

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

1 概述

1.1 项目由来

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

东河采油气管理区隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，行政上隶属于新疆阿克苏地区库车市和沙雅县，目前该油田主要包括东河片区和哈拉哈塘片区两大油田。为满足东河油田、哈拉哈塘油田产能开发的需要，增大油田整体开发效益，塔里木油田分公司决定投资 50 万元，实施“东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程”。本工程建设性质为改扩建，属于现有油田内的改扩建项目，主要建设内容包括：①新建采油井场 1 座（红旗 8 井），新建井口装置 1 座、两相分离计量撬 1 座、储油罐 2 座、密闭定量装车撬 1 座、放喷火炬 1 座；②RP7-H3C 井转注水井，新建注水泵 1 台，注水管线利旧。③配套建设总图、仪表、电气、通信、防腐、结构、消防等辅助工程。工程建成后产油 $10.5 \text{m}^3/\text{d}$ ，产气 $0.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水能力 $50 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采及油气开采配套的注水项目，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《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失

重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区范围。根据《中华人民共和国生态环境法典》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 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）”，应编制生态环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2026 年 8 月 14 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展生态环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2026 年 8 月 18 日在阿克苏新闻网进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了生态环境影响报告书征求意见稿，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 2026 年 9 月 11 日至 9 月 24 日在阿克苏新闻网对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2026 年 9 月 15 日、2026 年 9 月 16 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阿克苏地区生态环境局报批生态环境影响报告书前，于 2026 年 10 月 16 日在阿克苏新闻网网站公开拟报批的生态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《东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程公众参与说明书》，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，编制完成了本工程生态环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程为石油天然气开采及注水完善项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号），拟建项目属于第一类“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”“3. 油气伴生资源综合利用，油气田提高采收率技术开发利用”为鼓励类

产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司石油天然气开采及注水完善项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程主要建设内容位于东河油田、哈拉哈塘油田内，不涉及水源地、风景名胜等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程东南距离生态保护红线区（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 3.5km，建设内容不在生态保护红线内；拟建工程井场采取密闭罐车拉运工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期井场分离出的采出水通过罐车拉运至哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废液采取专用废水回收罐收集后，拉运至哈六联合站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、声环境影响评价等级为二级、环境风险评价等级为简单分析。井场地下水环境影响评价工作等级为二级、注水管线地下水环境影响评价工作等级为三级；井场土壤环境（污染型）影响评价等级为一级，土壤环境（生态型）影

响评价等级为一级；注水管线土壤环境（污染型）影响评价等级为二级，土壤环境（生态型）影响评价等级为二级。红旗 8 井场、注水管线生态影响评价等级为三级，注水井场生态影响评价等级为二级。

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的实施对区域环境空气、地表水、地下水、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）拟建工程采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时储油罐内的原油经过密闭装车外运，定期对井场设备进行检查，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）拟建工程废水主要为采出水及井下作业废水，采出水、井下作业废水采用罐车拉运至哈六联合站处理，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）V 级标准要求后回注地层。即拟建工程无废水排入地表水体，对区域水环境影响可接受。

（3）拟建工程采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，从土壤环境影响的角度分析，拟建工程可行，对地下水环境影响可以接受。

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

（5）拟建工程运营期固体废物主要为废机油、废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥，均属于危险废物，废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶及清罐底泥收集后有危废处置资质单位接收处置。

（6）拟建工程井场施工过程中临时占地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，项目建设可行。

（7）拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、采出水，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、哈拉哈塘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方案的相关要求；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《东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

(8) 《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订，2020 年 7 月 1 日施行）；

(9) 《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、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）；

(2) 《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）；

(3) 《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）；

(4) 《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）；

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

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

(7) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 第 7 号），2023 年 12 月 27 日发布，2024 年 2 月 1 日实施）；

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

(9) 《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）；

(10) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 第 3 号，2017 年 5 月 3 日发布，2018 年 8 月 1 日施行）；

(11) 《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）；

(12) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令 第 36 号）；

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

(14) 《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）；

(15) 《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）；

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

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

2 号)；

(18) 《挥发性有机物 (VOC_s) 污染防治技术政策》(环境部公告 2013 年第 31 号, 2013 年 5 月 24 日实施)；

(19) 《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 日发布并施行)；

(20) 《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 日发布并施行)；

(21) 《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)；

(22) 《关于印发〈企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)〉的通知》(环发〔2015〕4 号, 2015 年 1 月 8 日发布并施行)；

(23) 《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)；

(24) 《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)；

(25) 《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)；

(26) 《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)；

(27) 《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)；

(28) 《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)；

(29) 《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)；

(30) 《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)；

(31) 《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）；

（32）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

（33）《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）；

（34）《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3 号）；

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

（36）《排污许可管理条例》（2020 年 12 月 9 日国务院第 117 次常务会议通过，自 2021 年 3 月 1 日起施行）；

（37）《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）。

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

（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）《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）；

（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）《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）；

（13）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》；

（14）《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）；

（15）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（16）《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）；

（17）《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）；

（18）《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）；

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

（20）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》

（22）《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（23）《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》；

（24）《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》；

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

（26）《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）；

（27）《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）；

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

2.1.3 环境保护技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)；
- (10) 《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》(原环境保护部公告 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) 《环境质量现状监测报告》；
- (2) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料；
- (3) 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，掌握项目所在地沙雅县一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对拟建工程特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(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因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素		施工期	运营期		退役期
		井场工程	油气开采工程	采出水回注	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--
	地下水	-1D	-1C	-1C	--
	声环境	-1D	-1C	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1D
	土壤肥力	--	--	--	-1D
	植被覆盖度	--	--	--	--
	生物量损失	--	--	--	--
	生物多样性	--	-1C	--	+1D
	生态敏感区	-1C	--	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	-1C	--	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、生态敏感区、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、土壤环境等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境和生态环境的短期影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

单项工程 环境要素	回注水回注		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃	颗粒物、NO ₂ 、非甲烷总烃	颗粒物
地表水	—	本项目不涉及跨越穿越地表水，故不设置评价因子	—
地下水	—	石油类、氯化物	—
土壤	—	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、盐分含量	—
生态	地表扰动、生态敏感区、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性
噪声	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）、夜间最大声级（L _{Amx} ）	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

拟建工程位于东河采油气管理区油田内，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》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，区域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；项目区域以油气开采为主要功能，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：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中过渡阶段二级标准；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/m³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

国外土壤参照执行《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；居民区土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地土壤污染风险筛选值。土壤酸化、碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准。

上述各标准的标准值见表 2.4-1 至表 2.4-4。

表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 表 1 中过渡 阶段二级标准
		24 小时平均	120		
	PM _{2.5}	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准 详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准
环境要素	项目	标准值		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度 单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 感 官性状及一般化学指标中Ⅲ 类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	pH	6. 5~8. 5		—	《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
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0. 3			
	锰	≤0. 10			
	铜	≤1. 00			
	锌	≤1. 00			
	铝	≤0. 20			
	挥发性酚类	≤0. 002			
	阴离子表面活性剂	≤0. 3			
	耗氧量	≤3. 0			
	氨氮	≤0. 50			
	硫化物	≤0. 02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3. 0	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 微生物指标中Ⅲ类	
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1. 00	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学指标中Ⅲ类	
	硝酸盐	≤20. 0			
	氰化物	≤0. 05			
	氟化物	≤1. 0			
	碘化物	≤0. 08			
	汞	≤0. 001			
	砷	≤0. 01			
	硒	≤0. 01			
镉	≤0. 005				
铬（六价）	≤0. 05				
铅	≤0. 01				
三氯甲烷	≤0. 06				

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	四氯化碳	≤0.002		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学 指标中Ⅲ类
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) Ⅲ类标准
声环境	L _{eq}	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	92	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	蒽	490	1293

续表 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)
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
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

表 2.4-4 土壤盐化分级标准一览表

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

表 2.4-5 土壤酸化、碱化分级标准一览表

序号	土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度	标准
1	pH<3.5	极重度酸化	《环境影响评价技术导则 土壤环境》 (HJ964-2018) 附录 D 表 D.2 土壤酸 化、碱化分级标准
2	3.5≤pH<4.0	重度酸化	

续表 2.4-5 土壤酸化、碱化分级标准一览表

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

2.4.3 污染物排放标准

废气：施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值；施工机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求。运营期井场场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。

废水：采出水通过罐车拉运至哈六联合站处理，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）表 1V 级标准后回注地层。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈六联合站处理，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）表 1V 级标准后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中相应限值；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

（3）控制标准

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）；危险废物转移执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）。

表 2.4-6 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	施工扬尘	颗粒物	1.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） 中无组织排放监控浓度限值
	燃油机械设备废气	颗粒物	1.0	mg/m ³	
		二氧化硫	0.40		
		氮氧化物	0.12		
	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	井下作业废水	悬浮固体含量	35	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 V 级水质主要控制指标（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)	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
		夜间	55		
场界噪声	L _{Aeq,T}	昼间	60	dB(A)	《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 RP7-H3C 井土壤影响范围内分布有公益林, 生态影响评价等级不低于二级。

(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) 拟建工程新增永久占地面积约 0.012km^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

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	评价等级
红旗 8 井场	不涉及	三
RP7-H3C 井场	土壤影响范围涉及国家二级公益林	二
注水管线（利旧）	不涉及	三

综合以上分析红旗 8 井场、注水管线生态环境评价工作等级为三级，RP7-H3C 井场生态环境评价工作等级为二级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目生态影响评价范围为各井场边界外延 50m 范围，管线中心线两侧 300m。

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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程采油井场、注水井场建设内容属于 I 类项目，注水管线属于 II 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他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区

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

拟建工程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，项目区域地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

（3）评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水评价工作等级划分依据一览表

环境敏感程度 \ 项目类别	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	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
红旗 8 井场	I 类	项目区块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
RP7-H3C 井场	I 类			二
注水管线（利旧）	II 类			三

综上分析可知，拟建工程井场地下水评价等级均为二级；注水管线地下水评价等级为三级。

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），项目地下水环境影响评价范围为各井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的矩形区域，单井注水管线两侧 200m 的范围。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水、井下作业废水采用罐车拉运至哈六联合站处理，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）V 级标准要求后回注地层；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。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

拟建工程重点分析依托哈六联合站处理设施的环境可行性。

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）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中中度盐化及以上地区，即项目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，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），红旗 8 井场属于 I 类项目，RP7-H3C 井场属于 I 类项目，注水管线属于 II 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（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

拟建工程新增永久占地面积 1.1875hm^2 ，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

拟建工程评价范围内涉及耕地和村庄，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域历史监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(5) 评价工作等级判定

①污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据见表2.5-5，评价工作等级见表2.5-6。

表 2.5-5 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

表 2.5-6 土壤环境污染影响型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 8 井场	I 类	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄敏感点	敏感	一
RP7-H3C 井场	I 类	井场周边 1km 范围内涉及耕地敏感点	敏感	一
注水管线（利旧）	II 类	管线两侧 200 米范围内涉及耕地敏感目标	敏感	二

由上表可知，井场土壤环境（污染影响型）评价等级为一级；注水管线土壤环境（污染影响型）评价等级均为二级。

②生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据见表2.5-7，评价工作等级见表2.5-8。

表 2.5-7 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

环境敏感程度 \ 项目类别	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 2.5-8 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 8 井场	I 类	>4	敏感	一
RP7-H3C 井场	I 类	>4	敏感	一
注水管线 (利旧)	II 类	>4	敏感	二

由上表可知，井场土壤环境（生态影响型）评价等级为一级；注水管线土壤环境（生态影响型）评价等级均为二级。

2.4.4.2 土壤环境影响评价范围

（1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境污染影响型评价范围为井场外扩 1km，注水管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

（2）生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境生态影响型评价范围为井场边界外扩 5km，注水管线边界两侧向外延 0.2km 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} ——第*i*个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

其中： P_i ——如污染物数*i*大于1，取*P*值中最大者 $P_{\max}$ ；

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

（2）城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录B中模型计算设置说明：当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建工程周边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/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-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		林地
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/ $^{\circ}$	—

表 2.5-10 主要废气污染源参数一览表（火炬源）

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔 (m)	火炬等效高度 (m)	等效出口内径 (m)	烟气温度 (°C)	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	氮氧化物	PM ₁₀	PM _{2.5}
红旗 8 井场火炬燃烧烟气	***	***	989	15	0.1	300	21.4	8760	正常	天然气	93.75	290264	0.021	0.198	0.036	0.029

表 2.5-11 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 (°)									
井场无组织废气	***	***	989	125	95	15	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.1907

表 2.5-12 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/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	火炬燃烧烟气	PM ₁₀	0.24	0.05	7.67	22	—
		PM _{2.5}	0.19	0.09			
		NO ₂	1.32	0.66			
		非甲烷总烃	0.14	0.01			
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	153.49	7.67		83	—

(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 $1\% < P_{\max} = 7.67\% < 10\%$ ，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、哈拉哈塘油田区域内，周边区域以油气开发为主，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.5.6.2 声环境影响评价范围

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

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 环境风险评价等级

(1) 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

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

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

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \quad (\text{式 1-1})$$

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 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 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

≥100。

拟建工程涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.5-13。

表 2.5-13 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_{in} /t	临界量 Q_{in} /t	该种危险物质Q值
储油罐	1	原油	—	85	2500	0.034
井场内设备及工艺管线	1	原油	/	2.5	2500	0.001
	2	天然气	74-82-8	0.2	10	0.02
项目Q值Σ						0.035

经计算，拟建工程 Q 值 < 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2.5-14。

表 2.5-14 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2.5-10可知，拟建工程环境风险潜势为 I，因此拟建工程环境风险评价等级为简单分析。

2.5.7.2 环境风险评价范围

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

2.6 环境保护目标

本评价将大气评价范围内栏杆村、塔勒克阔坦村、喀什托格拉克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；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场外延 1km 及管线两侧 0.2km 范围内永久基本农田、村庄设置为土壤环境（污染影响型）保护目标，将井场外延 5km 及管线两侧 0.2km 范围土壤作为土壤环境（生态影响型）

保护目标：拟建工程将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区及重要物种作为生态保护目标；将区域环境空气、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-5。

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	***	***	居住区	人群	二类区	E	与红旗 8 井场距离 0.95km	550	110
2	塔勒克阔坦村	***	***	居住区	人群	二类区	SW	与红旗 8 井场距离 1.5km	1630	126
3	喀什托格拉克村	***	***	居住区	人群	二类区	SW	与红旗 8 井场距离 1.4km	2005	401

表 2.6-2 地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求
		方位	距离(m)				
G1	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 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)第一类用地土壤污染风险筛选值		红旗 8 井场东侧 950m
	永久基本农田	《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 8 井场东侧 150m
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)	备注
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场边界外扩 50m, 管线中心线两侧 300m	占用	控制破坏影响范围, 并做好生态恢复和后期管理, 控制生态进一步恶化
	重要物种(塔里木兔、苍鹰、红隼)		评价范围内	

表 2.6-5 环境风险敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	栏杆村	E	与红旗 8 井场距离 0.95km	居住区	550
	2	塔勒克阔坦村	W	与红旗 8 井场距离 1.5km	居住区	1630
	3	喀什托格拉克村	SW	与红旗 8 井场距离 1.4km	居住区	2005
	4	阿克巴什村	NE	与红旗 8 井场距离 2.9km	居住区	1050
	5	塔里克努尔村	SW	与红旗 8 井场距离 2.6km	居住区	925
	井场周边 500m 范围内人口数小计					0
环境空气	井场周边 3km 范围内人口数小计					6160
	集输管线周边 200m 内					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	无	—		—	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离（m）
地下水	1	评价范围内潜水含水层	G3	Ⅲ类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

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	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法

续表 2.7-1

评价内容一览表

序号	项目	内容
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：东河采油气管理区开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程周边生态恢复情况、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：基本概况、回注层地质概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及防治措施、运营期污染源及防治措施、退役期污染源及防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 相关法律法规、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	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环境保护措施可行性论证	针对拟建工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
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	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的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、大气环境影响评价、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 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 东河采油气管理区开发现状

东河采油气管理区包括东河片区和哈拉哈塘片区两大油田，行政上隶属于新疆阿克苏地区库车市和沙雅县境内。

（1）哈拉哈塘油田主体工程建设情况

哈拉哈塘油田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，行政上隶属于新疆阿克苏地区库车市和沙雅县，目前该油田主要开采范围为东西约 42km、南北约 118km，面积约 4956km²。

哈拉哈塘油田管辖哈拉哈塘区块和哈拉哈塘哈 6 区块，现已建成的地面工程主要有哈六联合站 1 座、转油站 4 座（哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站、新垦转油站）、清管站 2 座、油气水井 399 口、计量阀组、油田内部集输管网及附属设施（公寓、固废填埋场、污水处理设施及晾晒池、道路）等。

（2）东河塘油田

截至目前，东河油田管辖东河塘区块、牙哈 1 区块及红旗区块。现已建成的地面工程主要有东一联合站 1 座、东河天然气站（含注气系统）1 座、红旗 102 天然气回收站 1 座、转油站 2 座（东河四转油站、牙哈一转油站）、油气水井 100 口、计量阀组、油田内部集输管网及附属设施（公寓、固废填埋场、污水处理设施及晾晒池、道路）等。

（3）公用工程建设情况

①给排水

东河采油气管理区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。东河采油气管理区设置有哈 6 联公寓、东 1 联公寓，公寓生活用水通过水井取水，生活污水排入公寓生活污水处理装置处理，

公寓生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在哈 6 联合站、东 1 联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉和电磁加热撬，哈 6 联合站、东 1 联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。联合站公寓单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③供电

东河采油气管理区范围内设置有 35kV 变电站，用于区域联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

(4) 辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前哈拉哈塘油田分布有哈 6 联合站、哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站和新垦转油站，东河塘油田分布有东 1 联合站、东河天然气站。周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前东河采油气管理区周边紧邻库东公路，油田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 环保手续履行情况

目前区域内已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可、环境影响后评价等手续情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 东河采油气管理区开发现状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	
			批复时间	批准文号	验收时间	验收备案文号
1	环评及验收情况	塔北油田开发工程	1992-12-12	环监 [1992]435 号	2021-9-18	自主验收
2		东河油田零散区块地面建设工程	2006-11-1	阿地环函字 [2006]174 号	2022-1-21	BA652900YS2022-41
3		哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	2011-11-18	新环函 [2011]1094 号	2017-10-1	新环函 [2017]1548 号
					2020-12-27	自主验收
4		哈拉哈塘二期产能建设地面工程	2015-8-20	新环评价函 [2015]935 号	2018-6-12	自主验收(第一阶段)
					2021-3-8	二期区块阶段性验收备案编号: BA652900YS2021-13
5		东河采油作业区生活污水处理系统改造工程	2016-10-25	阿地环函字 [2016]412 号	2020-12-30	备案编号: BA652900YS2020-185
6		塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块)	2016-11-7	新环函 [2016]1626 号	2021-8-27	哈拉哈塘区块备案编号: BA652900YS2021-194
7		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	2018-8-4	阿地环函字 [2018]303 号	2020-10-9	备案号: BA652900YS2020-99
8		东河哈拉哈塘优质气源利用工程	2018-8-4	阿地环函字 [2018]304 号	2020-12-30	备案号: BA652900YS2020-184
9		牙哈 1 井区寒武系初步开发方案地面工程	2019-4-9	阿地环函字 [2019]182 号	2022-4-25	备案编号: BA652900YS2022-89
10		哈拉哈塘地面系统完善工程	2019-12-30	阿地环函字 [2019]799 号	2021-3-12	备案号: BA652900YS2021-82
11		东河至哈拉哈塘区域调水工程	2020-5-8	阿地环函字 [2020]242 号	2021-6-10	备案号: BA652900YS2020-138
12	红旗 2 区块天然气回收项目	2020-7-11	阿地环函字 [2020]428 号	2021-8-28	自主验收	
13	东河气举管网完善及供水局部管线更换工程	2020-8-15	地环函字 [2020]464 号	2021-9-15	备案号: BA652900YS2021-210	

续表 3.1-1 东河采油气管理区开发现状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	
			批复时间	批准文号	验收时间	验收备案文号
14	环评及验收情况	塔里木油田东河 1 石炭系油藏天然气驱提高采收率与战略储气库协同建设试验方案地面工程	2020-12-1	阿地环函字[2020]784 号	2024-8-15	自主验收
15		东河塘油田及周缘 2020 年综合治理地面工程(DH1-H12 井转注气工程)	2020-12-24	地环函字[2020]855 号	2021-9-15	备案号: BA652900YS20-
16		哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案	2021-12-8	新环审[2021]198 号	2024-9-16	自主验收
17		哈拉哈塘油田塔河北奥陶系油藏开发调整方案地面工程	2022-3-21	新环审[2022]50 号	2023-12-29	自主验收
					2024-10-16	自主验收(一期)
18		哈拉哈塘油田 2021 年产能建设项目(一期)	2022-5-30	新环审[2022]93 号	2023-9-22	自主验收
19		哈拉哈塘区块 5 口井地面工程	2022-9-6	新环审[2022]165 号	2024-1-11	自主验收
20		哈拉哈塘油田开发调整方案	2022-9-21	新环审[2022]180 号	2024-10-15	自主验收(一期)
					2025-3-17	自主验收(二期)
21		哈拉哈塘油田老井侧钻方案	2023-1-12	新环审[2023]6 号	/	建设完成, 正在验收
22		哈拉哈塘 2023 年产能建设项目(一期)	2023-5-26	新环审[2023]95 号	2023-12-10	自主验收
23		金跃区块 JY1-H13 等两口井产能建设项目	2023-5-31	新环审[2023]99 号	2024-1-8	自主验收
24		哈拉哈塘油田哈 6 区块 2023 年第一期产能建设项目	2023-8-25	新环审[2023]197 号	2024-5-19	自主验收
25		牙哈 1 井区寒武系油藏开发方案	2024-1-19	阿地环审[2024]61 号	2024-10-8	自主验收
26		新垦 4-哈 11 井区临时气举管线(二期)	2024-3-27	新环审[2024]63 号	2024-12-27	自主验收
27		2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案	2024-5-9	新环审[2024]104 号	2024-12-3	滚动开发, 一期自主验收
	2025-5-12				滚动开发, 二期自主验收	
28	哈拉哈塘油田单井供水管网完善项目	2024-3-19	阿地环审[2024]177 号	2024-8-4	自主验收	
29	降低综合能耗工程	2024-3-4	阿地环审[2024]182 号	2024-12-25	自主验收	

