声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书征求意见稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

目 录

1 概述 1
1.1 建设项目特点 1
1.2 环境影响评价工作过程 1
1.3 分析判定相关情况 2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 3
1.5 环境影响评价的主要结论 4
2 总则 5
2.1 编制依据 5
2.2 评价目的和评价原则 12
2.3 环境影响因素和评价因子 13
2.4 环境功能区划及评价标准 16
2.5 评价等级和评价范围 22
2.6 环境保护目标 34
2.7 评价内容和评价重点 34
2.8 评价时段和评价方法 35
3 建设项目工程概况和工程分析 37
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 37
3.2 现有工程 47
3.3 拟建工程 50
3.4 工程分析 79
3.5 相关政策法规、规划符合性分析 128
3.6 选址选线合理性分析 159
4 环境现状调查与评价 161
4.1 自然环境概况 161
4.2 生态现状调查与评价 163
4.3 地下水环境现状调查与评价 175

4.4 地表水环境现状调查与评价 183
4.5 土壤环境现状调查与评价 183
4.6 环境空气质量现状评价 191
4.7 声环境现状调查与评价 193
4.8 电磁环境质量现状监测与评价 196

5 环境影响预测与评价 198
5.1 生态影响评价 198
5.2 地下水环境影响评价 205
5.3 地表水环境影响评价 224
5.4 土壤环境影响评价 226
5.5 大气环境影响评价 236
5.6 声环境影响评价 247
5.7 固体废物影响分析 255
5.8 环境风险评价 262
5.9 电磁环境影响评价 274
6 环保措施可行性论证 278
6.1 生态保护措施可行性论证 278
6.2 地下水环境保护措施可行性论证 282
6.3 地表水环境保护措施可行性论证 288
6.4 土壤环境保护措施可行性论证 289
6.5 大气环境保护措施可行性论证 291
6.6 声环境保护措施可行性论证 294
6.7 固体废物处理措施可行性论证 295
6.8 电磁环境保护措施 299
7 温室气体影响评价 300
7.1 温室气体排放分析 300
7.2 减污降碳措施 307
7.3 温室气体排放评价结论 308
8 环境影响经济损益分析 309
8.1 环境措施效益分析 309
8.2 社会效益分析 311
8.3 综合效益分析 311

8.4 环境经济损益分析结论 311
9 环境管理与监测计划 312
9.1 环境管理 312
9.2 企业环境信息披露 317
9.3 污染物排放清单 318
9.4 环境及污染源监测 319
9.5 环保设施“三同时”验收 321
10 结论 325
10.1 建设项目情况 325
10.2 产业政策、选址符合性 325
10.3 环境质量现状 326
10.4 污染物排放情况 327
10.5 主要环境影响 328
10.6 环境保护措施 330
10.7 公众意见采纳情况 331
10.8 环境影响经济损益分析 331
10.9 环境管理与监测计划 331
10.10 项目可行性结论 331

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。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。

为提高克深 8 区气藏地质储量的采出程度，塔里木油田分公司拟投资 157668 万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整”。拟建工程建设性质为改扩建，本项目根据克深 8 区块已建的集气系统、排水系统现状和生产运行现状、对已建的地面集气系统、排水系统进行完善，主要建设内容包括：①方案总井数 31 口，其中利用老井 24 口，新钻井 6 口，在钻井 1 口；②改造井场 7 座，改造集气站 1 座，扩建增压站 2 座，新增 400 千瓦压缩机 4 套、新增 200 千瓦压缩机 1 套；改造处理站 1 座，新增 400 千瓦压缩机 2 套；③建设 1 套处理规模为 $7000m^3/d$ 的采出水处理装置；④新建集输线合计 69.4 千米，采出水管线 27.6 千米，电力线路 26.5 千米；⑤配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后最大日产气 620 万方，日排水 5700 方，预计生产期末累计产气 562.38 亿立方米，累计产水 3290.99 万立方米，地质储量采出程度 51.06%。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县，根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国生态环境法典》《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（含内部集输管道建设）”，应编制生态环境影响报告书。

为此,塔里木油田分公司于 2026 年 10 月 19 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展生态环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2026 年 10 月 20 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了生态环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

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，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油、天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于克拉苏气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（拜城县水源涵养生态保护红线区）最近为 9.5km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭管道集输工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附后经 15m 高排气筒外排；运营期采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土

壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，声环境影响评价等级为二级，生态影响评价等级为三级，地下水环境影响评价工作等级为三级；土壤环境污染影响型影响评价工作等级为三级，土壤环境生态影响型影响评价工作等级为二级，环境风险评价等级为简单分析。110kV 变电站扩容改造电磁环境影响评价等级为三级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后产生或排放的污染物对区域大气环境、水环境产生的影响是否可接受，从声环境、生态、土壤环境影响角度分析项目建设是否可行，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

（1)拟建工程采取密闭管道集输工艺,从源头减少泄漏产生的无组织废气，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附后经 15m 高排气筒外排，井站场无组织废气中非甲烷总烃可满足《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，克拉 2 中央处理站厂界臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 厂界限值要求。采出水处理装置外排废气非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中有组织排放控制要求，臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 排放限值要求，拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2)拟建工程运营期产生废水主要为采出水、反冲洗废水、井下作业废水，采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

（3）拟建工程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，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境影响可以接受，从土壤环境影响角度项目可行。

（4）拟建工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，井站场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

（5）拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后委托有危废处置资质的公司接收处置。制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收。

（6）拟建工程井站场建设、管线敷设及道路建设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后，对临时占地区域进行平整、恢复，植被可逐步自然恢复。从生态影响角度项目可行。

（7）拟建工程涉及的风险物质主要包括天然气、凝析油、污油及变压器矿物油，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

（8）本项目 110kV 变电站投入运行后，变电站四周围墙外工频电场强度、工频磁感应强度分别满足《电磁环境控制限值》（GB8702-2014）中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m、工频磁感应强度公众曝露控制限值 100μT 的要求，对区域电磁环境影响可接受。

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，拟建工程属于天然气开采项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，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。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

（1）《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日发布，2026 年 8 月 15 日施行）；

（2）《中华人民共和国水法》（2002 年 10 月 1 日施行，2016 年 7 月 2 日修正）；

（3）《中华人民共和国防沙治沙法》（2002 年 1 月 1 日施行，2018 年 10 月 26 日修正）；

（4）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月 25 日修订，2011 年 3 月 1 日施行）；

（5）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 6 月 25 日发布，2010 年 10 月 1 日施行）；

（6）《中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）》（2024 年 11 月 8 日修订，2025 年 7 月 1 日起施行）；

（7）《中华人民共和国野生动物保护法》(2022 年 12 月 30 日修正，2023 年 5 月 1 日施行)；

（8）《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 6 月 28 日修订，2024 年 11 月 1 日施行）。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

（1）《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》（2024 年 3 月 6 日）；

（2）《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）；

（3）《中共中央办公厅 国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（2019 年 7 月 24 日）；

（4）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国务院令第 682 号，2017 年 7 月 16 日公布，2017 年 10 月 1 日实施）；

（5）《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24 号，2023 年 11 月 30 日发布并实施）；

（6）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日发布并实施）；

（7）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日发布并实施）；

（8）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号，2013 年 9 月 10 日发布并实施）；

（9）《地下水管理条例》（国务院令第 748 号，2021 年 10 月 21 日发布，2021 年 12 月 1 日施行）；

（10）《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》（国务院办公厅〔2021〕47 号）；

（11）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号，2010 年 12 月 21 日）；

（12）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号，2023 年 12 月 27 日发布，2024 年 1 月 1 日施行）；

（13）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017 第 43 号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日施行）；

（14）《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）；

（15）《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日施行）；

（16）《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号，2024 年 11 月 26 日发布，2025 年 1 月 1 日施行）；

（17）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）（部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日公布，2021 年 1 月 1 日施行）；

（18）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号，2021 年 12 月 11 日发布，2022 年 2 月 8 日施行）；

（19）《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号，2021 年 11 月 30 日发布，2022 年 1 月 1 日施行）；

（20）《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号，2015 年 4 月 16 日发布，2015 年 6 月 5 日施行）；

（21）《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（生态环境部公告 2026 年第 2 号）；

（22）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（原环境保护部公告 2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日实施）；

（23）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日发布并实施）；

（24）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021 年 9 月 7 日发布并实施）；

（25）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号，2016 年 10 月 26 日发布并实施）；

（26）《关于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》（环发〔2014〕197 号，2014 年 12 月 30 日发布并实施）；

（27）《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法（试行）〉的通知》（环发〔2015〕169 号，2015 年 12 月 18 日发布并实施）；

（28）《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号，2024 年 1 月 22 日发布并实施）；

（29）《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号）；

（30）《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）；

（31）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号，2021 年 8 月 4 日发布并实施）；

（32）《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》（环办大气函〔2017〕1709 号，2017 年 11 月 10 日发布并实施）；

（33）《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》（环办环评〔2023〕52 号）；

（34）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号，2017 年 11 月 14 日发布并实施）；

（35）《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，2014 年 4 月 25 日发布并实施）；

（36）《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 日发布并实施）；

（37）《关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市纳入执行<环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策范围的复函》（环办环评函〔2020〕341 号）；

（38）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

（39）《国务院办公厅关于印发〈突发事件应急预案管理办法〉的通知》（国办发〔2024〕5 号，2014 年 1 月 31 日）；

（40）《生态保护补偿条例》（2024 年 2 月 23 日国务院第 26 次常务会议通过，2024 年 6 月 1 日施行）；

（41）《关于印发〈土壤污染源头防控行动计划〉的通知》（环土壤〔2024〕80 号，2024 年 11 月 7 日发布）；

（42）《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89 号，2023 年 6 月 13 日发布并实施）；

（43）《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）；

（44）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日发布并实施）。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

（1）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）》（2018 年 9 月 21 日修正，2006 年 12 月 1 日施行）；

（2）《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》（2018 年 9 月 21 日修正，2017 年 1 月 1 日施行）；

（3）《关于印发<新疆国家重点保护野生动物名录>的通知》（自治区林业和草原局 自治区农业农村厅，2021 年 7 月 28 日）；

（4）《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号，2014 年 4 月 17 日发布并实施）；

（5）《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 日发布并实施）；

（6）《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 日发布并实施）；

（7）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法》（2013 年 7 月 31 日修订，2013 年 10 月 1 日实施）；

（8）《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 日发布并实施）；

（9）《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）；

（10）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（11）《新疆生态功能区划》；

（12）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（13）《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18 号，2021 年 2 月 21 日发布并实施）；

（14）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》；

（15）《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）；

（16）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（17）《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号）；

（18）《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》（新林护字〔2022〕8 号）；

（19）《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，2022年9月18日施行）；

（20）《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）；

（21）《关于印发<新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）>的通知》（新环环评发〔2024〕93号）；

（22）《关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知》（新环办环评〔2024〕20号）；

（23）《新疆防沙治沙规划》（2011-2020年）；

（24）《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；

（25）《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》；

（26）《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》（阿行署办〔2020〕29号）；

（27）《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81号）；

（28）《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）；

（29）《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》（阿行署发〔2017〕68号）；

（30）《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号）。

2.1.3 环境保护技术规范

（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 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；

（10）《环境影响评价技术导则 输变电》(HJ24-2020)；

（11）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（12）《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）；

（13）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（14）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（15）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）；

（16）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；

（17）《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）；

（18）《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）；

（19）《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）；

（20）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）；

（21）《危险废物排除管理清单（2026 年版）》(生态环境部公告 2026 年第 2 号)；

（22）《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）；

（23）《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）。

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《关于塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整可行性研究报告的批复》（2026 年 9 月）；

（2）《环境质量现状监测报告》；

（3）塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

（4）环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地拜城县一带的自然环境及环境质量现状。

（2）针对拟建工程特点和污染特征，确定主要环境影响因素及其污染因子。

（3）预测拟建工程对当地环境可能造成影响的程度和范围，从而制定避免和减轻污染的对策和措施，并提出总量控制指标。

（4）分析拟建工程可能存在的环境风险，预测风险发生后可能影响的程度和范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

（5）从技术、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对拟建工程的建设是否可行给出明确的结论。

（6）为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

（1）坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

（2）严格执行国家、地方环境保护相关法律法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求。

（3）全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

（5）严格贯彻执行“达标排放”“总量控制”“以新带老”“排污许可”等环保法律、法规。

（6）推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

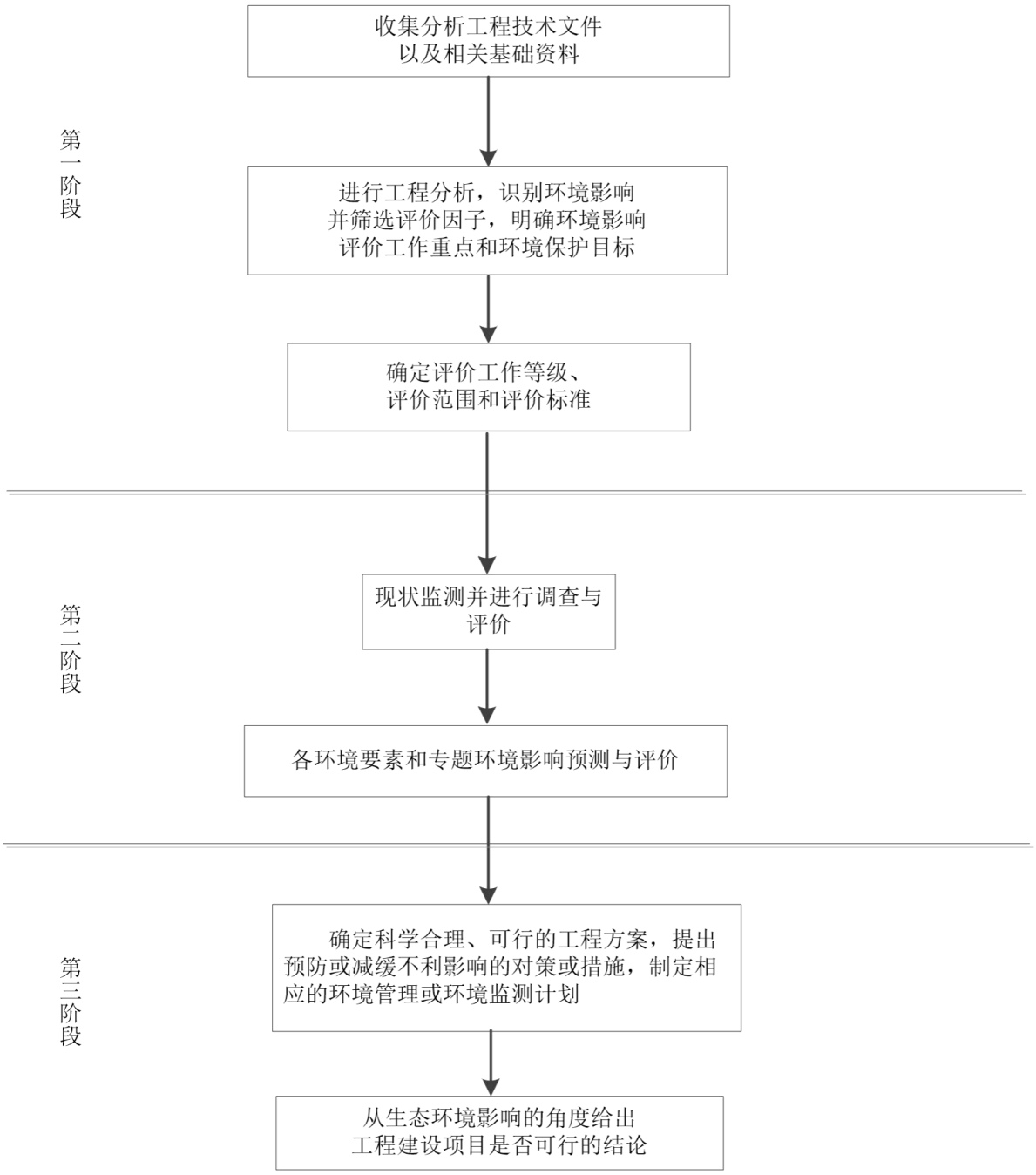


图 2.2-1　　环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建工程主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响因素识别结果一览表

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	站场改造	变电站建设	油气开采、集输工程	变电站工程	封井
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	地下水	--	-1D	-1D	--	--	--	-1C	--	--
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	--	-1D	-1D	-1D	-1C	--	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1C	--	--	-1D
	土壤肥力	-1C	--	--	-1C	--	-1C	--	--	--
	植被覆盖度	-1C	--	--	-1C	--	-1C	--	--	+1C
	生物多样性	-1C	--	--	-1C	--	-1C	--	--	+1C
	生物量损失	-1C	--	--	-1C	--	-1C	--	--	+1C
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	--	-1C	-1C	-1C	+1C
电磁环境		--	--	--	--	--	--	--	-1C	--

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，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、电磁环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境、生态环境要素中的地表扰动等的短期负面影响，以及对生态环境的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及拟建工程特点和污染物排放特征，确定工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　拟建工程评价因子一览表

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程、变电站工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、CO、NO_x、非甲烷总烃	颗粒物、SO_2、NO_x、非甲烷总烃	颗粒物、SO_2、NO_x、HCl、非甲烷总烃	颗粒物、CO、NO_x、非甲烷总烃	非甲烷总烃、臭气浓度	颗粒物
地表水	本项目不涉及跨越穿越地表水，故不设置评价因子					
地下水	耗氧量、氨氮、石油类	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬	—	石油类、氯化物	—
土壤	—	石油烃、 盐分含量	石油烃、 盐分含量	—	石油烃、全盐量	—
生态	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生态敏感区、生物多样性	—	—	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生态敏感区、生物多样性	生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力
噪声	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
固体废物	施工土方、生活垃圾	膨润土泥浆及钻井岩屑、磺化泥浆及钻井岩屑、油基泥浆及钻井岩屑、废机油、废防渗材料、烧碱废包装袋、生活垃圾	生活垃圾	施工土方、生活垃圾	落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废铅蓄电池、废含油手套及抹布、废矿物油、废分子筛	含油废物、建筑垃圾、废弃管线
电磁环境	—	—	—	—	工频电场、工频磁场	—
环境风险	—	天然气、凝析油	—	—	天然气、凝析油、污油、变压器矿物油	—

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

拟建工程位于克拉苏气田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类区；项目区域周边区域以油气开发为主，区域声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区。

2.4.2 环境质量标准

环境空气：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^{3}的标准；

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；

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准；

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中农用地（其他）土壤污染风险筛选值；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；土壤盐化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准；土壤酸化、碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准；

电磁环境：执行《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)表 1 标准，电场强度公众曝露控制限值为 4kV/m；工频磁感应强度公众曝露控制限值为 100μT。

上述各标准的标准值见表 2.4-1 至表 2.4-4

表 2.4-1　　环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
空气	PM_{10}	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准
		24 小时平均	120		
	$PM_{2.5}$	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	SO_2	年平均	60		
		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		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
环境要素	项目	标　准		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 感官性状及一般化学指标中III类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5～8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			

续表 2.4-1　　环境质量标准一览表

环境要素	项目	标　准		单位	标准来源
地下水	铝	≤0.20		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 感官性状及一般化学指标中III类
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0		CFU/100mL	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 微生物指标中III类
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0		mg/L	
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	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
声环境	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准
		夜间	50		
电磁环境	工频电场强度	4		kV/m	《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)表 1 标准
	工频磁场强度	100		μT	

表 2.4-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
1	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、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		

续表 2.4-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
34	邻二甲苯	640	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、表 2 第二类用地筛选值
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并〔a〕蒽	15		
39	苯并〔a〕芘	1.5		
40	苯并〔b〕荧蒽	15		
41	苯并〔k〕荧蒽	151		
42	䓛	1293		
43	二苯并〔a,h〕蒽	1.5		
44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃（C_{10}～C_{40}）	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值（pH＞7.5）
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.4-3　　土壤盐化分级标准一览表

序号	分级	干旱、半荒漠和荒漠地区土壤含盐量（SSC）	单位	标准
1	未盐化	SSC＜2	g/kg	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准
2	轻度盐化	2≤SSC＜3		
3	中度盐化	3≤SSC＜5		
4	重度盐化	5≤SSC＜10		
5	极重度盐化	SSC≥10		
注：根据区域自然背景状况适当调整。				

表 2.4-4　　土壤酸化、碱化分级标准一览表

序号	土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度	标准
1	pH＜3.5	极重度酸化	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准
2	3.5≤pH＜4.0	重度酸化	
3	4.0≤pH＜4.5	中度酸化	
4	4.5≤pH＜5.5	轻度酸化	
5	5.5≤pH＜8.5	无酸化或碱化	
6	8.5≤pH＜9.0	轻度碱化	
7	9.0≤pH＜9.5	中度碱化	
8	9.5≤pH＜10	重度碱化	
9	pH≥10	极重度碱化	
注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。			

2.4.3 污染物排放标准

废气：施工期施工机械废气参照执行《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）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）；运营期井站场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求中相应限值，克拉 2 中央处理站厂界臭气浓度《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.6 有组织排放控制要求，采出水处理装置外排废气非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.6 有组织排放控制要求，臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 排放限值要求。

废水：采出水、反冲洗废水经克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中相应

限值；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。污染物排放标准见下表。

表 2.4-5　　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	井站场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m^3	《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
	克拉 2 中央处理站无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m^3	
		臭气浓度	20	无量纲	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 厂界限值要求
	采出水处理装置外排废气（15m）	非甲烷总烃	120	mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.6 有组织排放控制要求
		臭气浓度	2000	无量纲	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 排放限值要求
施工噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	70	dB（A）	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
		夜间	55		
厂界噪声		昼间	60		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
		夜间	50		

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价工作等级和评价范围

2.5.1.1 生态影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.1 评价等级判定，结合建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，生态评价等级划分为一级、二级和三级。根据以下原则确定评价等级。

（1）拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

（2）拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线。

（3）拟建工程地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。

（4）根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），拟建

工程不属于水文要素影响型建设项目。

（5）拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

（6）拟建工程永久占地面积 0.04596km^2，临时占地面积 0.086km^2，总面积≤20km^2。

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，确定拟建工程采气井站场、集输管线（采气管线、排水管线、混输管线的总称，下文相同）生态影响评价工作等级为三级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

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），项目生态影响评价范围为各井站场周围 50m 范围，管线两侧 300m 为评价范围。

2.5.2 地下水环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.2.1 地下水环境影响评价工作等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 及《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），拟建工程井站场建设内容属于常规天然气开采，项目类别为Ⅱ类；集输管线项目类别为Ⅱ类（本工程采气管线、气举管线、采出水管线等集输管线输送介质含有凝析油、采出水，按油类管道考虑），110KV 变电站为Ⅳ类项目。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.5-1。

表 2.5-1　　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区

续表 2.5-1　　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]
不敏感	上述地区之外的其他地区
a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

拟建工程调查评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

（3）评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-2，评价工作等级见表 2.5-3。

表 2.5-2　　地下水评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-3　　地下水评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
井站场	Ⅱ	不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区等	不敏感	三级
集输管线	Ⅱ		不敏感	三级
110KV 变电站	Ⅳ		不敏感	--

由上表可知，拟建工程井站场建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级；集输管线建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级；110KV 变电站不开展地下水评价。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

依据区域地形地貌、水文地质特征及项目位置，采用导则中公式法最终确定评价范围为如下：各井站场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，集输管线边界两侧 200m 的范围。

2.5.3 地表水环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价工作等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水分离后经现有管线进入克拉 2 中央处理站新建采出水处理装置处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。

因此，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

拟建工程重点分析克拉 2 中央处理站采出水处理装置及依托哈塘油田废液处理站的环境可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.4.1 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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），工程所在区域土壤盐分含量≥4g/kg，区域 5.5＜pH＜8.5，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

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），拟建工程井站场建设内容属于常规天然气开采，项目类别为Ⅱ类；集输管线类别为Ⅱ类(含有凝析油、采出水，按油类管道考虑)，110KV 变电站为Ⅳ类项目。

（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），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

拟建工程永久占地面积为 45.96hm^2，占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据现场调查，拟建工程周边 1000m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

工程所在区域土壤盐分含量≥4g/kg，区域5.5＜pH＜8.5，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响评价工作等级划分见表2.5-4。

表 2.5-4　　土壤环境污染影响评价工作等级分级表

占地规模 / 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	—	—

拟建工程井站场建设内容属于常规天然气开采，井站场类别为Ⅱ类；集输管线类别为Ⅱ类，项目占地规模为中型，环境敏感程度为不敏感，土壤环境污染影响型影响评价工作等级为三级，110KV 变电站可不开展。

②生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境生态影响型评价工作等级划分见表2.5-5。

表 2.5-5　　评价工作等级分级表

项目类别 / 敏感程度	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类
敏感	一级	二级	三级

续表 2.5-5　　评价工作等级分级表

项目类别 / 敏感程度	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

拟建工程井站场建设内容属于常规天然气开采，井站场类别为Ⅱ类；集输管线类别为Ⅱ类，项目占地规模为中型，环境敏感程度为敏感，土壤环境生态影响型影响评价工作等级为二级。

2.5.4.2 土壤环境影响评价范围

（1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境污染影响型评价范围为各井站场外扩 50m，集输管线边界两侧向外延 200m 范围。

（2）生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境生态影响型评价范围为各井站场外扩 2km，集输管线边界两侧向外延 200m 范围。

2.5.5 大气环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.5.1 大气环境影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别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

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率P_i（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第i个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时对应的最远距离$D_{10\%}$。其中P_i定义公式：

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

式中：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1h地面空气质量浓度，μg/m^3；

ρ_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3；

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

$D_{10\%}$——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离。

（2）城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建工程各井站场周边3km半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

（3）模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表2.5-6；废气污染源参数见表2.5-7，相关污染物预测及计算结果见表2.5-8。

表2.5-6　　估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		39.0
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		裸土地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90

续表2.5-6　　估算模型参数一览表

序号	参数		取值
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表2.5-7　主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m^3/h)	工况烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
采出水处理装置外排废气			931	15	0.2	1300	11.5	20	8760	正常	非甲烷总烃	0.0137

表2.5-8　　主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
克深1801井场无组织废气			1738	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.004
克深8-H4井场无组织废气			1908	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0053
克深8-H5井场无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
克深8-H6井场无组织废气			1421	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.004
克深8-H7井场无组织废气			1738	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
克深8-10C井场无组织废气			1908	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
克深8-807C井场无组织废气			1918	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
扩建后克深8-3井场无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0131
扩建后克深8-9增压站无组织废气			1421	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0128

续表2.5-8　　主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/（kg/h）
	经度（°）	纬度（°）									
扩建后克深 8 西集气站无组织废气			1738	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.010
扩建后克深 8-11 井场无组织废气			1908	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.008
扩建后克深 8-H1 井场无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0088
扩建后克深 8-H2 井场无组织废气			1421	5	5	0	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.0071
扩建后克深 8-15 井场无组织废气			1738	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0076
克深天然气处理站新增无组织废气			1908	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0029
扩建后克深 8 进厂阀室无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0055
扩建后克深 806 井场无组织废气			1421	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0113
扩建后克深 18 井场无组织废气			1567	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.007
采出水处理装置无组织废气			1787	20	30	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.008

表 2.5-9　　P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
采出水处理装置外排废气	非甲烷总烃	2.0489	2000	0.10	1.16	246	--
克深 1801 井场无组织废气	非甲烷总烃	5.9348	2000	0.3		41	--
克深 8-H4 井场无组织废气	非甲烷总烃	7.8635	2000	0.39		55	--
克深 8-H5 井场无组织废气	非甲烷总烃	6.2315	2000	0.31		43	--
克深 8-H6 井场无组织废气	非甲烷总烃	6.4027	2000	0.32		41	--

续表 2.5-9　　P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
克深 8-H7 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.5027	2000	0.43	1.16	43	--
克深 8-10C 井场无组织废气	非甲烷总烃	6.2315	2000	0.31		43	--
克深 8-807C 井场无组织废气	非甲烷总烃	19.4363	2000	0.97		136	--
克深 8-3 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	21.1027	2000	1.06		132	--
克深 8-9 增压站新增无组织废气	非甲烷总烃	19.0027	2000	0.95		103	--
克深 8 西集气站新增无组织废气	非甲烷总烃	16.9027	2000	0.85		83	--
克深 8-11 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	13.0565	2000	0.65		91	--
克深 8-H1 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	14.8027	2000	0.74		73	--
克深 8-H2 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	11.2760	2000	0.56		79	--
克深 8-15 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	4.3027	2000	0.22		30	--
克深天然气处理站新增无组织废气	非甲烷总烃	12.7027	2000	0.64		57	--
克深 8 进厂阀室新增无组织废气	非甲烷总烃	16.7656	2000	0.84		117	--
克深 806 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	10.3858	2000	0.52		72	--
克深 18 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	23.2027	2000	1.16		142	--
采出水处理装置无组织废气	非甲烷总烃	2.0489	2000	0.10		246	--

（4）评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 1%＜P_{max}=1.16%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.5.2 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），拟建工程不设置大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价工作等级

（1）声环境功能区类别

拟建工程位于克拉苏气田，周边区域以油气开发为主，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的 2 类声环境功能区。

（2）敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

（3）评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价等级划分原则，确定拟建工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），项目声环境影响评价范围为各井站场边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价工作等级和评价范围

2.5.7.1 环境风险评价工作等级

（1）危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

拟建工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

拟建工程存在多种危险物质，则按式（1-1）计算物质总质量与其临界量比值（Q）：

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

式中：$q_1,q_2\cdots q_n$ 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，$Q_2\cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

表 2.5-10　　建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	天然气(以甲烷计)	74-82-8	4.234	10	0.4234
	2	凝析油	—	0.1	2500	0.00004
	3	污油	—	45	2500	0.018
	4	变压器矿物油	—	36	2500	0.0144
项目Q值Σ						0.45584

注：本次选择最长的克深 8-11 井喷射增压管线（管线长度 6.0km，管线直径 DN100，管道压力 10Mpa）。

经计算，拟建工程 Q 值为 0.45584＜1，风险潜势为Ⅰ。

（2）评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.5-11。

表2.5-11　　环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV$^+$	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表 2.5-11 可知，拟建工程环境风险潜势为Ⅰ，因此拟建工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.5.7.2 环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），拟建工程环境风险评价等级为简单分析，不再设置环境风险评价范围。

2.5.8 电磁环境评价工作等级和评价范围

2.5.8.1 电磁环境评价等级

本项目 110kV 变电站户内布置，根据《环境影响评价技术导则 输变电》(HJ24-2020)表 2.输变电工程电磁环境影响评价工作等级中划分，确定本项目 110kV 变电站电磁环境影响评价等级为三级。

2.5.8.2 电磁环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 输变电》(HJ24-2020)中关于输变电工程电磁环境影响评价范围的规定,本评价将 110kV 变电站站界外 30m 内区域作为本项目工频电场、工频磁场的评价范围。

2.6 环境保护目标

拟建工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置大气环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水环境保护目标;将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水环境保护目标；拟建工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；井场周边 50m 范围和管线两侧 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、学校、居住区等，故不再设置土壤环境（污染影响型）保护目标；将生态影响评价范围内重要物种（苍鹰、红隼、鹅喉羚）、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；拟建工程环境风险为简单分析，不设置环境风险保护目标。本项目 110kV 变电站 30m 范围内无住宅、学校、医院、办公楼、工厂等有公众居住、工作或学习的建筑物，不再设置电磁环境保护目标。环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-2。

