

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。

塔里木油田皮山油气藏行政隶属于和田地区皮山县，位于柯克亚凝析气田东 40km。2024 年叶探 1 井实现突破，在二叠系普斯格组完井常规测试获高产，试采效果好，生产稳定。同年 6 月二叠系杜瓦组的杜瓦 1 井完成试油，表现出良好的油气显示。2024 年油田部署了皮山 1、皮山 2、杜瓦 101、杜瓦 102、杜瓦 105 等地面工程。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司为加快皮山油气藏建产，加速产能释放，拟投资 2000 万元，实施“皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程”。拟建工程建设性质为改扩建，主要建设内容包括：①新建采油井场 3 座；②新建采油管线 14.8km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。拟建工程建成后产油量 120t/d ，产气量 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于石油开采项目，位于新疆和田地区皮山县境内，根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》，工程所在和田地区皮山县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》

（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 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）”，应编制环境影响报告书。

为此，塔西南勘探开发公司于 2025 年 4 月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境治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2025 年 4 月 22 日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站》进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔西南勘探开发公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2025 年 5 月**日至 2025 年 5 月**日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站》对拟建工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2025 年 5 月**日、2025 年 5 月**日在《新疆法制报》（刊号：CN65-0044）对拟建工程环评信息进行了公示；塔西南勘探开发公司向和田地区生态环境局报批环境影响报告书前，于 2025 年 5 月**日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔西南勘探开发公司提供的《皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面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，编制完成了拟建工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

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

（2）规划符合性判定

拟建工程属于塔西南勘探开发公司石油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于皮山油气田，不占用生态保护红线及水源、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（帕米尔-昆仑山水土流失防控生态保护红线区）最近为 7.7km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层；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；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、和田地区“三线一单”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；采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级，采油管线地下水环境影响评价工作等级为三级；声环境影响评价等级为二级；采油井场土壤（生态影响型）环境影响评价等级为一级，采油管线土壤（生态影响型）环境影响评价等级为二级，采油井场土壤（污染影响型）环境影响评价等级为一级，采油管线土壤（污染影响型）环境影响评价等级为二级；采油井场、采油管线生态影响评价等级均为三级；环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施污染物对区域环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境、生态影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 拟建工程采出液采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

(3) 拟建工程在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境影响可以接受，从土壤环境影响角度项目可行。

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

(5) 拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，分别收集后定期委托有资质单位接收处置。

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

(7) 拟建工程涉及的风险物质主要包括原油、天然气，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，拟建工程属于现有皮山油气田内的改扩建项目，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、七大片区、和田地区“三线一单”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。根据塔西南勘探开发公司提供的《皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面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、塔西南勘探开发公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订，2015 年 1 月 1 日施行）；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(13) 《中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）》（2025 年 7 月 1

日起施行）；

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

（5）《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）；

（6）《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）；

（7）《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）；

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

（9）《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 年第 43 号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日实施）；

（10）《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）；

（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，2024 年 11 月 8 日由生态环境部 2024 年第 5 次部务会议审议通过，2025 年 1 月 1 日实施）；

（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 日实施）；

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

（18）《挥发性有机物（VOCs）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 日发布并实施）；

（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 日发布并实施）；

（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）；

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

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

（26）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年 1 月 8 日修订，2011 年 1 月 8 日施行）；

（27）《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）；

（28）《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）；

（29）《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）；

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

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

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

（33）《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）；

（34）《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）；

（35）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

（3）《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 日修正，2013 年 10 月 1 日施行）；

（4）《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）；

（5）《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）；

- (6) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；
- (7) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (8) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (9) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号，2021 年 2 月 21 日发布并实施）；
- (10) 《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 11 月发布）
- (11) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》；
- (12) 《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）；
- (13) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；
- (14) 《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）；
- (15) 《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）；
- (16) 《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）；
- (17) 《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）；
- (18) 《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）；
- (19) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》。
- (20) 《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；
- (21) 《和田地区“十四五”生态环境保护规划》（和党发〔2022〕5 号）；
- (22) 《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38 号）。

(23) 《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案(2023 年版)〉的通知》(和行发〔2024〕54 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) 《皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程实施方案》(塔西南勘探开发公司)；
- (2) 《环境质量现状检测报告》；
- (3) 塔西南勘探开发公司提供的其他技术资料；

(4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地皮山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。