续表 3.1-1 东河采油气管理区开发现状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	
			批复时间	批准文号	验收时间	验收备案文号
30	环评及验收情况	东河采油气管理区 2024 年注水管网完善工程	2024-4-15	阿地环审 [2024]257 号	2024-9-18	自主验收
31		东河 1CIII油藏注气受效井集输隐患治理工程	2024-7-4	阿地环审 [2024]369 号	2025-2-7	自主验收
32		塔里木油田东河塘油田东河 1CIII油藏 1-2 砂层组开发调整项目	2024-7-30	新环审 [2024]156 号	/	建设完成, 正在验收
33		东河采油气管理区哈六联、东一联合站导热油炉低氮改造方案	2024-9-4	备案号: 2024652923000 00100	/	/
34		哈拉哈塘油田哈 602 井区 2024 年产能建设项目(一期)	2024-11-26	新环审 [2024]249 号	2025-9-12	自主验收
35		RP7-H7、RP7-H4 井集输工程	2024-11-27	新环审 [2024]251 号	2025-7-20	自主验收
36		东河采油气管理区危废贮存设施隐患治理项目	2025-3-11	阿地环审 [2025]80 号	2026-2-25	自主验收
37		东河采油气管理区 2024 年管道隐患整改项目	2025-4-30	新环审 [2025]114 号	2025-12-28	自主验收
38		哈拉哈塘油田哈 601 井区 2025 年第一期产能建设项目	2025-5-26	新环审 [2025]131 号	2025-12-18	自主验收(一期)
39	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应急预案	塔里木油田分公司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(沙雅县)突发环境事件应急预案(第三版)》(备案编号: 652924-2025-019-LT); 塔里木油田分公司东河采油气管理区(库车市)突发环境事件应急预案(第三版)(备案编号: 652923-2025-196-L)			
序号	类别	名称	排污许可登记编号	有效期	排污许可管理类别	
40	排污许可执行情况	塔里木油田分公司东河采油气管理区(哈六联合站)	9165280071554911XG 029U	2023 年 4 月 4 日至 2028 年 4 月 3 日	简化管理	
41		东河采油气管理区(热普公寓)	9165280071554911XG 112W	2024 年 5 月 28 日至 2029 年 5 月 27 日	登记管理	
42		塔里木油田分公司东河采油气管理区(沙雅县)	9165280071554911XG 023Q	2024 年 5 月 28 日至 2029 年 5 月 27 日	登记管理	
43		塔里木油田分公司东河采油气管理区(东河采油作业区)	9165280071554911XG 037X	2024 年 5 月 28 日至 2029 年 5 月 27 日	登记管理	
44		塔里木油田分公司东河采油气管理区(综合服务部)	9165280071554911XG 036Z	2024 年 5 月 28 日至 2029 年 5 月 27 日	登记管理	

续表 3.1-1 东河采油气管理区开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	名称	排污许可登记编号	有效期	排污许可管理类别
45	排污许可执行情况	塔里木油田分公司东河采油气管理区(哈拉哈塘采油作业区)	9165280071554911XG035W	2024 年 5 月 28 日至 2029 年 5 月 27 日	登记管理
46		塔里木油田分公司东河采油气管理区(东一联合站)	9165280071554911XG034X	2024 年 5 月 28 日至 2029 年 5 月 27 日	登记管理
41	环境影响后评价开展情况	东河采油气管理区哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书	编制完成《东河采油气管理区哈拉哈塘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〕221 号)		
		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)		

3.1.3 东河采油气管理区回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果,对东河采油气管理区分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 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,其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。油田经过了多年的开发后,现在已占用了一定面积的土地,使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少,地表永久性构筑物增多。

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

① 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况,东河采油气管理区的道路地面均进行了硬化处理,井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理,

站场（转油站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇、骆驼刺及棉花等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

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。东河采油气管理区位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了

图 3.1-1 东河采油气管理区现有恢复效果

b. 道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被正在恢复中，对周围植被和地表的影

响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.1-2 东河采油气管理区现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分

布情况进行了调查。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

（3）生态保护措施回顾

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。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据东河采油气管理区建设的特点分析，油田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如联合站、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，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的吸收作用。

油田主要土壤类型为盐土、潮土及草甸土等。以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，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田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 地下水环境影响回顾

油田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，正常情况下未对地下水产生污染影响。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。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的影响很小。

表 3.1-2 废水水质监测结果统计表

采样地点	检测项目	单位	监测结果	标准	达标分析
哈 6 联合站	悬浮固体含量	mg/L	25~28	35.0	达标
	含油量	mg/L	0.0249~0.0753	100.0	达标
	pH 值	—	7.17~7.19	—	—

油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，采油、油气处理和集输等对地下水环境未产生不利影响；通过本次评价地下水监测井水质可看出，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，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。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查及后评价调查资料，油田内现有的各井场采出原油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。结合区域例行监测数据，真空加热炉、导热油炉、热媒炉、热水锅炉、井场加热炉排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

表 3.1-3 油田各站场、井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 1#热媒炉	热媒炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.6~2.2 4 30~44 <1 级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
哈六联 1#导热油炉	导热油炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.1~2.4 6 28~67 <1 级			达标
热普联合站 1#外输加热炉	加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.8~2.1 <3 112~142 <1 级			达标
HQ201H 井加热炉	加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.2~2.3 <3 101~149 <1 级			达标
东河公寓热水锅炉	热水锅炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	3.5 <3 73~94 <1 级			达标
东 1 联合站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~0.0063	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.14~0.20		《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	

续表 3.1-3 油田各站场、井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
哈 6 联合站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~ 0.0008	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.23~1.11		《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	
东河天然气站	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.21~0.68		《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	
JY7-2X 井	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.32~0.69		《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	

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2021 年~2025 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明,东河采油气管理区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 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 四项因子。

表 3.1-4 区域 2021 年~2025 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2021 年现状 浓度 (μg/m ³)	2022 年现状 浓度 (μg/m ³)	2023 年现状 浓度 (μg/m ³)	2024 年现状 浓度 (μg/m ³)	2025 年现状 浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	达标 情况
阿克苏地区	PM ₁₀	年平均值	87	94	95	81	82	60	超标
	PM _{2.5}	年平均值	35	41	37	35	42	30	超标
	SO ₂	年平均值	6	6	7	5	5	60	达标
	NO ₂	年平均值	29	24	32	27	25	40	达标

从表中可以看出,区域 PM₁₀、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;SO₂、NO₂ 年平均值均处于一个逐步降低的过程,说明油气田开发过程中加热炉的使用未对区域二氧化硫、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，主要以区域的监测结果进行说明，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。

3.1.3.5 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，目前油田钻井均未涉及油基泥浆，以水基和磺化泥浆为主。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轮南油田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，定期钻井公司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。

施工废料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处置。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比东河采油气管理区同类型井场及站场污染源监测数据，油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-5 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
哈六联合站	昼间	44~53	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	41~49			达标
JY201-1 井场	昼间	40~45	基础减振		达标
	夜间	38~41			达标
HA10-7 井场	昼间	40~46	基础减振		达标
	夜间	38~42			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

东河采油气管理区生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，东河采油气管理区至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事

故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺漏事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、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，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑤每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，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。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3) 站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动检测和报警机制。

塔里木油田分公司东河采油气管理区编制了《塔里木油田公司东河采油气管理区（沙雅县）突发环境事件应急预案（第三版）》（备案编号：652924-2025-019-LT）。采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，东河采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。东河采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《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），东河采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。2023 年 5 月 28 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG023Q）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，东河采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规定 环境监察》（HJ/T295-2006）、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018），东河采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4.9 环境管理回顾

塔里木油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《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）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.4.10 退役设施情况

东河采油气管理区部分区块涉及长停井，长停井部分已按照塔里木油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

1、挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

3、实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

图 3.1-3 东河采油气管理区长停井封井效果

保护区退出井采取如下地质恢复措施：

（1）挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

（2）对圆井或方井坑进行回填，与地面平齐。

（3）实施地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。管线拆除前先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，最后用盲板封堵。

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

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

（6）生态恢复。因保护区退出井位于洪水区域，采取自然落种方式恢复，通过洪水灌溉及保护区生态系统自我调节能力与自身规律演替，经过 2~3 年的休养生息过程，完成生态恢复。

图3.1-4 东河采油气管理区保护区退役井封井效果

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据后评价报告，东河采油气管理区现有污染物年排放情况见表3.1-6。

表3.1-6 东河采油气管理区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	硫化氢		
哈拉哈塘油田现有污染物排放量	74.3	26.6	225.9	157.4	1.8	0	0
东河塘油田现有污染物排放量	1.43	0	9.36	5.43	0	0	0
合计	75.73	26.6	235.26	162.83	1.8	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

具体存在的问题如下：

- (1) 钻井结束后，应立即组织开展竣工环保验收工作；
- (2) 钻井井场存在临时占地未进行松土，影响植被自然恢复；

目前存在的问题已纳入东河采油气管理区 2025 年度~2026 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) 按照国家、地方环保法规、建设项目竣工环境保护验收技术指南、标准，开展钻井工程竣工环保验收工作；

(2) 在钻井工程实施完成后，对井场永久占地外临时占地、生活区等区域土壤进行耙松，植被恢复以自然恢复为主。

3.2 现有工程

拟建工程涉及 2 口老井。

3.2.1 现有工程概况

(1) 基本情况

表 3.2-1 在建工程基本概况一览表

内容 \ 名称	红旗 8 井	RP7-H3C 井
位置	沙雅县	沙雅县
坐标	***	***
设计井深	5747m	7393m
完钻原则	钻至目的层	钻至目的层
完井形式	裸眼完钻	筛管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等

图 3.2-1 井场现状现场照片

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程环保手续履行情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-2 环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	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 8 井	红旗 8 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2026]25 号	2026 年 1 月 26 日	2026 年 7 月完成自主验收		
2	RP7-H3C 井	RP7-H3C 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]143 号	2024 年 3 月 4 日	2026 年 5 月完成自主验收		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

根据验收监测数据及现场踏勘，废气污染源主要为施工扬尘，目前施工过程中已采取了车辆减速慢行、加盖苫布等措施；废水污染源主要为废酸化压裂废水和生活污水，目前酸化压裂废水拉运至富源 7 井废液处理站；生活污水暂存于井场撬装设施，定期拉运至库车市污水处理厂妥善处理；噪声污染源主要为泥浆泵、钻机，采取基础减振等降噪措施。固体废物为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，膨润土泥浆钻井岩屑经干化满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化水基泥浆废弃物固液分离后固相拉运至巴州山水源塔河南岸环保站及克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；含油废物由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾收集后运至轮台县青山外物业管理有限公司处置。

现有井场现场踏勘期间，未发现历史遗留废弃物，固体废物均妥善处理，危险废物委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程各环保设施全部稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

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			东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程
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			建设周期 2 个月
总投资			项目总投资 50 万元，其中环保投资 10 万元，占总投资的 20%
建设规模			项目建成后产油 10.5m ³ /d，产气 0.3×10 ⁴ m ³ /d，设计注水能力 50m ³ /d
工程内容	主体工程	井场工程	新建采油井场 1 座（红旗 8 井），新建井口装置 1 座、两相分离计量撬 1 座、储油罐 2 座、密闭定量装车撬 C 转注水井，新建注水泵 1 台；配套建设总图、仪表、电气、通信、防腐、结构、消防等。1 座、放喷火炬 1 座；RP7-H3
		管线工程	利旧注水管线 1.3km；
	公辅工程	供电工程	拟建工程均依托现有电力线路
		给排水	施工期：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：采出水、井下作业废水罐车定期运至哈六联合站处理； 退役期：废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理。
		道路系统	依托区块现有道路
		防腐工程	井场内地面保温管道外壁：防腐层采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层厚度≥200 μm。地面不保温管道外壁：采用二道环氧富锌底漆（60 μm）-二道环氧云铁中间漆（100 μm）-二道交联氟碳面漆涂料（80 μm），防腐层干膜厚度≥240 μm
		自控工程	井场设置温度、压力、流量监测仪表，井口配置可燃气体检测，设置一座电控信一体化撬；注水井口油压、套压由无线压力变送器经 Zigbee-Pro(2.4G) 上传信号接收模块，通过 RJ45 接口以 ModBUS-TCP 协议上传上一级站场 DCS。
	环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，燃用合格油品； 运营期：采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查； 退役期：采取洒水抑尘的措施；
		废水	施工期：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：运营期废水包括采出水、井下作业废液，井场分离出的采出水通过罐车拉运至哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废液采取专用废水回收罐收集，酸碱中和后拉运至哈六联合站处理； 退役期：废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理。
		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，采取基础减振的降噪措施； 退役期：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。
		固体废物	施工期：施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置；生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置； 运营期：运营期固体废物主要为废机油、废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥，其中废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶及清罐底泥收集后，由有危废处置资质单位接收处置； 退役期：退役期建筑垃圾集中收集后送哈拉哈塘固废填埋场填埋处置；落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

续表 3.3-1

拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程 内容	环 保 工 程	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 运营期：定时巡查井场、管道，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：拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线进行巡检
劳动定员			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%，成分以细流纹岩、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分成熟度较高。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 8 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/cm ³)	50℃动力粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含沥青量 (%)
0.8428	4.825	24	28.6	1.52

(2) 天然气性质

红旗 8 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 (%)	O ₂ (%)	硫化氢 (mg/m ³)
0.7935	66.30	15.10	8.11	3.74	6.32	0.19	0.24	0

(3) 地层水性质

红旗 8 井地层水性质见下表。

表 3.3-4 地层水性质统计表

密度 (g/cm ³)	氯根 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	pH	水型
1.1530	139000	230800	6.20	氯化钙

3.3.3 回注层地质概况

3.3.3.1 构造特征

哈拉哈塘油田构造上位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，整体表现为向西倾没的大型鼻状构造。北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古-塔河-哈拉哈塘奥陶系特大型油田的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武纪～奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏-新和-轮台一线。奥陶纪末，随着库-满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南-哈拉哈塘-英买力地区为其南斜坡。志留纪～泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南低凸起、库尔勒鼻状凸起；北部由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭世～三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和-

二八台、英买力、轮南以及库尔勒-孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

3.3.3.2 地层特征

哈拉哈塘油田各井钻遇地层基本一致，自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。北部潜山区奥陶系与上覆志留系不整合接触，缺失奥陶系上统部分地层。奥陶系可细分为上统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中统一间房组，中-下统鹰山组。上奥陶统桑塔木组、良里塔格组、吐木休克组整体由南向北依次剥蚀尖灭，最北部为志留系柯坪塔格组覆盖于奥陶系一间房组潜山之上。拟建工程区域桑塔木组尖灭线以南良里塔格组、吐木休克组、一间房组、鹰山组鹰 1 段地层可对比性强，厚度基本稳定。

3.3.3.3 储层特征

哈拉哈塘油田奥陶系储层主要分布在良里塔格组良三段、一间房组和鹰山组鹰一段，岩心、薄片观察显示有效储集空间以次生的溶蚀孔洞和裂缝为主，成像测井反映洞穴、孔洞、裂缝十分发育，在钻井过程中多发生放空、漏失等钻井异常，储层类型以洞穴型为主，其次为裂缝孔洞型。

3.3.3.4 油藏特征

（1）油藏类型

哈拉哈塘油田碳酸盐岩油气藏是受断裂和岩溶储层共同控制的缝洞型碳酸盐岩油气藏，目前整体上天然能量较为充足，驱动类型以天然水驱为主，弹性驱动为辅，油藏中部埋深 6950m，油藏中部海拔深度-5990m。

（2）流体性质

①原油性质

区块内地面原油密度 $0.76\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.94\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均值 $0.83\text{g}/\text{cm}^3$ ； 50°C 动力粘度 $0.67\text{mPa} \cdot \text{s} \sim 163.8\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，平均值 $5.8\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；凝固点 $-30^\circ\text{C} \sim 0^\circ\text{C}$ ，平均值为 -12.48°C ；含硫量 $0.05\% \sim 1.12\%$ ，平均值 0.34% ；含蜡量 $4.3\% \sim 10\%$ ，平均值 7.11% ；

析蜡点 $8.6^{\circ}\text{C} \sim 32^{\circ}\text{C}$ ，平均为 19.3°C ，胶质+沥青质含量 $0.8\% \sim 18.77\%$ ，平均值 3.98% 。原油总体表现为低粘度、低硫、中含胶质沥青质、低凝固点的轻质原油特征。

②天然气性质

区块生产所辖断控区、潜山区、顺层区、台缘区断裂带区块内地面天然气相对密度 0.9152，甲烷平均含量 65.73%，乙烷以上含量平均 10.45%，氮气平均含量 4.16%，硫化氢含量 $0 \sim 0.79\%$ 。

③地层水性质

地层水均呈弱酸性，地层水密度 $1.0813\text{g}/\text{cm}^3 \sim 1.1545\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均值 $1.12\text{g}/\text{cm}^3$ ；pH值 $3.98 \sim 7.04$ ，平均值 5.86，属于中性、偏酸性；氯离子 $75300\text{mg}/\text{L} \sim 141000\text{mg}/\text{L}$ ，平均 $111897\text{mg}/\text{L}$ ；总矿化度 $130200\text{mg}/\text{L} \sim 237000\text{mg}/\text{L}$ ，平均 $185068\text{mg}/\text{L}$ ，全部属于 CaCl_2 型水。

3.3.4 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	动用资源储	石油	万 t	11.5
2		天然气	万 m^3	3285
3	开发指标	采油井场	座	1
4		注水井场	座	1
5		产油规模	m^3/d	10.5
6		产气规模	万 m^3/d	0.3
7		注水规模	m^3/d	50
8	能耗指标	年耗电量	$10^4\text{kWh}/\text{a}$	320
9	综合指标	总投资	万元	50
10		环保投资	万元	10
11		永久占地面积	hm^2	1.1875
12		临时占地面积	hm^2	0
13		劳动定员	人	不新增
14		工作制度	h	8760

3.3.5 工程组成

拟建工程主要包括井场工程和管线工程等。

3.3.5.1 主体工程

3.3.5.1.1 井场工程

井场主要工程内容见表 3.3-6。

表 3.3-6 拟建工程井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
红旗 8 井采油井场	1	采油树	—	座	1	现有
	2	密闭定量装车橇	橇内由装车泵、液相鹤管、气相鹤管、轴流风机等设备构成, Q=40m ³ /h	座	1	新建
	3	两相分离计量橇	DN1000×5000, 设计压力 4.0MPa	座	1	新建
	4	空气源热泵	—	座	1	新建
	5	储油罐	50m ³ , 规格为 7m×3m×2.4m; 卧式方罐 (接地安装)	座	2	新建
	6	放空火炬	DN150, H=15m	套	1	新建
	7	可燃气体检测报警仪	—	台	1	新建
RP7-H3C 井注水井场	1	注水泵	额定压力 35MPa, 电机功率 250kW	台	1	新建

3.3.5.1.2 管线工程

拟建工程利旧注水管线 1 条 1.3km, 埋地敷设。具体管线部署情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 集输管线部署一览表

序号	起点	终点	长度 (km)	管径和材质	设计压力 (MPa)	敷设方式
1	RP7008 阀组	RP7-H3C 井	1.3	DN80 高压柔性复合管	25	地埋敷设

3.3.5.1.3 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。

3.3.5.3 公辅工程

（1）供配电

红旗 8 井用电就近从已建 10kV/35kV 线路引接，新建 200kVA 预装式变电站，为场区新增负载供电。

RP7-H3C 井场依托已有的低压配电装置为仪表、通信及照明供电。

（2）给排水

①给水

运营期各井场为无人值守井场，不新增劳动定员，不涉及新增用水。

②排水

运营期采出水、井下作业废水定期运至哈六联合站处理，无废水外排。

（3）道路

拟建工程不新增道路，全部依托区块现有道路。

（4）自控工程

红旗 8 井场设置温度、压力、流量监测仪表，井口配置可燃气体检测，设置一座电控信一体化橇；

RP7-H3C 注水井口油压、套压由无线压力变送器经 Zigbee-Pro (2.4G) 上传信号接收模块，通过 RJ45 接口以 ModBUS-TCP 协议上传上级站场 DCS。

（5）防腐工程

地面保温管道外壁：防腐层采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层厚度 $\geq 200 \mu\text{m}$ 。

地面不保温管道外壁：采用二道环氧富锌底漆（ $60 \mu\text{m}$ ）-二道环氧云铁中间漆（ $100 \mu\text{m}$ ）-二道交联氟碳面漆涂料（ $80 \mu\text{m}$ ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$

3.3.5.4 依托工程

(1) RP7-H3C 井集输管线

拟建工程来自热普转油站的回注水，通过已建注水管线，利旧 RP7-H3C 井至 RP7008 阀组输油管线反输至 RP7-H3C 井。

①基本情况

RP7-H3C 井油气经集输管线输送至 RP7008 阀组，集输至热普转油站进行处理。集输管线情况一览表见表 3.3-8。

表 3.3-8 集输管线情况一览表

类别	起点	终点	长度 (km)	敷设方式	集输方式
油气集输管线	RP7008 阀组	RP7-H3C 井	1.3	埋地敷设	油气混输

②依托可行性

RP7-H3C 井目前处于停井状态，管线目前处于停用空闲状态，可以依托。

(2) 哈六联合站

①哈六联合站基本情况

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，伴生气考虑就地在哈六联进行脱硫处理。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工艺流程

I 原油处理流程

哈拉哈塘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换热器及稠油前换热器，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，降温后的净化油进入净化油缓冲罐，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。

II 天然气处理流程

为满足天然气外输的要求，天然气需要进行脱硫、脱水脱烃处理。

原油二次脱水分离器来含 H_2S 天然气与原油汽提塔来气汇合，经低压气压缩机增压至 0.4MPa 后，与原油一次脱水分离器来气汇合（0.4MPa，37℃），经原料气压缩机增压至 3.95MPa，经空冷器冷却至 50℃，再与外输气换热冷却至 3.9MPa、40℃，进入 MDEA 吸收塔脱出 H_2S 和 CO_2 ，MDEA 吸收塔塔顶出来的湿净化气采用低温分离法进行脱水脱烃处理，脱水后的净化干气增压至 6.9MPa，经外输气管道外输至东河天然气站。产出的轻烃经轻烃泵增压至 6.0MPa 打入外输油管道中，酸气进入硫磺回收单元进一步处理。

III 采出水处理流程

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，净化水罐出水悬浮固体含量 $\leq 35\text{mg/L}$ 、含油量 $\leq 100\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5.5\mu\text{m}$ 、平均腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/a}$ ，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质主要控制指标，由回注水泵经现有注水管线输至区域注水井回注油气层。

