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。

根据东河油田红旗井区开发指标和勘探进度，为保障国家原油战略储备，提高红旗井区油藏油气采出率，稳定东河油田红旗井区油气产能，合理利用地下资源，指导该区域后续油气资源勘探、开发。塔里木油田分公司决定投资 1484.03 万元，实施“东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目”。本工程建设性质为改扩建，属于现有东河油田内的改扩建项目，主要建设内容包括：①新建红旗 6 试采井场 1 座；②新建集输管线 6.14km；③东河 4 转油站扩建阀组 1 套；④对现有英东管线设置收发球装置；⑤配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。项目建成后日产油 35t，日产天然气 1.7 万 m^3。

1.2 环境影响评价的工作过程

拟建工程属于油气开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，同时项目占用永久基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号),拟建工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 077 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2025 年 6 月 24 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 2025 年 6 月 25 日在《阿克苏新闻网》网站进

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，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2025 年 7 月 29 日至 2025 年 8 月 11 日在《阿克苏新闻网》网站对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于2025年7月30日、2025年7月31日在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）对本工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向新疆维吾尔自治区生态环境厅报批环境影响报告书前，于 2025 年 8 月 12 日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

本项目为石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 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”“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，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

本项目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十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于东河油田，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

本项目距离生态保护红线区最近约 46.5km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目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、环境风险评价等级为简单分析。采油井场、东河 4 转油站地下水环境影响评价工作等级为二级、集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级；采油井场、东河 4 转油站土壤环境（污染影响型）影响评价等级为一级，土壤环境（生态影响型）影响评价等级为一级。

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污染物对区域环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

（1）拟建工程采取密闭流程，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）中边界污染物控制要求。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。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，井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

（5）拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、清管废渣及清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。

（6）拟建工程井场建设、管线敷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原油、天然气，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，本工程属于现有东河油田内的改扩建项目，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《东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目公众参与说明书》，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）《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订，2015 年 1 月 1 日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2003 年 9 月 1 日施行，2018 年 12 月 29 日修正）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（2016 年 1 月 1 日施行，2018 年 10 月 26 日修正）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2008 年 6 月 1 日施行，2017 年 6 月 27 日修正）；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年 12 月 24 日发布，2022 年 6 月 5 日施行）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日施行）；

（7）《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）；

（8）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018 年 8 月 31 日审议通过，2019 年 1 月 1 日施行）；

（9）《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）；

（10）《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）；

（11）《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）；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日发布）；

（13）《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 日施行）；

（14）《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）；

（15）《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）《基本农田保护条例》（国务院令〔2011〕588 号）；

（5）《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）；

（6）《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）；

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

（8）《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）；

（9）《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）；

（10）《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）；

（11）《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》（国发〔2021〕

23 号）；

（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 日实施）；

（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 16 日发布，2025 年 1 月 1 日实施）；

（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）；

（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 日实施）；

（21）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部公告 2021 年第 66 号）；

（22）《挥发性有机物（VOC_S）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）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 8 日发布并实施）；

（28）《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）；

（29）《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）《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）；

（29）《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）；

（30）《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）；

（31）《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）；

（32）《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）；

（33）《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）；

（34）《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）；

（35）《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）；

（36）《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590

号）；

（37）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）。

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）；

（4）《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）；

（5）《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）；

（6）《关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》（新自然资发〔2024〕56 号）；

（7）《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）；

（8）《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）；

（9）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（10）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（11）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（12）《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》；

（13）《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）；

（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）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024

年 12 月 3 日发布，2025 年 1 月 1 日施行）；

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

（18）《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）；

（19）《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）（2022 年 2 月 9 日）；

（20）《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号，2022 年 9 月 18 日施行）；

（21）《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）；

（22）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》；

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

（24）《关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知》(阿克苏地区生态环境局 2024 年 10 月 28 日）；

（25）《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）；

（26）《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）。

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）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（11）《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）；

（12）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（13）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

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

（15）《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）；

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

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目初步设计》；

（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，确定主要环境影响要素及其污染因子。

（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。

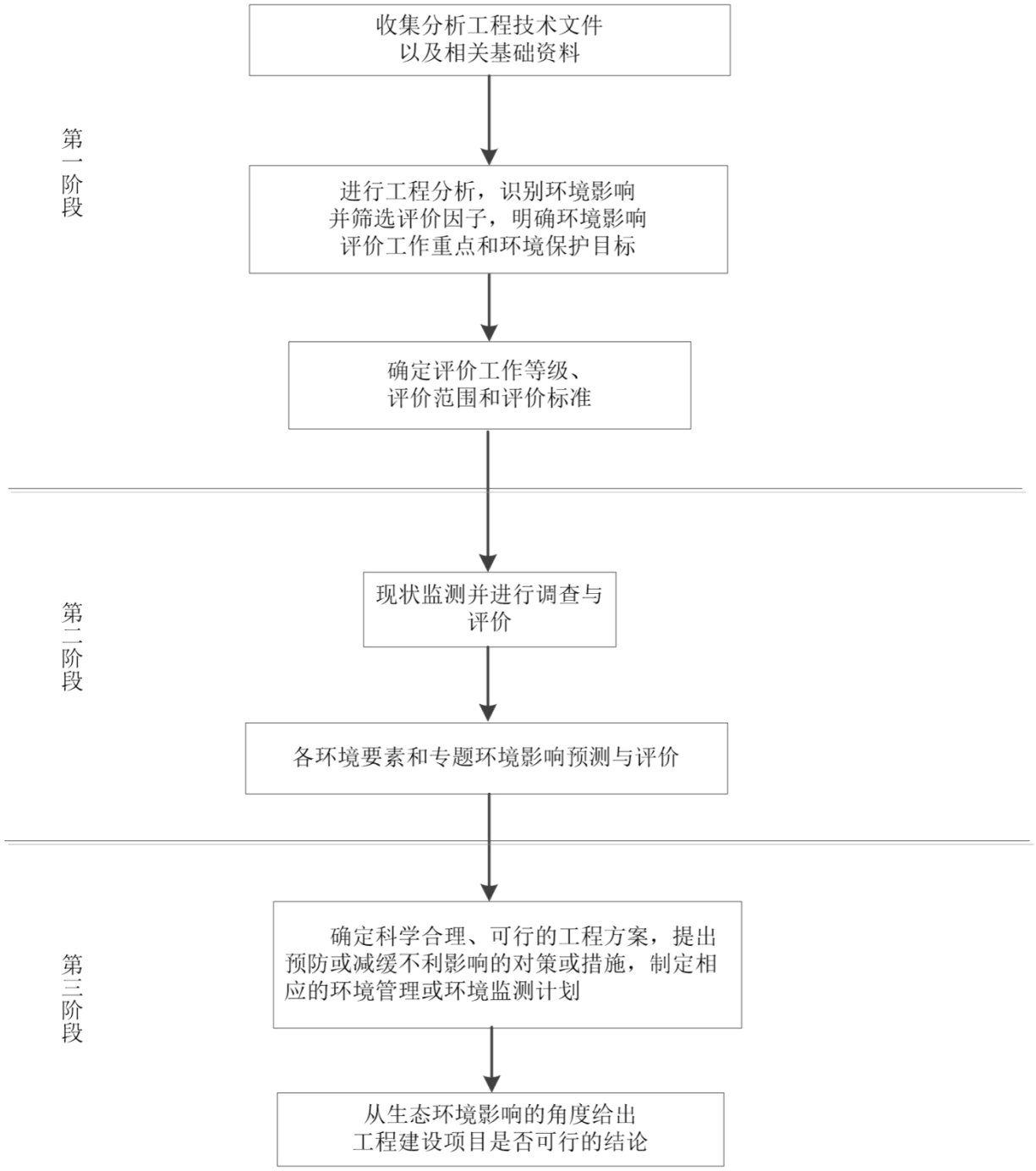

图 2.2-1　　环境影响评价工作程序图

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

境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响因素识别结果一览表

单项工程 / 环境因素		施工期	运营期	退役期
		井场建设、集输工程建设	油气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—
	地下水	—	-1C	—
	声环境	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	—	-1D
	土壤肥力	-1C	—	—
	植被覆盖度	-1C	—	+1C
	生物多样性	-1C	-1C	+1C
	生物量损失	-1C	—	+1C
	生态系统完整性	-1C	-1C	+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、声环境、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、声环境、地下水环境、土壤环境、生物多样性、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和声环境的短期负面影响，以及对植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

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）中附录 B 及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	油气开采、集输工程		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、CO、HC、NO_x	非甲烷总烃	颗粒物、CO、HC、NO_x
地下水	耗氧量、氨氮、石油类	石油类	—
土壤	—	石油烃	—
生态	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	生物多样性（动物、植物）、土壤肥力、生态系统完整性	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
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）

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

拟建工程位于东河油田内，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》（GB3095-2012）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居住、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》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）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）》（GB36600-2018）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）》（GB15618-2018）中农

用地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）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。村庄建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

上述各标准的标准值见表 2.4-1 和 2.4-2。

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
环境空气	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单标准
		24 小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	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		—	
	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			

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	氯化物	≤250		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
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	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			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	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		

表 2.4-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第一类用地风险筛选值(mg/kg)	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第一类用地风险筛选值(mg/kg)	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
1	砷	20	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5
2	镉	20	65	25	氯乙烯	0.12	0.43
3	六价铬	3	5.7	26	苯	1	4
4	铜	2000	18000	27	氯苯	68	270
5	铅	400	800	28	1,2-二氯苯	560	560
6	汞	8	38	29	1,4-二氯苯	5.6	20
7	镍	150	900	30	乙苯	7.2	28
8	四氯化碳	0.9	2.8	31	苯乙烯	1290	1290
9	氯仿	0.3	0.9	32	甲苯	1200	1200
10	氯甲烷	12	37	33	间/对二甲苯	163	570
11	1,1-二氯乙烷	3	9	34	邻二甲苯	222	640
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	35	硝基苯	34	76
13	1,1-二氯乙烯	12	66	36	苯胺	90	260
14	顺 1,2-二氯乙烯	66	596	37	2-氯酚	250	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	38	苯并[a]蒽	5.5	15
16	二氯甲烷	94	616	39	苯并[a]芘	0.55	1.5
17	1,2-二氯丙烷	1	5	40	苯并[b]荧蒽	5.5	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	41	苯并[k]荧蒽	55	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	42	䓛	490	1293
20	四氯乙烯	11	53	43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	44	茚并(1,2,3-c,d)芘	5.5	15
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	45	萘	25	70
23	三氯乙烯	0.7	2.8	46	石油烃(C_{10}-C_{40})	826	4500

表 2.4-3　　农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6

续表 2.4-3　　农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

2.4.3 污染物排放标准

废气：施工机械设备废气执行《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；井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。

废水：采出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值；运营期井场边界执行《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）。

上述各标准的标准值见表 2.4-3。

表2.4-4　　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	燃油机械设备废气	130kW≤P_{max}≤560kW	CO	3.5	g/kWh	《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）及修改单中第四阶段排放限值
			HC	0.19		
			NO_x	2.0		
			HC+NO_x	--		
			PM	0.025		
	井场无组织废气	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
废水	采出水、井下作业废水	悬浮固体含量		≤35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质主要控制指标，储层空气渗透率（μm^2）≥2.0
		悬浮物颗粒直径中值		≤5.5	μm	
		含油量		≤100	mg/L	
		平均腐蚀率		≤0.076	mm/a	
施工噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间		70	dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
		夜间		55		
厂界噪声	$L_{Aeq,T}$	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 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 生态影响评价等级

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）拟建工程土壤影响范围内不涉及天然林、公益林。

（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 1.04hm^2，临时占地面积 4.9hm^2，总面积≤20km^2。

表2.5-1　　生态影响评价工作等级一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	**评价等级**
红旗6井	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；拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线；拟建工程土壤影响范围内不涉及天然林、公益林；拟建工程不属于水文要素影响型建设项目；拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域；拟建工程永久占地面积1hm^2，临时占地面积4.9hm^2，总面积≤20km^2	不敏感	三
东河4转油站		不敏感	三
红旗6井集输管线		不敏感	三

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中评价等级划分依据，确定拟建工程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 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）确定拟建工程生态影响评价范围为井场、站场边界外扩 50m 范围，集输管线两侧外延 300m 范围。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地下水环境影响评价等级

（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》（HJ349-2023），拟建工程红旗 6 井场、东河 4 转油站建设属于Ⅰ类项目，集输管道建设属于Ⅲ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 2.5-2。

表2.5-2　　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（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它未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]
不敏感	上述地区之外的其他地区
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饮用水水源（包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，拟建工程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 2.5-3。

表 2.5-3　　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 2.5-4　　地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
红旗 6 井	Ⅰ类	拟建工程井场及管线所在区域均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	不敏感	二
东河 4 转油站	Ⅰ类		不敏感	二
红旗 6 井集输管线	Ⅲ类		不敏感	三

拟建工程红旗 6 井场、东河 4 转油站建设内容类别为Ⅰ类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；集输管线建设内容类别为Ⅲ类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）确定拟建工程地下水评价范围为井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧各外扩 1km 的矩形区域及集

输管线两侧向外延伸 200m 区域。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一并输至东一联合站，最终输至哈六联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。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》（HJ349-2023),拟建工程属于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，评价范围满足依托处理设施的环境可行性分析要求。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 土壤环境影响评价等级

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大于 4g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型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，拟建工程不会造成土壤酸化碱化。

（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》(HJ349-2023)，拟建工程红旗 6 井场、东河 4 转油站建设内容属于常规石油开采井场、站场，属于Ⅰ类项目；集输管线输送介质为天然气，属于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）”。

拟建工程红旗 6 井场永久占地面积为 0.1hm^2,东河 4 转油站不涉及新增占地，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①生态影响型

根据区域监测数据，项目区域土壤盐分含量＞4g/kg，属于土壤盐化中**“敏感”**；项目区域土壤 5.5＜pH＜8.5，属于土壤酸化碱化中**“不敏感”**；按相对最高级别判定生态影响型土壤敏感程度为**“敏感”**。

②污染影响型

拟建工程周边 1km 范围涉及耕地、园地等敏感点，土壤环境敏感程度为“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），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5　　生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-6　　污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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	—	—

土壤环境生态影响评价工作等级见表 2.5-7。

表 2.5-7　　土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量（g/kg）	环境敏感程度	评价等级
红旗 6 井场	Ⅰ类	>4	敏感	一
东河 4 转油站	Ⅰ类		敏感	一
集输管线	Ⅳ类	—	—	不开展评价

拟建工程红旗 6 井场、东河 4 转油站建设内容类别为Ⅰ类项目，生态影响型环境敏感程度为敏感，土壤生态影响评价工作等级为一级。

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.5-8。

表 2.5-8　　土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
红旗6井场	Ⅰ类	周边1km范围涉及耕地、园地等敏感点	敏感	一
东河4转油站	Ⅰ类	周边1km范围涉及耕地、园地等敏感点	敏感	一
集输管线	Ⅳ类	—	—	不开展评价

拟建工程红旗 6 井场、东河 4 转油站建设内容类别为Ⅰ类项目，项目占地规模为小型，污染影响型环境敏感程度为敏感，土壤环境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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）确定拟建工程土壤评价范围为：生态影响型：红旗 6 井场、东河 4 转油站边界外扩 5km 范围；污染影响型项目：红旗 6 井场、东河 4 转油站边界外扩 1km 范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

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：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

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。拟建工程周边3km半径范围内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2.5-9；废气污染源参数见表2.5-10，相关污染物预测及计算结果见表2.5-11。

表2.5-9　　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/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2
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		农田
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	90×90
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/°	—

表2.5-10　　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）
	经度(°)	纬度（°）									
采油井场无组织废气	*	*	994	80	80	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.065
东河4转油站无组织废气	*	*	984	60	65	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.058

注：上述东河4转油站无组织废气为项目实施后东河4转油站全场无组织排放源源强。

表 2.5-11　　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

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）	$D_{10\%}$（m）
1	采油井场无组织废气	非甲烷总烃	98.842	4.94	5.26	82	--
1	东河4转油站无组织废气	非甲烷总烃	105.21	5.26		71	--

（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}=5.26%＜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）5.4 评价范围确定原则，拟建工程评价范围为以井场、站场为中心边长 5km 的矩形区域。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

（1）声环境功能区类别

拟建工程位于东河油田，周边区域以居住、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

红旗 6 试采井场南侧 150m 为兰干村，受噪声影响人口数量较少，根据噪声预测结果，声环境保护目标噪声级增量在 3dB(A)以下。

（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。

2.5.6.1 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），确定声环境评价范围为井场边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

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

本工程在生产、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 1-1）

式中：q_1，q_2，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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 2.5-12　　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	74-82-8	0.98	10	0.098
油水罐	2	原油	—	160	2500	0.064
项目Q值Σ						0.162

注：拟建工程集输管线长度 6140m，管线直径 DN80，管线压力 5.5MPa。

经计算，本工程 Q 值为 0.162＜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2.5-13。

表 2.5-13　　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 2.5-13 可知，本工程环境风险潜势为Ⅰ，因此本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）、《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），拟建工程风险评价等级为简单分析，不再确定风险评价范围。

2.6 环境保护目标

本评价将大气评价范围内栏杆村、阿克巴什村、巴扎村、先进村、友谊村、红旗镇设为大气环境保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；将声环境评价范围内栏杆村设为声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），井场、站场外延 1km 范围内耕地、园地、栏杆村设置为土壤环境（污染影响型）保护目标，将井场、站场外延 5km 范围土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；拟建工程风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-4。

表 2.6-1　　环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数
		经度(°)	纬度(°)				方位	与井场距离		
1	栏杆村	82.8444	41.4288	居住区	人群	二类区	S	与红旗 6 井场距离 0.15km	1160	385
2	阿克巴什村	82.8673	41.4311	居住区	人群	二类区	E	与红旗 6 井场距离 1.1km	845	180

续表 2.6-1　　环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数
		经度(°)	纬度(°)				方位	与井场距离		
3	红旗镇	82.8834	41.4371	居住区	人群	二类区	E	与红旗 6 井场距离 2.4km	2610	850
4	巴扎村	82.8698	41.4468	居住区	人群	二类区	NE	与红旗 6 井场距离 1.9km	1250	410
5	先进村	82.8483	41.4540	居住区	人群	二类区	N	与红旗 6 井场距离 2.4km	550	180
6	友谊村	82.9611	41.4038	居住区	人群	二类区	NE	与东河 4 转油站距离 1.5km	250	85

表 2.6-2　　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（km）				
评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类

表 2.6-3　　运营期土壤环境保护目标一览表

影响类型	保护目标	土壤环境质量	距最近距离
污染影响型	栏杆村	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)	红旗 6 井场南侧 150m
	耕地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）	红旗 6 井场北侧 20m
	园地		红旗 6 井场东侧 20m
生态影响型	土壤	不对区域盐碱化程度进一步加深	—

表 2.6-4　　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（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场、站场边界外扩 50m，集输管线两侧外延 300m	占用
	重要物种（塔里木兔）		拟建工程占地范围内无重要物种分布，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、环境影响要素和评价因子、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：东河油田开发现状、东河油田“三同时”执行情况、环境影响回顾性评价、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：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成 工程分析：工艺流程及产排污节点、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
5	环境影响预测与评价	施工期、营运期、退役期生态、地下水环境、地表水环境、土壤环境、大气环境、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环境保护措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、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
7	温室气体排放影响评价	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	从环境影响的正负两方面，以定性或定量的方式，从环境效益、社会效益、综合效益等方面对建设项目的环境影响后果进行环境经济损益分析
9	环境管理与监测计划	针对不同的阶段，提出环境管理要求；给出企业环境信息披露内容及要求；给出污染物排放清单；提出生态环境监测计划，给出环保设施“三同时”验收
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 东河油田开发现状

东河油田管辖着东河塘井区、牙哈 1 井区及红旗井区等。东河油田集油主要采用单管集油，部分零散单井采用拉油方式集油。油井开发方式以自喷为主，抽油机、气举等其它采油方式为辅。东河油田目前处于注气开发阶段，递减下降，含水率上升缓慢，气油比升高，日产油 507t，综合含水 64.09%，核实累积产油 967.1×10^4t，地质储量采出程度 29.61%。红旗井区目前日产油 9t，综合含水 95.72%，处于高含水开采阶段，核实累积产油 12.21 万吨。牙哈寒武系目前日产油 60t，综合含水 26.6%，核实累积产油 13.2 万吨。开发层系：古近系、侏罗系、石炭系、寒武系。

目前，东河油田已建采油井 82 口，注水井 9 口，注气井 4 口，合计 95 口井；转油站 2 座（东河四转油站、牙哈一转油站），处理站 2 座（东 1 联合站、东河天然气站），油田内部集输管网和道路等。东河油田总体概况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　东河油田总体概况一览表

序号	工程内容				单位	数量	情况简介
1	主体工程	油气集输工程	井场	采油井	座	82	其中东河塘井区 65 口，红旗井区 7 口，牙哈 1 井区 10 口
				注水井	座	9	东河塘井区 9 口
				注气井	座	4	DH1-1GH、DH1-H3、DH1-H6、DH1-6-10J
				合计	座	95	—
			各类管线输油、输气、注水、注汽管线		km	—	—
		油气处理工程	原油处理	东一联合站	座	1	东一联合站 1994 年 9 月 27 日正式投产，由油气处理及集输、水处理及注水、自动化、消防、变配电等五大系统组成。 设计原油处理能力 100×10^4t/a，污水处理能力 3000m^3/d。目前，东一联合站只保留原油计量分离单元，其他生产单元目前处于停产状态。
			转油站	东河四转油站	座	1	1994 年 7 月建成投产，设计处理量 10×10^4t/a，根据现场调查，现已不气液分离，只计量转油。