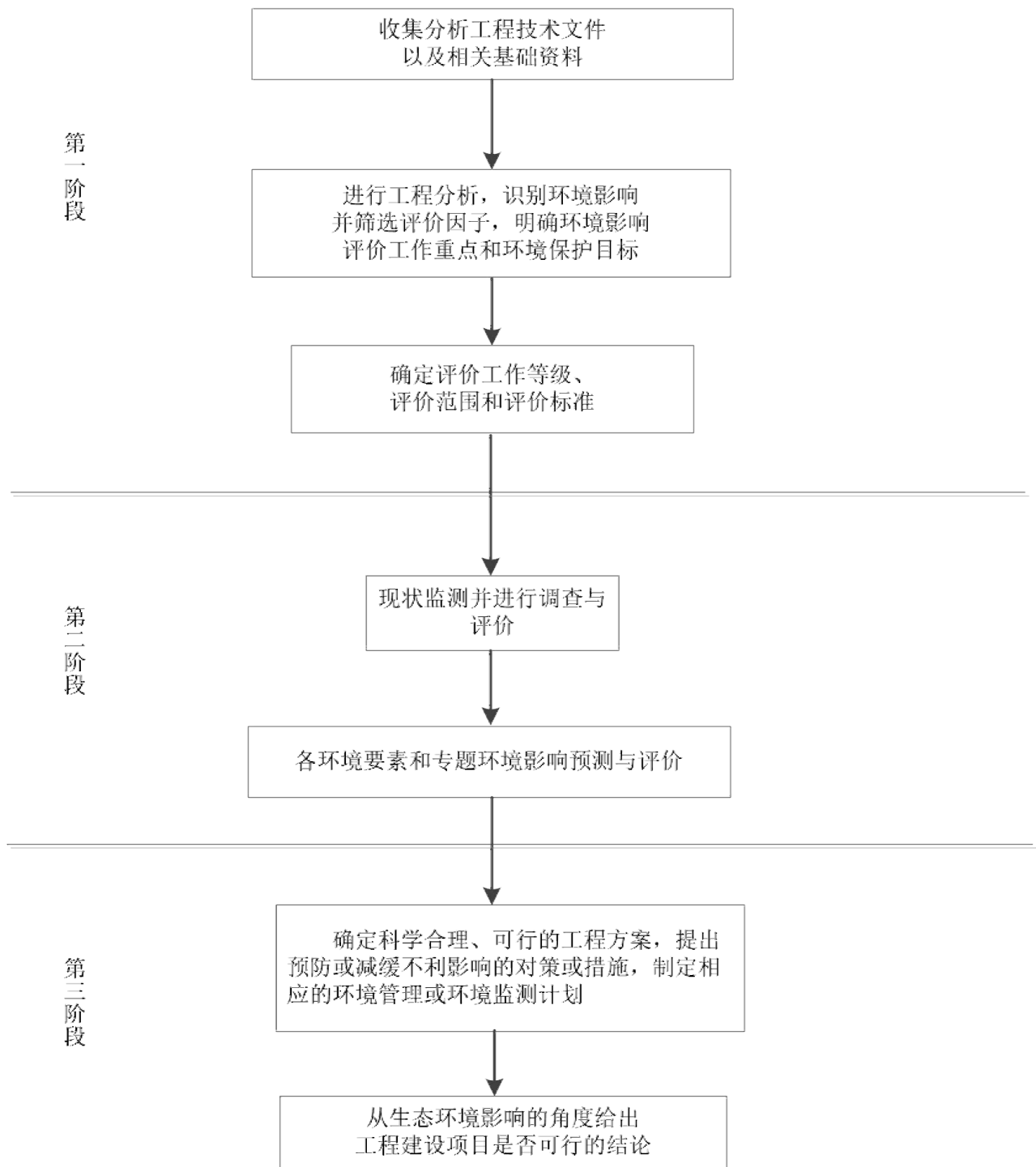


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

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 \ 单项工程		施工期	运营期	退役期
		井场建设、管线敷设	油气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--
	地下水	-1D	-1C	--
	声环境	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	-1C
生态	地表扰动	-1C	--	-1D
	土壤肥力	-1D	--	+1C
	植被覆盖度	-1C	--	+1C
	生物多样性	-1C	--	+1C
	生物量损失	-1C	--	--
	生态系统完整性	-1D	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响；

由表 2.3-1 可知，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态要素中的生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境、土壤环境和生态的短期影响。