③依托可行性

拟建工程井场采出液最终输送至哈六联合站进行处理，井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理，依托哈六联合站富余情况如下表 3.3-9 所示。

表 3.3-9 哈六联合站处理能力一览表

项目内容	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
原油 $\times 10^4\text{t/a}$	100	65	35	0.38	可依托
采出水 m^3/d	3000	2500	500	18.5	可依托
井下作业废水 m^3/d				0.35	可依托

由上表可知，哈六联合站处理能力可满足拟建工程需求，依托可行。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本工程施工期主要包括井场工程，工艺流程及排污节点分述如下：

（1）采油井场

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，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，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

（2）注水井场

注水井场安装配套注水泵；在井场内设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。井场工程施工机械主要为运输车辆、吊装机、焊接机器等。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和施工扬尘，运输车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水

抑尘减少扬尘产生量。噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工土方、施工废料和生活垃圾，施工土方全部用于井场回填，施工废料送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置；生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.4.1.2 运营期

（1）油气开采

运营期红旗 8 井生产的油气通过空气源热泵加热后经两相分离计量撬油气计量、分离后，原油自压输至储油罐达到储存容积后经过密闭定量装车撬装车外运。密闭定量装车撬包括装车泵、装车鹤管等，原油装载采用底部装载方式减少无组织废气排放，储油罐中的采出液利用内部气压及装车泵输至油罐车中，装车泵与油罐车之间加装底部装车鹤管撬，平衡两者压力，装车完毕后油罐车将气液分离后的采出液（后期含水）送至哈六联合站处理，伴生气送井场火炬燃烧后排放。

（2）注水工程

水源来自热普转油站，通过已建注水管线，利用旧 RP7-H3C 井至 RP7008 阀组输油管线反输至 RP7-H3C 井，经注水泵增压至 35MPa 后回注地层。

（3）井下作业

拟建工程注水井场井下作业主要为洗井、修井作业。洗井、修井作业均是在注水井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将套管全部拔出，以便更换损坏的套管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

工艺流程见图 3.4-5。

图 3.4-1 油气开采工艺流程图

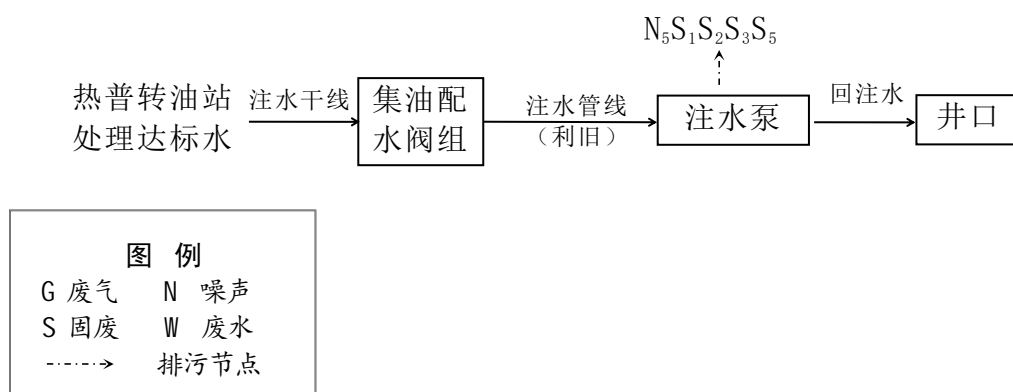


图 3.4-2 注水工艺流程图

油气开采过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气 (G_1) 及火炬燃烧废气 (G_2)，采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查；废水污染源主要为采出水 (W_1)、井下作业废液 (W_2)，其中井场分离出的采出水通过罐车拉运至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采取专用废水回收罐收集，酸碱中和后拉运哈六联合站处理；污染源主要为采油树 (N_1)、空气源热泵 (N_2)、计量分离器 (N_3)、泵类 (N_4) 和注水泵 (N_5) 运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为废机油 (S_1)、废润滑油 (S_2)、废油桶 (S_3)、落地油 (S_4)、井下作业产生的废防渗材料 (S_5)、储罐底泥 (S_6)，废机油、废润滑油、废油桶、落地油、废防渗材料、储罐底泥均属于危险废物，废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废油桶、落地油、废防渗材料、储罐底泥收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存场，由有危废处置资质单位接收处置。

表 3.4-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查
	G_2	火炬燃烧废气	颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃	连续	点火燃烧
	W_1	采出水	石油类、SS	连续	井场分离出的采出水通过罐车拉运至哈六联合站处理，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

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
废水	W ₂	井下作业废液	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	井下作业废液采取专用废水回收罐收集,酸碱中和后拉运至哈六联合站处理
噪声	N ₁	采油树	L _{A(r)}	连续	基础减振
	N ₂	空气源热泵	L _{A(r)}	连续	基础减振
	N ₃	分离计量撬	L _{A(r)}	连续	基础减振
	N ₄	泵类	L _{A(r)}	连续	基础减振
	N ₅	注水泵	L _{A(r)}	连续	基础减振
固废	S ₁	废机油	含油废物	间歇	收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用
	S ₂	废润滑油	含油废物	间歇	
	S ₃	废油桶	含油废物	间歇	
	S ₄	落地油	含油废物	间歇	由有危废处置资质单位接收处置
	S ₅	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S ₆	储罐底泥	含油废物	间歇	

3.4.1.3 退役期

随着采油工程和注水工程的结束,最终采油井和注水井将停止工作,进入退役期。

首先采用清水清洗采油及注水通道,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,管道进行封堵或设施拆除,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。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

图 3.4-3 退役期工艺流程图

退役期废气污染源主要为施工扬尘 (G_1)，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为施工机械及车辆噪声 (N_1)，选用低噪声的设备，采取保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等措施；废水主要为废弃管道和设备清洗废水 (W_1)，依托周边联合站进行处置；固体废物主要为建筑垃圾 (S_1)、落地油 (S_2)，建筑垃圾集中收集后送哈拉哈塘固废填埋场填埋处置，落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，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，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对野生动物的影响等。井场占地为永久占地，采取严格控制作业范围的措施。井场施工过程中，不可避免地对地表植被造成破坏，对野生动物产生一定影响，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时严格控制施工作业范围；临时堆土防尘网苫盖，设置限行彩条旗等。

3.4.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，管沟开

挖周期较短，且采取洒水抑尘，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施工机械及运输车辆尾气

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、SO₂、NO₂、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水

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。拟建工程不设施工营地，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。

3.4.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如运输车辆、吊装机、焊接机等噪声等，产噪声级在84~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.4.2.5 固体废物

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

①土石方

井场工程区土石方工程量主要来自井场找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.119 万 m³，土石方回填量 0.238 万 m³，借方 0.119 万 m³。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为 0.119 万 m³，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，

根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.119 万 m³，所有砾石均外购自周边的砂石料厂。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
井场平整	0.119	0.238	0.119	周边砂石料厂	0	—

②施工废料

根据类比调查，采油井场施工废料的产生量约为 0.5t，拟建工程 1 口采油井施工废料的产生量约为 0.5t，施工废料收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

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。生活垃圾定点收集后送库车生活垃圾焚烧发电厂处置。

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》（HJ853-2026）要求对源强进行核算，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	—	采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查	—	—	—	0.1907	8760	1.671
2	井场火炬燃烧烟气	颗粒物 氮氧化物 烟气黑度 非甲烷总烃	20 110 <1 级 11.66	火炬燃烧（不含硫）	15	1800	20 110 <1 级 11.66	0.036 0.198 — 0.021	8760	0.315 1.734 — 0.184

源强核算过程：

(1) 采油井场无组织非甲烷总烃核算

①密封点处无组织逸散废气

在油气开采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》（HJ853-2026）“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。

$$E_{\text{设备}} = 0.002 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点*i*的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——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；

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-4 设备与管道组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 0.23。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、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)
1	阀门	150	0.064	0.0045	8760	0.039
2	法兰	300	0.085	0.0120	8760	0.105
3	泵	2	0.074	0.0001	8760	0.001
合计				0.0166	—	0.145

经核算，拟建工程采油井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0166kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程采油井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.145t/a。

②罐区储罐呼吸废气

拟建工程井场共涉及 2 个储油罐，均为 50m³ 罐。

根据储罐呼吸计算公式：

$$\text{小呼吸：} L_B = 0.191 \times M \left(P / (100910 - P) \right)^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_p \times C \times K_c$$

$$\text{大呼吸：} L_w = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_c$$

式中： L_B ——储罐的呼吸排放量（kg/a）；

M ——储罐内蒸汽的分子量；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；

D ——罐的直径（m）；

H ——平均蒸汽空间高度（m）；

ΔT ——一天之内的平均温差（℃）；

F_p ——涂层因子（无量纲），根据油气状况取值在 1~1.5 之间，取 1.25；

C ——用于小直径罐的调节因子（无量纲），直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9m 的 $C=1$ ；

K_c ——产品因子（石油原油取 0.65，其他液体取 1.0）。

L_w ——固定顶罐的工作损失（kg/m³ 投入量）；

K_N ——周转因子（无量纲），取值按年周转次数（ K ，次）确定： $K \leq 36$ ，

$K_N=1$, $36 < K \leq 220$, $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$, $K > 220$, $K_N=0.26$;

表 3.4-6 各参数取值一览表

序号	项目	M	P/Pa	D/m	H/m	$\Delta T/^\circ\text{C}$	F_p	C	K_c	K_N
1	储油罐	22.25	24400	8.0	2.6	10	1.25	0.9877	0.65	0.88

通过上述公式计算可知, 储罐大小呼吸废气产生情况见表 3.4-7。

表 3.4-7 储罐大小呼吸废气一览表

序号	储罐名称	数量(座)	大呼吸废气量(kg/a)	小呼吸废气量(kg/a)	合计(kg/a)
1	储油罐	2	2×500	2×263	1526

由表 3.3-8 可知, 拟建工程罐区储罐呼吸废气排放量为 1.526t/a

综上, 采油井场无组织非甲烷总烃排放量合计为 1.671t/a。

(2) 火炬燃烧烟气

本项目设置火炬一座, 主要燃烧井场分离器分离出的伴生气(主要为天然气), 其烟气量计算如下:

①标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m^3/m^3)

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(\text{CO}) + 0.5\varphi(\text{H}_2) + 1.5\varphi(\text{H}_2\text{S}) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(\text{C}_m\text{H}_n) - \varphi(\text{O}_2) \right]$$

式中 CO 、 H_2 、 H_2O 、 H_2S 、 C_mH_n 、 O_2 ——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $11.90\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

②标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_o^g = 1 + L_0 - \left[1.5\text{H}_2 + 0.5\text{CO} - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times \text{C}_m\text{H}_n + \frac{n}{2} \text{C}_m\text{H}_n + \frac{3}{2} \text{H}_2\text{S} \right]$$

$$= 10.83\text{m}^3/\text{m}^3$$

本项目火炬主要燃烧井场的伴生气, 红旗 8 井场产气 $0.3 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 则火炬燃烧伴生气量约为 $125\text{m}^3/\text{h}$, 火炬燃烧烟气量为 $1800\text{m}^3/\text{h}$ 。

本项目火炬燃烧烟气中颗粒物浓度按 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 考虑。氮氧化物参照《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号) 中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算, 拟建工程氮氧化物排放

系数为 15.87 千克/万立方米原料,则红旗 8 井场火炬燃烧氮氧化物排放速率为 0.198kg/h, 火炬燃烧氮氧化物排放浓度为 110mg/m³。非甲烷总烃排放量参照《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.4-8 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表—燃气锅炉

锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米—燃料	1.68

本项目 RP7-H3C 井火炬燃烧伴生气量约为 125m³/h, 根据排污系数计算其污染物排放情况如下: 非甲烷总烃排放速率=1.68/10000×125=0.021kg/h, 排放浓度=(0.021×10⁶)/1800=11.66mg/m³。

表 3.4-9 井场火炬燃烧烟气污染物排放一览表

序号	污染源名称	污染因子	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间 (h)	年总排放量 (t/a)
1	红旗 8 场火炬燃烧 烟气	颗粒物	20	0.036	8760	0.315
		氮氧化物	110	0.198		1.734
		烟气黑度	<1 级	—		—
		非甲烷总烃	11.66	0.021		0.184

3.4.3.2 废水污染源及其治理措施

拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水。

(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,工程采出水约 6752.5t/a (18.5t/d), 主要污染物为石油类、SS。采出水随原油一并拉运至热普转油站最终输至哈六联合站,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,本次主要分析修井、洗井等过程产生的废液。

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 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 3.4-10 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、1 座注水井场，采油井每年井下作业废水产生量为 100t。注水井场每年井下作业废水产生量为 26.21t。拟建工程共产生井下作业废水 126.21t/a，井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 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	6752.5t/a	0	SS、石油类	连续	送至哈六联合站处理
	W ₂	井下作业废水	126.21t/a	0	pH、石油类、COD、SS、氨氮、溶解性总固体、挥发酚、硫化物、氯化物	间歇	送至哈六联合站处理

3.4.3.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程产噪设备主要为采油树、空气源热泵、泵类、注水泵等噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013 年 2 月）：采油树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 85~90dB（A），取 85dB（A）；泵噪声源强范围为 70~90dB（A），取 85dB（A）；分离计量撬噪声源强范围为 70~80dB（A），取 75dB（A）。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 15dB（A）。

拟建工程井场噪声污染源治理措施情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 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	85	基础减振	15
2	空气源热泵	1	85	基础减振	15
3	分离计量撬	1	75	基础减振	15
4	泵类	1	85	基础减振	15
5	注水泵	1	85	基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期产生的固体废物主要为废机油、废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥。

（1）废机油

井场设备设施定期维护、保养产生废机油。根据区域井场设备运行情况，采油井场废机油产生量约 0.2t/a，收集后进入原油处理系统资源回用。

（2）废润滑油

井场设备设施定期维护、保养产生废润滑油。根据区域井场设备运行情况，采油井场废润滑油产生量约 0.3t/a，注水井场废润滑油主要为注水泵撬等设施产生的废润滑油产生量约 0.2t/a，项目运行后废润滑油总产生量约 0.5t/a，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

（3）废防渗材料

工程运行期井场井下作业时，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，则本工程单座注水井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 1 次/2 年，则本工程 2 座井场产生废防渗材料约 0.5t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后由有危废处置资质单位接收处置。

（4）落地油

落地油主要为井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型井场落地油产

生量约 0.1t/a，拟建工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a，收集后有危废处置资质单位接收处置。

（5）废油桶

本项目设备设施定期维护保养会产生一定量废油桶，根据油田提供的经验数据，本项目废油桶产生量约为 0.05t/a。

（6）清罐底泥

拟建工程井场 2 座储油罐 8~10 年进行储罐底泥的清理，类比同类型井场储油罐清罐作业过程，单座储罐每年底部油泥产生量 0.125t，则拟建工程储罐底泥产生量为 0.25t/a，清理出的底泥桶装密闭后暂存于东河采油气管理区危废贮存场，由有危废处置资质单位接收处置。

表 3.4-13 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 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	废机油	0.2	危险废物 (071-001-08)	废机油、废润滑油进入原油处理系统资源回用	全部妥善处置，不外排
2	废润滑油	0.5	危险废物 (071-001-08)		
3	废防渗材料	0.5	危险废物 (900-249-08)	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
4	落地油	0.2	危险废物 (071-001-08)		
5	废油桶	0.05	危险废物 (900-249-08)		
6	清罐底泥	0.25	危险废物 (071-001-08)		

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，针对防沙治沙、水土保持措施加强巡查，发现破损缺失及时修补。

3.4.4 退役期污染源及防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

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 退役期水污染防治措施

退役期管道清洗废水最终进入联合站处理, 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)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业, 首先进行井场环境风险评估, 根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式, 确保固井、封井措施的有效性, 避免发生油水串层。

3.4.4.3 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。落地油收集后委托有资质单位接收处置; 管道中残余的液体先使用氮气吹扫, 再使用清水清洗管道内部, 清洗废水最终进入联合站处理, 清理干净的管线两端使用盲板封堵。

(2) 对完成注水的废弃井应封堵, 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。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

拟建工程注水井场使用一定年限后, 最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵, 并对井场、站场生态恢复至原貌。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, 将施工作业带宽度控制在8m以内, 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、井台等设备, 并对井场土地进行平整, 清除地面上残留的污染物等。

(3) 在退役期施工过程中, 严禁随意踩踏破坏植被; 不得惊扰、伤害野生

动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.4.5 非正常排放

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

拟建工程油气计量分离器连接到现有放空系统，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》（HJ853-2026）中第 10.2.3 火炬排放污染物量公式（17、18）计算。拟建工程非正常排放情况见表 3.4-10。

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

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 $125\text{m}^3/\text{h}$ ）；

t_i —火炬系统 i 的年运行时间， h/a ，（取 0.5h ）；

α —排放系数， kg/m^3 ，总烃取 0.000982 ，氮氧化物取 0.054 ；

n —火炬个数，1个。

表 3.4-14 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	0.12275	1	0.5	0.061375
		SO_2	0			0
		NO_x	6.75			3.375

3.4.6 清洁生产分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 油气处理清洁生产工艺

①拟建工程实施后，采出液由罐车密闭运至柯克亚油气运维中心集中处理，全过程密闭输送，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要开采工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使生产系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油品、污水喷出。

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，对产生的散落油品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油品落地。

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。

⑧在计量分离撬处预留第三方回收接口，后期分离出的伴生气由第三方回收。

(2) 集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程实施后，采出水经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 标准后，通过拟建管线回注井场，全过程密闭集输，降低了损耗。

②采用全自动控制系统对采出水处理和外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。

③对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

④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。

(3) 节能及其他清洁生产措施分析

①井场内管线进行保温，减少热量损失；

②选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

③采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

④优化简化外输管网，降低生产运行时间；

⑤井场采用自动化管理，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，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对井下作业进行清洁生产指标分析，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 3.4-15、3.4-16。

表 3.4-15 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	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 天然气	30	天然气：≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	0	0
		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	未检出	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	18	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5

续表 3.4-15 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建工程	
						实际值	得分
(3) 污染物产生指标	40	采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	100	0
		采出废水达标排放率	%	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	采油方式经过综合评价确定	0	
		集输流程	全密闭流程	10	采用拉油工艺,不属于全密闭流程	0	
(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	已完成	5	
		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	

表 3.4-16 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						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 3.4-16 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						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
		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	

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况,不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-17。

表 3.4-17 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.4-9、表 3.4-10 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 72.5 分，定性指标得分 80 分，综合评价指数得分 75.5 分；综合评价指数平均得分 87.75 分，介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

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 三本账

拟建工程“三本账”的排放情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 拟建工程“三本账”的排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	75.73	26.6	235.26	162.83	1.8	0	0
拟建工程排放量	0.315	0	1.734	1.855	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	76.045	26.6	236.994	164.685	1.8	0	0
拟建工程实施后增减量	0.315	0	1.734	1.855	0	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑本工程的排污特点，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 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.4.8.2 本工程污染物排放总量

(1) 废气

①有组织排放

根据《关于印发〈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）及《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）要求，本项目火炬燃烧废气污染物排放总量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数手册及工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.4-19 排放源统计调查产污核算方法和系数手册中排放系数

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般） ^②	—
锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数	
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68	

注：低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 $100\text{mg}/\text{m}^3$ （ O_2 3.5%）～ $200\text{mg}/\text{m}^3$ （ O_2 3.5%）。

火炬燃烧天然气（伴生气）量为 $109.5 \text{ 万 m}^3/\text{a}$ ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

火炬燃烧：

NO_x 排放量： $109.5 \times 15.87 / 1000 = 1.738 \text{ t/a}$

非甲烷总烃排放量： $109.5 \times 1.68 / 1000 = 0.184 \text{ t/a}$

②无组织排放

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。拟建工程采用密闭集输工艺，在油气集输环节产生的挥发性有机物（ VOC_s ）主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制因子。根据计算，拟建工程无组织 VOC_s 排放量为 1.671 t/a 。

（2）废水

拟建工程在正常运行期间，采出水罐车收集后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。井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

综上所述，拟建项目总量控制指标为： NO_x 1.738t/a， VOC_s 1.855t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划

3.5.1 产业政策符合性分析

拟建工程属于油气开采及油气开采配套的注水项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），拟建项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第三款“油气勘探开发技术与应用”中油气田提高采收率技术。为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

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

拟建工程位于东河油田、哈拉哈塘油田区域内，占地区域不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。拟建工程主要内容为井场建设，主要目的是满足东河油田、哈拉哈塘油田产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标；拟建工程施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

综上所述，拟建工程未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

3.5.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发

展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-1。

表 3.5-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。 提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	拟建工程属于塔里木盆地油气开采及配套项目，项目实施后有利于维持区域产能	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	推动中石油、中石化以及符合条件的经营主体在库车、沙雅、新和、拜城、温宿、柯坪等县（市）油气勘探开发投资力度。加大技术研发力度，稳定老区块油气产量，扩大新区块开发力度，支持油田公司勘探开发向深层进发，突破勘探和开发技术，向超深复杂领域挺进，实现油气稳产增产，加大油气新出让区块勘探开发力度。实现在西五县（市）油气勘探开发新突破，稳定中曼、博源油气企业油气产量，增强油气储备能力，鼓励能源企业开展商业储备基地和储备库布局建设，全面提升油气应急调峰能力。	拟建工程属于塔里木油田分公司东河采油气管理区油气开采及配套的注水项目，有利于实现油气稳产增产	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	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	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆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。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防治	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，塔里木油田东河采油气管理区已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤进行清理	符合
	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶黏剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程废气主要为井场无组织废气、火炬燃烧废气，采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查	—

续表 3.5-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	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 VOCs 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 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理,加快更换装载方式。	拟建工程实施后原油采取密闭罐车拉运输送工艺,通过加强阀门和设备的检修和维护,定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求,同时原油采用底部装载方式,并定期对井场设备进行检查,减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估,以傍河型地下水饮用水水源为重点,防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施,开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网,推进城镇污水管网全覆盖,落实土壤污染和地下水污染的协同防治,切实保障地下水生态环境安全。	拟建工程采出水罐车拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层,井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理,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

续表 3.5-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划环境影响报告书》	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、库车博孜一大北、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	拟建工程位于东河采油气管理区内，项目的实施有利于维持东河油田、哈拉哈塘油田产能稳定，有利于提高油田采收率	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。	拟建工程不占用基本农田	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。	拟建工程井场距离生态保护红线最近距离 3.5km	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

