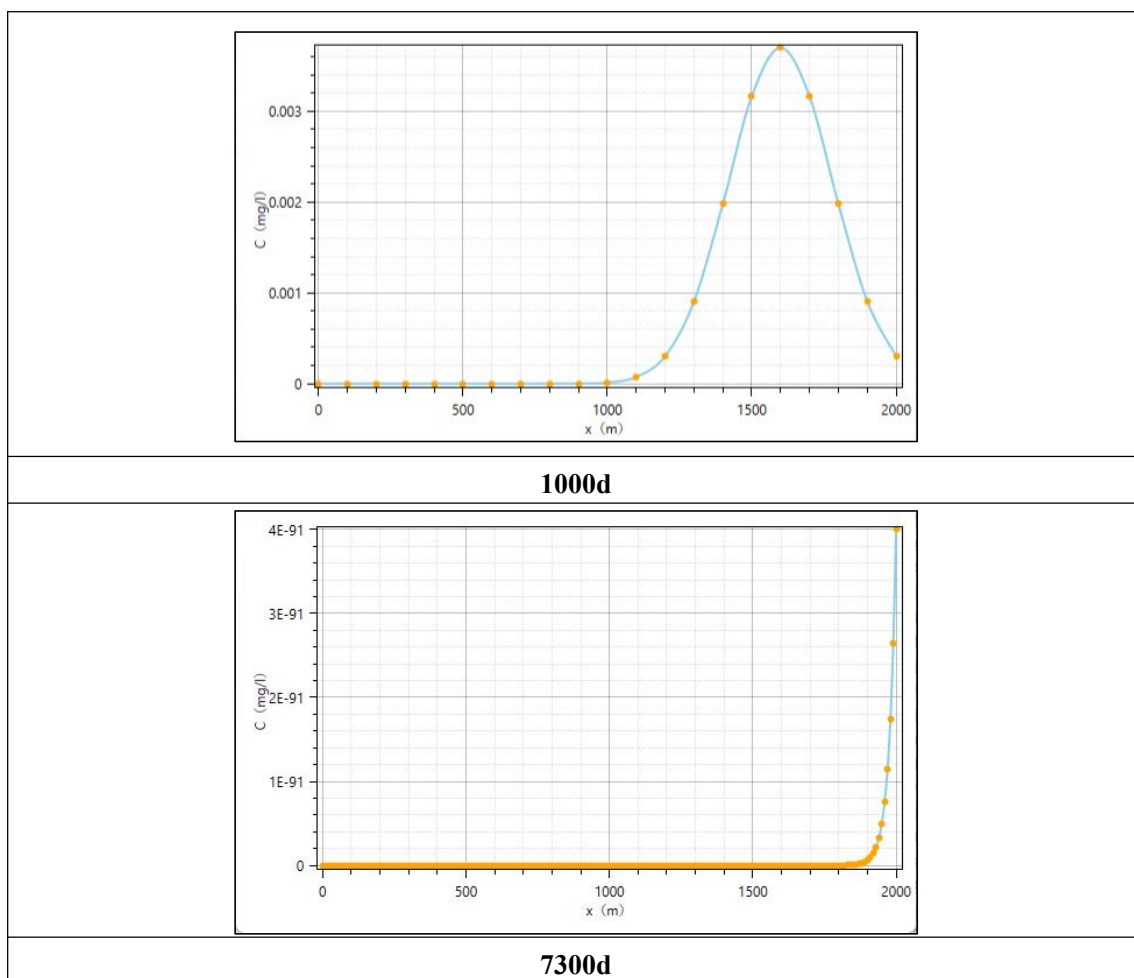
(3) 运营期预测结果

表 5.4-3 运营期石油类预测结果

运移时段	最大浓度 (mg/L)	超标距离 (m)	超标范围(m ²)	影响距离 (m)	影响范围(m ²)
100d	0.037	0	0	252	8310
1000d	<石油类的检出限 0.01	0	0	0	0
7300d		0	0	0	0



100d



5.4.3 地下水环境保护措施及防治对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①集气管线可根据具体条件和重要性确定密封形式。

②井场内对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集气管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

⑤气井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。气井运行期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检

查。

⑥同时对地下钻井井身采用双层套管（表层套管、生产套管），还需要采取切实可行分层隔离封闭的措施，防止串层污染。

（2）施工期水污染保护措施

项目施工期，工程建设过程中，无污染物的堆放和排放，因此，项目施工期不会形成对地下水的大范围污染影响。但在施工过程中，要注意保护地下水的措施。

①基础工程尽量选在枯水期施工，避免在汛期施工。

②工程承包合同中应明确施工材料（水泥、钢材、油料等）的运输过程中防止洒漏条款，临时堆放场地不得设在河沟附近，以免随雨水冲入水体造成污染。

③设置必要的排水沟用以疏导施工废水，排水沟土质边坡及时夯实。应妥善收集并及时处理结构渗水，施工现场的淤泥渣土等固体废弃物，应当按要求运到指定地点处置。

④施工场地设置临时沉砂池或配置专用泥浆污水处理设备，将含泥沙的雨水、泥浆经沉砂池处理后排放。

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）11.2.2 分区防控措施中要求：已颁布污染控制标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，因此本项目应按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗分区。危废暂存间按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗技术要求执行。

依据本项目的工程建设特点，对项目施工期和运营期分别采取了防渗措施，具体措施见表 5.4-4 和 5.4-5。

表 5.4-4 施工期项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）
	放喷池、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、钻台、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆泵区、泥浆料台、加重装置、管排架、坡道、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

一般防渗区	材料房、生活污水池、修理房等	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	材料房、值班房、停车场等区域	一般地面硬化

表 5.4-5 项目运营期防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	井口、焚烧池区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
一般防渗区	工艺装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

图 5.4-1 施工期防渗分区图

图 5.4-2 运营期防渗分区图

(4) 管道泄漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现管线的生产运行管理和控制，并与所属的总控室 SCADA 管理系统通信，上传管线的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，随时通过监控系统观察管线输送情况。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(5) 地下水环境监测与管理

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的要求，本次共布设 1 眼地下水监控井，监测点位见表 5.4-6。

表 5.4-6 地下水监测点布控一览表

编号	功能	地点	监测频率	监测项目
JK1	污染扩散监测点	本项目工程区下游	1次/半年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、铬（六价）、耗氧量、氨氮

当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

(6) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其他应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.4 地下水评价结论

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的非正常状况情景，模拟和预测了施工期和运行期项目建设对附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对小范围地下水环境造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响。运营期间的噪声源主要为采气井场设备采气树、甲醇加注泵等设备运转噪声，噪声值为 75-85dB（A），通过基础减振、选用低噪声/低振动设备可降低 10-20dB（A）。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 采气井场主要噪声源强表（室外，噪声源采气树为坐标原点(0,0)）

序号	声源名称	型号	空间相对位置			声源源强 (声压级/距离声源距离) / (dB(A)/m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采气树	--	0	0	3	85dB（A）/1m	基础减振、选用低噪声/低振动设备	昼间/夜间
2	甲醇加注泵	-	0	11	1	75dB（A）/1m	基础减振、选用低噪声/低振动设备	昼间/夜间

5.5.2 预测因子、方位

（1）预测因子：等效 A 声级

（2）预测方位：厂界外 1m

5.5.3 预测模式

a)应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：

$$L_P(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处的声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级，dB；

D_C ——指向性校正，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。

b)预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

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;

ΔL_i ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c)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);

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} ——几何发散引起的衰减, dB;

d)工业企业噪声计算

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:

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

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。

e)噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} ——预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(4) 噪声预测点位

预测四周厂界及周边敏感点噪声值，并给出厂界噪声最大值的位置，以厂区噪声源采气树为坐标原点(0,0)。

5.5.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见下表。

表 5.5-2 项目建成后采气井场噪声预测结果 单位：dB(A)

序号	预测点名称	贡献值	标准值		达标情况
			昼间	夜间	
1	井场东边界	34	60	50	达标
2	井场南边界	48	60	50	达标
3	井场西边界	48	60	50	达标
4	井场北边界	43	60	50	达标

根据预测结果，井场噪声源对场界的噪声贡献值满足《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，项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