表 2.6-1　　地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口（人）	井深（m）	备注	功能要求
	方位	距离（m）				
评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类

表2.6-2　　生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	各井站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m	占用
	重要物种（苍鹰、红隼、鹅喉羚）		不占用（评价范围内涉及）

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：克拉苏气田开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：基本概况、油气资源概况、预测开发指标、主要经济技术指标、工程组成。 工程分析：工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析、相关政策法规、规划符合性分析、选址选线合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价、电磁环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价、电磁环境影响评价
6	环保措施可行性论证	针对拟建工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性、电磁环境保护措施
7	温室气体影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状,确定拟建工程评价重点为工程分析、地下水影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

拟建工程评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

拟建工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 气田区块开发现状

（1）勘探开发进程

本次开发区域位于克拉苏气田内，行政隶属于阿克苏地区拜城县。克拉苏气田共包含 20 个产能区块，克深气田共 18 个产能区块，分别为克深 1 区块、克深 2 区块、克深 3 区块、克深 5 区块、克深 6 区块、克深 8 区块、克深 9 区块、克深 10 区块、克深 13 区块、克深 14 区块、克深 17 区块、克深 18 区块、克深 19 区块、克深 20 区块、克深 24 区块、克深 31 区块、克深 41 区块、克拉 8 区块；克拉气田共 2 个分别为克拉 2 区块和克探 1 区块。

克拉苏气田内目前建有天然气处理站 3 座分别为克深天然气处理站、克拉第一处理站（克拉 2 中央处理站）和克拉第二处理站（目前该处理站停运）；建有 4 座集气站分别为克深 1 集气站、克深 3 集气站、克深 8 西集气站、克深 133 集气站；建有 4 座清管站分别为克深 2 清管站和克深 242 清管站、克拉 2-9 清管站和克拉 2-1 清管站；建有克深 242 分水站 1 座；建有 7 座增压站用于气举排水分别为克深 241 增压站、克深 902 增压站、克深 13-2 增压站、克深 8-9 增压站、克深天然气处理站外增压站、克拉 2-1 增压站、克拉 2-13 增压站。

（2）公用工程建设情况

①给排水

克拉苏气田克深区块各井场为无人值守井场，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。克深区块设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理；生产过程中废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在克拉2中央处理站处理后，通过管线输送至区域回注水井回注地层；井下作业废水运至油田废液处理站处理。

②供热

克拉苏气田克深区块内井场根据生产需要设置有真空加热炉，设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为经过脱水脱烃后的天然气。生活基地单独设

置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③供电

克拉苏气田克深区块内设置有克拉2中心变电所（110kV）、克拉苏变电所（110kV）、克拉注水变电站（35kV）、克拉1号开闭所（10kV），用于区域各站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

（3）采气管线及道路建设情况

①采气管线及运输情况

目前克拉苏气田克深区田分布克深天然气处理站，周边区域井场进入天然气处理站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前克拉苏气田克深区块周边紧邻G579，油气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 克拉苏气田“三同时”执行情况

目前克拉苏气田已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况见表 3.1-1 所示。

表 3.1-1　　克拉苏气田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	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	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	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
克拉苏气田克深 9 区试采块地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2016〕1789 号	2016 年	自主验收		2020 年 9 月

续表 3.1-1　　克拉苏气田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
克拉苏气田克深 13 区块试采方案地面工程	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	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
KeS9-3、KeS241-J1 井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2021〕489 号	2021 年 11 月 19 日	自主验收		2022 年 7 月
克深 3 至克深 2 采气管线建设工程	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）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕75 号	2023 年 2 月 1 日	自主验收		2023 年 11 月 12 日
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 2025 年 5 月 19 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG072Y；克深天然气处理站于 2024 年 10 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG071Y；综合服务部于 2024 年 10 月 21 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG066Y。					
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 652926-2024-036-L					

3.1.3 克拉苏气田克深区块环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对克拉苏气田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）占地影响回顾分析

克深区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

单井永久占地 40×60m，临时占地 140×100m，单井和站场永久占地范围内

无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油气田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油气田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放对天然植被产生了一定的不利影响。克拉苏气田经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，克拉苏气田克深区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理,油气田内部永久占地范围内无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。克拉苏气田克深区块位于荒漠生态系统，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏影响，正在逐步的自然恢复过程中。

（3）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，克深区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油气田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、

施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油气田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如爬行类、麻雀等，又可重新返回油气田区影响较弱的地带生存。同时油气田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油气田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生滥砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，克拉苏气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、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。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，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营期过程中，来自克深天然气处理站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，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。加强天然气处理厂及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由第三方公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以克拉苏气田克深区块历年环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，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克拉苏气田克深区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池暂存，由罐车定期拉运至油气田作业区污水处理设施处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站进行处理。

运营期克拉苏气田采出水经作业区采出水处理站处理，水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至油田废液处理站处理，处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后回注，不外排。

本次评价搜集克拉苏气田克深区块历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

综上所述，克拉苏气田克深区块在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；克拉苏气田克深区块开发未对当

地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，区块开发过程中的大气污染物主要是真空加热炉等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

（1）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程，井口设截断阀，集输过程、场站进口处设置截断阀，输气干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（2）对各井、站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

（3）生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

（4）站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据区域开展的污染源例行监测及验收监测数据，各井、站场加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各井、站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

表 3.1-2　区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

项目	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	代表性井场加热炉	颗粒物	2.5～4.1mg/m^3	用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
		二氧化硫	未检出			
	代表性井场加热炉	氮氧化物	93～100mg/m^3	用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
		林格曼黑度	＜1 级			
	代表性井场无组织废气	非甲烷总烃	1.1～1.6mg/m^3	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）中边界污染物控制要求	达标
	克拉第一处理站站场无组织废气	非甲烷总烃	1.7～1.9mg/m^3	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）中边界污染物控制要求	达标

续表 3.1-2　区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

项目	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	克拉第一处理站导热油炉	颗粒物	1.6～2.7mg/m³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
		二氧化硫	未检出			达标
		氮氧化物	100～106mg/m³			达标
		林格曼黑度	＜1 级			达标

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2021 年～2025 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，区块内各井场、站场废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃，本次基本 6 项因子仅分析 PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2四项因子。

表 3.1-3　区域 2021 年～2025 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2021 年现状浓度（μg/m³）	2022 年现状浓度（μg/m³）	2023 年现状浓度（μg/m³）	2024 年现状浓度（μg/m³）	2025 年现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	87	94	95	81	82	60	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	35	41	37	35	42	30	超标
	SO_2	年平均值	6	6	7	5	5	60	达标
	NO_2	年平均值	29	24	32	27	25	40	达标

从表中可以看出，区域 PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均值均处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；SO_2、NO_2年平均值未发生较大变化，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因油气田开发导致非甲烷总烃监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至区域固废填埋场处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.6 声环境影响回顾

气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、处理站的各类机泵。根据例行监测期间气田同类型井场、处理站的监测数据可知，区块井场、处理站等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-4　区块井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB（A）		主要处理措施	标准	达标情况
代表性井场四周	昼间	49～52	基础减振	《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	达标
	夜间	37～40			达标
克拉第一处理站四周	昼间	50～53	基础减振		达标
	夜间	37～40			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

克拉苏气田隶属于克拉采油气管理区管理。塔里木油田分公司克拉采油气管理区编制了《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》，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案（备案编号 652926-2024-036-L）。克拉苏气田克深区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 电磁环境影响回顾

克拉苏气田克深区块内设有 2 座 110KV 变电站，均为户内设置，本次评价选取克拉苏 110KV 变电站进行电磁环境监测。根据本次电磁环境监测结果，变电站四周围墙外工频电场强度、工频磁感应强度分别满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m、工频磁感应强度公众曝露控制限值 100μT 的要求，对区域电磁环境影响可接受。

3.1.3.9 与排污许可衔接情况

塔里木油田分公司克拉采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得采气作业区固定污染源排污登记回执（2025 年 5 月 10 日，登记编号：91652800715549l1XG072Y）、克深天然气处理站固定污染源排污登记回执（2024 年 10 月 21 日，登记编号：91652800715549l1XG071Y）、综合服务部固定污染源排污登记回执（2024 年 10 月 18 日，登记编号：91652800715549l1XG066Y）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《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。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据克拉采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，克拉苏气田污染物年排放情况见表3.1-5。

表3.1-5　　克拉苏气田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		
现有污染物排放量	3.67	0	2.75	24.61	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

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，区块内现有完钻井井场已进行了平整，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，不存在环境问题。

3.2 现有工程

本工程针对克深 8 区块已建的集气系统、排水系统现状和生产运行现状整体进行调整完善，故本次评价将克深 8 区块开发现状作为现有工程进行回顾。

3.2.1 现有工程概况

克深 8 区块共有开发井 24 口、集气站 1 座、阀室 9 座、采气支线 15.3km、集气干线 13.3km、建设天然气处理站 1 座、生活公寓 1 座、固体废物填埋场 1 座及其它配套设施。

克深 8 区块共 16 口高压井（克深 8-9 井、克深 8-15 井、克深 805 井、克深 8-5 井、克深 8004 井、克深 8-17 井、克深 8-1 井、克深 8-13 井、克深 8 井、克深 8-2T 井、克深 8-4 井、克深 8003 井、克深 8-6 井、克深 8-8 井、克深 806 井、克深 18 井）利用原已建高压集输系统，采用气液混输工艺维持高压生产，将产能输送至克深天然气处理站集中处理。目前有克深 8-11 井、克深 801 井、克深 8-9 井、克深 8-7 井、克深 8-H1 井、克深 8-H2 井、克深 8-H3 井实施了排水流程。

克深 8 区块分布在克深天然气处理站东、西两侧。区块已建成集气干线 3 条，西部 2 条集气干线分别为克深 8 西集气干线、克深 8 西集气复线，东部 1 条集气干线为克深 8 东集气干线。区块各产能依托单井采气管道通过 3 条集气干线输送至克深天然气处理站集中处理。

克深天然气处理站采用“J-T 阀＋乙二醇制冷”的天然气处理工艺，设计标定天然气处理能力 2700 万方/天，最大处理能力 3000 万方/天。目前该站进站压力为 9.8MPa，当前处理量约 1400 万方/天，剩余处理能力约 1600 万方/天，有较大的富裕处理能力。

克深-克拉区块内气田水转输系统包括 3 条已建转输管线，分别为：①克深至克拉气田水转输干线；②克深至克拉气田水转输复线；③克拉 2 中央处理站至克拉增压站。克深-克拉区块内已建采出水处理装置 2 套，分别为克深天然气处理站采出水处理装置，处理规模为 500m^3/d；克拉 2 中央处理站采出水处理装置，处理规模为 6700m^3/d。克深天然气处理站采用“重力沉降+破乳分离+喷射气浮+吸附+过滤”的处理工艺，处理合格后气田水进入注水罐中后回注。克拉 2 中央处理站采出水处理装置采用“重力沉降+高效分离+喷射气浮+核桃壳过滤+双滤料过滤”的处理工艺，处理合格后气田水进入注水罐中后回注。

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

目前克拉苏气田克深 8 区块内已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.2-1 所示。

表 3.2-1　　**克深 8 区块环保手续履行情况一览表**

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	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
2		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
3		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	正在开展竣工环境保护验收工作		

续表 3.2-1　　**克深 8 区块环保手续履行情况一览表**

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
4	环评及验收情况	克深气田初步滚动勘探开发方案项目环境影响报告书	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]573 号	2018 年 12 月 28 日	正在开展竣工环境保护验收工作		
5		克深气田 100 亿方稳产优化方案地面工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]215 号	2022 年 4 月 29 日	正在建设中		
6	环评及验收情况	克拉苏气田克深 8 区块提采重大开发试验方案地面工程方案环境影响报告书	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]50 号	2022 年 1 月 30 日	正在建设中		
7	环境风险应急预案	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	2024 年 7 月对《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652926-2024-036-L					
8	排污许可证	克拉采油气管理区污染源排污许可登记	克拉采油气管理区主要污染源均分布在阿克苏地区。根据《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)，克拉采油气管理区排污许可变更为登记管理，目前已完成变更登记工作，克拉采油气管理区采气作业区排污许可登记证编号为 91652800715549l1XG072Y；克深天然气处理站排污许可登记证编号为 91652800715549l1XG071Y					

3.2.3 现有工程污染物达标情况

根据区域例行监测数据，区域内各污染源均可达标排放，本次选取代表性的废气、噪声、固体废物等进行分析。

表 3.2-2　　**代表性井站场污染物排放情况汇总一览表**

项目	位置	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施及去向	标准	达标情况
废气	克深 8 西集气站	站场无组织废气	非甲烷总烃	1.7～1.9mg/m^3	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
	代表性井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.1～1.6mg/m^3			达标
噪声	克深 8 西集气站	噪声	昼间	49.4～53.6dB(A)	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	39.6～44.1dB(A)			

续表 3.2-2　　**代表性井站场污染物排放情况汇总一览表**

项目	位置	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施及去向	标准	达标情况
噪声	克深 8 西集气站	噪声	昼间	39.5～48.4dB(A)	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	37.2～46.3dB(A)			
固废	生活区	生活垃圾	--	--	送至填埋场填埋处理	--	不外排
	井场	岩屑	--	--	清运至钻试修废弃物环保处理站处理	--	不外排
	井场、处理站	落地油	--	--	委托有资质单位接收处理	--	妥善处置

3.2.4 现有工程污染物排放量

目前克深8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。结合区域例行监测数据，克深8区块现有污染物年排放情况见表3.2-3。

表3.2-3　　**现有区块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	硫化氢		
克深 8 区块现有污染物排放量	1.58	0	1.23	1.54	0	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

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。根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

拟建工程基本情况见。

表 3.3-1　　拟建工程基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整

续表 3.3-1　　拟建工程基本情况一览表

项目				基 本 情 况
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				新疆阿克苏地区拜城县境内
建设性质				改扩建
建设周期				滚动开发
总投资				项目总投资 157668 万元，其中环保投资 607 万元，占总投资的 0.4%
占地面积				占地面积 131.96hm^2（永久占地面积 45.96hm^2，临时占地面积 86hm^2）
建设规模				建工程建成后老井产气量 5～50 万立方米/日，新钻采气井产气量 15 万立方米/日，日产水量 6262 立方米，预计生产期末累计产气 562.38 亿立方米，累计产水 3290.99 万立方米
工程内容	主体工程	钻前工程		建设井场、设备基础施工、池体开挖与防渗等
		钻井工程		新井主体采用塔标Ⅱ五开井身结构，克深 8-10C 侧钻井采用侧二开井身结构，克深 807C 侧钻井采用侧一开井身结构；新井一开采用内插法固井，二开采用单级固井，三开采用双级固井，四开采用尾管悬挂+回接固井，五开采用选择性固井。克深 8-10C 侧钻井，侧一开采用尾管悬挂固井，侧二开不固井，克深 807C 侧钻井不固井
		储层改造工程		新钻排水井、侧钻排水井采用酸化改造工艺，新钻采气井采用加砂压裂改造工艺
		油气集输工程	井站场工程	新建采气井场 1 座、排水井场 6 座；利旧井场 24 座，改造集输站场 9 座，在克深天然气处理站扩建增压装置，并对克深天然气处理站已建采出水处理装置部分设备更换；在克拉 2 中央处理站内新建 1 套采出水处理装置，处理规模为 7000m^3/d
			管道工程	新建高压集气管道 10.7km、低压气管道 2.0km、气举管道 8.1km、克深 8 西部集水复线 15km、排水支线 10.2km、低压混输管线 11.5km；克深天然气处理站至克拉 2 中央处理站气田水转输复线 1 条（22.1km），克拉 2 中央处理站至克拉增压泵站气田水转输管线 1 条（5.5km）
	公辅工程	供电工程		将克拉苏变电站内现有 2 台 6.3MVA 变压器的容量扩容至 2 台 16MVA 变压器，其余井站场用电均依托周边现有供电线路
		给水		施工期用水由罐车拉运至施工场地；运营期不用水
		排水		运营期采出水、反冲洗废水经克拉 2 中央处理站的采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理
		防腐工程		22Cr 材质线路管道采用二层 PE 常温型普通级防腐层，L360N 材质的线路管道采用防腐层+阴极保护的联合保护法；柔性复合管的钢转接头部位采用粘弹体防腐膏进行填充至平滑，再外缠厚胶型聚乙烯胶粘带进行防腐
	环保工程	自控工程		新建排水井场(克深 8-H4 井、克深 8-H5 井、克深 8-H6、克深 8-H7)单独设置远程终端单元 RTU(由井下工程提供)，本次新增的工艺参数信号接入远程终端单元 RTU，井场达到无人值守自动控制的水平；新建克深 1801 井采气井场设置可燃气体探测器自带声光报警器，改造站场新建工艺装置区设置可燃气体探测器自带声光报警器，信号均接入 RTU 中独立卡件；RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至克深天然气处理站 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令

续表 3.3-1　　拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	穿越工程	拟建工程新建管线穿越油田内部公路采用顶管加套管保护的形式；穿越碎石路采用大开挖加套管保护的形式；穿越已建管道采用人工开挖方式；穿越已建光纤、电缆采用人工开挖方式
		危废贮存库	钻井期各井场设置有一座撬装式危废贮存库，危废贮存库的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 1m 厚的粘土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s
		废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条；采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放；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； 运营期：采取密闭管道集输工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附后经 15m 高排气筒外排； 退役期：采取洒水抑尘的措施
		废水	施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理； 运营期：运营采出水、反冲洗废水经克拉 2 中央处理站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，运至哈拉哈塘油田废液处理站进行处理； 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置；钻井泥浆进入泥浆罐循环使用；废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存库内，由钻井队委托有危废处置资质单位接收处置； 运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后直接交有危废处置资质的公司接收处置；制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收； 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，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，管线两端使用盲板封堵

续表 3.3-1　　拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程内容	依托工程	采出水	运至克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理达标后回注地层
		酸化压裂废水、井下作业废水	送哈拉哈塘油田废液处理站进行处理
		废弃磺化泥浆及钻井岩屑	废弃磺化泥浆及钻井岩屑运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
		废弃油基泥浆及钻井岩屑	废弃油基泥浆及钻井岩屑运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理
		生活污水	施工期产生的生活污水送拜城县生活污水处理厂处理
		生活垃圾	生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复； 运营期：管道上方设置标志；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行
		采出水	运至克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理达标后回注地层
		酸化压裂废水、井下作业废水	送哈拉哈塘油田废液处理站进行处理
		废弃磺化泥浆及钻井岩屑	废弃磺化泥浆及钻井岩屑运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
		废弃油基泥浆及钻井岩屑	废弃油基泥浆及钻井岩屑运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理
		生活污水	施工期产生的生活污水送拜城县生活污水处理厂处理
		生活垃圾	生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 气田范围

克深 8 气藏行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，西南距拜城县城 37km，构造位置为克拉苏构造带克深区带克深 8 号构造。

3.3.2.2 勘探开发概况

克深 8 气藏 2012 年发现，2013 年上交探明天然气地质储量 1584.55 亿方，裂缝发育，为典型的断背斜层状边水裂缝-孔隙型低孔砂岩干气气藏。2013～

2021 年沿构造轴线先后部署实施 20 口开发井，2024～2025 年在构造鞍部附近水侵前缘部署 3 口大斜度排水井，目前累计完钻 26 口（其中 2 口报废）。

3.3.2.3 地层特征

库车凹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 8 号构造位于库车坳陷克拉苏构造带克深区带克深段，南邻克深 9 气藏，构造走向近东西走向。

3.3.2.4 构造特征

克深 8 区块钻揭地层层序正常，自上而下分别为第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群，白垩系巴什基奇克组。储层主要为白垩系巴什基奇克组，地层厚度 300～320m。

3.3.2.5 气藏特征

原始地层温度 176.08℃，压力 123.27MPa，压力系数 1.76，天然气甲烷含量高、非烃含量低，干气特征，地层水平均氯根 11.15×10^4mg/L，水型为 $CaCl_2$型，为高温高压断背斜层状边水干气气藏。

3.3.2.6 气藏流体性质

（1）天然气性质

克拉苏气田克深 8 气藏甲烷含量高、非烃含量低，是优质的天然气。天然气平均分子量为 16.61，相对密度较低，为 0.5532～0.5787，平均为 0.5668，天然气甲烷含量高，平均为 97.8%，重烃（C^{2+}）含量很小，氮气（N_2）含量低，0.361～1.46%，平均 0.741%，酸性气体含量很小，CO_2含量 0.108～1.190%，平均 0.682%，不含 H_2S；干燥系数（$C1/C1^+$）高，可达 0.993，表现为典型干气特征。

（2）凝析油性质

克拉苏气田克深区块凝析油具有“轻质、低粘度、低凝点、低含蜡”特征

密度 0.786～0.808g/cm^3，平均 0.797g/cm^3（20℃），动力黏度 0.75～1.09mPa.s，平均 0.939mPa.s（50℃），含蜡量 0.72%～12.70%，平均 8.92%，含蜡量较低；凝固点-6～4℃，含硫量 0.02%～0.07%，平均 0.04%，含硫量较低；胶质+沥青质含量 0.16%～0.41%，平均 0.25%，胶质+沥青质含量较低。

（2）地层水性质

克深 8 区块地层水 pH 值平均为 6.09，密度平均为 1.1229g/cm^3，氯根为 108000～115000mg/L；总矿化度 180700～191500，平均 186100；水型氯化钙。

3.3.3 预测开发指标

克深 8 气藏设计动用天然气地质储量 1101.5 亿方，总井数 31 口，老井利用 24 口（排水井 11 口，采气井 13 口），新井 6 口（侧钻排水井 2 口，采气井 1 口，排水井 3 口），在钻井 1 口（同步进行环评手续的 1 口排水井），最大日产气 620 万方，日排水 5700 方，预计生产期末累计产气 562.38 亿立方米，累计产水 3290.99 万立方米，地质储量采出程度 51.06%。

3.3.4 主要技术经济指标

拟建工程建成后日采气 620×10^{4}m^3。拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2　　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	新钻井	排水井	口	5
			采气井		1
2		在钻排水井		口	1
3		利用老井		口	24
4		新建高压集气管道		km	16.7
5		新建低压气管道		km	2.3
6		新建气举管道		km	8.4
7		新建集水复线		km	15
8		新建排水支线		km	12.3
9		新建低压混输管线		km	14.7
10		动用天然气储量		10^{8}m^3	1101.5
11		日采气		10^{4}m^3	620

续表 3.3-2　　拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
12	技术指标	采出水系统处理能力		m^3/d	7000
13		出水水质	悬浮固体含量	mg/L	≤20.0
			悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.0
			含油量	mg/L	≤15.0
			平均腐蚀率	mm/a	≤0.076
14	能耗指标	年用电量		10^4kWh	3102.58
15	综合指标	总投资		万元	157668
16		环保投资		万元	607
17		永久占地面积		hm^2	45.96
18		临时占地面积		hm^2	86
19		劳动定员		人	不新增
20		工作制度		h	8760

3.3.5 工程组成

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、110kV 变电站工程、封井工程、公辅工程、环保工程、依托工程等 9 部分内容。

3.3.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗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、撬装房安装等内容；共计新建井场道路 10km，井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构。

主要工程内容及工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3　　单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m^2	14000	新建，100m×140m(临时)
2	钻井基础	--	套	1	新建
3	岩屑池	$1000m^3$	个	1	膨润土泥浆钻井岩屑；环保防渗膜
4	岩屑储罐	$1000m^3$	个	1	磺化泥浆钻井岩屑
5	主放喷池	$200m^3$	个	1	整体型钢板池

续表 3.3-3　　单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
6	副放喷池	200m³	个	1	环保防渗膜池
7	生活污水池	300m³	个	1	撬装组合钢板池
8	生活区	长×宽	m²	1600	新建，40m×40m
9	井场道路	--	km	2	道路宽约 4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-4。

表 3.3-4　　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

图 3.3-1　井场平面及现场布置示意图

3.3.4.2 钻井工程

3.3.4.2.1 井位部署

本次共部署克深 8-H4 井、克深 8-H5 井、克深 8-H7 井、克深 8-10C、克深 807C 井 5 口排水井，克深 1801 井 1 口采气井，采气井完钻井深 7755m，排水井，完钻井深 8116m，克深 8-10C 侧钻进尺 987m，克深 807C 侧钻进尺 303m。井位部署见表 3.3-5。

表 3.3-5　　井位部署一览表

序号	井号	井型	井口坐标		目的层	井深（m）
			经度	纬度		
1	克深 8-H4 井	直井			白垩系巴什基奇克组	8116
2	克深 8-H5 井	直井			白垩系巴什基奇克组	8116
3	克深 8-H7 井	直井			白垩系巴什基奇克组	8116
4	克深 8-10C 井	侧钻井			白垩系巴什基奇克组	987
5	克深 807C 井	侧钻井			白垩系巴什基奇克组	303
6	克深 1801 井	直井			白垩系巴什基奇克组	7755

3.3.4.2.2 井身结构

新井主体采用塔标Ⅱ五开井身结构。一开 26″钻头钻至 200 米，20″套管封固地表疏松地层。二开 171/2″钻头钻至库车组中上部，14 3/8″套管封固上部低压易漏层。三开 13 1/8″钻头钻至库姆格列木群盐顶，下入 10 3/4″+11.55″复合套管。四开 9 1/2″钻头钻至库姆格列木群盐底，下 7 3/4″+8 1/8″套管封固盐层。五开 6 5/8″钻头钻至完钻井深，采气井下 5 1/2″套管，排水井下 5 1/2″套管+5″套管筛管，完钻后回接 7 3/4″+8 1/8″套管至井口。

侧钻井采用侧二开井身结构。侧一开 6 5/8″钻头钻至库姆格列木群盐底，下 5 1/2″套管，侧二开 4 3/8″钻头钻至完钻井深。

3.3.4.2.3 钻井液体系设计

塔标Ⅱ五开井身结构新井一开采用聚合物体系，二开采用聚合物体系，三开采用KCl聚磺体系；采气井四开采用饱和盐水体系，排水井四开采用油基体系；五开采用KCl聚磺体系。

克深8-10C侧钻井侧一开采用油基钻井液体系，侧二开采用水基钻井液体系。克深807C侧钻井侧一开采用水基钻井液体系。

3.3.4.2.4 固井方案

新井一开采用内插法固井，二开采用单级固井，三开采用双级固井，四开采用尾管悬挂+回接固井，五开采用选择性固井。克深8-10C侧钻井，侧一开采用尾管悬挂固井，侧二开不固井，克深807C侧钻井不固井。

3.3.4.2.5 钻机选型

采气井采用ZJ90D级别钻机，排水井采用ZJ80D级别钻机，侧钻井采用ZJ70D级别钻机。

3.3.4.2.6 钻井周期

预测塔标Ⅱ五开采气井，完钻井深 7755m，预测钻井周期 220 天，完井周期 260 天；塔标Ⅱ五开排水井，完钻井深 8116m，预测钻井周期 228 天，完井周期 273 天；侧钻井克深 8-10C 井进尺 987m，钻井周期 105 天，完井周期 120 天，侧钻井克深 807C 井进尺 303m，钻井周期 106 天，完井周期 121 天，各钻井队编制约 60 人。

3.3.4.2.7 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6　　单座井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	ZJ90D/ZJ80D/ZJ70D 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m^3	7 个
	振动筛	—	—	m^3/h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1 台
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1 套

续表 3.3-6　　单座井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1 套
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2 套
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1 套
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1 套
	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2

3.3.4.2.8 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，钻井期用电通过附近电网引入。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表 3.3-7。

表 3.3-7　　单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	1397	--	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	689	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；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	用于固井
3	基础材料(膨润土)	t	57	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	用于配制泥浆
4	基础材料(Na_2CO_3)	t	5	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	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	10	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	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	3	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，水溶液为透明黏稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤试剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤试剂

续表 3.3-7　　**单座井场钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
10	抗温降滤试剂/HX-E/TSH-2 等	t	21	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤试剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	38	水溶性树脂，玫瑰红透明色黏稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制黏度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	21	酚醛树脂和腐殖酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	151	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	43	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对气层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	13	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	18	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	15	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	33	无色立方晶体或白色结晶,可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	10	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	3	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	8	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料,具有良好的水溶胀桥接封堵性能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	4	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	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂
24	柴油	t	220	有色透明液体，难溶于水，易燃	备用柴油发电机燃料，配置油基泥浆

3.3.4.3 储层改造工程

3.3.4.3.1 储层改造工艺

主体采用疏通酸压、前置液酸压、暂堵酸压等工艺。采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液、滑溜水激活天然裂缝；采用胶凝酸、交联酸、自生酸进行近、中、远井区域的刻蚀。

3.3.4.3.2 改造液体系设计

采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液激活天然裂缝；采用胶凝酸、交联酸、自生酸进行近、中、远井区域的刻蚀。

表 3.3-8　　改造液体系配方

序号	液体名称	液体配方
1	胍胶压裂液	0.35%～0.45%超级瓜胶+1.0%助排剂+1.0%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.025%PH 调节剂 1+0.04%PH 调节剂 2+0.5%温度稳定剂+0.01%破胶剂
2	黄原胶非交联压裂液	0.30%黄原胶+0.5%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.02%破胶剂
3	胶凝酸	20%HCl+0.8%胶凝剂+2%高温缓蚀剂+1%助排剂+1%破乳剂+1%铁离子稳定剂
4	交联酸	20.0%HCl+0.8%稠化剂+1.0%破乳剂+1.0%助排剂+2.0%缓蚀剂+1.0%铁离子稳定剂+0.3%调理剂

3.3.4.3.3 排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5～8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，酸化压裂废水全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

3.3.4.3.4 主要设备设施

储层改造主要施工设备为混砂车、压裂车及配套设施，设备设施情况见表 3.3-9。

表 3.3-9　　单座井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
电缆绞车	—	—	1 辆
混砂车	—	—	6 辆
供液系统	—	—	1 套
压裂车	20	m^3	6 辆

续表 3.3-9　　单座井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m^3	10 个
钻采一体化井口装置	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	1 套
原油储罐	50	m^3	4 个
放喷池	—	—	1 个

3.3.4.3.5 原辅材料

储层改造工程原辅材料消耗主要为改造液调配消耗的水、黄原胶、破乳剂等。各材料均为罐装，由汽车拉运进场，暂存于场内原辅材料存放区内。压裂液已在厂家做好混合配比，施工现场不进行混合配比。储层改造工程原材料消耗量情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　单座井场储层改造工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性
1	水	m^3	1000	--
2	黄原胶	t	0.4	黄原胶是一种由黄单胞杆菌发酵产生的细胞外酸性杂多糖。是由 D—葡萄糖、D-甘露糖和 D-葡糖醛酸按 2:2:1 组成的多糖类高分子化合物，相对分子质量在 100 万以上；黄原胶为浅黄色至白色可流动粉末，稍带臭味。易溶于冷、热水中，溶液中性，耐冻结和解冻，不溶于乙醇。遇水分散、乳化变成稳定的亲水性黏稠胶体
3	破乳剂	t	1.2	含量 3%的 1，2-丙二醇、甲基环氧乙烷、环氧乙烷的共聚物，其余为水
4	氯化钾	t	1.6	无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂
5	支撑剂	t	31	压裂支撑剂是一种石英砂、陶瓷颗粒产品，具有很高的压裂强度，主要用于油气田井下支撑，以增加石油天然气的产量