（2）本工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-2 塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	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	拟建工程位于东河采油气管理区，位于《塔里木油田“十四五”发展规划》规划范围内；拟建工程为油气开采及配套注水项目，可保证东河油田、哈拉哈塘油田油气产量稳中上升	符合

续表 3.5-2 塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。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、火炬燃烧废气，采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查；废水主要为采出水和井下作业废水，采出水罐车拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐不落地收集后运至哈六联合站处理，废水均不向外环境排放；固体废物主要为废机油、废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥，其中废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥收集后由有危废处置资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等相关规划要求。

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

拟建工程与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响评价跟踪评价	塔里木油田公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托可行性进行了论证	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业区，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、不施工场地设置、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	拟建工程利旧注水管线不在生态保护红线范围内，不涉及居民区，不涉及公益林，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	塔里木油田分公司东河采油气管理区制定有应急预案，后续应根据拟建工程生产过程中存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合

续表 3.5-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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》（环环评函〔2019〕910号）	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。	报告中已论证回注环境的可行性，采取了可行的地下水污染防治和监控措施；拟建工程回注处理达标后的采出水，未回注与油气开采无关的废水，未造成地下水污染；回注水处理后符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1标准；回注目的层为地质构造封闭地层，回注油藏属于哈拉哈塘油田块现役油藏；建设单位已加强采出水等污水回注的研究，重点论证了回注井井位的合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出了从源头到末端的全过程环境保护及风险防控措施、监测要求。	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采油气管理区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合

续表 3.5-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	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，采出水随采出液一起拉运至哈六联合站污水处理装置处理；井下作业废水采用专用回收罐不落地收集后运至哈六联合站处理；废防渗材料、落地油、废油桶收集后委托有资质单位接收处置；废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用；无石油类污染物排放	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	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；拟建工程不涉及油气收集；运营期产生的废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶及清罐底泥收集后由有危废处置资质单位接收处置	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	拟建工程实施后原油采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查，减少 VOC _s 排放对大气环境的影响	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	拟建工程周边不涉及湿地自然保护区	-
	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	拟建工程运营期采出水罐车拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐不落地收集后运至哈六联合站处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，不占用耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《国家级公益林管理办法》 (林资发〔2017〕34号)	一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续	拟建工程不占用公益林	符合
	第十三条任何单位和个人不得随意改变国家级公益林性质和用途，确需改变的，须按程序上报批准。 第十五条工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。	拟建工程不占用公益林	符合
新疆维吾尔自治区 2025 年 空气质量持续 改善行动实施 方案	(一) 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效 A 级水平。涉及产能置换的项目，被置换产能及设备关停后，新建项目方可投产。	拟建工程不属于高耗能、高排放、低水平项目	符合
	(二) 退出重点行业落后产能。严格执行《产业结构调整指导目录》，依法依规淘汰落后产能。联防联控区进一步提高落后产能能耗、环保、质量、安全、技术等要求，逐步退出限制类涉气行业工艺和装备。提升工业重点领域产能能效标杆水平，到 2025 年，重点行业能效标杆水平产能比例力争达到 30%，能效基准水平以下产能基本清零。联防联控区淘汰炭化室高度 4.3 米及以下焦炉。	拟建工程为石油开采及配套注水项目，属于“石油天然气开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 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”“3. 油气伴生资源综合利用，油气田提高采收率技术开发利用”，符合国家当前产业政策要求	符合
	(十七) 强化挥发性有机物和氮氧化物综合治理。优化含 VOCs 原辅材料和产品结构，加快推进含 VOCs 原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOCs 含量涂料，严格执行 VOCs 含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs 深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	拟建工程实施后原油采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	—

续表 3.5-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）	第十三条任何单位和个人不得随意改变国家级公益林性质和用途，确需改变的，须按程序上报批准。 第十五条工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。	拟建工程不占用公益林	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	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。	符合
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家有关油气安全保障政策要求执行。	符合
	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。	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黄回收工艺，减少二氧化硫排放。	符合

续表 3.5-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	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。	拟建工程为油气开采及注水项目,不涉及钻井及储层改造作业	符合
	5. 涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	拟建工程回注水水源为采出水处理系统处理,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)表 1 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%。	拟建工程不涉及	-
	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、管道等工程设施应进行生态修复,生态修复前对废弃注水井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)等相关要求。	符合

综上所述，拟建工程符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关法规、政策文件要求。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）。2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。拟建工程与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表 3.5-4 至表 3.5-7，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 2，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 6。

表 3.5-4 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
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）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 3.5km，不在生态保护红线范围内，管线与生态保护红线位置关系见附图 2	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水罐车拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程废气主要为井场无组织废气、火炬燃烧废气，采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合

续表 3.5-4 拟建工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
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）	资源利用 上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程运营期采出水罐车拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理；运营过程中不消耗天然气，用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；永久占地、临时占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	拟建工程属于沙雅县一般管控单元（ZH65292430001），项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，在开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性	
一般管控单元				
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。	拟建工程为油气开采辅助项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
		【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： (一)开(围)垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； (二)擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； (三)排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； (四)过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； (五)其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及	—
		【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，深入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 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性	
一般管控单元				
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；拟建工程不占用生态保护红线和永久基本农田，所在区域不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内	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生态环境。	拟建工程不涉及	—
	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
		【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不占用基本农田	符合
		【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	—

续表 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
一般管控单元				
A1 空间布局约束	A1.2 限制开发建设的活动	【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。	塔里木油田分公司已于 2019 年底完成保护区退出工作，并完成复垦	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
		【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结一鼓风炉 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	—
	A1.4 其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合
		【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

续表 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
一般管控单元				
A1 空间布局约束	A1.4 其他布局要求	【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
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。	拟建工程为油气开采及配套注水项目，不属于重点行业建设项目	符合
		【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后不涉及挥发性有机物的排放	—
		【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	—
	A2.2 污染控制措施要求	【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。	拟建工程实施后原油采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	—
		【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 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性	
一般管控单元				
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	—
		【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	—
		【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；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	—
		【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 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
一般管控单元				
A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程运营期间采出水罐车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，罐装收集后送哈六联合站处理，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	东河采油气管理区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
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。“鸟一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，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	—
		【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 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
一般管控单元				
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。以县级以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源地保护区规范化建设，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地保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源地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地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。强化饮用水水源地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	—
		【A3.2-4】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。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		【A3.2-5】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，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性
一般管控单元			
A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-6】强化兵地联防联控联防，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容 --
A4 资源利用要求	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标 符合
		【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%。	拟建工程不涉及 --
		【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 --
		【A4.1-4】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，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。	拟建工程充分利用现有道路不新增占地，土地资源消耗符合要求 符合
	A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小 符合
		【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	拟建工程不涉及 --
		【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。 【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

续表 3.5-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性	
一般管控单元				
A4 资源利用要求	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	--
	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。	运营期产生的废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥收集后由有危废处置资质单位接收处置。	--
		【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色组分提取、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	--
		【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色组分、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	--
		【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	--

表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为油气开采及配套注水项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	拟建工程为油气开采及配套注水项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
	1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程符合国家和自治区环境保护标准	符合
	1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	拟建工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
	1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及	-
	1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	拟建工程不涉及	-
	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。	拟建工程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。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合

续表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	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化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于化工项目	符合
	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建工程不属于危险化学品化工项目；不占用生态保护红线、永久基本农田，项目位于塔里木油田分公司现有采矿权范围内	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。	拟建工程不涉及	-
	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。	拟建工程不占用永久基本农田	符合
	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	拟建工程距离生态保护红线最近为 3.5km，不在生态保护红线范围内	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	拟建工程不涉及	-
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	拟建工程不涉及	-
	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	拟建工程不涉及	-

续表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为油气开采及配套注水项目，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。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利设施安全，不得影响河势稳定。	拟建工程不涉及	-
	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。	拟建工程不涉及	-
	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。	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
	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	拟建工程不涉及	-

续表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	拟建工程符合生态环境分区管控、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。	拟建工程实施后原油采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	拟建工程不涉及	-
	2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不涉及	-
	2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施	符合
	2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	-
	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	-

续表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及	-
	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；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。	拟建工程不涉及	-
	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、地下水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。	拟建工程制定完善的地下水监测计划，切实保障地下水生态环境安全	符合
	2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及	-
	2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及	-

续表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总排放管 控要求	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	拟建工程不涉及	-
	2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	拟建工程不涉及	-
	2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	拟建工程不涉及	-
	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、无害化和资源化处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	拟建工程不涉及	-
	2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	拟建工程不涉及	-
	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）和《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 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总管控要求	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控机制，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	—
	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全 and 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、搬迁进入规范化工业园区或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	拟建工程不涉及重金属行业污染防控与工业废物处理处置，拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	3.6 在高敏感性县市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合

续表 3.5-6 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
	3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》。	拟建工程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。	拟建工程整体温室气体排放量相对较小	符合
	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	拟建工程不涉及	—

表 3.5-7 拟建工程与“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		拟建工程	符合性
ZH65292 430001 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。	拟建工程不占用永久基本农田	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。	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不占用永久基本农田	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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程危险废物均交由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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5. 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	拟建工程不涉及重金属行业， 拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合

续表 3.5-7 拟建工程与“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		拟建工程	符合性
ZH65292 430001 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	拟建工程不涉及	—
ZH65292 430001 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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—
	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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—
		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	拟建工程不涉及	—

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

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于东河油田、哈拉哈塘油田内，不涉及新申矿权范围。位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区以外，项目占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地的土地利用类型为灌木林地。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因

工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

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

（2）井场布置的合理性分析

根据现场调查井场布置均远离居民点等环境敏感目标，距生态保护红线最近为 3.5km，不涉及自然保护区、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①拟建工程注水管线利旧现有输油管线，敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；拟建工程管线不涉及生态保护红线；管线走向同时避让居民集中区域。

②管线利旧不涉及占地，减少了占地影响。

综上所述，从环境保护角度看，管道选线可行。

（4）管线比选方案

拟建工程注水管线利旧现有输油管线，根据项目井场分布情况单井注水管线路已采用直线敷设，对环境影响较小，已为最优方案。

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 $81^{\circ} 45' \sim 84^{\circ} 47'$ ，北纬 $39^{\circ} 31' \sim 41^{\circ} 25'$ 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。

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，拟建工程东距栏杆村 950m。拟建工程地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

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砂、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 25732km²，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、多枝怪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。

哈拉哈塘油田位于继承性坳陷区，地层发育齐全，自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，奥陶系地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提

组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中-下统一间房组及鹰山组，主力产层为奥陶系一间房组-鹰山组。

4.1.4 水文及水文地质

(1) 地表水系

东河油田、哈拉哈塘油田所在区域主要河流有渭干河、英达里亚河、塔里木河。

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 $69.5\text{m}^3/\text{s}$ ，多年平均径流量为 21.9 亿 m^3 ，实测最大洪水流量 $1840\text{m}^3/\text{s}$ ，最小流量 $14.43\text{m}^3/\text{s}$ ，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 $4.39\text{kg}/\text{m}^3$ ，洪水期最大含沙量 $132\text{kg}/\text{m}^3$ 。

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 $1000\text{m}^3/\text{s}$ 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 $15182\times 10^4\text{m}^3$ 。

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321 千米，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万平方千米，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的

作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节性输水）及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 20 世纪 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓（ $1/4000 \sim 1/5000$ ），因此造成河床较二十世纪五六十年代平均抬高 1.2~1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

本工程距渭干河最近 9.6km，距英达里亚河 13.2km，距塔里木河 9.6km。

（2）水文地质

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47~29.7m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 9.5~48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为 145.04~

221.39m³/d，水量中等；渗透系数为 1.02~3.88m/d。

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 2026 年 8 月对评价范围内生态现状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。

（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

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程区域主要生态服务功能、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 5。

表 4.2-1 区域生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	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	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	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”，适宜发展方向为“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灌丛生态系统、农田生态系统。

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）灌丛生态系统

灌丛生态系统是指由灌木和低矮的树木组成的生物群落，通常生长在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。区域灌木主要为盐穗木、多枝怪柳和刚毛怪柳，伴生有疏叶骆驼刺等，灌木层高度 1.5m~2.0m，植被盖度为 15%~35%。盐穗木、多枝怪柳和刚毛怪柳灌木林具有防风固沙的作用，同时也在土壤保持和水资源管理方面起着重要作用。

4.2.4 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。生态现状调查范围内土地利用类型为灌木林地、水浇地。

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域自然植被区系类型

评价区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。区域植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 37 种，分属 12 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-2，区域植被类型图见附图 8.1 和附图 8.2。

表 4.2-2 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	<i>Populus pruinosa Schrenk</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
藜科	盐地碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis L.</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>

续表 4.2-2 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
怪柳科	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera mongolica</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小蓟	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

4.2.5.2 野生植物重要物种

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）及《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），区域内分布的灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表 4.2-3 重点保护野生植物表

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)	极小种 群野生 植物(是 /否)	分布 区域	资料 来源	工程占用 情况 (是/否)	图片
1	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa Schrenk</i>)	自治区 II级	无危	否	否	零星分 布在农 田外围	现场调 查、文 献记 录、历 史调查 资料	否 (占地范 围不涉及)	

(1) 灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名 (*Populus pruinosa Schrenk*)，杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

4.2.5.3 评价区域植被类型

评价区自然植被以多枝怪柳群系及疏叶骆驼刺群系为主，群落特征如下：

(1) 多枝怪柳群系

主要建群种为多枝怪柳，它通常占据盐土平原地带，土壤多为草甸土、盐土及龟裂型土，其生境多样，群落一般有二层结构。在地表土壤经常受到洪水淋洗的靠近多枝盐柴类荒漠的局部地带，土壤盐渍化程度不明显，部分区域怪柳生长旺盛，植株高可达 2m~3m，且分枝发达，成为直径 3m~7m 的灌丛，群落总盖度 15%~35%，常混生有盐穗木、芦苇、疏叶骆驼刺等伴生植物。

(2) 疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺群系是指以疏叶骆驼刺为优势种的植物群落，疏叶骆驼刺群系的植物种类相对较少，植株一般高度在 30~40cm 之间，群落总盖度 5%~15%。除了疏叶骆驼刺之外，还可能混生有少量芦苇、花花柴、刚毛怪柳和西伯利亚白刺等一些其他的草本植物。这些植物通常具有耐旱、耐盐碱等适应荒漠环境的特

征。它具有较强的适应性和抗逆性，能够在极端干旱、高温、低温和盐碱等恶劣环境下生长。

4.2.5.4 植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围主要涉及草甸、灌丛等植被群落，共调查样方 6 个，现场调查植被样方见表 4.2-23。

植物样方调查要求：设 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 的草本植被样方 3 个， $5\text{m} \times 5\text{m}$ 的灌丛植被样方 3 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄 2~3 次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。

表 4.2-4 样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	样方大小	坐标	海拔 (m)	所属 区县	盖度 (%)			株高 (m)	群落照片
							乔木层	灌木层	草本层		
1#	注水管线 周边	柽柳	$5\text{m} \times 5\text{m}$	***	960	沙雅县	0	35	15	2~ 2.5	
2#	注水管线 周边	柽柳	$5\text{m} \times 5\text{m}$	***	960	沙雅县	0	15	0	0.5~ 1.2	

续表 4.2-4

样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	样方大小	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			株高(m)	群落照片
							乔木层	灌木层	草本层		
3#	注水管线周边	盐穗木	5m×5m	***	958	沙雅县	0	10	0	0.1~0.5	
4#	RP7-H3C井场周边	疏叶骆驼刺	1m×1m	***	957	沙雅县	0	0	5	0.3	
5#	RP7-H3C井场周边	花花柴	1m×1m	***	960	沙雅县	0	0	10	0.3	
6#	RP7-H3C井场周边	疏叶骆驼刺	1m×1m	***	958	沙雅县	0	0	5	0.2	

4.2.6 野生动物现状评价

4.2.6.1 区域野生动物调查

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 4.2-5。

表 4.2-5 项目区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	<i>Bufo viridis</i>	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i> Blanford	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i> Günther	
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
5	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i> Pallas	
6	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i> Linnaeus	
7	鸢	<i>Milvus korschum</i>	
8	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i> Linnaeus	国家Ⅱ级
9	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家Ⅱ级
10	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i> Linnaeus	
11	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
12	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i> Linnaeus	
13	原鸽	<i>Columba livia</i> Gmelin	
14	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i> Linnaeus	
15	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i> Frivaldszky	
16	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
17	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i> Linnaeus	
18	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i> Linnaeus	
19	喜鹊	<i>Pica pica</i> Linnaeus	
20	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i> Linnaeus	
21	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i> Temminck	
22	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta</i> Lichenstein	
23	漠雀	<i>Rhodospiza obsoleta</i>	
哺乳类			
24	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家Ⅱ级
25	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
26	长耳跳兔	<i>Euchouetes naso</i> Sclater	

续表 4.2-5 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
哺乳类			
27	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	
28	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	

4.2.6.2 野生动物实地样线调查

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿各类型植被设置调查样线，共设置 3 条样线，样线调查时记录所见到的动物种类和数量，野生动物调查样线见图 4.2-1。

样线调查要求：样线调查长度为 1km，根据设定好的路线，采用人工和无人机航拍辅助的方式。调查人员保持安静低速行进，同步目视观测、记录沿线动物、鸟类种类、数量、位置、行为状态；利用无人机通过在线影像观测周边是否有野生动物出没，发现野生动物时，通过无人机及时抓拍并保留影像资料，单条样线飞行不少于 2 次，根据飞行结果记录所见到的动物种类和数量。

根据实地样线调查，仅发现沙蜥、鸟类等动物，未见大型野生动物踪迹。

图 4.2-1 野生动物调查样线示意图

4.2.6.3 野生动物重要物种

(1) 种类组成

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号) 及《新疆国家重点保护野生动物名录(修订)》，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，分别为塔里木兔、苍鹰、红隼。

表 4.2-6 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 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	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	附近偶尔可见
2	苍鹰 (<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		拟建工程不占用，项目占地范围内不涉及该物种生境分布区域
3	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		拟建工程不占用，项目占地范围内不涉及该物种生境分布区域

现场勘查时未见苍鹰、红隼等保护动物，由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，偶尔可见塔里木兔的踪迹。

(2) 生理生态特征

表 4.2-7 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家 II 级	生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43 厘米，尾长 5~10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。

续表 4.2-7

评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。		
2	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家 II 级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		
		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
3	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家二级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173~335 克，体长 305~360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。下体颈、喉乳白色或棕白色，其余下体乳黄色或棕黄色，具黑褐色纵纹和斑点。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，下体乳黄色，除喉外均被黑褐色纵纹和斑点，具黑色眼下纵纹。脚、趾黄色，爪黑色。		
		生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。		

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 生态保护红线

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。

拟建工程东南距生态保护红线最近为 3.5km，不在红线内。拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 2。

4.2.7.2 水土流失重点预防区和重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区。

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农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，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。

4.2.7.3 重点公益林（天然林）

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区沙雅县重点公益林区划界定成果报告》，沙雅县共有林业面积 263741.51 公顷，其中公益林总面积 252699.47 公顷，占林地面积的 95.81%；重点公益林面积 244145.92 公顷，占公益林面积的 96.62%。

从重点公益林林种结构分析,水源涵养林 31526.89 公顷,占重点公益林面积的 12.91%,防风固沙林 212619.03 公顷,占重点公益林面积的 87.08%。荒漠林生态公益林乔木林总面积 105835.99 公顷,总蓄积 2529093m³,优势树种均为胡杨。就地类分析,在重点公益林中,有林地占 42.41%,疏林地占 10.77%,灌木林地占 31.8%,突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原,是沙雅县防风固沙,免受风沙侵害的天然生态屏障。从区域而言,防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区,水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

评价区域内重点公益林(天然林)主要为防风固沙林,属于稀疏灌丛,主要植物种类为多枝怪柳+盐穗木,灌木层高度 2~3m,植被盖度为 15%~35%,伴生有疏叶骆驼刺等,RP7-H3C 井北距沙雅县国家二级公益林 180m。

4.2.7.4 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。红旗 8 井东距永久基本农田 150m。

4.2.8 生物多样性评价

参考《区域生物多样性评价标准》(HJ623-2011),对评价区的生物多样性进行评价。

(1) 评价指标及其内涵

根据《区域生物多样性评价标准》(HJ623-2011),生物多样性评价含有 6

个评价指标。

①野生维管植物丰富度：指评价区域内野生维管植物的物种数，主要为被子植物，用来表征野生植物的多样性。

②野生高等动物丰富度：指评价区内野生脊椎动物的物种数，包括鸟类、爬行类、两栖类以及哺乳类动物四类，用于表征野生动物的多样性。

③生态系统类型多样性：指评价区内自然或半自然的生态系统类型数。该指标中规定的生态系统类型是按照《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166-2021）的分类方法确定，以二级分类进行划分。

④物种特有性：指评价区内属于中国特有分布的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，其中中国特有分布的植物是按照吴征镒教授《关于中国种子植物的分布区类型划分》中属于中国特有分布的植物物种，该指标用于表征物种的特殊价值。

物种特有性=（评价区内中国特有的野生维管束植物物种数/3662+评价区内中国特有的野生高等动物物种数/635）/2。

⑤外来物种入侵度：指评价区内外来入侵物种数在本地野生维管束植物和野生高等动物物种总数中所占的比例。该指标用于表征生态系统受外来物种的干扰程度。

外来物种入侵度=外来入侵物种/（野生维管束植物物种数+野生高等动物物种数），根据走访当地林草部门，东河油田、哈拉哈塘油田范围内目前暂无入侵物种的报道记录。

⑥受威胁物种丰富度：指被评价区内受威胁的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，受威胁物种指《中国生物多样性红色名录》中规定的极危（CR）、濒危（EN）、易绝（VU）和近危（NT）四类物种。

受威胁物种丰富度=（受威胁的野生维管束植物物种数/3662+受威胁的野生高等动物物种数/635）/2。

（2）评价方法

①指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A 最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 4.2-8 相关指标参考值及权重

指标	参考最大值	归一化系数	权重
野生维管束植物丰富度	3662	0.027	0.2
野生高等动物丰富度	635	0.157	0.2
生态系统类型多样性	124	0.806	0.2
物种特有性	0.3070	325.732	0.2
外来物种入侵度	0.1572	636.132	0.1
受威胁物种丰富度	0.1441	693.963	0.1

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数（BI）是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