续表 3.1-1　　东河油田总体概况一览表

序号	工程内容				单位	数量	情况简介
1	主体工程	油气处理工程	转油站	牙哈一转油站	座	1	1998 年 4 月建成投产，设计年处理能力为 45 万吨站内设气液分离、天然气处理及回收系统。
			天然气处理	东河天然气站	座	1	东河天然气站 2010 年正式投产，注气能力 100×10⁴m³/d，天然气处理能力 30×10⁴m³/d。
2	环保工程	废水处理工程	工业废水	东一联采出水处理系统	套	1	评价时段内，分离后的含油污水采用沉降-过滤工艺处理达标后回注。
			生活污水	生活污水处理系统	套	1	为地埋式生活污水处理设施，主要接受东河油田的生活污水。设计处理规模为 144m³/d，调试阶段运行规模约 80m³/d。
		噪声防治工程	选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声		—	—	—
		废气处理工程	密闭工艺		—	—	采取密闭工艺
			天然气放空	火炬设施	座	6	包括联合站火炬、牙哈一转油站火炬、试采单井火炬
		固废处置	危废处置		—	—	依托持有危险废物经营许可证的第三方单位处置
			一般固废、生活垃圾	东河固废填埋场	座	1	有 1 座固废填埋场，填埋池总容积 76800m³。原固废池包含 2 座生活垃圾填埋池、14 座工业垃圾填埋池；扩建的固废池包含 5 座生活垃圾填埋池、7 座工业垃圾填埋池。
3	配套工程	供水	生产、生活用水	东河油田供水站	座	1	—
		供热	生产、生活供热	热媒炉	台	2	2.33MW，一用一备，均位于东一联内。
				燃气加热炉	台	17	其中转油站 5 台，作业区公寓 3 台，井场 9 台。在用共 12 台，停用 5 台。
		供电	变电站	东河 110/35/10kV 变电站	座	1	东一联合站和东河天然气站内用电负荷的 10kV 电源，均引自东河 110/35/10kV 变电站。东河油田所有单井供电全部取自东河变电站的架空出线 10kV 油井甲乙线和一条 35kV 线路。
		道路	通井道路		km	—	主要为砂石路面
4	辅助工程	生产管理用房	作业区办公楼		座	1	位于东一联合站东侧
			综合公寓		座	1	位于东一联合站东侧
			牙哈一转油站生活点		座	1	牙哈一转油站西侧

3.1.2 东河油田“三同时”执行情况

东河油田履行的环境影响评价、环境风险应急预案、排污许可、环境影响后评价等手续情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2　东河油田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	塔北油田开发工程	原国家环境保护局	环监〔1992〕435 号	1992 年 12 月 12 日	已于 2022 年 1 月完成自主验收工作		
2		塔里木油田东河 1 石炭系油藏注天然气辅助重力驱开发试验	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕1391 号	2014 年 12 月 1 日	2018 年 4 月 13 日完成自主验收工作		
3		东河 1 石炭系油藏注天然气辅助驱开发试验优化实施方案地面工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2018〕303 号	2018 年 8 月 4 日	2020 年 10 月完成自主验收工作		
4	环境影响后评价开展情况	东河油气开发部东河油田环境影响后评价报告书	《东河油气开发部东河油田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 3 月 15 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函〔2021〕225 号)					
5	环境风险应急预案	塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案	《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案(库车市)》(备案编号 652923-2023-001-L)《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案(沙雅县)》(备案编号 652924-2023-003-L)					
6	排污许可执行情况	东河采油气管理区	塔里木油田分公司东河采油气管理区（东河采油作业区）固定污染源排污登记回执(2023 年 7 月 25 日，登记编号:91652800715549l1XG037X)；塔里木油田分公司东河采油气管理区（东一联合站）固定污染源排污登记回执(2022 年 11 月 11 日，登记编号:91652800715549l1XG034X)					

3.1.3 东河油田环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对东河油田分别从生态影响、水环境影响、土壤环境影响、大气环境影响、声环境影响、环境风险、固废环境影响等方面进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1)占地影响回顾分析

东河油田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 120×100m，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 5m 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

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

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，东河油田井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

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。东河油田位于农田生态系统，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，东河塘油田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为鼠类、小型鸟类等，油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，如鼠类、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油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。

图 3.1-1　现有站场情况

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 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。

图 3.1-2　临时占地恢复情况

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乱砍滥伐、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 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(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至油田作业区污水处理设施处理。

运营期东河油田采出水经哈六联合站污水回注系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，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，运至哈六联合站处置，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注，未外排。根据塔里木油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集东河油田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，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；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，东河油田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；东河油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.3 土壤环境影响回顾

根据东河油田建设的特点分析，东河油田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建筑施工，如联合站、转油站、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷

设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上油类物质的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0～20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

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

3.1.3.4 大气环境影响回顾

(1)现有污染源达标分析

根据现场调查，东河油田内现有的各井场采出油气集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉及导热油炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

根据东河采油气管理区 2023 年度例行监测数据进行区块现状有组织废气污染物达标情况分析。有组织监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 东河油田代表性场站有组织废气监测结果一览表

污染源	检测项目	监测时间	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
东一联合站导热油炉	颗粒物	2023.2.7	mg/m^3	3.5	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值	30	达标
	SO_2		mg/m^3	未检出		100	达标
	NO_X		mg/m^3	180		400	达标
	烟气黑度		级	＜1		1	达标
生活基地锅炉	颗粒物	2023.5.4	mg/m^3	3.8	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值	30	达标
	SO_2		mg/m^3	未检出		100	达标
	NO_X		mg/m^3	81		400	达标
	烟气黑度		级	＜1		1	达标

由表 3.1-3 可知，东河油田内导热油炉、锅炉烟气中颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据《塔北油田开发工程（东河油田）竣工环境保护验收调查报告》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 东河油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m^3)	主要处理措施	标准	达标情况
东一联合站	无组织废气	非甲烷总烃	0.24～1.94	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
东河天然气站	无组织废气	非甲烷总烃	0.59～2.94	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
DH601 井	无组织废气	非甲烷总烃	0.58～2.58	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

东河油田内各井场、站场监测点厂界无组织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)中边界污染物控制要求。

(2)环境空气质量变化趋势与分析

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年～2024 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，富满油田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、非甲烷总烃和硫化氢，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 3.1-5　区域 2020 年～2024 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度（μg/m³）	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）	标准值（μg/m³）	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	95	87	94	82	81	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	39	35	41	26	35	35	超标
	SO_2	年平均值	7	6	6	5	5	60	达标
	NO_2	年平均值	28	29	24	14	27	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年平均值均在小范围波动，未超过标准要求，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、硫化氢不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃、硫化氢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、硫化氢小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因为油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各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落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃并未因东河油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 声环境影响回顾

油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可接受范围。根据《塔北油田开发工程（东河油田）竣工环境保护验收调查报告》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-6　东河油田代表性井场、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
DH601 井	昼间	36～38	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	36～38			达标
东一联合站	昼间	42～45	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	40～44			达标

运营期东河油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、联合站的各类机泵、压缩机等。由上表可知，东河油田井场、联合站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，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。

3.1.3.6 环境风险回顾

塔里木油田分公司东河采油气管理区编制了《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案(库车市)》(备案编号 652923-2023-001-L)《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案(沙雅县)》(备案编号 652924-2023-003-L)。东河油田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。

3.1.3.7 固体废物影响回顾

油气开采不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后循环使用，钻井废弃物中废弃

膨润土泥浆及岩屑存放在井场泥浆池，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。

同时，塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，钻井公司定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《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，落实了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。填写了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。落实了环境保护标准制度，并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。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《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）等有关规定。

建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司东河采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得塔里木油田分公司东河采油气管理区（东河采油作业区）固定污染源排污登记回执(2023 年 7 月 25 日，登记编号:91652800715549l1XG037X)，塔里木油田分公司东河采油气管理区（东一联合站）固定污染源排污登记回执(2022 年 11 月 11 日，登记编号:91652800715549l1XG034X)。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)，东河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 东河油田污染物排放情况

根据东河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，东河油田现有污染物年排放情况见表 3.1-7。

表 3.1-7　　东河油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		
东河油田现有污染物排放量	*	*	*	*	*	*

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间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。具体存在的问题如下：

（1）现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

（2）重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_S 的控制和管理措施不够完善。

目前存在的问题已纳入东河采油气管理区 2025 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

（1）后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。

（2）按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOC_S 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性。

3.2 现有工程

现有工程主要包括红旗 6 井钻井工程、东河 4 转油站。

3.2.1 现有工程基本概况

（1）红旗 6 井钻井工程

根据现场踏勘情况，红旗 6 井钻井工程已完钻，井深 4793m，直井，目的层

为白垩系巴什基奇克组，套管完井。该工程于 2024 年 12 月 31 日开始钻井勘探，2025 年 1 月 12 日完成钻井勘探，2025 年 2 月 5 日～2025 年 2 月 10 日进行了试油。经过测试放喷红旗 6 井具有开采价值，作为生产井利用。

图 3.2-1　　井场现状现场照片

（2）东河 4 转油站

东河 4 转油站位于沙雅县内，负责附近单井来油并进行初步气液两相分离，同时根据需要进行单井计量。该站于 1994 年 7 月建成投产，设计处理量 10×10^4t/a，由油气处理、外输、消防、加药、变配电、暖通等系统组成。

东河 4 转油站目前仅计量分离器投入使用，对东河片区单井开展计量，站内其它设备（加药撬、生产分离器等）均未运行；采油井口来液进入进站阀组，由计量汇管进入计量分离器，液相进入生产汇管直接进入东河 4 转油站至东一联输油管道输送至东一联合站处理。场站处于无人值守状态。

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程三同时执行情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　　现有工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	红旗6井(勘探井)钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕613号	2024.12.3	2025年7月完成自主验收		
2	东河4转油站	原国家环境保护局	环监〔1992〕435号	1992年12月12日	2022年1月完成自主验收工作		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

（1）红旗 6 井钻井工程

目前红旗 6 井钻井工程已完钻，井场无废气、废水、噪声、固体废物产生，临时占地已平整恢复。

（2）东河 4 转油站

根据《塔北油田开发工程（东河油田）竣工环境保护验收调查报告》中开展期间进行的污染源监测数据，东河 4 转油站厂界无组织废气中非甲烷总烃满足《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；东河 4 转油站四周厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中的 2 类标准；采出水主要污染物为悬浮物、石油类，采出水随采出液一起进入联合站污水处理设施处理达标后回注地层。结合塔里木油田分公司现场工作人员反馈，落地油、废防渗材料、清罐底泥、清管废渣均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程，严格执行《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）及《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）相关要求。站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

现有工程污染物年排放情况见表3.2-4。

表3.2-2　　现有工程污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	*	*	*	*	*	*

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

现场踏勘期间，井场、站场未见固体废物残留，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。

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			东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目
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			新疆阿克苏地区沙雅县境内
建设性质			改扩建
建设周期			2 个月
总投资			项目总投资 1484.03 万元，其中环保投资 120 万元，占总投资的 8.08%
占地面积			占地面积 5.94hm²（永久占地面积 1.04hm²，临时占地面积 4.9hm²）
建设规模			项目建成后日产油 35t，日产天然气 1.7 万 m³
工程内容	主体工程	井场工程	新建红旗 6 试采井场 1 座，井场建设空气源热泵、分离器、闪蒸罐、油水罐、密闭装车橇、加药橇、火炬等
		站场工程	东河 4 转油站扩建阀组 1 套
		管道工程	新建集输管线 6.14km，对现有英东管线设置收发球装置
	公辅工程	供电工程	利用已建新派 10kV 架空线路，新建变压器 1 台 50kVA
		给排水	采出水随采出液拉运至哈六联合站处理后作为注水水源加以利用；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。
		防腐工程	井场内管道：管道外壁涂有防腐层； 井场外玻璃钢管道不做防腐。
		自控工程	井场设置远程控制单元（RTU）1 套
		道路工程	利用钻井期现有道路，不新建道路
	环保工程	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；焊接作业时使用无毒低尘焊条； 运营期：天然气密闭输送，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，原油装载采用底部装载方式； 退役期：采取洒水抑尘的措施。
		废水	施工期：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，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理； 运营期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理； 退役期：管道、设备清洗废水输送至哈六联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层。
		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。

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	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟回填；生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置；施工废料收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置； 运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、清管废渣及清罐底泥均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置； 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；施工土方拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土；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，管线两端使用盲板封堵。
		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； 运营期：设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：地面设施拆除，对场地进行平整、恢复。
		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，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。
劳动定员			新建井场为无人值守站，不新增劳动定员
工作制度			年工作 365d，8760h

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 油气田范围及勘探开发概况

东河油田红旗井区位于新疆阿克苏地区沙雅县及库车市境内，塔里木盆地北部。根据 2018 年最新构造成果计算红旗井区地质储量油 52.38 万吨，天然气 9.35 亿方。

3.3.2.2 地层及储层特征

红旗断裂带下第三系底砂岩井取全了岩芯，据岩芯观察及薄片分析，储层岩性为石英砂岩，其成分石英含量 75%～80%，且以单石英为主；长石含量 8%～13%，主要为正长石，次为斜长石；岩屑含量一般在 8%～12%，成份以细流纹岩、凝灰岩、硅质岩为主，次为安山岩、泥质岩、灰岩等。总的反映储层岩石成份成熟度较高。据储集岩样品粒度分析，砂岩颗粒粒级以中砂和细砂为主，含少量粉砂和粗砂；标准偏差 0.74～1.15，分选中等；偏度 0.21～0.34，属正偏态，峰度为 1.08～1.22，属正态－尖峰型。颗粒磨圆度为次棱角－次圆状，颗粒支撑，胶结类型以接触－孔隙式及孔隙－接触式为主。填隙物含量 5%～6%，其中杂基 1%～3%，胶结物 3%～4%。杂基以泥质为主，根据砂岩粘土矿物 X 衍射分析，伊利石含量

43.5%～50%，伊蒙混层 23%～37.6%，绿泥石 6.9%～17.6%。胶结物以方解石和白云石为主。

3.3.2.3 油气藏流体性质

（1）原油性质

红旗 6 井原油主要物性见下表。

表 3.3-2　　油品性质统计表

密度 20℃（g/cm³）	50℃动力粘度（mPa•s）	凝固点（℃）	含蜡量（%）	含胶质量（%）	含沥青量（%）
0.8052	2.070	4	9.9	0.89	0.21

（2）天然气性质

红旗 6 井天然气性质见下表。

表 3.3-3　　天然气性质统计表

相对密度	甲烷（%）	乙烷（%）	丙烷（%）	丁烷及更重组分（%）	N_2（%）	CO_2（%）	硫化氢（mg/m³）
0.7602	70.8	12.2	6.1	4.14	6.54	0.22	0

（3）地层水性质

红旗 6 井地层水性质见下表。

表 3.3-4　　地层水性质统计表

密度（g/cm³）	氯根（mg/L）	总矿化度（mg/L）	pH	水型
1.1611～1.1672	149600～160000	243600～261300	5.45～5.75	氯化钙型

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-5。

表 3.3-5　　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	新建井场	座	1
2		集输管线	km	6.14
3		产油规模	t/d	35
4		产气规模	$10^4m^3/d$	1.7
5	能耗指标	年耗电量	$10^4kWh/a$	66

续表 3.3-5　　拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
6	综合指标	总投资	万元	1484.03
7		环保投资	万元	120
8		永久占地面积	hm^2	1.04
9		临时占地面积	hm^2	4.9
10		劳动定员	人	不新增
11		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主体工程

（1）井场、站场工程

拟建工程新建红旗 6 试采井场 1 座，井场建设空气源热泵、分离器、闪蒸罐、油水罐、密闭装车橇、加药橇、火炬等，井口采油树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场、站场主要工程内容见表 3.3-6。

表 3.3-6　　拟建工程井场、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
红旗 6 井场	1	采油树	—	座	1
	2	电控信一体化撬	—	座	1
	3	空气源热泵	60kW	台	1
	4	分离器	DN1200×5950	台	1
	5	闪蒸罐	DN1200×5950	台	1
	6	油水罐	$50m^3$	个	4
	7	密闭装车橇	—	套	1
	8	缓蚀剂加药橇	112L/h	套	1
	9	火炬	15m	套	1
	10	发球装置	DN150/DN80	套	1
管线 T 接点收发球装置区	11	收球装置	DN150/DN80	套	1
	12	发球装置	DN200/DN150	套	1
东河 4 转油站	13	4 井式阀组	—	套	1

（2）管道工程

拟建工程新建单井集输管线 6.14km。

表 3.3-7　　管线部署一览表

序号	起点	终点	长度（km）	输送介质	敷设方式	管径和材质
1	红旗6井	英东管线T接点	6.14	天然气	埋地敷设	DN80 4MPa 20#无缝钢管

（3）封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。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，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进行植被恢复，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。

3.3.4.2 环保工程

东河油田现有环保设施比较齐全，依托的哈六联合站配套有采出水处理系统，运营期采出水处理、落地油及废防渗材料危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.3.4.3 公辅工程

（1）供电工程

本工程红旗 6 井电源利用已建新派 10kV 架空线路，新建变压器 1 台 50kVA，为场区新增负载供电。

（2）给排水

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

运营期采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。

（3）防腐工程

本工程集输管线采用单层熔结环氧粉末防腐层+牺牲阳极阴极保护的联合保护措施。

（4）自控工程

井场设置远程控制单元（RTU）1 套，井场采油树自带油压、套压、B 环空压力信号通过无线方式接入 RTU，井口压力、温度及采油树自带紧急切断阀控制信号通过有线方式接入 RTU。

3.3.4.4 依托工程

（1）哈六联合站

①哈六联合站概况

哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水和油田总控制中心等功能。哈 6 区原油经脱水、脱 H_2S 后，管道外输至轮一联。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H_2S、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至克轮复线并最终进入西气东输管道。由于哈 6 区原油、伴生气中的 H_2S 含量高，伴生气在哈六联合站进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。哈六联合站于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函〔2011〕1094 号)，并于 2017 年 10 月 1 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函〔2017〕1548 号)。

②原油处理工艺

油田各单井汇集的稠油、稀油，首先通过计量泵向稠油、稀油中加入破乳剂和缓蚀剂，随后分别进入稀油前置换热器及稠油前置换热器，换热至 30℃后，分别输至稀油三相分离器、稠油三相分离器进行油气水分离，从三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油一部分为哈 15 转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经净化油换热器及导热油换热器换热至 60℃进入热化学脱水器，水相输至去采出水处理单元处理后回注；从稠油三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含

水油经预换热器管程及换热器管程换热至 65℃进入稠油缓冲罐缓冲，水相输至去采出水处理单元处理后回注。

稠油缓冲罐中原油经提升泵增压进原油气提塔脱硫。原油经气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气从原油气提塔底部进入，在原油气提塔内，原油与净化后的天然气逆向接触，H_2S 从原油中向气相的传质。自气提塔底部的脱硫原油进入热化学脱水器中进行二段脱水。脱水后的高温净化油进入净化油换热器与一段脱水后的低温原油换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经外输泵增压进入外输管道输至轮一联合站，分离的水相从热化学脱水器底部进入采出水处理单元处理后回注。

③采出水处理工艺流程

经天然气处理装置、原油处理装置分离出的采出水首先进入接收水罐沉降，去除采出水中油相、泥沙、SS 等；经沉降后采出水泵送至压力除油器，去除采出水中油相，压力除油器回收油进入原油处理装置进一步处理；经除油后出水直接进入过滤装置，去除水中大颗粒悬浮物等；滤后水进入净化水罐，净化水罐出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，由回注水泵经现有注水管线输至区域注水井回注油气层。

④依托可行性

拟建工程采出液最终进入哈六联处理，哈六联合站运行负荷见表 3.3-8。

表 3.3-8　　哈六联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	原油 10^4t/a	*	*	*	*	*	*
2	采出水 m^3/d	*	*	*	*	*	*

（2）东河天然气站

①基本情况

东河天然气站位于东河油田东一联南约 300 米，设计天然气处理量 30 万方/天。东河天然气站于 2018 年 8 月 4 日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字〔2018〕303 号)，并于 2020 年 10 月完成自主验收工作。

主要工艺流程为：东河高压井进高压计量阀组，经计量、分离后进高效分离器；东河低压井进低压计量阀组，东一联来低压气进生产分离器，低压油气计量、分离后经低压气压缩机增压后与高压气汇合进高效分离器；分离后的高压气经分子筛脱水、三股流换热器换热、丙烷制冷系统制冷，再经低温分离器分离，干气经三股流换热器复热后进英轮 5#阀室，轻烃进轻烃储罐储存外运。

②依托可行性

拟建工程天然气最终进入东河天然气站处理，东河天然气站运行负荷见表 3.3-9。

表 3.3-9　　东河天然气站运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量（万 m^3/d）	现状处理量（万 m^3/d）	富余量（万 m^3/d）	拟建工程需处理量（万 m^3/d）	依托可行性
1	天然气处理系统	*	*	*	*	*