3.3.4.4 油气集输工程

3.3.4.4.1 井场工程

（1）建设内容

本项目新钻井 6 口（新建克深 8-H4 井、克深 8-H5 井、克深 8-H7 井、克深 8-10C 井、克深 807C 井 5 口排水井，克深 1801 井 1 口采气井），后期对排水井进行气举改造；改造集输站场 9 座，包括克深 8-9 增压站、克深 806 井场、

克深 8-3 井场、克深 8 西集气站、克深 8-11 井场、克深 8-H1 井、克深 8-H2 井、克深 8-15 井场、克深 18 井场，其中将克深 8-9 增压站、克深 806 井场改造为区域集中增压站，对低压生产阶段的排水井进行增压并对气举排水井提供气源；在克深天然气处理站扩建增压装置，对低压气集中增压，并扩建 1 台分离器。

井站场主要工程内容见表 3.3-11。

表 3.3-11　　拟建工程井站场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
克深 1801 井	1	采气树	—	座	1	新建
	2	电控信一体化撬	—	座	1	新建
	3	高压节流阀	DN75，16MPa	套	1	新建
	4	可燃气体检测报警仪	—	台	1	新建
	5	焚烧池	—	座	1	新建
克深 8-H4 井	1	采气树	—	座	1	新建
	2	电控信一体化撬	—	座	1	新建
	3	空冷器	30kW	套	1	新建
	4	气液分离器撬	P2.5MPa	套	1	新建
	5	压缩机撬	400kW	套	1	新建
	6	缓蚀剂加注橇	P16MPa 2L/h	套	1	新建
	7	水罐	50m^3	台	2	新建
	8	气田水转输泵	25m^3/h	台	2	新建
	9	焚烧池	—	座	1	新建
克深 8-H5 井	1	采气树	—	座	1	新建
	2	电控信一体化撬	—	座	1	新建
	3	空冷器	30kW	套	1	新建
	4	气液分离器撬	P2.5MPa	套	1	新建
	5	缓蚀剂加注橇	P16MPa 2L/h	套	1	新建
	6	水罐	50m^3	台	2	新建
	7	气田水转输泵	25m^3/h	台	2	新建
	8	焚烧池	—	座	1	新建

续表 3.3-11　　拟建工程井站场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
克深 8-H6 井	1	采气树	—	座	1	利旧
	2	电控信一体化撬	—	座	1	新建
	3	空冷器	30kW	套	1	新建
	4	焚烧池	—	座	1	新建
克深 8-H7 井	1	采气树	—	座	1	新建
	2	电控信一体化撬	—	座	1	新建
	3	空冷器	30kW	套	1	新建
	4	焚烧池	—	座	1	新建
克深 8-10C 井	1	采气树	—	座	1	利旧
	2	电控信一体化撬	—	座	1	利旧
	3	两相流量计	—	座	1	新建
	4	焚烧池	—	座	1	利旧
克深 807C 井	1	气液分离器橇	P2.5MPa	套	1	新建
	2	气田水罐	50m^3	台	2	新建
	3	气田水增压泵	25m^3/h	台	2	新建
	4	缓蚀剂加注橇	P16MPa 2L/h	套	1	新建
	5	空冷器	30kW	套	1	新建
克深 8-3 井场	1	压缩机撬	200kW	套	1	新建
	2	气液分离器橇	P2.5MPa	套	1	新建
	3	气田水罐	50m^3	台	2	新建
	4	气田水增压泵	25m^3/h	台	2	新建
克深 8-9 增压站	1	压缩机撬	400kW	套	3	新建
	2	孔板流量计	—	台	1	新建
克深 8 西集气站	1	气液分离器撬	PN16MPa DN1000×5000（切）（Q345R）	套	3	新建
	2	撬外阀门	-	套	1	新建
克深 8-11 井场	1	孔板流量计	—	台	1	新建
	2	手动球阀	—	套	2	新建
克深 8-H1 井场	1	空冷器	30kW	套	1	新建
	2	气田水罐	50m^3	台	2	新建
	3	气田水转输泵	25m^3/h	台	2	新建

续表 3.3-11　　拟建工程井站场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
克深 8-H2 井场	1	空冷器	30kW	套	1	新建
	2	手动球阀	—	套	3	新建
克深 8-15 井场	1	气液分离器撬	PN16MPa	套	1	新建
	2	气田水罐	50m^3	台	2	新建
	3	气田水转输泵	25m^3/h	台	2	新建
克深天然气处理站	1	气液分离器撬	PN14MPa	套	1	新建
	2	压缩机撬	400kW	套	2	新建
	3	喷射气浮装置	--	套	1	更换
	4	双滤料过滤器	--	台	2	更换
	5	药剂箱	--	座	8	更换
克深 8 进厂阀室	1	手动球阀	—	套	1	新建
克深 806 井场	1	压缩机撬	400W	套	1	新建
	2	气田水转输泵	25m^3/h	台	2	新建
	3	手动球阀	—	套	8	新建
克深 18 井	1	气液分离器撬	PN14MPa	套	1	新建
	2	气田水罐	50m^3	台	2	新建
	3	气田水转输泵	25m^3/h	台	2	新建
	4	压缩机撬	200kW	套	1	新建
克拉 2 中央处理站	1	采出水处理装置	“重力沉降+过滤”，处理规模为 7000m^3/d	套	1	新建

（2）主要原辅材料消耗

拟建工程营运期所用原辅料及理化性质见表 3.3-12。

表 3.3-12　　缓蚀剂理化性质一览表

序号	物料名称	年用量（t）	理化特性
1	缓蚀剂	138.4	季铵盐类物质，淡黄色至棕褐色液体；相对密度（水=1）：0.9；闪点大于 60℃。
2	破乳剂	262.8	为高分子聚醚改性、阳离子季铵化聚合物，专门破坏水包油乳化液。淡黄色至浅褐色粘稠均一液体，与水可互溶；可溶于醇类，微溶于矿物油

续表 3.3-12　　缓蚀剂理化性质一览表

序号	物料名称	年用量（t）	理化特性
3	PAM	2.63	无色-微乳白色粘稠水溶液，由丙烯酰胺聚合而成的有机高分子聚合物，无色、无味、无臭，在常温下比较稳定，高温、冰冻时易降解，并降低絮凝效果。
4	PAC	262.8	黄褐色液体；在常温下较为稳定，在水中会发生水解反应，生成氢氧化铝等物质。通过电中和、吸附架桥等作用，使水中的悬浮物、胶体颗粒等凝聚成较大的颗粒，从而实现絮凝沉淀。
5	氮气	490m^3/h	氮气化学性质稳定，常温下呈惰性，不可燃、不助燃、不支持呼吸、无腐蚀性

3.3.4.4.2 管道工程

本项目内部集输新建集输管道共 31 条，总长 69.4km，气田水传输管线 2 条，总长 27.6km，具体见表 3.3-13。

表 3.3-13　　管线部署一览表

序号	管道名称	管道起点	管道终点	设计压力 MPa	材质	管径	长度 km
1	克深 8-H4 井排水管道	克深 8-H4 井	克深 242 清管站排水干线	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN125	4.5
2	克深 8-H4 井采气管道	克深 8-H4 井	克深 5 联络线 5 号阀室	16	L360N	DN65	2.3
3	克深 8-H5 井排水管道	克深 8-H5 井	克深 8 西集水复线	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN100	0.5
4	克深 8-H5 井低压气管道	克深 8-H5 井	进克深 8-9 增压站低压总管	2.5	L360N	DN100	1.0
5	克深 8-H5 井气举管道	克深 801 低压气管道	克深 8-H5 井	16	L360N	DN50	0.5
6	克深 8-7 井气举管道	克深 8-9 增压站	克深 8-7 井采气管线	16	L360N	DN100	2.7
7	克深 801 井气举管道	克深 8-9 增压站	克深 801 采气管道	16	L360N	DN50	2.0
8	克深 8 西集气站排水管道	克深 8 西集气站	克深 8 西集水复线	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN100	0.5
9	克深 8-H1、克深 8-H2 低压阀井联络管道	克深 8-H1、克深 8-H2 低压阀井	克深 8-11 采气管道	2.5	L360N	DN150	0.5
10	克深 8-11 井与克深 8-9 井高压联通管线	克深 8-11 井采气管线	克深 8-9 井采气管线	16	22Cr	DN100	0.5
11	克深 8-11 井低压联通管线	克深 8-11 井采气管线	进克深 8-9 增压站低压总管	2.5	L360N	DN200	0.5
12	克深 8-3 井排水管道	克深 8-3 井	克深 8 西集水复线	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN80	0.8

续表 3.3-13　　管线部署一览表

序号	管道名称	管道起点	管道终点	设计压力 MPa	材质	管径	长度 km
13	克深 8-H6 井低压混输管道	克深 8-H6 井	克深 806 井	6.4	Ⅱ型柔性复合管	DN150	1.2
14	克深 8-H6 井气举管道	克深 806 井	克深 8-H6 井	16	L360N	DN50	1.2
15	克深 806 井排水管道	克深 806 井	克深克拉调水干线 S2 阀井	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN80	0.8
16	克深 8 西集水复线	克深 8-P1 阀室	克深天然气处理站	6.3	玻璃钢管（酸酐型）	DN300	15
17	克深 8 西部低压混输管道	克深 8-5 低压阀室	克深处理站扩建增压装置	6.4	Ⅱ型柔性复合管	DN200	7.5
18	克深 8 东部低压混输管道	克深 8-8 低压阀室	克深处理站扩建增压装置	6.4	Ⅱ型柔性复合管	DN150	4.3
19	克深 8 至克深 3 联络线	克深 8 进厂截断阀室	克深克拉 DN200 联络线	16	22Cr	DN200	0.5
20	克深 8-15 井排水管道	克深 8-15 井	克深 8 西集水复线	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN100	0.5
21	克深 8-11 井喷射增压管线	克深 8-11 井	克深 8 西集气站	10	L360N	DN100	6.0
22	克深 8-9 井喷射增压管线	克深 8-9 井	克深 8-11 井喷射增压管线	10	L360N	DN100	0.5
23	克深 1801 井采气管道	克深 1801 井	克深 18 井	15.2	22Cr	DN80	0.3
24	克深 18 井排水管道	克深 18 井	克深 242 清管站排水干线阀井	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN100	2.6
25	克深 8-H7 井低压混输管道	克深 8-H7 井	克深 8-H4 井	6.4	Ⅱ型柔性复合管	DN150	1.7
26	克深 8-H7 井气举管道	克深 8-H4 井	克深 8-H7 井	16	L360N	DN50	1.7
27	克深 8 西集气干线	克深 8 西集气站	克深 8-1 阀室	15.2	22Cr	DN200	6.6
28	克深 1801H 井气举管道	克深 18 井	克深 1801H 井	16	L360N	DN50	0.3
29	克深 807C 井低压气管道	克深 807C 井	克深 8-11 采气管道	2.5	L360N	DN100	0.3
30	克深 807C 井排水管道	克深 807C 井	克深 8 西集水复线	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN100	0.3
31	克深 8-8 井排水管道	克深 8-8 井	克深 806 井	5.5	玻璃钢管（酸酐型）	DN100	1.8
32	克深-克拉气田水转输复线	克深天然气处理站	克拉 2-9 清管站	5.5	玻璃钢管	DN250	22.1
33	克拉 2 中央处理站至克拉增压泵站转输复线	克拉 2 中央处理站	克拉增压泵站	5.5	玻璃钢管	DN300	5.5

3.3.4.5 采出水处理工程

在克拉 2 中央处理站内新建 1 套采出水处理装置，设计处理规模为 7000m^3/d。采用“重力沉降+过滤”的处理工艺，处理达标水转输至克拉增压站，再集中调水至克拉 3 及轮古西区块回注。

3.3.4.6 110kV 变电站

由于已建 110kV 克拉苏变电站的现有主变容量已不能满足本工程新增用电负荷的供电，需求，需要将站内现有 2 台 110/35/10kV 6.3/3.15/6.3MVA 变压器的容量扩容至 2 台 110/35/10kV 16/16/16MVA 变压器。变电站主要建设内容见表 3.3-14。

表 3.3-14 **110kV 变电站主要工程内容一览表**

序号	设备及规格	单位	数量
1	油浸式变压器 110/35/10kV 16000/16000/16000kVA	台	2
2	35kV 开关柜	面	2

3.3.4.7 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入退役期。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）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，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。采用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，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理,随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。

3.3.4.8 公辅工程

（1）供电工程

新建 6 座井场（克深 8-H4、8-H5、8-H7、1801、8-10C、807C 井场），在建井场 1 座（克深 8-H6），其中克深 8-H4、8-H5、8-H7 井依托已建 10kV4#西干线就近 T 接一回 10kV 电源供电，克深 8-H6 依托已建 10kV 克深 2 线就近 T

接一回 10kV 电源供电，克深 1801 井场依托已建 10kV2#西干线就近 T 接一回 10kV 电源供电，克深 8-10C、克深 807C 井场依托已建的克深 8-10C 的已建 10kV 电力线路供电。

在克拉 2 中央处理站内新建 1 套采出水处理装置新建预装式变电站 1 座，电源引自克东甲线。

由于已建 110kV 克拉苏变电站的现有主变容量已不能满足本工程新增用电负荷的供电需求，需要将站内现有 2 台 110/35/10kV6.3/3.15/6.3MVA 变压器的扩容至 110/35/10kV16/16/16MVA 变压器。

（2）给排水

①给水

施工期工程用水主要包括钻井用水、生活用水和管线试压用水。钻井用水由罐车拉运至井场，井场生产用水量共计约 10000m^3，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，钻井队编制约 60 人，按生活用水量 100L/d·人计，结合施工天数，生活用水量总计约 7920m^3；管线试压用水由罐车拉运至管线处，管线试压用水量共计约 141.3m^3。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水、酸化压裂废水。生活污水产生量约 6336m^3，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。钻井废水约为 1670m^3，由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。管线试压废水约为 141.3m^3，试压结束后用于洒水抑尘；酸化压裂废水约为 300m^3，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站进行处理。

运营期采出水分离后经管线进入克拉 2 中央处理站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后，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。

退役期用水主要为区域洒水降尘用水，洒水抑尘频率为每天 2 次，每次用水量约为 5m^3；退役期无废水产生。

（3）供热工程

为防止冬季工况条件下仪表冷冻，地面管道及阀门加装电伴热。

（4）防腐工程

22Cr 材质线路管道采用二层 PE 常温型普通级防腐层,L360N 材质的线路管道采用防腐层+阴极保护的联合保护法;柔性复合管的钢转接头部位采用粘弹体防腐膏进行填充至平滑，再外缠厚胶型聚乙烯胶粘带进行防腐。从生产厂家运来的管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

（5）自控工程

新建井场设置温度、压力检测，压力高高低低联锁关井，井口配置可燃气体检测，设置 RTU 控制系统 1 套；侧钻利旧井场现有的 1 套 RTU 控制系统；RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至克深天然气处理站 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令。

（6）储运工程

新建克深 8-H4 井场、克深 8-H5 井场、克深 807C 井场各设置水罐 2 座，用于暂存分离出水的气田水。气田水经增压泵增压后输送至克深 242 清管站排水干线和克深 8 西集水复线。

（7）道路工程

随着油气田钻井的不断增多展开，油区内钻井路不断增多，形成更紧密的路网。拟建工程钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计新建井场道路 10km，井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构。

（8）穿越工程

①道路穿越工程

拟建工程管道穿越的油田内部沥青道路、井场道路（碎石路）等。管道穿越沥青道路使用钢筋混凝土套管进行保护，采用顶管施工的方式；井场道路穿越采用大开挖加套管保护的穿越方式。套管穿越公路或碎石路时，套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出道路边沟外 2m。穿越管道的用管满足设计规范的有关要求。保护套管应采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。

②管线与其他建（构）筑物交叉

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉应位于建（构）筑物的下方。

a.与光纤、电缆交叉时，管道与电缆净距不小于 0.5m，并对光纤、电缆采

取角钢围裹的保护措施；

b.与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，采用人工开挖方式。

（9）危废贮存库

拟建工程钻井期井场设置有一座撬装式危废贮存库，危废贮存库的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 1m 厚的粘土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s。危废贮存库内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存库内，由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.4.9 环保工程

克拉苏气田现有环保设施比较齐全，依托的克深天然气处理站配套有天然气处理系统、凝析油处理装置，区域还建有克拉 2 中央处理站、克拉苏钻试修废弃物环保站、拜城县污水处理厂、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站、拜城县生活垃圾填埋场。钻井施工期间，钻井产生的磺化钻井岩屑和油基岩屑分别拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站和中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站进行无害化处置。运营期采出水处理、落地油、废润滑油及废防渗材料危险废物处置均委托第三方有危废资质的单位处理。

3.3.4.9 依托工程

3.3.4.9.1 克深天然气处理站

（1）基本情况

克深天然气处理站包含在《克拉苏气田克深区块地面建设工程》内，该工程已于 2014 年 11 月 14 日由原国家环境保护部以环审〔2014〕299 号文予以批复，2016 年 12 月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。克深天然气处理站天然气总处理规模为 3000×$10^4$$m^3$/d、凝析油处理规模为 50t/d、气田水处理规模为 2000m^3/d。

目前克深天然气处理站设有 1 套规模为 60×$10^8$$m^3$/a 的集气装置、2 套脱水脱烃装置，单套装置处理规模为 1000×$10^4$$m^3$/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 50t/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。

（2）天然气处理

原料天然气从集气装置来，进入脱水脱烃装置，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乙二醇贫液接触，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热。经 J-T 阀节流后进入低温分离器分离。分离出的冷干气换热，换热后的产品气进入吸附塔，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。

从原料气分离器出来的烃液进入凝析油处理装置处理，从低温分离器出来的醇烃混合液进入乙二醇再生及注醇装置处理。从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，分别进入乙二醇再生及注醇装置。醇烃液先加热，经换热后降压进入三相分离器，从三相分离器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。乙二醇富液经过滤、换热后，进入乙二醇再生塔再生。再生塔顶出来的蒸汽经冷却后，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。

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，经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后与乙二醇再生装置来的液烃混合换热，再进行二级闪蒸，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。

（3）依托可行性

拟建工程实施后天然气及凝析油由克深天然气处理站处理，克深天然气处理站运行负荷见表 3.3-15。

表 3.3-15　　克深天然气处理站运行负荷表

克深天然气处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
天然气×$10^4m^3/d$	3000	1400	1600	620	可依托
凝析油 t/d	50	30	20	6	可依托

由上表可知，拟建工程天然气及凝析油依托克深天然气处理站处理可行。

3.3.4.9.2 克拉2中央处理站

(1)基本情况

克拉2中央处理站于2002年2月取得原国家环境保护总局批复(环审〔2002〕20号)，于2005年11月取得原新疆维吾尔自治区环境保护局验收备案文件（环自验〔2005〕21号）。

克拉2中央处理站主要处理气-液、液-液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等，处理工艺采用“破乳+高效分离+气浮+过滤”工艺，以去除废水中的污油及悬浮物，采出水处理能力6700m^3/d，总占地174390m^2。克拉2作业区于2014年1月建成气田水回注系统，目前产生的气田水可全部回注，不排入外环境。

根据开发预测，克深-克拉区块最大有6950m^3/d气田水处理待解决（含本次工程），本次在克拉2中央处理站内新建采出水处理装置处理规模拟定为7000m^3/d，用于处理后期新增采出水。

3.3.4.9.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

拟建工程产生的聚磺泥浆废弃物依托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（简称“环保站”）位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经81° 31′ 47.33″，北纬41° 42′ 33.37″，是为周边区域油气田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃聚磺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）。

（2）钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理工艺

废弃聚磺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聚磺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。

（3）依托可行性

克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.3-16。

表 3.3-16　　克拉苏钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析表

环保处理站情况			拟建工程最大需处理量	依托可行性
名称	设计规模	现状富余处理量		
钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理装置	1000m^3/d	650m^3/d	5.1m^3/d	可行

3.3.4.9.4 拜城县污水处理厂

本项目施工期产生的生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理。拜城县生活污水处理厂位于拜城县西南部。《拜城县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函[2010]52 号），《拜城县生活污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字[2019]119 号）；排污许可证编号：91652926229810060J001V。拜城县污水处理厂采用 BAF 曝气生物滤池工艺，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 B 标准要求，设计处理规模为 8000m^3/d，目前日接纳 300m^3 废水，尚有较大富余量，可接收并处理拟建工程生活污水（约 25.3m^3/d）。拟建工程施工期生活污水依托拜城县污水处理厂处理可行。

表 3.3-17　拜城县生活污水处理厂处理能力依托可行性分析表

站场	名称	设计处理能力（m^3/d）	现状处理量（m^3/d）	富余量（m^3/d）	本项目需处理量	依托可行性
拜城县污水处理厂	生活污水	8000	3600	4400	300	可依托

3.3.4.9.5 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站

（1）基本情况

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站位于新疆阿克苏地区拜城县赛里木镇以北10公里处（中心坐标为N41°55′20.38″，E82°21′8.36″）。2018年3月27日，原新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函[2018]373号”对该项目环境影响评价报告书予以批复。2020年5月6日取得江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新建油基岩屑处理站建设项目竣工环境保护验收意见，2019年7月8日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号：6529260074）。

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站二期项目环评于2021年5月8日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函[2021]70号），并于2022年7月7日取得江汉石油工程有限公司新疆油基岩屑处理站改扩建项目竣工环境保护验收意见。中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理规模为330m^3/d，可以作为拟建工程废弃油基泥浆及钻井岩屑处理依托设施。

（2）废弃油基泥浆及钻井岩屑处理工艺

油基岩屑处理工艺流程与油泥一致，热馏炉在隔绝空气的环境下对油基岩屑/油泥进行加热，采用物理热馏原理，物料在密闭无氧，微正压状态下经过外部间接加热，其中的碳氢化合物组分蒸发，与固相分离，随后对蒸发的油气进行冷却回收。

油基岩屑经过提升进料刮板机进入进料箱预热混合处理，实现物料均匀状态，通过专用往复泵输送至热馏炉。固相物料进入热蒸馏系统后，经过吸热，实现水分蒸发，油气的挥发，固相物料在反应器中停留适当的时间后，固相中的有机污染物被热蒸馏出来。热馏炉产生的气体进入油水尘固液分离器进行净化处理，冷凝的液体在油水尘固液分离器的下层进行固液分离，分离出的水进入循环水处理系统，处理后回用喷淋冷凝系统；分离出的油品进入回收油储罐；不凝气作为热馏炉燃料燃烧处理。热馏炉处理设备处理后的还原土出料温度大于300℃，采用间接冷却及加湿降温，采用新鲜水对还原土进行加湿降温。

（3）依托可行性

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站运行负荷统计见表3.3-18所示。

表3.3-18 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理能力一览表

序号	名称	设计规模（m^3/d）	现状富余处理量（m^3/d）	拟建工程需处理量（m^3/d）	依托可行性
1	废弃油基泥浆及钻井岩屑	321.6	105	2.4	可依托

由上表可知，因此中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

3.3.4.9.6 拜城县生活垃圾填埋场

拜城县生活垃圾填埋场位于拜城县城北方10公里处,填埋场采用卫生填埋法并建设相应供排水、供电、道路等配套工程和附属设施，生活垃圾填埋场近期设计处理规模为90吨/日，远期为125吨/日，有效库容为50.48万m^3。该厂于2010年开工建设，2011年12月竣工投入使用。《拜城县生活垃圾填埋场环境影响报告表》于2009年取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2009〕83号），于2017年取得原阿克苏地区环境保护局验收批复（阿地环函字〔2017〕690号）；排污许可证编号：12652926457982243200lV。

拜城县生活垃圾填埋场处理能力依托可行性分析见表3.3-19。

表3.3-19 拜城县生活垃圾填埋场处理能力依托可行性分析表

站场	名称	设计填埋能力（m^3）	现状填埋量（m^3）	富余填埋能力（m^3）	本项目需填埋量（m^3）	依托可行性
拜城县生活垃圾填埋场	生活垃圾	504800	321236	183564	26.4	可依托

据上表分析可知，拟建工程产生的生活垃圾可依托拜城县生活垃圾填埋场处理。

3.3.4.9.7 哈拉哈塘油田废液处理站

拟建工程酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理。哈拉哈塘油田废液处理站于2025年6月16日取得阿克苏地区

生态环境局批复，目前项目正在组织竣工环保验收；哈拉哈塘油田废液处理站年处理能力为 700m^3/d，处理工艺为：气浮+机械过滤+超滤膜过滤，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准后回注地层。拟建工程井下作业产生的酸化压裂废水为 10m^3/d（按不利情形 6 座井场同时产生并集中在 10 天内处理情况下），小于哈拉哈塘油田废液处理站处理富余量，依托处理可行。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

拟建工程施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、采出水处理装置及变电站工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和井场建设。

（1）道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于拜城县周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

拟建工程油气田内部充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约10km，井场砂石路路基宽度为4.5m。

（2）井场建设

根据井场平面布置图，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，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至

拜城县污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，一开固相收集后排入岩屑池干化，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；油基泥浆钻井岩屑拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为克拉苏气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

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。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会黏附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

拟建工程钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；油基泥浆钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，

液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废贮存库中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、压裂、测试放喷等工艺。

（1）射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

（2）压裂

压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液由压裂车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，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，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理。

（3）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程,为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

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，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷期天然气燃烧产生的废气及

施工机械尾气，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条；采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放；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。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理。噪声为压裂设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

图 3.4-1　钻井工艺流程及污染物排放示意图

3.4.1.1.4 油气集输工程

（1）井场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采气树、压缩机撬、气液分离撬等设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

（2）管线敷设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道穿越、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工作等。施工方案见图 3.4-2。

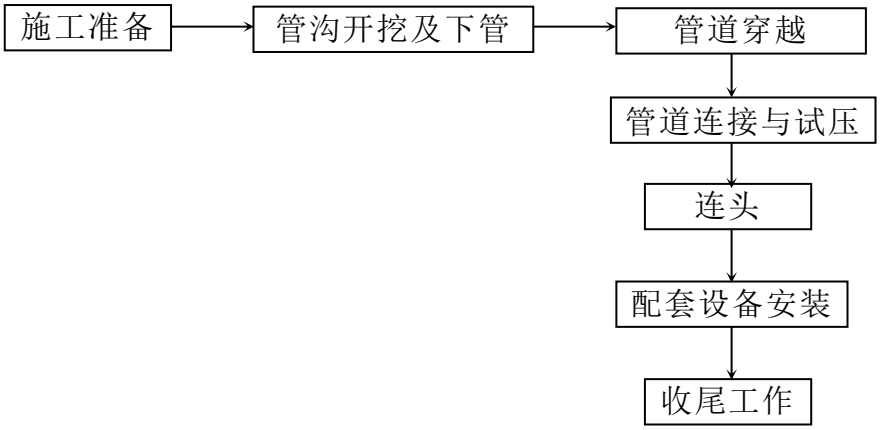


图3.4-2　施工方案工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置作业带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。

②管沟开挖及下管

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输送管线及天然气管线保持一定距离，距离地下现有天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，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。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越植被密集区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。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。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。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

③管道穿（跨）越

拟建工程穿越国道采用顶管加套管保护穿越方式。套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出公路边沟外2m。保护套管采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。其余管道施工均采用大开挖加套管方式或人工开挖方式。

④管道连接与试压

管线现场常采用扣压接头或螺纹连接，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。采气管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，采气管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

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。管线连接成功并检验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，然后采用原土进行大回填，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。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。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械、运输车辆尾气及焊接烟气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；焊接使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.1.5 采出水处理装置及 110kV 变电站工程

本项目采出水处理装置、变电站施工内容分为土建工程、电气设备安装等工序，施工过程中土建、消防、安装交叉施工，土建施工用混凝土均为外购商品混凝土，不在现场进行搅拌；电气设备安装分为主变压器系统安装、配电装置安装、控制及保护屏、电缆敷设接线安装、无功系统安装、单体设备及分系统调试等工序，施工以机械施工为主，人工施工为辅。

变电站施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位送周边具备填埋能力的固废填埋场合规处置；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、气举排水及井下作业。

（1）油气开采

根据克拉苏气田克深区块目前生产情况、气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

（2）油气集输

井口气液混合物经采气树自带节流阀节流、再经孔板流量计或两相流量计

计量通过新建管线输送至克深天然气处理厂处理。

（3）气举排水

根据区块目前生产情况、油气藏性质和配产情况，后期排水井选择气举排水方式进行开采。通过向井筒内注入高压天然气，气体进入井筒液柱中，与积液混合形成低密度气液混合物，降低井筒内液柱压力和井底回压，增大地层与井底之间的生产压差，从而使地层内气体能够携带井筒积液顺利流出地面，实现气举排水。

（4）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井站场无组织废气（G_1），采取采出气密闭管道集输工艺，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），其中采出水分离后经管线进入克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田废液处理站处理；噪声污染源主要为采气树（N_1）、压缩机撬（N_2）、泵类（N_3）噪声运行产生的噪声，选用低噪声设备、采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油（S_1）、废防渗材料（S_2）、废油桶（S_3）及废润滑油（S_4），属于危险废物，其中废润滑油、落地油、废防渗材料、废油桶委托有资质单位接收处置。

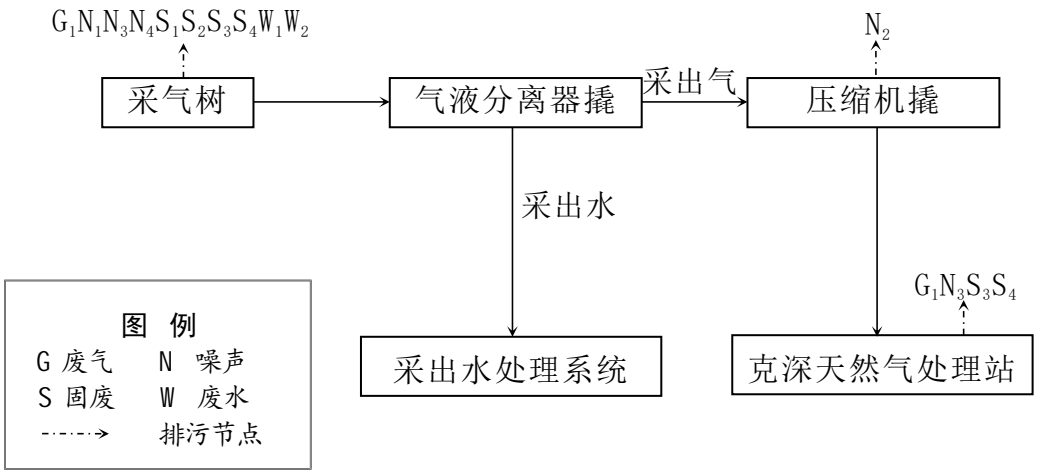


图 3.4-3 油气开采及集输工艺流程图

（3）采出水处理装置

本项目采出水处理装置工程采用“破乳+一级重力沉降+二级重力沉降+多介质过滤”密闭处理工艺，主要去除水中悬浮物和油，出水满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中回注水指标Ⅲ级标准要求。