生物多样性指数（BI）=归一化后的野生维管束植物丰富度×0.20+归一化后的野生高等动物丰富度×0.20+归一化后的生态系统类型多样性×0.20+归一化后的物种特有性×0.20+（100-归一化后的外来物种入侵度）×0.10+归一化后的受威胁物种丰富度×0.10。

（3）评价结果

根据前面对评价区生态系统及野生动植物资源的调查结果，对上述 6 项生物多样性评价指标进行统计，详见下表。

表 4.2-9 各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管束植物丰富度	37	1.00	13.79
野生高等动物丰富度	29	4.55	
生态系统类型多样性	4	3.22	
物种特有性	0.028	9.12	
外来物种入侵度	0	0.00	
受威胁物种丰富度	0.003	2.08	

根据生物多样性指数（BI）将生物多样性状况分为低、一般、中、高四个等级，见表 4.2-10。

表 4.2-10 各项评价指标值

生物多样性等级	BI	生物多样性状况
高	≥ 60	物种高度丰富，特有属、种多，生态系统丰富多样
中	30~60	物种较丰富，特有属、种较多，生态系统类型较多，局部地区生物多样性高度丰富
一般	20~30	物种较少，特有属、种不多，局部地区生物多样性较丰富，但生物多样性总体水平一般
低	≤ 20	物种贫乏，生态系统类型单一、脆弱，生物多样性低

参考上述标准，评价区整体生物多样性为低，物种相对贫乏，受区域较为严重的水土流失、土地沙漠化影响，区域生物多样性处于低水平。

4.2.9 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（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，拟建工程井场及管线建设不涉及沙化土地。

（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 29793.84km²，占水土流失总面积的 46.63%；中度侵蚀面积 32475.95km²，占水土流失总面积的 50.83%；强烈及以上侵蚀面积 1619.19km²，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。本次评价针对东河采油气管理区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

拟建工程地下水环境影响评价工作最高等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)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)要求,需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质资料,区域潜水流向为由西北向东南方向。本次评价引用《东河油田红旗井区 2025 年产能建设项目环境影响报告书》《塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F I 7、F I 8、F I 9 断裂带 2026 年产能建设项目环境影响报告书》编制期间开展的潜水、承压水监测点数据,监测时间为 2025 年 7 月和 2025 年 8 月;引用点位与拟建工程处于同一水文地质单元。整体布置符合《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)要求。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 地下水质量现状监测

(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,具体监测点位置见附图 4。

表 4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目位置关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#	红旗8井东北2.6km(上游)	***	潜水	Ⅲ类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ,共计8项	pH、耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)、总硬度(以CaCO ₃ 计)、溶解性总固体、硝酸盐(以N计)、亚硝酸盐(以N计)、氨氮(以N计)、挥发性酚类(以苯酚计)、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、铬(六价)、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、镍、钡、阴离子表面活性剂
2	2#	红旗8井东北2.5km(侧游)	***				
3	3#	RP7-H3C井西北11.7km(上游)	***				
4	4#	RP7-H3C井西南4.3km(侧游)	***				
5	5#	RP7-H3C井东北12.9km(下游)	***				
6	6#	红旗8井东南侧10.6km(下游)	***	承压水			
7	7#	RP7-H3C井西南11.7km(下游)	***				

(2) 监测时间及频率

监测井监测时间为 2025 年 7 月，监测 1 天，采样 1 次。

(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	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ 1147-2020)	PHBJ-260 便携式 pH 计	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	50 mL 滴定管	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		BSA124S 电子天平	——
4	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）	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2023)	25 mL 滴定管	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
7	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	BPH-9162 精密恒温培养箱	——
8	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	LRH-150 生化培养箱	——
9	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》 (GB 7493-87)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
10	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023） 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法		0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》 (GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	AFS-8520 原子荧光光度计	4×10 ⁻⁵ mg/L
14	砷			3×10 ⁻⁴ 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	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87）	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	2.5×10 ⁻³ mg/L
18	硫酸根 （硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	CIC-D100 离子色谱仪	0.018 mg/L
19	氯离子 （氯化物）			0.007 mg/L
20	钾离子			0.02 mg/L
21	钠离子			0.02 mg/L
22	钙离子			0.03 mg/L
23	镁离子	《水质 可溶性阳离子（Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ ）的测定 离子色谱法》 （HJ 812-2016）		0.02 mg/L
24	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》 （DZ/T 0064.49-2021）	25 mL 滴定管	1 mg/L
25	碳酸氢根			
26	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89）	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.03 mg/L
27	锰			0.01 mg/L
28	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L

4.3.2 地下水质量现状评价

(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:

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

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。

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

（2）水质监测及评价结果

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 单位：mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水含水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
色度	≤ 15 度	监测值（度）	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	—	监测值	无	无	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.4	7.4	7.7	7.7	7.8	7.3	7.7
		标准指数	0.27	0.27	0.47	0.47	0.53	0.20	0.47
总硬度	≤ 450	监测值	1920	1810	783	873	1150	1100	153
		标准指数	4.27	4.02	1.74	1.94	2.56	2.44	0.34
溶解性总固体	≤ 1000	监测值	5250	4860	3130	2920	2650	2500	571
		标准指数	5.25	4.86	3.13	2.92	2.65	2.50	0.57
硫酸盐	≤ 250	监测值	1580	1500	883	1050	775	653	176
		标准指数	6.32	6.00	3.53	4.20	3.10	2.61	0.70
氯化物	≤ 250	监测值	1930	1910	924	782	828	1070	157
		标准指数	7.72	7.64	3.70	3.13	3.31	4.28	0.63

续表 4.3-3

地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水含水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
铁	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	0.04	未检出	0.06	未检出	0.07
		标准指数	—	—	0.13	—	0.20	—	0.23
锰	≤ 0.1	监测值	未检出	未检出	0.05	0.04	0.05	未检出	0.05
		标准指数	—	—	0.5	0.4	0.5	—	0.5
铜	≤ 1.0	监测值	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	≤ 1.0	监测值	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	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	≤ 0.2	监测值	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	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	—	—	—	—	—	—	—
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.52	0.6	0.54	0.44	0.54	0.6	0.46
		标准指数	0.17	0.20	0.18	0.15	0.18	0.20	0.15
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.018	0.042	0.068	0.042	0.350	0.056	0.058
		标准指数	0.04	0.08	0.14	0.08	0.70	0.11	0.12
硫化物	≤ 0.02	监测值	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	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	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	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	28	31	25	23	29	28	31
		标准指数	0.28	0.31	0.25	0.23	0.29	0.28	0.31
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	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	—	—	—	—	—	—	—
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.92	0.1	0.74	0.14	3.57	0.25	0.06
		标准指数	0.046	0.005	0.04	0.01	0.18	0.013	0.00
氰化物	≤ 0.05	监测值	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

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水含水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
氟化物	≤1.0	监测值	0.36	0.37	0.72	0.88	0.76	0.31	0.69
		标准指数	0.36	0.37	0.72	0.88	0.76	0.31	0.69
碘化物	≤0.08	监测值	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	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	0.004	0.0035	0.0008	0.0016	0.0007	0.0022	0.0010
		标准指数	0.4	0.35	0.08	0.16	0.07	0.22	0.10
镉	≤0.005	监测值	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	—	—	—	—	—	—	—
六价铬	≤0.05	监测值	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	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, 潜水、承压水各监测点除总硬度、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、氯化物超标原因与区域原生水文地质条件有关, 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; 承压水 6#点位受上部高盐潜水越流影响显著, 叠加地层原生蒸发盐岩溶滤作用, 造成总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标。

(3) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4

地下水监测分析因子分析结果一览表

单位: mg/L

项目		潜水含水层					承压水含水层	
		1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
监测值 (mg/L)	K ⁺	28.2	22.2	27.3	27.4	42.1	23	2.87
	Na ⁺	1030	787	902	702	554	367	133
	Ca ²⁺	292	231	132	152	193	193	31.1

续表 4.3-4

地下水监测分析因子分析结果一览表

单位: mg/L

项目		潜水含水层					承压水含水层	
		1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
监测值 (mg/L)	Mg ²⁺	286	285	89.1	100	123	137	9.13
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	130	160	284	221	242	220	102
	Cl ⁻	1580	1500	924	782	828	649	157
	SO ₄ ²⁻	1930	1910	883	1050	775	1080	176
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	54.49	49.92	74.23	66.56	56.57	44.60	71.84
	Ca ²⁺	17.29	16.39	12.13	15.95	21.06	25.38	18.91
	Mg ²⁺	28.22	33.70	13.64	17.49	22.37	30.03	9.25
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	2.45	3.10	9.49	7.62	9.13	8.13	17.13
	Cl ⁻	51.25	49.90	53.03	46.35	53.70	41.19	45.31
	SO ₄ ²⁻	46.30	47.00	37.48	46.03	37.17	50.69	37.56

根据地下水离子检测结果,评价区地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻为主,阳离子以 Na⁺为主,水化学类型主要以 Cl·SO₄-Na 型为主。

(4) 地下水质量现状监测结果统计分析

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 mg/L pH (无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH 值	7.80	7.40	7.60	0.17	100	0
总硬度	1920.00	783.00	1307.20	472.52	100	100
溶解性总固体	5250.00	2650.00	3762.00	1073.75	100	100
硫酸盐	1580.00	775.00	1157.60	325.28	100	100
氯化物	1930.00	782.00	1274.80	528.83	100	100
铁	0.06	未检出	—	—	40	0
锰	0.05	未检出	—	—	60	0

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

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
铜	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	未检出	未检出	—	—	0	0
挥发性酚类	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	0.60	0.44	0.53	0.05	100	0
氨氮	0.35	0.02	0.10	0.12	100	0
硫化物	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	未检出	未检出	—	—	0	0
菌落总数	31.00	23.00	27.20	2.86	100	0
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	—	—	0	0
硝酸盐氮	3.57	0.10	1.09	1.28	100	0
氰化物	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	0.88	0.36	0.62	0.21	100	0
碘化物	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	0.0040	0.0007	0.0021	0.0014	100	0
镉	未检出	未检出	—	—	0	0
六价铬	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	未检出	未检出	—	—	0	0

承压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 4.3-6。

表 4.3-6 承压水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH (无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH 值	7.70	7.30	7.50	0.20	100	0
总硬度	1100.00	153.00	626.50	473.50	100	50
溶解性总固体	2500.00	571.00	1535.50	964.50	100	50

续表 4.3-6 承压水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH (无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
硫酸盐	653.00	176.00	414.50	238.50	100	50
氯化物	1070.00	157.00	613.50	456.50	100	50
铁	0.07	未检出	—	—	50	0
锰	0.05	未检出	—	—	50	0
铜	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	未检出	未检出	—	—	0	0
挥发性酚类	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	0.60	0.46	0.53	0.07	100	0
氨氮	0.058	0.056	0.057	0.001	100	0
硫化物	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	未检出	未检出	—	—	0	0
菌落总数	31.00	28.00	29.50	1.50	100	0
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	—	—	0	0
硝酸盐氮	0.25	0.06	0.16	0.10	100	0
氰化物	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	0.69	0.31	0.50	0.19	100	0
碘化物	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	0.002	0.001	0.002	0.001	100	0
镉	未检出	未检出	—	—	0	0
六价铬	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	未检出	未检出	—	—	0	0

(5) 包气带质量现状监测

根据现场调研及咨询企业现场人员,综合考虑,本次在 RP7-H3C 井场布设 1 个包气带监测点,对样品进行浸溶实验,包气带质量现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-7 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	RP7-H3C 井场	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

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

4.5 土壤环境现状监测与评价

4.5.1 土壤环境现状调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤生态影响型现状调查范围为井场边界外扩 5km，注水管线边界两侧向外延 0.2km 范围；土壤污染影响型现状调查范围为井场外扩 1km，注水管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

（2）敏感目标

拟建工程将各井场周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标；拟建工程将各井场周围 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的村庄、永久基本农田作为土壤环境污染影响型保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为水浇地、灌木林地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为水浇地、灌木林地，局部区域已受油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

（4）土地利用类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016 年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类,土壤评价范围内土壤类型为盐土、草甸土、林灌草甸土。区域土壤类型分布见附图 9.1 和附图 9.2。

4.5.2 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

点号		红旗 8 井场周边	时间	2026.8
深度 (m)		0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	单粒	单粒	单粒
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	20%	20%	30%
实验室测定	阳离子交换量 cmol^+/kg	1.3	1.3	1.6
	氧化还原电位 mV	342	328	315
	饱和导水率 mm/h	20.92	25.27	23.08
	土壤容重 g/cm^3	2.07	2.18	2.13

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,拟建项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求,本评价在占地范围内设置 5 个表层样、5 个柱状样,在占地范围外设置 6 个表层样;土壤类型主要为盐土、草甸土、林灌草甸土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位		监测因子
占地范围内	1	红旗8井井口	柱状样	0.5m	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙炔, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
				1.5m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				3m	
	2	红旗8井北侧	柱状样	0.5m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				1.5m	
				3m	
	3	红旗8井南侧	柱状样	0.5m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				1.5m	
				3m	
	4	RP7-H3C 井北侧	柱状样	0.5m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				1.5m	
				3m	
	5	RP7-H3C 井南侧	柱状样	0.5m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				1.5m	
				3m	
占地范围外	6	红旗8井井口	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	7	红旗8井北侧	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	8	红旗8井南侧	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	9	RP7-H3C 井北侧	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	10	RP7-H3C 井南侧	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	11	红旗8井南 200m (盐土)	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	12	红旗8井西 200m (盐土)	表层样	0.2m	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	13	RP7-H3C 井东 200m (草甸土)	表层样	0.2m	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	14	RP7-H3C 井北 600m (林灌草甸土)	表层样	0.2m	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	15	注水管线西南 200m (草甸土)	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	16	红旗8井东 1km 处村庄 (盐土)	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)

(3) 监测时间及频率

监测采样时间为 2026 年 9 月 2 日，采样一次。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采样深度 0.2m。

(5) 监测及分析方法

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

检测分析及检出限见表 4.5-3。

表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	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）	AFS-8520 原子荧光光度计	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）	GGX-830 原子吸收分光光度计	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）	GGX-830 原子吸收分光光度计	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）	GGX-830 原子吸收分光光度计	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）	GGX-830 原子吸收分光光度计	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）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
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）	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg

续表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
8	土壤	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)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
9		氯仿			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
10		氯甲烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
11		1, 1-二氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
12		1, 2-二氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
13		1, 1-二氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
14		顺-1, 2-二氯乙烯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
15		反-1, 2-二氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
16		二氯甲烷			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
17		1, 2-二氯丙烷			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
18		1, 1, 1, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
19		1, 1, 2, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
20		四氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
21		1, 1, 1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
22		1, 1, 2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
24		1, 2, 3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
28		1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
29		1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$

续表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
34	土壤	挥发性有机物	邻-二甲苯	《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)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.2\times 10^{-3}\text{mg/kg}$
30			乙苯			$1.2\times 10^{-3}\text{mg/kg}$
31			苯乙烯			$1.1\times 10^{-3}\text{mg/kg}$
32			甲苯			$1.3\times 10^{-3}\text{mg/kg}$
33			间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2\times 10^{-3}\text{mg/kg}$
34			邻-二甲苯			$1.2\times 10^{-3}\text{mg/kg}$
35		半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)		0.09 mg/kg
36			苯胺			0.09 mg/kg
37			2-氯酚			0.06 mg/kg
38			苯并（a）蒽			0.1 mg/kg
39			苯并（a）芘			0.1 mg/kg
40			苯并（b）荧蒽			0.2 mg/kg
41		苯并（k）荧蒽	0.1 mg/kg			
42		半挥发性有机物	蒽	《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)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1 mg/kg
43			二苯并（a，h）蒽			0.1 mg/kg
44			茚并（1，2，3-cd）芘			0.1 mg/kg
45			萘			0.09 mg/kg
46		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		《土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	8860 气相色谱仪	6 mg/kg
47		石油烃（C ₆ -C ₉ ）				《土壤和沉积物 石油烃（C ₆ -C ₉ ）的测定 吹扫捕集 气相色谱法》（HJ 1020-2019）
48		石油类		《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》（HJ 1051-2019）	JLBG-121U 红外分光测油仪	4 mg/kg
49		全盐量		《土壤检测 第16 部分：土壤水溶性盐总量的测定》（NY/T 1121.16-2006）	BSA124S 电子天平	—

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

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

拟建项目所在区域土壤环境现状监测数据及评价结果见表 4.5-4～表 4.5-6。

表 4.5-4 土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子			监测点	红旗 8 井井口	监测因子			监测点	红旗 8 井井口
			0.5m					0.5m	
pH	—	监测值	8.49	砷	筛选值 ≤60	监测值	11.0		
		标准指数	—			标准指数	0.183		
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.1	铬（六价）	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出		
		标准指数	0.0015			标准指数	—		
铜	筛选值 ≤18000	监测值	9.0	铅	筛选值 ≤800	监测值	12		
		标准指数	0.0005			标准指数	0.015		
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.028	镍	筛选值 ≤900	监测值	14		
		标准指数	0.00074			标准指数	0.016		
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	—		

续表 4.5-4

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点	红旗 8 井井口	监测因子			监测点	红旗 8 井井口
				0.5m					0.5m
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	—	
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	—	
蒽	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	7.0		盐分含量	—	监测值	19.0	
		标准指数	0.002				级别	极重度盐化	

表 4.5-5 占地范围内土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

检测项目			检测结果													
			红旗 8 井井口		红旗 8 井北侧			红旗 8 井南侧			RP7-H3C 井北侧			RP7-H3C 井南侧		
采样深度			1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m
pH	—	监测值	8. 37	8. 45	8. 39	8. 35	8. 42	8. 47	8. 44	8. 46	8. 08	8. 14	8. 08	8. 45	8. 47	8. 49
		标准指数	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化
石油烃 (C ₁₀ —C ₄₀)	筛选值 ≤ 4500	监测值	8	8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9	未检出	未检出	未检出	7	未检出
		标准指数	0. 0017	0. 0017	—	—	—	—	—	—	—	0. 002	—	—	—	0. 0015
盐分含量 (g/kg)	—	监测值	2. 8	12. 7	13. 5	14. 7	22. 4	19. 1	11. 8	12. 8	27. 8	31. 5	11. 2	18. 8	19. 9	26. 5
		级别	轻度盐化	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	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
检测项目				检测结果												
				红旗 8 井井口		红旗 8 井北侧		红旗 8 井南侧		RP7-H3C 井北侧			RP7-H3C 井南侧			
采样深度				0. 2m		0. 2m		0. 2m		0. 2m			0. 2m			
pH	—		监测值	8. 43		8. 49		8. 23		8. 09			8. 47			
			标准指数	无酸化或碱化		无酸化或碱化		无酸化或碱化		无酸化或碱化			无酸化或碱化			
石油烃 (C ₁₀ —C ₄₀)	筛选值 ≤ 4500		监测值	未检出		9		未检出		未检出			未检出			
			标准指数	—		0. 002		—		—			—			
盐分含量 (g/kg)	—		监测值	11. 2		21. 1		2. 5		32. 3			27. 4			
			级别	极重度盐化		极重度盐化		轻度盐化		极重度盐化			极重度盐化			

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	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₁₀ —C ₄₀)	盐分含量 (g/kg)	
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	—
红旗8井南 200m	0.2m	监测值	8.34	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	59.8
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	—	极重度盐化
红旗8井西 200m	0.2m	监测值	8.22	9	50	12.9	0.07	0.31	15	11.1	26	8	51.8
		标准指数	无酸化或碱化	0.05	0.20	0.52	0.12	0.09	0.08	0.11	0.09	0.0017	极重度盐化
RP7-H3C 井 东 200m	0.2m	监测值	8.28	10	34	8.41	0.07	0.042	12	9	24	未检出	19.2
		标准指数	无酸化或碱化	0.06	0.14	0.34	0.12	0.01	0.06	0.09	0.08	—	极重度盐化
RP7-H3C 井 北 600m	0.2m	监测值	8.09	8	39	10.41	0.06	0.029	12	7.7	17	未检出	23.7
		标准指数	无酸化或碱化	0.05	0.16	0.42	0.10	0.01	0.06	0.08	0.06	—	极重度盐化
注水管线 西南 200m	0.2m	监测值	8.43	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	5.1
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	—	重度盐化
红旗8井东 1km 处村庄	0.2m	监测值	8.36	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	28.1
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	—	极重度盐化

由表 4.5-4、4.5-5、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；居民区满足《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）土壤环境质量现状监测结果统计分析

本次占地范围内各土壤监测点各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.5-7。

表 4.5-7 占地范围内土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
砷	1	11.0	11.0	11.0	—	100	0
镉	1	0.1	0.1	0.1	—	100	0
铬（六价）	1	未检出	未检出	未检出	—	0	0
铜	1	9.0	9.0	9.0	—	100	0
铅	1	12	12	12	—	100	0
汞	1	0.028	0.028	0.028	—	100	0
镍	1	14	14	14	—	100	0
四氯化碳	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯仿	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯甲烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1-二氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
顺-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
反-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
二氯甲烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯丙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0

续表 4.5-7 占地范围内土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1, 1, 1-三氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1, 1, 2-三氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
三氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1, 2, 3-三氯丙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1, 2-二氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1, 4-二氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
乙苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
间二甲苯+对二甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
邻二甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
硝基苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯胺	1	未检出	未检出	—	—	0	0
2-氯酚	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(a)蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(a)芘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(b)荧蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(k)荧蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
二苯并(a,h)蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
茚并(1,2,3-cd)芘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
萘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
pH 值	20	8.49	8.08	8.36	0.15	100	0
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	20	9.00	7.00	8.00	0.82	30	0
全盐量	20	32.30	2.50	17.95	8.27	100	—

本次占地范围外各土壤监测点各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.5-8。

表 4.5-8 占地范围外土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH	6	8.43	8.09	8.29	0.11	100	0
铅	3	10.00	8.00	9.00	0.82	100	0
铬	3	50.00	34.00	41.00	6.68	100	0
砷	3	12.90	8.41	10.57	1.84	100	0
镉	3	0.07	0.06	0.07	0.00	100	0
汞	3	0.31	0.03	0.13	0.13	100	0
镍	3	15.00	12.00	13.00	1.41	100	0
铜	3	11.10	7.70	9.27	1.40	100	0
锌	3	26.00	17.00	22.33	3.86	100	0
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	6	8.00	未检出	—	—	16.7	0
盐分含量 (g/kg)	6	59.80	5.10	31.28	18.86	100	—