表 5.5-3 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	200m√ 大于 200m □ 小于 200m □					
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	200m □ 大于 200m □ 小于 200m√					
	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；“（ ）”为内容填写项。							

5.6 运营期固体废物环境影响分析

项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，落地油属于（HW08 071-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08 900-249-08）危险废物，专用桶收集暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。

（1）危废管理标识

按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）修改单、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276—2022），设置危废标志、标识、标签。

（2）危险废物贮存及运输

项目建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），相关要求对含油废物进行收集、贮存。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a.危险废物标签规格。规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字，字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

（3）危险废物运输过程影响分析

项目产生的危险废物委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

危废外运时，公司应向环保主管部门提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施,承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。危废转移按照《危险废物转移管理办法》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》要求,在线填报危废管理计划、办理电子转移联单、建立并规范运行危废台账,登记记录每次外运危废的名称、类别、数量等信息,认真填写危险废物转移联单(每种废物填写一份联单),并加盖公司公章,经运输单位核实验收签字后,将联单第一联副联自留存档,将联单第二联交送移出地环境保护行政主管部门,第三联及其余各联交付运输单位,随危险废物转移运行。第四联交接受单位,第五联交接受地环境保护行政主管部门。

综上,拟建工程固体废物处置措施可行,对周边环境影响较小。

5.7 运营期生态环境影响分析

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对植被、野生动物等的影响、生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1) 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。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束,工程基本不会对植被产生影响,临时占地的植被开始自然恢复,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。通过运营期加强巡线,发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施,可降低事故发生概率,且井喷、管线泄漏一般影响时间较短,项目周边区域植被覆盖低,造成植被损失较小。

(3) 生态系统完整性影响评价

拟建工程的开发建设,在原有人为干扰的基础上继续扰动建设,加剧了人为扰动的力度,同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势;但是由于项目占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。

因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于区域内油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油气田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

（4）景观影响分析

区域经过油气田开发，已经形成了采掘工业、自然景观交替的景观。本工程井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

项目建设完成后，井场和集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响，因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

（5）农业生态影响分析

本项目对农业生态影响主要为占地和污染物排放、事故状态下油料、采出水等进入耕地范围对农业生态造成影响。

运营期管线临时占用耕地结束，并按复垦方案完成临时用地复垦，穿越耕地管线很短仅 1.305km，管线巡检可步行进行，对农业生态影响很小。进入井场有永久进场道路连接，井场巡检对农业生态无影响。

非正常状况下，井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内农作物产生不利影响。运营期采取有效的保护措施。在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；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。通过以上措施，可降低事故发生概率，且井喷、管线泄漏一般影响时间较短，最近农田距离井场在 80 米以上，对农业生态影响较小。

（6）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

表 5.7-1 生态影响评价自查表

工作内容	自查项目	
生态影响	生态保护	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗

识别	目标	产□；生态保护红线□；重要生境□；其它具有重要生态功能、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□（）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☑（水土流失重点治理区）自然景观☑（景观多样性、完整性）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：（4.80）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。		

5.8 运营期土壤环境影响分析

5.8.1 环境影响识别

5.8.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)规定,拟建工程采气井场属于II类项目,集输管线建设属于IV类项目。

5.8.1.2 影响类型及途径

根据监测数据,所在区域土壤监测 pH 均未超过 5.5~8.5 范围,土壤监测全盐量在 1g/kg 以下,因此所在区域不属于土壤盐化、酸化和碱化地区。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)的相关要求,本项目按照土壤污染影响型开展土壤环境影响评价工作。

营运期外排废气中主要为非甲烷总烃、甲醇,不会对土壤产生大气沉降影响;拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水,未向外环境排放污水,不会造成废水地面漫流影响;非正常状况管线出现泄漏,可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

表 5.8-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它
建设期	--	--	√	--
运营期	--	--	√	--
服务期满后	--	--	--	--

5.8.1.3 影响源及影响因子

非正常工况下,项目施工期的钻井废水和运营期管线中的凝析油会下渗到土壤中,造成一定的影响。考虑到施工期和运营期主要污染物为石油烃,因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.8-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井口	垂直入渗	石油烃	事故状况
管线泄漏点			

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为集输管线事故状况下破裂造成凝析油泄漏,污染物石油烃垂直下渗导致土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型,主要影响方式为垂直下渗。

5.8.2 土地利用类型调查

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 土壤污染影响型现状调查范围为各井场边界外 200m 及管线边界两侧外扩 200m 范围

(2) 敏感目标

拟建工程将井场 200m 范围及管线两侧 200m 范围的耕地作为土壤环境保护目标。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)及现场调查结果, 项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为林地、住宅用地、交通运输用地、耕地及裸土地。

②土地利用历史

根据调查, 项目井场部署和管线敷设之前占地现状主要为耕地、裸土地及少量林地。局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

项目占地范围暂无土地利用规划。

(4) 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1: 400 万发生分类土壤图(数据来源, 二普调查, 2016 年), 《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类, 土壤评价范围内土壤类型为涉及灰棕漠土、棕漠土等。

5.8.3 土壤环境影响评价

本项目预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.8.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征, 土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下, 防渗措施良好、管线连接处紧密, 管道密闭输送, 因此在正常工况下不会发生凝析油渗漏进入土壤。

5.8.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

若本工程集输管道发生泄漏, 泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长, 污染面积越大, 对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据调查：集输管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染(扩展)面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；石油烃覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，油烃在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时延长，下渗深度增加不大（石油烃一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚），一般很难渗入到 2 米以下，因此发生施工期井喷事故、运营期集输管线破损事故后，石油烃污染物很难扩散至较大范围，在发现泄漏后，及时采取应急处置措施后，对周边土壤环境影响可接受。

5.8.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，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。

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为重点防渗区，防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，以避免井口泄漏的凝析油污染土壤。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求，制定监测计划，详情见表 5.8-3。

表 5.8-3 土壤跟踪监测点位布置情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场采气树管道接口处、井场周边基	表层样	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类	1 次/年

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
	本农田		铬、盐分含量、pH	用地筛选值	

5.8.5 结论与建议

项目土壤中各监测因子监测值均达到《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标准或《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.8-4 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 ☒				--
	占地规模	2.863hm ² （永久占地）				小型
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()				周边区域土壤
	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	石油烃				--
	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	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	1	2	(0-0.2m)	
		柱状样点数	3	0	(0-3m)	
	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）中基本项目45项及 pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、全盐量、阳离子交换量				--
现状	评价因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目45项及 pH 值、石油类、石油烃				--

工作内容		完成情况			备注
评价		(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、全盐量、阳离子交换量			
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他 ()			--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600/GB15618-2018相应标准。			--
影响预测	预测因子	石油烃			--
	预测方法	附录 E☐; 附录 F ☐; 其他☑_类比分析_			--
	预测分析内容	污染影响范围: 井场、管线周围; 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	--
		代表性井场采气树管道接口处、井场周边基本农田	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	1次/年	
	信息公开指标	--			
评价结论		可以接受☑; 不可以接受☐			--
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。					

5.9 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(国家环保部环发〔2012〕77号)及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求,对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存(包括使用管线输运)的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题,以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估,提出环境风险预防、控制、减缓措施,明确环境风险监控及应急建议要求,为建设项目环境风险防控提供科学依据,力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 评价依据

根据 2.4.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果,项目 $Q < 1$,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。

5.9.2 环境敏感目标

现场踏勘结果表明，项目不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。区域主要风险保护目标为项目区周边土壤、耕地、地下水等。

5.9.3 环境风险识别

5.9.3.1 物质风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为凝析油、采出气、危险废物。

（1）采出气

采出气主要是甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.9-1。

表 5.9-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.04
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			

消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	自燃温度	538℃
	爆炸极限	5.3%~15%（V%）		
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、氟、氯；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学	LD ₅₀ : LC ₅₀ : 50%（小鼠吸入，2h）。			

资料	LC ₅₀ : 无资料。
生态学资料	其他有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质: 危险废物。 废弃处置方法: 建议用焚烧法处置。 废弃注意事项: 处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项: 采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并应将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