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

环境要素	油气开采、集输工程		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n
地下水	耗氧量、氨氮、石油类	石油类	—
土壤	—	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量	—
生态	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动
噪声	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
固体废物	一般工业固废 (施工土方、施工废料)，生活垃圾	危险废物 (落地油、废防渗材料)	一般工业固废 (废弃管道、建筑垃圾)、危险废物 (含油废物)

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 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：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{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。拟建工程井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表 2.4-1；废气污染源参数见表 2.4-2，相关污染物预测及计算结果见表 2.4-3。

表 2.4-1 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/ $^{\circ}\text{C}$		41.0
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-22.9
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		沙漠化荒地
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 2.4-2 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	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放	年排放小	排放工况	评价因子	排放速率/
	经度	纬度									

	(°)	(°)	高度 /m	/m	/m	/°	高度/m	时数 /h			(kg/h)
皮山 101 井场 无组织废气			2093	6	6	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.0169

表 2.4-3 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出 现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	皮山 101 井场无组织废气	非甲烷总烃	94.351	4.72	4.72	10	—

注：拟建工程各采油井场属于同一油气藏，设备设施相似，因此选择皮山 101 井作为拟建工程无组织面源进行评价等级核算。

(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 $1\% < P_{\max} = 4.72\% < 10\%$ ，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。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。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），废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。因此，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程采油井场建设内容类别为 I 类；采油管线类别为 II 类。

(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 2.4-4。

表 2.4-4 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
------	-----------

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区
a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

拟建工程调查评价范围内不涉及集中式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 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

地下水评价工作等级见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I 类	拟建工程井场及管线所在区域均不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区	不敏感	二
采油管线	II 类		不敏感	三

由上表可知，拟建工程各采油井场地下水评价等级均为二级，各采油管线地下水评价等级均为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量 $0.6 \sim 14.3 \text{g/kg}$ ，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型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。

2.4.1.5.1 土壤环境污染影响型评价工作等级

(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》（HJ349-2023），拟建工程采油井场建设内容类别为 I 类；采油管线类别为 II 类。

(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（ $\leq 5 \text{hm}^2$ ）”。

拟建工程永久占地面积为 0.72hm^2 ，占地规模为小型；新建采油管线地下敷设不新增永久占地，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程皮山 102 井场周边 1km 范围内及管线周边 200m 范围内均涉及耕地（不占用），土壤环境敏感程度为“敏感”；皮山 101 井场、皮山 3 井场周边 1km 范围内，以及管线周边 200m 范围内均不涉及耕地、村庄等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响评价工作等级划分见表 2.4-7。

表 2.4-7 土壤环境污染影响评价工作等级分级表

占地规模	I 类	II 类	III 类
------	-----	------	-------

敏感程度	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-8。

表 2.4-8 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
皮山 102 井采油井场	I 类	井场周边 1000m 范围涉及耕地	敏感	一
皮山 102 井采油管线	II 类	管线两侧 200 米范围内涉及耕地	敏感	二
皮山 101 井采油井场	I 类	井场周边 1000m 范围不涉及耕地、村庄等敏感点	不敏感	二
皮山 101 井采油管线	II 类	管线两侧 200 米范围内不涉及耕地、村庄等敏感点	不敏感	三
皮山 3 井采油井场	I 类	井场周边 1000m 范围不涉及耕地、村庄等敏感点	不敏感	二
皮山 3 井采油管线	II 类	管线两侧 200 米范围内不涉及耕地、村庄等敏感点	不敏感	三

由上表可知，拟建工程皮山 102 井采油井场土壤环境（污染影响）评价等级为一级，皮山 102 井采油管线土壤环境（污染影响）评价等级为二级；皮山 101 井、皮山 3 井采油井场土壤环境（污染影响）评价等级均为二级，皮山 101 井、皮山 3 井采油管线土壤环境（污染影响）评价等级均为三级。

2.4.1.5.2 土壤环境生态影响型评价工作等级

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采油井场建设内容类别为 I 类；井场采油管线类别为 II 类。

（2）建设项目敏感程度

项目所在区域土壤盐分含量 0.6~14.3g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，土壤敏感程度为“敏感”。

（3）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境生态影响评价工作等级划分见表2.4-9。

表 2.4-9 土壤环境生态影响评价工作等级分级表

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

项目类别 敏感程度	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-10。

表 2.4-10 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
采油井场	I	>4	敏感	一
采油管线	II	>4	敏感	二