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

本次评价收集了 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.6-1 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	60	82	136.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	42	140.0	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	25	62.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1500	37.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	126	78.8	达标

由表 4.6-1 可知，阿克苏地区 PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度值超过《环境空气质量

标准》（GB3095-2026）表 1 中过渡阶段二级标准要求，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 4。

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	红旗 8 井西南侧 1.5km 处	非甲烷总烃	红旗 8 井西南侧 1.5km 处	1500	-

（2）监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2026 年 8 月 29 日~2026 年 8 月 30 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_{0i} —— 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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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
红旗8井西南侧 1.5km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.60~0.63	31.5	—	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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境质量现状监测

（1）监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次红旗 8 井、RP7-H3C 井进行了声环境质量及环境噪声监测。具体布置情况见表 4.7-1，具体监测点位置见附图 4。

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 8 井场		1	$L_{Aeq, T}$
2	RP7-H3C 井	东场界	1	$L_{Aeq, T}$
3		南场界	1	
4		西场界	1	
5		北场界	1	

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 ($L_{Aeq, T}$)。

(3) 监测时间及频率

2026 年 9 月 2 日, 昼间、夜间各监测一次。声环境质量监测 10min, 厂界噪声监测 1min, 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, 项目所在区域井场执行红旗 8 井场执行《声环境质量标准》(GB3096-2008), RP7-H3C 井执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	红旗 8 井场		44	60	达标	41	50	达标
2	RP7-H3C 井	东场界	44	60	达标	42	50	达标
3		南场界	44	60	达标	43	50	达标
4		西场界	44	60	达标	40	50	达标
5		北场界	45	60	达标	41	50	达标

由表 4.7-2 分析可知, 红旗 8 井场监测值昼间为 44dB(A), 夜间为 41dB(A), 满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求; RP7-H3C 井厂界噪声监测值昼间为 44~45dB(A), 夜间为 40~43dB(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 地表扰动影响分析

拟建工程新增占地为井场永久占地。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

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		
红旗 8 井场	1.1875	0	灌木林地	长度 125m, 宽度 95m

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于井场土地平整, 因单个井场占地面积小, 且影响范围主要集中在井场周围, 对地表扰动相对较小。

5.1.1.2 对植被的影响分析

井场永久占地区域主要为原井场钻井施工区域, 井场永久占地范围内无植被覆盖, 施工建设不会造成植被生物量损失和植物扰动及破坏。

(1) 植被覆盖度的影响分析

拟建工程井场勘探期已进行井场平整, 故井场占地已无植被。

(2) 生物量损失

拟建工程永久占地面积约 1.1875hm², 无临时占地, 拟建工程井场以灌木林地为主, 永久占地会导致生物量损失。生物量损失按下式计算:

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中, Y——永久性生物量损失, t; S_i——占地面积, hm²; W_i——单位面积生物量, t/hm²。

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
灌木林地	3.0	1.1875	0	3.5625	0

拟建工程的实施, 将造成 3.5625t 永久植被损失。

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

项目建设对野生动物生存环境的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

(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，随着拟建项目建设的各个过程，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他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

东河油田、哈拉哈塘油田已开发多年，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。

(3) 对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，分别为塔里木兔、苍鹰、红隼。苍鹰、红隼这些鸟类主要分布于保护区及周边的胡杨林地内，不会集群分布，栖息地范围广阔。本评价区主要是猛禽的觅食场所，极少在工程区繁殖和育幼。由于猛禽数量稀少，飞行高度很高，工程区周边觅食场所广阔，因此，本工程施工期对猛禽影响较小。塔里木兔主要分布于植被丰富的林地及林缘灌丛生境，工程占地和建筑施工会减少它们的适宜生境，对其在评价范围内的生存和种群数量存在一定影响。但考虑到拟建工程所在区域附近类似生境很多，这些兽类可以向周围相似生境中迁移，并且施工范围内分布范围较小，不会对其生存生活和种群数量产生大的影响。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

拟建工程实施后，由于区域原始占地破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。

5.1.1.6 水土流失影响分析

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

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

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

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

5.1.1.8 防沙治沙分析

（1）占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

根据《新疆第六次沙化监测报告》，拟建工程占地现状主要为裸土地，拟建工程不涉及流动沙地、固定沙地、半固定沙、戈壁等沙化土地。

（2）项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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，地表沙化的土壤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。

项目施工期主要为井场工程建设，建设过程中车辆对原有地表土壤造成扰动，使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。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。

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生物多样性、生态系统完整性等影响。

(1) 对生物多样性的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实增强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。

运营期由于占地活动的结束，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡查，发现问题及时采取紧急关闭阀门及时维修等措施，造成植被损失较小。

(2) 生态系统完整性影响分析

在油气田开发如井场建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，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。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

项目区生态完整性受拟建工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油气田开发的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，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田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

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

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

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

生态影响评价自查表见表 5.1-5。

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	物种 ☒ () 生境 ☒ (地表扰动) 生物群落 ☐ () 生态系统 ☒ (生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失) 生物多样性 ☒ (物种丰富度) 生态敏感区 ☒ (生态功能) 自然景观 ☐ () 自然遗迹 ☐ () 其他 ☐ ()
	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (0.82) 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

本次评价区域内项目井场及管线位于同一水文地质单元, 水文地质条件一致, 因此进行统一叙述, 不再分述。

5.2.1 水文地质条件

(1) 地层岩性

项目区内出露的地层为第四系，第四系主要分布于山前洪冲积平原和塔里木河冲积平原，此外还分布于山间洼地、山前残留台地及隆起岗地之上。

项目区整体地势的北高南低，使河流自北向南穿越天山后，把携带的碎屑物质堆积在山前倾斜平原，造成了这些堆积物在岩性、结构上明显的分带特征：自北向南颗粒由粗变细，结构由单一到复杂、由单层到多层，同时厚度受基底构造形态控制。

①下更新统（Q1）西域组：分布于北部山麓及秋里塔克背斜两翼，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，成分以变质岩、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 2cm~20cm。岩层厚度变化大，向南倾斜，倾角 $<10^{\circ}$ 。

②中更新统（Q2）乌苏群：分布于北部山麓谷口、山区河流高阶地及亚肯背斜岗地上，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 $<5\text{cm}$ ，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 2cm~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

项目区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水—承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂为主。

根据区域水文地质图，在 282m 的钻探深度内，项目区在南北方向上，分布有 1

层潜水和4层承压水含水层。其中，潜水含水层的厚度约27.5m~40.0m不等，含水层岩性为细砂。潜水下部的4层承压含水层，在空间分布上基本保持连续性，而厚度分布变化较大，不稳定，结构也较为复杂。这4层承压含水层的厚度和岩性各不相同，自上而下含水层的厚度依次为15.88m~40.8m、23.40m~75.52m、18.90m~40.03m、20.36m~73.40m，含水层岩性依次为粉砂、粉砂、细砂、粉砂。上部潜水和下部第一层承压含水层及下部承压含水层之间的隔水层共有4层，均为粉质粘土，相对隔水。上部潜水和下部第一层承压含水层之间的隔水层厚约8.0~15.58m不等，平均厚约9.6m左右；其他三层隔水层厚约6.6~16.64m不等，平均厚约11.20m左右。

（3）地下水补给、径流及排泄条件

渭干河冲洪积扇上、中部的卵砾石带是地下水的补给径流区。项目所在区域位于渭干河冲洪积平原中下部，地下水的补给来源主要是英达里亚河（渭干河的分支河流）的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。

地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层—多层结构的潜水—承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因项目所在区域位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。在评价区北部，地下水的水力坡度约0.83%，中部变为0.59%，南部变为0.70%。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点—台特玛湖。

（4）评价区域水文地质条件

项目评价区域地层出露以第四系为主，区域地下水赋存条件受地层岩性与构造控制，潜水与承压水间及承压含水层内部存在粉质粘土隔水层；地下水补给方

面主要依赖河渠水渗漏与灌溉水入渗，径流受地形、岩性及水系分布影响，在砾质平原向东南运动，于倾斜平原前缘以蒸发蒸腾等形式排泄，局部受河道、水渠影响径流方向改变；排泄途径包含潜水蒸发蒸腾、侧向流出、排水渠排泄及人工开采。

（5）含水层的富水性

评价区潜水含水层的岩性为细砂，富水性分分为水量丰富区和水量中等区。水量丰富区含水层的渗透系数为 2.78-3.89m/d，水量中等区含水层的渗透系数 1.47-3.79m/d。

（6）地下水水化学特征

项目所在区域地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。

①潜水的水化学特征

从评价区的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度由小于 1 g/l 逐渐升高为 12.27g/l，水化学类型也由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}(\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。在塔河南北两岸沿河地带，潜水矿化度相对较低，为 1-3 g/l，水化学类型变为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3 \cdot -\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型水。

②承压水的水化学特征

从区域的北部、中部向南部，承压水的水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部、中部到南部，水化学类型由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}(\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。承压水的矿化度也有逐渐升高的趋势，但在评价区的不同地段，其升高的幅度有所不同。

（7）地下水动态特征

区域位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水—承压水含水层为主的细土平原区。区内地下水位的动态类型为渗入—蒸发型，动态曲线为多峰型。地下水水温变化不大，在 14.0℃~17.0℃之间。这几个承压水钻孔分布于渭干河冲洪积细土平原多层结构的承压水区，地下水埋深在 4.45m~11.99m 之

间，含水层岩性为细砂、粉砂，水动力条件较差，水力坡度约 0.59%左右。动态曲线呈现为多峰型：每年 1~2 月地下水处于低水位期；3 月份水位开始上升，至 4 月~5 月达到最高值，之后水位开始回落；在 8 月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位略有上升，形成一小的峰值；9 月份开始下降，受冬灌影响，于 11~12 月形成另一峰值，一般在次年 1~2 月达到最低水位。年内变幅 2.44~11.37m。

(8) 水位调查

为了充分掌握项目建设区域地下水动态特征，结合项目区地面建设工程，在项目建设区域结合地下水环境质量现状监测，开展了详细的地下埋深现场调查。根据要求在区域内调查的油气田井场内水井以及地下水监测井实施水位观测记录，各水井地下水水位观测结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 水位调查结果一览表

序号	编号	X	Y	井深 (m)	丰水期水位 (m)	枯水期水位 (m)
1	HQ1	41° 26' 22.10"	82° 51' 08.10"	45	8.6	4.4
2	HQ4	41° 23' 09.79"	82° 57' 20.94"	45	8.2	4.3
3	HQ7	41° 24' 47.91"	82° 56' 32.50"	45	7.6	3.6
4	QS4	41° 08' 34.51"	82° 58' 44.75"	60.00	6.73	4.85
5	QS5	41° 05' 13.27"	83° 00' 37.25"	60.00	6.75	4.85
6	QS6	41° 07' 02.96"	83° 01' 43.96"	60.00	7.88	5.98
7	QS7	41° 17' 21.86"	82° 57' 56.33"	60.00	5.76	3.85
8	QS8	41° 15' 37.08"	82° 59' 11.11"	60.00	6.57	4.67
9	QS9	41° 25' 28.15"	83° 02' 41.07"	60.00	4.76	2.88
10	QS10	41° 21' 03.02"	83° 05' 54.85"	60.00	4.56	2.69
11	QS13	41° 16' 37.82"	83° 17' 47.16"	80.00	6.33	4.41
12	QS14	41° 19' 06.53"	83° 11' 28.27"	60.00	6.56	4.69
13	QS15	41° 16' 23.56"	83° 13' 45.61"	60.00	6.93	5.08
14	QS16	41° 31' 52.26"	83° 16' 47.25"	60.00	6.94	5.01

(9) 包气带

项目所在区域包气带岩性为粉砂，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m；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 $1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，综合判定天然包气带防污性能为“弱”。

（10）地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完成后即已停止开采地下水。

（11）区域地下水污染源调查

评价区位于塔里木油田采矿权范围内，除油田生产设施和少量农田外，无其他污染源。根据地下水监测结果，潜水、承压水各监测点除总硬度、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。

5.2.3 施工期地下水环境影响分析

施工期废水主要为生活污水。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。

5.2.4 运营期地下水环境影响评价

拟建工程注水井场地下水环境影响评价工作等级为二级；注水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）的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响。

5.2.4.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期采出水罐车拉运至哈六联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理，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）表1V级标准后

回注地层。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。由于区域气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）采油井场

拟建工程正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）储油罐

拟建工程正常状况下，井场储油罐下方均采取防渗措施，并易于被巡视人员发现，及时采取应急措施，第一时间上报有关负责人同时进行有效处理，因此不会对地下水产生污染影响。

（5）注水管线

拟建工程正常状况下，单井注水管线采用柔性复合高压输送管，均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。

（6）注水井回注

①回注井井筒完整性

拟建工程注水井为采油井转变而来，在投入使用之前将对井筒完整性进行检查，同时根据注水井井身结构，目的层为奥陶系油藏，注水井在钻井时期均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；固井采用双凝水泥浆体系，井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；注水井井身采用双层套管结构，套管材质选用碳钢材质，固井质量合格、井筒材质能够承受设计回注压力和防腐等；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对

地下潜水的污染。因此，回注地层的回注水，在正常状况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水潜水含水层产生影响。

②回注层可注性

哈拉哈塘油田各井钻遇地层基本一致，自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。哈拉哈塘油田已钻井回注地层各层系砂岩平均孔隙度 17.3%~22.1%，平均渗透率 170mD~367mD，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。

拟建工程新建注水井注水水源为经联合站处理达标后的回注水，注水水质指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求。

③回注层圈闭性

哈拉哈塘油田主要储层段为良里塔格组良三段、一间房组、鹰山组。良里塔格组良三段岩性主要为灰白色亮晶砂屑灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、亮晶藻砂砾屑灰岩；一间房组岩性主要为亮晶砂屑灰岩、亮晶生屑灰岩、托盘类生物灰岩和泥晶颗粒灰岩，为开阔台地相的台内砂屑滩夹生物点礁沉积岩类；鹰山组岩性主要为亮晶砂屑灰岩、砂屑泥晶灰岩、泥晶灰岩。拟建工程在保证井筒安全的前提下，回注井尽可能打开更多好储层，提高单吸水能力，注水层段为6500m以下，选择奥陶系良里塔格组良三段、一间房组、鹰山组作为回注层。回注地层各层系砂岩平均孔隙度17.3%~22.1%，平均渗透率170mD~367mD，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。奥陶系良里塔格组良三段、一间房组、鹰山组作为回注层，各层砂层分布稳定，上覆盖层为志留系下统巨厚泥岩，隔水性地层稳定，隔水性良好，起到良好的阻隔作用。通过以上对区域地层条件的分析，可知目的回注层在垂直上封闭性良好。根据现有井钻孔柱状图可知，本区饮用水层第四系含水层与回注层之间存在新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系，总厚度约6300m，主要隔水层岩性为泥岩，隔水性能良好，回注水基本无法上窜至饮用水层，对地下水造成影

响。因而，从回注层的圈闭性分析，在正常的油田开发过程中，回注水到油气层的采出水不会对潜水含水层产生影响。

5.2.4.2 非正常状况

(1) 采油井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，井场采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

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 5.2-2。

表 5.2-2 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

泄漏量取单井日产油 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ （约为 8.85t），当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑采出液通过套筒处泄漏发现并采取措施 1h 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。类比同类油气开采企业并结合工程分析，套外返水石油类浓度按 200mg/L 考虑，则石油类进入地下水的量约为 0.09kg。

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建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：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约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0.09kg；

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为粉砂，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 $u=K \times I/n=0.6\text{m/d} \times 4\text{‰}/0.15=0.016\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉砂，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 $\alpha_m=10$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.16\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.016\text{m}^2/\text{d}$ ；

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 5.2-3。

表 5.2-3 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离 (m)	超标范围是否 出场界
100d	125	80	0.005	0.44	0.445	125	否
1000d	388	—	0.005	0.04	0.045	388	—
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

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 5.2-1。

(1) 100d 时污染晕运移分布图 (2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-1 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图5.2-2 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

(2) 注水井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

注水井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。

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

1) 预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类、氯化物，本评价选取特征污染物石油类、氯化物作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准，氯化物执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-4。

表 5.2-4 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准 (mg/L)	检出下限值 (mg/L)	现状监测值最大值 (mg/L)
石油类	0.05	0.01	未检出
氯化物	250	0.007	1930

2) 预测源强

泄漏量取单井回注水流量的最大 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入潜水含水层，当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑回注水通过套筒处泄漏发现并采取措施 1h 后停止泄漏。石油类浓度取 100mg/L （采出水处理装置出口浓度标准），回注水中氯化物浓度取 141000mg/L （根据地层水特性确定），则最终进入地下水中的石油类源强约为 0.21kg ，氯化物源强约为 293.75kg 。

3) 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳态流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一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：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度取 30m；

m_M —点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 0.21kg、氯化物 293.75kg。

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为粉砂，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 $u = K \times I / n = 0.6\text{m/d} \times 4\text{‰} / 0.15 = 0.016\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉砂，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 $\alpha_m = 10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L = \alpha_m \times u = 0.16\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T = 0.016\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

4) 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、氯化物的检出下限值等

值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，氯化物取《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

a. 石油类预测结果

石油类预测结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离 (m)	超标范围是否 出场界
100d	135.11	59.80	0.005	0.52	0.525	13	否
1000d	303.38	—	0.005	0.05	0.055	29	否
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

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 5.2-3。

(1) 100d 时污染晕运移分布图 (2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-3 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 135.11m²，超标范围为 59.8m²，污染晕沿地下水流向，最大运移距离为 13m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.52mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.525mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 303.38m²，无超标范围，污染晕沿地下水流向，最大运移距离为 29m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.05mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.055mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

b. 氯化物预测结果

由地下水环境现状监测结果可知，区域潜水中氯化物现状监测最大值为 1930mg/L，超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，超标原因与区域原生水文地质条件有关，本次氯化物预测不再考虑叠加现状监测值，只进行氯化物贡献浓度预测。

氯化物预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 在非正常状况下氯化物在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	贡献浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
100d	1583	84	328	46	否
1000d	13823	—	32	150	—
7300d	67858	—	4.5	545	—

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 5.2-5。

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

(3) 7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-4 非正常状况下，氯化物渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 1583m²，超标范围为 84m²，污染晕沿地下水

流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 46m，污染晕中心最大贡献浓度为 328mg/L；氯化物污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 13823m²，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 150m，污染晕中心最大贡献浓度为 32mg/L；氯化物污染物泄漏 7300d 后污染晕影响范围为 67858m²，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 545m，污染晕中心最大贡献浓度为 4.5mg/L。

（3）储油罐泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，储油罐出现破损泄漏，如不及时修复，储油罐中的石油类可能下渗，对地下水造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并采取严格的防渗措施，通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下储油罐泄漏对地下水环境的影响可以接受。

（4）注水管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，注水管出现破损泄漏，如不及时修复，少量采出液、回注水中石油类可能下渗，对地下水造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下注水干线泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.4.3 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，井场边界内各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。

5.2.5 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。

5.2.6 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，含水层岩性为粉砂，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”。

监测期间区域地下水各监测点潜水、承压水各监测点除总硬度、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，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

（2）地下水环境的影响

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内因子能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除场界内小范围以外地区，地下

水环境满足相应标准要求。

（3）地下水污染防治措施

拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。①依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

（4）地下水环境影响评价结论

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

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。

5.3.3.1 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，其中采出水随原油一并运

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；井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.3.2 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，采出水随原油一并运至哈六联合站采出水处理单元处理，井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理，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。分离出的采出水、井下作业废水首先进入接收水罐沉降，去除采出水、井下作业废水中油相、泥沙、SS 等；经沉降后采出水、井下作业废水泵送至压力除油器，去除采出水、井下作业废水中油相，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	18.5	可依托
	井下作业废水					0.35	

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

退役期设备、管道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，拟建工程废水不外排，且项目周边无地表水体，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	影响途径	直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位 ☐ ；水深 ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级A ☐ ；三级B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

拟建工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤性质的破坏。根据建设项目的工程内容，管线工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质方面。

(1) 土壤理化性质影响

拟建工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤性质的破坏。根据建设项目的工程内容，井场场地平整施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质和土壤污染两个方面。

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。

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），拟建工程新建采油井场属于 I 类项目、新建注水井场属于 I 类项目，注水管线属于 II 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）、《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）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，区域 pH 值满足 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水、井下作业废液，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油井场运行过程中如套管发生破损泄漏、储油罐破损泄漏，注水井场管道连接处破裂、套管发生破损泄漏，泄漏物质可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建工程采出液及回注水盐分含量较高，当出现泄漏时，盐分随采出水、回注水将进入表层土壤中，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

拟建工程注水管线输送介质为回注水，注水管线破裂时，回注水中的石油烃

可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；注水井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，回注水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 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
储油罐破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
注水井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
注水管线破裂泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，采油井场套管破损泄漏、注水井场套管破损泄漏、注水管线破裂泄漏导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中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 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	物质输入	盐分含量	事故工况
注水井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
注水管线破裂泄漏	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

5.4.2.2.1 污染影响型

(1) 预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏、回注水渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采油井场套管发生破损泄漏、储油罐破损泄漏以及注水井场管线破损泄漏、套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

(2) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

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

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-4。

表 5.4-4 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
壤土	3	0.6	0.42	1.5	1	2.18×10 ³

(4) 预测源强

根据工程分析,结合项目特点,本评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	842800	瞬时
储油罐破损泄漏	石油烃	842800	瞬时
注水井场套管破损泄漏	石油烃	100	瞬时
注水管线破裂泄漏	石油烃	100	瞬时

项目采油井场套管破损泄漏、储油罐破裂泄漏石油烃的初始浓度设定为 842800mg/L (考虑泄漏初期采出液中含水率较低,按最不利情况考虑,以泄漏原油进行预测,即泄漏浓度为原油密度),注水井场套管破损泄漏、注水管线破裂泄漏石油烃的初始浓度设定为 100mg/L,综上,考虑最不利情况,故本次选择污染影响较大的采油井场套管破损泄漏、储油罐破裂泄漏作为预测情景进行预测。

(5) 采油井场套管破损泄漏、储罐破损泄漏的石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏、储罐破损泄漏,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 842800mg/L (考虑泄漏初期采出液中含水率较低,按最不利情况考虑,以泄漏原油进行预测,即泄漏浓度为原油密度),考虑到石油烃以点源形式泄漏,预测时间节点分别为, T1: 1d, T2: 3d, T3: 10d, T4: 20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-6。

图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.4-6 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.4.2.2.2 生态影响型