(2) 凝析油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.9-2。

表 5.9-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素, 分别占 83%~87%和 11%~14%; 还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别: 第 3.2 类中闪点液体。 侵入途径: 吸入、食入、经皮吸收。 健康危害: 液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐, 引起黏膜水肿和溃疡症状, 包括口腔和咽喉灼烧感; 较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失; 可引起心律失常、室颤和心电图改变; 可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激, 长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂, 伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状, 包括咳嗽伴有恶心; 中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清, 甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响: 长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。 环境危害: 造成大气, 河流, 湖泊, 海洋, 土壤等污染。	

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
	燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。	
接触控制/个体	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。	

化学品名称	化学品中文名称	原油		
	化学品英文名称	Grudloil		
防护	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6～155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相 对 密 度 （ 水 =1 ） 0.7365-0.917	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%～8.7%（V%）	自燃温度	280℃～380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD ₅₀ : >4300mg / kg(大鼠经口) LC ₅₀ : 无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质，很难生物降解。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：废有机液体。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。	
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录(2022 调整版)》。	
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录(2022 调整版)》和《危险化学品安全技术全书》。	

（3）甲醇

甲醇 LD50=5628mg/kg，对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 5.9-3。

表 5.9-3 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9℃	蒸汽压	(20℃) 12.8kPa。
沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914（水=1）：1.11（空气=1）	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44（V/V，%）		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m ³ ×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD ₅₀ : 5.66kg，大鼠经口 LD ₅₀ : 1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m ³ ，4 小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发		

	炎，也有人因甲醇溅洒在足部， 甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工 作，数日后失明的报道。
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥 发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0%~36% ， 是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃ 。 自燃点 385℃ 。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中， 受 热的容器有爆炸危险。
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m ³ （皮）：PC-STEL：50mg/m ³ （皮）：IDLH：6000ppm
泄漏应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。 切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不 要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟 等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也 可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围 堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车 或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。
防护措施	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（半 面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶手套。 其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行 就业前和定期的体检。
急救措施	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处.保持呼吸道通畅。如呼吸困难， 给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。 灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷 却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置 中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化 碳、砂土。
储运须知、包装标志	易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：（II）类。 储运条件：注 意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光曝晒，严禁接触火源。夏天 高 温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内， 与氧化钙隔绝，远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理： 首先切断所有火源，戴好防 毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面 进行通风处理。

(4) 危险废物

项目运营期产生的固体废物主要为落地油和废防渗材料。

5.9.3.2 集输管道危险性识别

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凝析油泄漏,直接污染周围土壤,还可能对区域地下水造成污染。

5.9.3.3 风险类型识别

通过分析项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性,项目可能发生的环境风险主要包括油气物料泄漏及泄漏引起的火灾、爆炸等伴生/次生污染物排放。

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 管线泄漏影响分析

本项目管线输送物料主要为天然气及少量采出水和凝析油。

天然气本身毒性较低(本项目采出天然气不含硫化氢),对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐,浓度较高时会引起窒息。另外,因天然气属于甲A类火灾易燃易爆危险物质,在空气中爆炸极限为5%~15%(体积百分含量),当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时,遇到明火便会引起火灾或爆炸。

事故性释放的天然气,在扩散过程中可能发生的情况如下:事故性释放的天然气可能立即着火,形成喷射燃烧,对周围造成热辐射危害;也可能在扩散稀释过程中着火或爆炸,对周围造成冲击波危害;或者经扩散稀释低于爆炸极限下限,未着火,仅污染周围环境空气环境。

本工程天然气泄漏引发火灾事故时,不完全燃烧产物CO、SO₂、烟尘将对周边环境造成一定不利影响,使一定范围内污染物浓度超标。

居民点距离拟建项目各井场均较远,一般不会对周边居民造成影响;居民点距离最近的管线为克深3102井管线,最近距离为30米,但集输管线为地埋式,泄漏可能性较小,但一旦泄漏对周边居民产生较大影响。

采出水和凝析油泄漏主要集中在集输管线区域范围,一旦发生泄漏事故,管内压力减小,各截断阀可以确保在2min内响应并关闭,管道断裂处油气继续泄漏,当与外界压力平衡时,泄漏终止。采出水和凝析油泄漏量非常小,最近地表

水体为克深 3104 井西侧的库如克山洪沟，最近距离约 180m，井口喷散物一般不会进入库如克山洪沟范围内，因此管道泄漏事故对地表河流的影响较小。

5.9.4.2 甲醇泄漏影响分析

甲醇撬发生甲醇泄漏事故；泄漏后在泄漏点周围形成液池，然后液池表面气流运动使液体蒸发，由于泄漏发生后液体流到地面上液面不断扩大，同时不断挥发进入大气，造成大气污染。在加强巡检等日常管理的前提下，一般甲醇泄漏事故历时较短，泄漏所造成大气环境中污染物的高浓度持续时间也较短。甲醇泄漏不会对周边敏感点产生不可接受的影响。

5.9.4.3 火灾影响分析

根据计算，甲醇泄漏引发的火灾伴生/次生污染物产生量很小。本次主要对天然气泄漏引发的火灾事故影响进行分析。

不利气象条件下，天然气泄漏引发的火灾产生的 CO 浓度未超过其 2 级毒性终点浓度。但由于泄漏点周边 100-500m 范围内 CO 浓度超过环境空气质量标准限值，因此居民点附近管道发生破裂泄漏事故时，泄漏的天然气及其火灾伴生/次生污染物会对周边居民产生一定的不利影响。

5.9.4.4 井喷事故影响分析

(1)井喷对大气环境风险评价

本项目所在区域天然气不含 H_2S ，经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

(2)井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物。项目井场为采气井，喷出原油喷散物流动性差，最近地表水体为克深 3104 井西侧的库如克山洪沟，最近距离约 180m，原油喷散物一般不会进入库如克山洪沟范围内，因此井喷事故对地表河流的影响较小。

(3)井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷范围内土壤表层可见有含油液体喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后

石油类污染物主要聚集在土壤剖面 40cm 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（4）井喷对耕地影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物。项目井场为采气井，喷出原油喷散物流动性差，最近地表水体为克深 3104 井西侧的库如克山洪沟，最近距离约 180m，原油喷散物一般不会进入库如克山洪沟范围内，因此井喷事故对地表河流的影响较小。

5.9.5 环境风险防范措施

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.9.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

①严格遵守井下作业的安全规定；井场设置明显的禁止烟火标志；井场安装探照灯；井场设置现场检测仪表；各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，并设置安全警戒岗；

③开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

④每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；气层钻井中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根(钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头)；

⑤施工期泥浆池、放喷池、压裂废液池等严格按照防渗要求进行防渗；

⑥按班组进行防喷演习，并将附近的村庄加入演习中，并达到规定要求；

⑦严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其他辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

⑧认真做好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

⑨严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

⑩加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

⑪钻井中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

⑫发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻井；

⑬关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.9.5.2 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②井场保温钢质管道外壁采用无溶剂环氧防腐涂料防腐，非金属管道钢接头外壁防腐层采用防腐+玻璃布防腐，管线采用耐腐蚀柔性复合管。

③管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

④在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和

警示牌等。

⑤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。

⑥按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于连接处和母材的缺陷。

⑦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。

（2）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑤加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及管道输送知识，发现问题及时报告。

⑥严禁在管线两侧各50m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加强巡线频次，排查管道周边信息，及时发现隐患并消除。

⑧管线周边有居民区域加大设计系数、设置加密、采用“双百检测”等措施。

⑨在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。

5.9.5.3 井场事故风险预防措施

（1）采用双层套管，严禁使用不合格产品，定期对井场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查；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。

（2）利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（3）管理措施

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

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③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。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

⑦施工期泥浆罐、放喷池、应急池等应当采取防渗措施。

（4）油气泄漏事故防范措施

①加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

②强化管道安全保护的宣传教育，增强沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

③工程建成后运行期间，随时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

④根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

⑤在输气管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

⑥从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

⑦重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

⑧定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。治理输气管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止在管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的概率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

⑨加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

（5）危险废物运输事故风险防范

危险废物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，若有液体泄漏，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，委托有资质单位处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- ①运输时应当采取密闭、遮盖、捆扎、喷淋等措施防止扬散；
- ②对运输危险废物设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；
- ④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告；

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用；

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.9.5.4 环境风险应急处置措施

（1）泄漏事故应急措施

事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境风险防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。凝析油和采出水受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏采出液移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.9.6 环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。克拉采油气管理区编制有《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号为652926-2021-011），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入克拉采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（1）工程事故类型为凝析油、天然气泄漏对区域大气环境造成影响。