由上表可知，拟建工程各采油井场土壤环境（生态影响）评价等级均为一级，各采油管线土壤环境（生态影响）评价等级均为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

（1）拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

（2）拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线。

（3）拟建工程土壤影响范围内不涉及天然林、公益林。

（4）根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），拟建工程不属于水文要素影响型建设项目。

（5）拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

（6）拟建工程新增永久占地面积 0.0072km²，新增临时占地面积 0.1184km²，总面积≤20km²。

表 2.4-11 生态影响评价工作等级一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境；拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线；拟建工程土壤影响范围内不涉及天然林、公益林；拟建工程不属于水文要素影响型建设项目；拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域；拟建工程永久占地面积为 0.0024km ² ，新增临时占地面积为 0.00832km ² ，总面积≤20km ²	不敏感	三
采油管线		不敏感	三

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，确定拟建工程各采油井场生态影响评价工作等级均为三级，各采

油管线生态影响评价工作等级均为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 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，则按下列公式计算物质总质量与其临界量比值（Q）：

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

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） $Q \geq 100$ 。

表 2.4-12 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质Q值
1	原油	/	50.77	2500	0.02
2	天然气	74-82-8	3.4	10	0.34
项目Q值Σ					0.368

经计算，拟建工程 Q 值最大为 $0.368 < 1$ ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 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2.4-13。

表2.4-13 环境风险评价工作等级划分一览表

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

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

对照表 2.4-13 可知,拟建工程环境风险潜势为 I,因此拟建工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建工程各环境要素确定的评价等级、污染源排放情形,结合区域自然环境特征,按导则中评价范围确定的相关规定,各环境要素评价范围见表 2.4-14 及附图 2。

表 2.4-14 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级		评 价 范 围
1	环境空气	二级		以各井场为中心边长 5km 矩形区域
2	地表水环境	三级 B		—
3	地下水环境	二级		各井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的 8km ² 矩形区域
		三级		各采油管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级		各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	生态影响型	一级	各井场外扩 5km
			二级	各采油管线边界两侧向外延 0.2km 范围
		污染影响型	一级	皮山 102 井外扩 1km
			二级	皮山 101、皮山 3 井外扩 0.2km
			二级、三级	各采油管线边界两侧向外延 0.2km 范围
6	生态影响	三级		各井场周围 50m 范围，各采油管线中心线两侧外延及两端外延 300m
7	环境风险	简单分析		—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 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 2.5-1。

表 2.5-1 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、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
---	----	--

续表 2.5-1

评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾： 皮山油气田开发现状、环保手续履行情况、皮山油气田回顾评价、现有区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老意见”。 在建工程： 主要介绍基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见。 拟建工程： 基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、拟建工程污染物年排放量、污染物总量控制分析、三本账 依托工程： 介绍皮山区块西集气站、柯克亚集中处理厂、柯克亚固废填埋场等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工固废、施工期地表水环境、施工期地下水及土壤影响分析、施工期生态影响分析）；运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
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，以定性和定量相结合的方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

（1）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》

（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年 第 29 号）二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准；

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地（其他）土壤污染风险筛选值；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

（2）污染物排放标准

废气：施工期机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；运营期井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

废水：采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

（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）。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 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	70	μ g/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改 单二级标准
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35	μ g/m ³	
		24 小时平均	75		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μ g/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		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 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准	单位	标准来源
地下水	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			

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	三氯甲烷	≤0.06		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002） Ⅲ类标准
声环境	L _{Aeq, T}	昼间	60	dB（A）	《声环境质量标准》 （GB3096-2008） 2 类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险 筛选值 (mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险 筛选值 (mg/kg)
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺 1, 2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	顺-1, 2-二氯乙烯	596	39	苯并 (a) 蒽	15
16	反-1, 2-二氯乙烯	54	40	苯并 (a) 芘	1.5
17	二氯甲烷	616	41	苯并 (b) 荧蒽	15
18	1, 2-二氯丙烷	5	42	苯并 (k) 荧蒽	151

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	43	蒽	1293
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	44	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
21	四氯乙烯	53	45	茚并 (1, 2, 3-c, d) 芘	15
22	1, 1, 1-三氯乙烷	840	46	萘	70
23	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	47	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500
24	三氯乙烯	2.8	—		