（1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品、回注水渗漏进入土壤。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、注水井场套管发生破损泄漏及注水管线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

①采油井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出液流量的最大值 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ，本次评价考虑采出液量的 10% 泄漏渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液中总矿化度为 $230800\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=1.05\text{m}^3 \times 230800\text{mg}/\text{L} = 242.34\text{kg}$ 。

②注水井场套管破损泄漏

泄漏量取单井回注水流量的最大值 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入土壤，采取措施 1h 后停止泄漏，回注水中总矿化度为 $237000\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=2.08\text{m}^3 \times 237000\text{mg}/\text{L} = 492.96\text{kg}$ 。

③注水管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生泄漏事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100% 断裂进行评价。根据“地下水环境影响评价”中源强可知，注水管线输送全管径泄漏最大回注水泄漏量为 9.98m^3 ，回注水中总矿化度为 $237000\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=9.98\text{m}^3 \times 237000\text{mg}/\text{L} = 2365\text{kg}$ 。

(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：

①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： ΔS —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 。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4) 预测结果

①采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， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 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 $2.18\times 10^3\text{kg/m}^3$ ，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 59.8g/kg。预测年份为 0.055a（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 1.39g/kg，叠加现状值后的预测值为 61.19g/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；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

②注水井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 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 $2.18\times 10^3\text{kg/m}^3$ ，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 59.8g/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 2.83g/kg，叠加现状值后的预测值为 62.63g/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，增量相对较小；拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤及时进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

③注水管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以注水管线泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $2.18 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 59.8g/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 13.56g/kg ，叠加现状值后的预测值为 73.36g/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，增量相对较大；拟建工程要求建设单位对井场及注水管线定期巡检，减少泄漏发生概率，同时拟建工程建设有 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及时进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。回注水泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。

因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地□；农用地☑；未利用地□				
影响识别	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	污染影响型		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		
		生态影响型		全盐量		
	所属土壤环境影响评价项目类别	采油井场		I类☑；II类□；III类□；IV类□		
		注水井场		I类☑；II类□；III类□；IV类□		
		注水管线		I类□；II类☑；III类□；IV类□		
	敏感程度	生态影响型		敏感☑；较敏感□；不敏感□		
污染影响型		敏感□；较敏感□；不敏感☑				
评价工作等级		生态影响型	采油井场		一级☑；二级□；三级□	
			注水井场		一级☑；二级□；三级□	
			注水管线		一级□；二级☑；三级□	
		污染影响型	采油井场		一级☑；二级□；三级□	
			注水井场		一级□；二级☑；三级□	
			注水管线		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	

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
现状调查内容	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]荧蒹, 苯并[k]荧蒹, 蒽, 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)			
现状评价	评价因子				
现状评价	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			
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E☑; 附录 F□; 其他(类比分析)□			
	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3年1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，拟 建工程建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

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，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）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。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，焊接烟气、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较小，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，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、机械设备车辆尾气和焊接烟气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于沙雅县境内，距离拟建工程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	***	***	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。

(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

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
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
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高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
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		林地
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（火炬源）

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔(m)	火炬等效高度(m)	等效出口内径(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	氮氧化物	PM ₁₀	PM _{2.5}
红旗8井场火炬燃烧烟气	***	***	989	15	0.1	300	21.4	8760	正常	天然气	93.75	290264	0.021	0.198	0.036	0.029

表5.5-7 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(°)									
红旗8井场无组织废气	***	***	989	125	95	15	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.1907

表 5.5-8 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	火炬燃烧烟气	PM ₁₀	0.24	0.05	7.67	22	—
		PM _{2.5}	0.19	0.09			
		NO ₂	1.32	0.66			
		非甲烷总烃	0.14	0.01			
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	153.49	7.67		83	—

由表 5.5-8 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 153.49 μg/m³、占标率为 7.67%。

5.5.2.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对红旗8井场四周贡献浓度情况如表 5.5-9。

表 5.5-9 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
红旗8井场无组织废气	非甲烷总烃	152.51	153.36	124.72	121.39

拟建工程实施后，采油井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 121.39~153.36 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 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，拟建工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

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。

拟建工程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 5.5-10。

表 5.5-10 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 (°C)	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	***	***	989	15	0.1	1000	47.6	0.5	非正常	天然气	93.75	290264	0.25	0	6.75

(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 5.5-11。

表 5.5-11 非正常排放 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	火炬	非甲烷总烃	1.66	0.08	22.45	22
		NO_2	44.89	22.45		

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 $1.66 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.08%；氮氧化物最大落地浓度为 $44.89 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 22.45%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.5-12。

表 5.5-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	污染源名称	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
4	红旗 8 井场火炬燃烧烟气	颗粒物	20	0.036	0.315
		NO _x	110	0.198	1.734
		非甲烷总烃	11.66	0.021	0.184

(2) 无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表 5.5-13。

表 5.5-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《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	1.671

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表 5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.315
2	NO _x	1.734
3	非甲烷总烃	1.855

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场清理会产生少量扬尘，施工操

作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时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。同时拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目退役完成之后影响就会消失。

5.5.4 大气环境影响评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化氮、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

拟建工程大气环境影响评价自查表见表 5.5-15。

表 5.5-15 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（PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、非甲烷总烃）					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		

续表 5.5-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{拟建工程}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒			$C_{\text{拟建工程}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{拟建工程}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{拟建工程}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	$C_{\text{拟建工程}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{拟建工程}}$ 最大占标率 $> 30\%$ ☐
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h	$C_{\text{拟建工程}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☒		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (1.734) t/a	颗粒物: (0.315) t/a	VOC _s : (1.855) 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

项目井场施工期噪声主要包括施工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。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井场施工实际情况,项目夜间不进行井场施工,工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期噪声源参数一览表(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	运输车辆	—	60	40	1.5	90/5	定期检修,途经敏感点减速禁鸣,优选避村路线	昼间/夜间
2	吊装机	—	60	40	1.5	84/5	选用低噪声设备	昼间/夜间
3	焊接机器	—	60	40	1	84/5	选用低噪声设备	昼间/夜间

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采油井场及注水井场四周场界的贡献声级值见表 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	位置		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	采油井场	东场界	53	53	70	55	达标	达标
2		南场界	52	52	70	55	达标	达标
3		西场界	53	53	70	55	达标	达标
4		北场界	52	52	70	55	达标	达标
1	注水井场	东场界	45	45	70	55	达标	达标
2		南场界	47	47	70	55	达标	达标
3		西场界	44	44	70	55	达标	达标
4		北场界	42	42	70	55	达标	达标

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期采油井场噪声源对厂界的噪声贡献值为 52~53dB（A），注水井场噪声源对厂界的噪声贡献值为 42~47dB（A），均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；项目周边无声环境保护目标，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。从声环境影响角度，项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建工程采油井场产噪设备主要为井场采油树、空气源热泵、计量分离撬、泵类。注水井场产噪设备主要为井场注水泵，注水埋设在地下，埋深大于 1.2m，采出水输送过程不会对周围声环境产生影响。

5.6.2.1 预测模式

a) 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预

测点的声级：

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

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。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ — 距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

$L_{pi}(r)$ — 预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i — 第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

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。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

拟建工程噪声源噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 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	采油井场	采油树	—	50	50	1	80	基础减振	昼夜
2		空气源热泵	—	55	40	1	85	基础减振	昼夜
3		计量分离撬	—	10	60	1	75	基础减振	昼夜
4		泵类	—	15	35	1	85	基础减振	昼夜
5	注水井场	注水泵	—	32	8	1	85	基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程各噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-4、5.6-5。

表 5.6-4 采油井场噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

场地	场界	贡献值	标准值		结论
采油井场	东场界	38	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	37	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	40	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	40	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-6 可知项目实施后，采油井场主要产噪声源对场界噪声贡献值为 37~40dB（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。

表 5.6-5 注水井场噪声预测结果一览表

厂界		噪声现状贡献值 /dB(A)		拟建工程噪声贡献值 /dB(A)		叠加后预测值 /dB(A)		噪声标准 /dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
注水井场	东厂界	44	42	41.3	41.3	46.4	44.7	60	50	达标	达标
	南厂界	44	43	41.5	41.5	46.5	45.8	60	50	达标	达标

续表 5.6-5 注水井场噪声预测结果一览表

厂界		噪声现状贡献值 /dB(A)		拟建工程噪声贡献值 /dB(A)		叠加后预测值 /dB(A)		噪声标准 /dB(A)		超标和达 标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
注水井场	西厂界	44	40	41.7	41.7	46.6	43.9	60	50	达标	达标
	北厂界	45	41	39.2	39.2	46.3	43.2	60	50	达标	达标

由表 5.2-7 可知项目实施后，注水井场新增产噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值叠加现状值后的预测值为 43.2~46.6dB(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。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，拟建工程周边无声环境保护目标，在设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-6 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 ☐

续表 5.6-6 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☐ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☒					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
声环境影响预测与评价	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注: “ ☐ ” 为勾选项, 可 $\sqrt{}$; “()” 为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程主要为管线施工, 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

井场工程区土石方开挖量 0.119 万 m^3 , 土石方回填量 0.238 万 m^3 , 借方 0.119 万 m^3 , 挖方全部用于原地面的平整, 无弃方产生。新建井场需进行压盖, 借方主要来源于周边砂石料厂, 拟建工程不设置取土场。

②施工废料

单座采油井场施工废料的产生量约为 0.5t, 拟建工程施工废料的产生量约为 0.5t, 应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分送至固废填埋场填埋处置。

③生活垃圾

拟建工程整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.9t。生活垃圾收集后送固废场填埋处置。

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）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生的废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶及清罐底泥收集后有危废处置资质单位接收处置。

拟建工程固体废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1 和表 5.7-2。

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
废机油	HW08	900-217-08	0.2	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入原油处理系统资源回用
废润滑油	HW08	900-217-08	0.5	泵	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.05	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.25	储罐清理环节	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

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废油桶收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存场，由有危废处置资质单位接收处置。东河采油气管理区危废贮存场于 2016 年 11 月 7 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2020 年 4 月完成自主验收。危废贮存场为混凝

土建筑结构，危废贮存场距拟建工程最近距离为 21.4km，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 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ 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场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

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.7-1 所示；

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

b. 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。

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

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保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

(3) 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

河北省众联能源环保科技有限公司

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危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（4）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轮台县三和源石油技术服务有限责任公司进行处置，轮台县三和源石油技术服务有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前轮台县三和源石油技术服务有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处理规模 7 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建工程危险废物委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司接收处置可行。

（5）危险废物利用处置的环境影响分析

拟建工程产生的废机油、废润滑油收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用。哈六联合站原油处理系统生产流程：站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输。原油设计处理规模 $100 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，现状生产规模约 $65 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，拟建工程废机油产生量为 0.2 t/a ，废润滑油产生量约 0.5 t/a ，依托哈六联合站原油处理系统资源回用可行。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

退役期建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；设备拆除过程中产生

的落地油收集后委托有资质单位接收处置；管道中残余的液体先用氮气吹扫，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

（1）风险调查

拟建工程采油井场及的风险物质主要为原油、天然气，存在于采油井场储油罐、设备及工艺管线内。回注输送的介质为处理达标后的采出水，采出水中涉及少量石油类，考虑到管线若发生管线泄漏，可能对区域地下水造成影响，因此，本次将处理达标后的采出水作为风险物质，主要存在于回注管线内。

（2）环境敏感目标调查

拟建工程周边敏感特征情况见表 2.6-5。

5.8.2 环境风险识别

（1）生产系统危险性识别

拟建工程采油部分生产工艺与物质危险性识别，并结合风险物质最大存储量，拟建项目风险单元按生产系统可划分为生产设施（井场内设备及管线）、储运设施（储罐）2 个单元。

拟建工程注水部分生产工艺与物质危险性识别，管线输送介质为回注水，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的回注水进入地下水中，可能造成区域地下水污染情况。

表 5.8-1 生产系统危险性识别结果一览表

序号	危险单元名称		单元内危险物质		风险源			
			危险物质	最大存在量 (t)	名称	危险性	存在条件	转化为事故的触发因素
1	生产装置	采油井场	原油	2.5	井场设备及站内管线	易燃易爆、有毒有害	常温、高压	泄漏、存在火源
			伴生气	0.2				
2	储运设施	储油罐	原油	80	储油罐	易燃易爆、有毒有害	常温、常压	泄漏、存在火源

(2) 可能影响环境的途径

根据工程分析,拟建工程回注水输送环节工艺条件较苛刻,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回注水泄漏,具体危害和环境影响可见表 5.8-2。

表 5.8-2 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
采油井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力;泥浆漏失;设备故障,停钻修理等	井喷事故发生时,大量烃类气体随之扩散,当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时,遇火可形成爆炸,在爆炸浓度范围以外,则极易发生火灾	大气、地下水
采油井场	管线及设备破裂泄漏	站内管道、设备腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂,导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后,遇火源会发生火灾、爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件,油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地下水
	储油罐泄漏	装置腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂,导致泄漏、火灾、爆炸事故	储罐破损导致 LNG 或凝析油泄漏后,遇火源会发生火灾事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、地下水
注水井场	套管泄漏	施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂,导致回注水泄漏事故	回注水泄漏后,进入地下水中,回注水中的石油类导致地下水受到污染	地下水
注水管线	输送管线泄漏	管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂,导致回注水泄漏事故	回注水泄漏后,进入地表水体或地下水水体中,回注水中的石油类导致地下水受到污染	地下水

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 储油罐及场内设备及工艺管线泄漏风险评价

(1) 大气环境风险分析

储油罐及场内设备及工艺管线泄漏时,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。本项目井场罐体、设备、工艺管线等采用质量较好的材质，东河采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理，采取了各类环境风险防范措施，以便在储油罐及场内设备及工艺管线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，储油罐及场内设备及工艺管线泄漏发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，若油品泄漏在不能及时完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的单位接收处置。因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，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，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对场内设备及管线进行检查，避免因阀门、法兰质量缺陷、腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.8.3.2 井喷事故风险评价

（1）井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水及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。拟建工程周边不涉及地表水体，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，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表水、地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.3.3 运输过程对环境风险分析

本工程井场原油拉运至哈六联合站进行处理，拉运过程全部为密闭容器收集储运。拉油罐车发生泄漏时，原油泄漏后遇明火燃烧，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，本工程所处地点开阔，CO 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 CO 稀释，对大气环境产生的环境风险可控。

本工程拉油依托现有道路系统，道路畅通，路线绕避周边地表水体，油罐车发生泄漏时不会与河流水体之间发生联系，及时堵截并对原油进行收集，在及早发现事故并采取堵截措施后，原油泄漏事故不会对地表水体造成影响。

非正常状态下，油罐车发生泄漏时，原油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，石油类在下渗过程受到包气带的吸附作用以后，也会不可避免地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，定期对罐车进行检查，避免因罐体质量缺陷造成石油类对地下水水质的影响；同时转运结束后油田工作人员及时对转运路线进行检查和清理，确保无原油散落或泄漏在转运路线上。因此在落实相应风险防范措施的情况下，对地下水环境产生的环境风险可防控。

5.8.3.4 注水管线泄漏对环境风险分析

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水产生和排放；非正常状态下，注水管线中少量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，但在管道泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成回注水泄漏。因此在事故下造成管道泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.3.5 注水管线泄漏对植被的影响分析

管线泄漏对植被的影响主要是泄漏回注水污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，将受污染植被及时清除，对区域植被产生的影响可接受。

5.8.3.6 注水井井漏、串层环境风险评价

项目注水井在长期使用或闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，回注过程中，会导致采出水顺着固井水泥裂缝进入潜水含水层；回注水中含有少量石油类，均会造成地下含水层水质污染。拟建工程采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低，环境风险可防控。

5.8.4 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。结合拟建工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.4.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 在设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

(2) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

(4) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

5.8.4.2 罐体事故风险预防措施

(1) 管理措施

①加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

②按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

③定期检查罐体和井场设备上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生；定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。

④储油罐均有液位计，每天进行巡检。

⑤井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况，罐区和装载区域一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

⑥建（构）筑物增加相应的防雷措施。对于爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备，采取静电接地措施。

⑦在储油罐区四周设置围堰，同时厂区设置了风险物质收集设施，以保证事故情况下泄漏物料能迅速回收，减轻环境污染。当罐区内储罐发生泄漏事故时，泄漏物料在围堰内形成液池，通过泵送入事故罐内暂存，减轻对周围环境的污染。

（2）加强防腐措施

①根据储油罐及井场设备所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.4.3 罐车运输泄漏风险预防措施

拟建工程沿油田现有道路拉运，不涉及穿（跨）越河流，车辆运输过程中须采取以下措施：

①罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。

②车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

③认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

④配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

⑤车辆安全状况和安全性能合格；车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合规定的导静电橡胶拖地带装置，罐内应预留容积不得少于罐体总容

量 5%的膨胀余量。

⑥行车途中勤检查，随车按相关规定配备消防器材；运输过程中如发生事故时，应立即报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.8.4.4 回注水泄漏事故防范措施

①阀门采用自动截断阀，并在管线沿线设置压力远传信号，压力信号与自动截断阀进行联锁，发生泄漏时远程自动关闭截断阀。

②定期组织人员巡检，检查压力远传信号、自动截断阀工作状态，定期对下游地下水井进行检测。

5.8.4.5 注水井井漏、串层风险防范措施

①在注水井井口和井下安装高精度压力传感器，实时监测注水压力、地层压力变化情况；

②制定科学合理的修井周期，定期对注水井进行全面检测；

③根据油藏动态变化和注水井实际情况，及时调整注水方案；

④定期组织油田工作人员进行应急培训，使其熟悉注水井漏失、串层的应急处置流程和方法，掌握应急设备的操作技能。

5.8.5 环境风险应急处置措施

（1）泄漏事故应急处置措施

①识别和发现漏油点位置，限制漏油的扩散。限制漏油继续扩散、漂移及有效地从漏油源制止油流动所采取的行动，采取主要方法有：

如果泄漏点位于陆地：

a 应迅速控制油品扩散范围，尤其避免流入水体等；

b 回收漏油，清理、置换泄漏点污染土壤；

c 对于泄漏点靠近水体的情况，为了最大程度减轻河水污染，在泄漏点附近开挖导流渠，将河水避开泄漏点导入下游。

②确定泄漏事故影响范围，划定危险区域，撤离危险区域内与抢险无关人员，并禁止其他人员或其它地面或水面交通工具进入危险区域。

③实施应急监测

对陆上溢油事故,委托事故发生地所在地市环境监测站对泄漏点周边土壤、地下水等进行应急监测,监测因子主要为石油类。

(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) 储罐破损泄漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验,现场巡检过程中发现压力表压力不正常后,通过检测判定是否发生泄漏,针对储罐破损泄漏事件,采取以下措施:

①切断污染源:经与生产调度中心取得联系后,关闭罐体最近两侧阀门;

②堵漏:根据泄漏段的实际情况,采用适当的材料和技术手段进行堵漏,并在作业期间设专人监护;

③事故现场处理:堵漏作业完成后,对罐体进行彻底排查和检验,确保无泄漏产生。

④后期处理:恢复罐体泄漏区域地表地貌,对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收,若油品泄漏在不能及时完全回收的情况下,可能在地表结成油饼,将油饼集中收集,由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(4) 管道破损泄漏事故应急措施

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按顺序关闭阀门

在管道发生断裂、泄漏事故时,按顺序关闭阀门。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回收泄漏回注水中的少量油品

首先限制地表污染的扩大。回注水受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏回注水移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表回注水中的少量油品，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.8.6 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亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，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《塔里木油田公司东河采油气管理区（沙雅县）突发环境事件应急预案（第三版）》（备案编号 652924-2025-019-LT）。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。

5.8.7 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。

5.8.8 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

运营期危险因素为储油罐、站内设备及工艺管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导

致井喷；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；注水管线老化破损导致回注水泄漏，若进入地下水体中，可能造成地下水环境污染。

（2）环境敏感性及事故环境影响

区域以油气开发为主，拟建工程实施后的采油工程环境风险主要为油品泄漏，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氧化碳有害气体进入大气。注水工程实施后的环境风险主要为回注水泄漏，回注水泄漏后，进入地下水体中，回注水中的石油类导致地下水受到污染。

（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纳入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防范措施和应急预案，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。

表 5.8-3 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程			
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县境内			
中心坐标	东经	***	北纬	***
主要危险物质及分布	原油、天然气，存在于储油罐、设备及工艺管线内；回注水主要存在于注水管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	拟建工程油气田开发建设过程中采油环节接触到易燃、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。燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水、土壤；烃类气体可能形成爆炸，发生火灾，污染大气、地下水；拟建工程回注水输送环节工艺条件较苛刻，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回注水泄漏，进入地下水体中，回注水中的石油类导致地下水受到污染			
风险防范措施要求	具体见“5.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

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 地表扰动生态减缓措施

(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) 井场占地应按照《中华人民共和国土地管理法》等相关法律法规办理用地手续和土地征收审批手续。

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(5) 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。

(6) 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。

类比现有东河采油气管理区采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采

取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.2 动植物影响减缓措施

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。

②严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

③严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

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

⑤强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑥加强人员对重点保护野生植物的培训教育，发现重点保护野生植物时采取及时避让的措施，无法避让时采取在周边就地迁移保护的措施。

⑦建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；在施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

类比东河采油气管理区现有采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.3 维持区域生态系统稳定性措施

(1) 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。

在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

6.1.1.4 永久基本农田生态保护措施

拟建工程评价范围内涉及的永久基本农田，属于沙雅县永久基本农田，主要农作物为棉花等。项目需采取的保护措施包括：

（1）任何施工活动、车辆、堆料不得进入基本农田地块；不占用基本农田作为临时堆场、临时便道；

（2）划定设备堆放、材料临时摆放区域，严禁机械、人员越界进入基本农田范围；

（3）固定车辆行驶路线，仅使用原有井场道路，不得新开便道穿越基本农田；

（4）禁止向基本农田排放施工废水、丢弃建筑垃圾、生活垃圾，杜绝土壤污染；

（5）施工结束后清理井场施工废弃物，恢复井场原有地面。

6.1.1.5 重点公益林生态保护措施

拟建工程评价范围内涉及的国家二级公益林（属天然林）主要为防风固沙林，属于稀疏灌丛，主要植物种类为盐穗木，混生有多枝怪柳和刚毛怪柳等。项目需采取的保护措施包括：

（1）施工活动全部限制在现有井场范围内，设置公益林警示标识，严禁人员、机械越线进入公益林区，不采伐、碾压林地植被；

（2）施工期间固废、废水全部在井场内收集处置，不得外排进入公益林；

（3）落实动火防火措施，防范林区火灾；

（4）施工结束后清理井场施工垃圾，恢复井场原有地面，公益林无扰动，无需植被恢复。

（5）施工期间加强现场巡护，避免对二级公益林生态造成影响。

类比同类注水井场施工采取的重点公益林生态保护措施，拟建工程采取的重点公益林生态保护措施可行。

6.1.1.6 水土流失防治措施

（1）场地平整：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，施工结束后对空地进行严格的场地平整措施。