（2）信息处理巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

（3）面对套管被腐蚀破坏井筒，在采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施后，事故风险较低。

5.9.7 风险评价结论

(1) 项目涉及的危险物质为天然气（主要为甲烷、乙烷）、甲醇、凝析油和危险废物，主要分布在井场和集输管线中，存在危险因素主要为管道泄漏、法兰连接处泄漏引起事故，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。

(2) 项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $Q < 1$ ，环境风险潜势为I，环境风险评价等级为简单分析，无须设置评价范围。

(3) 在落实有效的环境风险措施后，从风险预测结果来看，项目环境风险可降至可防控水平。

(4) 建议

项目具有潜在的事故风险，要切实从建设、运营等各方面积极采取防护措施，企业应制定并及时修订突发环境事件应急预案。

表 5.9-4 风险防范设施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台(套)	投资 (万元)	效果
1	甲烷检测报警仪	风险防范设施数量按照	12	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		8	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材	消防、安全等相关要求设置	12	防止集油管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	7	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	39	—

表5.9-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目（重大变动）
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县
地理坐标	东经 ° ' " ，北纬 ° ' "
主要危险物质及分布	项目主要危险物质为凝析油、天然气、甲醇、危险废物等，天然气主要分布在井场和集输管线，凝析油主要分布在井场和集输管线，甲醇、危险废物主要产生于井场内。
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、	环境影响途径：井场、集输管线的凝析油、天然气、甲醇泄漏，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，发生火灾爆炸事故时伴生污染物

地下水等)	进入大气环境；消防废水或者泄漏的凝析油未能得到有效收集而进入地表水体；凝析油、甲醇、危险物质泄漏，通过地面下渗至含水层。 危害后果：项目距离居住区较远，因此环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。
风险防范措施要求	详见 5.9.5 章节。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 46138 万元建设“塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目（重大变动）”。 项目涉及的危险物质主要为凝析油、天然气、甲醇、危险废物，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知， $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为I，评价工作等级划分为简单分析。 在落实本评价所列出的各项风险防范措施和应急措施的前提下，本项目环境风险可降至可防控水平。	

5.10 退役期环境影响分析

5.10.1 退役期污染源

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入退役期。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离，运营期产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截取一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

退役期通过加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线的措施减少对周边环境的影响。

另外，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。废弃建筑垃圾收集后拉运至克深地区天然固废填埋场进行处置，废防渗材料收集后送有资质的单位处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.10.2 退役期生态保护措施

5.10.2.1 退役期生态环境保护措施

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

(1) 根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，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建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

(4) 及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，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。

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

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

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

5.10.2.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

本项目新建采气井场 3 座，所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植在自然状态下逐渐得到恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 7.85km，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

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内（穿越基本农田和林地区域 6m），在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，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，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

6 环境保护措施可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

①施工现场明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监测管理部门、举报电话等信息；

②施工现场设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及周边的道路不得留存建筑垃圾和泥土；

③施工单位必须加强施工区的规划管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染；土方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘；

④进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏；

⑤场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；土方工程作业时，应辅以洒水抑尘尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖；施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于2次，并由专人负责。重污染天气相应增加洒水频次。

⑥施工期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

⑦施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

⑧放喷期间油气通过分离器分离，液态物料进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

⑨合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

⑩合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

以上施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气和施工车辆尾气防治措施简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期废气污染防治措施

拟建工程采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；采用密闭集输流程；定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患；井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

项目运营期无组织废气非甲烷总烃、甲醇严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求：油气井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；本项目定期巡检，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，确保集输系统安全运行；增强对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

类比同类项目，拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期废气污染防治措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。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。

类比以往同类闭井井场验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施及其可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井废水、管线试压废水、酸化压裂返排液和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至下一工程使用。

(2) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(3) 酸化压裂返排液

在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(4) 施工队生活污水

生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理。

6.2.2 运营期水污染防治措施

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

项目建成投运后，采出水随油气混合物经集输管道，最终输送至克深天然气处理厂处理，处理后的采出水均能达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

根据项目初步设计文件，项目采出水量随开采年限增加呈先增加后减少的趋势，至 2033 年产水量最大，最大采出水量为 353.03m³/d。克深天然气处理厂污水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺，克深天然气处理厂废水处理装置排口各监测因子均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中相关要求。克深天然气处理厂污水处理系统用设计处理能力 2000m³/d，目前富余处理能力 800m³/d，富余量可以满足项目采出水处理需求。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理规模富余处理能力 119.6m³/d，本项目实施后，井下作业废水产生量 114m³/a，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

- ①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；
- ②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；
- ③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；
- ④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；
- ⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响；
- ⑥设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查；
- ⑦在工程临近居民区处设置不低于 2m 高的声屏障。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要包括井场采气树、甲醇加注泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- (2) 对设备采取减振方式，选择低噪声/低振动型设备。
- (3) 设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查。

根据噪声预测结果并类比同类型项目，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线，类比同类型项目，退役期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.4 固废治理措施及其可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

(1) 剩余土方

施工期开挖土方用于施工作业带平整，无弃土外运，措施可行。

(2) 施工废料

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理，不外排，措施可行。

(3) 钻井岩屑和泥浆

泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理，类比同类项目处置措施可行。

(4) 废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物

含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置。

(5) 其他废包装

收集后外售废品回收站。

(6) 生活垃圾

生活垃圾集中收集后，拉运至拜城县生活垃圾填埋场处理，措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置、管理措施

项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，落地油属于（HW08 071-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08 900-249-08）危险废物，专用桶收集暂存于克拉采油气管管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。克拉采油气管管理区内克深天然气处理厂及钻井期井场均设置危废暂存间，项目运营期危险废物产生量很小，其中落地油产生量约 0.3t/a，废防渗材料 0.75t/a，且产生时间集中便于运输，因此依托克拉采油气管管理区已建危废暂存间可行。

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送克深地区天然固废填埋场处理。废防渗材料等含油废物定期交有资质单位处理。

（2）对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，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，以防止行驶过程固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 生态恢复治理要求

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

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

本项目所有施工临时占地范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久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，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。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

本项目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在 8m 范围内（穿越基本农田和林地区域 6m），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

工程施工结束后，对占地范围内植被进行恢复，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，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场和管线临时占地植被恢复。

6.5.2 施工期生态环境保护措施

6.5.2.1 地表扰动生态环境保护措施

拟建工程施工过程严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，按照国家和地方有关工程征地要求，办理相关手续。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土进行拦挡，施工完毕尽快整理施工现场，对井场地表进行砾石压盖。

拟建工程在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工中按要求进行分段施工，随挖、随运、

随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

类比克深区块现有工程采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.2.2 生物多样性保护措施

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

对于井场建设工程施工期涉及油料、采出气的工程还应强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比克深区块现有井场采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.2.3 野生动植物生态保护措施

（1）植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。

②管线施工范围应严格限制在 8m 范围内（穿越基本农田和林地区域 6m）；井场施工范围应限制在井场临时用地范围内。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的践踏破坏。

③妥善处置施工废物，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的植物。

④在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将植物作为薪柴使用。

⑤及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑥施工时对表土进行剥离存放，用于植被恢复；对施工导致植物损失的区域，采取植物补偿措施。在植物恢复时，需选择适合当地的本地种植物，还需考虑当地土壤底质、不同种类植被的特性、种植密度、种植宽度、本地植物重建等因素。

⑦强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物的破坏。

（2）野生动物保护措施

①井场和集输管线设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③加强井区的野生动物保护，确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

⑥施工结束后及时选用当地物种进行植被恢复，重建动物生境。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的环境保护措施可行。

6.5.2.4 农业生态环境保护措施

项目克深 3102 井为勘探井改开采井，井场占地为基本农田无法避让，拟建工程其余井场选址均已避让了基本农田。克深 3102 井工程区基本农田连片分布，集输管线不可避免地需临时占用基本农田，约 1.305km 集输管线位于基本农田，项目施工期严格限制占用基本农田范围，严格控制管线施工作业带在 6m 范围内。建设单位需依法办理临时用地手续并编制土地复垦方案；通过耕地耕作层土壤剥离再利用、严格控制填埋深度（不小于 2 米）等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。临时工程结束后及时按照土地复垦方案对占用基本农田进行复耕，尽量减少对农业生产