表 2.6-3 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 2.6-4 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	燃油机械废气	CO	3.5	g/kWh	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中第三阶段排放限值
		HC	—		
		NO _x	—		
		HC+NO _x	4.0		
		PM	0.2		
	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

续表 2.6-4

污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废水	采出水、 井下作 业废液	悬浮固体含量	≤35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及 分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水 质主要控制指标
		悬浮物颗粒直径中值	≤5.5	μ m	
		含油量	≤100	mg/L	
		平均腐蚀率	≤0.076	mm/a	
施工 噪声	L _{Aeq, T}	昼间	70	dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 （GB12523-2011）
夜间		55			
厂界 噪声		昼间	60		《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）2 类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

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

拟建工程主要建设井场和采油管线,报告中已提出相关生态环境减缓措施,项目施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态环境的影响;项目位于皮山油气田内,不属于水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区。综上所述,项目未处于主体功能区划中的禁止开发区,与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调,符合主体功能区划。

2.7.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置,项目区位于新疆和田地区皮山县境内,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十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《和田地区生态环境保护“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 2.7-1。

表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度,提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	实行最严格的生态保护制度,严禁“三高”项目进和田,严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度,守住生态保护红线、环境质量底线和自然资源利用上线。	拟建工程属于塔里木油田油气开发项目,不属于“三高”项目,工程不涉及生态保护红线,工程的建设不会突破区域环境质量底线和自然资源利用上线	符合

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求	符合
《新疆生态环境保护“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	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，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	拟建工程采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下	符合

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

		水生态环境安全	
--	--	---------	--

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《和田地区生态环境保护“十四五”规划》	严格产业准入。严格执行国家绿色产业指导目录标准，严格落实《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，制订更严格的产业准入门槛，实施环境准入负面清单管理，严控“两高”项目盲目上马。各县市、各部门依法依规把好土地审批供应关、环保关、产业政策关和项目审批关。	拟建工程符合《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》中相关要求	符合
	积极推进和田地区土壤污染防治行动计划，构建地区土壤环境质量监测网络，实现监测点位所有县市全覆盖，强化涉重金属污染防治，加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控，开展问题尾矿库治理。	拟建工程属于塔里木油田油气开发项目，不属于“三高”项目，工程不涉及生态保护红线，工程的建设不会突破区域环境质量底线和自然资源利用上线	符合
	强化林草植被保护，预防土地沙化。将保护现有荒漠植被作为防沙治沙的首要任务，保护好沙化地区各类荒漠植被，对适宜封沙育林育草的地带，有计划地进行封禁保护，恢复林草植被，增强防风固沙能力。	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	加强对开发迹地的生态修复，实施矿区生态建设与修复工程，保障水源涵养与水土保持功能。严格实施矿产资源开发环境影响评价，建设绿色矿山	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
	完善环境风险应急响应体系。建立政府主导、部门协调、分级负责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，基本建成分级环境风险应急监测体系。强化环境应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练	符合
	加强对危险废物全过程监管。加强危险废物重点产生单位的日常监管。加强危险废物转移运输环节的监管。开展电子废物环境管理工作，运用自治区固体废物危险废物环境管理信息系统，实现危险废物申报登记和经营许可证网上审批，逐步推行危险废物转移网上审批和信息化管理。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。	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
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、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，	拟建工程为塔里木盆地石油开采项目，促进油气增储上产	符合

	实现资源良性接替。		
《和田地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》	统筹划定永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线，作为调整经济结构、产业发展、推进城镇化不可逾越的红线。 优先划定永久基本农田：落实最严格的耕地保护制度，保障粮食安全。严格落实永久基本农田保护任务，优化永久基本农田结构和布局，从严控非农建设占用永久基本农田。 严格落实生态保护红线：按照生态功能将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纳入生态保护红线，作为保障和维护国家生态安全的底线。 科学划定城镇开发边界：按照集约适度、绿色发展要求将城镇现状建成区、优化发展区以及因城镇建设发展需要必须实行规划控制的区域纳入城镇开发边界内，完善城镇功能、提升空间品质。	拟建工程占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，距离生态保护红线约 7.7km，不在生态保护红线范围内	符合

(2) 拟建工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为石油开采项目，可保证皮山油气田持续稳产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三) 严格生态环境保护，强化各类污染防治。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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 (四) 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；固废主要为落地油、废防渗材料，收集后委托有资质单位接收处置。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