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期工艺流程及排污节点

（1）井场、站场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场、东河 4 转油站及收发球区，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。

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，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；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，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

（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、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.4-1。

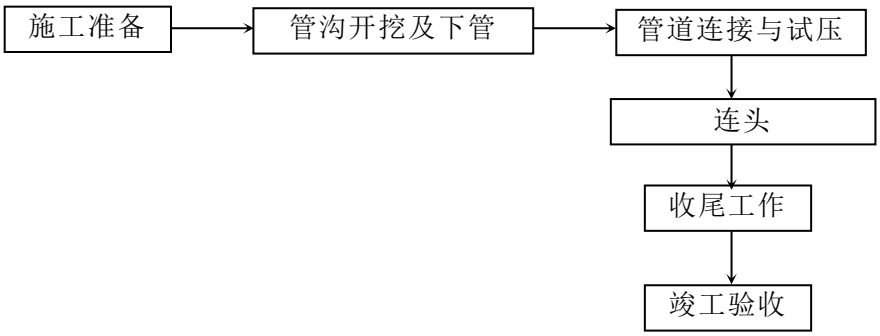

图 3.4-1　施工方案工艺流程图

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。施工车辆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宽度约 8m 的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：距离地下现有原油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 1.0m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.25，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。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。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

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；砂石道路穿越采用大开挖的穿越方式。有套管穿越公路时，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。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管

穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、接头、检测合格后立即按照设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。

图 3.4-2　　穿越道路施工作业示意图

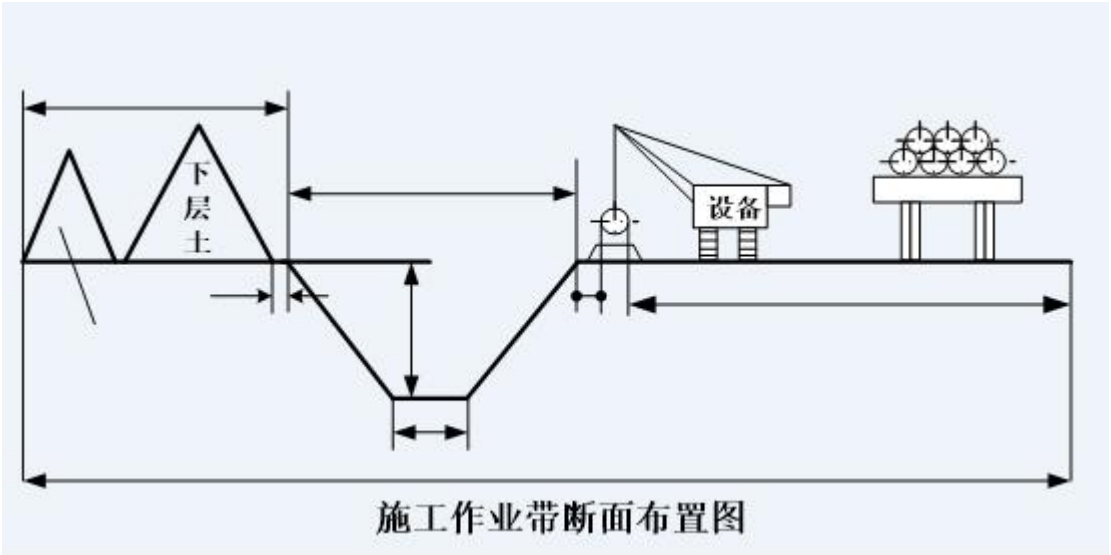

图 3.4-3　　一般地段管道施工方式断面示意图

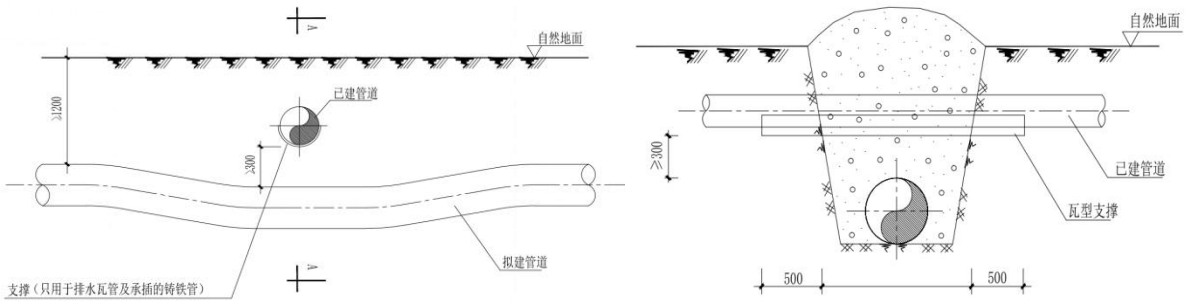

图 3.4-4　　管道交叉施工作业示意图

④管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，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。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由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，同时采取洒水抑尘措施，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；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；废水污染源主要为管线试压废水及生活污水，管线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；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；固体废物为管沟开挖产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期工艺流程及排污节点

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

（1）油气开采

根据东河油田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采。

（2）油气集输

红旗 6 井下来液经空气源热泵加热后经加药撬加注缓蚀剂于集输流程中，由两相分离器进行油气分离，含水油进入闪蒸罐进一步分离液相中的天然气，闪蒸罐出口原油进入油水罐暂存，油水罐中的原油利用内部气压及底部密闭装车撬输至油罐车中，密闭装车撬与油罐车之间加装底部装车鹤管，平衡两者压力，装车完毕后油罐车将原油最终拉运至哈六联合站进行处理；天然气经新建的集输管线输至英东管线，经东河 4 转油站最终输至东河天然气站进行处理。

清管作业：拟建工程井场设置发球装置，清管时，设置好清管发球器，打开清管发球器阀门，将清管器推入输送管道，利用管道内压力推动清管器清管，当球通过，指示器发出通过信号，并确认清管球进入收球筒后，打开出站电动阀，恢复正常运行；同时关闭清管器前电动阀和清管器的旁通管阀。确定筒内无压力后，打开快开盲板，取出清管器，并排出筒中清管废渣，清管废渣桶装收集后送有危废处置资质单位处置。清管周期约为每年 2 次。

（3）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、侧钻工艺过程与现有钻井工程相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。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采油井场无组织废气（G_1），采取密闭集输工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，同时原油装载采用底部装载方式减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），其中采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理；噪声污染源主要为采油树（N_1）、空气源热泵(N_2)、加药撬(N_3)、密闭装车撬(N_4)运行产生的噪声，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）、井下作业产生的废防渗材料（S_2）、定期清管作业产生的清管废渣（S_3）及定期清罐作业产生的清罐底泥（S_4），属于危险废物，收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。

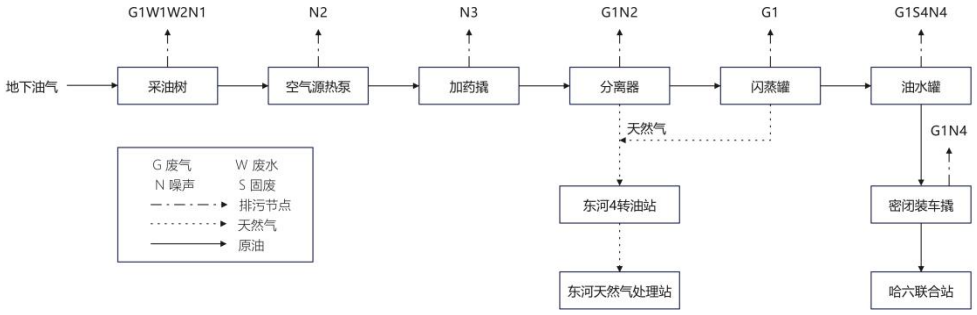

图 3.4-5　　井场油气开采及集输工艺流程图

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	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废水	pH、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	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理
噪声	N_1	采油树	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振

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
噪声	N_2	空气源热泵	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_3	加药撬	$L_{Aeq,T}$	连续	
	N_4	密闭装车撬	$L_{Aeq,T}$	连续	
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	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_2	清管废渣	含油废物	间歇	
	S_4	清罐底泥	含油废物	间歇	

3.4.1.3 退役期工艺流程及排污节点

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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植被恢复，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；废水污染源主要为管道、设备清洗废水，输送至哈六联合站处理，达标后回注地层；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及井场清理恢复过程中产生的废弃管道、建筑垃圾、施工土方等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；施工土方拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土；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，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井场工程和油气集输工程等，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 生态影响因素分析

井场施工以及管线开挖过程中需要占用土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成区域植被覆盖度的降低和造成生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的影响。

3.4.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘和机械设备及车辆尾气。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、车辆运输过程中产生，管沟开挖周期较短，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。

（2）车辆尾气及焊接废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，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；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，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。

3.4.2.3 废水

拟建工程施工过程中废水包括施工人员生活污水和管线试压废水。

（1）生活污水

拟建工程施工人员 30 人，施工期 60d，生活用水量按 100L/人·d 计算，排

水量按用水量的 80%计算，则拟建工程施工期间生活污水产生量约为 144m³（2.4m³/d）。施工期间产生生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

（2）管线试压废水

拟建工程集输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 10m³，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。

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、推土机、运输车辆、吊装机等，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实际情况，产噪声级在 84～90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程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、施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）土石方

拟建工程共开挖土方 2.66 万 m³，回填土方 2.76 万 m³，借方 0.1 万 m³，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。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边的砂石料厂，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 m³

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	0.20	0.30	0.10	沙雅县周边砂石料厂	0	—
收发球区	0.01	0.01	0	--	0	—

续表 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
管道工程	2.36	2.36	0	--	0	—
合计	2.66	2.76	0.10	--	0	—

（2）施工废料

施工废料主要包括管材边角料和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，拟建工程施工废料产生量约为 1.2t，施工废料收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置。

（3）生活垃圾

拟建工程施工人员 30 人，施工期 60d，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.9t，生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

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，根据油气物性，本项目天然气不含硫化氢，故废气中不再识别硫化氢，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-3，

表 3.4-3　　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/m^3）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m^3/h）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年总排放量（t/a）
1	采油井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.065	8760	0.566
2	东河 4 转油站新增无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.008	8760	0.07

源强核算过程：

（1）井场设备与管线组件泄漏废气

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。

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

t_i--密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$--密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n--挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-4　　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
	其他	0.073

$WF_{VOCs,i}$和 $WF_{TOC,i}$比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井、站场涉及的阀

门、法兰数量如表 3.4-5 所示。

表 3.4-5　　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）
单座采油井场采出液流经的密封点						
1	阀门	40	0.064	0.0077	8760	0.067
2	法兰件	132	0.085	0.0336	8760	0.294
3	泵	3	0.074	0.0007	8760	0.006
合计						0.367
东河 4 转油站天然气流经的密封点						
1	阀门	12	0.064	0.002	8760	0.017
2	法兰件	24	0.085	0.006	8760	0.053
合计						0.07

经核算，拟建工程井场设备与管线组件泄漏无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.042kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，设备与管线组件泄漏无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.367t/a；东河 4 转油站阀组设备与管线组件泄漏无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.008kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，东河 4 转油站设备与管线组件泄漏无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.07t/a。

（2）原油装载废气

本工程原油装载过程中逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中“5.2.3.1.4 挥发性有机液体装载过程排放的挥发性有机物年许可排放量”计算。

挥发性有机液体装载过程的挥发性有机物许可排放量采用下式计算。

$$E_{装载}=\frac{L_L\times Q}{1000}(1-\eta_{去除})$$

式中：$E_{装载}$——挥发性有机液体装载过程排放系数，kg/m^3；

Q——排污单位设计物料装载量，m^3/a；

$\eta_{去除}$—去除效率，%，一般控制区取 95%，重点控制区取 97%。

$$L_L = 1.20\times10^{-4}\times\frac{S\times P_T\times M_{vap}}{273.15+T}$$

式中：S—饱和系数，无量纲，一般取值 0.6，船舶装载汽油和原油以外的油品时取值 0.5；

P_T—温度 T 时装载物料的真实蒸气压；

M_{vap}—油气分子量；

T—装载物料温度。

通过上述公式计算可知，原油装载中非甲烷总烃排放量为 0.199t/a。

（3）无组织非甲烷总烃汇总

经核算，本项目井场无组织非甲烷总烃排放量共计 0.566t/a，东河 4 转油站新增无组织非甲烷总烃排放量共计 0.07t/a；综上所述，本项目无组织非甲烷总烃排放量共计 0.636t/a。

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。根据项目设计资料，根据项目预测开发指标，含水按 10%考虑，工程采出水约 12775t/a（35t/d），主要污染物为石油类、SS。采出水随采出液一并拉运至哈六联合站，经哈六联合站采出水处理单元处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

（2）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》（环保部公告 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 3.4-6　与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	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建工程共部署 1 座采油井场，则每年井下作业废水产生量为 100t。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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.4-7。

表 3.4-7　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	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	12775t/a	0	石油类、SS	连续	采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废水	100t/a	0	pH、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	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理

3.4.3.4 噪声污染源及其治理措施

运营期噪声源主要为采油树、空气源热泵、加药撬、密闭装车撬等，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实际情况，产噪声级在 80～90dB(A）之间,采油井场噪声污染源治理措施情况见表 3.4-8。拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB（A）。

表 3.4-8　采油井场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	采油树	1	80	基础减振	10

续表 3.4-8　采油井场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））
2	空气源热泵	1	85	基础减振	10
3	加药撬	1	90	基础减振	10
4	密闭装车撬	1	90	基础减振	10

3.4.3.5 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、清管废渣及清罐底泥。

（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。类比同类型试采井场落地油产生量约 0.2t/a，桶装收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，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，单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.25t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。

（3）清管废渣

根据建设单位提供，集输管线每年清管 1 次，管线每公里管线产生的清管废渣量平均约为 10kg，本项目集输管线清管废渣量约 0.32t。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 251-001-08，集中收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。

（4）清罐底泥

拟建工程油水罐定期清罐作业产生的清罐底泥，类比同类型试采井场，清罐底泥产生量为 0.4t/a，集中收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有

危废处置资质单位接收处置。

表 3.4-9　　拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	落地油	0.2t/a	危险废物（071-001-08）	收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	0.25t/a	危险废物（900-249-08）		
3	清管废渣	0.32t/a	危险废物（071-001-08）		
4	清罐底泥	0.4t/a	危险废物（071-001-08）		

3.4.3.6 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，主要为对临时占地区域进行平整、恢复；严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，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；加强野生动物保护，严禁惊扰、猎杀野生动物；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。退役期管道、设备清洗废水输送至联合站处理，达标后回注地层不外排。

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；施工土方拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土；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，管线两端使用盲板封堵。

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井开采后期，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）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。

本项目油气计量分离过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬点燃排放。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》

（HJ853-2017）中第 9.2.3 火炬排放污染物量公式（21）计算。拟建工程非正常排放情况见表 3.4-10。

$$E_{火炬系统}=\begin{cases}2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i) & （二氧化硫）\\ \sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i) & （氮氧化物、挥发性有机物）\end{cases}$$

式中：S_i —火炬气中的硫含量，kg/m^3，(不含硫)；

Q_i—火炬气流量，m^3/h，(取708m^3/h)；

t_i—火炬系统i的年运行时间，h/a，(取1h)；

α —排放系数，kg/m^3,总烃取0.002，氮氧化物取0.054；

n—火炬个数,1 个。

表 3.4-10　　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）	年发生频次/次	单次持续时间/h	排放量/kg
火炬	超压气体可通过放空火炬点燃排放	非甲烷总烃	1.416	1	1	1.416
		SO_2	0			0
		NO_X	38.232			38.232

3.4.6 清洁生产水平分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

（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，最终进入哈六联合站集中处理，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油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，减少废气无组织排放对环境的污染。

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，对产生的散落原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原油落地。

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）节能及其它清洁生产措施分析

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。井站场的动力、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，制订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）》，分别对井下作业、采油作业等 2 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 3.4-11 及表 3.4-12。

表 3.4-11 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						拟建工程	
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 3.4-11 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						拟建工程	
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	落地原油回收利用率	%	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**	≤50（乙类区）	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；**乙类区：≤150**	≤150（乙类区）	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；**乙类区：≤70**	≤70（乙类区）	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	拟建工程	
					措施	得分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	采取防溢设备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	原油回收	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	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-12 采油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	拟建工程	
						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	稀油：≤65 稠油：≤160	55(稀油)	30

续表 3.4-12 采油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	拟建工程	
						实际值	得分
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	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	
							措施	得分
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	采油	套管气回收装置	10	设置套管气回收装置、防止落地原油产生措施	10
					防止落地原油产生措施	10		10
		采油（气）方式		采油方式经过综合评价确定		10	油井自喷	10
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	采用全密闭集输流程	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 QHSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核并通过验收				20	已开展清洁生产审核并通过验收	20
		制定节能减排工作计划				5	已制定节能减排工作计划	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	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		老污染源限期治理项目完成情况				5	正在开展中	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	污染物排放量低于总量控制指标	5

由表计算得出：拟建工程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；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 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”

拟建工程实施后东河油田“三本账”的情况见表 3.4-13。

表 3.4-13 拟建工程实施后东河油田“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	*	*	*	*	*	*
拟建工程新增排放量	*	*	*	*	*	*
以新带老削减量	*	*	*	*	*	*
拟建工程实施后排放量	*	*	*	*	*	*
拟建工程实施后增减量	*	*	*	*	*	*

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

（1）废气

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（VOC_S）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 VOC_S 排放控制项目。根据计算，项目运营期井站场无组织 VOC_S（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.636t/a。

（2）废水

拟建工程在正常运行期间，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处

理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。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。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：NO_X 0t/a，VOC_S0t/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

拟建工程为石油开采项目，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）》（国家发展和改革委员会令 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”“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，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

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。

拟建工程位于沙雅县境内，不涉及生态保护红线及水源地、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，位于主体功能区中的限制开发区域（农产品主产区）-国家级农产品主产区天山南坡主产区，其发展方向和开发原则包括：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

设井场和集输管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；同时选线过程中尽量避让基本农田，严格控制作业带宽度，减少对生态空间与农业空间的占用；项目位于东河油田内，不属于水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区。综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

3.5.2.2 生态环境保护规划

拟建工程与《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》的符合性分析见表 3.5-1。

表 3.5-1　　与生态环境保护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。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC_S 排放量	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。	报告中已提出自行监测计划及信息公开制度	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。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC_S 排放量	符合

续表 3.5-1　　与生态环境保护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》	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。	拟建工程采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层，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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理，废水均不向外环境排放；严格按照《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
	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

综上所述，拟建工程符合《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》中的相关要求。

3.5.2.3 国土空间规划

拟建工程与《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》《沙雅县国土空间总体规划(2021-2035 年)》的符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-2　　与阿克苏地区、沙雅县国土空间规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》	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	本项目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

续表 3.5-2 与阿克苏地区、沙雅县国土空间规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》	严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	本项目井场距离生态保护红线最近距离 46.5km，未处于城镇开发边界，集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，塔里木油田分公司应按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，按时缴纳土地复垦费用，专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务	符合
《沙雅县国土空间总体规划(2021-2035 年)》	永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或者改变用途。重大能源、交通、水利、通信、军事设施等确实无法避开永久基本农田保护红线，必须严格论证，按程序报批。各乡镇国土空间总体规划应严格落实耕地和永久基本农田保护目标任务，确保划定的耕地和永久基本农田保护红线稳定。	本项目属国家战略性矿产资源开发，项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，集输管线无法避让。集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，塔里木油田分公司应按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，按时缴纳土地复垦费用，专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务	符合
	生态保护红线严格按照“自然保护地核心区和其他区域”进行分类管控。生态保护红线一经划定，未经批准，严禁擅自调整，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，提升生态系统质量和稳定性。	本项目井场距离生态保护红线最近距离 46.5km	符合
	实施“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）生态环境分区管控制度。规划落实沙雅县“三线一单”生态环境分区管控要求，坚决制止违反生态环境准入清单规定进行生产建设活动的行为，不断强化生态环境源头防控	拟建工程符合阿克苏地区生态环境分区管控要求	符合

综上所述，拟建工程符合《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》《沙雅县国土空间总体规划（2021 年-2035 年）》的相关要求。

3.5.2.4 塔里木油田“十四五”发展规划

拟建工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及其规划环评审查意见的符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 与塔里木油田“十四五”发展规划及其规划环评审查意见符合性分析一览表

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。	拟建工程为石油开采项目，可保证东河油田持续稳产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。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、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 （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。	拟建工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭工艺，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理；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；固废主要为落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥，收集后委托有资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施。	符合

综上所述，拟建工程符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及其规划环评

审查意见的相关要求。

3.5.2.5 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

拟建工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析见表 3.5-4。

表 3.5-4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》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）	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。	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理，落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥，收集后委托有资质单位接收处置；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；油气采取密闭工艺，罐车运至哈六联合站集中处理；落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	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、集输管线地下敷设。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	--
	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。	拟建工程不涉及钻井作业；运营期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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理	符合

综上所述，拟建工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

3.5.2.6 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

拟建工程与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的

符合性分析见表 3.5-5。

表 3.5-5　与新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条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）》	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，项目为现有东河油田改扩建项目	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	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、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
		2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物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。	拟建工程废气主要为井场无组织废气，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用密闭工艺，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）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
		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。	拟建工程不涉及钻井工程。运营期采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。	符合