的影响。采取以上措施后项目建设对农业农业的影响较小，农业生态环境保护措施可行。

6.5.2.5 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。工程开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

④井场永久占地地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区设彩条旗等明显作业区域标志，以示明车辆行驶的边界，避免增加对地表的扰动和破坏。

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

①砾石压盖：井场内采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②场地平整：针对站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，开挖及回填时应保证地面相对平整，防治水土流失。

③防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

④限行彩条旗：为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，在施工作业区四周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。

⑤洒水降尘：项目区降水量少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本方案拟对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

（4）各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的环境保护措施可行。

6.5.2.8 防沙治沙措施

（1）在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

（2）施工土方全部用于管沟回填和平整，严禁随意堆置。施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙化。

（3）遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

（4）管道工程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。

（5）井场和集输管线设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，在植被覆盖度高的地段采取人工开挖。

（6）土方开挖过程应采取分层开挖、分层回填的方式；井场平整后，采取砾石压盖。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.3 运营期生态环境保护措施

6.5.3.1 监督和管理措施

(1) 针对本项目的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方责任以及奖惩规定。

(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、及时地解决，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。

6.5.3.2 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) 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，切实增强保护生态环境的意识。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。

(4) 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。

(5) 对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延；

(6) 油气集输管线和井场涉及凝析油和天然气，项目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。

针对井场和集输管线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。定时巡查井场、管线等，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油料，防止污染扩大蔓延，降低土壤污染影响。特别是临近耕地区域应强化风险控制措施，避免因管道泄漏引起的油料泄漏进而危害耕地范围内植被和土壤。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油田开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、

《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。采取的生态恢复措施如下：

（1）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采气井场 3 座，所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

严格按照相关要求，对废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采气设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾；保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建单井集输管线共计 7.85km，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

管线内物质清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；根据周边区域的自然现状，采取人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子对其进行恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，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，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.5.4 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

拟建工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

（1）对油田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 按设计标准规定, 严格控制施工作业带(开挖)面积, 管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内, 并尽量沿道路纵向平行布设, 以减少地表植被破坏。

(3) 施工作业尽量利用原有道路, 沿已有车辙行驶。

(4) 施工机械不得在道路、井场以外的行驶和作业, 保持地表不被扰动。通过采取以上措施, 拟建工程井场及站场、管线和电力设施永久占地面积可得到有效控制, 临时占地可得到及时恢复。评价范围内, 野生植物和动物大多是新疆地区的常见种, 工程对野生植物和动物影响较小。

6.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状, 在分析土壤污染途径的基础上, 根据环境影响预测与评价结果, 按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则, 提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.1 施工期控制措施

应严格控制施工期临时占地面积, 按设计及规划的施工范围进行施工作业, 减少土壤扰动; 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶, 减少对土壤的碾压, 减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失; 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒, 应集中收集并及时清运, 防止污染物进入土壤环境造成污染; 严格采取各项水土保持措施; 对井场永久占地地表进行砾石压盖, 防止由于地表扰动造成的水土流失; 施工完毕后采取土地平整和防沙治沙措施。

6.6.2 运营期控制措施

(1) 源头控制措施

从生产过程入手, 在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施, 从源头最大限度降低集输管线中凝析油泄漏的可能性和泄漏量, 使项目区污染物对土壤的影响降至最低, 一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

①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, 防止管线腐蚀穿孔, 降低管线环境风险事故的发生概率;

②对管道定期检修, 将事故发生的概率降至最低; 采取分区防渗; 定期开展土壤跟踪监测并制定监测计划。

③定期派人检查井口区, 是否有凝析油泄漏的现象发生。

④由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现,可及时采取必要的处理措施,使造成的污染控制在局部环境。

⑤如果发生集输管道的采出液渗漏,建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作,在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质,委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置,因而,石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

(2) 过程控制措施

根据本工程特点,从垂直入渗途径,采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.6.3 跟踪监测

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求,制定跟踪监测计划,发生事故泄漏时对采气树管线接口处可能影响区域跟踪监测,在临近农田区域的井场内进行监测。

综上所述,正常情况下,本工程的各项工程不会污染土壤环境,非正常情况下,采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下,可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》及《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）》，分析项目温室气体排放源和气体种类，并提出针对性的控制措施与管理要求，减少温室气体排放。

7.1 温室气体排放量核算

7.1.1 项目温室气体排放类别和气体种类

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，中国石油天然气生产企业核算排放源类别和气体种类包括 7 类：①燃料燃烧 CO₂ 排放；②火炬燃烧排放 CO₂ 和 CH₄；③工艺放空排放 CO₂ 和 CH₄；④CH₄ 逃逸排放；⑤CH₄ 回收利用量；⑥CO₂ 回收利用量；⑦净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

项目内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、站场工程、油气集输工程及配套公辅工程。项目施工期依托区块内现有电力设施，柴油发电机作为备用，本次项目按照最不利情况即施工期全部采用柴油燃烧发电，运营期无燃料燃烧，对照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，项目施工期涉及的温室气体排放类别和气体种类为柴油发电机燃料燃烧 CO₂ 排放、试采期间燃烧排放的 CO₂ 和 CH₄，运营期涉及的温室气体排放类别和气体种类为油气集输过程中 CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。项目温室气体排放类别和气体种类见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目温室气体排放类别和气体种类

阶段	排放类别	设备或工序	温室气体种类	备注
施工期	燃料燃烧	柴油发电机	CO ₂	按照最不利情况即施工期全部采用柴油燃烧发电
	火炬燃烧	试采	CO ₂ 、CH ₄	
运营期	CH ₄ 逃逸排放	井口、油气集输	CH ₄	
	净购入电力	用电设施	CO ₂	

7.1.2 核算方法和源强

中国石油天然气生产企业的温室气体（GHG）排放总量等于化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非 CO₂ 气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成 CO₂ 当量），减去企业的 CH₄ 和 CO₂ 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含 CO₂ 排放量，公式如下：

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

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG\text{火炬}}$ 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{工艺}}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{逃逸}}$ 为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

s 为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{回收}}$ 为企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} 为 CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2\text{回收}}$ 为企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{净电}}$ 为企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{净热}}$ 为企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂。

项目主要涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放的 CO₂ 和 CH₄、CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放，具体核算方法如下：

（1）燃料燃烧排放

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

$$E_{CO_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

AD_{ij} 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

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

OF_{ij} 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。

项目燃料燃烧 CO₂ 排放具体参数取值见表 7.1-2。

表 7.1-2 项目燃料燃烧 CO₂ 排放具体参数取值

阶段	燃料种类	AD _{ij}	CC _{ij}	OF _{ij}
施工期	柴油	90t	0.85t 碳/t 燃料	0.98

备注：①柴油密度按照 0.84kg/m³ 取值；②OF_{ij} 取值参考《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二中表 2.1 常见化石燃料特性参数缺省值。

根据计算可知，施工期柴油燃烧 CO₂ 排放量为 274.89t。

（2）火炬燃烧排放

项目钻井试油期间伴生天然气燃烧排放，同时考虑 CH₄ 和 CO₂ 排放，火炬燃烧排放量计算公式如下：

$$E_{CO_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i 为火炬系统序号；

Q_{正常火炬} 为正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

CC_{非CO2} 为火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF 为第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO2} 为火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1，如火炬气中 CO₂ 的体积浓度为 2%，则 V_{CO2} 取 0.02，本项目取 0.012；

V_{CH4} 为火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

44/12 为碳与二氧化碳转换系数；

19.7 为 CO₂ 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm³；

7.17 为 CH₄ 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm³。

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

n 为火炬气的各种气体组分， CO_2 除外；

$CC_{\text{非}CO_2}$ 为火炬气中除 CO_2 外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

V_n 为火炬气中除 CO_2 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围0~1，如某含碳化合物的体积浓度为90%，则 V_n 取0.9；

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

计算可知，项目 $E_{CO_2 \text{ 正常火炬}} = 8.069$ 吨 CO_2 ， $E_{CH_4 \text{ 正常火炬}} = 0.058$ 吨 CH_4 （折 1.209 吨 CO_2 ），即火炬燃烧 CO_2 排放量为 9.277 吨。