(3) 拟建工程与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》,并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214 号)	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、环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	拟建工程采油管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后,环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区制定有《塔里木油田泽普油气开发部阿克亚采油作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 653100-2022-055-L),后续应根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了皮山油气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环评发〔2020〕138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施,具体见“5.1.6.2 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废液,采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站,气液分离后采出水拉运至柯克亚集中污水处理厂处理,井下作业废液采用专用废水回收罐收集,运至柯克亚集中污水处理厂处理,均处理达标后回注地层;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置;同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染;无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理,已在设计阶段合理选址,合理利用区域现有道路,减少项目占地;油气采取密闭集输工艺,最终由处理厂集中处理;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放		拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复		本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、集油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地		拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排		拟建工程不涉及钻井工程；运营期井下作业废液收集后送柯克亚集中处理厂处理	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”要求	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		拟建工程严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有皮山油气田改扩建项目	符合
		2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	拟建工程不涉及	—
		1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合

续表 2.7-3

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）》	选址与空间布局	2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	拟建工程废气主要为井场无组织废气，油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用管输方式，损耗率不高于 0.5%；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求	符合
		3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	污染防治与环境影响	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废液应 100%返排入罐。	拟建工程运营期采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。	符合

续表 2.7-3

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）》	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。	拟建工程采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层	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%。	拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	—
	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规范（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术规范（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《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《和田地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 生态环境分区管控方案符合性分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；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）；2021 年 6 月，和田地区行政公署发布了《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38 号），并于 2024 年 11 月更新了《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年版）》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 5，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 6。

表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体检控要求符合性分析一览表

名称			管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单	符合

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

总体 管 控 要 求				(2025 年版)》(发改体 改规(2025)466 号)中 禁止准入类项目	
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环 境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合 国家和自治区环境保护 标准	符合

续表 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜區、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	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、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在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-7】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
			【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《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、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、永久基本农田；拟建工程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。	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-5 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

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-11】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 空间布局约束	【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。	拟建工程未占用永久基本农田、耕地、林地、草地等	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	—
		【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

续表 2.7-5 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

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【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。	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风机 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。	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。	—
		A1.4 其它布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	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。	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	—
	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。	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。	符合

续表 2.7-5 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

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物削减/替代要求	【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	—
		【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	A2 污染物排放管控	【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	—
		【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	—

续表 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-3】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、焦炭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，管道试压废水循环使用后最终用于洒水抑尘，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及	—
			【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，管道试压废水循环使用后最终用于洒水抑尘，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 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；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。	皮山油气田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
			【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及	—

	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	—
--	----------------------	---------------------	---	---------	---

续表 2.7-5 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

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 人居环境要求	【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	—
	A3 环境风险防控	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及	—
		【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	—

续表 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施,达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求;按照排污许可管理有关要求,依法申领排污许可证或填写排污登记表,并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求,对排放(污)口及其周边环境定期开展环境监测,评估环境风险,排查整治环境安全隐患,依法公开新污染物信息,采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放,建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及	—
			【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《塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 653100-2022-055-L),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《塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 653100-2022-055-L),定期按照应急预案内容进行应急演练,逐步提高应急演练范围与级别,出现风险事故时能够及时应对	符合

			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及	—
--	--	--	--	----------------	----------

续表 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施,用水量较小,管道试压废水循环使用后最终用于洒水抑尘,节约了水资源;运营期不新增用水,不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度,推进区域再生水循环利用,到 2025 年,城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设,推进农村供水保障工程,农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及	—
			【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源,应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程不涉及取用地下水资源	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程井场永久占地面积较小,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求	符合
		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。	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 2.7-5 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

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.3 能源利用	【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
		A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	运营期产生的落地油、废防渗材料均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、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	—

续表 2.7-5 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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.5 资源综合利用	【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 2.7-6 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求			拟建工程	符合性
南疆三地州片区总体管控要求	加强绿洲边缘生态保护与修复，统筹推进山水林田湖草沙治理，禁止樵采喀什三角洲荒漠、绿洲区荒漠植被，禁止砍伐玉龙喀什河、喀拉喀什河、叶尔羌河、和田河等河流沿岸天然林，保护绿洲和绿色走廊。			拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，占地范围内不涉及绿洲荒漠植被和天然林	符合
	控制东昆仑山—阿尔金山山前绿洲、叶尔羌河流域绿洲、和田河流域绿洲、喀什—阿图什绿洲的农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护叶尔羌河、和田河等河流下游基本生态用水。			拟建工程不涉及农业用水	符合