续表 3.5-5　　与新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条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	5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	拟建工程采出水随采出液一并拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。	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%。	拟建工程营运期产生的落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥均属于危险废物，收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置，企业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，固体废物无害化处置率应达到100%。	符合
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	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
		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）、《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。	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的相关要求。

3.5.2.7 永久基本农田相关政策符合性分析

表 3.5-6　　永久基本农田相关政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《基本农田保护条例》（国务院令〔2011〕588 号）	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少。	本项目属国家战略性矿产资源开发，项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，集输管线无法避让。集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	符合
	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准	拟建工程属国家能源重点建设项目，项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，本项目红旗 6 井场不占用永久基本农田，集输管线无法避让。集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	符合
	经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良	集输管线严格按照《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）等相关法律法规办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	符合
《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）	一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实施可行	符合

续表 3.5-6　　永久基本农田相关政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏	拟建工程属国家能源重点建设项目，项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，本项目红旗 6 井场不占用永久基本农田，集输管线无法避让。集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	符合
	矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	本项目红旗 6 井场不占用永久基本农田，不涉及办理农用地转用和土地征收审批手续	符合
	全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。	拟建工程属国家战略性矿产资源油气开发，集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	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”，尽可能控制管线施工作业带宽度，减少占用永久基本农田	符合
	临时用地的范围包括：矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。	本项目集输管线临时占用永久基本农田，属于规定的配套管线使用的土地。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定	

3.5.2.8 其他政策、规范符合性分析

拟建工程与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”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）《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）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）《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）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）的符合性分析见表 3.5-7。

表 3.5-7　　与其他规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	拟建工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	拟建工程属于塔里木油田分公司东河油田油气开采项目	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石油开采项目，促进油气增储上产	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

续表 3.5-7　　与其他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
《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）	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
	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。	拟建工程天然气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。	东河采油气管理区制定有《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案》备案文件并进行了备案，后续应根据本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
《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》；目前《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕214 号）	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复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东河油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
	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。	拟建工程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

续表 3.5-7　　与其他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
《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。	本项目不涉及流动沙地、固定沙地、半固定沙、戈壁等沙化土地	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

综上所述，拟建工程符合上述文件的相关要求。

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（动态更新）的通知》。本项目与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表 2.7-8 至表 2.7-14，本项目与“生态保护红线”位置关系示意见附图 7，本项目与环境管控单元位置关系见附图 4。

表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 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

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【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。	拟建工程不涉及自然湿地	—
			【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
			【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

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【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）。	拟建工程不属于危险化学品化工项目;不占用生态保护红线；集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦,确保恢复为占用前耕地质量水平,确保基本农田的数量不减少	符合
			【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。	拟建工程不属于用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，不属于重有色金属冶炼、电镀、制革企业	符合
			【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	--
		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。	集输管线严格按照《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦,确保恢复为占用前耕地质量水平,确保基本农田的数量不减少	符合

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.2 限制开发建设的活动	【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。	拟建工程不涉及相关内容	--
		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”规划及规划环评	符合
			【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	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	符合

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	拟建工程符合“三线一单”《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）、规划环评和行业环境准入管控要求	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集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，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。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【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。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，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	符合

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	拟建工程施工期中采取节水措施，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。	拟建工程施工期中采取节水措施，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 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	拟建工程采出水、井下作业废水，依托哈六联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，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
			【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，开展土壤污染风险控与修复工程。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控，提出相应土壤污染防治措施	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 环境风险防控	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。“乌一昌一石”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 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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	--
	资源利用效率	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。	拟建工程施工期中采取节水措施，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。	--
			【A4.1-3】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，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

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	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。	--
			【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
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	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。	运营期产生的落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	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。	--

续表 3.5-8 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	A4.5 资源综合利用	【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 3.5-9 本项目与《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		本项目	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。	本项目为石油开采项目，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。	本项目为石油开采项目，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。	本项目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。	本项目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。	本项目不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目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

续表 3.5-9　本项目与《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		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
		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。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	符合
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（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。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
		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。	本项目不属于化工项目	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。	拟建工程不属于危险化学品化工项目；不占用生态保护红线；集输管线严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	符合
		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。	本项目不涉及	-
		1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目集输干线输送介质天然气，不含油，运营期无土壤污染源及污染途径，不会对土壤环境造成污染影响。	符合

续表 3.5-9 本项目与《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		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	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。	本项目距离生态保护红线最近为 46.5km，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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
		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。	本项目不涉及占用湿地	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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
		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。	本项目不涉及	-

续表 3.5-9　本项目与《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	2.1 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。	本项目符合生态环境分区管控、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。	本项目实施后采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目提出了相关降碳措施	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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-

续表 3.5-9 本项目与《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	2.9 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。	拟建工程施工期中采取节水措施，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
		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。	本项目不涉及	-
		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
		2.12 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。	本项目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
		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。	本项目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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-

续表 3.5-9 本项目与《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	2.16 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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及	-
		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)《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 3.5-9 本项目与《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。	本项目不涉及	-
		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。	本项目不涉及相关内容	--
		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。	本项目不涉及相关内容	--
		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。	本项目不涉及相关内容	--
		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。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目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。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合

续表 3.5-9 本项目与《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。	本项目不涉及受污染耕地	—
		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。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司现有应急预案中，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。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司现有应急预案中，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
	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，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
		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，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
		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）》。	本项目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
		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。	本项目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。	本项目不涉及	-

表 3.5-10 本项目与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292430001 沙雅县一般管控单元	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。	集输管线严格按照《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，办理临时用地手续，按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，确保基本农田的数量不减少	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	--
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目集输干线输送介质天然气，不含油，运营期无土壤污染源及污染途径，不会对土壤环境造成污染影响。	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	--
		5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	-
		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	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	符合
	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	本项目不涉及	--
		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	本项目不涉及	--
		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	本项目不涉及	--
		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	本项目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	本项目不涉及涉重金属行业，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合

续表 3.5-10 本项目与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292430001沙雅县一般管控单元	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	本项目不涉及	--
ZH65292430001沙雅县一般管控单元	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	本项目不涉及	--
		2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本项目不涉及	--
		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	本项目不涉及	--
	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	本项目不涉及	--
		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	本项目不涉及	--
		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	本项目不涉及	--

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、所在管控单元沙雅县一般管控单元要求。

3.6 选址选线合理性分析

3.6.1 选址可行性

（1）文件相符性

根据《自然资源部办公厅关于石油天然气用地政策的复函》（自然资办函〔2018〕1668 号）中第一条规定，“石油、天然气、煤层气、页岩气、致密油、页岩油、致密气等油气资源开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先由用地所在县级以上人民政府自然资源主管部门按照有关法律法规的规定以临时用地批准

使用，办理有关手续。勘探结束转入生产的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业进行土地复垦后按期归还。每年末，油气企业汇总本年度用地有关情况后，依照有关规定向用地所在县级人民政府自然资源主管部门提出用地申请，办理建设用地审批手续。”

根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)要求，“油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还”。

拟建工程属国家战略性矿产资源开发，项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布。受地下油藏分布及现有井场位置影响，本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

（2）选址的环境敏感性

本项目满足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)及《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)中油井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m 的要求。

（3）环境影响的可接受性

根据工程分析章节，本项目建成后井场场界非甲烷总烃浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）标准限值；井场场界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，不改变当地声环境质量现状；废水全部回注，不外排；固体废物全部妥善处置。项目建设对周边环境影响可接受。

（4）基本农田环境保护方案

本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续。同时建设单位应按

照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，复垦过程中从组织保障、费用保障、监管保障、技术保障等方面严格落实各项土地复垦措施，完善土地复垦资金管理办法，确保复垦资金足额到位、安全有效。塔里木油田分公司应按时缴纳土地复垦费用，专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。

剥离表土的厚度应依据待剥离表土土壤性质情况、土源需求量来确定,不低于30cm；根据剥离表土土质情况和堆放时间,科学安排土壤管护与熟化措施。有植被移植价值和条件的，应在表土剥离前进行乔木，灌木和草本植物移植，以提高土地复垦和生态修复的费用和效果。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施,保持分层土壤理化性质的稳定,并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域,可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏,开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填,采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变,回填时可同步实施土壤改良措施。确保恢复占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。综上分析，本项目选址可行。

3.6.2 井场布置合理性分析

（1）井场的平面布置按照现行的规范和标准的要求布设，使用的工艺设备管道相对集中，在满足工艺安装和检修需要的同时，布置较为紧凑，最大限度的减少对土地的占用。

（2）本项目井口在井场内尽量远离周边居民区等敏感点，降低无组织废气对周边居民的影响；井口与高压线及其他永久性设施、民宅、铁路公路、学校、医院和大型油库等距离满足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)及《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关要求。

综上，井场布置合理，满足相关要求。

3.6.3 管线选线可行性分析

(1)项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布。受地下油藏分布及现有井场位置影响，本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理集输管线临时用地手续，塔里木油田分公司应按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，复垦过程中从组织保障、费用保障、监管保障、技术保障等方面严格落实各项土

地复垦措施，完善土地复垦资金管理办法，确保复垦资金足额到位、安全有效。塔里木油田分公司应按时缴纳土地复垦费用，专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。

(2)本项目管线敷设区域无城市规划区、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，管线走向同时避让居民集中区域。

(3)管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

(4)本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线尽量避让基本农田区，减少对永久基本农田的占用；同时严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，缴纳土地复垦费用。从环境保护角度看，管道选线可行。

3.6.4 集输管线方案比选

拟建工程集输管线与永久基本农田位置关系如图 2.7-1 所示。

表 3.6-1　　方案 1 和方案 2 对比

项目	方案1	方案2	备注
线路总长	管线总长度6.14km	管线总长度5.85km	方案1较方案2总长度增加0.29km，总体成本有一定增加
施工便道设置	管线沿现有田间道路敷设，依托永久基本农田周边现有道路	农田中间地段需设置2.7km施工便道，其他地段管线沿现有田间道路敷设，不设置施工便道	方案2较方案1增加施工便道2.7km
穿越工程情况	穿越乡村道路1处、砂石路11处	越乡村道路1处、砂石路7处、沟渠6处	方案1较方案2减少穿越沟渠6处
永久基本农田占用情况	管线临时占用永久基本农田长度5.74km，占地面积约4.6hm^2	管线临时占用永久基本农田长度5.14km，施工便道临时占用永久基本农田长度2.1km，占地面积约5.16hm^2	方案1较方案2减少占用永久基本农田0.56hm^2

续表 3.6-1　　方案 1 和方案 2 对比

项目	方案1	方案2	备注
穿越方式	穿越乡村道路采用顶管套管方式，穿越砂石路采用开挖套管方式	穿越乡村道路采用顶管套管方式，穿越砂石路、沟渠采用开挖套管方式	—
村庄分布情况	距离栏杆村最近约 20m	距离栏杆村最近约 20m	—

经上述对比方案 1 与方案 2 的特点：方案 1 较方案 2 管线长度增加 0.29km，穿越乡村道路采用顶管方式，穿越砂石路采用大开挖方式；但方案 1 管线沿现有田间道路敷设，依托永久基本农田周边现有道路，不设置施工便道，较方案 2 减少设置施工便道 2.7km；方案 1 较方案 2 减少占用永久基本农田 0.56hm^2。从整体而言，在采取相应的措施后，严格控制施工作业带，方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小，故本工程采取方案 1 作为集输管线的最终走向。

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

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 81° 45′ ～84° 47′，北纬 39° 31′ ～41° 25′ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，红旗 6 井场南距栏杆村 150m。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 948～977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干支渠道的两侧。县辖面积 880km^2，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰～4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20～60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km^2，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km^2，其次还有 166.67km^2 的野生甘草、200km^2 的罗布麻及其他如野生麻黄、

假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km^2，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10～50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝柽柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程所在区域位于渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原。

4.1.3 工程地质

红旗断裂构造带由两组大断裂、派生小断裂及其受断层牵引的断背斜、断鼻组成。无论大或小断裂都为正断层。东西一组大断裂由两条北倾正断层组成，长 7～8km，断距 60～100m；西为一组大断裂由两条南倾正断层组成，长 9～10km，断距 60～80m。众多小断裂多为南倾，少数北倾。断背斜、断鼻多与南倾小断裂有关，构成反向构造。

红旗断裂构造带钻遇的地层自上而下为第四系、上第三系库车组、康村组、吉迪克组、下第三系、白垩系、侏罗系和奥陶系，吉迪克组中上部主要为泥岩、膏泥岩，夹薄层粉砂岩，底部为一套 20 米左右的粉细砂岩，该砂层分布较为稳定，在红旗断裂构造带自东向西减薄。下第三系上部主要为暗棕色膏质泥岩，同色泥岩，夹泥质粉砂岩，灰色粉砂岩及灰白色石膏层，是很好的盖层。下部为浅灰色中细砂岩，成分以石英为主。该砂层是红旗断裂构造带的主要产层，分布较稳定，厚度 26.5～47m，在整个带呈现东厚西薄的特点。

4.1.4 水文及水文地质

（1）地表水系

东河油田所在区域主要河流有渭干河、英达里亚河。

渭干河的水系发源于阿克苏地区天山中段南麓，河长 294km。渭干河的主要水

源来自木扎尔特河，它发源于天山中段哈尔克它乌山的汗腾格里东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后汇集卡普斯浪河，台尔维其克河、卡尔苏河、克孜河后称渭干河，渭干河的多年平均流量为 69.5m^3/s，多年平均径流量为 21.9 亿 m^3，实测最大洪水流量 1840m^3/s，最小流量 14.43m^3/s，河道径流中冰川积雪融水占 30%，降水占 16%，地下水补给占 54%，由于春季的雨、雪融化和夏季高山的冰雪融化等因素的影响造成渭干河内季节性来水量不均，一般 3～5 月份为枯水期，仅占全水量 14.8%，6～8 月份为洪水期占全年流量的 48%，洪水的形成融雪与暴雨混合型，因此，来势凶猛，一般历时 2～4 天，渭干河多年平均输沙量 794 万 t，实测最大输沙量 2162.7 万 t/a，多年平均含沙量 4.39kg/m^3，洪水期最大含沙量 132kg/m^3。

英达里亚河属于渭干河的分支，渭干河在出山口之前建有一拦河水库-克孜尔水库，河流出山口后建有拦河渠首，在渠首以下河流分为两支，东支为英达里亚河，西支为渭干河，英达里亚河属于常年流水河，由于上游修建了水库、人工分水闸及人工水渠，使该河成为间歇性河流，流水时段及流量受人工控制。该河原是很浅很窄的普通退水沟，经过近 50 年的冲刷切割，现已形成一条大河，是渭干河的主要退洪渠道，安全泄洪流量达 1000m^3/s 以上。该河深度一般在 5m 以下，实测最深处达 7.9m，最宽处 300～400m，并且还在不断冲宽刷深。该河河底低于地下水位，它既是一条退洪河道，又是一条地下水的天然排洪通道，多年平均径流量为 15182×10^4m^3。

本工程距渭干河最近 15km，距英达里亚河 11km。

（2）水文地质

东河区块区域自中生代以来该地区相对于北部天山地槽褶皱带一直处于相对下降状态，第四纪以来沉积了巨厚的砂砾卵石层。渭干河-库车河洪冲积扇位于倾斜平原的西部，东西宽约 160km，南北长约 80km，面积约 7850km^2。

山前洪冲积平原堆积的第四系地层，地面至以下 40～60m 为全新统洪冲积物，更下属更新统洪冲积物。倾斜平原北部含水层岩性为圆砾、卵石，层次单一，赋存孔隙潜水；中部含水层为粉砂、细砂及中砂，粗砂及砾砂则少见，且多为薄层，砂层与粘性土层呈互层状产出。粘性土以粉土及粉质粘土为主，粘土不发育，粘性土层在空间上不能形成统一、稳定层位。倾斜平原南部与塔里木河冲积平原交

界部位岩性则多以粘性土为主。上述含水层空间分布的特点使倾斜平原中部形成了上部潜水下部承压水且没有稳定隔水层的综合含水层组。由于地层本身的压力和地面向南的缓倾，造成含水层埋藏越深压力水头越高，在许多地段凿井深度 50～70m 即可获得自流水。

根据地下水水力性质、埋藏及赋存条件，本区地下水分为以下两种类型：碎屑岩类孔隙裂隙水及松散岩类孔隙水。其中松散岩类孔隙水可细分为砾质平原孔隙水、细土平原孔隙水。碎屑岩类孔隙裂隙水基本沿 314 国道以北，呈条状分布，松散岩类孔隙水覆盖了本次调查大部分区域，从库车一直延伸至沙雅县。

4.1.5 气候气象

项目所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。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	年平均气温	12℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	956.5hPa	-	-	-

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 2025 年 7 月 20 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 范围。

（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《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查询资料，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

根据《新疆维吾尔自治区生态功能区划》（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 10。

表 4.2-1　　工程区生态功能区划

项　目		主　要　内　容
生态功能分区单元	生态区	Ⅳ 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅳ1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	55.渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害

续表 4.2-1　　工程区生态功能区划

项　目	主　要　内　容
主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由表 4.2-1 可知，项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，主要保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”，主要发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”。

拟建工程属于石油开采项目，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，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域地表形态、动植物产生明显影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位。

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农田生态系统、城镇生态系统，农田生态系统Ⅱ级分类为耕地，城镇生态系统Ⅱ级分类为居住地。

4.2.3.2 生态系统特征

（1）农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中低产土壤；受干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植棉花等作物，亩产量约 500kg。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

（2）城镇生态系统

城镇生态系统主要集中在井场周边，包括居民区、道路等。

其主要特点是：

①以人为主体，人在其中不仅是主要的消费者，而是整个系统的营造者；

②几乎全是人工生态系统，其能量和物质运转均在人的控制下进行，居民所处的生物和非生物环境都已经过人工改造，是人类自我驯化的系统；

③是不完全的开放性的生态系统，系统内无法完成物质循环和能量转换。许多输入物质经加工、利用后又从本系统中输出（包括产品、废弃物、资金、技术、信息等）。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

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，将成果绘制成土地利用现状图。生态现状调查范围土地利用类型主要为农村宅基地、水浇地、果园、其他草地等，生态现状调查范围土地利用现状见附图 8。

4.2.5 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区系划分，油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏－库尔勒州。该区域以耐盐碱的盐柴类植被为主，主要为多枝柽柳、芦苇、花花柴等，盖度为 10%～15%。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-2。植被类型见附图 7。

表 4.2-2　　区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
蓼科	盐穗木	*Halostachys caspica*	无
藜科	盐节木	*Halocnemum shrobilaceum*	无
	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*	无
	假木贼	*Anabasis aphylla*	无
豆科	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*	无
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*	无
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*	无
菊科	花花柴	*Karelinia caspica*	无
禾本科	芦苇	*Phragmites australis*	无

根据《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)、《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)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），区域内不涉及重点保护野生植物。

拟建工程评价范围内农田区域植被以农业植被为主，农作物种类以棉花为主，园地主要为核桃树，地面植被丰富，植被覆盖度约为 70%～90%。

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

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-3。

表 4.2-3　　区域主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
两栖类			
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	*Agamastoliczkana Blanford*	
3	密点麻蜥	*Eremiasmultionllata Günther*	
4	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii Strauch*	
鸟类			
5	鸬鹚	*Phalacrocorax carbo*	
6	赤麻鸭	*Tadorna ferruginea Pallas*	
7	绿头鸭	*Anas platyrhynchos Linnaeus*	
8	鸢	*Milvus korschum*	
9	环颈雉	*Phasianus colchicus Linnaeus*	
10	银鸥	*Larus argentatus*	
11	红嘴鸥	*Larus ridibundus Linnaeus*	
12	原鸽	*Columba livia Gmelin*	
13	欧斑鸠	*Streptopelia turtur Linnaeus*	
14	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto Frivaldszky*	
15	沙百灵	*Calandrella rugescens*	

续表 4.2-3　　区域主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
鸟类			
16	凤头百灵	*Galerida cristata Linnaeus*	
17	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris Linnaeus*	
18	喜鹊	*Pica pica Linnaeus*	
19	小嘴乌鸦	*Corvua corone Linnaeus*	
20	漠即鸟	*Oenanthe deserti Temminck*	
21	沙白喉莺	*Rhodopechysobsoleta Lichenstein*	
22	漠雀	*Rhodopechys Cabaris, Mus.Heis.*	
哺乳类			
23	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家Ⅱ级
24	子午沙鼠	*Euchoreutesnaso Pallas*	
25	大耳猬	*Hemiechinusauritus Gmelin*	

4.2.6.2 野生动物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号）、《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），该区域分布有国家二级重点保护动物塔里木兔。

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	塔里木兔(*Lepus yarkandensis*)	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

现场勘查时未见塔里木兔等保护动物。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 生态保护红线

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

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。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，肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 46.5km，管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。拟建工程与生态保护红线区位置关系示意图见附图 4。

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《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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失的成因

①自然因素

Ⅰ土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。根据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于 20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。

Ⅱ植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒

漠光板地在 20cm 高度的粗糙度为 0.0914cm，柽柳灌丛为 9.6819cm，生长较好的胡杨林为 22.407cm，比光板地高 234.2 倍。在高 2m 高处荒漠光斑地上 8 天平均风速为 2.84m/s，在柽柳灌丛林地为 1.24m/s，降低 56.7%；在胡杨疏林地为 1.63m/s，降低了 42.9%；在胡杨密林地 0.09m/s，降低了 86.8%，几乎成为静风区。