（3） CH_4 逃逸排放

①开采 CH_4 逃逸排放

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目取 0；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目取 3；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)，项目取 2.5。

经计算 $E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = 7.5$ 吨 CH_4 （折 157.5 吨 CO_2 ），即天然气开采 CH_4 逃逸排放 CO_2 157.5 吨。

②气输 CH_4 逃逸排放

$$E_{CH_4\text{气输逃逸}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

$E_{CH_4\text{-气输逃逸}}$ 为天然气输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Num_j为天然气输送过程中产生逃逸排放的设施（包括天然气输送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j为每个设施j的CH₄逃逸排放因子，单位为吨CH₄/(年·个)，管线取0.85。

经计算 $E_{CH_4-气输逃逸}=2.55$ 吨 CH₄（折 53.550 吨 CO₂），即天然气输送 CH₄ 逃逸排放 CO₂53.550 吨。

（4）净购入电力隐含的排放

本项目电力按照企业净购入电力核算 CO₂ 排放量。

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

$E_{CO_2-净电}$ 为净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh），项目取 613.2；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh，取 0.997；

经计算 $E_{CO_2-净电}$ 为 611.36 吨 CO₂。

（5）温室气体（GHG）排放总量

本项目温室气体（GHG）排放总量为：

$$E_{GHG}=E_{CO_2-燃烧}+E_{GHG-火炬}+E_{CH_4-开采逃逸}+E_{CH_4-油输逃逸}+E_{CO_2-净电}=1106.578 \text{ 吨}$$

综上所述，故本项目温室气体（GHG）排放总量为 1106.578 吨 CO₂。

7.2 温室气体控制措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及运输等方面均采取了一系列控制措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术控制措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，采用自动控制技术，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行 LDAR 检测，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数，减少进入火炬中的放空气量。

7.2.2 节能降耗控制措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有

效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿,为减少线路损失,设计采用高低压同时补偿的方式,补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置,高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿,补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高,有效减少无功损耗,从而减少电能损耗,实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器,能效等级为 1 级,具有低损耗(空载和负载损耗相对较低)、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品,实际功率和负荷相适应,达到降低能耗,提高工作效率的作用。

(5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制,进一步降低能耗。

7.2.3 运输措施

项目井场开采油气采用密闭集输管道输送至克深天然气处理厂进一步处理,减少车辆转运过程中产生的温室气体排放。

7.3 温室气体管理措施

克拉采油气管理区建立有碳排放管理组织机构,对整个作业区能源及碳排放管理实行管理,并制定能源及碳排放管理制度,将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理;能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定,尽可能从管理上做到对各类能源高效使用,同时对碳排放情况进行有效管理。

7.4 温室气体评价结论及建议

7.4.1 温室气体评价结论

项目实施后,在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施,有利于减少温室气体排放。

7.4.2 温室气体排放建议

(1) 加强企业能源管理,减少甲烷逸散损耗,定期进行 LDAR 检测,并定期开展能源及碳排放管理培训,提升管理水平;

(2) 积极开展源头控制,优先选择绿色节能工艺、产品和技术,降低化石燃料消费量;

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存(CCUS)技术, 进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 8.1-1。

表 8.1-1 项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准;《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求;《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中相关标准。	项目 $P_{\max}=0.710\%$	否
地表水	/	项目无废水外排	否
地下水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准; 石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。	集输管线采取防腐防渗措施	否
声环境	工程区《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准;伊希塔其村居民住宅集中区《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 1 类标准。	满足质量标准	否

由上表可知,项目对周边环境质量影响较小。

8.2 社会效益分析

项目的实施可以支持国家的经济建设,缓解当前能源供应紧张、与时俱进的形势,同时,工程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。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 经济效益分析

项目总投资 46138 万元,环保投资 845 万元,环保投资占总投资的比例为 1.83%。由于涉及国家能源商业机密,故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

项目环保治理措施及其投资估算详见表 8.1-2。

表 8.1-2 项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	39
	焊接废气	颗粒物	无组织排放	
	测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染	
	柴油发电机废气	烃类、CO、NO ₂ 、SO ₂	柴油发电机为备用，施工过程加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料	
	施工机械和车辆尾气	烃类、CO、NO ₂ 、SO ₂	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养	
废水	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	生活污水排入生活污水池，就近拉运至生活污水处理装置处理	13
	试压废水	SS	循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘	
	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	
	钻井废水	COD、氨氮、SS 等	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
噪声	挖掘机等施工设备	噪声	选用低噪声设备，基础减振，临近居民区施工时设置不低于 2 米高临时声屏障，合理安排作业时间。	13
固体废物	施工期	剩余土方	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运	13
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理	
		钻井岩屑、泥浆	泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《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 2 第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物	

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
			综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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 2 第二类用地筛选值(石油烃≤4500mg/kg, 含油率<0.45%)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路;油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。	
		废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物	专用设备贮存，委托有资质单位处理	
		其他废包装	收集后外售废品回收站	
		生活垃圾	集中收集后，拉运至拜城县生活垃圾填埋场处理	
		生态	生态恢复	
水土保持	防尘网苫盖，限行彩条旗、洒水抑尘		52	
防沙治沙	植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行路线和范围		65	
防渗	重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行	260
		放喷池、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、钻台、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆泵区、泥浆料台、加重装置、管排架、坡道、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s	
	一般防渗区	材料房、生活污水池、修理房等	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	
	简单防渗区	材料房、值班房、停车场等区域	一般地面硬化	
运营期				
废气	井场、站场	非甲烷总	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为井场、站	--

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
	无组织废气	烃、甲醇	场逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃、甲醇。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护。	
废水	采出水	石油类、SS、COD	随天然气一起进入克深天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	--
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	13
噪声	采气树、甲醇加注泵等	噪声	基础减振、选用低噪声/低振动设备。	--
固废	落地油、废防渗材料	专用桶收集暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。		13
环境风险	放喷池用于事故状态下油气放喷。管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪。设施数量按照消防、安全等相关要求设置			39
防渗	重点防渗区	井口、焚烧池区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	52
	一般防渗区	工艺装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	
	简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化	
退役期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	--
噪声	运输车辆	噪声	加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。	--
固废	废弃管线	废弃管线	维持现状，两端使用盲板封堵。	--
	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	收集后拉运至克深地区天然固废填埋场处理	
	废防渗材料	废防渗材料	收集后由有危废处置资质单位接收处置	13
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	130
合计				845

8.4 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”。从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

8.4.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本项目运营期无废水排放，不会对地表水产生污染。

(3) 噪声

通过采取选用低噪声/低振动设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(4) 固体废弃物

项目运营期落地油和废防渗材料，专用桶收集暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减少其对周围环境的影响。

8.4.2 环境损失分析

项目在建设过程中，由于需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 2.863hm^2 ，计算得出生态经济损失预计 1.718 万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

8.4.3 环保措施的经济效益

项目通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些措施的经济效益也很可观。

8.5 小结

经分析本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 845 万元，环境保护投资占总投资的 1.83%。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。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

9 环境管理与监测计划

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

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了克拉采油气管理区QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.3 环境管理职责

克拉采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

- （1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；
- （2）分解落实油田分公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；
- （3）监督、检查开发部生产运行、建设项目施工过程中环保管理情况；
- （4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；
- （5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；
- （6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；
- （7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；
- （8）配合地方生态环境主管部门和上级环保部门检查。

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态恢复	施工营地：严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。 管线：严格控制管线施工作业带在 8m 范围内（穿越基本农田和林地区域 6m），采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	防沙治沙	植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避免植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
	污染防治		机械的运行路线和范围。		建设单位 环保部门 及当地生态环境主管部门
		废气	施工现场采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。施工过程中加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料，减少尾气排放。 选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染。		
		废水	钻井废水回用于钻井液配制；酸化压裂废水拉运至克拉苏钻试修环保站处理；管道试压废水用于场地降尘；生活污水就近拉运至生活污水处理装置处理。		
		噪声	选用低噪声设备，基础减振，临近居民区施工时设置不低于 2 米高临时声屏障，合理安排作业时间。		
		固体废物	泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。施工土方全部用于管沟和井场回填；危险废物，暂存于撬装化危废间，定期委托有资质的单位进行处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托收集后送克深地区天然固废填埋场填埋处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。		
运营期	污染防治	废气	油气集输采用密闭工艺流程	建设单位	建设单位 环保部门
		废水	采出水随天然气一起进入克深天然气处理厂处理；井下作		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
			业废水送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理		及当地生态环境主管部门
		噪声	选择低噪声、低振动设备，基础减振，加装消声器。		
		固体废物	危险废物暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		噪声	合理安排作业时间和运输路线。		
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送克深地区天然固废填埋场处理，废防渗材料等含油废物由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收		
	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		