本项目设置 4 座 3000m³ 沉降罐，采用两级沉淀工艺布置，每级各配置 2 座罐。采出水进入一级沉降罐前通过加药系统投加调节剂、破乳剂、混凝剂和絮凝剂，进水悬浮固体含量≤200mg/L、含油量≤300mg/L，一级沉降罐主要承担原水水量波动带来的冲击负荷与油水分离功能，沉降时间为 8h，出水悬浮固体含量≤100mg/L、含油量≤200mg/L。一级沉降罐出水通过一、二级沉降罐的高度差，实现气田水重力自流输送进入二级沉降罐，进罐前通过加药系统投加絮凝剂；二级沉降罐主要用于去除水中大颗粒悬浮物，沉降时间为 8h，出水悬浮固体含量≤80mg/L、含油量≤80mg/L。二级沉降罐出水通过提升泵进入多介质过滤装置进行过滤。重力沉降罐内部设置中心筒，可均匀布水、收油，污油进入收油槽通过重力排至污油罐，通过污油泵装车外运至处理厂进行回用；同时底部设置环形管吸泥，污泥通过排泥泵排至污泥罐。

②过滤

二级沉降罐出水通过提升泵进入多介质过滤装置进行过滤，深度去除水中大颗粒悬浮物、油相等，出水悬浮固体含量≤60mg/L、含油量≤60mg/L；过滤

后采出水进入回注水罐进行暂存，注水罐出水悬浮固体含量≤60mg/L、含油量≤60mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤40μm、平均腐蚀率≤0.076mm/a，满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）标准后，由外输水泵经排水管线输至区域注水井场回注油气层。

多介质过滤装置工作原理：多介质过滤装置是利用石英砂、无烟煤两种滤料去除原水中的悬浮物。含有悬浮物颗粒的水与絮凝剂充分混合，当胶体颗粒流过多介质过滤器的滤料层时，滤料缝隙对悬浮物起筛滤作用使悬浮物易于吸附在滤料表面。当在滤料表层截留了一定量的污物形成滤膜，随时间推移过滤器的前后压差将会升高，直至失效。此时需要利用逆向水流反洗滤料，使过滤器内石英砂及无烟煤层悬浮松动，从而使粘附于石英砂及无烟煤表面的截留物剥离并被水流带走，恢复过滤功能。

③反冲洗

项目运营过程中，多介质过滤装置工作一段时间后，过滤器中截留的污垢增多，导致过滤器过滤效率降低，需采用反冲洗水泵对过滤器进行反冲洗，恢复过滤功能。各过滤器每天反冲洗作业一次，反冲洗废水进入反洗水回收罐暂存，由反洗水回收泵输至现有缓冲沉降罐，之后经采出水处理装置处理达标后回注地层。采出水处理装置产生的含油污泥通过现有污泥泵送至污泥罐。

④污泥减量化

污泥罐中的含水污泥（进泥含水率≤99.5%）通过污泥提升泵进入污泥减量化装置的污泥浓缩罐A/B/C（根据罐体液位自动切换），期间加入调节剂、絮凝剂，提高污泥沉降效率，沉降时间12h。污泥浓缩罐上清液通过电动阀门控制排入零位罐再次循环处理。经过浓缩罐沉降的底部污泥，通过污泥输送泵进入离心式污泥减量化装置进行减量化处理（出泥含水率≤75%）。滤液重新回到零位罐再次循环处理，脱水的污泥通过干泥泵输送至自动打包机进行打包封袋处理，包装好的污泥运至克拉采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置。

⑤空压制氮橇

采出水处理装置建设空压制氮橇1套，为采出水处理装置罐体及相关设备

提供保护用氮气。空压制氮橇上设置2台空气压缩机（1用1备），可提供净化空气及制氮用压缩空气。拟建工程选择变压吸附制氮法进行制氮，工作原理如下：变压吸附制氮是基于吸附剂对空气中不同组分的吸附选择性以及吸附量随压力变化而变化的特性。空气中主要成分是氮气（约78%）、氧气（约21%）、氩气（约0.93%）和其他微量气体。吸附剂在较高压力下对氧气、二氧化碳等杂质气体有较强的吸附能力，而对氮气的吸附能力相对较弱。当空气在一定压力下通过装有吸附剂的吸附塔时，氧气、二氧化碳等杂质被吸附在吸附剂表面，氮气则穿过吸附床层被收集起来，从而实现氮气和其他气体的分离。当吸附剂吸附达到饱和后，通过降低压力使吸附剂解吸再生，排出被吸附的杂质气体，然后吸附塔可以进行下一轮的吸附过程。

空压制氮橇通过电能驱动，吸附剂为碳分子筛，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油桶及废润滑油，无废气、废水等产生及排放。

⑥废气处理装置

采出水处理装置产生的废气通过设备顶部排气口由引风机经管道收集后进入气体吸附装置处理后经 15m 排气筒排放。

采出水处理装置过程中废气污染源主要为采出水处理装置无组织废气（G_2）及采出水处理装置外排废气（G_3），项目采取无组织废气采取密闭集输工艺控制，外排废气经气体吸附装置处理后经 15m 排气筒排放；废水污染源主要为反冲洗废水（W_3），其中反冲洗废水经采出水处理装置处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层；噪声污染源主要为空压制氮橇（N_4）、引风机（N_5）、泵类（N_3）噪声运行产生的噪声，选用低噪声设备、采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为含油污泥（S_5）、废滤料（S_6）、废活性炭（S_7）、废分子筛（S_8）、废铅蓄电池（S_9）、废含油手套及抹布（S_{10}）及废润滑油（S_4），其中含油污泥、废滤料、废活性炭、废铅蓄电池、废含油手套及抹布及废润滑油收集后委托有资质单位接收处置，废分子筛为一般工业固体废物，定期由厂家更换回收。

图 3.4-4　　采出水处理工艺流程图

（4）110kV 变电站工程

变电站是电力系统中变换电压、接受和分配电能、控制电力的流向的电力设施，它通过其变压器将各级电压的电网联系起来。变电站起变换电压作用的设备是变压器，除此之外，变电站的设备还有开闭电路的开关设备，汇集电流的母线，计量和控制用互感器、仪表、继电保护装置和防雷保护装置、无功补偿设备等。本项目为 110kV 变电站工程，即将高压电流通过输电线路的导线送入本项目新建变电站，经变电站将高压变换为低压后送出。本项目新建变电站的工艺流程与排污环节如图 3.4-5 所示。

图 3.4-5　　本项目变电站工艺流程与排污环节图

拟建工程变电站产生的电磁污染物主要为变电站运行过程中产生的工频电场、工频磁场；噪声污染物主要为站内主变压器（N_6）等电气设备等运行过程中产生的噪声；固体废物主要为变电站直流电气设备产生的废铅蓄电池（S_9）及变电站变压器等设备维修维护过程产生的废矿物油（S_{11}），废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后运至克拉采油气管理区危废贮存库暂存，定期委托有危废处置资质的单位接收处置。

表 3.4-1　　拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井站场无组织废气	非甲烷总烃	连续	采出气密闭管道集输
	G_2	采出水处理装置无组织废气	非甲烷总烃、臭气浓度	连续	采出水密闭管道集输并通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄漏挥发
	G_3	采出水处理装置外排废气	非甲烷总烃、臭气浓度	连续	采用活性炭吸附后经 15m 高排气筒外排
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水分离后经管线进入克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理达标后回注地层
废水	W_2	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	运至哈拉哈塘油田废液处理站处理
	W_3	反冲洗废水	SS、石油类	间歇	经采出气处理系统处理达到标准后通过回注地层
噪声	N_1	采气树	$L_{Aeq,T}$	连续	低噪声设备、基础减振
	N_2	压缩机撬		连续	
	N_3	泵类		连续	
	N_4	空压制氮橇		连续	
	N_5	引风机		连续	
	N_6	变压器		连续	
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	集中收集后运至克拉采油气管理区危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S_3	废油桶	含油废物	间歇	
	S_4	废润滑油	含油废物	间歇	
	S_5	含油污油	含油废物	间歇	
	S_6	废滤料	含油废物	间歇	
	S_7	废活性炭	含油废物	间歇	

续表 3.4-1　　拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
固废	S_9	废铅蓄电池	含油废物	间歇	集中收集后运至克拉采油气管理区危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置
	S_{10}	废矿物油	含油废物	间歇	
	S_{11}	废含油手套及抹布	含油废物	间歇	
	S_8	废分子筛	废分子筛	间歇	定期由厂家更换回收
电磁	-	工频电场、工频磁场	工频电场、工频磁场	连续	选用优质设备及配件，运行期做好环境保护措施的维护和运行管理，加强巡查和检查，保障发挥环境保护作用

3.4.1.3 退役期

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。

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。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置。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，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

拟建工程施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。拟建工程要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。拟建工程要求施工作业时避开植被茂密区，对于穿越植被密集区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

3.4.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括测试放喷废气、酸化压裂废气、施工扬尘、施工机械、车辆尾气及焊接烟气。

（1）测试放喷废气

拟建工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。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。

（2）酸化压裂废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃、HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放

（3）施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

（4）施工机械、车辆尾气

在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，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《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）及修改单中排放限值要求。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。

（5）焊接烟气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物，管线焊接时间一般都较短，同时焊接使用无毒低尘焊条。

3.4.2.3 废水

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比目前克拉苏气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m^3/m，拟建工程采气井完钻井深7755m，排水井完钻井深8116m，侧钻井进尺共1290m，产生的钻井废水约为1670m^3。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）生活污水

井场工程井队人数约60人，采气井完井周期260天，排水井完井周期273天，克深8-10C侧钻井完井周期120天，克深807C侧钻井完井周期121天，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约7920m^3。生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为6336m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油气田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产量COD为2.534t、BOD_5

为1.267t、NH_3-N为0.158t、SS为1.394t。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

（3）管线试压废水

拟建工程集气管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于 2km 的管道，每 2km 试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于 2km 的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 141.3m^3，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

（4）酸化压裂废水

根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂废水返排率为95%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为1000m^3，则拟建工程井场压裂废水产生量为300m^3，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理。

3.4.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵等，产噪声级在98～110dB（A）之间，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。

3.4.2.5 固体废物

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

（1）土石方

井场工程区土石方工程量主要来自井场找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 1.76 万 m^3，土石方回填量 2.0 万 m^3，借方 0.24 万 m^3。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，单个新建井场地面平整工作的挖方量经统计为 0.44 万 m^3，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.06

万 m^3，所有砾石均外购自拜城县周边的砂石料厂。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m^3，管道工程总长约 97km，合计挖方约 37.2 万 m^3，所有挖方后期全部回填，无弃方。

井场道路路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+20cm 厚天然沙砾垫层，砂石路路面宽 4.5m，长 10km，合计填方约 1.8 万 m^3，借方 1.8 万 m^3，借方从拜城县周边的砂石料厂购买。

综上所述，拟建工程共开挖土方 38.96 万 m^3，回填土方 41 万 m^3，借方 2.04 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于拜城县周边砂石料厂，拟建工程不设置取土场。拟建工程土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	1.76	2.0	0.24	拜城县周边砂石料厂	0	—
道路工程	0	1.8	1.8		0	—
管道工程	37.2	37.2	0	--	0	—
合计	38.96	41	2.04	--	0	—

（2）废弃钻井泥浆

废弃膨润土钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理。废弃油基泥浆现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

（3）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，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times 2$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，采气井完钻井深7755m，排水井完钻井深8116m（3座），侧钻井共进尺1290m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，钻井期内产生的岩屑量最大为 2898m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 843m^3，磺化泥浆钻井岩屑 1396m^3，油基泥浆钻井岩屑 659m^3。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；磺化钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

（4）废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存库中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.3t/口，拟建

工程部署钻井6口，废机油产生量为1.8t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存库中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，拟建工程新部署钻井6口，烧碱废包装袋产生量为0.6t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，暂存于撬装式危废贮存库中，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，拟建工程新部署钻井6口，废防渗材料产生量为1.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（7）生活垃圾

拟建工程井场工程井队人数约60人，钻井完井总天数约1320天，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计39.6t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

综上所述，拟建工程钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.4-3。

表3.4-3　拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	—	—	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	酸化压裂废气	非甲烷总烃、HCl	—	—	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放	—	环境空气
	施工扬尘	颗粒物	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	施工机械、运输车辆尾气及	颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n、	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；	—	环境空气
	焊接烟气	金属氧化物	—	—	焊接使用无毒低尘焊条	—	环境空气

续表3.4-3　拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	钻井废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	1670m³	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排
	管线试压废水	SS	—	141.3m³	洒水抑尘	0	不外排
	酸化压裂废水	SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	300m³	采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理	0	不外排
	生活污水	水量	—	6336m³	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理	0	不外排
		COD	400mg/L	2.534t		0	
		BOD_5	200mg/L	1.267t		0	
		NH_3-N	25mg/L	0.158t		0	
		SS	220mg/L	1.394t		0	
固体废物	土石方	—	—	—	用作井场找平、砾石压盖、管沟回填	—	不外排
	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	—	—	843m³	膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	0	不外排
	废弃油基泥浆及钻井岩屑	—	—	659m³		0	不外排
	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	—	—	1396m³		0	不外排

续表3.4-3　拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	废机油	—	—	1.8t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废烧碱包装袋	—	—	0.6t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	1.2t		0	不外排
	生活垃圾	—	—	39.6t	收集后清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB（A）	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB（A）	声环境
	吊装机	—	—	98dB（A）		88dB（A）	
	泥浆泵	—	—	109dB（A）		99dB（A）	
	挖掘机	—	—	104dB（A）		94dB（A）	
	压路机	—	—	104dB（A）		94dB（A）	

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884—2018）等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-4。

表 3.4-4　拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m³）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m³/h）	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年总排放量（t/a）
1	克深 1801 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.004	8760	0.035
2	克深 8-H4 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0053	8760	0.047
3	克深 8-H5 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0042	8760	0.037
4	克深 8-H6 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.004	8760	0.035
5	克深 8-H7 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0042	8760	0.037
6	克深 8-10C 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0042	8760	0.037

续表 3.4-4　　拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m³）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m³/h）	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年总排放量（t/a）
7	克深 807C 井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0042	8760	0.037
8	克深 8-3 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0033	8760	0.0297
9	克深 8-9 增压站新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0016	8760	0.0148
10	克深 8 西集气站新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.002	8760	0.018
11	克深 8-11 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.002	8760	0.018
12	克深 8-H1 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0017	8760	0.0154
13	克深 8-H2 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0014	8760	0.013
14	克深 8-15 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0017	8760	0.0154
15	克深天然气处理站新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0029	8760	0.0262
16	克深 8 进厂阀室新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0015	8760	0.0136
17	克深 806 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0033	8760	0.0297
18	克深 18 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0017	8760	0.0154
19	采出水处理装置无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.007	8760	0.067
		臭气浓度	--		--	--	20	--	8760	--
20	采出水处理装置外排废气	非甲烷总烃	52.5	活性炭吸附	15	1300	10.5	0.0137	8760	0.120
		臭气浓度	4885		15	1300	977	-	8760	-

注：拟建工程以上井站场涉及改造，因此单独核算；其他老井仅为利用，因此不对其进行评价。

源强核算过程：

（1）采出水处理装置外排废气核算

根据设计资料，本项目采出水处理装置处理采出水量 7000m³/d，风机风量为 1300m³/h，收集效率为 90%。本项目采出水处理装置外排废气类比同类工程克拉 2 中央处理站新建 6000m³/d 的采出水处理装置外排废气中监测数据，外排废气量为 1500m³/h，非甲烷总烃监测浓度范围在 7.45mg/m³～10.5mg/m³，臭气

浓度范围在 724（无量纲）～977（无量纲）；现有所类比废气属于库车山前采出水处理装置外排废气,均采用气体吸附装置吸附后通过 1 根 15m 高烟囱外排，吸附工艺相同，吸附效率为 80%，类比克拉 2 中央处理站新建 6000m^3/d 的采出水处理装置外排废气符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)中 3 条适用原则，即①原辅料及产品、处理工艺类似；②本项目处理规模、废气量为类比项目处理规模、废气量基本一致；③废气处理装置均相同为吸附工艺，污染控制措施相同，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率；因此类比克拉 2 中央处理站新建 6000m^3/d 的采出水处理装置外排废气可行。本次评价考虑最不利情况下，本项目采出水处理装置外排废气中非甲烷总烃排放浓度取值为 10.5mg/m^3，臭气浓度排放浓度取值为 977（无量纲）。根据废气收集收率和废气量，本项目采出水处理装置无组织废气中非甲烷总烃排放速率取值为 0.0137kg/h，臭气浓度排放浓度取值为 20（无量纲）。

综上所述，按年运行时间为 8760h，拟建工程采出水处理装置外排废气中非甲烷总烃排放量为 0.120t/a，采出水处理装置无组织废气中非甲烷总烃排放量为 0.067t/a。

（2）井场、集气站无组织核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOC_S）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOC_S主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

①密封点泄漏量核算

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-5　　设备与管道组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085

根据油气水物性参数，项目采出气中 $WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 0.35。根据设计单位提供的数据，项目井场、站场涉及的阀门、法兰数量如表 3.5-6 所示。

表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
克深 1801 井						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.026
合计				0.004	--	0.035
克深 8-H4 井						
1	阀门	20	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	40	0.085	0.004	8760	0.035
3	压缩机	1	0.073	0.0001	8760	0.001

续表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
克深 8-H4 井						
4	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.002
合计				0.0053	--	0.047
克深 8-H5 井						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.026
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.002
合计				0.0042	--	0.037
克深 8-H6 井						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.026
合计				0.004	--	0.035
克深 8-H7 井						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.026
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.002
合计				0.0042	--	0.037
克深 8-10C 井						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.026
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.002
合计				0.0042	--	0.037
克深 807C 井						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.026
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.002
合计				0.0042	--	0.037
克深 8-3 井场新增密封点						
1	阀门	10	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	20	0.085	0.002	8760	0.018

续表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
克深 8-3 井场新增密封点						
3	压缩机	1	0.073	0.0001	8760	0.0009
4	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0033	--	0.0297
克深 8-3 井场现有密封点						
1	阀门	40	0.064	0.0027	8760	0.024
2	法兰	80	0.085	0.0071	8760	0.063
合计				0.0098	--	0.087
扩建后克深 8-3 井场				0.0131	--	0.1167
克深 8-9 增压站新增密封点						
1	阀门	6	0.064	0.0004	8760	0.004
2	法兰	12	0.085	0.001	8760	0.009
3	压缩机	3	0.073	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0016	--	0.0148
克深 8-9 增压站现有密封点						
1	阀门	45	0.064	0.003	8760	0.028
2	法兰	90	0.085	0.008	8760	0.074
3	压缩机	3	0.073	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0112	--	0.1038
扩建后克深 8-9 增压站				0.0128	--	0.2205
克深 8 西集气站新增密封点						
1	阀门	8	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	16	0.085	0.001	8760	0.009
合计				0.002	--	0.018
克深 8 西集气站现有密封点						
1	阀门	32	0.064	0.002	8760	0.018
2	法兰	64	0.085	0.006	8760	0.055
合计				0.008	--	0.073
扩建后克深 8 西集气站				0.010	--	0.091

续表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
克深 8-11 井场新增密封点						
1	阀门	8	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	16	0.085	0.001	8760	0.009
合计				0.002	--	0.018
克深 8-11 井场现有密封点						
1	阀门	25	0.064	0.002	8760	0.018
2	法兰	50	0.085	0.004	8760	0.037
合计				0.006	--	0.055
扩建后克深 8-11 井场				0.008	--	0.073
克深 8-H1 井场新增密封点						
1	阀门	8	0.064	0.0005	8760	0.0046
2	法兰	16	0.085	0.001	8760	0.009
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0017	--	0.0154
克深 8-H1 井场现有密封点						
1	阀门	28	0.064	0.0019	8760	0.0175
2	法兰	56	0.085	0.005	8760	0.046
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0071	--	0.0653
扩建后克深 8-H1 井场				0.0088	--	0.0807
克深 8-H2 井场新增密封点						
1	阀门	6	0.064	0.0004	8760	0.004
2	法兰	12	0.085	0.001	8760	0.009
合计				0.0014	--	0.013
克深 8-H2 井场现有密封点						
1	阀门	25	0.064	0.0017	8760	0.016
2	法兰	50	0.085	0.004	8760	0.037
合计				0.0057	--	0.053
扩建后克深 8-H2 井场				0.0071	--	0.066

续表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
克深 8-15 井场新增密封点						
1	阀门	8	0.064	0.0005	8760	0.0046
2	法兰	16	0.085	0.001	8760	0.009
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0017	--	0.0154
克深 8-15 井场现有密封点						
1	阀门	25	0.064	0.0017	8760	0.0156
2	法兰	50	0.085	0.004	8760	0.037
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0059	--	0.0544
扩建后克深 8-15 井场				0.0076	--	0.0698
克深天然气处理站新增密封点						
1	阀门	10	0.064	0.0007	8760	0.0064
2	法兰	20	0.085	0.002	8760	0.018
3	压缩机撬	2	0.073	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0029	--	0.0262
克深 8 进厂阀室新增密封点						
1	阀门	7	0.064	0.0005	8760	0.0046
2	法兰	14	0.085	0.001	8760	0.009
合计				0.0015	--	0.0136
克深 8 进厂阀室现有密封点						
1	阀门	15	0.064	0.001	8760	0.0092
2	法兰	30	0.085	0.003	8760	0.028
合计				0.004	--	0.0372
扩建后克深 8 进厂阀室				0.0055	--	0.0508
克深 806 井场新增密封点						
1	阀门	12	0.064	0.001	8760	0.009
2	法兰	24	0.085	0.002	8760	0.018
3	压缩机	1	0.073	0.0001	8760	0.0009
4	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0033	--	0.0297

续表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
克深 806 井场现有密封点						
1	阀门	34	0.064	0.002	8760	0.018
2	法兰	68	0.085	0.006	8760	0.055
合计				0.008	--	0.073
扩建后克深 806 井场				0.0113	--	0.1027
克深 18 井场新增密封点						
1	阀门	8	0.064	0.0005	8760	0.0046
2	法兰	16	0.085	0.001	8760	0.009
3	泵	2	0.074	0.0002	8760	0.0018
合计				0.0017	--	0.0154
克深 18 井场现有密封点						
1	阀门	20	0.064	0.0013	8760	0.012
2	法兰	40	0.085	0.004	8760	0.037
合计				0.0053	--	0.049
扩建后克深 18 井场				0.007	--	0.0644
本工程新增排放量总计				--	--	0.474

3.4.3.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，项目采出水为 5700t/d，主要污染物为石油类、SS。采出水分离后经现有管线进入克拉 2 中央处理站的采出水处理装置，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

（2）反冲洗废水

反冲洗废水主要来源于多介质过滤装置反冲洗作业产生的反冲洗废水，各过滤器每天反冲洗作业一次，根据设计资料，项目反冲洗废水为采出水，水量为 1200m^3/d，主要污染物为悬浮物、石油类。反冲洗废水经采出水处理装置处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（生态环境部公告 2021 年 第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-7 石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	263.98
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	82.3
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29

拟建工程按井下作业每 2 年 1 次计算，拟建工程新部署 6 座井场，则每年井下作业废水产生量 1115t，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量（t/a）	排放量（t/a）	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W_1	采出水	5700	0	石油类、SS	连续	采出水分离后经管线进入克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理达标后回注地层
	W_2	反冲洗废水	1200	0	SS、石油类	间歇	经采出水处理装置处理达标后回注地层
	W_2	井下作业废水	1115	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理

3.4.3.4 噪声污染源及其治理措施

拟建工程井场产噪设备主要为采气树、压缩机撬、引风机、空压制氮撬、泵类，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013 年 2 月）：采气树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 85～

90dB（A）；参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中机泵噪声源强范围为 85～90dB（A）、压缩机撬、空压制氮撬噪声源强范围为 90～98dB（A），根据《变电站噪声控制技术导则》(DL/T 1518-2016)附录 B，本项目 110kV 主变压器冷却方式为油浸自冷，主变声功率级为 82.9dB(A)。

表 3.4-9　　拟建工程噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	克深 1801 井	采气树	1	85	基础减振	15
2		泵类	2	85	基础减振	15
3	克深 8-H4 井	采气树	1	85	基础减振	15
4		压缩机撬	1	90	基础减振	15
5		泵类	3	85	基础减振	15
7	克深 8-H5 井	采气树	1	85	基础减振	15
8		压缩机撬	1	90	基础减振	15
9		泵类	3	85	基础减振	15
10	克深 8-H6 井	采气树	1	85	基础减振	15
11		泵类	2	85	基础减振	15
12	克深 8-H7 井	采气树	1	85	基础减振	15
13		泵类	2	85	基础减振	15
14	克深 8-10C 井	采气树	1	85	基础减振	15
15		泵类	2	85	基础减振	15
16	克深 807C 井	采气树	1	85	基础减振	15
17		泵类	2	85	基础减振	15
18	克深 8-3 井场	压缩机撬	1	90	基础减振	15
19		泵类	3	85	基础减振	15
20	克深 8-9 增压站	压缩机撬	3	90	基础减振	15
21	克深 8-H1 井场	泵类	2	85	基础减振	15
22	克深 8-15 井场	泵类	2	85	基础减振	15
23	克深天然气处理站	压缩机撬	3	90	基础减振	15
24		泵类	2	85	基础减振	15
25	克深 806 井场	压缩机撬	1	90	基础减振	15
26		泵类	2	85	基础减振	15

续表 3.4-9　　拟建工程噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
27	克深 18 井	泵类	2	85	基础减振	15
28		压缩机撬	1	90	基础减振	15
29	采出水处理装置	空压制氮橇	1	90	基础减振	15
30		泵类	15	85	基础减振	15
31		引风机	1	80	基础减振	15
32	110kV 变电站	1#主变	1	82.9	基础减振	15
33		2#主变	1	82.9	基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采气井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油、废分子筛等。

(1)落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采气井场落地油产生量约 0.2t/a，本项目 6 座井场落地油产生量为 1.2t/a，集中收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2)废防渗材料

工程运行期采气井场井下作业时，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，目前气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程新增井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，气井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.5t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后由有危废处置资质单位接收处置。

（3）废油桶

本项目井场、站场压缩机、泵类等设备定期维护保养会产生一定量废润滑油桶，类比同类型井场、站场，本项目废润滑油桶产生量约为 0.1t/a。废润滑油桶集中收集后，克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（4）废润滑油

本项目井场、站场压缩机、泵类等设备定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型井场、站场，本项目废润滑油产生量约为0.5t/a，收集后克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（5）含油污泥

本项目新建一套7000m^3/d采出水处理装置，根据进出水水质，气田水进水悬浮物暂按100mg/L，出水悬浮物≤20mg/L进行计算。设计绝干污泥量根据悬浮物去除量（80mg/L）计算确定，设计绝干污泥总量为560kg/d，即204.4t/a（不含水）。脱水后的污泥含水率按75%考虑，则实际污泥产量为817.6t/a，本项目新建1座100m^3污泥罐对污泥进行暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（6）废滤料

本项目新建一套7000m^3/d采出水处理装置，其中多介质过滤器约3年更换一次滤料,每次产生废滤料约40m^3,密度按1.5t/m^3计,废滤料产生量为60t/3年。废滤料采取密闭包装收集，收集后克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（7）废活性炭

本项目新建一套7000m^3/d采出水处理装置，其中废气处理装置采用活性炭吸附。当活性炭吸附剂达到饱和吸附容量时，需对活性炭进行更换，每次更换产生废活性炭约2t。按每年更换两次计算，则产生废活性炭4t/a。废活性炭采取密闭包装收集，收集后克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（8）废含油手套及抹布

拟建工程设备定期维护保养会产生一定量废含油手套及抹布，类比同类型井场、站场，拟建工程废含油手套及抹布产生量约为0.01t/a，定期维护保养结束后，废含油手套及抹布收集后运至克拉采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置。

（9）废铅蓄电池

本项目变电站所使用蓄电池主要为控制、信号、继电保护、自动装置及事

故照明等直流系统提供可靠的直流电源，用于电源的切换。本项目变电站配备 2 组蓄电池组，共 208 块，使用寿命 8～10 年，根据实际情况不定期按块更换，更换后的废铅蓄电池委托有资质单位接收处置。

（10）废矿物油

本项目变电站变压器等设备维修维护过程产生的废矿物油约为 2t/a，桶装收集后，危废贮存库暂存定期委托有危废处置资质的单位接收处置。

（11）废分子筛

本项目新建一座制氮橇，为保持设备制氮效率会定期更换分子筛，本项目废分子筛产生量约为 0.1t/a，定期由厂家更换回收。

一般工业固体废物情况见表 3.4-10，危险废物情况见表 3.4-11。

表 3.4-10　拟建工程一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.1t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收

表 3.4-11　拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后拉运至克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.1	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.5	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
含油污泥	HW08	900-210-08	817.6	污泥减量化装置	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废滤料	HW49	900-041-49	60t/3年	多介质过滤器	固态	废矿物油	油类物质	次/3年	T，I	
废活性炭	HW49	900-039-49	4t/年	废气处理装置	固态	有机废气	非甲烷总烃等	2次/年	T	
废含油手套及抹布	HW49	900-041-49	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

续表 3.4-11　拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
废铅蓄电池	HW31	900-052-31	208 块	阀控铅酸蓄电池	固态	硫酸铅	硫酸铅	次/8～10 年	T、C	收集后拉运至克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置
废矿物油	HW08	900-220-08	2	设备维修维护过程、变压器、箱变	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，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。定期检查管线及周边生态恢复情况，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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。

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

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）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，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，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 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管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；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，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。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）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；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。

3.4.5 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、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。

拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出气通过放喷管线直接进入焚烧池，事故焚烧一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.4-12。

表 3.4-12　　井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次
焚烧池	井口压力过高	非甲烷总烃	0.9	0.5	1
		NO_X	24.7		

拟建工程运行过程中，项目采气管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现克拉采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.4.6 清洁生产分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.6.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）拟建工程钻井新鲜水使用量为19t/100m标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

（8）先进性分析。塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.6.1.2 运行期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入克深天然气处理站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的凝析油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

拟建工程将环境管理和环境监测纳入油气田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采气作业等三个油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，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 3.4-13 及表 3.4-14。

表 3.4-13　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
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	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	乙类区≤30	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5

续表 3.4-13　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
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	得分
（4）污染物指标	35	废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-14 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
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	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20

续表 3.4-14　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
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	得分
(3)资源综合利用指标	20	落地油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
(4)污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

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

表 3.4-15　采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气：≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0

续表 3.4-15　采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(2)资源综合利用指标	30	气井凝析油回收利用率	%	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	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60（乙类区）	5
		落地凝析油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采气废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		气井凝析油外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采气废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	拟建工程得分	
						实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	井筒实施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施		10	已落实	10
			天然气净化设施先进、净化率高		20	先进	20
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收			20	已开展	20
		制定节能减排工作计划			5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	已完成	5

续表 3.4-15　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
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	得分
（4）污染物指标	35	废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-16 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
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	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20

续表 3.4-16　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
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	得分
(3)资源综合利用指标	20	落地油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
(4)污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

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

表 3.4-17　采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气：≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0

续表 3.4-17　采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(2)资源综合利用指标	30	气井凝析油回收利用率	%	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	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60（乙类区）	5
		落地凝析油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采气废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		气井凝析油外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采气废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标						
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	拟建工程得分	
					实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	已落实	10
			天然气净化设施先进、净化率高	20	先进	20
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.4.6.2 清洁生产结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建工程严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后克拉苏气田“三本账”的情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 拟建工程实施后克拉苏气田“三本账”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		
现有区块排放量	3.67	0	2.75	24.61	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.661	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	2.75	25.271	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.661	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOC_s、NO_x。