Ⅲ大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速 25m/s。此外，受风力作用，沙暴日数 53d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

②人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。例如牧民的樵采和放牧对当地植被的破坏，尤其是油气田大面积的滚动开发，油气田勘探队生态环境的影响也是不容忽视的。

（3）水土流失的发展趋势

工程建成后，由于管道沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，管道沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建成，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

（4）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、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（5）水土流失预防措施

项目所在区域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。

（6）水土流失治理措施

项目所在区域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

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域水土流失治理措施为：重点推进油气资源开发水土流失综合治理工作，主要对矿区周边进行生态修复。

4.2.8 永久基本农田调查

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

区域永久基本农田为沙雅县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，主要种植棉花。受地下油藏分布及现有井场位置影响，项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》

(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

4.2.9 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆具有明显沙化趋势的土地面积为 437.96 万公顷，占监测区总面积的 2.79%，其中喀什地区、阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州具有明显沙化趋势的土地分布面积较大，其中阿克苏地区有明显沙化趋势的土地的面积为 83.75 万公顷，占具有明显沙化趋势土地面积的 19.12%。经调查，拟建工程井场及站场建设涉及沙化土地。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2024 年水土流失动态监测年报》，2024 年阿克苏地区轻度侵蚀面积 29793.84km^2，占水土流失总面积的 46.63%；中度侵蚀面积 32475.95km^2，占水土流失总面积的 50.83%；强烈及以上侵蚀面积 1619.19km^2，占水土流失总面积的 2.53%。

（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。本次评价针对东河油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壤盐渍化。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

本工程采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级、集输管线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 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点，监测点与拟建工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映拟建工程所在区域地下水环境质量现状。

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 7。

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	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		井深（m）	水位埋深（m）
					检测分析因子	监测因子		
1	红旗-Q1	*	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、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类共 30 项	*	*
2	红旗-Q2	*					*	*
3	红旗-Q3	*					*	*
4	红旗-Q4	*					*	*
5	红旗-Q7	*					*	*
6	红旗-Q6	*	承压水	III类			*	*
7	红旗-Q5	*					*	*

4.3.1.2 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 7 月 17 日，监测 1 天，采样 1 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，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

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（pH 除外）

序号	监测因子	检　测　方　法	最低检出浓度
1	色	《水质 色度的测定 稀释倍数法》（HJ 1182-2021）	5 度
2	嗅和味	《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 感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	--
4	pH	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	--
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	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
8	氯化物		0.007 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（pH 除外）

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
9	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
10	锰		0.01 mg/L
11	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-87）	0.05 mg/L
12	锌		0.05 mg/L
13	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
14	挥发性酚类	《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
15	耗氧量	《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）4.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
16	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
17	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
18	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	--
19	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	--
20	亚硝酸盐	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
21	硝酸盐	《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
22	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
23	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
24	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
25	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
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	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
28	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
29	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
30	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
31	K^+	《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
32	Na^+		0.02 mg/L
33	Ca^{2+}		0.03 mg/L
34	Mg^{2+}		0.02 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（pH 除外）

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
35	CO_3^{2-}	《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
36	HCO_3^-		1 mg/L
37	Cl^-	《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
38	SO_4^{2-}		0.007 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

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：

$P_{pH}=（7.0-pH_i）/（7.0-pH_{sd}）$ （$pH_i \leqslant 7.0$）

$P_{pH}=（pH_i-7.0）/（pH_{su}-7.0）$ （$pH_i > 7.0$）

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH_i--i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

4.3.2.2 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。

4.3.2.3 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

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水	
			红旗-Q1	红旗-Q2	红旗-Q3	红旗-Q4	红旗-Q7	红旗-Q5	红旗-Q6
色	≤15	监测值（铂钴色度单位）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
嗅和味	无	监测值	无	无	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
肉眼可见物	无	监测值	无	无	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
pH	6.5～8.5	监测值	7.4	7.4	7.3	7.4	7.4	7.3	7.5
		标准指数	0.27	0.27	0.20	0.27	0.27	0.20	0.33
总硬度	≤450	监测值（mg/L）	1920	1810	2000	1950	1500	1100	1080
		标准指数	4.27	4.02	4.44	4.33	3.33	2.44	2.40
溶解性总固体	≤1000	监测值（mg/L）	5250	4860	5620	5430	5240	2500	2600
		标准指数	5.25	4.86	5.62	5.43	5.24	2.50	2.60
硫酸盐	≤250	监测值（mg/L）	1580	1500	1510	1460	1790	653	649
		标准指数	6.32	6.00	6.04	5.84	7.16	2.61	2.60
氯化物	≤250	监测值（mg/L）	1930	1910	2370	2350	1710	1070	1080
		标准指数	7.72	7.64	9.48	9.40	6.84	4.28	4.32
铁	≤0.3	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
锰	≤0.10	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
铜	≤1.00	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
锌	≤1.00	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
铝	≤0.20	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
挥发性酚类	≤0.002	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	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

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水	
			红旗-Q1	红旗-Q2	红旗-Q3	红旗-Q4	红旗-Q7	红旗-Q5	红旗-Q6
耗氧量	≤3.0	监测值（mg/L）	0.52	0.6	0.78	0.5	0.48	0.6	0.4
		标准指数	0.17	0.20	0.26	0.17	0.16	0.20	0.13
氨氮	≤0.50	监测值（mg/L）	0.018	0.042	0.023	0.02	0.062	0.056	0.031
		标准指数	0.04	0.08	0.05	0.04	0.12	0.11	0.06
硫化物	≤0.02	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
总大肠菌群	≤3.0	监测值（CFU/100mL）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
菌落总数	≤100	监测值（CFU/mL）	28	31	24	36	25	28	32
		标准指数	0.28	0.31	0.24	0.36	0.25	0.28	0.32
亚硝酸盐	≤1.00	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
硝酸盐	≤20.0	监测值（mg/L）	0.92	0.1	0.3	0.43	0.22	0.25	0.18
		标准指数	0.046	0.005	0.015	0.022	0.011	0.013	0.009
氰化物	≤0.05	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值（mg/L）	0.36	0.37	0.29	0.28	2.14	0.31	1.17
		标准指数	0.36	0.37	0.29	0.28	2.14	0.31	1.17
碘化物	≤0.08	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
汞	≤0.001	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
砷	≤0.01	监测值（mg/L）	0.004	0.0035	0.0034	0.002	0.0003	0.0022	0.0012
		标准指数	0.4	0.35	0.34	0.2	0.03	0.22	0.12

续表 4.3-3　　地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水	
			红旗-Q1	红旗-Q2	红旗-Q3	红旗-Q4	红旗-Q7	红旗-Q5	红旗-Q6
镉	≤0.005	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
铬(六价)	≤0.05	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
铅	≤0.01	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值（mg/L）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--

由表 4.3-3 分析可知，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；各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。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（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　地下水检测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

项目		红旗-Q1	红旗-Q2	红旗-Q3	红旗-Q4	红旗-Q7	红旗-Q6	红旗-Q5
监测值（mg/L）	K^+	28.2	22.2	22.4	23	16.8	19.6	23
	Na^+	1030	787	876	884	1110	366	367
	Ca^{2+}	292	231	336	347	192	195	193
	Mg^{2+}	286	285	292	261	250	152	137
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	130	160	120	110	190	180	220
	Cl^-	1580	1500	1510	1460	1790	653	649
	SO_4^{2-}	1930	1910	2370	2350	1710	1070	1080
毫克当量百分比（%）	K^++Na^+	54.49	49.92	48.71	50.21	61.68	42.79	44.60
	Ca^{2+}	17.29	16.39	20.95	22.09	12.09	24.88	25.38

续表 4.3-4　地下水检测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

项目		红旗-Q1	红旗-Q2	红旗-Q3	红旗-Q4	红旗-Q7	红旗-Q6	红旗-Q5
毫克当量百分比（%）	Mg^{2+}	28.22	33.70	30.34	27.69	26.23	32.33	30.03
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	2.45	3.10	2.10	1.96	3.49	6.76	8.13
	Cl^-	51.25	49.90	45.31	44.76	56.55	42.15	41.19
	SO_4^{2-}	46.30	47.00	52.60	53.28	39.96	51.08	50.69

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以以 Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+、Mg^{2+}为主，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na·Mg 型为主。

（3）地下水质量现状监测结果统计分析

本次监测 5 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

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
色（铂钴色度单位）	未检出	未检出	--	--	0	0
嗅和味	无	无	--	--	--	0
肉眼可见物	无	无	--	--	--	0
pH	7.4	7.3	7.38	0.04	100	0
总硬度（mg/L）	2000	1500	1836.00	179.18	100	100
溶解性总固体（mg/L）	5620	4860	5280.00	251.79	100	100
硫酸盐（mg/L）	1790	1460	1568.00	117.54	100	100
氯化物（mg/L）	2370	1710	2054.00	261.50	100	100
铁（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
锰（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
铜（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
锌（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
铝（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
挥发性酚类（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
耗氧量（mg/L）	0.78	0.48	0.58	0.11	100	0
氨氮（mg/L）	0.062	0.018	0.03	0.02	100	0
硫化物（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0

续表 4.3-5　　潜水监测井监测统计分析结果一览表

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
总大肠菌群（CFU/100mL）	未检出	未检出	--	--	0	0
菌落总数（CFU/mL）	36	24	28.80	4.35	100	0
亚硝酸盐（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
硝酸盐（mg/L）	0.92	0.1	0.39	0.28	100	0
氰化物（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
氟化物（mg/L）	2.14	0.28	0.69	0.73	100	20
碘化物（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
汞（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
砷（mg/L）	0.004	0.0003	0.00	0.00	100	0
镉（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
铬（六价）（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0
铅（mg/L）	--	--	--	--	60	0
石油类（mg/L）	未检出	未检出	--	--	0	0

（4）包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6　　包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	东河 4 转油站事故罐北侧	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出
			1.0m	＞500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。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》（HJ349-2023),拟建工程属于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。拟建工程集输管线不涉及水环境保护

目标，不涉及涉水施工，故不再进行地表水环境现状调查与评价。

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）、《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），生态影响型调查范围：红旗 6 井场、东河 4 转油站边界外扩 5km 范围；污染影响型调查范围：红旗 6 井场、东河 4 转油站边界外扩 1km 范围。

（2）敏感目标

井场、站场外延 1km 范围内耕地、园地、栏杆村设置土壤环境（污染影响型）保护目标，将井场、站场外延 5km 范围土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标。

（3）土地利用现状

根据现场调查结果，井场占地现状为耕地。

（4）土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为耕地。

（5）土壤类型

根据《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潮土、草甸土、草甸盐土。工程区土壤类型分布见附图 9。

4.5.2 土壤理化性质调查

为了解区域土壤理化特征，在调查评价范围内选取了 1 个点位进行了土壤理化性质调查。土壤理化性质见表 4.5-1。土体结构剖面调查表见 4.5-2。

表 4.5-1　　土壤理化性质调查结果一览表

点号		红旗 6 井井口处	时间	2025.7.17
层次		表层	中层	深层
现场记录	颜色	深灰	浅棕	暗棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	根系	根系	无

续表 4.5-1　　土壤理化性质调查结果一览表

点号		红旗6井井口处	时间	2025.7.17
层次		表层	中层	深层
实验室测定	pH 值	7.81	8.05	7.92
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	1.33	1.30	1.32
	氧化还原电位 mV	346	343	341
	饱和导水率 mm/h	4.98	4.85	4.73
	土壤容重 g/cm^3	1.42	1.42	1.43
	孔隙度%	42	42	42

表 4.5-2　　区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
红旗6井周边		壤土：0～0.5m，深灰，松散～稍密，主要由壤土组成
		壤土：0.5～1.5m，浅棕色，稍密，主要由壤土组成
		壤土：1.5～3.0m，暗棕色，稍密，主要由壤土组成

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），工程所在区域属于土壤盐化地区，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《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本评价在占地范围内设置 5 个柱状样点、5 个表层样点，占地范围外设置 6 个表层样

点。土壤监测布点符合 HJ964-2018 中布点要求。

（2）监测因子

各监测点主要监测因子见表 4.5-3。

表 4.5-3　　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	Z1	红旗 6 井场井口处	柱状样	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})、全盐量共计 48 项因子
	Z2	红旗 6 井场油水罐		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	Z3	红旗 6 井场加药撬		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	Z4	红旗 6 井场装车区		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	Z5	东河 4 转油站事故罐北侧		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	B1	红旗 6 井场收发球区	表层样	pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	B2	红旗 6 井场加热区		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	B3	红旗 6 井场分离器		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	B4	东河 4 转油站分离区		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	B5	东河 4 转油站阀组区		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
占地范围外	W1	红旗 6 井场南侧村庄	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})、全盐量共计 48 项因子
	W2	红旗 6 井场东侧农田		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）
	W3	红旗 6 井场西侧农田		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	W4	红旗 6 井场北侧农田		pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})

续表 4.5-3　　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
占地范围外	W5	东河4转油站东北1000m(农田)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	W6	东河4转油站西侧100m(农田)		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})

（3）监测时间及频率

监测时间为 2025 年 7 月 17 日，采样一次。

（4）采样要求

表层样点应在 0～0.2m 取样，柱状样点应在 0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m 分别取样，各层土壤单独分析。

（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/T166-2004）、《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）、《场地环境监测技术导则》（HJ25.2-2014）要求进行。分析方法按照《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）及 HJ649、GB/T17138、GB/T17141、GB/T17139、HJ491、GB/T22105.2、HJ780、HJ680、《土壤理化分析》等最新版本标准执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出限。

检测分析方法及检出限见表 4.5-4。

表 4.5-4　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/最低检出浓度
1	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
2	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
3	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
4	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
5	铅	《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）	0.1 mg/kg
6	汞	《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）	0.002 mg/kg

续表 4.5-4　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/最低检出浓度
7	镍	《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）	3 mg/kg
8	铬		4 mg/kg
9	锌		1 mg/kg
10	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
11	氯仿		1.1×10^{-3}mg/kg
12	氯甲烷		1.0×10^{-3}mg/kg
13	1,1-二氯乙烷		1.2×10^{-3}mg/kg
14	1,2-二氯乙烷		1.3×10^{-3}mg/kg
15	1,1-二氯乙烯		1.0×10^{-3}mg/kg
16	顺-1,2-二氯乙烯		1.3×10^{-3}mg/kg
17	反-1,2-二氯乙烯		1.4×10^{-3}mg/kg
18	二氯甲烷		1.5×10^{-3}mg/kg
19	1,2-二氯丙烷		1.1×10^{-3}mg/kg
20	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3}mg/kg
21	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3}mg/kg
22	四氯乙烯		1.4×10^{-3}mg/kg
23	1,1,1-三氯乙烷		1.3×10^{-3}mg/kg
24	1,1,2-三氯乙烷		1.2×10^{-3}mg/kg
25	三氯乙烯		1.2×10^{-3}mg/kg
26	1,2,3-三氯丙烷		1.2×10^{-3}mg/kg
27	氯乙烯		1.0×10^{-3}mg/kg
28	苯		1.9×10^{-3}mg/kg
29	氯苯		1.2×10^{-3}mg/kg
30	1,2-二氯苯		1.5×10^{-3}mg/kg
31	1,4-二氯苯		1.5×10^{-3}mg/kg
32	乙苯		1.2×10^{-3}mg/kg
33	苯乙烯		1.1×10^{-3}mg/kg
34	甲苯		1.3×10^{-3}mg/kg
35	间二甲苯+对二甲苯		1.2×10^{-3}mg/kg
36	邻二甲苯		1.2×10^{-3}mg/kg

续表 4.5-4　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/最低检出浓度
37	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
38	苯胺		0.09 mg/kg
39	2-氯酚		0.06 mg/kg
40	苯并〔a〕蒽		0.1 mg/kg
41	苯并〔a〕芘		0.1 mg/kg
42	苯并〔b〕荧蒽		0.2 mg/kg
43	苯并〔k〕荧蒽		0.1 mg/kg
44	䓛		0.1 mg/kg
45	二苯并〔a,h〕蒽		0.1 mg/kg
46	茚并〔1,2,3-cd〕芘		0.1 mg/kg
47	萘		0.09 mg/kg
48	pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》（HJ 962-2018）	--
49	石油烃（C_{10}-C_{40}）	《土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	6 mg/kg
50	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

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）》（GB36600-2018）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）》（GB15618-2018）中农用地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）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。村庄建

设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

（3）土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.5-5、表 4.5-6。

表 4.5-5 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位:mg/kg（pH 值除外）

监测因子 \ 监测点			红旗6井场井口处	监测因子 \ 监测点			红旗6井场井口处
			0.5m				0.5m
pH	—	监测值	8.09	砷	筛选值 60	监测值	9.01
		标准指数	—			标准指数	0.150
镉	筛选值 65	监测值	0.22	铬（六价）	筛选值 5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.003			标准指数	--
铜	筛选值 18000	监测值	20	铅	筛选值 800	监测值	15.6
		标准指数	0.001			标准指数	0.019
汞	筛选值 38	监测值	0.260	镍	筛选值 900	监测值	28
		标准指数	0.007			标准指数	0.031
四氯化碳	筛选值 2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 0.9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值 37	监测值	未检出	1，1-二氯乙烷	筛选值 9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1，2-二氯乙烷	筛选值 5	监测值	未检出	1，1-二氯乙烯	筛选值 66	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
顺-1，2-二氯乙烯	筛选值 596	监测值	未检出	反-1，2-二氯乙烯	筛选值 54	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
二氯甲烷	筛选值 616	监测值	未检出	1，2-二氯丙烷	筛选值 5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1，1，1，2-四氯乙烷	筛选值 10	监测值	未检出	1，1，2，2-四氯乙烷	筛选值 6.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
四氯乙烯	筛选值 53	监测值	未检出	1，1，1-三氯乙烷	筛选值 840	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1，1，2-三氯乙烷	筛选值 2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 2.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.5-5 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位:mg/kg（pH 值除外）

监测因子 \ 监测点			红旗6井场井口处 0.5m	监测因子 \ 监测点			红旗6井场井口处 0.5m
1，2，3-三氯丙烷	筛选值 0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 0.43	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值 4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 270	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1，2-二氯苯	筛选值 560	监测值	未检出	1，4-二氯苯	筛选值 20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值 1200	监测值	未检出	间二甲苯+对二甲苯	筛选值 570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值 640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 76	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯胺	筛选值 260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 2256	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔a〕蒽	筛选值 15	监测值	未检出	苯并〔a〕芘	筛选值 1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔b〕荧蒽	筛选值 15	监测值	未检出	苯并〔k〕荧蒽	筛选值 151	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
䓛	筛选值 1293	监测值	未检出	二苯并〔a，h〕蒽	筛选值 1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并（1，2，3-c，d）芘	筛选值 15	监测值	未检出	萘	筛选值 70	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
石油烃（C_{10}-C_{40}）	筛选值 4500	监测值	未检出	全盐量（g/kg）	--	监测值	19.2
		标准指数	--			标准指数	极重度盐化

检测项目		红旗6井场井口处		红旗 6 井场油水罐			红旗 6 井场加药撬		
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--	--	--	--	--	--

续表 4.5-5 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位:mg/kg（pH 值除外）

检测项目		红旗6井场井口处		红旗 6 井场油水罐			红旗 6 井场加药撬		
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
全盐量（g/kg）	监测值	16.8	30.1	16.5	10.7	17.4	11.1	12.6	18.7
	标准指数	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化
pH	监测值	8.05	7.92	8.33	7.67	7.82	7.90	8.03	7.71
	标准指数	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化

检测项目		红旗 6 井场装车区			东河 4 转油站事故罐北侧		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--	--	--	--
全盐量（g/kg）	监测值	11.6	16.5	13.2	16.5	13.6	5.0
	标准指数	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	重度盐化
pH	监测值	7.95	7.88	8.26	8.03	8.31	7.95
	标准指数	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化

检测项目		红旗 6 井场收发球区	红旗 6 井场加热区	红旗 6 井场分离器	东河 4 转油站分离区	东河 4 转油站阀组区
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--	--	--
全盐量（g/kg）	监测值	13.9	14.1	16.2	4.6	3.4
	标准指数	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	中度盐化	中度盐化
pH	监测值	7.82	8.19	7.93	8.02	7.77
	标准指数	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化

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	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油烃（C_{10}-C_{40}）	全盐量（g/kg）
		筛选值	>7.5	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300	4500	--
红旗 6 井场东侧农田	0.2m	监测值	7.82	9.31	0.18	17	15	0.284	41	22	37	未检出	3.8
		标准指数	无酸化碱化	0.37	0.30	0.17	0.09	0.08	0.14	0.09	0.19	--	中度盐化

续表 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	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油烃（C_{10}-C_{40}）	全盐量（g/kg）
		筛选值	>7.5	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300	4500	--
红旗 6 井场西侧农田	0.2m	监测值	8.01	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	8.5
		标准指数	无酸化碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	重度盐化
红旗 6 井场北侧农田	0.2m	监测值	8.22	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	4.1
		标准指数	无酸化碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化
东河 4 转油站东北 1000m	0.2m	监测值	8.06	10	0.16	19	13.4	0.27	52	26	27	未检出	6.1
		标准指数	无酸化碱化	0.40	0.27	0.19	0.08	0.08	0.17	0.10	0.14	--	重度盐化
东河 4 转油站西侧 100m	0.2m	监测值	8.03	9.5	0.2	17	12.5	0.26	51	31	47	未检出	9.6
		标准指数	无酸化碱化	0.38	0.33	0.17	0.07	0.08	0.17	0.12	0.25	--	重度盐化