9.2 污染物排放管理要求

9.2.1 排污许可制度衔接

项目应严格按照国家排污许可证改革的要求，推进污染源“一证式”管理工作，并作为建设单位在生产运营期接受环境监管和环境保护部门实施监管的主要法律文书，单位依法申领排污许可证，按证排污，自证守法。环境保护部门基于企事业单位守法承诺，依法发放排污许可证，依证强化事中事后监管，对违法排污行为实施严厉打击。

根据《排污许可管理条例》，建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。为此，下阶段应将项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计、建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行监测和申报，自证守法；许可证内容发生变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督核查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），项目属于“7 石油和天然气开采”中的“0721 陆地天然气开采”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，属于“三、石油和天然气开采业 4.天然气开采 072—其他”，实施登记管理的行业。建设单位可参照《关于发布排污许可证承诺书样本、排污许可证申请表和排污许可证格式的通知》（环规财〔2018〕80 号）、《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》《2020 年纳入排污许可管理的行业和管理类别表》《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）等排污许可证相关管理要求执行排污许可证，在规定时限内申请变更排污许可证回执。

9.2.2 污染物排放清单

9.2.2.1 环保信息公示

（1）公开内容

①基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

负责人：王清华

生产地址：阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目总井数 4 口，其中利用老井 1 口（克深 31），部署新井 3 口（克深 3102 井、克深 3105 井、克深 3104 井）。本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 3 口；③储层改造工程：若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺；④站场工程：新建采气井场 3 座；⑤油气集输工程：新建采气管道 7.85km，242 清管站内新建接入阀组 2 套，克深 31 井新建接入阀组 1 套；⑥公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。试采产气规模 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， $2.64 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，预测期末累产气 $24.59 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产水 $77.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

②排污信息

项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、甲醇

废水：钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水、施工人员生活污水、运营期采出水和井下作业废水。

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 9.3-1。

(2) 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

9.2.2.2 环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

9.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 9.2-1 至表 9.2-3。

表 9.2-1 项目运营期废气污染物排放清单

编号	污染源	污染物	污染物产生			处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放时间 h/a
			核算方法	废气量 m³/h	产生速率 kg/h	工艺	效率 %	核算方法	排放速率 kg/h		
无组织	单井场（克深 3102、3104、3105）	非甲烷总烃	系数法	--	--	--	--	系数法	0.0079	0.069	8760
		甲醇	系数法	--	--	--	--	系数法	0.0002	0.002	8760
	242 清管站	非甲烷总烃	系数法	--	--	--	--	系数法	0.0113	0.099	8760
	克深 31 井	总烃	系数法	--	--	--	--	系数法	0.0036	0.032	8760

表 9.2-2 项目运营期噪声污染物排放清单

装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续时间 /h
			核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	采气树	频发	类比法	85	基础减振	降低 10dB (A)	类比法	75	8760
	甲醇加注泵	频发	类比法	75	基础减振	降低 10dB (A)	类比法	65	8760

表 9.2-3 项目运营期危险废物产排污统计表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油	HW08 废矿物	071-001-08	0.3	油气开采、管道集输、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	交由有资质单
废防渗材料	油与含	900-249	0.75	修井	固态	油类物质	油类	T, I	质单

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要 成分	有害 成分	危险 特性	措施
	矿物油 废物	-08					物质		位处 理。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测目的及机构

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。

(1) 对生产期的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担。

(2) 常规项目环境监测可由塔里木油田下属环保监测站进行，但从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗。

(3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级生态环境部门的指导、监督和检查。

9.3.2 监测人员职责

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准，参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划。填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训，参加主管部门的技术考核。

9.3.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。

9.3.3.1 污染源监测计划

本项目污染源监测计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染源监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频次
废气	井场、站场场界无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	下风向场界外 10m 范围内	每年一次
噪声	场界噪声	Leq (A)	场界外 1m	每季一次

9.3.3.2 环境质量现状监测计划

本项目环境质量现状监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 环境质量监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	石油类、耗氧量、氨氮、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬。 当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测	本项目工程区下游	监测井每半年 1 次
土壤环境	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	代表性井场采气树管道接口处、井场周边基本农田	每年 1 次
生态环境	植物措施生长情况、植物措施生长情况	生态评价范围内	每季度 1 次
	沙化土地的动态变化信息		每 5 年 1 次
	生物多样性		

9.3.3.3 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

(1) 泄漏检测周期

①对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象：

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；

③法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次；

④设备和管线组件初次启动或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

(2) 泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②液态 VOCs 物流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000 $\mu\text{mol/mol}$ 。

(3)泄漏修复

①当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车(工)检修期间完成修复。

a、装置停车(工)条件下才能修复；b、立即修复存在安全风险；c、其他特殊情况。

(4)记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

9.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 9.4-1。

表 9.4-1 建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 标准
	焊接废气	颗粒物	无组织排放。	
	柴油发电机废气	CO、SO ₂ 、烃类、NO ₂	柴油发电机为备用，施工过程加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料，减少尾气排放。	
	施工机械和运输车辆尾气	CO、SO ₂ 、烃类、NO ₂	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。	
	测试放喷废气	颗粒物	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染。	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 标准
		非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
废水	管道试压废水	SS	试压结束后，用于周边泼洒抑尘。	不外排
	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	在井场中和后收集罐内暂存，送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。	
	钻井废水	COD、石油类、SS	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
	生活污水	COD、BOD、SS、NH ₃ -N	生活污水排入撬装设施暂存后，就近拉运至生活污水处理装置处理。	
噪声	钻机、挖掘机等施工设备	噪声	选用低噪声设备，基础减振，临近居民区施工时设置不低于 2 米高临时声屏障，合理安排作业时间。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固体	管沟开挖	弃土	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整	不外排

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
废物			整，不外运。	
	焊接及管道吹扫	施工废料	施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理。	
	钻井工程	钻井泥浆、岩屑	泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。	
		废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物	含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要	

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
			烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置。	
		其他废包装	收集后外售废品回收站。	
	施工人员	生活垃圾	集中收集后，拉运至拜城县生活垃圾填埋场处理。	
生态	生态恢复		严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。 一般区域严格控制管线施工作业带在 8m 范围内，采用管沟分层开挖、分层回填等措施；基本农田区域严格控制施工区作业带宽度（小于 6 米）和填埋深度（不小于 2 米），管沟分层开挖、分层回填。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌，基本农田区域进行复垦，植被恢复和复垦应充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。	植被恢复程度不低于施工前，临时占地恢复到之前状态
	防沙治沙		植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行路线和范围。	-
防渗	重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行	--
		放喷池、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、钻台、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆泵区、泥浆料台、加重装置、管排架、	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$	

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
		坡道、固井水泥罐区		
	一般防渗区	材料房、生活污水池、修理房等	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	
	简单防渗区	材料房、值班房、停车场等区域	一般地面硬化	
运营期				
废气	井场无组织逸散	非甲烷总烃、甲醇	采用密闭集输工艺，井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门的检修和维护。	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废水	采出水	石油类、SS、COD	随天然气一起进入克深天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。	不外排
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。	不外排
噪声	采气树、甲醇加注泵	噪声	选择低噪声、低振动设备，基础减振，加装消声器。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值
固废	落地油		专用桶收集暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。	妥善处理，不外排
	废防渗材料			
环境风险	管线破裂		设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等要求设置	
			按照环境风险设置应急预案。	
防渗	重点防渗区	井口、焚烧池区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）
	一般防渗区	工艺装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	
	简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化	
退役期				