表 2.7-13 与《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年版）》

符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年版）》	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以及一般生态空间实施严格监管，保障和维护国家、自治区及地区生态安全底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 7.7km，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	大气环境质量目标根据《受沙尘天气过程影响城市空气质量评价补充规定》（环办监测〔2016〕120 号）要求，扣除沙尘影响，争取环境空气质量好于 2020 年考核目标。全地区水环境质量得到进一步改善，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。土壤环境质量保持平稳，土壤环境风险得到进一步管控。主要污染物排放总量得到控制，荒漠化防治与防风固沙能力得到提升，生态环境保护及修复工作得到加强，污染防治水平和环境监管基础能力显著提升	拟建工程采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，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	
	资源利用上线	强化节约利用，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、自治区下发的总量与强度控制目标，积极推动和田市国家级低碳城市试点工作。	拟建工程采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，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；管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	

续表 2.7-13 与《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年

版)》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案(2023年版)》	环境管控单元 和田地区共划定环境管控单元 72 个,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	拟建工程属于一般管控单元,项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,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 2.7-14 与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《和田地区生态环境准入清单(2023年)》	和田地区空间布局约束	1.1 严格执行自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”和南疆三地州片区总体管控要求中“B1 空间布局约束”管控要求	符合
	1.2 严禁在水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发。在非水源涵养区、饮用水源保护区等生态空间内,在确保区域生态环境风险可控,对生态功能不造成破坏情形,可以适当开展国家重大项目的战略性能源资源勘查和开采项目	拟建工程不涉及水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜等生态敏感区	符合
	1.3 禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉,禁止在污染严重的土地种植养殖,防止农产品受到污染	拟建工程不涉及	—
	1.4 和田市及其余七个县的县城严禁新建 35 蒸吨以下燃煤锅炉	拟建工程不涉及	—
	1.5 加强对旅游资源开发的生态环境监管,限制生态敏感区域旅游开发活动	拟建工程不涉及	—
	1.6 严格控制地下水资源开采总量,禁止建设污水渗井和渗坑。加强地下水保护,严禁超采滥采;严控地下水超采。超采区内禁止农业新增取用地下水	拟建工程不涉及取用地下水资源	符合
	1.7 加强绿洲边缘地区生态防护林建设;严格控制污染,保护玉龙喀什河、喀拉喀什河等河流生态环境。和田河沿岸禁止天然胡杨砍伐和乱挖甘草,以保护和和田、墨玉、洛浦三县绿洲	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-14 与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性	
《和田地区生态环境准入清单（2023年）》	和田地区总体管控要求	空间布局约束	1.8 自治区级工业园区禁止新建每小时65蒸吨以下燃煤锅炉	拟建工程不涉及	—
		1.9 逐步淘汰玉龙喀什河、拉喀什河、克里雅河、皮山河流域内的不符合产业政策或环保不达标重污染企业,促进流域内重污染企业产业转型升级	拟建工程不在玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、皮山河流域内	—	
		1.10 新建大气污染排放及水污染排放的工业污染类项目必须进入相应的工业园区或者工业集聚区,实施“以大带小”“以新带老”,坚持涉重污染物排放量“等量置换”或“减量置换”,主要污染物排放总量得到有效控制	拟建工程通过采取完善废气治理措施可减少废气污染物排放,项目不涉及水污染排放	符合	
		1.11 建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系,污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后处置,禁止处理处置不达标的污泥进入耕地,非法污泥堆放点一律予以取缔	拟建工程不涉及	—	
		1.12 水质不能稳定达标的区域原则上不允许建设新增相应不达标污染物指标排放量的工业项目	拟建工程不涉及	—	
		1.13 对在水源涵养区和生物多样性维护与特殊保护区内的矿山逐步撤出或到期关闭。严格保护冰川,禁止任何开发建设,严禁在水源涵养区、水源保护区等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发,加强旅游资源开发的生态保护,开展旅游景区环境污染治理。工业开发建设、矿产资源开采和旅游开发应保护戈壁砾幕层,沙区尽量避免对荒漠自然表层的破坏,防止沙丘活化	拟建工程不涉及水源涵养区和生物多样性维护与特殊保护区	—	
		1.14 禁止侵占自然湿地等水源涵养空间,已侵占的要限期予以恢复	拟建工程不涉及	—	
		1.15 鼓励发展节水高效现代农业、低耗水高新技术产业以及生态保护型旅游业,严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展,新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。优先发展特色林果业、有机绿色农牧业、农副产品加工业、民族特色加工业、外贸物流等绿色、低能耗、低排放产业,适度发展沙漠生态产业和特色旅游业,禁止无序开荒,限制发展破坏荒漠稳定的产业和项目	拟建工程不涉及	—	