监测因子 \ 监测点			红旗6井场南侧村庄 0.2m	监测因子 \ 监测点			红旗6井场南侧村庄 0.2m
pH	—	监测值	7.93	砷	筛选值≤20	监测值	8.93
		标准指数	--			标准指数	0.446
镉	筛选值≤20	监测值	0.19	铬(六价)	筛选值≤3	监测值	未检出
		标准指数	0.010			标准指数	--
铜	筛选值≤2000	监测值	21	铅	筛选值≤400	监测值	11.6
		标准指数	0.010			标准指数	0.029
汞	筛选值≤8	监测值	0.328	镍	筛选值≤150	监测值	36
		标准指数	0.041			标准指数	0.240
四氯化碳	筛选值≤0.9	监测值	未检出	氯仿	筛选值≤0.3	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值≤12	监测值	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值≤3	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯乙烷	筛选值≤0.52	监测值	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值≤12	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值≤33	监测值	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值≤10	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
二氯甲烷	筛选值≤94	监测值	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值≤1	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 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）

监测因子 \ 监测点			红旗6井场南侧村庄	监测因子 \ 监测点			红旗6井场南侧村庄
			0.2m				0.2m
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤2.6	监测值	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤1.6	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
四氯乙烯	筛选值 ≤11	监测值	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤701	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤0.6	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤0.7	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.05	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.12	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值 ≤1	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤68	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1,4-二氯苯	筛选值 ≤5.6	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 ≤7.2	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯+对二甲苯	筛选值 ≤163	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值 ≤222	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤34	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯胺	筛选值 ≤90	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤250	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并[a]蒽	筛选值 ≤5.5	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤0.55	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并[b]荧蒽	筛选值 ≤5.5	监测值	未检出	苯并[k]荧蒽	筛选值 ≤55	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
䓛	筛选值 ≤490	监测值	未检出	二苯并[a,h]蒽	筛选值 ≤0.05	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并(1,2,3-c,d)芘	筛选值 ≤5.5	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤25	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
石油烃	筛选值 ≤826	监测值	未检出	全盐量 g/kg		监测值	3.8
		标准指数	--			标准指数	中度盐化

由表 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；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。村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

根据本次评价收集了 2024 年 1 月 1 日至 2024 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评价，现状评价结果见表 4.6-1 所示。

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	70	81	115.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	35	100	达标
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	27	67.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1600	40.0	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	132	82.5	达标

由表 4.6-1 可知，阿克苏地区 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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。春秋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，本次评价设置 1 个大气环境现状监测点。监测点位基本信息见表 4.6-2，具体监测点位置见附图 2。

表 4.6-2　　监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离/m	备注
		1 小时平均			
1	栏杆村	非甲烷总烃	红旗 6 井西南侧 1000m 处	1000	-

（2）监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2025 年 7 月 17 日～2025 年 7 月 23 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 60 分钟，具体为北京时间：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：

$$P_i=\frac{C_i}{C_{0i}}\times 100\%$$

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_{oi}——i 评价因子评价标准（mg/m^3）。

（5）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。

（6）特征污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，特征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

监测点位	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/%	超标频率/%	达标情况
栏杆村	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.23～0.28	14	—	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、栏杆村进行声环境质量现状监测，在现有东河 4 转油站进行厂界噪声监测。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	红旗6试采井场	1	$L_{Aeq,T}$
2	栏杆村	1	$L_{Aeq,T}$
3	东河4转油站	4	$L_{Aeq,T}$

（2）监测因子

等效连续 A 声级。

（3）监测时间及频率

监测时间 2025 年 7 月 16 日～7 月 17 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。

（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、栏杆村周边执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准，东河 4 转油站执行《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

声环境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	红旗6试采井场		40	60	达标	38	50	达标
2	栏杆村		41	60	达标	38	50	达标
3	东河4转油站	东场界	39	60	达标	37	50	达标
4		南场界	40	60	达标	38	50	达标
5		西场界	41	60	达标	37	50	达标
6		北场界	41	60	达标	37	50	达标

由上表可知，红旗 6 试采井场、栏杆村监测值昼间为 40～41dB(A)，夜间为 38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；东河 4 转油站厂界噪声监测值昼间为 39～41dB(A)，夜间为 37～38dB(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。

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

（1）地表扰动影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，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）		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	1	0	耕地	长度 100m，宽度 100m
2	收发球区	0.04	0	草地	长度 20m，宽度 20m
2	管线工程	0	4.9	耕地、园地	新建集输管线 1 条，长度 6.14km，作业带宽度按 8m 计
合计		1.04	4.9	--	—

管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

（2）对土壤肥力的影响分析

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

根据相关资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，即使在实行分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 30%～40%左右，氮下降 30%～40%，磷下降 14%～46%，钾下降 10%～35%，这表明即使对表层土实行分层

堆放和分层覆土，工程开挖对土壤养分仍具有明显的影响。因此管线穿越永久基本农田地区，项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，减小因工程开挖施工对土壤肥力的影响。

（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，井场永久占地区域主要为现有钻井井场施工区域，地表无植被覆盖。

①植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域自然植被群系主要为芦苇群系，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

拟建工程管线施工区域以水浇地、果园、草地为主，临时用地都会导致生物量损失。项目区域内生态以农田生态环境为主要特征，主要植被为棉花、玉米等，平均生物量参考《基于多源数据的植被地上生物量遥感估算研究—以渭-库绿洲为例》(新疆师范大学，张殿岱，2020 年 5 月)中估测生物量数据。

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y——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
耕地	6.03	0	4.6	0	27.74

续表 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
草地	2.36	0.04	0.1	0.09	0.24
园地	10.52	1	0.2	0	2.10
合计	-	1.04	4.9	0.09	30.08

注：井场永久占地区域为现有钻井井场施工区域，地表无植被覆盖，不会造成生物量损失。

拟建工程的实施，将造成 0.09t 永久植被损失和 30.08t 临时植被损失。

（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，迫使其暂离其栖息地或活动场所，远离施工区域；同时项目占地对地表的扰动和破坏，破坏其正常生境。

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，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。东河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类(漠雀等)。

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，该区域分布国家二级重点保护动物塔里木兔。对于重点保护动物，要重点加强保护，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）对生态系统的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，本项目永久占地主要为新增井场占地，临时占地主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油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农田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的恢复。

从整个评价区来看，本项目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，对评价区内的农田生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

（6）水土流失影响分析

拟建工程井场、管线等施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，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，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。

③工程占用破坏原有植被，增加了地面裸露和松动，植被面积减少和植被破坏，使得植被覆盖率降低，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成水土流失

量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时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，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

（7）对永久基本农田的影响分析

受地下油藏分布及现有井场位置影响，新建集输管线临时占地涉及基本农田，现状种植作物主要为棉花、玉米。管线临时性占用基本农田在施工结束后，可恢复原有土地利用性质或使用功能，虽然在短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但在施工结束后，土地利用性质很快得到恢复。

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

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

本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

塔里木油田分公司在解决好基本农田协调工作、并开垦与所占基本农田的数

量与质量相当的耕地的前提下，确保永久基本农田数量不减、质量提升、布局稳定，本项目对沿线基本农田环境影响在可接受范围内。

（8）对园地影响分析

拟建工程集输管线临时占用果园，主要植被为核桃树，工程对果园的影响主要为施工期管线穿越施工对核桃树的临时破坏,扰动范围主要为 8m 作业带范围内。若施工过程中不控制作业带宽度，将导致受影响的果园面积增加。管道工程施工具有短暂性，施工结束后及时恢复将减轻施工作业而造成植被破坏的影响。由于管沟覆土后，两侧各 5m 的范围内不得种植深根植物，因此施工作业带内深根植物的破坏是不可恢复的。

（9）防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

拟建工程总占地面积 5.94hm^2（永久占地面积 1.04hm^2,临时占地面积 4.9hm^2），根据《新疆第六次沙化监测报告》，同时结合项目管线占地现场踏勘情况，占地现状主要为耕地、园地，本项目不涉及流动沙地、固定沙地、半固定沙、戈壁等。

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管沟开挖、场地平整等。管沟开挖、场地平整施工过程中，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、土壤肥力、生态系统完整性等影响。

（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。人为活动相对施工期也有所减少，同时加强管理，禁止气田职工对野生动物的猎杀。

运营期主要影响集中在井站场内，运营期废水合理处置，场界噪声达标排放，道路行车主要是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，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，主要影响集中在井站场内，运营期废水合理处置，场界噪声达标排放，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）土壤肥力影响分析

运营期由于占地活动的结束，管道施工过程中穿越耕地区域，开挖过程中分层开挖、分层堆放、分层循序回填压实，以保护植被生长层；运营期不涉及土石方的开挖与回填，不会扰动原土体构型，正常状况下对区域土壤养分、水分含量及肥力状况无不良影响。

（4）生态系统完整性影响分析

本项目管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

在油气田开发如井场、管道等建设中，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)对永久基本农田影响分析

运营期由于占地活动的结束，加强永久基本农田段巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，同时由于集输关系输送介质为天然气，不含油，无土壤污染源及污染途径，不会对周边永久基本农田造成污染影响。

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，其对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除并用水泥灌注封井、井场清理等。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

本项目对生态环境的影响主要在施工期，主要为管线临时施工带来的生态环境影响，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。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，临时性工程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；同时由于集输关系输送介质为天然气，不含油，无土壤污染源及污染途径，不会对周边永久基本农田造成污染影响。

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，本工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

拟建工程生态影响评价自查表见表 5.1-3。

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□	
	评价因子	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性	
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：（3.678）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

5.2.1 水文地质条件

本次评价区域内水文地质资料引用《东河塘油田外围区块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。

5.2.1.1 区域水文地质条件概况

(1)构造与地层岩性

东河油田位于塔北隆起中段东河塘断裂背斜构造带上，构造带的西北为地层

不整合构造带；东南为南北倾斜坡带和哈拉哈塘次凹陷。东河塘出露的地层较简单，只有第三系和第四系两类。

现把第四系地层岩性由老到新简述如下：

（1）下更新统（Q1）西域组：为洪积成因。岩层呈条带状东西延伸，与第三系上新统砾岩呈整合关系。主要岩性为深灰、灰黑色泥质胶结的砾岩，成份以变质岩、火山碎屑岩为主，不等粒结构，泥质胶结，用手可掰开。砾石多呈次圆状，分选性差，砾径一般 2～20cm。岩层厚度变化大，向南倾斜，倾角＜10°。

（2）中更新统（Q2）乌苏群：岩性一般为灰黄、灰褐色砾卵石夹砂透镜体，呈半胶结或微胶结，砾石成分由深色变质岩、火成岩碎屑及少量沉积岩碎屑组成，分选性极差，砾径一般＜5cm，在山前洼地中具有水平层理及交错层理。

（3）上更新统（Q3）新疆群：广泛分布于山前洪积扇及洪冲积平原上，近山颗粒粗，层次少，向南颗粒变细，层次增多；近山岩性以圆砾卵石为主，卵砾石成分主要为深色变质岩、火成岩碎屑，呈次圆状和次棱角状，粒径一般 2～30cm，分选性差。

（4）全新统（Q4）：广泛分布于山前倾斜平原表层。近山以松散的灰褐色卵砾石为主，形成砾质平原表层，即戈壁滩。314 国道以南，以棕色、灰白色、棕黄色粉细砂及粘性土为主，偶见薄层卵石层和圆砾层。

(2)地下水赋存条件

东河区块区域自中生代以来该地区相对于北部天山地槽褶皱带一直处于相对下降状态，第四纪以来沉积了巨厚的砂砾卵石层。渭干河-库车河洪冲积扇位于倾斜平原的西部，东西宽约 160km，南北长约 80km，面积约 7850km^2。

山前洪冲积平原堆积的第四系地层，地面至以下 40～60m 为全新统洪冲积物，更下属更新统洪冲积物。倾斜平原北部含水层岩性为圆砾、卵石，层次单一，赋存孔隙潜水；中部含水层为粉砂、细砂及中砂，粗砂及砾砂则少见，且多为薄层，砂层与粘性土层呈互层状产出。粘性土以粉土及粉质粘土为主，粘土不发育，粘性土层在空间上不能形成统一、稳定层位。倾斜平原南部与塔里木河冲积平原交接部位岩性则多以粘性土为主。上述含水层空间分布的特点使倾斜平原中部形成

了上部潜水下部承压水且没有稳定隔水层的综合含水层组。由于地层本身的压力和地面向南的缓倾，造成含水层埋藏越深压力水头越高，在许多地段凿井深度 50～70m 即可获得自流水。

根据地下水水力性质、埋藏及赋存条件，本区地下水分为以下两种类型：碎屑岩类孔隙裂隙水及松散岩类孔隙水。其中松散岩类孔隙水可细分为砾质平原孔隙水、细土平原孔隙水。碎屑岩类孔隙裂隙水基本沿 314 国道以北，呈条状分布，松散岩类孔隙水覆盖了本次调查大部分区域，从库车一直延伸至沙雅县。

图 5.2-1　　**区域综合水文地质图**

(3)地下水补给、径流及排泄条件

倾斜平原南缘地层岩性以粘性土为主，地形十分平缓，地下水径流条件很差，基本上无水平运动，致使倾斜平原与塔里木河冲积平原地下水联系十分微弱，向塔河冲积平原的侧向补给仅 200m^3/d·km 左右。

倾斜平原区地下水在砾质平原接受地表水的入渗补给后，基本沿地势向南运动，由单一的潜水渐变为上部潜水下部承压水，承压水在水平径流的过程中不断

自下而上顶托补给潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾等隐蔽蒸发的形式排泄，至倾斜平原的前缘，把所获取的地下水蒸发排泄完毕，从而完成了地下水补给、径流和排泄的全过程。

第三系碎屑岩类孔隙裂隙水赋存于前山过渡带第三系砂砾岩、砂岩、粉砂岩的裂隙孔隙中，补给来源主要是地表水。岩石孔隙、层状构造为地下水提供了运移通道和储存空间；第四系松散岩类孔隙水赋存于平原区第四系松散地层孔隙中，河渠水的渗漏和灌溉水的入渗是其主要补给来源。岩性结构、地表形态、孔隙发育程度及水文网系的分布特征是该型水形成的主要控制因素，巨厚的松散堆积和发育的孔隙为地下水提供了良好的迳流通道和储存空间。

在渭干河冲洪积平原区，地下水与渭干河现代河道基本一致：在海楼四大队以北地下水自北而南径流、水力坡度 0.005，而其以南则折向南东、水力坡度 0.004。但在渭干河河道及沙雅总干渠的两侧，地下水则向南西和南东径流，充分表征了原河道及沙雅总干渠对区内地下水的补给作用。在塔里木河冲积平原区，地下水的总流向是自西而东径流，但在山前冲洪积平原地下水侧向补给的干扰下，使流向稍有改变，水力坡度大致为 0.002 左右。

区内地下水的排泄途径主要有：潜水的蒸发蒸腾，地下水的侧向流出，以及排水渠的排泄与开采等。

(4)含水层的富水性

按照富水性条件，本区域可分为：

①水量丰富区

分布于恩耐克-博斯坦一带，单井涌水量达到 1000～3000m^3/d，地下水水量十分丰富。

②中等水量区

在本区域中分布最广，分布于色根苏盖提，墩阔坦、乌尊镇，塔里木乡。单井涌水量 500～1000m^3/d。

③水量匮乏区

含水层岩性主要为碎屑岩类孔隙裂隙水，分布于区域西侧及北侧，314 国道以北的部分地区，单井涌水量小于 500m^3/d。

(5)地下水水化学特征

区域潜水由于受强烈的蒸发和蒸腾作用，造成地下水的浓缩，而这一过程又是十分漫长的，使当地潜水多为矿化度＞2g/L 甚至 50g/L 以上的高矿化盐水。其化学类型为：Cl-Na 和 Cl·SO_4-Na·Mg 型水。

(6)包气带

根据《东河塘油田外围区块地下水环境调查服务项目地下水专章》中渗水试验成果显示，项目所在区域包气带岩性为粉砂，垂向渗透系数为 0.0016cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中天然包气带防污性能分级参照表，粉质粘层分布不稳定，粉土和细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 1×10^{-4}cm/s，综合判定天然包气带防污性能为“弱”。

(7)地下水开发利用现状

经调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主，区域地下水以工业、农业用水为主，评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源地等。

5.2.1.2 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《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。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。

①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。

②生活污水

施工期产生的生活污水水量小、水质简单，排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，禁止运输途中随意倾倒。

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。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况地下水环境影响评价

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

（2）落地油

石油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。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）集输管线

拟建工程正常状况下，集输管道采用无缝钢管，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 非正常状况地下水环境影响评价

(1)采油井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

油井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，采出液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

采油井场套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类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。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-1。

表 5.2-1　　**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	＜0.01

②预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值 70m^3/d，考虑采出液流量的 10%渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。套管破损泄漏后，石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。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），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 0.07kg。

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳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平均厚度约30m；

m_M—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0.07kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉土，渗透系数取0.6m/d。水力坡度I为4‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=0.6m/d×4‰/0.15=0.016m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度n=0.15；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.16m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.016m^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，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2 **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）	最大运移距离（m）	晕中心浓度（mg/L）	超标范围是否运移出井场边界
100d	125	80	12	0.44	否
1000d	388	—	32	0.04	否
7300d	—	—	—	—	否

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 125m^2，无超标范围，最大运移距离 12m，晕中心最大浓度为 0.44mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 388m^2，无超标范围，最大运移距离 33m，晕中

心最大浓度为 0.04mg/L；污染物泄漏 7300d 后，污染晕消失，无影响和超标范围。在非正常状况条件下，在 7300d 的模拟期内，井场下游 40m 边界未监测到石油类波动，井场边界处未出现超标现象。绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.2-2。

（1）100d 时污染晕运移分布图　　（2）1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-2　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

（2）集输管线泄漏事故对地下水的影响

根据天然气样品组分分析结果表明，本项目天然气主要成分为甲烷，另有少量的乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷及正戊烷等。在非正常状态下，集输天然气的管线可能会因为管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致管线破裂，从而发生天然气泄漏事故。由于井场产出的天然气主要成分为极难溶于水的烷烃，其中甲烷占绝大多数，气相直接逸散至大气环境中，集输天然气泄漏基本不会对地下水环境造成影响。因此非正常状况下管线泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.3 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，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，井场边界内预测因子均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，各污染物污染晕超标范围均未运移出井场边界，地下水中各评价因子满足相应标准要求。

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，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848

的要求。

5.2.3.4 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。

（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、储罐等巡检，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，定期对采油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。

⑥油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

（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，结合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 5.2-3，天然包气带防污性能分级参照表见表 5.2-4，地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-5。

表 5.2-3　　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 5.2-4　　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 5.2-5　　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		
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，拟建工程分区防渗等级具体见表 5.2-7，井场分区防渗示意图见图 5.2-4。

表 5.2-7　　厂区各区域防控措施一览表

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		
一般防渗区	井口区、原油装车区、油水罐区	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 GB16689 执行
简单防渗区	井场其他区域	弱	易	—	一般地面硬化

（3）地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握东河油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，东河油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。

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 3 眼跟踪监测井。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 5.2-8。

表 5.2-8　　地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
1	上游地下水井	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	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	下游地下水井					
3	下游地下水井					

5.2.3.5 地下水污染应急措施

应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

（1）地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

（2）特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

（1）当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

（2）组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

（3）对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期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，正常状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

项目评价区含水层岩性为粉土，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水排泄途径主要有潜水的蒸发蒸腾，地下水的侧向流出，以及排水渠的排泄与开采等。潜水位埋深 1.7～3.4m，含水层厚度小于 50m，含水层岩性为第四系粉土，渗透系数 0.6m/d。项目所在区域包气带岩性为粉砂，垂向渗透系数为 0.0016cm/s，天然包气带防污性能为“弱”。

监测期间区域潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《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。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)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，各污染物污染晕超标范围均未运移出井场边界，地下水中各评价因子满足相应标准要求。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项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目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，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

（4）地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、做好地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

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

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。其中管线试压废水主要污染物为 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；生活污水水量小、水质简单，排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。正常情况下井场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，故施工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

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。

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，采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。分离出的采出水首先进入接收水罐沉降，去除采出水中油相、泥沙、SS 等；经沉降后采出水泵送至压力除油器，去除采出水中油相，压力除油器回收油进入原油处理装置进一步处理；经除油后出水直接进入过滤装置，

去除水中大颗粒悬浮物等；滤后水进入净化水罐，净化水罐出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，由回注水泵经现有注水管线输至区域注水井回注油气层。

依托哈六联合站富余情况如表 5.3-1 所示。

表 5.3-1　　哈六联合站处理能力一览表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	采出水 m^3/d	3000	2500	73.3%	500	35	可依托

由上表可知，因此哈六联合站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期管道、设备清洗废水输送至联合站处理，达标后回注地层不外排，且项目周边无地表水体，在加强环境管理的情况下，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，本项目废水不外排，且项目周边无地表水体，故本项目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