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准
固废	废弃管线		维持现状，两端使用盲板封堵。	妥善处置，不外排
	废弃建筑垃圾		收集后拉运至首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理。	妥善处置，不外排
	废防渗材料等含油废物		由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收。	妥善处置，不外排
生态	生态恢复	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		恢复原貌

9.5 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）中的相关要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入气田整体开展环境影响后评价工作。

10 环境影响评价结论

10.1 结论

10.1.1 工程概况

项目名称：塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目（重大变动）

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设地点：阿克苏地区拜城县境内。

项目投资：项目总投资 46138 万元，其中环保投资 845 万元，占总投资的 1.83%。

建设内容：克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目总井数 4 口，其中利用老井 1 口（克深 31），部署新井 3 口（克深 3102 井、克深 3105 井、克深 3104 井）。本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 3 口；③储层改造工程：若储层为 I 类储层采用酸化或酸压改造工艺；若储层为 II 类或 III 类储层采用大规模酸压或加砂压裂改造工艺；④站场工程：新建采气井场 3 座；⑤油气集输工程：新建采气管道 7.85km，242 清管站内新建接入阀组 2 套，克深 31 井新建接入阀组 1 套；⑥公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。试采产气规模 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， $2.64 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，预测期末累产气 $24.59 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产水 $77.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

劳动定员及工作制度：项目不新增劳动定员，年工作 8760h，年生产 365 天。

10.1.2 产业政策符合性

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

10.1.3 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在区域属于大气环境质量不达标区域， $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 超标现象严重。监测期间监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求，

甲醇满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

（2）地下水

从评价结果可以看出：3 个地下水水质现状监测点位各监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（3）声环境

现状监测表明，工程区各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》2 类区标准，伊希塔其村居民住宅集中区满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）1 类标准。总体来看，评价区内的声环境质量较好。

（4）土壤环境

区域建设用地土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 筛选值第二类用地标准，石油烃满足表 1 第二类用地筛选值标准限值要求。区域农用地土壤满足《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 筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

（5）生态环境现状

根据现场和资料收集，工程区不涉及依法划定自然保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地和生态保护红线。工程区域主要以荒漠生态系统、农田生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，工程区处于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。评价区域土地利用类型占地由大到小依次为裸土地、水浇地、乔木林地、农村宅基地、公路用地。评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。

10.1.4 污染物排放情况及环境保护措施

10.1.4.1 废气污染源及治理措施

施工期废气主要包括施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械/车辆尾气。施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等降尘措施；焊接废气无组织扩散；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放；柴油发电机废气采取保证电网供应，燃用合格燃料措施；施工机械和车辆尾气采用选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆

及机械设备维护保养；测试放喷废气通过科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染。

运营期废气主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、甲醇。项目采用密闭集输工艺，井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，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。

10.1.4.2 废水污染源及治理措施

施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水，运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。退役期无废水污染物产生。

施工期钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至下一工程使用；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理。运营期不新增劳动定员，无新增生活污水；生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随天然气一起进入克深天然气处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

10.1.4.3 噪声污染源及治理措施

施工期噪声污染源主要为不同的施工阶段使用的施工机械，如柴油发电机（备用）、钻机、泥浆泵、推土机、装载机、挖掘机等。工程采用选用低噪声设备、基础减振、临近居民区施工时设置不低于2米高临时声屏障、合理安排作业时间等措施控制施工噪声对周围的不利影响。

运营期井场产噪设备主要为采气树、甲醇加注泵等设备噪声，项目采取选用低噪声设备、基础减振等降噪措施。

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，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。

10.1.4.4 固废污染源及治理措施

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、含油废物、废烧碱包装袋、其他废包装、生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理；泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，液相进入泥浆罐循环使用，不外排；膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理；废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物委托有资质单位处理；其他废包装收集后外售废品回收站；生活垃圾定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，落地油属于（HW08 071-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08 900-249-08）危险废物，专用桶收集暂存于克拉采油气管理区已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。

退役期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃管线、废弃建筑垃圾和废防渗材料，废弃管线维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵；废弃建筑垃圾收集后拉运至首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理；废防渗材料等含油废物定期交有资质单位处理。

10.1.5 主要环境影响

10.1.5.1 废气环境影响

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和退役期。

施工期废气主要是施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械及车辆尾气。项目施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较小。

运营期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、甲醇对大气环境造成的影响，项目采出的全过程采用密闭集输工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，经估算，本项目非甲烷总烃、甲醇对周边环境的影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

退役期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，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。采取以上措施后，退役期对大气环境影响可接受。

10.1.5.2 地表水环境影响

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，就近拉运至生活污水处理装置处理。

运营期不新增劳动定员，无新增生活污水；生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随天然气一起进入克深天然气处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

10.1.5.3 地下水环境影响分析

在防渗失效条件下跑、冒、滴、漏过程中，石油类污染物随着时间推移均在细砂层或粉砂层中运移，不能穿过粘土层向下运移。由于项目管线防腐防渗，井场采取分区防渗，可有效防止污染物下渗进入地下水。针对施工期和运行期非正常工况，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护措施实施后，该项目对地下水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目选址合理，项目可行。

10.1.5.4 声环境影响分析

项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生,由于项目施工期短,是公共期采取有效减缓措施,且随着施工结束噪声影响也将消失,项目对噪声环境影响较小。

运营期噪声主要来自采气树、甲醇加注泵,通过基础减振、选用低噪声/低振动设备等措施减少噪声排放,经距离衰减后,项目不造成扰民现象。

退役期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声,通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施,项目不会对周围环境产生影响。

综上所述,项目噪声对环境的影响可接受。

10.1.5.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、含油废物、废烧碱包装袋、其他废包装、生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积,施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整,不外运;施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废填埋场处理;泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离,液相进入泥浆罐循环使用,不外排;膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$,含油率 $<0.45\%$)相关要求后,用于铺垫油区内的井场、道路等;水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后,拉运至克拉苏钻试修环保站妥善处置,或在井场进行无害化达标处置,在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求、石油烃满足《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2第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$,含油率 $<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路;油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后,拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司进行处理。废机油、含油废物、废烧碱包装袋等危险废物委托有资质单位处理;其他废包装收集后外售废品回收站;生活垃圾定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2021年版)》,落地油属于(HW08 071-001-08)危险废物,废防渗材料属于(HW08 900-249-08)危险废物,专用桶收集暂存于克拉采油气管理区后交由有危废处置资质的单位处置。

退役期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃管线、废弃建筑垃圾和废防渗材料，废弃管线维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵；废弃建筑垃圾拉运至克深地区天然固废填埋场处理；废防渗材料等含油废物定期交有资质单位处理。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

10.1.5.6 生态环境影响分析

工程站场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，站场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运营期对生态影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

10.1.5.7 土壤环境影响

项目区域建设用地土壤中各监测因子监测值均达到《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标准要求；农用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

10.1.5.8 环境风险评价

该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。

10.1.6 总量控制

运营期总量控制指标为 NO_x: 0.000t/a, VOCs: 0.338t/a, COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

10.1.7 公众意见采纳情况

在环境影响评价工作期间，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，通过网络公示、报纸公示征求了公众意见。调查结果表明：公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

10.1.8 环境管理与监测计划

拟建工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据相关标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定了拟建工程的监测计划和工作方案。

10.1.9 项目建设可行性结论

拟建工程符合国家产业政策，各项污染源治理措施可靠有效，污染物均能够达标排放，可以满足当地的环境功能区划的要求；项目符合清洁生产要求；项目环境风险在落实各项措施和加强管理的条件下，在可接受范围之内；污染物排放总量符合总量控制要求；根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司反馈的公众参与调查结果，项目未收到公众反馈意见。项目具有良好的经济和社会效益。综上所述，在全面加强监督管理，执行环保“三同时”制度和认真落实各项环保措施的条件下，从环境保护角度分析，工程的建设是可行的。

10.2 要求与建议

10.2.1 要求

（1）建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线，并征得当地环保、规划等部门同意，对于穿跨公路等必须征得有关管理部门的同意。应尽可能避开耕地、林地、地表水体以及村民聚集区。

（2）切实做好防渗，防止污染土壤和地下水环境。

（3）建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

（4）要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

（5）项目正式投产或运营后，应纳入气田整体定期开展环境影响后评价工作。

10.2.2 建议

（1）建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

（2）加强工程安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

(3) 建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。