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.4.8.2 拟建工程污染物排放总量

拟建工程在正常运行期间，采出水分离后经输水管线进入克拉 2 中央处理站的采出水处理装置处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）新增排放量为 0.661t/a。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：NO_X 0t/a，VOC_S 0.661t/a，COD 0t/a，

氨氮 0t/a。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

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，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

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。

拟建工程位于克拉苏气田内，不占用水源地、风景名胜区等，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，属于主体功能区中的限制开发区域（农产品主产区）。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域（农产品主产区）功能定位：新疆农产品主产区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

拟建工程主要建设井站场、采气管线、联络管线及排水管线等，项目位于拜城县北侧的山前冲洪积扇区域，区域现状主要为裸土地，不占用农田区域，不会对区域农产品生产产生影响；同时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，运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目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。

3.5.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区拜城县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《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》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-1。

表 3.5-1　　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十五个五年规划纲要》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率	拟建工程属于塔里木油田分公司克拉苏气田油气开采项目，项目实施有利于克拉苏气田增储上产	符合
	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉者、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程	拟建工程属于塔里木油田分公司克拉苏气田油气开采项目，项目实施有利于克拉苏气田增储上产	符合
	提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	拟建工程属于塔里木油田分公司克拉苏气田油气开采项目，项目实施有利于克拉苏气田增储上产	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	油气生产储备。推动中石油、中石化以及符合条件的经营主体在库车、沙雅、新和、拜城、温宿、柯坪等县（市）油气勘探开发投资力度，加大技术研发力度，稳定老区块油气产量、扩大新区块开发力度，支持油田公司勘探开发向深层进发，突破勘探和开发技术，向超深复杂领域挺进，实现油气稳产增产。加大油气新出让区块勘探开发力度，实现在西五县（市）油气勘探开发新突破，稳定中曼、博源油气全业油气产量，增强油气储备能力，鼓励能源企业开展商储基地和储备库布局建设，全面提升油气应急调峰能力。	拟建工程属于塔里木油田分公司克拉苏气田油气开采项目，项目实施有利于克拉苏气田增储上产	符合

续表 3.5-1　　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
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC_S 治理。实施 VOC_S 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 VOC_S 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 VOC_S 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC_S 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC_S 排放量	拟建工程井站场废气排放涉及 VOC_S 排放，报告中已针对 VOC_S 排放提出相应措施，均可达标排放	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	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
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC_S 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，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 VOC_S 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 VOC_S 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 VOC_S 治理，加快更换装载方式	拟建工程井站场废气排放涉及 VOC_S 排放，报告中已针对 VOC_S 排放提出相应措施，均可达标排放	符合
	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。杜绝污水直接排入雨水管网，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	拟建工程采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，废水均不向外环境排放；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

续表 3.5-1　　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
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	拟建工程不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	拟建工程不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地油气开采项目，促进油气增储上产	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年—2035 年）》	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。	拟建工程距离生态保护红线最近约 9.5km，不在生态保护红线范围内	符合
	加强矿产资源保护与利用落实国家级能源基地、规划矿区，保障战略能源安全。建成 3 个油气能源资源基地，拜城—库车油气能源资源基地，塔里木盆地塔河油气资源基地，塔里木盆地塔中油气资源基地	拟建工程位于塔里木盆地油气资源基地，属于油气开采项目	符合
	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。	拟建工程不占用永久基本农田	符合

（2）拟建工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-2　塔里木油田分公司“十四五”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
《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—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。	拟建工程为油气开采项目，可保证克拉苏气田上速上产	符合

续表 3.5-2　塔里木油田分公司“十四五”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
《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，强化各类污染物防治。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、含油钻液及其他固体废物，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。	拟建工程采出水处理装置外排废气经吸附装置处理达标后通过15m高排气筒外排，井站场无组织废气，采取生产设施密闭，加强设备管理，密闭集输，定期巡检措施；拟建工程采出水、反冲洗废水经克采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，废水均不向外环境排放；同时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；危险废物分类收收集后交有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛定期由厂家更换回收。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	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	（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	拟建工程采出水处理装置外排废气经吸附装置处理达标后通过15m高排气筒外排，井站场无组织废气，采取生产设施密闭，加强设备管理，密闭集输，定期巡检措施；拟建工程采出水、反冲洗废水经克采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，废水均不向外环境排放；同时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；危险废物分类收收集后交有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛定期由厂家更换回收。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

拟建工程与相关文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	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》（环办环评函〔2019〕910 号）	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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，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
《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）	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	拟建工程油气采气管线、联络管线及排水管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	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	克拉采油气管理区制定有《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 652926-2024-036-L），后续应根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合

续表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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，恢复井场周边及管线临时占地，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	拟建工程开发方案设计考虑了克拉苏气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	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	项目井场永久占地和管线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和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）	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）》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	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“5.1.5.2 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，废水均不向外环境排放；危险废物分类收集后交有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛定期由厂家更换回收；同时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；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至克深天然气处理站集中处理；危险废物分类收集后直接交有危废处置资质的公司接收处置	符合

续表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

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）	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放		拟建工程油气集输过程为密闭流程	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		本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地		拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排		拟建工程钻井废水按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；运营期井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理	符合
《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		拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，拟建工程不占用耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续		严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有克拉苏气田克深 8 区块改扩建项目	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	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。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	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。	拟建工程不涉及	--
	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。	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合

续表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	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。	拟建工程采出水处理装置外排废气经吸附装置处理达标后通过15m高排气筒外排，井站场无组织废气，采取生产设施密闭，加强设备管理，密闭集输，定期巡检措施；拟建工程采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用管输方式，损耗率不高于0.5%；井场边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）要求	符合
		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。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合

续表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	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。	拟建工程钻井及储层改造采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，废水均不向外环境排放。	符合
		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、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	运营期采出水、反冲洗废水经克采出水处理装置处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层	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%。	拟建工程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达到100%；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基钻泥浆钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶等危险废物分类收收集后交有危废处置资质的公司接收处置，并按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危废管理台账	--
		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。	拟建工程井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求	符合

续表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污染防治与环境影响	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、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《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》《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）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）；2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 3.5-4 至表 3.5-6，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意见附图 5,拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 3。

表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	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。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	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。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【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。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、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
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【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。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-7】①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。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	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）。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	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。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【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。	拟建工程不涉及占用湿地	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。	拟建工程不涉及自然保护地	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。	拟建工程不属于重化工、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。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结－鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及涉重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.4其他布局要求	【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。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.4 其他布局要求	【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。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及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	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	--
	A2 污染物排放管控	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。	拟建工程属于石油天然气开采项目，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，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后采取密闭管道集输工艺，加强设备管理，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附处理，减少 VOC_s 排放对大气环境的影响	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。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后采取密闭管道集输工艺，加强设备管理，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附处理，减少 VOC_s 排放对大气环境的影响	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。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-4】强化用水定额管理。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。	拟建工程施工期采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程运营采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站进行处理；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
			【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。	克深区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
			【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A3.1 人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“鸟一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.2-2】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。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
			【A3.2-3】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。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，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

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-5】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。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，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
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	--
	A4	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。	拟建工程施工期采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A4.1-4】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	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。	拟建工程各井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【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。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 3.5-4　拟建工程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
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.3 能源利用	【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。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	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。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	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。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	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”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。	运营期产生危险废物，集中收集后委托有危废处置资质的公司接收处置。制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容	--

表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		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《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	拟建工程为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）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。	拟建工程符合国家和自治区环境保护标准	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。	拟建工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	-
		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。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、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
		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。	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		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。	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		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。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		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。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于化工项目	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。	拟建工程不涉及相关内容	-
		1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及相关内容	-
		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。	拟建工程不涉及相关内容	-
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动,滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	拟建工程距离生态保护红线最近为 9.5km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	拟建工程不涉及相关内容	-
		1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	拟建工程不涉及相关内容	-
		1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	拟建工程不涉及相关内容	-
		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。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.20 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。	拟建工程不涉及占用湿地	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。	拟建工程不涉及相关内容	-
		1.22 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。	拟建工程不涉及相关内容	-
		1.23 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。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	拟建工程不涉及相关内容	-
		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、水产养殖类及其他活动类规划，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。	拟建工程不涉及相关内容	符合
	污染物排放管控	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。	拟建工程符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后采取密闭管道集输工艺，加强设备管理，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附处理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	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。	拟建工程不涉及相关内容	符合
		2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不涉及相关内容	符合

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	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。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	-
		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。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及相关内容	-
		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，强化用水定额管理。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。	拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期运营期不新增用水	符合
		2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建工程不涉及相关内容	-

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《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”和《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，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		1.55 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建工程制定完善的地下水监测计划，已建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	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。	拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	拟建工程不涉及相关内容	-

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	拟建工程不涉及相关内容	-
		2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	-
		3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	--
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	--
		3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；拟建工程不涉及相关内容	--
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		3.6 在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	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“5.8.6 环境风险管理”章节	符合

续表 3.5-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.7 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。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
		3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，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
		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。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，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
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035 年）》。	拟建工程管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18%以上。	拟建工程整体温室气体排放量相对较小	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。	拟建工程不涉及相关内容	-

表 3.5-6　　拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65292630001 拜城县一般管控单元	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。	拟建工程不涉及相关内容	--
		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。	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	-
		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	拟建工程不涉及相关内容	-
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及相关内容	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及相关内容	--
		3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及相关内容	--
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建工程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
		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	克拉苏气田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合

续表 3.5-6　　拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65292630001 拜城县一般管控单元	污染物排放管控	6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及相关内容	--
	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	克拉苏气田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及相关内容	--
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及相关内容	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及相关内容	--
		3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 3.5-6　　拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65292630001 拜城县一般管控单元	污染物排放管控	4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建工程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
		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	克拉苏气田已开展历史遗留污油泥清理工作,已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及相关内容	--
	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	克拉苏气田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及相关内容	--
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--

拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元拜城县一般管控单元要求。

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区克拉苏气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区以外，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，工程永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地，植被覆盖度较低（约 10%），周边野生动物分布较少。周边几乎无野生动物分布。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。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油气田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于 75m，周边无铁路及高速公路，距村庄、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所大于 500m。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；本项目占地区域内无保护植被分布，该区域常年降水量少，不受洪水及汇水影响；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发<全国水土保持规划国家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》（办水保〔2013〕188 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线走向周边无居民集中区域。

②工程所在阿克苏地区拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区

范围，管线走向无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

③管道在施工完成后已进行过水力试压，不存在渗漏情况；施工结束后，对临时占地及时恢复植被，减少占地影响。

综上所述，拟建工程合理优化管线选线方案，管道两侧无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型为裸土地。从环境保护角度看，管道选线可行。

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，东与库车市毗邻，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 万 km^2。

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，区域以油气开采为主。距拜城县土地沙化生态保护红线区最近约 9.5m，不在保护区内。拟建工程地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

克拉苏气田地处天山中段南麓，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和冲洪积平原区。

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。

冲洪积平原区：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。

4.1.3 工程地质

克拉苏气田位于继承性坳陷区，地层发育齐全，自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，奥陶系地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中-下统一间房组及鹰山组，主力产层为奥陶系一间房组-鹰山组。

4.1.4 水文及水文地质

（1）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 $27.92\times10^{9}m^{3}$，集水面积为 $9545km^{2}$。全县引水量 $14.536\times10^{9}m^{3}$，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。

（2）地下水

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。

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，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水

位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到 80 多米。

由卡普斯浪河、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该区地下水的形成、埋藏与分布。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域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，松散类岩层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。

4.1.5 气候气象

拜城县地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。其气候特点是：夏季凉爽、冬季寒冷、降水较少、蒸发强烈，空气干燥，冬季较长，夏季较短，春季多风，四季变化大，拜城县常年主导风向为东南风。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　　主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均风速	0.8m/s	6	年平均水气压	7.8hPa
2	年平均相对湿度	64%	7	年平均蒸发量	1270.0mm
3	年平均气温	7.8℃	8	年平均降水量	137.7mm
4	年极端最高/最低气温	39.0℃/-28.7℃	9	年最多/最少降水量	223.7mm/72.4mm
5	年平均气压	878.4hPa	10	年日照时数	2955.4h

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于 2026 年 10 月 20 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用ArcGIS进行手工解译，然后进行现场校验。

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ710.5-2014）》等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法及现场调查法，具体如下：评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了及调查了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原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4.2-1和附图4。

表 4.2-1　　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	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地温性草原、森林生态区	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	生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	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	建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游

由表 4.2-1 可知，项目位于“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，主要生态服务功能有天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游等；主要生态环境问题有水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏；保护目标是保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施；措施是周密规划、规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理；加强裸地绿化，防止水土流失，进一步完善基础设施，建成新疆西气东输主力天然气源地，发展西部生态化旅游业。

项目主要是钻井工程、管线敷设及新建井场，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

4.2.3.1 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统为主，生态系统结构简单。

4.2.3.2 生态系统特征

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于

干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

4.2.4 土地利用现状调查评价

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，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。生态现状调查范围内土地利用类型全部为裸土地。

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域自然植被类型

拟建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，拟建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。拟建工程区位于山前倾斜戈壁洪积平原区，植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

评价区高等植被详见表 4.2-2。

表 4.2-2　　区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 Ephydraceae	膜果麻黄	*Ephecda przcwalskii*
藜科 Chenopodiaceae	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispermum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*
	合头草	*Symphygma regelii Bunge*
柽柳科 Tamaricaccae	琵琶柴	*Roomuria soongaria*

续表 4.2-2　　区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
豆科 Leguminosae	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Squibora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaerophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	库车锦鸡儿	*Caragana camilli-schneideri Kom*
蒺藜科 Zygophylaceae	骆驼蓬	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 Elacagnaccae	尖果沙枣	*Elaeagnus oxycarpa*
胡颓子科 Elacagnaccae	大沙枣	*E.Moorcroftii*
茄科 Solanaceae	黑刺	*Lycium ruthenicum*
菊科 Compositae	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Carex setosum*
	花花柴	*Karelinia Caspian*
禾本科 Gramineae	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophragmites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	獐毛	*Aeluropus littoralis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinum*
	猪毛菜	*Salsola collina Pall*
	戈壁针茅	*Stipa tianschanica Roshev*

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》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），评价区内无保护植物。

4.2.5.2 评价区植被类型

拟建工程生态现状调查范围内主要为荒漠戈壁区域植被，荒漠戈壁区域植被以半灌木植物居多，半灌木主要为琵琶柴、合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜等，地面植被稀少，植被覆盖度约为 8%～10%。植被类型见附图 8。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

4.2.6.1 区域野生动物调查

拟建工程位于塔里木盆地北部，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，区域评价范围内野生动物情况见下表 4.2-3。

表 4.2-3　　项目区主要动物种类及分布

中文名	学名
两栖、爬行类	2 种
密点麻蜥	*Eremias multiocellata*
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*
鸟类	10 种
苍鹰	*Accipiter gentiles*
红隼	*Falco tinnunculus*
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*
云雀	*Alauda arvensis*
红尾伯劳	*Lanius cristatus*
寒鸦	*Corvus monedula*
小嘴乌鸦	*Corvua corone*
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*
漠雀	*Rhodopechys githagineus*
哺乳类	4 种
草兔	*Lepus capensis*
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*
鹅喉羚	*Gazalla subutturosa*

4.2.6.2 野生动物重要物种

（1）种类组成

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《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，分别为苍鹰、红隼、鹅喉羚。

表 4.2-4　　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	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	鹅喉羚（Gazella subgutturosa）	国家Ⅱ级	易危 VU	否	鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	苍鹰（Accipiter gentilis）	国家Ⅱ级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地。		否
3	红隼（Falco tinnunculus）	国家Ⅱ级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽。		否

现场勘查时未见苍鹰、红隼、鹅喉羚等保护动物。

（2）生理生态特征

表 4.2-5　　评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*	国家Ⅱ级	
1	鹅喉羚	生态学特征：鹅喉羚属典型的荒漠、半荒漠区域生存的动物，体形似黄羊，因雄羚在发情期喉部肥大，状如鹅喉，故得名“鹅喉羚”。上体毛色沙黄或棕黄，吻鼻部由上唇到眼平线白色，有的个体略染棕黄色调，额部、眼间至角基及枕部均棕灰，其间杂以少许黑毛，耳外面沙黄，下唇及喉中线亦为白色，而与胸部、腹部及四肢内侧之白色相连。		
		生存现状：鹅喉羚属于典型的荒漠和半荒漠地区的种类，栖息在海拔 300-6000 米之间的干燥荒凉的沙漠和半沙漠地区，依靠生长在荒漠上的柽柳、骆驼刺和极少量的水存活下来并繁衍着后代		

续表 4.2-5　　评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
2	苍鹰	*Accipiter gentilis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		
		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、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。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
3	红隼	*Falco tinnunculus*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克，体长 305-360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，脚、趾黄色，爪黑色。		
		生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。		

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 生态保护红线

拜城县水源涵养生态保护红线区主要分布在阿克苏地区拜城县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统

的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物。

拟建工程距生态保护红线区（拜城县水源涵养生态保护红线区）约 9.5km，不在生态保护红线内。拟建工程与生态保护红线区位置关系示意见附图 5。

4.2.7.2 水土流失重点治理区

（1）水土流失重点防治分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔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）位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm^2，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm^2，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm^2，占 4.65%；风蚀劣地 3hm^2，占 0.001%；戈壁 229935.71hm^2，占 95.25%。

（3）水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域（拜城县）的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（4）水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，开都河、阿克苏河、渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、

地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

（5）水土流失预防对象

项目所在区域（拜城县）水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

（6）水土流失预防措施

项目所在区域（拜城县）水土流失预防措施为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

（7）水土流失治理范围与对象

项目所在区域（拜城县）水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

项目所在区域（拜城县）水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.2.8 主要生态问题调查

4.2.8.1 区域荒漠化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化土地监测报告》（2021 年 12 月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 361154 平方千米，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它

位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

拟建工程所在区域不涉及沙化土地，根据资料，塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积 36236600 公顷，其中：流动沙地 261866 公顷，半固定沙地 54982 公顷，固定沙地 24710 公顷，沙化耕地 1183 公顷，非生物治沙工程地 818 公顷。

4.2.8.2 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔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），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

4.2.8.3 区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，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，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、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，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

4.2.8.4 其他生态问题调查

（1）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

（2）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢

复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

（3）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管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，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。管线施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

①植被覆盖度的影响分析

拟建工程评价范围内植被以半灌木植物居多。半灌木主要为琵琶柴、合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜等，地面植被稀少，植被覆盖度约为 10%。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但项目施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

②生物量损失

拟建工程永久占地面积为 45.96hm^2，临时占地面积为 86hm^2，拟建工程管线施工区域以裸土地为主，临时用地会导致生物量损失。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，t；

S_i-占地面积，hm^2；

W_i-单位面积生物量，t/hm^2，参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》，严重荒漠化生物生产量为 0～0.9t/（hm^2·a），本评价生产量取平均值为 0.45t/（hm^2·a）。生物量损失见表 4.2-6。

表 4.2-6　　项目建设各类型占地的生物量损失

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	永久占地植被损失	临时占地植被损失
裸土地	0.45	45.96	86	20.682	38.7

拟建工程的实施，将造成 20.682t 永久植被损失和 38.7t 临时植被损失。

（2）动植物影响减缓措施

①管线的选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③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，加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

④确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的污染影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑤强化风险意识，制订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。

4.3 地下水环境现状调查与评价

拟建工程地下水环境影响评价工作等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，需设置 3 个潜水监测点。根据区域水文地质勘探资料及《区域综合水文地质图》，区域潜水流向为由西北向东南方向，拟建工程所处位置为透水不含水层，无承压水（评价范围内无地下水分布，本次评价选取距项目区最近的地下水监测井进行监测）。本次评价引用塔里木克拉苏气田克深24区块巴什基奇克组产能建设项目评价期间在3个地下水监测点，监测时间为 2025 年 9 月，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求。

4.3.1 地下水环境现状监测

4.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-1，监测点具体位置见附图 13。

表 4.3-1　地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与拟建工程位置关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#井	西北距克深 1801 井场 15km(上游)		潜水	III类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，共计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、高锰酸盐指数（以 O_2 计）、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐（氮）、硝酸盐（氮）、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类共 30 项
2	2#井	东南距克深 8-H7 井场 8.2km(下游兼顾侧游)					
3	3#井	东南距克深 8-H5 井场 5.8km(下游兼顾侧游)					

4.3.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2025 年 9 月 3 日，采样一天，采样一次。

4.3.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各检测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2　地下水各监测因子分析方法和检出限一览表　单位：mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	--
2	臭和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）6.1 嗅气和尝味法	--
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	--
4	色度	《水质 色度的测定 稀释倍数法》（HJ 1182-2021）	5 度
5	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
6	溶解性总固体		--
7	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L

续表 4.3-2　地下水各监测因子分析方法和检出限一览表　单位：mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
8	高锰酸盐指数 （以 O_2计）	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023） 4.1 酸性高锰酸钾滴定法 4.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
9	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
10	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》（GB/T 5750.12-2023） 5.2 滤膜法	--
11	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》（GB/T 5750.12-2023） 4.1 平皿计数法	--
12	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB/T 7493-1987）	0.003 mg/L
13	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
14	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023） 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
15	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB/T 7484-1987）	0.05 mg/L
16	碘化物	《地下水质分析方法 第 56 部分：碘化物的测定 淀粉分光光度法》 （DZ/T 0064.56-2021）	0.025 mg/L
17	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
18	砷		3×10^{-4} mg/L
19	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
20	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）	0.004 mg/L
21	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
22	硫酸根 （硫酸盐）	《水质 无机阴离子(F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
23	氯离子 （氯化物）		0.007 mg/L
24	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》 （HJ 812-2016）	0.02 mg/L
25	钠离子		0.02 mg/L
26	钙离子		0.03 mg/L

续表 4.3-2　地下水各监测因子分析方法和检出限一览表　单位：mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
27	镁离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
28	碳酸根	《地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
29	碳酸氢根		
30	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB/T 11911-1989）	0.03 mg/L
31	锰		0.01 mg/L
32	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB/T 7475-1987）	0.05 mg/L
33	锌		0.05 mg/L
34	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
35	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.003 mg/L
36	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L

4.3.2 地下水质量现状评价

4.3.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

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_{oi}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

P_{pH}=（7.0-pH）/（7.0-pH_{sd}）（pH≤7.0）

P_{pH}=（pH-7.0）/（pH_{su}-7.0）（pH＞7.0）

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，量纲为 1；

pH--pH 监测值；

pH_{sd}—标准中下限值；

pH_{su}—标准的上限值。

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

4.3.2.2 水质监测及评价结果

(1)地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#	2#	3#
色度	≤15 度	监测值（度）	5L	5L	5L
		标准指数	--	--	--
臭和味	--	监测值	无	无	无
		标准指数	--	--	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无
		标准指数	--	--	--
pH 值	6.5～8.5	监测值	7.4	7.3	7.4
		标准指数	0.27	0.2	0.27
总硬度	≤450	监测值	425	298	238
		标准指数	0.94	0.66	0.53
溶解性总固体	≤1000	监测值	573	516	476
		标准指数	0.57	0.52	0.48
硫酸盐	≤250	监测值	220	152	150
		标准指数	0.88	0.61	0.60
氯化物	≤250	监测值	34.3	79.3	81.0
		标准指数	0.14	0.32	0.32
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
锰	≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--

续表 4.3-3　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#	2#	3#
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
挥发酚	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
高锰酸盐指数（以 O_2 计）	≤3.0	监测值	0.82	0.92	0.88
		标准指数	0.27	0.31	0.29
氨氮	≤0.5	监测值	0.074	0.062	0.056
		标准指数	0.025	0.021	0.019
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	0	0	0
		标准指数	--	--	--
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	42	45	36
		标准指数	0.360	0.400	0.420
亚硝酸盐（氮）	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
硝酸盐（氮）	≤20.0	监测值	1.85	1.16	1.16
		标准指数	0.093	0.058	0.058
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	0.50	0.53	0.50
		标准指数	0.50	0.53	0.50
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
砷	≤0.01	监测值	0.0058	0.0052	0.0078
		标准指数	0.580	0.520	0.780

续表 4.3-3　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#	2#	3#
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
铬（六价）	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--

由表 4.3-3 分析可知，潜水监测点各因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

(2)地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　地下水监测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

项目		潜水含水层		
		1#	2#	3#
监测值(mg/L)	K^+	3.79	5.88	4.95
	Na^+	36.2	69.0	58.9
	Ca^{2+}	98.8	81.0	69.7
	Mg^{2+}	37.8	19.3	14.8
	CO_3^{2-}	0	0	0
	HCO_3^-	252	202	142
	Cl^-	34.3	79.3	81.0
	SO_4^{2-}	220	152	150
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+	17.69	36.52	37.04
	Ca^{2+}	50.26	45.43	46.50
	Mg^{2+}	32.05	18.04	16.46
	CO_3^{2-}	0	0	0

续表 4.3-4　　地下水监测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

项目		潜水含水层		
		1#	2#	3#
毫克当量百分比(%)	HCO_3^-	42.67	38.01	30.10
	Cl^-	9.98	25.64	29.50
	SO_4^{2-}	47.35	36.35	40.40

根据地下水离子检测结果，评价区潜水含水层阴离子以 HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}为主，水化学类型主要以 HCO_3·Cl·SO_4-Na·Ca·Mg 型为主。

(3)地下水质量现状监测结果统计分析

本次监测 3 口潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-5。

表 4.3-5　　潜水监测井监测统计分析结果一览表　单位：mg/L　pH（无量纲）

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
pH 值	7.4	7.3	7.37	0.048	100	0
总硬度	425	238	320.33	77.96	100	0
溶解性总固体	573	476	521.67	39.80	100	0
硫酸盐	220	150	174	32.54	100	0
氯化物	81	34.3	64.87	21.63	100	0
铁	未检出	未检出	--	--	0	0
锰	未检出	未检出	--	--	0	0
铜	未检出	未检出	--	--	0	0
锌	未检出	未检出	--	--	0	0
铝	未检出	未检出	--	--	0	0
挥发酚	未检出	未检出	--	--	0	0
高锰酸盐指数（以 O_2计）	0.92	0.82	0.87	0.041	100	0
氨氮	0.074	0.056	0.064	0.007	100	0
硫化物	未检出	未检出	--	--	0	0
总大肠菌群	未检出	未检出	--	--	0	0
细菌总数	45	36	41	3.74	100	0

续表 4.3-5　潜水监测井监测统计分析结果一览表　单位：mg/L　pH（无量纲）

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
亚硝酸盐（氮）	未检出	未检出	--	--	0	0
硝酸盐（氮）	1.85	1.16	1.39	0.33	100	0
氰化物	未检出	未检出	--	--	0	0
氟化物	0.53	0.5	0.51	0.01	100	0
碘化物	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	未检出	未检出	--	--	0	0
砷	0.0078	0.0052	0.0063	0.001	100	0
镉	未检出	未检出	--	--	0	0
铬（六价）	未检出	未检出	--	--	0	0
铅	未检出	未检出	--	--	0	0
石油类	未检出	未检出	--	--	0	0

4.4 地表水环境现状调查与评价

拟建工程废水不外排，不涉及穿（跨）越地表水水体，项目周边无地表水体，故不再开展地表水环境现状监测。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

（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），土壤现状调查范围为各井站场边界外扩 50m，管线边界两侧向外延伸 200m 范围。

（2）敏感目标

拟建工程污染影响型土壤评价范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院及其他敏感目标，故不设置土壤环境保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为裸土地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为裸土地，局部区域已受到油气田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

（3）土地利用类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(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棕漠土。区域土壤类型分布见附图 9。

4.5.2 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.5-1。

表 4.5-1　　土壤理化性质调查结果一览表

点号		克深 1801 井	时间	2026.8.28
深度		0.5m		
现场记录	颜色	棕色		
	结构	疏粒状		
	质地	砂壤土		
	砂砾含量	9		
	其他异物	无		
实验室测定	pH 值	7.10		
	阳离子交换量 $cmol^{+}/kg$	1.4		
	氧化还原电位 mV	383		
	饱和导水率 mm/h	1.94		
	土壤容重 g/cm^3	1.1		
	孔隙度%	58		
	含水率%	2.1		

4.5.3 土壤环境现状监测

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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），工程

所在区域土壤盐分含量≥4g/kg，区域 5.5＜pH＜8.5，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，结合项目分布特点，本评价设置 9 个表层样监测点，土壤类型均为棕漠土。

（2）监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2　　监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	克深 1801 井口处	表层样	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，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量
	2	克深 8-H6 井口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	3	克深 8 西集气站气液分离器撬区域	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	4	克深天然气处理站压缩机撬区域	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	5	克拉处理站（一）采出水处理装置区域	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
占地范围外	6	克深天然气处站南侧 1km 处	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）
	7	克深 8-H6 北侧 500m 处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	8	克拉处理站（一）西北侧 500m 处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	9	克深 8 集气站南侧 500m 处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量

（3）监测时间及频率

监测时间为 2026 年 8 月 31 日，采样一次。

（4）采样方法

表层样采集表层样 0.2m。

（5）监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ 166—2026）、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.5-3。

表 4.5-3　　土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

序号	检测项目		检测方法	检出限
1	pH 值		《土壤 pH 值的测定 电位法》（HJ 962-2018）	—
2	砷		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	0.01 mg/kg
3	汞			0.002 mg/kg
4	镉		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	0.01 mg/kg
5	铅			0.1 mg/kg
6	铬（六价）		《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）	0.5 mg/kg
7	铜		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	1 mg/kg
8	锌			1 mg/kg
9	铬			4 mg/kg
10	镍			3 mg/kg
11	挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	1.3×10^{-3} mg/kg
12		氯仿		1.1×10^{-3} mg/kg
13		氯甲烷		1.0×10^{-3} mg/kg
14		1,1-二氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
15		1,2-二氯乙烷		1.3×10^{-3} mg/kg
16		1,1-二氯乙烯		1.0×10^{-3} mg/kg
17		顺-1,2-二氯乙烯		1.3×10^{-3} mg/kg
18		反-1,2-二氯乙烯		1.4×10^{-3} mg/kg
19		二氯甲烷		1.5×10^{-3} mg/kg

续表 4.5-3　　土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

序号	检测项目		检测方法	检出限
20	挥发性有机物	1,2-二氯丙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	1.1×10^{-3} mg/kg
21		1,1,1,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
22		1,1,2,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
23		四氯乙烯		1.4×10^{-3} mg/kg
24		1,1,1-三氯乙烷		1.3×10^{-3} mg/kg
25		1,1,2-三氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
26		三氯乙烯		1.2×10^{-3} mg/kg
27		1,2,3-三氯丙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
28		氯乙烯		1.0×10^{-3} mg/kg
29		苯		1.9×10^{-3} mg/kg
30		氯苯		1.2×10^{-3} mg/kg
31		1,2-二氯苯		1.5×10^{-3} mg/kg
32		1,4-二氯苯		1.5×10^{-3} mg/kg
33		乙苯		1.2×10^{-3} mg/kg
34		苯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	1.1×10^{-3} mg/kg
35		甲苯		1.3×10^{-3} mg/kg
36		间-二甲苯+对-二甲苯		1.2×10^{-3} mg/kg
37		邻-二甲苯		1.2×10^{-3} mg/kg
38	半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	0.09 mg/kg
39		苯胺		0.09 mg/kg
40		2-氯酚		0.06 mg/kg
41		苯并[a]蒽		0.1 mg/kg
42		苯并[a]芘		0.1 mg/kg
43		苯并[b]荧蒽		0.2 mg/kg
44		苯并[k]荧蒽		0.1 mg/kg
45		䓛		0.1 mg/kg
46		二苯并[a,h]蒽		0.1 mg/kg
47		茚并[1,2,3-cd]芘		0.1 mg/kg
48		萘		0.09 mg/kg