拟建工程地表水环境影响评价自查表见表 5.3-2。

表 5.3-2　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；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
	影响途径	直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
影响识别	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

（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）施工期废弃物对土壤环境质量影响

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。其中管线试压废水主要污染物为 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；生活污水水量小、水质简单，排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

正常状况下，施工期废水不会进入包气带进而下渗进入下层土壤，且施工期废水中均不含重金属等有毒物质，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土壤环境产生不利影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 环境影响识别

（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），拟建工程红旗 6 井场、东河 4 转油站建设内容属于常规石油开采井场、站场，属于Ⅰ类项目；集输管线输送介质为天然气，属于Ⅳ类项目。

（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大于 4g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型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，拟建工程不会造成土壤酸化碱化。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油管道连接处破裂，采油

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。同时，拟建工程采出水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出水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	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

（3）影响源及影响因子

①污染影响型

采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液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。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　　污染影响型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
采油井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
油水罐破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，井场套管破损泄漏导致其中高含盐液体渗入包气带中，泄漏物质在包气带中淤积最终污染下层土壤，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.4-3　　生态影响型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
井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
油水罐破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.4.2.2 土壤环境影响预测与评价

（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，本次评价重点针对集油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 中预测方法对本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：

Ⅰ 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，%。

Ⅱ 初始条件

c（z,t）=0　　t=0,L≤z＜0

Ⅲ 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a.连续点源：

c（z,t）=C_0　　t＞0,z=0

$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\le t_0\\ c & t>t_0\end{cases}$$

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	2	4.5	0.42	0.12	1	1.3×10^3

④预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集油管线破损泄漏及采油井场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
采油井场套管破损泄漏	石油烃	852800	瞬时
油水罐破损泄漏	石油烃	852800	瞬时

⑤土壤污染预测结果

Ⅰ 采油井场套管破损泄漏石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏，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 852800mg/L，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。

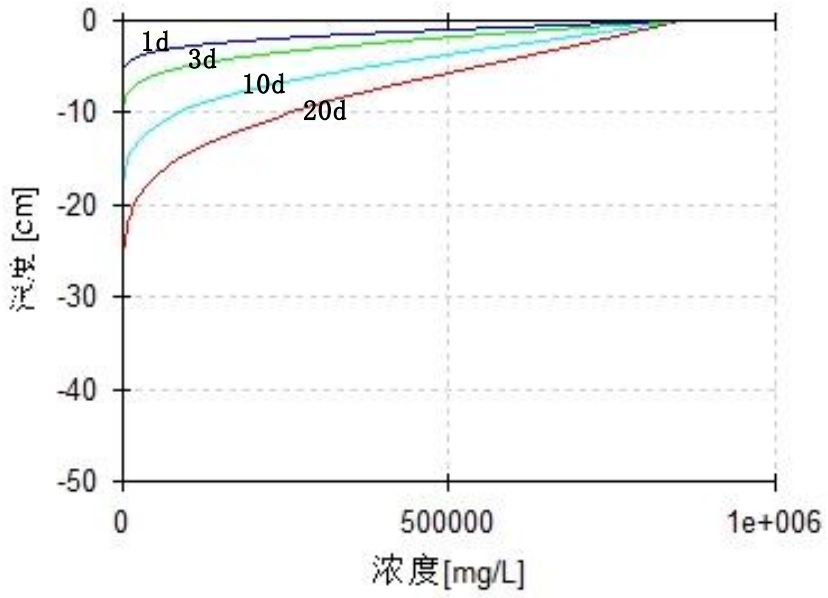

图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	6cm
2	3d	9cm
3	10d	17cm
4	20d	25cm

由图 5.4-2 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 25cm，整体渗漏速率较慢。

II 油水罐破损泄漏石油烃预测结果

油水罐出现破损泄漏，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 852800mg/L，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-2 所示。

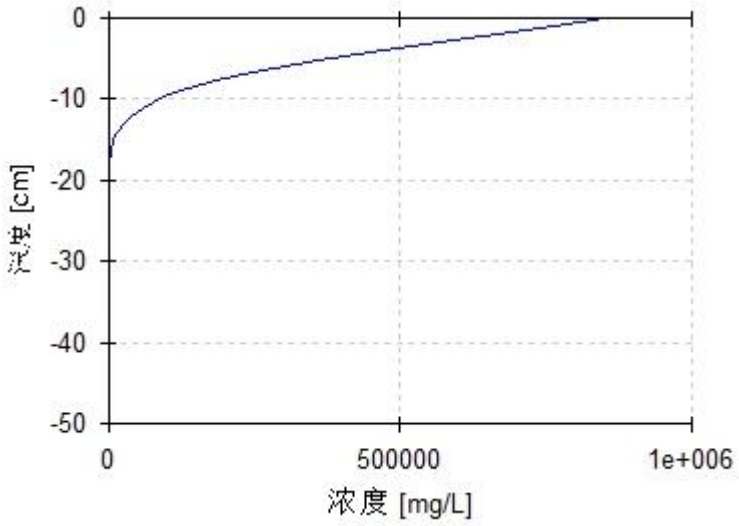

图 5.4-2　　石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图 5.4-2 土壤模拟结果可知，入渗 10 天后，污染深度为 17cm，整体渗漏速率较慢。

（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，本次评价重点针对采油井场套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

②预测源强

采油井场套管破损泄漏，泄漏量取单井采出水流量的最大值 70t/d，全部渗入土壤，采取措施 0.5h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 199500mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=50/24×0.5×199500=207812.5g。

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：$\triangle_S$-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

Ⅱ、单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\triangle S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

④预测结果

Ⅰ采油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，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.45×10^3kg/m^3，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 30.1g/kg。预测年份为0.054a(20 天）。根据上述计算结果，在 20 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.10g/kg，叠加现状值后的预测值为 30.2g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且本项目建设 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，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

Ⅱ油水罐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，预测评价范围为以油水罐泄漏点为中心 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 1.45×10^3kg/m^3，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 30.1g/kg。预测年份为0.027a(10 天）。根据上述

计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.015g/kg，叠加现状值后的预测值为 30.115g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且本项目建设 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，本项目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

退役期管道、设备清洗废水输送至联合站处理，达标后回注地层；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；村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一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 25cm 以内,其污染也主要限于地表,土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，区域土壤盐碱化程度加剧。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、跟踪监测”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

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.4-7。

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	永久占地面积 1.04hm^2				小型
	敏感目标信息	敏感目标（耕地、园地）、方位（）、距离（）				管线占用
	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	pH、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	红旗 6 井场、东河 4 转油站		Ⅰ类☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□		
		集输管线		Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类☑		
	敏感程度	污染影响型		敏感☑；较敏感□；不敏感□		
		生态影响型		敏感☑；较敏感□；不敏感□		
评价工作等级		污染影响型	红旗 6 井场、东河 4 转油站	一级☑；二级□；三级□		
		生态影响型	红旗 6 井场、东河 4 转油站	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	6	0.2m	
		柱状样点数	5	--	0.5m、1.5m、3m	
现状评价	现状监测因子	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 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	评价因子					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				

续表 5.4-7　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他□			
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：较小			
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)☑ 不达标结论：a)□；b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期废气来源及影响分析

（1）施工扬尘

在油气田地面工程施工过程中，不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中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）机械设备和车辆废气、焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设

备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X、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；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

（3）环境影响分析

油气田开发阶段，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程地面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、焊接烟气、机械设备和车辆废气等对区域环境空气影响可接受，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

拟建工程位于沙雅县境内，距离本项目最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅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				
沙雅	51639	基本站	82.78333	41.23333	175	981	2024	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

根据沙雅县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（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（℃）	-6.8	-0.3	8.5	16.4	21.1	24.6	25.9	24.8	19.9	11.8	3.0	-4.7	12.0

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4～9 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 25.9℃，1 月份平均气温最低，为-6.8℃。

（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）	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.0	1.0	1.1	1.4

表 5.5-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.4m/s，5～6 月份平均风速最大为 1.8m/s，10～11 月份平均风速最低为 1.0m/s。

③风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

表 5.5-4　　近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7

续表 5.5-4　　近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

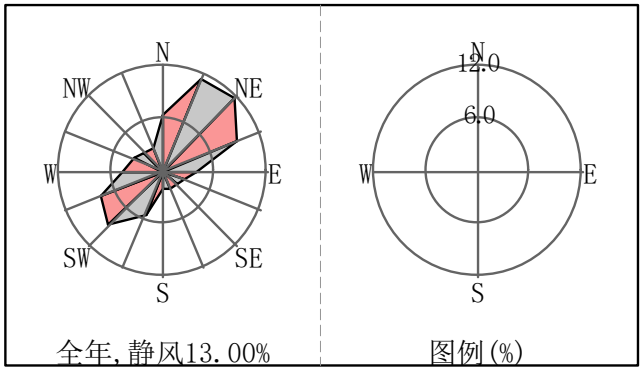

图 5.5-1　　近 20 年风频玫瑰图

由表 5.5-4 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大。

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 5.5-5。

表 5.5-5　　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/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2
4	测风高度/m		10

续表 5.5-5　　项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		耕地
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	90×90
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 5.5-6，相关污染物预测及计算结果见表 5.5-7。

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）
	经度(°)	纬度（°）									
采油井场无组织废气	*	*	994	80	80	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.065
东河 4 转油站无组织废气	*	*	984	60	65	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.058

注：上述东河 4 转油站无组织废气为项目实施后东河 4 转油站全场无组织排放源源强。

表 5.5-7　　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

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）	$D_{10\%}$（m）
1	采油井场无组织废气	非甲烷总烃	98.842	4.94	5.26	82	--
3	东河 4 转油站无组织废气	非甲烷总烃	105.21	5.26		71	--

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 105.21 μg/m³，最大占标率 5.26%，$D_{10\%}$均未出现。

5.5.2.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场、东河 4 转油站四周贡献浓度情况如表

5.5-8。

表 5.5-8　厂界四周边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
采油井场无组织废气	非甲烷总烃	48.03	43.18	52.98	58.05
东河 4 转油站无组织废气	非甲烷总烃	55.82	51.71	53.28	52.51

拟建工程实施后，采油井场、东河 4 转油站无组织排放废气非甲烷总烃对井场四周场界浓度贡献值为 43.18～58.05 μg/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

（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。

本项目油气计量分离过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬点燃排放。拟建工程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

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔高度（m）	火炬等效高度（m）	等效内径（m）	烟气温度（℃）	等效烟气流速（m/s）	排放小时数（h）	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率（kg/h）		
	经度（°）	纬度（°）								燃烧物质	燃烧速率（kg/h）	总热释放速率（cal/s）	非甲烷总烃	二氧化硫	氮氧化物
火炬	82.8550	41.4328	994	24.4	0.87	800	20	1	非正常	天然气	623.04	1738395	1.416	0	38.232

（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	火炬	非甲烷总烃	2.843	0.14	30.71	196
		NO_2	76.774	30.74		

由表 5.5-10 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 2.843μg/m³，占标率为 0.2%；氮氧化物最大落地浓度为 76.774μg/m³，占标率为 30.74%。

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

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-11。

表 5.5-11　　大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	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	无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《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	0.636

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，站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漂散，同时在清理站场时采取洒水措施防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。同时本项目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

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。本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。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

拟建工程大气环境影响评价自查表见表 5.5-12。

表 5.5-12　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□				
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□	边长=5km☑				
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	<500t/a☑				
评价因子	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□				
	评价基准年	（2024）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑	主管部门发布的数据□	现状补充监测☑				
	现状评价	达标区□	不达标区☑					
污染源调查	调查内容	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）		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% □				
	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（1）h	$C_{拟建工程}$占标率≤100% ☑	$C_{非正常}$占标率＞100%□				
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标□				
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □		k＞-20% □				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（）		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☑			

续表 5.5-12　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
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：（0.636）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）井场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装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 和类比油气田开发工程中井场建设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.6-1。

表 5.6-1　　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	SY60C	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼间
2	推土机	SD16	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼间
3	运输车辆	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼间
4	吊装机	--	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼间

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“5.6.2.1 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及栏杆村的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2　　施工期噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/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	昼间	夜间
1	栏杆村	45.9	41.8	45.9	41.8	50	—	29	—	46	—	达标	—
2	东厂界	—	—	—	—	70	—	68	—	68	—	达标	—
3	南厂界	—	—	—	—	70	—	63	—	63	—	达标	—
4	西厂界	—	—	—	—	70	—	64	—	64	—	达标	—
5	北厂界	—	—	—	—	70	—	65	—	65	—	达标	—

③施工噪声影响分析

根据表 5.6-2 可知，施工期噪声源对厂界的噪声贡献值昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求，噪声源对声环境保护目标栏杆村预测值昼间为 46dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。施工期间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，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

（2）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目集输管线施工噪声主要包括管沟开挖、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 和类比油田开发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 5.6-3。

表 5.6-3　　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	SY60C	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	SD16	-	-	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

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 5.6-4。

表 5.6-4　　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

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，管线施工期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。在距离村庄较近时，施工噪声将对居民产生一定的影响，建设单位应采取相应的措施，减轻对居民的影响：①管线施工时应在昼间施工，在村庄附近管沟开挖、填沟、恢复等作业应在昼间进行，机械作业噪声过大时改为人工作业；②施工时应在昼间施工，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；③施工场地靠近村庄一侧设置硬质围挡，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，并积极与居民协商，必要时进行一定的补偿。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响；噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 预测模式

（1）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；

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。

（2）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_{pi}(r)$—预测点（r）处，第 I 倍频带声压级，dB；

△L_I—第 I 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

（3）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB（A）；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

（4）工业企业噪声计算

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

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

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。

（5）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 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。

5.6.2.3 噪声源参数的确定

拟建工程噪声源噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5　　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	采油树	--	50	50	1	80	基础减振	昼夜
2	空气源热泵	60kW	20	60	1	85	基础减振	昼夜
3	加药撬	112L/h	20	70	1	90	基础减振	昼夜
4	密闭装车撬	--	70	55	1	90	基础减振	昼夜

注：以井场西南角为（0，0，0）进行预测。

5.6.2.4 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，拟建工程新建采油井场噪声源对四周场界及栏杆村的贡献声级值见表 5.6-6。

表 5.6-6　　噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/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	昼间	夜间	昼间	夜间
1	栏杆村	45.9	41.8	45.9	41.8	60	50	36	36	46	46	0	0	达标	达标
2	东厂界	—	—	—	—	60	50	44	44	—	—	—	—	达标	达标
3	南厂界	—	—	—	—	60	50	42	42	—	—	—	—	达标	达标
4	西厂界	—	—	—	—	60	50	49	49	—	—	—	—	达标	达标
5	北厂界	—	—	—	—	60	50	46	46	—	—	—	—	达标	达标

由表 5.6-6 可知项目实施后，采油井场主要噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42～49dB（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；声环境保护目标栏杆村噪声预测值为 46dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

5.6.3 退役期声环境影响分析

拟建工程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，在距离村庄较近时，施工噪声将对居民产生一定的影

响，建设单位应采取相应的措施，减轻对居民的影响：①施工时应在昼间施工，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；③施工场地靠近村庄一侧设置硬质围挡，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。采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响；噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，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，施工场地靠近村庄一侧设置硬质围挡，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，待施工结束后噪声影响也随之消失，不会对周围声环境产生明显影响。

运营期采油井场对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，栏杆村噪声预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

退役期设备拆除等过程中噪声源均为暂时性的，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

拟建工程声环境影响评价自查表见表 5.6-7。

表 5.6-7　　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□	
现状评价	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				

续表 5.6-7　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
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：（$L_{Aeq,T}$）	监测点位数（1）	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

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）施工土方

拟建工程共开挖土方 2.66 万 m^3，回填土方 2.76 万 m^3，借方 0.1 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。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边的砂石料厂。

（2）施工废料

拟建工程施工废料产生量约为 1.2t，施工废料收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置。

（3）生活垃圾

拟建工程生活垃圾产生量共计 0.9t，施工人员生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

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）》《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、清管废渣、清罐底泥，收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1。

表 5.7-1　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	0.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
清管废渣	HW08	071-001-08	0.32	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.4	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。危废贮存设施为混凝土建筑结构，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，满足防渗要求；废机油桶贮存能力为 5.168t，废油漆桶贮存能力为 2.584t，沾油废物贮存能力为 0.2t，废铅蓄电池贮存能力为 3.5t，含油污贮存池贮存能力为 2250t，目前尚有较大暂存余量。因此，东河采油气管理区危废贮存设施可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

（2）危险废物收集环境影响分析

本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表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a．危险废物标签印刷的油墨应均匀，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 1mm，边框外宜留不小于 3mm 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；

危险特性	警示图形	图形颜色
腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
毒性		符号：黑色 底色：白色
易燃性		符号：黑色 底色：红色（RGB: 255,0,0）
反应性		符号：黑色 底色：黄色（RGB: 255,255,0）

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由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。

拟建工程危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置废矿物油 3 万 t/a，富余处理量为 2.5 万 t/a。因此，拟建工程危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

5.7.2.3 环境管理要求

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5） 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。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。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。

（7）落实排污许可制度，执行排污许可管理制度的规定。

（8）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、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置；施工土方拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土；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，管线两端使用盲板封堵。

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

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气，存在于集输管线内。具体见表 5.8-1。拟建项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

表 5.8-1　　项目风险源调查概况一览表

序号	危险物质名称	分布的生产单元	数量（t）	生产工艺特点
1	天然气	集输管线	0.98	天然气管线
2	原油	油水罐	160	油水罐

5.8.2 环境风险潜势初判

根据“2.5.7.1 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原油、天然气。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-2。

表 5.8-2　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%～6.4%（v）；自然燃点 380-530℃	油水罐
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℃）	集输管线

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、油水罐内。

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油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 5.8-3。

表 5.8-3　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
井场	井喷事故	地层压力异常、井口设备老化、腐蚀和损坏等	井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，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，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。	大气、地表水、地下水
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸泄漏事故	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，油类物质渗流至地下水	大气、地表水、地下水
油水罐	油水罐泄漏	油水罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致泄漏，导致火灾、爆炸泄漏事故	油品泄漏后，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	大气、地表水、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 集输管道破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，集输管道发生破裂泄漏时，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。

事故影响主要集中于风险源附近区域，集输管道风险源距离栏杆村最近约 20m，在及时控制和处理管道全管径泄漏的情况下，及时疏散周边人员，不会造成附近居民中毒、死亡等严重后果。发生泄漏事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

同时本项目集输管道采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，东河采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，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，以便在油气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，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，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

本工程在发生安全生产事故造成泄漏主要集中在井场区域范围，项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在事故下造成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

根据天然气样品组分分析结果表明，本项目天然气主要成分为甲烷，另有少量的乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷及正戊烷等。在非正常状态下，集输天然气的管线可能会因为管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致管线破裂，从而发生天然气泄漏事故。由于产出的天然气主要成分为极难溶于水的烷烃，其中甲烷占绝大多数，气相直接逸散至大气环境中，集输天然气泄漏基本不会对地下水环境造成影响。因此集输管道破裂泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

（4）对永久基本农田、果园影响分析

拟建工程集输管线穿越永久基本农田，当管道在埋地敷设段内发生泄漏，由于管线输送介质为天然气，不含油，无土壤污染源及污染途径，不会对周边永久

基本农田、果园造成污染影响。

5.8.5.2 油水罐泄漏事故风险评价

（1）大气环境风险分析

油水罐泄漏时，油品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。

事故影响主要集中于风险源附近区域，在及时控制和处理油水罐泄漏的情况下，及时疏散周边人员，不会造成附近居民中毒、死亡等严重后果。发生泄漏事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

同时本项目油水罐设备采用质量较好的材质，东河采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，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，以便在油水罐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，油水罐泄漏发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，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

本工程在发生安全生产事故造成泄漏主要集中在井场区域范围，项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在事故下造成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

非正常状态下油水罐泄漏，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，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，定期对油水罐泄漏进行检查，避免因质量缺陷、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。

（4）对永久基本农田、果园影响分析

非正常状态下油水罐泄漏，泄漏主要集中在井场区域范围；一般情况下，发

生事故而泄漏于地表的原油数量有限，油水罐发生破裂泄漏时，井场内设置有流量控制仪，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门，对泄漏的油品回收并及时清理被污染的土壤；同时本评价要求建设单位加强环境管理，定期对油水罐进行检查，避免因油水罐质量缺陷造成油品泄漏。因此在油水罐管线破裂泄漏对永久基本农田、果园的环境风险可防控。

5.8.5.3 井喷事故风险评价

（1）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。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。

（2）地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的天然气喷出井口，类比井喷事故现场调查结果，其井喷范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成采出水泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）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原油喷散物，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，同时及时将原油喷散物集中收集，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。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.6.1.1 井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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、消防铁锹和其它消防器材。

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。

5.8.6.1.2 管道、油水罐泄漏事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

②管道敷设、油水罐等设备安装前，应加强对管道、油水罐质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格证书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

（2）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，避免爆管事故发生。

②每半年检查一次管道安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道在超压时能得到安全处理。

③对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急

截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，使事故排放或泄漏的油类物质限制在最小范围内。管网系统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

⑤定期检查罐体和管线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。

⑥根据罐体和管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

⑦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。

⑧制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.8.6.2 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回收泄漏采出液

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，应尽量防止泄漏石油移动。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

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

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的加强检测及现场巡检。

5.8.6.3 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。东河采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案(库车市)》(备案编号 652923-2023-001-L)。本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司东河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。