(2) 洒水：施工期每两天洒水 1 次，防止人员机械活动产生扬尘引起的水土流失；

(3) 防尘网苫盖：井场工程区开挖产生的土方，若遇大风，对临时堆土影响较大，为防止由大风引起的水土流失，采用防尘网苫盖的方式对临时堆土进行防护。

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) 施工结束后，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。在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油气外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油；在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

采油井、注水井进入后期，油气储量、回注水量逐渐下降，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）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SYTZ0495-2020）、《油气田开发生产井报废管理规范》（Q/SY01036-2022）及《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 闭井后要拆除井架、井台等井场设备，并对井场占地进行平整，清除地面上残留的污染物如落地油等。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。

(2) 退役期井场注水管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留回注水，管线两端使用盲板封堵。

(3) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

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

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。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国生态环境法典》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，妥善处置；

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注水井运行过程中，应持续对注水井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1V 级标准要求。

⑥定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。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。回注井运行前，应进行井筒完整性测试；注水井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

（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）的要求将项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 6.2-1，天然包气带防污性能分级参照表见表 6.2-2，地下水污染防渗分区参照表见表 6.2-3。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定。 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3 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，拟建工程各分区防渗等级具体见表 6.2-4。

表 6.2-4 厂区各区域防控措施一览表

井场	防渗分区		划分依据		污染物 类型	防渗技术要求
			天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度		
采油井场	重点 防渗	井口	弱	难	持久性有 机污染物	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
		储油罐区				
	一般 防渗区	工艺装置区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行
		密闭装车区				
		装车区				
注水井场	一般 防渗区	注水泵	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行

(3) 地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握东河采油气管理区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，东河采油气管理区应建立地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

① 监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）及《排污单位

自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）相关要求，结合区域水文地质特征，利用区域现有监测井，跟踪监测井可满足项目区域的地下水监控需求。

表 6.2-5 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	按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）执行	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					

②监测频率

i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。

ii. 遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。

iii. 同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入监测计划中。

③上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，应加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，并及时采取相应的应急措施。

6.2.2.2 地下水污染应急措施

（1）应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 6.2-3。

图 6.2-1 污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。依据区域水文地质条件，拟建工程可选用水动力控制法和抽出处理法。由于地下水污染治理具有很强的专业性，在发生地下水污染风险时，建议聘请专业地下水污染治理团队制定地下水污染治理方案，科学合理选择污染治理技术。

（3）治理措施

东河采油气管理区管理区域范围内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下

污染应急治理措施。

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；
- ②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；
- ③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；
- ④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；
- ⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

- ⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

类比现状东河采油气管理区采取的地下水环境保护措施，拟建工程采取的地下水环境保护措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SY TZ0495-2020）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY 01028-2019）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）等要求进行施工作业，首先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；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

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

（2）施工期生活污水

施工期生活污水依水量小、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。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

拟建工程采出水、井下作业废水收集后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 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，现状富余处理能力为 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建工程采出水处理量为 $18.5\text{m}^3/\text{d}$ ，井下作业废水处理量为 $0.35\text{m}^3/\text{d}$ ，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，在油气集输过程中避免事故泄漏污染地表水。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SY TZ0495-2020）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY 01028-2019）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第748号）等要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，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。

6.4 土壤污染防治措施

6.4.1 施工期土壤污染防治措施

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

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

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

(3) 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。

(4) 生活污水定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，不外排。

综上，拟建工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤污染防治措施

(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，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成石油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《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、泵区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建

工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（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置情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	建设项目区块 1 个代表性井场（红旗 8 井）	表层样	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	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 第二类用地筛选值	每 3 年 1 次

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96 号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 6.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ 119-2020）
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施； ③临时堆土采用防尘网苫盖等措施；	
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	

续表 6.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ 119-2020）
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
5	重污染天气应急预案	III级（黄色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96 号）
		II级（橙色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	
		I级（红色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

（1）井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

（2）在作业带内施工作业，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。

（4）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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）要求，切实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) 伴生气采用火炬燃烧后排放，减少有害物质的排放，降低对周边环境的影响，并在计量分离撬处预留第三方回收接口，后期稳产后将分离出的采出气由第三方回收，严格控制油气泄漏对大气环境影响。

(2) 拟建工程采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式减少无组织废气排放。

(3) 储罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口(孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

(4) 定期对井场的设备、阀门、罐体等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(5) 建设单位应当按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好：严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路。

(6) 在日常生产过程中，加强废气污染物无组织排放例行监测，确保井场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) 企业边界污染物控制要求。

拟建工程井场采油树属于成熟设备，已在油气田区域稳定运行多年，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求。类比在周边区块同类型井场污染源监测数据，无组织废气可达标排放，因此拟建工程运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

(1) 合理安排施工

①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。

②控制施工时间，避免强噪声设备集中施工。

③合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；

④尽量使用对讲机等现代通信设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；

⑤机械噪声采用基础减振、距离衰减的降噪措施。

(2) 采取噪声控制措施

对施工设备做好减振基础，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。

类比周边区块现有井场采取的噪声防治措施，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。

(2)对空气源热泵、计量分离器撬、注水泵等设备选取低噪声设备，采取基础减振措施。

类比同类井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

①拟建工程施工过程中产生的土方全部用于井场回填；

②施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至哈拉哈塘固废填

埋场填埋处置；

③施工现场不设置施工营地，施工人员生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

经类比同类调查，采取以上固体废物处理措施后，可避免对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生的废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶及清罐底泥收集后有危废处置资质单位接收处置。拟建工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.7-1。

表 6.7-1 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
废机油	HW08	900-217-08	0.2	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入原油处理系统资源回用
废润滑油	HW08	900-217-08	0.5	泵	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后,由有危废处置资质单位接收处置
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.05	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.25	储罐清理环节	固态	废矿物油	油类	/	T, I	

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存场所（设施）

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废机油、废润滑油、废油桶收集后暂存于东河采油气管理区危废贮存场,由有危废处置资质单位接收处置。东河采油气管理区危废贮存场于 2016 年 11 月 7 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2020 年 4 月完成自主验收。

危废贮存场为混凝土建筑结构，危废贮存场距拟建工程最近距离为 21.4km，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 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s，满足防渗要求；废油桶贮存能力为 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场可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

（2）危险废物收集措施可行性分析

拟建工程运营期定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油桶装收集后，运至东河采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置；井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包袋装收集后，暂存于东河采油气管理区危废贮存场，定期委托有资质单位接收处置。井场设备设施定期维护、保养产生废机油、废润滑油收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废油桶收集后在东河采油气管理区危废暂存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。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）、《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）等有关规定。

（3）危险废物运输措施可行性分析

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）、《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）中的相关要求。

（4）危险废物委托处置措施可行性分析

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轮台县三和源石油技术服务有限责任公司进行处置，轮台县三和源石油技术服务有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前轮台县三和源石油技术服务有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处理规模 7 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建工程危险废物委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司接收处置可行。

（5）危险废物利用处置措施可行性分析

拟建工程产生的废机油、废润滑油收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用。哈六联合站原油处理系统生产流程：站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输。原油设计处理规模 $100 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，现状生产规模约 $65 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，拟建工程废机油产生量为 0.2t/a、废润滑油产生量为 0.5t/a，依托哈六联合站原油处理系统资源回用可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为地面废弃设备、废弃管道、建筑垃圾等固体废物，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害

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

类比东河采油气管理区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、全过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出温室气体减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 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。

拟建工程不涉及化石燃料燃烧，不再核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程采油井场分离的伴生气通过井场火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释

放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场的法兰、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 地质封存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后不涉及 CO_2 的回收利用，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	温室气体排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	井场火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程	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

拟建工程涉及净购入电力和热力隐含的 CO₂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，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为采油井场伴生气的火炬燃烧排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 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 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{\text{GHG-火炬}}$ —火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}$ —事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} — 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_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非CO}_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i —火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ —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 ；

$CC_{\text{非CO}_2}$ —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_{CO_2} —火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} —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：

$$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J —事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ —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；

$T_{\text{事故},j}$ —报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2)_j}$ —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;

$V_{(\text{CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度;

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度;

② 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为采油井场伴生气的火炬燃烧排放量。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 8 井场	正常工况	0.0125	8760	5.17	0.98	0.002	0.663

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合计为 0.26 吨 CO_2 。

(3) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中,

$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}$ -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;

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ -原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{\text{oil},j}$ -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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$;

$\text{Num}_{\text{gas},j}$ -天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{\text{gas},j}$ -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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

②计算结果

拟建工程涉及原油开采，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	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	1 座井场	井口装置	0.23 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.23 吨，折算温室气体排放量为 4.83 吨 CO₂。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ 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 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/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 3200MWh，电力排放因子根据《关于发布 2024 年电力碳足迹因子数据的公告》（生态环境部 国家统计局 国家能源局 公告 2025 年第 19 号），全国电力平均碳足迹因子 0.5777kgCO₂/kWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 1848.64t。

(4) 温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ -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 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ -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；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
拟建工程	火炬燃烧排放	0.26	0.01
	CH_4 逃逸排放	4.83	0.26
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	1848.64	99.73
	合计	1853.73	100

由上表 7.1-3 分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 1853.73 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，同时结合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）中相关建议要求，提出如下措施。

7.2.1 清洁运输减污降碳措施

（1）拟建工程采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对井场设备及密封点的巡检，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。

（2）整合运输需求，规划最优配送路线，减少空驶里程；提高车辆满载率，避免无效运输。定期维护发动机、轮胎，保证车辆处于高效运行状态，减少因车况不佳导致的额外油耗和排放，降低单位运输量的碳排放。

7.2.2 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO₂排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗（空载和负载

损耗相对较低)、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品,与实际功率和负荷相适应,达到降低能耗,提高工作效率的作用。

7.2.4 减污降碳管理措施

东河采油气管理区建立有碳排放管理组织机构,对整个作业区能源及碳排放管理实行管理,并制定能源及碳排放管理制度,将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理;能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定,尽可能从管理上做到各类能源高效使用,同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后,CO₂总排放量为 1853.73 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施,有利于减少二氧化碳排放,对比同类企业碳排放水平,拟建工程吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境措施效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式减少无组织废气排放。定期对井场的设备、阀门、罐体等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，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、井下作业废液，采出水和井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为废机油、废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥，废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥收集后由有危废处置资质单位接收处置。

（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。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降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灌木林地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

通过以上分析可以看出，拟建工程的实施具有明显的经济效益和社会效益，拟建工程采取了较为完善的环保治理措施，对声环境、地下水水环境产生的影响可接受，从生态环境、土壤环境影响角度拟建工程建设可行，环境风险可防控，做到了经济效益、社会效益和环境措施效益的同步发展。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益、社会效益和环境措施效益。

在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

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，建立了东河采油气管理区 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

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（质量健康安全环保部）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

- (1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；
- (2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；
- (3) 监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；
- (4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；
- (5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；
- (6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；
- (7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。
- (3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。
- (4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

- (1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入东河采油气管理区 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 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	永久占地	严格控制施工占地面积，严格控制施工作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关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	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	①工程措施：井场进行压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业范围周边拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		

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	施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；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	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	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		
		固体废物	施工土方全部用于井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置；生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合适的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水收集后罐车拉运至哈六联合站处理	建设单位	当地生态环境主管部门
			井下作业废水采用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理		
		废气	采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查		
		固体废物	废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥收集后委托有危废处置资质的单位接收处置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		
退役期	事故风险		定期巡检，防止设备及管道泄漏，定期进行事故情景演练，修订应急预案	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	施工扬尘		施工现场洒水抑尘		
	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		建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；设备拆除过程中产生的落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留回注水，管线两端使用盲板封堵。		
	噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合适的施工时间等		
	生态恢复		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		

9.1.6 环境监理

拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理

工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国生态环境法典》《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 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），拟建工程应纳入塔里木油田分公司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：王林生

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①新建采油井场 1 座（红旗 8 井），新建采油井口装置 1 座、两相分离计量撬 1 座、储油罐 2 座、密闭定量装车撬 1 座、放喷火炬 1 座；②RP7-H3C 转注水井，新建注水泵 1 台，注水管线利旧。③配套建设总图、仪表、电气、通信、防腐、结构、消防等辅助工程。工程建成后产油 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ，产气 $0.3 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水能力 $50\text{m}^3/\text{d}$ 。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.4-1～表 3.4-14。

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-6。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.4-18。

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

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/m ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度(m)	内径(m)		
废气	井场	采油井场无组织废气	采取密闭罐车拉运输送工艺,通过加强阀门和设备的检修和维护,定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求,同时原油采用底部装载方式,并定期对井场设备进行检查	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	NO _x 1.734 t/a, VOC _s 1.855 t/a	厂界非甲烷总烃≤4.0
		火炬燃烧烟气	燃烧放空	—	颗粒物 氮氧化物 非甲烷总烃	8760	1800	20 110 11.66	15	0.1	—	—
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		L _A (r)		选用低噪声设备,采取基础减振等降噪措施		降噪 15dB (A)		厂界昼间≤60dB (A) ; 夜间≤50dB (A)			
	空气源热泵		L _A (r)									
	计量分离器		L _A (r)									
	泵类		L _A (r)									
	注水泵		L _A (r)									
类别	污染源		污染因子		处理措施		处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)		执行标准 (mg/L)	
废水	采出水		SS、石油类		采出水采用废水回收罐收集,运至哈六联合站处理		—	—	—		—	
	井下作业废水		pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体		井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至哈六联合站处理		—	—	—		—	
类别	污染源名称		固废类别				处理措施				处理效果	
固废	废润滑油		含油物质 (危险废物 HW08)				进入原油处理系统资源回用				全部妥善处置	
	废机油		含油物质 (危险废物 HW08)									

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	废防渗材料	含油物质（危险废物 HW08）	收集后委托有危废处置资质的单位接收处置	全部妥善处置
	落地油	含油物质（危险废物 HW08）		
	废油桶	含油物质（危险废物 HW08）		
	清罐底泥	含铅废物（危险废物 HW31）		
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“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”		

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实验检测研究院承担，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）、《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 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《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，结合东河采油气管理区现有监测计划，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	建设项目区块现有 3 口地下水井	每半年 1 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	建设项目区块 1 座代表性井场	每 3 年 1 次
生态		生态恢复情况（井场周边植被覆盖率、植物多样性组成、公益林等）	建设项目区块井场周围公益林	每年一次

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	—	0.2	落实环保措施
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	
废水	1	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
噪声	1	运输车辆、挖掘机、推土机、吊装机、铲车等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	《建筑施工噪声排放标准》 (GB12523-2025)
固废	1	施工废料	不可回收利用部分委托哈拉哈塘固废填埋场合规处置	—	0.3	妥善处置
	2	生活垃圾	现场集中收集，生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置	—		妥善处置
生态	生态恢复		严格控制施工占地面积，严格控制施工作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。	临时占地恢复到之前状态	5	恢复原有地貌
	水土保持		防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失		落实水土保持措施
	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。施工结束后，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙化			防止土地沙化		落实防沙治沙措施
环境监理	开展施工期环境监理			—	1	—

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	采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式，并定期对井场设备进行检查	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
	2	火炬燃烧烟气	燃烧放空	—		—
废水	1	采出水	采用罐车收集后送至哈六联合站处理	不外排	1	—
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集后送至哈六联合站处理	不外排		—
噪声		采油树	选用低噪声设备，采取基础减振	厂界达标： 昼间≤60dB（A） 夜间≤50dB（A）	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类排放限值
		空气源热泵				
		计量分离器				
		泵类				
		注水泵				
固废		废机油	进入原油处理系统资源回用	—	0.3	妥善处置
		废润滑油				
		废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置			
		落地油				
		废油桶				
		清罐底泥				
防渗	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”			0.2	—
环境监测	土壤、地下水、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	0.3	—	
后评价	拟建工程实施后，应在5年内以区块为单位开展环境影响后评价工作			对存在问题提出补救方案	—	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
废水	1	废弃管道和设备清洗废水	废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托哈拉哈塘固废填埋场合规处置	妥善处置	0.2	—
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出水，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	—	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	恢复原貌	1	—
合计					10	—

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

项目名称：东河采油气管理区 2027 年第一期地面完善工程

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新建采油井场 1 座（红旗 8 井），新建井口装置 1 座、两相分离计量撬 1 座、储油罐 2 座、密闭定量装车撬 1 座、放喷火炬 1 座；②RP7-H3C 转注水井，新建注水泵 1 台，注水管线利旧。③配套建设总图、仪表、电气、通信、防腐、结构、消防等辅助工程。

建设规模：工程建成后产油 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ，产气 $0.3 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水能力 $50\text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 50 万元，其中环保投资 10 万元，占总投资的 20%。

劳动定员及工作制度：各井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内。区域以油气开采为主，现状占地以灌木林地、水浇地为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）相关内容，拟建项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第三款“油气勘探开发技术与应用”中油气田提高采收率技术。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区

国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》。拟建工程位于东河采油气管理区，占地范围不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程东南距离生态保护红线区（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 3.5km，拟建工程采出水罐车收集后，拉运至哈六联合站处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈六联合站处理，废水不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气达到《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 1 中过渡阶段二级标准，项目所在区域属于达标区。

地下水环境质量现状监测表明：潜水、承压水监测点除总硬度、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。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

声环境质量现状监测结果表明：红旗 8 井场监测值昼间为 44dB(A)，夜间为 41dB(A)，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求；RP7-H3C 井厂界噪声监测值昼间为 44~45dB(A)，夜间为 40~43dB(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。

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；居民区满足《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。

10.3.2 环境保护目标

本评价将大气评价范围内栏杆村、塔勒克阔坦村、喀什托格拉克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；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场外延 1km 及管线两侧 0.2km 范围内永久基本农田、村庄设置为土壤环境（污染影响型）保护目标，将井场外延 5km 及管线两侧 0.2km 范围范围土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；拟建工程将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区及重要物种作为生态环境保护目标；将区域环境空气、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.4 污染物排放情况

拟建工程污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后。拟建工程各主要污染物具体排放见下表 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	硫化氢		
拟建工程排放量	0.315	0	1.734	1.855	0	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影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等方面,运营期主要体现在生态系统完整性等方面。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,从生态影响的角度看,该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施,同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此,在加强管理并严格落实地下水污染防控措施的前提下,从地下水环境影响的角度分析,拟建工程对地下水环境影响可接受。

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程运营期废水为采出水和井下作业废水,采出水罐车收集后拉运至哈六联合站处理;井下作业废水采取专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。拟建工程废水不外排,实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

本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(其他)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;居民区满足《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。回注水泄漏时,将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高,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治措施后，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、颗粒物、氮氧化物短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。拟建工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

拟建工程采油井场主要产噪声源对场界噪声贡献值为 37~40dB(A)，注水井场新增产噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值叠加现状值后的预测值为 43.2~46.6dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求。拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为废机油、废润滑、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥，其中废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用，废防渗材料、落地油、废油桶及清罐底泥收集后有危废处置资质单位接收处置。固体废物全部妥善处置，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，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

(1) 拟建工程采取密闭罐车拉运输送工艺，通过加强阀门和设备的检修和维护，定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，同时原油采用底部装载方式减少无组织废气排放。

(2) 定期对井场的设备、阀门、罐体等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 在日常生产过程中，加强废气污染物无组织排放例行监测，确保井场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) 企业边界污染物控制要求。

10.6.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水为采出水和井下作业废水，采出水和井下作业废水采取回收罐收集后运至哈六联合站处理。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程井场周围地形空旷，井场的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。

10.6.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期产生的固体废物主要为废机油、废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥，其中废机油、废润滑油桶装收集后进入哈六联合站原油处理系统资源回用；废防渗材料、落地油、废油桶、清罐底泥收集后有危废处置资质单位接收处置。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。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，由于项目建设需要占用一定的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目实施过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。拟建工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	4
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	13
2.4 环境功能区划及评价标准	15
2.5 评价工作等级和评价范围	21
2.6 环境保护目标	29
2.7 评价内容和评价重点	32
2.8 评价时段和评价方法	33
3 建设项目工程分析	34
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	34
3.2 现有工程	34
3.3 拟建工程	54
3.4 工程分析	64
3.5 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划	86
3.6 选址选线合理性分析	87
4 环境现状调查与评价	118
4.1 自然环境概况	118
4.2 生态现状调查与评价	119
4.3 地下水环境现状调查与评价	139
4.4 地表水环境现状调查与评价	149
4.5 土壤环境现状监测与评价	149
4.6 大气环境现状调查与评价	161
4.7 声环境现状调查与评价	162
5 环境影响预测与评价	165

5.1 生态影响评价	165
5.2 地下水环境影响评价	170
5.3 地表水环境影响评价	187
5.4 土壤环境影响评价	189
5.5 大气环境影响评价	199
5.6 声环境影响评价	208
5.7 固体废物影响分析	214
5.8 环境风险评价	219
6 环境保护措施可行性论证	229
6.1 生态保护措施可行性论证	229
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	233
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	238
6.4 土壤污染防治措施	239
6.5 大气环境保护措施可行性论证	241
6.6 声环境保护措施可行性论证	243
6.7 固体废物处理措施可行性论证	244
7 温室气体排放影响评价	249
7.1 温室气体排放分析	249
7.2 减污降碳措施	256
7.3 温室气体排放评价结论	257
8 环境影响经济损益分析	258
8.1 环境措施效益分析	258
8.2 社会效益分析	259
8.3 综合效益分析	260
8.4 环境经济损益分析结论	260
9 环境管理与监测计划	261
9.1 环境管理	261
9.2 企业环境信息披露	265
9.3 污染物排放清单	267
9.4 生态环境监测	268
9.5 环保设施“三同时”验收	269
10 环境影响评价结论	271
10.1 建设项目情况	271

10.2 产业政策、选址符合性	271
10.3 环境质量现状	272
10.4 污染物排放情况	273
10.5 主要环境影响	274
10.6 环境保护措施	275
10.7 公众意见采纳情况	276
10.8 环境影响经济损益分析	276
10.9 环境管理与监测计划	277
10.10 项目可行性结论	277