续表 4.5-3　　土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限
49	全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》（LY/T 1251-1999）3.1 质量法	0.1 g/kg
50	石油烃（C_{10}-C_{40}）	《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	6 mg/kg

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

（2）评价标准

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值；占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

（3）土壤环境现状监测结果与评价

拟建工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.5-4 至表 4.5-6。

表 4.5-4　　土壤现状监测及评价结果一览表　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			克深 1801 井口处	监测因子 \ 监测点			克深 1801 井口处
			0.2m				0.2m
pH	—	监测值	7.31	砷	筛选值≤60	监测值	9.32
		级别	无酸化或碱化			标准指数	0.155
镉	筛选值≤65	监测值	0.25	铬（六价）	筛选值≤5.7	监测值	ND
		标准指数	0.004			标准指数	--
铜	筛选值≤18000	监测值	20.4	铅	筛选值≤800	监测值	13
		标准指数	0.001			标准指数	0.016

续表 4.5-4　　土壤现状监测及评价结果一览表　　单位:mg/kg

监测因子 \ 监测点			克深 1801 井口处 0.2m	监测因子 \ 监测点			克深 1801 井口处 0.2m
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.431	镍	筛选值 ≤900	监测值	13
		标准指数	0.011			标准指数	0.014
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	ND	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	ND	1,1-二氯乙烷	筛选值 ≤9	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯乙烷	筛选值 ≤5	监测值	ND	1,1-二氯乙烯	筛选值 ≤66	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	ND	反-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	ND	1,2-二氯丙烷	筛选值 ≤5	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	ND	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	ND	1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	ND	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	ND	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值 ≤4	监测值	ND	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	ND	1,4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	ND	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.5-4　　土壤现状监测及评价结果一览表　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			克深 1801 井口处	监测因子 \ 监测点			克深 1801 井口处
			0.2m				0.2m
甲苯	筛选值≤1200	监测值	ND	间二甲苯+对二甲苯	筛选值≤570	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值≤640	监测值	ND	硝基苯	筛选值≤76	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
苯胺	筛选值≤260	监测值	ND	2-氯酚	筛选值≤2256	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔a〕蒽	筛选值≤15	监测值	ND	苯并〔a〕芘	筛选值≤1.5	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔b〕荧蒽	筛选值≤15	监测值	ND	苯并〔k〕荧蒽	筛选值≤151	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
䓛	筛选值≤1293	监测值	ND	二苯并〔a,h〕蒽	筛选值≤1.5	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
茚并（1,2,3-c,d）芘	筛选值≤15	监测值	ND	萘	筛选值≤70	监测值	ND
		标准指数	--			标准指数	--
石油烃（C_{10}-C_{40}）	筛选值≤4500	监测值	ND	全盐量（g/kg）	--	监测值	0.2
		标准指数	--			级别	未盐化

注：“ND”代表未检出。

表 4.5-5　占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表　单位：mg/kg

检测项目		检测结果			
		克深 8-H6 井口处	克深 8 西集气站气液分离器撬区域	克深天然气处理站压缩机撬区域	克拉处理站（一）采出水处理系统区域
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH	监测值	7.49	7.06	7.18	7.22
	级别	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	ND	ND	ND	ND
	筛选值	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--	--
全盐量（g/kg）	监测值	3.2	0.7	2.6	0.9
	级别	中度盐化	未盐化	轻度盐化	未盐化

注：“ND”代表未检出。

表 4.5-6　占地范围外土壤环境现状监测结果　单位：mg/kg（pH 值除外）

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	全盐量(g/kg)	石油烃(C_{10}-C_{40})
		筛选值	＞7.5	≤25	≤0.6	≤250	≤100	≤170	≤3.4	≤190	≤300	--	≤4500
克深天然气处站南侧 1km 处	0.2m	监测值	8.16	16.0	0.11	36	21	13.5	0.198	28	60	4.2	6L
		标准指数	无酸化或碱化	0.240	0.183	0.144	0.21	0.079	0.058	0.147	0.200	中度盐化	--
克深 8-H6 北侧 500m 处	0.2m	监测值	8.16	--	--	--	--	--	--	--	--	4.1	6L
		标准指数	无酸化或碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化	--
克拉处理站（一）西北侧 500m 处	0.2m	监测值	8.03	--	--	--	--	--	--	--	--	4.6	6L
		标准指数	无酸化或碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化	--
克深 8 集气站南侧 500m 处	0.2m	监测值	7.89	--	--	--	--	--	--	--	--	4.5	6L
		标准指数	无酸化或碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化	--

注：“ND”代表未检出。

由表 4.5-4、表 4.5-5 和 4.5-6 分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤未盐化～重度盐化，无酸化或碱化。

4.6 环境空气质量现状评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本次评价根据收集了 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.6-1。

表 4.6-1　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	60	82	136.7	超标

续表 4.6-1　　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	30	42	140.0	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	25	62.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1500	37.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	126	78.8	达标

由表 4.6-1 可知，阿克苏地区 PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求；即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用《塔里木油田克拉苏气田克深 9 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目环境质量现状监测》（GZRW-J-202508080-KQ）中的“项目西北侧”监测点数据，该监测点位于克深 8 区块内，具体监测点位置见附图 12。

表 4.6-2　　监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	监测点具体坐标	监 测 因 子
			1 小时平均
1	项目西北侧		非甲烷总烃

（2）监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2025 年 8 月 21 日～2025 年 8 月 27 日，监测 7 天。非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟，具体时间为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.6-3。

表 4.6-3　　环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m^3	0.07

（4）各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度（mg/m^3）；

C_{io}——i 评价因子评价标准（mg/m^3）。

（4）评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3的标准。

（5）其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.6-4。

表 4.6-4　　其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	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/%	超标率/%	达标情况
项目西北侧	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20～0.29	14.5	0	达标

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 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/m^3的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在新建井场进行声环境质量现状监测，

在现有老井进行厂界噪声监测。具体布置情况见表 4.7-1。

表 4.7-1　　噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
1	克深 1801 井		1	$L_{Aeq,T}$
2	克深 8-H6 井		1	$L_{Aeq,T}$
3	克深 8-3 井场	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
4		南场界	1	
5		西场界	1	
6		北场界	1	
7	克深 8-9 增压站	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
8		南场界	1	
9		西场界	1	
10		北场界	1	
11	克深 8 西集气站	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
12		南场界	1	
13		西场界	1	
14		北场界	1	
15	克深天然气处理站	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
16		南场界	1	
17		西场界	1	
18		北场界	1	

（2）监测因子

等效连续 A 声级。

（3）监测时间及频率

2026 年 8 月 31 日至 9 月 1 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00～24:00，夜间监测时段为 24:00～次日 08:00，新建井场每次噪声监测时间 10 分钟，现有老井每次噪声监测时间 1 分钟。

（4）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的规定进行。

4.7.2 声环境现状评价

（1）评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域井场周边执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，现有老井执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

（2）声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2　声环境质量现状监测及评价结果一览表　　单位：dB（A）

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	克深 1801 井		39	60	达标	38	50	达标
2	克深 8-H6 井		43	60	达标	38	50	达标
3	克深 8-3 井场	东场界	39	60	达标	36	50	达标
4		南场界	40	60	达标	38	50	达标
5		西场界	39	60	达标	37	50	达标
6		北场界	38	60	达标	36	50	达标
7	克深 8-9 增压站	东场界	45	60	达标	42	50	达标
8		南场界	50	60	达标	47	50	达标
9		西场界	48	60	达标	45	50	达标
10		北场界	53	60	达标	48	50	达标
11	克深 8 西集气站	东场界	45	60	达标	42	50	达标
12		南场界	48	60	达标	46	50	达标
13		西场界	54	60	达标	48	50	达标
14		北场界	50	60	达标	47	50	达标
15	克深天然气处理站	东场界	40	60	达标	39	50	达标
16		南场界	42	60	达标	40	50	达标
17		西场界	48	60	达标	45	50	达标
18		北场界	52	60	达标	49	50	达标

由上表可知，各新建井场监测值昼间为 39～43dB（A），夜间为 38dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求；现有井场厂界噪声

监测值昼间为38～54dB（A），夜间为36～49dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准。

4.8 电磁环境质量现状监测与评价

针对本工程，新疆广宇众联环境监测有限公司于2026年9月25日对本项目所在区域电磁环境现状进行了检测。

4.8.1 电磁环境质量现状监测

(1)监测因子

1.5m高处工频电场、工频磁场。

(2)监测仪器

LF01+SEM-600电磁辐射分析仪。

(3)监测条件

本项目所在区域检测当天环境状况为：晴，温度11℃，相对湿度22.3%。

(4)检测方法

工频电场、工频磁场按《交流输变电工程电磁环境监测方法(试行)》(HJ681-2013)进行。

(5)监测点位

根据《环境影响评价技术导则 输变电》(HJ 24-2020)中监测布点原则，变电站正常运行，本次环评在110kV变电站站址四周分别设置电磁监测点，具体检测点位见表4.8-1。

表4.8-1 **电磁环境监测点位**

序号	监测点名称	监测点方位	监测因子
1#	变电站东侧围墙	西侧围墙外5m处	工频电场、工频磁场
2#	变电站南侧围墙	南侧围墙外5m处	
3#	变电站西侧围墙	东侧围墙外5m处	
4#	变电站北侧围墙	东侧围墙外5m处	

4.8.2 电磁环境质量评价

本次电磁环境监测结果见表4.8-2。

表 4.8-2　　电磁环境监测结果一览表

序号	监测点位	检测结果		备注
		工频电场强度(V/m)	工频磁感应强度(μT)	
1#	变电站东侧围墙	3.237	0.0062	—
2#	变电站南侧围墙	0.864	0.0058	—
3#	变电站西侧围墙	1.183	0.0051	—
4#	变电站北侧围墙	2.308	0.0071	—

根据表 4.8-2 监测结果分析，各检测点工频电场强度为 0.864～3.237V/m，符合《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m 的要求；各检测点磁感应强度为 0.0051～0.0071μT，符合《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的磁感应强度公众曝露控制限值 100μT 的要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 生态影响分析

拟建工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境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。本次评价主要从地表扰动影响、土壤肥力、植物影响、动物影响、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。

5.1.1.1.1 地表扰动影响分析

拟建工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地。

表5.1-1　　拟建工程占用土地情况表

序号	工 程 内 容	占地面积（hm^2）		备注
		永久占地	临时占地	
1	新井	0.96	8.4	新建 4 座井场（侧钻不新增永久占地），单座井场永久占地为 60m×40m；钻井期井场临时占地面积为 140m×100m，
2	道路工程	45	0	道路长度 10km，道路宽度 4.5m
3	管线工程	0	77.6	新建管线 97km，作业带宽度按 8m 计
合计		45.96	86	—

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井场通井道路施工开辟新道路。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；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地加剧。

5.1.1.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建工程施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程，项目管沟开挖深度为 1.6m,管沟底宽 0.8m,边坡比为 1:1,管沟每延米挖方量约 3.84m^3，开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中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。

5.1.1.1.3 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、管线、道路施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，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。井场、管线施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

（1）植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为假木贼群系。群落中优势种为假木贼，在评价区范围内多数呈单优群落出现。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场及管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

（2）生物量损失

拟建工程占地面积为 131.96hm^2，拟建工程井场、管线施工区域以林地、沙地为主，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，t；S_i——占地面积，hm^2；W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2　　项目建设各类型占地的生物量损失

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
裸土地	0.45	45.96	86	20.682	38.7

拟建工程的实施，将造成 20.682t 永久植被损失和 38.7t 临时植被损失。

5.1.1.1.4 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气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。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，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哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

克拉苏气田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

（3）对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 3 种：鹅喉羚、苍鹰、红隼。对于重点保护动物，要重点加强保护，鹅喉羚主要分布在塔里木河两岸，拟建工程距离塔里木河较远，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度避免破坏鹅喉羚的活动场所和生存环境，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。对于上述重点保护动物，较容易在规划实施后找到替代生境，不存在种群消失或灭绝风险。本次现场踏勘在项目范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

5.1.1.1.5 对生态系统的影响分析

拟建工程对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，拟建工程永久占地主要为新增井场及道路占地，占地面积约为 45.96hm^2，

临时占地约86hm^2，主要为管道施工作业带占地。由于新建井场、采气管线、联络管线及排水管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油气区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效地恢复。

从整个评价区来看，拟建工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的荒漠生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.1.1.6 水土流失影响分析

拟建工程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。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，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）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，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。

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表植被覆盖度较低，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.1.1.7 防沙治沙分析

（1）占用和影响的裸土地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积131.96hm^2（永久占地面积45.96hm^2，临时占地面积86hm^2），对照《新疆第六次沙化监测报告》，项目所属区域属于非沙化土地。

（2）项目实施过程中的弃土、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及铺垫井场。项目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。

项目施工期主要包括池体开挖、管沟开挖、场地平整、井场道路等。池体开挖、管沟开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。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。

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等的影响。

（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，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行

驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。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，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响分析

在油气田开发如井场等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时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。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，随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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

拟建工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为永久占地平整及临时施工等的建设带来的生态环境影响。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时施工占地影响将逐渐消失。

运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情

况能及时发现。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，随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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-3　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
生态影响识别	评价因子	物种□（） 生境☑（地表扰动） 生物群落□（） 生态系统☑（生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失） 生物多样性☑（物种丰富度） 生态敏感区☑（生态功能） 自然景观□（　） 自然遗迹□（　） 其他□（　）
评价等级		一级□　　二级□　　三级☑　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（51.5）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□；重要物种□；生态敏感区□；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。		

5.2 地下水环境影响评价

拟建工程地下水环境影响评价等级为三级，本次评价区域内水文地质部分资料引用《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目》中相关资料，项目井场和管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.1 水文地质条件

（1）地层岩性

第四系地层在区域内广泛分布，岩性以松散沉积物为主，成因类型主要有冲积、洪积等。

①下更新统（Q1）

分布在区域的北部，组成丘陵或垄岗状平原。地层岩性为下更新统砾岩组（Q1）灰色巨砾岩、砂砾岩、少量圆砾岩，厚度 50～300m。该组与下覆地层关系普遍为超覆角度不整合或假整合于下覆的中、新生界和老地层之上，局部与下覆上新统为连续沉积。

②中更新统（Q2）

a.冲积层（Q2al）

零星分布在区域南部。地层岩性为灰色、紫灰色漂砾、卵砾石，粒径一般 0.2～10.0cm，局部夹砂层透镜体并具交错层理，底部可见砂泥质空隙式半胶结或微胶结，厚度一般 1～10m，最厚可达 25m。

③上更新统（Q3）

a.冲积层（Q3al）

呈橄榄状北东-南西向分布于区域的东部。地层岩性为卵砾石，偶见漂石，粒径一般 10～30cm，分选、磨圆均较好。

b.洪积层（Q3pl）

分布于区域中部的山前地带。地层岩性为砂砾石，粉土含量较高，砾石分选、磨圆均较差，厚度自 1～2m 到 40～100m 变化不均。

④全新统-上更新统（Q3-4）

a.冲积层（Q3-4al）

呈条带状北东-南西向分布于区域中部。地层岩性为卵砾石层，粒径一般

0.2～1.0cm，厚度 60～150m；砾石夹卵石层，含粉土，粒径一般 0.2～10.0cm，厚度 90～120m。

b.洪积层（Q3-4pl）

分布于区域的西部、中部和东南部，组成洪积平原及坡度陡的洪积平原。地层岩性为松散的灰色、浅黄色砾石层，含少量砂及粉土，厚度几米到几十米不等。

⑤全新统（Q4）

a.冲积层（Q4al）

分布于区域内克孜勒河的现代河谷中，组成河漫滩及一级阶地，表面常有沼泽分布，并有盐渍化现象。地层岩性在河流的上游主要为漂石、卵石含砂层，一般 10～40m；在河流下游主要为砂卵砾石，粒径自上游的 10～15cm 渐变为下游的 2～5cm，磨圆、分选均较好，厚度 2.6～35.0m。

（2）地质构造

区域内的地质构造包括褶皱构造和断裂构造。

①褶皱构造

区域内的褶皱构造为科桑托开背斜。该背斜从区域的北部东西向穿过。走向近东西，对称分布，顶部开阔，轴部岩层倾角 70°～85°，两翼 15°～25°。

②断裂构造

区域内的断裂构造为铁提尔北断裂。从调查评价区的北部穿过。该断裂位于切得根厄肯至克孜勒河一带，长约 30km，断层面倾向 340°，倾角 60°，断距 1000～1500m。其切割了科桑托开背斜的南翼。

（3）地下水赋存条件

拟建工程评价区所在区域的地貌类型为低山丘陵区与冲积洪积平原区。

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，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，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80m 左右。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域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，松散类岩层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

（4）地下水补给、径流及排泄条件

区域东北部的克孜勒河冲洪积平原上、中部单一巨厚的卵砾石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为该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。

地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至木扎提河和克孜尔水库中。

（5）地下水流场特征

地下水的径流方向为从西北向东南。因含水层颗粒粗、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，在北部约 1.42‰，中部、南部为 1.43‰左右。

（6）含水层的富水性

区域存在两种类型的地下水：单一结构的第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。第四系松散岩类孔隙水又可进一步划分为单一结构的第四系潜水和多层结构的潜水-承压水。

区域内单一结构潜水的富水性，可划分为水量丰富、水量中等两个级别。

水量丰富区呈片状北东-南西向大面积分布于区域的中部。水量中等区呈条带状分布于区域内的克孜尔河冲洪积平原的南、北缘。

多层结构的潜水-承压水含水层，分布在区域的西南角。其富水性可划分为两个级别：潜水水量丰富、承压水水量中等；潜水水量丰富、承压水水量贫乏。潜水水量丰富、承压水水量中等呈橄榄状小面积分布于区域的西南部。潜水水量丰富、承压水水量贫乏呈近似三角形小面积分布于区域的西南角。

碎屑岩类裂隙-孔隙含水系统主要呈片状东西向分布于区域北部的克孜勒塔格低山丘陵区。

（7）地下水水化学特征

区域内分布有第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水。

1、第四系松散岩类孔隙水

区域内，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。

①HCO_3·Cl 型水

呈橄榄状北东-南西向分布于区域东部，水化学类型为 HCO_3·Cl 型水，潜水矿化度较低，为 0.30-0.39g/L，水质为淡水。

②SO_4·Cl 型水

呈片状分布于区域东部和西南部，水化学类型为 SO_4·Cl 型水，潜水矿化度为 0.45-0.93g/L，水质为淡水。

③SO_4型水

呈脚印状北东-南西向分布于区域西南部，水化学类型为 SO_4型水，潜水矿化度为 1.54-2.03g/L，水质为微咸水。

④Cl·SO_4型水

呈片状分布于区域的东北部和西部，水化学类型为 Cl·SO_4型水，潜水矿化度为 1.0-1.59g/L,水质为微咸水。

（2）承压水

承压水呈近似三角形状分布于区域的西南部，水化学类型为 SO_4·Cl 型水。水质为淡水。

2、碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水分布在区域北部的克孜尔低山丘陵区。降水少，新近系（N2）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，地下水水化学类型为 Cl·SO_4型水，矿化度多为 3.0～10.0g/L,水质为半咸水。

（8）包气带

根据附近钻孔资料显示，拟建工程所在区域范围内地层岩性主要为砂砾卵石层，地面表层含有较薄的粉细砂层，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表，判定拟建工程场地包气带防污性能为“弱”。

(9)水位统测

项目区域属于山前冲击区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中表 4 地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次地下水环境水位统测开展一期。2025 年 10 月对项目周边区域进行水位统测，具体统测结果见表 5.2-1。

表 5.2-1　　**项目周边区域地下水水位统测点统计表**

序号	坐标		井深(m)	2025 年 7 月
	纬度	经度		水位埋深(m)
1			80	45
2			70	50
3			80	52
4			90	50
5			80	55
6			75	45

（10）地下水开发利用现状

经调查，区域地下水潜水、承压水水量丰富，区域地下水以工业、农业用水、饮用为主，评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源地等。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

5.2.2.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进

行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 6000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理；项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.2.2 非正常状况下地下水影响分析

（1）井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范

围及影响程度较大。区域气候干旱，降水稀少，不会因降雨形成地表径流，根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响,不易迁移至含水层，同时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，项目所在区域地下水埋深大于 2m，同时及时将原油油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水、反冲洗废水和井下作业废水，采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

（2）落地油

天然气开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到40cm。由于油田气候干旱少雨，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。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）采出水处理装置

拟建工程采出水处理装置均采取严格的防渗措施，正常情况下不会发生泄漏，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）集输管道

拟建工程正常状况下，集输管道采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.2 非正常状况

（1）采气井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，采出气中的凝析油和采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，

本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类、氯化物，本评价选取特征污染物石油类、氯化物作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，氯化物执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-2。

表 5.2-2　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）	检出下限值（mg/L）	现状监测值最大值（mg/L）
石油类	0.05	0.01	未检出
氯化物	250	0.007	557

②预测源强

泄漏量取单井凝析油流量的最大值 1t/d，采出水流量的最大值 200m^3/d，当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑凝析油、采出水通过套筒处泄漏发现并采取措施 1h 后停止泄漏，则凝析油泄漏量 0.04t 和采出水泄漏量 8.3m^3。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），考虑泄漏凝析油 1‰进入潜水含水层，采出水全部进入潜水含水层，采出水中氯化物浓度取 138000mg/L（根据区域地层水特性确定），则最终进入地下水中的石油类源强为 0.04kg，氯化物源强为 1145.4kg。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物

由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程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定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》（HJ610-2016），一维稳定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：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层厚度为 59.25～142.68m，平均厚度约 100.97m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 0.04kg，氯化物源强为 1145.4kg；

u—地下水流速度，m/d；根据《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目》，渗透系数取 15m/d。水力坡度 I 约为 1.43‰。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=15m/d×1.43‰/0.2=0.11m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度 n=0.2；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度取 10m，则 D_L=10×0.11=1.1m^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=0.011m^2/d；

π—圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、氯化物的检出下限值等值线作为影响范围,石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，氯化物取《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

a.石油类预测结果

石油类预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	200	33	0.005	0.103	0.108	13	否
1000d	1	—	0.005	0.011	0.016	11	—
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

（1）100d 时污染晕运移分布图　　（2）1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-1　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图5.2-2　　非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 200m^2，超标范围为 33m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 13m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.103mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.108mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 1m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 11m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.011mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.016mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

b.氯化物预测结果

氯化物预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 在非正常状况下氯化物在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	256	—	557	127.253	684.253	22	—
1000d	2056	—	557	34.864	591.864	69	—
7300d	15247	—	557	1.743	558.743	214	—

（1）100d 时污染晕运移分布图　　（2）1000d 时污染晕运移分布图

（3）7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-3　　非正常状况下，氯化物渗漏含水层影响范围图

图5.2-4　　非正常状况下，氯化物渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 256m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 22m，污染晕中心最大贡献浓度为 127.253mg/L，叠加背景值后的浓度为 245.253mg/L；氯化物污染物泄漏 1000d

后污染晕影响范围为2056m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为69m，污染晕中心最大贡献浓度为34.864mg/L，叠加背景值后的浓度为152.864mg/L；氯化物污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为15247m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为214m，污染晕中心最大贡献浓度为1.743mg/L，叠加背景值后的浓度为119.743mg/L。

（2）排水井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。项目排水井在长期使用中，在地下各种复合作用下，套管被腐蚀穿孔，固井水泥被腐蚀，回注过程中，可能会导致回注水顺着固井水泥裂缝进入潜水含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类、氯化物，本评价选取特征污染物石油类、氯化物作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，氯化物执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表5.2-5。

表5.2-5　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）	检出下限值（mg/L）	现状监测值最大值（mg/L）
石油类	0.05	0.01	未检出
氯化物	250	0.007	557

②预测源强

泄漏量取单井排水流量的最大值500m^3/d，全部渗入潜水含水层，当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑回注水通过套筒处泄漏发现并采取措施1h后停止泄漏，则回注水泄漏量20.8m^{3}全部渗入潜水含水层。石油类浓度取60mg/L（克深天然气处理站采出水处理装置出口浓度），回注水中氯化物浓度取138000mg/L（根据区域地层水特

性确定），则最终进入地下水中的石油类源强为 1.25kg，氯化物源强为 2870.4kg。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程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定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》（HJ610-2016），一维稳定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：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层厚度为 59.25～142.68m，平均厚度约 100.97m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 0.04kg、氯化物 1145.4kg；

u—地下水流速度，m/d；根据《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目》，渗透系数取 15m/d。水力坡度 I 约为 1.43‰。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=15m/d×1.43‰/0.2=0.11m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度n=0.2；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度取10m，则D_L=10×0.11=1.1m^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=0.011m^2/d；

π—圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、氯化物的检出下限值等值线作为影响范围,石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，氯化物取《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

a.石油类预测结果

石油类预测结果见表5.2-6。

表5.2-6　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	400	300	0.005	1.546	1.551	20	否
1000d	967	444	0.005	0.159	0.164	46	否
7300d	2489	—	0.005	0.022	0.027	130	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

（1）100d时污染晕运移分布图　　（2）1000d时污染晕运移分布图

（3）7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-5　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图5.2-6　非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 400m^2，超标范围为 300m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 20m，污染晕中心最大贡献浓度为 1.546mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.551mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 967m^2，超标范围为 444m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 46m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.159mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.164mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后污染晕影响范围为 2489m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 130m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.022mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.027mg/L。

b.氯化物预测结果

氯化物预测结果见表 5.2-7。

表 5.2-7 在非正常状况下氯化物在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	311	56	557	1060.44	1617.44	25	否
1000d	2778	—	557	106.044	663.044	79	—
7300d	21467	—	557	14.527	571.527	245	—

（1）100d 时污染晕运移分布图　　（2）1000d 时污染晕运移分布图

（3）7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-7　　非正常状况下，氯化物渗漏含水层影响范围图

图5.2-8　　非正常状况下，井场边界氯化物浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏100d后污染晕影响范围为311m^2，超标范围为56m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为25m，污染晕中心最大贡献浓度为1060.440mg/L，叠加背景值后的浓度为1178.440mg/L；氯化物污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为2778m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为79m，污染晕中心最大贡献浓度为106.044mg/L，叠加背景值后的浓度为224.044mg/L；氯化物污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为21467m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为245m，污染晕中心最大贡献浓度为14.527mg/L，叠加背景值后的浓度为132.527mg/L。

（3）采出水处理装置泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，采出水处理装置出现破损泄漏，如不及时修复，回注水中石油类可能下渗，对地下水造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，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，石油类主要积聚在包气带表层40cm以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于2m，同时油田公司能及时发现，并且采出水处理装置均采取严格的防渗措施，通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下采出水处理装置泄漏对地下水环境的影响可以接受。

（4）集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，集输管线出现破损泄漏，如不及时修复，少量采出水或凝析油可能下渗，对地下水造成影响。类比油气田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时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，石油类主要积聚在包气带表层40cm以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于2m，同时油气田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下集输管线泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停

井处置指南》（SY/T6646-2017）《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，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；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

拟建工程调查评价区范围内北部的低山丘陵区因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四系松散层不含水或不均匀含水，绝大部分为透水不含水层，少部分地区存在有较薄的第四系松散岩类孔隙水，水量贫乏，换算涌水量＜100m^3/d。

区域内包气带岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，连续、稳定分布，垂直渗透系数大于 10^{-4}cm/s，包气带岩土的防污性能为“弱”。

监测期间区域地下水中监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

（2）地下水环境影响

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内因子能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

（3）地下水环境污染防控措施

拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取

严格的地下水环境污染防控措施。①依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗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；②建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其他应急预案相协调。

（4）地下水环境影响评价结论

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

（1）废水产生量分析

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

②管线试压废水

拟建工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为 SS，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

③生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水共计产生量为 6336m^3，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

④酸化压裂废水

拟建工程酸化压裂废水产生量为 300m^3，根据建设单位提供的钻井技术方

案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理。

（2）地表水影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂废水、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

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，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水，采出水分离后经现有管线进入克拉 2 中央处理站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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

拟建工程建成投运后，采出水分离后经现有管线进入克拉 2 中央处理站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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.3-1　　依托处理可行性一览表

项目	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
采出水/m^3/d	13700（含本次新建采出水处理装置）	2250	11450	5700	可依托
井下作业废水/m^3/d	700	350	350	300	可依托

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期无废水产生，且项目周边无地表水体，不会对地表水环境造成污染影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

综上，拟建工程废水不外排，且项目周边无地表水体，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

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□	
影响识别	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；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□

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

拟建工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤性质的破坏。根据建设项目的工程内容，井场场地平整和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质和土壤污染两个方面。

（1）土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

（2）钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，一开及二开上部钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、膨润土等，二开下部钻井泥浆及岩屑含有重晶石、防塌剂、磺化

酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。因此钻井时必须对钻井泥浆及岩屑进行不落地收集和无害化处置。

拟建工程产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

（3）施工期废机油对土壤环境影响

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存库中，防止废机油落地污染土壤。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 环境影响识别

5.4.2.1.1 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》（HJ 349-2023），拟建工程井站场建设内容属于常规天然气开采，项目类别为Ⅱ类；集输管线类别为Ⅱ类(含有凝析油、采出水，按油类管道考虑)，110KV 变电站为Ⅳ类项目。

5.4.2.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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），工程所在区域土壤盐分含量≥4g/kg，区域 5.5＜pH＜8.5，属于 HJ964-2018 盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。

运营期废水主要为采出水、反冲洗废水和井下作业废水，未向外环境排放污

水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管道连接处破裂，井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，站场采出水处理装置破损泄漏可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建工程管线中采出气盐分含量较高，当出现泄漏时，采出气中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1　　建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

（3）影响源及影响因子

拟建工程采气井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏,采出气在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；采出水处理装置破损泄漏时，采出水中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；集输管线破裂时，石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2　　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
采气井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
排水井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
采出水处理装置破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
集输管线破裂泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，采气井场套管破损泄漏、排水井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中全盐量有一定程度的升高。本次评价选择全盐量作为代表性因子进行预测。

表 5.4-3　　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
采气井场套管破损泄漏	物质输入	全盐量	事故工况
排水井场套管破损泄漏	物质输入	全盐量	事故工况
集输管线破裂泄漏	物质输入	全盐量	事故工况

5.4.2.2 土壤环境影响预测与评价

5.4.2.2.1 污染影响型

（1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采出水处理装置破损泄漏、管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

（2）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\leq z<0$$

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a.连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0, z = 0$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \le t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

b.非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \qquad t > 0, z = L$$

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-4。

表 5.4-4　　垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数（m^2/d）	土壤容重（kg/m^3）
壤土	3	0.5	0.58	2.1	1	1.1×10^3