5.8.6.4 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东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前东河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。东河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

管线、油水罐老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的 CO 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；油品及天然气泄漏、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，油类物质渗流至地下水。

（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油品、天然气泄漏，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进入大气，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。

（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突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司东河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 5.8-4。

表 5.8-4　　环境风险自查表

建设项目名称	东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目			
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县境内			
中心坐标	*	*	*	*
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气，存在于集输管线、油水罐内			
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油、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”			

6 环境保护措施可行性论证

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，最小程度的破坏，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。

（4）设计选线过程中，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农田区域，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，减少水土流失。

图 6.1-1　　东河油田地表扰动恢复情况

类比东河塘油田现有井场、管线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）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。

（2）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；对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

（3）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。

类比东河油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。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。

6.5.1.4 永久基本农田生态保护措施

（1）管线临时工程选线尽量对永久基本农田实施避让，优化路线选择，减少占用基本农田区域。

（2）施工期间不得在占地范围外的永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

（3）加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。

（4）严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，复垦过程中从组织保障、费用保障、监管保障、技术保障等方面严格落实各项土地复垦措施，完善土地复垦资金管理办法，确保复垦资金足额到位、安全有效。塔里木油田分公司应按时缴纳土地复垦费用，专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。

（5）项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。

类比同类项目已采取的永久基本农田保护措施，拟建工程采取的永久基本农田保护措施可行。

6.1.1.5 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。

6.1.1.6 水土流失防治措施

（1）井场工程区

①砾石压盖：新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

（2）管道工程区

①场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性。

②防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

③限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

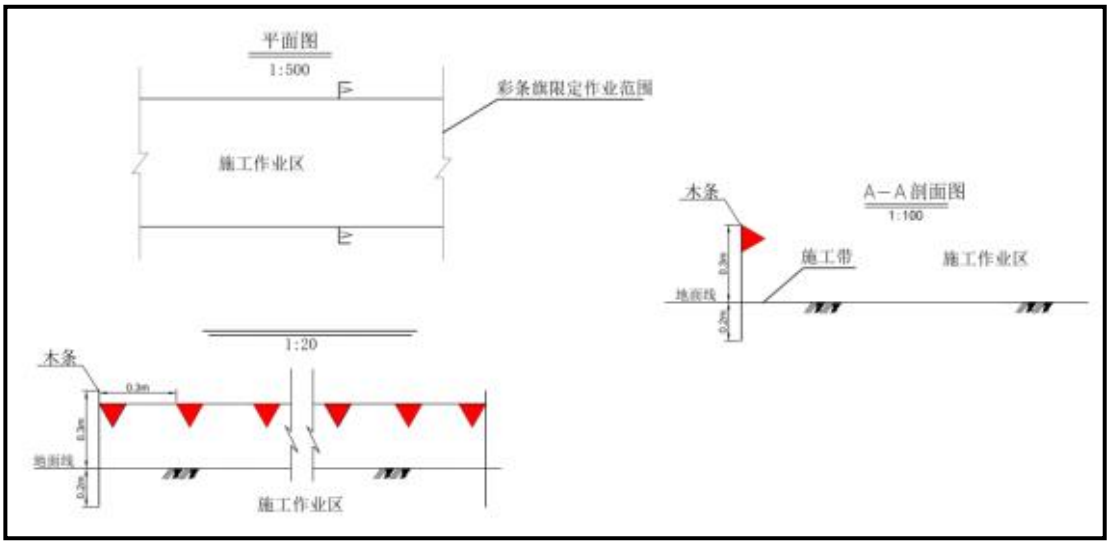

图 6.1-2　　限行彩条旗典型措施设计图

类比东河油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。

6.1.1.7 防沙治沙措施

（1）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

（2）施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化。

（3）施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

类比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。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。

类比东河油田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 退役期生态保护措施

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）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。保证对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）占地范围具备植被恢复条件的，应将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）退役期井场集输管线维持现状，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，管线两端使用盲板封堵。

（4）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）管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，污染因子主要为 SS，试压结束后用于洒水降尘。

（2）施工人员生活污水

施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

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。

（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、储罐等巡检，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，定期对采油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。

⑥油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

（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，结合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。拟建工程井口区、原油装车区、油水罐区划分为一般防渗区。

（3）地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握东河油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，东河油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。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 3 眼跟踪监测井。

（4）地下水污染应急措施

应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

（1）地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

（2）特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

（1）当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

（2）组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

（3）对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

类比现状东河油田同类项目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 退役期地下水环境保护措施

退役期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，避免发生油水窜层污染地下水。退役期管道、设备清洗废水输送至哈六联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层。

类比东河油田现有退役井采取的措施，拟建工程采取的地下水环境保护措施可行。

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）管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，污染因子主要为 SS，试压结束后用于洒水降尘。

（2）施工人员生活污水

施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

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

拟建工程运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

（1）采出水

拟建工程采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。哈六联合站污水处理单元处理规模为 3000m^3/d，现状富余处理能力为 2500m^3/d，拟建工程处理量为 35m^3/d，其富余能力可满足拟建工程处理需求，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地表水。

（2）井下作业废水

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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。

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

退役期管道、设备清洗废水输送至联合站处理，达标后回注地层不外排。

类比东河油田现有退役井采取的废水治理措施，退役期采取的废水处置措施可行。

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）井场施工结束后，及时清理施工过程中的固体废弃物和生活垃圾。

（2）井场竣工投运前，对永久和临时占地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理。

（3）生活污水定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。集输管道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。

（4）施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度。

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、原油装车区、油水罐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。

（3）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1　　土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场内	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次

类比现状东河油田井场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。退役期管道、设备清洗废水输送至联合站处理，达标后回注地层；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。

类比东河油田现有退役井采取的措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

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

（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 焊接烟气、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，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及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

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)大力推进清洁生产

油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

(2)挥发性有机液体储罐要求

拟建工程油水罐采用自调压方式，顶部设置有调节阀，当操作压力超过调节阀时，废气通过管道密闭送至火炬系统处理。储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭。

(3)挥发性有机液体装载排放控制要求

原油装载采用底部装车方式，油罐车具备底部装卸油系统和油气回收系统；汽车罐车底部装卸油系统公称直径应为 100mm，底部装卸油系统包括泄油阀、紧

急切断阀、呼吸阀、防溢流系统及连接管线等；汽车罐车油气回收系统公称直径应为 100mm，油气回收系统能够将向汽车发油时产生的油气密闭输入油气处理装置，能够将卸油时产生的油气密闭输入汽车罐车油罐内，能够保证运输过程中油品和油气不泄漏，不得随意排放汽车罐车油罐内的油气。汽车罐车油气回收耦合阀、底部装卸油密封式快速接头应集中放置在管路箱内。装车过程中，多功能集油器中的油水混合物通过上端的拉油鹤管输送到拉油罐车里，且确保拉油鹤管出口一直延伸至罐车底部，有效的降低烃类气体的挥发。

类比东河油田同类型试采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。

综上，拟建工程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

(1)合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，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，在排孜阿瓦提村附近施工，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。

③管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管线的作业带宽度为8m。

类比东河油田同类项目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。

（3）跟踪监测

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.6-1　　声环境跟踪监测点位布设情况一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
噪声	声环境质量	$L_{Aeq,T}$	栏杆村（农户）	每季度一次
	厂界噪声	$L_{Aeq,T}$	井场四周厂界	

根据噪声预测结果并类比同类井场场界噪声监测，井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求，栏杆村噪声预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值，因此本项目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环境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，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措施

拟建工程施工期固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料、施工人员生活垃圾。

拟建工程共开挖土方 2.66 万 m^3，回填土方 2.76 万 m^3，借方 0.1 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。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边的砂石料厂；施工废料收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；施工人员生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

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、清管废渣、清罐底泥。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》《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），落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥均属于危险废物，收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 6.7-1。

表 6.7-1　拟建工程危险废物产生、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	0.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
清管废渣	HW08	071-001-08	0.32	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.4	集输与处理环节	固态	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

（1）危险废物贮存及运输

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库车畅源生态环保科技有限责任公司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。拟建工程落地油、废防渗材料、清管废渣全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置废矿物油 3 万 t/a，富余处理量为 2.5 万 t/a。因此，拟建工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置；施工土方拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土；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，管线两端使用盲板封堵。

类比东河油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。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》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 温室气体排放源分析

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温室气体排放源主要包括：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只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。

拟建工程油气分离计量过程发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放，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。

拟建工程不涉及工艺装置泄放口，不涉及有意释放到大气中的 CO_2 和 CH_4。

（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

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 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　　温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	井场放空火炬燃烧	CO_2和CH_4	有组织
2	CH_4逃逸排放	井站场法兰、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	温室气体排放核算内容
1	东河油田红旗井区2025年产能建设项目/红旗6井场	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，拟建工程主要核算非正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧碳排放量）。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：

$$E_{CO_2_正常火炬}=\sum\left[Q_{正常火炬}\times\left(CC_{非CO_2}\times OF\times\frac{44}{12}+V_{CO_2}\times 19.7\right)\right]$$

$$E_{CH_4_正常火炬}=\sum[Q_{正常火炬}\times V_{CH_4}\times(1-OF)\times 7.17]_i$$

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：

$$E_{CO_2_事故火炬}=\sum_j GF_{事故,j}\times T_{事故,j}\times\left(CC_{(非CO_2)_j}\times OF\times\frac{44}{12}+V_{(CO_2)_j}\times 19.7\right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬}=\sum[GF_{事故,j}\times T_{事故,j}\times V_{CH_4}\times(1-OF)\times 7.17]_j$$

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装置紧急情况下，采出液排入放喷池中进行燃烧碳排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　　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	红旗 6 井场	非正常工况	0.0708	1	5.68	0.98	0.0022	0.708

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 1.6 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	装置类型	设施逃逸）	装置数量
1	新建采油井场	井口装置	0.23 吨/年•个	1 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.23 吨，折算成 CO_2 排放量为 4.83 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

$$Eco_{2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

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

$$Eco_{2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$ 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 660MWh，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》（生态环境部 国家统计局公告 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 411.25t。

（4）碳排放核算结果汇总

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；

$E_{CO2-净热}$－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　　温室气体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	0.00
	火炬燃烧排放	1.6	0.38
	工艺放空排放	0	0.00
	CH_4 逃逸排放	4.83	1.16
	CH_4 回收利用量	0	0.00
	CO_2 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	411.25	98.46
	合计	417.68	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 417.68 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

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，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，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

加强工艺系统的优化管理，减少事故放空作业时间，减少火炬燃烧量。

7.2.3 节能降碳技术

7.2.3.1 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，减少事故放空作业时间，减少火炬燃烧量。

7.2.3.2 电气设施减污降碳措施

（1）井场内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作。泵的选型满足国家对泵效的技术要求；

（2）井场内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料；

（3）选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

（4）各级配电装置设无功电容补偿，以降低网损、补偿后功率因数可达 0.96 以上。

（5）选用能效 I 级的变压器。

（6）配电开关等电气元件均选用国家推广使用低损耗的产品。

（7）电缆按经济电流选择截面，合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗。

7.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后，温室气体总排放量为 417.68 吨。在清洁运输、挥发性有机物与甲烷协同控制、节能降碳技术等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少温室气体排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建工程吨产品温室气体排放强度相对较低。

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环境、社会和综合效益，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，促进项目建设的环境、社会和综合效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

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，储罐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和井下作业废水，其中采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥及清管废渣，均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置，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、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。

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的削减。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耕地。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，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目在开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附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环境效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线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

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 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入东河采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室、领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了东河油田 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

东河采油气管理区 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）拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司东河采油气管

理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门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）负责集输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）根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

（6）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。

（7）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。

（8）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。

9.1.2 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）运行期的 QHSE 管理体系纳入东河采油气管理区 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）负责集输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

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。退役期涉及井架、井台拆除，要求对井场土地进行平整，恢复原有地貌，对废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。

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、运营期、退役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	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		
		永久基本农田	严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦		
		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		

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	废气	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；焊接作业时使用无毒低尘焊条	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
		废水	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，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理		
		固体废物	施工土方全部用于管沟回填；生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置；施工废料收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置		
		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		
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理	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	天然气密闭输送，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，原油装载采用底部装载方式；		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料、清管废渣及清罐底泥均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置		
		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		
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
		废水	管道、设备清洗废水输送至哈六联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层		
		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，管线两端使用盲板封堵；施工土方拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土；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《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（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

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）、《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）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东河采油气管理区排污许可管理，同时东河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：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①新建红旗 6 试采井场 1 座；②新建集输管线 6.14km；③东河 4 转油站扩建阀组 1 套；④对现有英东管线设置收发球装置；⑤配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。项目建成后日产油 35t，日产天然气 1.7 万 m^3。

（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 3.4-3～表 3.4-9。

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 3.4-13。

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东河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；东河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。

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	井场	无组织废气	采取密闭输送，加强阀门的检修与维护，采用底部装载方式	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOC_S：0	厂界非甲烷总烃≤4.0

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准
噪声	采油树、空气源热泵、加药撬、密闭装车撬	$L_{Aeq,T}$	基础减振	降噪 10dB（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	石油类、SS	采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后通过回注地层	—	—	—	—
	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理	—	—	—	—

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）	收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，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）		
	清管废渣	含油物质（危险废物 HW08）		
	清罐底泥	含油物质（危险废物 HW08）		
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 生态环境监测

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	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬	地下水上游 1 口及下游 2 口地下水井	每半年一次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	井场内	每年一次

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	声环境质量	$L_{Aeq,T}$	栏杆村（农户）	每季度一次
	厂界噪声	$L_{Aeq,T}$	井场四周厂界	
生态		土地复垦情况	永久基本农田周边	每年 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；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

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	--	2	--
	2	运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	--	2	--
	3	焊接烟气	焊接作业时使用无毒低尘焊条	--	2	--
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	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理	不外排	2	--
噪声	1	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	施工废料	收集后送至东河固废填埋场工业固废填埋池填埋处置	妥善处置	1	--
	2	生活垃圾	生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	妥善处置	1	--
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	35	落实生态恢复措施
		永久基本农田	严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦	恢复为占用前耕地质量水平	10	落实土地复垦措施
		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	10	落实水土保持措施
环境监理		开展施工期环境监理		--	2	—

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						
废气	1	井场无组织废气	天然气密闭输送，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，原油装载采用底部装载方式	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	2	《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
废水	1	采出水	采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层	不外排	--	--
	2	井下作业废水	专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理	不外排	2	--
噪声	1	采油树、空气源热泵、加药撬、密闭装车撬	基础减振	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	收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	3	--
		废防渗材料				
		清管废渣				
		清罐底泥				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		5	—
环境监测		土壤、地下水、噪声、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放，环境质量达标	3	--
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、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	5	—
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	3	--
	2	施工土方	拉运至东河固废填埋场用于生活垃圾填埋池封场覆土	妥善处置	--	--
	3	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，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；保证采取的固井、封井措施有效可行	恢复原貌	30	--
合计				--	120	--

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目

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新建红旗 6 试采井场 1 座；②新建集输管线 6.14km；③东河 4 转油站扩建阀组 1 套；④对现有英东管线设置收发球装置；⑤配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。

建设规模：项目建成后日产油 35t，日产天然气 1.7 万 m^3。

项目投资和环保投资：项目总投资 1484.03 万元，其中环保投资 120 万元，占总投资的 8.08%。

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 产业政策符合性

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”“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

本项目属于塔里木油田分公司石油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于东河油田，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。

10.2.2 项目选址符合性

本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，红旗 6 井场南距栏杆村 150m，满足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)及《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)中油井口距高压线及其他永久性设施不小 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密

集性、高危性场所不小于 500m 的要求；拟建工程属国家战略性矿产资源开发，项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布。受地下油藏分布及现有井场位置影响，本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。本项目不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址合理。

10.2.3 生态环境分区管控符合性

本项目距离生态保护红线区最近约 46.5km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目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要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测表明：潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《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。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

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；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。村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

大气环境质量现状监测表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，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。

声环境质量现状监测结果表明：红旗 6 试采井场、栏杆村监测值昼间为 40～41dB(A)，夜间为 38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；东河 4 转油站厂界噪声监测值昼间为 39～41dB(A)，夜间为 37～38dB(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。

10.3.2 环境保护目标

本评价将大气评价范围内栏杆村、阿克巴什村、阿合巴西村、巴扎村、先进村、友谊村设为大气环境保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；将声环境评价范围内栏杆村设为声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），井场、站场外延 1km 范围内耕地、园地、栏杆村设置土壤环境（污染影响型）保护目标，将井场、站场外延 5km 范围土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；拟建工程风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

10.4 污染物排放情况

拟建工程污染源经治理后，排放的废气污染物浓度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	0.636	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、水土流失等方面，其

中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物等方面，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

本项目采取了源头控制、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，本项目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，其中采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤环境影响

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；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。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，区域土壤盐碱化程度加剧。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。本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

项目实施后，采油井场主要噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42～49dB（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；声环境保护目标栏杆村噪声预测值为 46dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、清管废渣、清罐底泥，属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司东河采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的东河采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。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，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

10.6.1 生态保护措施

严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；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。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。

10.6.2 地下水环境保护措施

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项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目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，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

10.6.3 地表水环境保护措施

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一并拉运至哈六联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层；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，酸碱中和后通过罐车拉运至哈六联合站污水处理装置处理。

10.6.4 土壤环境保护措施

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。

10.6.5 大气环境保护措施

(1)大力推进清洁生产

油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

(2)挥发性有机液体储罐要求

拟建工程油水罐采用自调压方式，顶部设置有调节阀，当操作压力超过调节阀时，废气通过管道密闭送至火炬系统处理。储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭。

(3)挥发性有机液体装载排放控制要求

原油装载采用底部装车方式，油罐车具备底部装卸油系统和油气回收系统；汽车罐车底部装卸油系统公称直径应为 100mm，底部装卸油系统包括泄油阀、紧

急切断阀、呼吸阀、防溢流系统及连接管线等；汽车罐车油气回收系统公称直径应为 100mm，油气回收系统能够将向汽车发油时产生的油气密闭输入油气处理装置，能够将卸油时产生的油气密闭输入汽车罐车油罐内，能够保证运输过程中油品和油气不泄漏，不得随意排放汽车罐车油罐内的油气。汽车罐车油气回收耦合阀、底部装卸油密封式快速接头应集中放置在管路箱内。装车过程中，多功能集油器中的油水混合物通过上端的拉油鹤管输送到拉油罐车里，且确保拉油鹤管出口一直延伸至罐车底部，有效地降低烃类气体的挥发。

10.6.6 声环境保护措施

拟建工程井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.6.7 固体废物环境保护措施

拟建工程运营期落地油、废防渗材料、清管废渣及清罐底泥属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，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三次网络公示、二次报纸公示征求公众意见。调查结果表明：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、敷设管线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。

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、运营期、退役期环境管理计划、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

本项目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十四个五年规划和2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。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、水土保持措施后，项目建设对区域生态影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目　录

1 概述 1
1.1 建设项目特点 1
1.2 环境影响评价的工作过程 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 11
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 15
2.5 评价工作等级和评价范围 20
2.6 环境保护目标 29
2.7 评价内容和评价重点 30
2.8 评价时段和评价方法 31
3 建设项目工程概况和工程分析 33
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 33
3.2 现有工程 44
3.3 拟建工程 46
3.4 工程分析 54
3.5 相关政策法规、规划符合性分析 76
3.6 选址选线合理性分析 107
4 环境现状调查与评价 112
4.1 自然环境概况 112
4.2 生态现状调查与评价 115
4.3 地下水环境现状调查与评价 124
4.4 地表水环境现状调查与评价 132
4.5 土壤环境现状调查与评价 133
4.6 大气环境现状调查与评价 144
4.7 声环境现状调查与评价 146
5 环境影响预测与评价 148
5.1 生态影响评价 148

5.2 地下水环境影响评价 156
5.3 地表水环境影响评价 169
5.4 土壤环境影响评价 171
5.5 大气环境影响评价 180
5.6 声环境影响评价 188
5.7 固体废物影响分析 195
5.8 环境风险评价 200
6 环境保护措施可行性论证 210
6.1 生态保护措施可行性论证 210
6.2 地下水环境保护措施可行性论证 215
6.3 地表水环境保护措施可行性论证 217
6.4 土壤环境保护措施可行性论证 218
6.5 大气环境保护措施可行性论证 219
6.6 声环境保护措施可行性论证 221
6.7 固体废物处理措施可行性论证 223
7 温室气体排放影响评价 225
7.1 温室气体排放分析 225
7.2 减污降碳措施 232
7.3 温室气体排放评价结论 233
8 环境影响经济损益分析 234
8.1 环境效益分析 234
8.2 社会效益分析 235
8.3 综合效益分析 236
8.4 环境经济损益分析结论 236
9 环境管理与监测计划 237
9.1 环境管理 237
9.2 企业环境信息披露 241
9.3 污染物排放清单 242
9.4 生态环境监测 244
9.5 环保设施“三同时”验收 245
10 结论 247
10.1 建设项目情况 247

10.2 产业政策、选址符合性 247
10.3 环境质量现状 248
10.4 污染物排放情况 249
10.5 主要环境影响 249
10.6 环境保护措施 251
10.7 公众意见采纳情况 253
10.8 环境影响经济损益分析 253
10.9 环境管理与监测计划 253
10.10 项目可行性结论 253