（4）预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-5　　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采气井场套管破损泄漏	石油烃	794800	瞬时
排水井场套管破损泄漏	石油烃	794800	瞬时
采出水处理装置破损泄漏	石油烃	200	瞬时
集输管线破裂泄漏	石油烃	794800	瞬时

项目采气井场、排水井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏石油烃的初始浓度设定为794800mg/L（考虑泄漏初期采出气中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度），采出水处理装置破

损泄漏、排水管线破裂泄漏的石油烃的初始浓度设定为200mg/L（采出水中石油类浓度），综上，考虑最不利情况，故本次选择污染影响较大的采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏作为代表预测情景进行预测。

（5）采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏的石油烃预测结果

采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 794800mg/L（考虑泄漏初期采出气中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度），考虑到石油烃以点源形式泄漏，预测时间节点分别为，T1：1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-6。

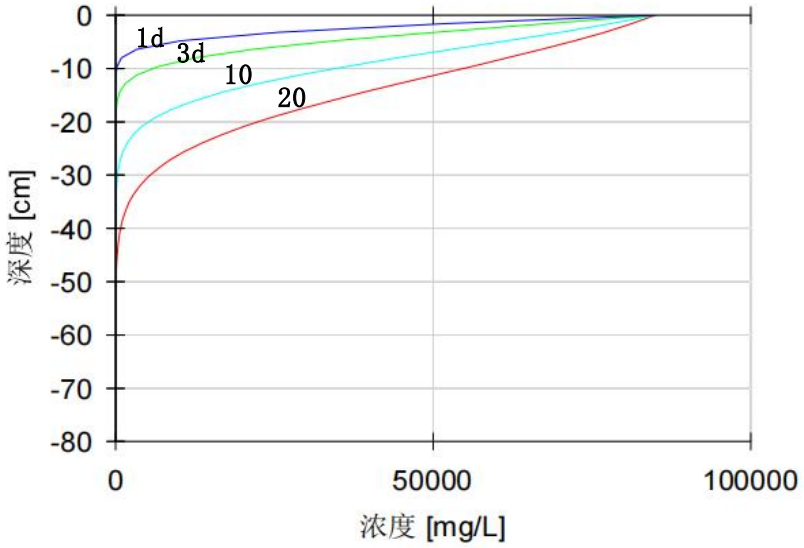


图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.4-1 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗

漏速率较慢。

5.4.2.2.2 生态影响型

1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的全盐量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

2）预测源强

①采气井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出水流量的最大值 200m^3/d，全部渗入土壤，采取措施 1h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 221000mg/L，则估算进入土壤中的全盐量为 8.3×221000=1834300g。

②排水井场套管破损泄漏

泄漏量取单井排水流量的最大值 500m^3/d，全部渗入土壤，采取措施 1h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 221000mg/L，则估算进入土壤中的全盐量为 =20.8×221000=4596800g。

③集输管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生泄漏事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。集输管线输送全管径泄漏最大泄漏量为 4.9m^3，回注水中总矿化度为 221000mg/L，则估算进入土壤中的全盐量为=4.9×221000=1082900g。

3）预测模型

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

Ⅰ.单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

Ⅱ.单位质量土壤中某种物质的预测值

$S=S_b+\triangle S$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

4）预测结果

①采气井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 40m×50m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中全盐量的现状最大值为 3.2g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中全盐量的增量为 0.019g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.219g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中全盐量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

②排水井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 40m×50m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中全盐量的现状最大值为 3.2g/kg。预测年份为 0.027a（10

天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中全盐量的增量为 0.066g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.266g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中全盐量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

③集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以采气管线泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.11\times10^{3}kg/m^{3}$，根据区域土壤盐分监测结果,单位质量土壤中全盐量的现状最大值为 3.2g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中全盐量的增量为 0.051g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.251g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中全盐量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《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；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《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。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出水泄漏时，将导致泄漏点周边土壤全盐量升高，增量较小。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-7　　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	小型				
	敏感目标信息	敏感目标（评价范围内土壤）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	特征因子	污染影响型	石油烃（C_{10}-C_{40}）			
		生态影响型	全盐量			
	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	生态影响型	敏感☑；较敏感□；不敏感□			
		污染影响型	敏感□；较敏感□；不敏感☑			
评价工作等级		生态影响型	一级□；二级☑；三级□			
		污染影响型	一级□；二级□；三级☑			
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	4	0.2m	
		柱状样点数	--	--	--	

续表 5.4-7　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="3">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>现状调查内容</td><td>现状监测因子</td><td colspan="3">占地范围内：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，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量、石油类、石油烃（C_6-C_9）
占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、全盐量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="3"></td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="3">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="3">各评价因子均满足相应标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="3">全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">附录 E☑；附录 F☐；其他（类比分析）☐</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="3">影响范围：井场占地
影响程度：较小</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a）☐；b）☐；c）☑
不达标结论：a）☐；b）☐</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；
其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td></td></tr>
<tr><td>1</td><td>石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、全盐量、pH</td><td>每五年一次</td><td></td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、全盐量、pH</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">通过采取源头控制、过程防控措施、跟踪检测，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行</td><td></td></tr>
</table>

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

（1）施工扬尘

钻前工程不可避免地要占用土地、进行土方施工、道路修建，该过程中将产生一定的施工扬尘；钻井工程进行场地建设、物料运输将产生一定的施工扬尘；油气集输工程施工过程中物料运输、管沟开挖和管线铺设将产生一定的施工扬尘，主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，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、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，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，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（2）机械设备、车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输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，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《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）及修改单中排放限值要求；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。

（3）焊接烟气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物，管线焊接时间一般都较短，同时焊接使用无毒低尘焊条。

（4）测试放喷废气

储层改造工程中需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d 时间。放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

（5）环境影响分析

油气田开发阶段，钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程，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，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，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。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于分布于拜城县境内，距离拟建工程最近的气象站为拜城县气象站，项目周边地形、气候条件与拜城县一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可采用拜城县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1　　观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
拜城	51633	基本站	81.590°	41.780°	47.8	1229	2023	风速、风向、总云量、干球温度

5.5.2.2 多年气候统计资料分析

（1）温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2　　近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	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

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 7.8℃，4～10 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 21.8℃，1 月份平均气温最低，为-12.2℃。

（2）风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3　　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）	0.5	0.6	0.9	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.8

表 5.2-3 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 1.1m/s，1 月、10 月、11 月、12 月份平均风速最低为 0.5m/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%。拜城县全年风向玫瑰见图 5.2-1。

图 5.5-1　　拜城县全年风向玫瑰图

由图分析可知，拜城县近 20 年SE风向的频率最大，其次是NE风向。

5.5.2.3 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

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 5.5-4。

表 5.5-4　　项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		39.0
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		裸土地
7	区域湿度条件		干燥气候

续表 5.5-4　　项目估算模式参数一览表

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

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-5、表 5.5-6，相关污染物预测及计算结果见表 5.5-7。

表5.5-5　　主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m^3/h)	工况烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
采出水处理装置外排废气			931	15	0.2	1300	11.5	20	8760	正常	非甲烷总烃	0.0137

表5.5-6　　主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
克深1801井场无组织废气			1738	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.004
克深 8-H4 井场无组织废气			1908	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0053
克深 8-H5 井场无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
克深 8-H6 井场无组织废气			1421	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.004
克深 8-H7 井场无组织废气			1738	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
克深 8-10C 井场无组织废气			1908	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042

续表5.5-6　　主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/（kg/h）
	经度（°）	纬度（°）									
克深 8-807C 井场无组织废气			1918	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0042
扩建后克深 8-3 井场无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0131
扩建后克深 8-9 增压站无组织废气			1421	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0128
扩建后克深 8 西集气站无组织废气			1738	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.010
扩建后克深 8-11 井场无组织废气			1908	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.008
扩建后克深 8-H1 井场无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0088
扩建后克深 8-H2 井场无组织废气			1421	5	5	0	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.0071
扩建后克深 8-15 井场无组织废气			1738	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0076
克深天然气处理站新增无组织废气			1908	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0029
扩建后克深 8 进厂阀室无组织废气			1677	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0055
扩建后克深 806 井场无组织废气			1421	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0113
扩建后克深 18 井场无组织废气			1567	5	5	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.007
采出水处理装置无组织废气			1787	20	30	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.008

表5.5-7　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
采出水处理装置外排废气	非甲烷总烃	2.0489	2000	0.10	1.16	246	--
克深 1801 井场无组织废气	非甲烷总烃	5.9348	2000	0.3		41	--
克深 8-H4 井场无组织废气	非甲烷总烃	7.8635	2000	0.39		55	--
克深 8-H5 井场无组织废气	非甲烷总烃	6.2315	2000	0.31		43	--
克深 8-H6 井场无组织废气	非甲烷总烃	6.4027	2000	0.32		41	--
克深 8-H7 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.5027	2000	0.43		43	--
克深 8-10C 井场无组织废气	非甲烷总烃	6.2315	2000	0.31		43	--
克深 8-807C 井场无组织废气	非甲烷总烃	19.4363	2000	0.97		136	--
克深 8-3 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	21.1027	2000	1.06		132	--
克深 8-9 增压站新增无组织废气	非甲烷总烃	19.0027	2000	0.95		103	--
克深 8 西集气站新增无组织废气	非甲烷总烃	16.9027	2000	0.85		83	--
克深 8-11 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	13.0565	2000	0.65		91	--
克深 8-H1 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	14.8027	2000	0.74		73	--
克深 8-H2 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	11.2760	2000	0.56		79	--
克深 8-15 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	4.3027	2000	0.22		30	--
克深天然气处理站新增无组织废气	非甲烷总烃	12.7027	2000	0.64		57	--
克深 8 进厂阀室新增无组织废气	非甲烷总烃	16.7656	2000	0.84		117	--
克深 806 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	10.3858	2000	0.52		72	--
克深 18 井场新增无组织废气	非甲烷总烃	23.2027	2000	1.16		142	--
采出水处理装置无组织废气	非甲烷总烃	2.0489	2000	0.10		246	--

由表 5.5-7 可知，无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 23.2027 μg/m³，最大占标率 1.06%，$D_{10\%}$未出现。

5.5.2.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，选取代表性井场进行无组织废气对井场四周贡献浓度情

况如表 5.5-8。

表 5.5-8　　厂界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

污染源	污染物		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
新建采气井场无组织废气	非甲烷总烃		2.6551	0.1914	0.8651	11.0667
新建排水井场无组织废气	非甲烷总烃		3.4389	0.2731	1.2908	16.7289
克深 8-9 增压站无组织废气	非甲烷总烃		9.3568	14.5896	8.6589	7.5896
克深 8 西集气站无组织废气	非甲烷总烃		7.2536	8.5436	10.6892	11.2536
克深 8 进厂阀室无组织废气	非甲烷总烃		6.5695	8.3265	12.2568	9.6586
克深 18 井场无组织废气	非甲烷总烃		11.2568	12.2568	16.5958	13.5952
克深天然气处理站无组织废气	非甲烷总烃	拟建工程贡献值	7.5952	8.6534	11.5296	10.8569
		现状监测值	2060	2060	2060	2060
		预测值	2067.5952	2068.6534	2071.5296	2070.8569
克拉 2 中央处理站无组织废气	非甲烷总烃	拟建工程贡献值	4.5698	6.5294	5.6912	6.5325
		现状监测值	1900	1900	1900	1900
		预测值	1904.5698	1906.5294	1905.6912	1906.5325

拟建工程实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 0.1914～16.5958μg/m³，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。

5.5.2.5 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，拟建工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.5.2.6 非正常排放影响分析

5.5.2.6.1 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。

若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接进入焚烧池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-9。

表 5.5-9　　非正常工况下污染物排放一览表

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	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/（kg/h）
		X	Y									
1	焚烧池	0	60	1477	18	13	0	2	0.5	非正常	非甲烷总烃	0.9
											NO_X	24.7

5.5.2.6.2 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 5.5-10。

表 5.5-10 非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）
1	放喷口	非甲烷总烃	14.417	0.72	197.83	15400
		NO_X	395.66	197.83		

由表 5.5-10 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 14.417μg/m³，占标率为 0.72%；NO_2 最大落地浓度为 395.66μg/m³，占标率为 197.83%。

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，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.7 污染物排放量核算

（1）有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.5-11。

表 5.5-11　　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m³)	核算年排放量(t/a)
1	采出水处理装置外排废气	非甲烷总烃	10.5	0.120
		臭气浓度	977（无量纲）	-

（2）无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表5.5-12。

表 5.5-12　　大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m³)	
1	井场、站场无组织废气	非甲烷总烃	生产设施密闭,加强设备管理	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.543
2	采出水处理装置无组织废气	臭气浓度		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准	臭气浓度≤20（无量纲）	-

（3）项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表5.5-13。

表 5.5-13　　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	非甲烷总烃	0.661

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场清理会产生少量扬尘，施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。同时拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目退役完成之后影响就会消失。

5.5.4 大气环境影响评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃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。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

表 5.5-14　　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☑

续表 5.5-14　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥ 2000t/a□	500～2000t/a□				＜500t/a☑	
评价因子	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃）					包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$☑	
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	环境功能区	一类区□	二类区☑			一类区和二类区□		
现状评价	评价基准年	（2023）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑	主管部门发布的数据□			现状补充监测☑		
污染源调查	调查内容	拟建工程正常排放源☑ 拟建工程非正常排放源☑ 现有污染源☑	拟替代的污染源□		其他在建、拟建工程污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD □	ADMS □	AUSTAL2000 □	EDMS/AEDT □	CALPUFF □	网格模型 □	其他 ☑
	预测范围	边长≥ 50km□	边长5～50km □				边长=5km ☑	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）					包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$□	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{拟建工程}$最大占标率≤100%☑					$C_{拟建工程}$最大占标率＞100% □	
大气环境影响预测与评价	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{拟建工程}$最大占标率≤10%□				$C_{拟建工程}$最大标率＞10% □	
		二类区	$C_{拟建工程}$最大占标率≤30%□				$C_{拟建工程}$最大标率＞30% □	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（0.5）h	$C_{拟建工程}$占标率≤100% □				$C_{非正常}$占标率＞100%☑	
大气环境影响预测与评价	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）					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						
评价结论	污染源年排放量	SO_2:（0）t/a	NO_x:（0）t/a	颗粒物:（0）t/a		VOC_s:（0.661）t/a		
注：“□”为勾选项，填“√”；“（　）”为内容填写项								

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

（1）钻井噪声影响分析

①钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB（A）左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1　　施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离〔dB（A）/m〕	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2　　施工期钻井噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	项目		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	68	68	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标

续表 5.6-2　　施工期钻井噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	项目		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
3	井场	西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.6-2 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62～68dB（A），昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，通过距离衰减，钻井对周边环境影响较小，施工结束后，噪声影响消失。

（2）储层改造噪声影响分析

①储层改造噪声源强

压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3　　施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离〔dB（A）/m〕	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	--	70～80	60～65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	加压泵	--	50～65	70～75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	测试放喷	--	100	60	2	90/5	--	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-4。

表 5.6-4　　施工期储层改造噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	项目		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	80	80	70	55	超标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	61	61	70	55	达标	超标
4		北场界	66	66	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.6-4 可知，由预测结果可以看出，压裂、测试放喷对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 61～80dB（A），不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，通过距离衰减，储层改造对周边影响较小，同时一般压裂作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

（3）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB（A）/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	--	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	--	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜
5	焊接机器	--	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散

衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$L_r=L_{ro}-20lg（r/r_o）$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{ro}——距声源 r_o处的 A 声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-6。

表 5.6-6　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB（A）]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装
5	焊接机器	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	

③影响分析

根据表 5.1-4 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建工程管线埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为井场采气树、增压泵及压缩机撬等。

5.6.2.1 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：

$$L_p(r)=Lw+D_c-（A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc}）$$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

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

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r)=L_p(r_0)+D_c-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

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；

$\triangle L_I$—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：

$$L_{\mathrm{A}}(\mathrm{r})=10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8}10^{0.1[L_{pi}(\mathrm{r})-\triangle L_{\mathrm{i}}]}\right\}$$

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

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。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

拟建工程各新建井场规格、产噪设备、面积及平面布置基本相同，本次新建井场选取克深 8-H4 井，改造井站场选取克深 8-9 增压站、克深天然气处理站、克拉 2 中央处理站为代表井站场进行预测，产噪设备主要为采气树、压缩机撬及增压泵。

表 5.6-7　　井场噪声源参数一览表（室外）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）〔dB（A）〕	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	克深 8-H6 井	采气树	--	10	20	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
		压缩机撬	--	15	25	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
		泵	--	18	25	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
		泵	--	20	25	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
		泵	--	22	25	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
2	克深 8-9 增压站	压缩机撬	--	20	30	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
		压缩机撬	--	10	30	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
		压缩机撬	--	20	40	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
3	克深天然气处理站	压缩机撬	--	20	30	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
		压缩机撬	--	20	30	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
		压缩机撬	--	10	30	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
		1#主变	--	10	30	1	82.9	低噪声设备、基础减振	昼夜
		2#主变	--	10	30	1	82.9	低噪声设备、基础减振	昼夜
		增压泵	--	25	25	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
		增压泵	--	15	25	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程井场噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-8。

表 5.6-8　　噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	厂界		噪声现状贡献值/dB（A）		拟建工程噪声贡献值/dB（A）		叠加后预测值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	克深 8-H6 井场	东场界	-	-	41.5	41.5	41.5	41.5	60	50	达标	达标
2		南场界	-	-	43.9	43.9	43.9	43.9	60	50	达标	达标
3		西场界	-	-	39.4	39.4	39.4	39.4	60	50	达标	达标
4		北场界	-	-	34.7	34.7	41.5	41.5	60	50	达标	达标
5	克深 8-9 增压站	东场界	45	42	44.3	44.3	47.7	46.3	60	50	达标	达标
6		南场界	50	47	43.4	43.4	50.9	48.6	60	50	达标	达标

续表 5.6-8　　噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	厂界		噪声现状贡献值/dB（A）		拟建工程噪声贡献值/dB（A）		叠加后预测值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
7	克深 8-9 增压站	西场界	48	45	41.3	41.3	48.8	46.5	60	50	达标	达标
8		北场界	53	48	39.4	39.4	53.2	48.6	60	50	达标	达标
9	克深天然气处理站	东场界	40	39	42.2	42.2	44.2	43.9	60	50	达标	达标
10		南场界	42	40	45.1	45.1	46.8	46.3	60	50	达标	达标
11		西场界	48	45	39.8	39.8	48.6	46.1	60	50	达标	达标
12		北场界	52	49	37.6	37.6	52.2	49.3	60	50	达标	达标

由表 5.6-8 可知项目实施后，各井场主要产噪声源对场界昼间贡献值为 39.4～53.2dB（A），夜间噪声贡献值为 39.4～49.3dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，拟建工程周边无声环境保护目标，设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失；

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-9　　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。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

①施工土方

拟建工程共开挖土方 38.96 万 m^3，回填土方 41 万 m^3，借方 2.04 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于拜城县周边砂石料厂，拟建工程

不设置取土场。

②废弃钻井泥浆

废弃膨润土钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理。废弃油基泥浆现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

③钻井岩屑

拟建工程产生的岩屑量最大为2898m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑843m^3，磺化泥浆钻井岩屑1396m^3，油基泥浆钻井岩屑659m^3。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

④生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾39.6t，施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置。

⑤废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗

膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存库中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 1.8t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存库中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.6t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 1.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《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）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油，以上为危险废物收集后直接交有危废处置资质的公司接收处置，井场内不暂存。本项目新建一座制氮橇，为保持设备制氮效率会定期更换分子筛，本项目废分子筛产生后定期由厂家更换回收。

一般工业固体废物情况见表 5.7-1，危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-2。

表 5.7-1　拟建工程一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.1t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收

表 5.7-2　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后拉运至克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.1	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.5	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
含油污泥	HW08	900-210-08	817.6	污泥减量化装置	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废滤料	HW49	900-041-49	60t/3年	多介质过滤器	固态	废矿物油	油类物质	次/3年	T，I	
废活性炭	HW49	900-039-49	4t/年	废气处理装置	固态	有机废气	非甲烷总烃等	2次/年	T	
废含油手套及抹布	HW49	900-041-49	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废铅蓄电池	HW31	900-052-31	208块	阀控铅酸蓄电池	固态	硫酸铅	硫酸铅	次/8～10年	T、C	
废矿物油	HW08	900-220-08	2	设备维修维护过程、变压器、箱变	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

5.2.7.2 一般工业固体废物环境影响分析

拟建工程一般工业固体废物主要为废分子筛，由厂家定期更换回收。综上，拟建工程一般工业固体废物全部妥善处置，可避免对周围环境产生不利影响。

5.7.2.3 危险废物环境影响分析

（1）危险废物收集

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关

规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），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翔实。具体要求如下：

a．危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.7-1 所示；

图 5.7-1　危险废物类别标识示意图

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2 所示。

图 5.7-2　　危险废物相关信息标签

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。

（2）危险废物运输过程影响分析

拟建工程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，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

拟建工程产生的危险废物运输过程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。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程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）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。

（4）危险废物综合利用环境影响分析

拟建工程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）中相关要求，落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

5.7.2.3 运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第23号）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托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，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005 年〕第 9 号）、《危险货物道路运输规则（系列）》（JT/T 617-2018）执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按《道路运输危险货物车辆标志》（GB 13392—2023）设置车辆标志；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，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑

垃圾等进行集中清理收集，收集后送至克拉一般工业固体废物填埋场填埋处置；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，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

（1）风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为天然气、凝析油、污油及变压器矿物油，存在于集输管线、污油罐及变压器内。

（2）环境敏感目标调查

拟建工程周边敏感特征情况见表 2.8-4。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容，项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为Ⅰ。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、污油、变压器矿物油及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	凝析油	燃烧性：易燃，闪点：-2℃，爆炸上限 8.7%、爆炸下限 1.1%，自燃点 482℃～632℃，密度 0.7916g/cm^3～0.8116g/cm^3	管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa（-168.8℃），闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42（-164℃）	管线

续表 5.8-1　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
3	变压器矿物油	燃烧性：可燃，闪点：135℃，爆炸上限 7%、爆炸下限 0.9%，自燃点 210℃～240℃，密度 0.89g/cm^3～0.92g/cm^3	变压器内
4	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物
5	污油	采出水处理装置沉降过程中产生，主要成分为凝析油	污油罐

5.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于集输管线、污油罐及变压器内。

5.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采气、天然气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-2。

表 5.8-2　　油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	管线破裂泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地下水
井场	设备破裂泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地下水
	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾	大气、地下水
克拉苏变电站	变压器矿物油泄漏	变压器腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致变压器破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	泄漏的变压器矿物油，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响	大气、地下水
采出水处理装置	污油罐泄漏	装置腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致泄漏事故	石油类可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响	地下水

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。风险事故情形设定内容应包括环境风险类型、风险源、危险单元、危险物质和影响途径等。

拟建工程环境风险来自主要危险源的事故性泄漏，根据风险源识别结果，井漏事故、井喷事故、集输管线泄漏、变压器矿物油泄漏、污油罐泄漏为具有代表性的事故类型，因此，本次评价确定项目最大可信事故类型为：井漏事故、井喷事故、集输管线泄漏事故、变压器事故、污油罐泄漏事故，并引发火灾、爆炸引起大气环境污染及风险伤害，及火灾引发伴生/次生污染物的影响。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 管线或设备破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，天然气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。同时拟建工程管道、设备采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，克拉采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，管道、设备发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，有利于 CO 稀释，对大气环境产生的环境风险可防控。

（2）地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成天然气、凝析油泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，采出水中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，

但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线、设备进行检查，避免因管材或设备质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.2 井喷事故风险评价

（1）井喷对大气环境风险评价

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，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。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，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，拟建工程周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

（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。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，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 1m 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，同时及时将凝析油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.3 井漏事故影响分析

拟建工程井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采

出水漏失于地下水含水层中，由于采出水中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.8.5.4 变压器矿物油泄漏事故影响分析

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB 50229-2019)中第 6.7.8 规定：“总事故贮油池的容量应按其接入的油量最大的单台设备确定”。根据设计单位提供资料，本项目变电站单台主变油量为 18t，变压器矿物油密度约为 0.88t/m^3，体积约为 20.45m^3，变电站建设 1 座容积为 25m^3的事故油池，满足规范的要求。本项目变电站运行过程中变压器矿物油发生泄漏，泄漏的变压器矿物油遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水造成地下含水层水质污染。本工程主变压器下方均设有贮油池，事故状态下，泄漏的油漏入贮油池，经池内的鹅卵石层冷却、止沸，经底部排油管道排入事故油池。油坑为素混凝土结构，并进行防渗处理，渗透系数≤10^{-10}cm/s。本项目的事故油池已进行重点防渗处理，事故油池为地下式钢筋混凝土结构，池体防渗效果等效黏土层 Mb≥6.0m、渗透系数≤1×10^{-7}cm/s。变压器事故状态下产生的事故废油经事故油池收集后，交由有变压器事故废油处置资质的单位处置，其运输交由有相关危废运输资质的单位承担，运输单位应根据《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)中的相关要求进行运输。塔里木油田分公司建立有完善的事故油池巡查和维护管理制度，定期由专人对事故油池进行维护管理，确保事故油池处于良好的状态，各项条件能够达到事故时的使用要求。因此在事故下造成的变压器矿物油泄漏环境风险可防控。

5.8.5.5 采出水处理装置泄漏影响分析

拟建工程采出水处理装置污油罐泄漏主要为对地下水和土壤的污染，污油罐出现破损泄漏，如不及时修复，石油类可能下渗，对地下水和土壤造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，

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，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现污油罐泄漏，并且污油罐采取严格的防渗措施，通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下污油罐对区域地下水和土壤造成污染的环境风险可防控。

5.8.6 环境风险管理

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。结合拟建工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.6.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

（1）严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，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；

（2）钻进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；

（3）认真搞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；

（4）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

（5）钻进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，关井试压后迅速实施压井作业；

（6）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进。

（7）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；

（8）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

5.8.6.2 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

（4）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，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

5.8.6.3 井漏风险预防措施

（1）在固井工艺上，为防止采出水从井管串入其它地层，对油气井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关标准、规范。

（2）油气井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝天然气气开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出水对非油气层和地下含水层的污染；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出水进入钢管内的通道。

（3）油管内外壁防腐处理，避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.8.6.4 管道事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①管道敷设安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

（2）运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②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

除爆管和泄漏的隐患。

③定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

④制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤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。

⑥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。

5.8.6.5 采出水处理装置区风险预防措施

（1）管理措施

①加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

②按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

③定期检查采出水处理装置上的阀门及其连接法兰的状况,防止泄漏发生；定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。

④采出水处理装置区储罐设置液位计，定期巡检。

⑤设置现场检测仪表，并由控制系统实现采出水处理装置的生产运行管理和控制，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况，罐区和处理区域一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

⑥建（构）筑物增加相应的防雷措施。对于爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备，采取静电接地措施。

（2）加强防腐措施

①根据储罐和采出水处理装置设备所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.6.6 变压器矿物油泄漏风险预防措施

(1)发生事故时漏油排入事故油池,事故废油委托有危险废物处理资质的单位依法合规地进行回收、处置，不外排。

(2)防火

①本项目总平面布置严格执行《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014[2018年版])等有关规定，保证建构筑物之间的防火间距符合消防要求。

②场内道路采用砂石路面，路面宽度设计保证消防车辆顺利通过。

③在电缆沟工程中的工艺路线设计过程中，考虑相应的技术及安全要求，防止人为因素造成火灾发生。

④在各电器控制装置设计中，有火灾危险的场所设置事故照明设施，对防雷建构筑物采取相应的避雷措施防击雷电引发的火灾；按规范要求对有防火防爆要求的生产场所配置相应的电气设备和灯具，并在重要场所设置火灾报警装置。

⑤各防火分区及各主要控制室墙体均采用非燃烧体材料，各重要防火区采用防火门。

(3)防雷电

本项目在线路设计及设备安装中，增加了防雷保护系统，维护电站长期稳定可靠运行。光伏阵列根据电站布置形成一个接地网，接地网与光伏电池组件基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接，从而做到直击雷保护。

5.8.6.7 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

管道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、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出水

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏凝析油移动。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。

（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，立即停产，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

拟建工程根据以往经验，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：

a.切断污染源：经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；

b.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；

c.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。

d.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。对泄漏的凝析油回收，若凝析油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。

（4）储罐破损泄漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验，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，针对储罐破损泄漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭储罐最近两侧阀门；

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，对储罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复储罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的含油物质回收，若含油物质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，将含油物质集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.8.6.8 突发环境事件应急预案

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害等），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完成并发布了《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 652926-2024-036-L）。本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司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。

5.8.6.9 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前克拉采油气管理区已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。克拉采油气管理区已针对油气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风

险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

集输管线老化破损导致天然气、凝析油泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；污油、凝析油及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件;变电站变压器列楼变压器油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

（2）环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有天然气、凝析油、污油、变压器矿物油泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域土壤及地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司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。

（4）环境风险评价结论与建议

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。综上，拟建工程环境风险是可防控的。

环境风险自查表见表 5.8-3。

表 5.8-3　　环境风险自查表

建设项目名称	塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整			
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县境内			
中心坐标	东经		北纬	
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、污油、变压器矿物油，存在于集输管线、污油罐、变压器内			

续表 5.8-3　　环境风险自查表

环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，拟建工程油气田开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等
风险防范措施要求	具体见“5.8.6 环境风险管理”

5.9 电磁环境影响评价

本项目 110kV 变电站户外布置，根据《环境影响评价技术导则 输变电》(HJ24-2020)表 2.输变电工程电磁环境影响评价工作等级中划分，确定本项目 110kV 变电站电磁环境影响评价等级为三级。本次评价变电站采用类比监测的方法进行预测评价。

为预测 110kV 变电站运行后产生的工频电场、工频磁场对站址周围环境的影响，选取与本项目变电站条件相似、变压器容量和主接线形式相近的国网河北省电力有限公司邯郸供电分公司大名万堤 110 千伏变电站进行类比。

5.9.1 类比变电站选择

经收集资料和现场踏勘，本工程变电站主变容量、电压等级以及配电装置与已经建成运行的国网河北省电力有限公司邯郸供电分公司大名万堤 110 千伏变电站类似。本次选取大名万堤 110 千伏变电站作为类比监测对象。

大名万堤 110 千伏变电站建设规模为 2×40MVA 主变压器，配电装置户外布置，主变户内布置，主变为 40MVA 有载调压变压器 2 台。本项目变电站与类比变电站基本情况见表 5.9-1，大名万堤 110 千伏变电站平面布置图见图 5.9-1。

表 5.9-1　　本项目变电站与大名万堤 110kV 变电站基本情况

变电站 / 类比类型	拟建 110kV 变电站	大名万堤 110kV 变电站
电压等级	110kV	110kV
主变压器台数及容量	2×16MVA	2×40MVA
主变布置方式	户内布置	户外布置
110kV 配电装置布置方式	户内 GIS	户外 GIS
变电站围墙内面积	2500㎡	3100㎡

图 5.9-1　　大名万堤 110kV 变电站平面布置图

由表 5.9-1 分析可知，本项目 110kV 变电站与类比的大名万堤 110kV 变电站的电压等级、110kV 配电装置布置方式基本相同，主变规模、变电站围墙内面积小于后者，同时本项目主变布置为户内布设，由此预计，110kV 变电站建成运行后对该地区的电磁环境影响不大于大名万堤 110kV 变电站对周围的电磁环境影响，因此，以大名万堤 110kV 变电站作为本项目 110kV 变电站的类比站进行评价，结果可信，是合理可行的。

5.9.2 大名万堤 110kV 变电站环境监测与评价

承德市东岭环境监测有限公司于 2019 年 9 月对大名万堤 110kV 变电站进行了竣工环境保护验收监测，本评价引用其验收监测数据(报告编号：DLHJ 字〔2019〕297 号)。

①监测因子

工频电场强度、工频磁感应强度。

②监测方法

工频电场强度、工频磁感应强度按《交流输变电工程电磁环境监测方法(试行)》(HJ681-2013)进行。

③监测布点

大名万堤 110 千伏变电站四周围墙外 5m 处各设置 1 个监测点位:万堤 110 千伏变电站西侧围墙外设置 1 个监测断面，在垂直于围墙的方向布置，测点间距为 5m，顺序测至距离围墙 50m 处为止。共 4 个监测点位，1 个监测断面。

④监测运行工况

监测时段生产供电正常运行，满足建设项目验收监测要求。

⑤类比监测结果

大名万堤 110kV 变电站周围电磁环境的类比测量结果见表 5.9-2。

表 5.9-2　　大名万堤 110kV 变电站围墙外电磁环境监测结果

测点	测点距围墙距离(m)	电场强度(V/m)	磁感应强度(μT)
变电站围墙南侧	5	15.8	0.746
变电站围墙东侧	5	3.75	0.054
变电站围墙北侧	5	2.17	0.059
变电站围墙西侧	5	10.4	0.090
变电站围墙西侧	5	10.4	0.090
	10	10.0	0.078
	15	9.98	0.062
	20	10.2	0.050
	25	10.7	0.035
	30	10.8	0.027
	35	10.9	0.024
	40	10.8	0.023
	45	10.3	0.021
	50	9.86	0.021

由表 5.9-2 分析可知,大名万堤 110kV 变电站围墙外 50m 范围内的工频电场强度为 2.17～15.8V/m，工频磁感应强度为 0.021～0.746μT，变电站围墙外的

工频电场、工频磁场均符合《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中公众曝露控制限值电场强度 4kV/m、磁场强度 100μT 的控制限值要求。

由类比监测可知，类比的大名万堤 110kV 变电站实际测得的工频电磁场，可反映本项目投入运行后变电站四周的工频电磁场。即当 110kV 变电站投入运行后，变电站四周围墙外工频电场强度、工频磁感应强度分别符合《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m 和工频磁感应强度公众曝露控制限值 100μT 的要求。

5.9.3 电磁环境影响评价结论

经类比监测可知，本项目 110kV 变电站投入运行后，变电站四周围墙外工频电场强度、工频磁感应强度分别满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m、工频磁感应强度公众曝露控制限值 100μT 的要求，对区域电磁环境影响可接受。

6 环保措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

（1)严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

（2）严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最低程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（3）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

（4）设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（5）管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

（6）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。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

（7）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，占用沙地的管线、井场道路沿线采用防风固沙措施，减少水土流失。

类比克拉苏气田现有井场、管线、道路等采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.1.1.2 动植物保护措施

（1）井场、管线及道路的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

（2）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

（4）确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，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荒漠植被。

（5）强化风险意识，制订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。

类比克拉苏气田已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.1.1.3 维持土壤肥力措施

（1）严格限定施工范围，严格控制管道施工带范围，严禁自行扩大施工用地范围。在植被密集区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

（2）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，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械

破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

6.1.1.4 维持区域生态系统稳定性措施

（1）管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

（2）施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

（3）工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表采用防风固沙措施。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用

6.1.1.5 水土流失防治措施

根据工程建设特点和当地的自然条件,拟建工程施工结束后进行场地平整，对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护，在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比克拉苏气田同类项目采取的水土流失减缓措施，拟建工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.6 防沙治沙措施

（1）工程措施

拟建工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

（2）植物措施

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏。

（3）其他措施

针对井场、站场施工过程，提出如下措施：①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外

的区域造成扰动。②严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，施工结束后，应对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。③钻井工程作业结束后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②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。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：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线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（4）工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场、站场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比克深区块同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.1.2 运营期生态保护措施

拟建工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。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，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.1.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，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。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采气的废弃井，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。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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随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。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

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

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

（1）合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、放喷池，所有的污染物按规定入池，不得随意流失。

（2）钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用。

（3）使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，杜绝泥浆排出井场。

（4）物料及废物不乱堆乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油品料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

（5）在钻进高压油气层前，配备齐全防井喷设施，加强现场防喷技术措施，制定应急预案，防止井喷污染。

（6）表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求，彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

（7）完井后回收各种原料，泥浆药品、重晶石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃在井场。

（8）分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，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”和《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，本评价确定防渗要求见表 6.2-1。

表 6.2-1　　分区防渗要求一览表

工程	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废贮存库	
		泥浆罐区	
		应急池	
		泥浆随钻不落地系统	
		柴油罐区	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
		危险化学品间	
		岩屑池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		储罐区	
		酸压设备区	

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

6.2.2.1 地下水环境保护措施与对策

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采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能

从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤严格按照《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T 5374.1）、《固井设计规范》（SY/T 5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

（2）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 6.2-2，天然包气带防污性能分级参照表见表 6.2-3，地下水污染防渗分区参照表见表 6.2-4。

表 6.2-2　　污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-3　　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 K≤1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≤Mb<1.0m，渗透系数 K≤1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。 岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≤1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-4　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
	中—强	难		
	弱	易		

续表 6.2-4　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则，拟建工程各分区防渗等级具体见表 6.2-5。

表 6.2-5　　厂区各区域防控措施一览表

井场、站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
采气井场	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参考 GB16889 执行
排水井场	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参考 GB16889 执行
克深天然气处理站	一般防渗区	克拉苏 110KV 变电站事故油池	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参考 GB16889 执行
克拉 2 中央处理站	一般防渗区	采出水处理装置区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参考 GB16889 执行

（3）地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握克拉苏气田区域及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，克拉苏气田区域应建立地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

①监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）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，结合区域水文地质特征，设置跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域的地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 6.2-6。

表 6.2-6　　地下水监控井基本情况表

序号	相对位置	坐标	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
1	项目西南 7.5km 处（KLJC11）		潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	每半年 1 次

②监测频率

ⅰ.跟踪监测井采样频次每半年 1 次。

ⅱ.遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水质时，应随时增加采样频次。

ⅲ.同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入监测计划里。

③上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，应加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，并及时采取相应的应急措施。

6.2.2.2 地下水污染应急措施

（1）应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 6.2-1。

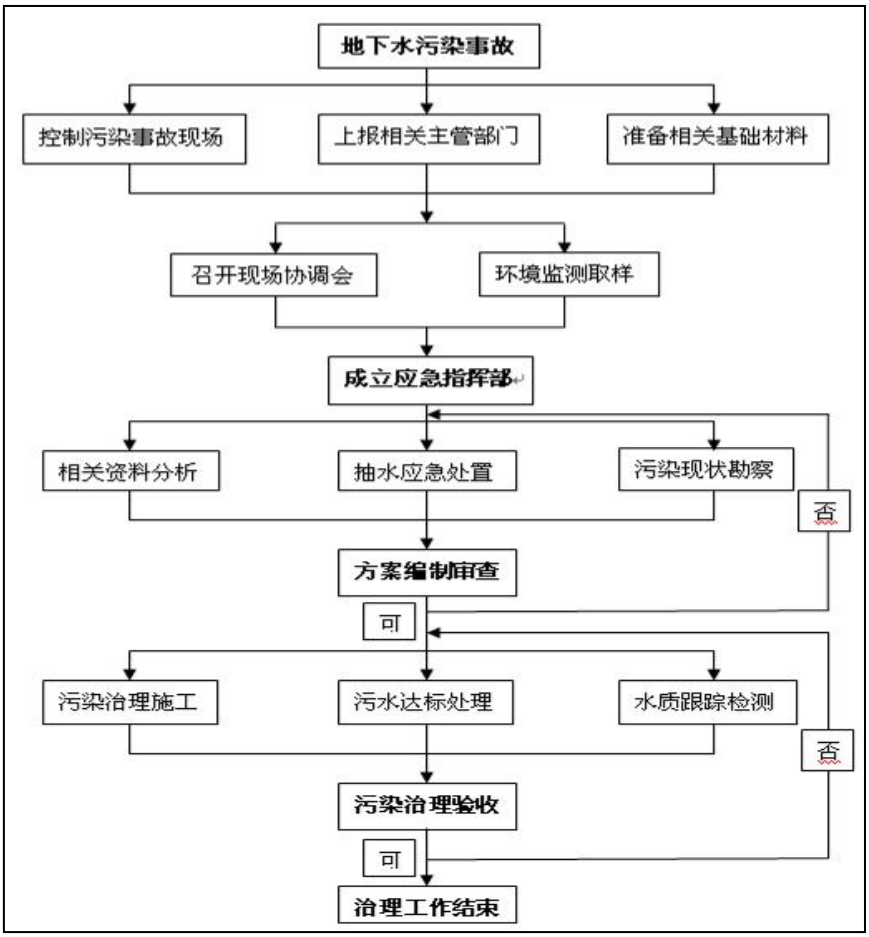


图 6.2-1 污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。依据区域水文地质条件，拟建工程可选用水动力控制法和抽出处理法。由于地下水污染治理具有很强的专业性，在发生地下水污染风险时，建议聘请专业地下水污染治理团队制定地下水污染治理方案，科学合理选择污染治理技术。

（3）治理措施

克拉苏气田区域内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

类比现状克拉采油气管理区采取的地下水环境保护措施，拟建工程采取的地下水环境保护措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，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。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）管道试压废水

管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，管线试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于洒水降尘。

（3）施工队生活污水

生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。

（4）酸化压裂废水

酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

项目运营期水环境污染源为采出水、反冲洗废水、井下作业废水。

（1）采出水

拟建工程采出水、反冲洗废水经克拉 2 中央处理站处理，井下作业废水拉运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层，克拉 2 中央处理站采出水处理装置处理规模为 6700m^3/d，同时本次新建 1 套 7000m^3/d 采出水处理装置，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。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。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，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。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

（2）产生的挖填方尽量实现自身平衡，和开挖土方集中堆放并采取保护措

施，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

（3）钻井井场严格执行《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”和《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，将钻井平台、危废贮存库、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s。

（4）钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

（5）加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③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；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（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，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。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。

类比现状克拉采油气管理区采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

为有效控制施工期间的扬尘影响，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 2025 年空气质量持续改善行动实施方案>的通知》（新政办发〔2024〕58 号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96 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》（XJJ119-2020）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，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 6.5-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口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、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施； ③临时堆土采用防尘网苫盖等措施；	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	物料运输车辆密闭措施	①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。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	洒水抑尘措施	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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		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，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 6.5-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
5	重污染天气应急预案	Ⅲ级（黄色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96 号）
		Ⅱ级（橙色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	
		Ⅰ级（红色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

（1）井场场地平整时，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；

（2）在管线作业带内施工作业，施工现场定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等；

（3）加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.5.1.2 机械设备和车辆废气

施工前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，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.1.3 测试放喷废气

（1）放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

（2）采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.5.1.4 焊接烟气

施工焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

6.5.2.1 有组织废气治理措施可行性论证

本项目新增采出水处理装置外排废气产生的废气通过设备顶部排气口由引风机经管道收集后进入气体吸附装置处理。气体吸附装置使用活性炭吸附剂，活性炭是一种多孔性的含炭物质，它具有高度发达的孔隙构造，活性炭的多孔结构为其提供了大量的表面积，能与气体（杂质）充分接触，从而赋予了活性炭所特有的吸附性能，使其非常容易达到吸收收集杂质的目的。就像磁力一样，所有的分子之间都具有相互引力。正因为如此，活性炭孔壁上的大量的分子可以产生强大的引力，从而达到将有害的杂质吸引到孔径中的目的，属于有机废气治理的可行技术。根据设计资料并类比同类型采出水处理装置外排废气非甲烷总烃排放浓度为 10.5mg/m^3，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中有组织排放控制要求，臭气浓度为 977（无量纲），满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。

6.5.2.2 无组织废气保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实地有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

（1）油气进行汇集、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。

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排

放监控限值要求。

结合“3.1.3.4 大气环境影响回顾”的克拉苏气田克深区块同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求。类比克拉苏气田同类型井场污染源监测数据及预测结果，无组织废气可达标排放，因此拟建工程运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵等产生的噪声。主要减噪措施包括：

（1）合理安排施工

①根据《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场，项目区施工生产生活区远离村庄或住户。在距离村庄或住户等声环境敏感点附近建设施工，严格控制施工时间，尽量将噪声大的设备使用时间安排在村民非休息时段。缓解、避免强噪声设备集中施工。施工单位合理安排施工时间，采取变动施工方法措施和控制施工时间。

②施工现场设置施工标志,对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在通过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近敏感点一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

（2）采取噪声控制措施

①在距离村庄较近时对泥浆泵做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施

工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。

②修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

③施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，严格控制管线的作业带宽度。

类比克拉苏气田现有钻井井场采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

（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。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

（2）采取基础减振措施。

根据噪声预测结果并类比井场、站场厂界噪声监测，井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治处置措施

6.7.1.1 钻井废弃物处理措施

拟建工程在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，钻井泥浆进入泥浆罐循环使用储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污

染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基钻泥浆及钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置。

6.7.1.2 其它要求或方案

（1）工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

（2）施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

（3）提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

（4）完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

6.7.1.3 危险废物处置措施

废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料暂存于撬装式危废贮存库中，由具有资质的单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部 部令第 23 号）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；钻井队结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。钻井队禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上，拟建工程施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。

类比克拉苏气田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油及废分子筛，根据《国家危险废物名录(2025 年版)》(部令第 36 号)、《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)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油，以上危险废物集中收集后，由有危废处置资质单位接收处置，废分子筛定期由厂家更换回收。

一般工业固体废物情况见表 6.7-1，危险废物情况见表 6.7-2。

表 6.7-1　拟建工程一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.1t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收

表 6.7-2　拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后拉运至克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.1	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.5	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
含油污泥	HW08	900-210-08	817.6	污泥减量化装置	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废滤料	HW49	900-041-49	60t/3年	多介质过滤器	固态	废矿物油	油类物质	次/3年	T，I	

续表 6.7-2　拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
废活性炭	HW49	900-039-49	4t/年	废气处理装置	固态	有机废气	非甲烷总烃等	2 次/年	T	收集后拉运至克拉采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置
废含油手套及抹布	HW49	900-041-49	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废铅蓄电池	HW31	900-052-31	208 块	阀控铅酸蓄电池	固态	硫酸铅	硫酸铅	次/8～10 年	T、C	
废矿物油	HW08	900-220-08	2	设备维修维护过程、变压器、箱变	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

拟建工程运营期危险废物落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油分类收集后暂存于克拉采油气管理区危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置。克拉采油气管理区危废贮存库地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，满足防渗要求。因此，克拉危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

拟建工程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）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

拟建工程产生的危险废物运输过程由危废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。

（2）危险废物处置单位

拟建工程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）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。拟建工程 HW08 危险废物委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司进行处置；HW31（废铅蓄电池）危险废物委托库车鑫海汇新能源有限公司等有资质单位处置；HW49 类（其他废物）全部委托新疆金派环保科技有限公司处置。拟建工程危险废物委托区域有资质单位处置接收处置可行。

6.7.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，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，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比克拉苏气田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

6.8 电磁环境保护措施

（1）变电站主变配电装置选用 GIS，减少占地面积，降低电磁环境影响，设立电磁防护安全警示标志，禁止无关人员靠近主变；

（2）选用优质设备及配件；

（3）通过对变电站设备及线路进行定期保养和维护等措施，减少电磁环境影响。

7 温室气体影响评价

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，本次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）》核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出温室气体减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程井场不设置真空加热炉，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程施工期测试放喷过程中产生的天然气通过井场火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释

放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	拟建工程井场装置紧急情况下，天然气排入放喷池中进行燃烧	CO_2和 CH_4	有组织
2	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
3	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2　　核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）火炬燃烧排放 （2）CH_4逃逸排放 （3）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

（1）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG\_火炬} = E_{CO_2\_正常火炬} + E_{CO_2\_事故火炬} + \left(E_{CH_4\_正常火炬} + E_{CH_4\_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG-火炬}$-火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3；

$CC_{非CO2}$-火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

OF-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}-火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1；

V_{CH4}-为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

上式中，

J-事故次数；

$GF_{事故,j}$-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3/小时；

$T_{事故,j}$-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{（非CO2）j}$-第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位

为吨碳/万 Nm^3；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{（CO2）j}$-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4}-事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

拟建工程核算火炬气温室气体排放主要为井场测试放喷过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　　单座井场火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	井场	正常工况	0.07	48	5.77	0.98	0.0522	0.7144

根据表中参数，结合公式计算可知，单座井场测试放喷过程中火炬燃烧排放温室气体量为 1.67 吨 CO_2，拟建工程部署钻井 6 口，则火炬燃烧排放温室气体量为 10.02 吨 CO_2。

（2）CH_4 逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4\_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中，

$E_{CH4-开采逃逸}$－原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

J－不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$－原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$-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）；

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

$EF_{gas,j}$-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）。

②计算结果

拟建工程涉及天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4　　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	石油系统	设施逃逸	井场个数
1	1 座采气井场/6 座排水井场 （含 1 座在建井场）	井口装置	2.5 吨/年·个	7

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 17.5 吨，折算成 CO_2 排放量为 367.5 吨。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

E_{CO2}-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

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

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中:

E_{CO2}-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 31025.8MWh，电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》（2024 年第 33 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6231 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 19332.18t。

（4）温室气体排放核算结果汇总

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）》，企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\_燃烧} + E_{GHG\_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG\_工艺} + E_{GHG\_逃逸}\right)_S - R_{CH_4\_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\_回收} + E_{CO_2\_净电} + E_{CO_2\_净热}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-燃烧}$ 核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG-火炬}$ 企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$ 企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ 企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-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；

$R_{CH4-回收}$ 企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收}$ 企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

$E_{CO2-净电}$-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5　　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	0	/
	火炬燃烧排放	10.02	0.05
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	367.5	1.86
	CH_4 回收利用量	0	/

续表 7.1-5　　CO_2排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
拟建工程	CO_2回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2排放	19332.18	98.09
	合计	19709.7	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程 CO_2总排放量为 19709.7 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场,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巡检，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，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

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 CO_2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。

7.2.3 减污降碳管理措施

克拉采油气管理区建立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。

7.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后，CO_2总排放量为 19709.7 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，拟建工程吨产品 CO_2排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境措施效益分析

拟建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，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程油气进行汇集、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，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水、反冲洗废水、井下作业废水，采出水、反冲洗废水经克拉 2 中央处理站处理;井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后直接交有危废处置资质的公司接收处置；制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收；可避免对周围环境产生影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、基础减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失；管线沿线采用防风固沙措施防止土地沙漠化。

拟建工程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。拟建工程选用先进、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，大大减低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道等都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。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为裸土地，拟建工程在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

拟建工程通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目的，其环境保护效果显著。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线、道路建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

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，提高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

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入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，塔里木油田分公司 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。油气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。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了克拉苏气田 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。

9.1.1.3 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、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业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；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

（1）拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入克拉采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责采气管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油气田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须 对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 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，减少运营期事故的发生，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，分施工期和运营期提出拟建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　　拟建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	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；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		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		施工机械、车辆尾气	机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行		
		酸化压裂废气	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放		
		焊接烟气	焊接使用无毒低尘焊条		
		测试放喷废气	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		

续表 9.1-1　　拟建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	污染防治	废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置；废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《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 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；废磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基钻泥浆及钻井岩屑现场采用高速离心机分离含油钻屑，液体回收配浆再利用，含油钻屑等固体废弃物，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水、反冲洗废水经克拉 2 中央处理站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，运至哈拉哈塘油田废液处理站进行处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	生产设施密闭，加强设备管理，气体吸附装置		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后交有危废处置资质的公司接收处置；制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
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
		固体废物	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，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》，拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《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）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（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）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），拟建工程应纳入塔里木油田分

公司克拉采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时克拉采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（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

法人代表：王林生

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①方案总井数 31 口，其中利用老井 24 口，新钻井 6 口，在钻井 1 口；②改造井场 7 座，改造集气站 1 座，扩建增压站 2 座，新增 400 千瓦压缩机 4 套、新增 200 千瓦压缩机 1 套；改造处理站 1 座，新增 400 千瓦压缩机 2 套；③建设 1 套处理规模为 7000m^3/d 的采出水处理装置；④新建集输线合计 69.4 千米，采出水管线 27.6 千米，电力线路 26.5 千米；⑤配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后最大日产气 620 万方，日排水 5700 方，预计生产期末累计产气 562.38 亿立方米，累计产水 3290.99 万立方米，地质储量采出程度 51.06%。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.4-1～表 3.4-11。

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.4-15。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司克拉采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：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。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由;企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；克拉采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

拟建工程污染物排放清单见表 9.3-1，其中拟建工程工程组成见表 3.3-1。

表 9.3-1　　拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量（Nm³/h）	排放浓度（mg/m³）	排气筒高度（m）	内径（m）		
废气	采出水处理装置	采出水处理装置外排废气	活性炭吸附装置	—	非甲烷总烃	8760	1300	10.5	15	0.3	VOCs：0.661	非甲烷总烃≤120
					臭气浓度			977				臭气浓度≤2000（无量纲）
		无组织废气	生产设施密闭，加强设备管理	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		厂界非甲烷总烃≤4.0
					臭气浓度							厂界臭气浓度≤2000（无量纲）
	井场、站场		采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		厂界非甲烷总烃≤4.0

续表 9.3-1　　拟建工程污染物排放清单一览表

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准
噪声	采气树、空压制氮橇（主要产噪设备为压缩机）、引风机、泵类、变压器	L_A（r）	基础减振	降噪 15dB（A）	厂界昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A）

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）
废水	采出水	SS、石油类	送至克拉 2 中央处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后通过回注地层	—	—	—	—
	反冲洗废水	SS、石油类		—	—	—	—
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后通过回注地层	—	—	—	—

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	落地油	含油物质（危险废物 HW08）	分类收集后暂存于克拉采油气管理区危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置
	废防渗材料	含油物质（危险废物 HW08）		
	废油桶	含油物质（危险废物 HW08）		
	废润滑油桶	含油物质（危险废物 HW08）		
	含油污泥	含油物质（危险废物 HW08）		
	废滤料	含油物质（危险废物 HW08）		
	废活性炭	含油物质（危险废物 HW08）		
	废含油手套及抹布	其他物质（危险废物 HW49）		
	废铅蓄电池	含铅物质（危险废物 HW31）		
	废分子筛	一般工业固废	定期由厂家更换回收	
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.8.6 环境风险管理”		

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案,可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保

设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 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《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）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。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1　　拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	项目西南 7.5km 处（KLJC11）	每半年 1 次
废气	克深天然气处理站厂界	非甲烷总烃	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
	采出水处理装置外排废气	非甲烷总烃、臭气浓度	排气筒检测孔	每年 1 次
	克拉 2 中央处理站厂界	非甲烷总烃、臭气浓度	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
电磁环境	变电站电磁环境	工频电场、工频磁场	站界四周	竣工环境保护验收时监测一次；营运期间，突发环境事件时进行监测

续表 9.4-1　　拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
噪声	天然气处理站、克拉 2 中央处理站	昼间等效 A 声级(L_d)、夜间等效 A 声级(L_n)	四周厂界	每季 1 次
生态		植被恢复情况（植被覆盖率）	建设项目区块井场周围、管线沿线	每 5 年 1 次

注：当地下水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。

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	5	--
	2	施工机械、运输车辆尾气及	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	--	5	--
	3	焊接烟气	焊接使用无毒低尘焊条	--	4	--
	4	放喷废气	点燃放空	--	5	--
	5	酸化压裂废气	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施	--	5	--
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--	--
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--	--
	3	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理	不外排	10	--
废水	4	酸化压裂废水	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，送哈拉哈塘油田废液处理站处理	不外排	15	--
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--
固废	1	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	15	--
	2	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	妥善处置	15	--
	3	废弃油基泥浆及钻井岩屑	拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	妥善处置	15	--

续表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源		环保措施		治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期								
	4	废机油		桶装收集后暂存于井场危废贮存库内，定期委托有资质单位接收处置		妥善处置	5	--
	5	废防渗材料						
	6	废烧碱包装袋						
	7	生活垃圾		收集后送拜城县生活垃圾填埋场内生活垃圾填埋池填埋处置		妥善处置	5	--
生态		生态恢复		严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	15		落实生态恢复措施
		水土保持		水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	15		落实水土保持措施
		防沙治沙		管线、道路沿线采用防风固沙措施	防止土地沙化	15		落实防沙治沙措施
防渗		钻井区、放喷池、危废贮存库、泥浆罐区等，按重点防渗区考虑		防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	--	15		按要求防渗
		泥浆罐区、泥浆泵、岩屑池，按一般防渗区考虑		防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	--	5		按要求防渗
运营期								
废气	1	井站场无组织废气		生产设施密闭，加强设备管理	场界非甲烷总烃≤ 4.0mg/m^3	15		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中有组织排放控制要求；《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准
	2	采出水处理装置	无组织废气	生产设施密闭，加强设备管理	场界非甲烷总烃≤ 4.0mg/m^3 厂界臭气浓度≤2000（无量纲）			
			外排废气	气体吸附装置	非甲烷总烃≤120 臭气浓度≤ 2000（无量纲）			

续表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施		治理效果	投资（万元）	验收标准
运营期							
废水	1	采出水	经克拉 2 中央处理站处理，达标《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层	不外排	250		--
	2	反冲洗废水		不外排			--
	3	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理	不外排			--
噪声	采气树、空压制氮橇（主要产噪设备为压缩机）、引风机、变压器和泵类		低噪声设备、基础减振	场界达标：昼间≤60dB（A）夜间≤50dB（A）	—		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类排放限值
固废	落地油		收集后，由危废处置资质单位接收处置		妥善处置或综合利用	100	--
	废防渗材料						
	废油桶						
	废润滑油						
	含油污油						
	废滤料						
	废活性炭						
	废铅蓄电池						
	废矿物油						
	废含油手套及抹布						
	废分子筛		定期由厂家更换回收				
防渗	分区防渗		具体见“分区防渗要求一览表”		—		—
环境监测	废气、地下水、生态、噪声		按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	30		--
风险防范措施	井场		设置可燃气体检测报警、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	30		—

续表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）	验收标准
运营期						
电磁环境	电场强度、磁感应强度		选用优质设备及配件，运行期做好环境保护措施的维护和运行管理，加强巡查和检查，保障发挥环境保护作用	变电站对周边环境的电磁辐射影响可接受	5	《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)规定限值要求
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	8	--
	2	含油废物	集中收集后送有危废处置资质的单位接收处置	妥善处置	5	--
	3	废弃管线	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	妥善处置	--	--
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	5	--
合计				--	607	--

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整

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

建设性质：改扩建

建设内容：①方案总井数 31 口，其中利用老井 24 口，新钻井 6 口，在钻井 1 口；②改造井场 7 座，改造集气站 1 座，扩建增压站 2 座，新增 400 千瓦压缩机 4 套、新增 200 千瓦压缩机 1 套；改造处理站 1 座，新增 400 千瓦压缩机 2 套；③建 1 套处理规模为 7000m^3/d 的采出水处理装置；④新建集输线合计 69.4 千米，采出水管线 27.6 千米，电力线路 26.5 千米；⑤配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：拟建工程建成后最大日产气 620 万方，日排水 5700 方，预计生产期末累计产气 562.38 亿立方米，累计产水 3290.99 万立方米，地质储量采出程度 51.06%。

项目投资和环保投资：项目总投资 157668 万元，其中环保投资 607 万元，占总投资的 0.4%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内。区域以油气开采为主，各井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

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）》相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油、天然气开采”。因此，拟建工程的建设

符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于克拉苏气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（拜城县水源涵养生态保护红线区）最近为 9.5km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭管道集输工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附后经 15m 高排气筒外排；运营期采出水、反冲洗废水经采出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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

拟建工程所在区域环境空气中 $PM_{2.5}$、PM_{10}年平均浓度值超标，属于不达标区。环境质量现状监测结果表明，监测点非甲烷总烃 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/m^{3}的标准。

地下水环境质量现状监测表明：潜水监测点各因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：各井站场监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土

壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化～重度盐化，无酸化或碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《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 农用地土壤污染风险筛选值，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）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化～重度盐化，无酸化或碱化。

电磁环境质量现状监测结果表明：各检测点工频电场强度为 0.864～3.237V/m，符合《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m 的要求；各检测点磁感应强度为 0.0051～0.0071μT，符合《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的磁感应强度公众曝露控制限值 100μT 的要求。

10.3.2 环境保护目标

拟建工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置大气环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水环境保护目标;将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水环境保护目标；拟建工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；井场周边 50m 范围和管线两侧 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、学校、居住区等，故不再设置土壤环境（污染影响型）保护目标；将生态影响评价范围内重要物种（苍鹰、红隼、鹅喉羚）、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；拟建工程环境风险为简单分析，不设置环境风险保护目标。本项目 110kV 变电站 30m 范围内无住宅、学校、医院、办公楼、工厂等有公众居住、工作或学习的建筑物，不再设置电磁环境保护目标。

10.4 污染物排放情况

拟建工程污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。拟建工程各主要污染物具体排放见表 10.4-1。

表 10.4-1　　拟建工程污染物年排放量一览表　　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		
拟建工程排放量	0	0	0	0.661	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物、沙区等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水分离后经现有管线进入克拉 2 中央处理站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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《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，石油烃低于《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。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主

要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5.5 大气环境影响

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃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。拟建工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

各井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后委托有危废处置资质的公司接收处置。制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收，可避免对环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司克拉采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将项目新增建设内容纳入现行环境风险应急预案中。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.5.9 电磁环境影响

经类比监测可知，本项目 110kV 变电站投入运行后，变电站四周围墙外工频电场强度、工频磁感应强度分别满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的工频电场强度公众曝露控制限值 4kV/m、工频磁感应强度公众曝露控

制限值 100μT 的要求，对区域电磁环境影响可接受。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

（1）油气进行汇集、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，采出水处理装置外排废气采用活性炭吸附后经 15m 高排气筒外排，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

10.6.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水分离后经现有管线进入克拉 2 中央处理站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，运至哈拉哈塘油田废液处理站处理。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程井场周围地形空旷,井场的低噪声设备在采取有效的减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.6.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、含油污泥、废滤料、废活性炭、废含油手套及抹布、废铅蓄电池、废矿物油均属于危险废物，分类收集后委托有危废处置资质的公司接收处置。制氮撬产生的废分子筛属于一般工业固体废物，更换后由厂家回收。

10.6.5 电磁影响及治理措施

（1）变电站主变配电装置选用 GIS，减少占地面积，降低电磁环境影响，

设立电磁防护安全警示标志，禁止无关人员靠近主变；

（2）选用优质设备及配件；

（3）通过对变电站设备及线路进行定期保养和维护等措施，减少电磁环境影响。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木克拉苏气田克深 8 区块白垩系气藏产能建设项目开发调整公众参与说明书》，拟建工程公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在天然气开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。拟建工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。