续表 2.7-14

与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《和田地区生态环境准入清单（2023 年）》	空间布局约束	1.16 和田河、玉龙喀什河、喀拉喀什河河道和古河床范围内严禁非法采挖玉石	拟建工程不涉及	—
		1.17 不得对天然林进行商业性采伐	拟建工程不涉及	—
	和田地区总体管控要求	2.1 严格执行自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”和南疆三地州片区总体管控要求中“B2 污染物排放管控”管控要求	拟建工程符合自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”和南疆三地州片区总体管控要求中“B2 污染物排放管控”管控要求	—
		2.2 自治区已于 2016 年开始在试点区域和重点行业（以下简称试点范围）开展排污权有偿使用和交易试点工作，并在全区建立健全排污权管理体系，推行排污权总量预算管理。属于试点范围内的建设项目，均采用排污权交易方式，通过购买有偿取得总量指标。不属于试点范围的建设项目，其主要污染物排放总量指标，从所在地州市排污权总量指标中无偿划拨取得。主要来源于政府预留储备排污权和已建成投运的现有企事业单位在“十三五”期间进一步采取减排措施后形成的富余排污权指标。在“十三五”初期可以来源于 2016 年减排项目预计减排量。集中供热或企业内以新带老等建设项目的总量指标，可从拟替代关停的现有企业或设施可形成的预计减排量中预支，替代削减方案须在建设项目建成投产前落实到位。农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。建设项目所在地主要污染物总量指标不足以分配时，建设单位可以按照自治区排污权有偿使用和交易工作相关规定，申请以排污权交易方式购买自治区或其他排污权交易试点区域储备排污权，取得总量指标。火电、钢铁、水泥、造纸等行业建设项目主要污染物排放总量指标按照《自治区重点行业主要污染物排污许可量核定技术方法（暂行）》采用绩效方法核定。其他无绩效值行业依照国家或地方污染物排放标准及单产品基准排水量（行业最高允许排水量）、烟气量等予以核定。不属于试点范围，且由环保部负责环评文件审批的建设项目，按环保部《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》执行	拟建工程不涉及污染物排放总量	—

续表 2.7-14

与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《和田地区生态环境准入清单（2023 年）》	和田地区总体管控要求	2.3 加快城镇生活污水处理设施建设和提标改造，加大配套管网建设力度，所有城市、县城以及重点独立建制镇均建成生活污水处理设施，污水处理率达到 80%以上，达到相应排放标准或再生利用标准	拟建工程不涉及	—
		2.4 实施加油站、油库等油气回收综合治理工程，减少挥发性有机物排放。推进有毒废气排放工业企业的工艺改进，开展重点行业有毒废气监测，减少含汞、铅、二噁英等有毒有害废气的排放	拟建工程不涉及	—
		2.5 加强源头水等重要水体保护，治理沿河矿山排放，加强水环境监管	拟建工程不涉及	—
		2.6 制定造纸、丝织业、纺织业和食品加工业等行业专项治理方案，实施清洁化改造，新建、改建、扩建上述行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量置换	拟建工程不涉及	—
		2.7 对超标、超总量排污和使用、排放有毒有害物质的企业实施强制性清洁生产审核，扩大自愿性清洁生产审核范围，强化对重点行业强制性清洁生产审核及评估验收	拟建工程不涉及	—
		2.8 对重点排污企业排污口安装自动监控装置，与和田地区污染源监控中心联网，实行实时监控、动态管理	拟建工程不涉及	—
		2.9 加大河道管理力度，依法严厉查处沿河道乱倒生活垃圾、乱排生活污水和工业企业偷排漏排等违法行为	拟建工程不涉及	—
		2.10 严格执行建设项目环评审批与区域环境质量、污染减排绩效挂钩制度，实行“以新”“、”“增产减污”和“区域削减替代”的总量平衡政策和替代削减标准	拟建工程不涉及	—
		2.11 严格控制污染物新增排放量，对超过重点污染物排放总量控制指标的地区，暂停审批新增重点污染物排放总量的项目	拟建工程不涉及	—
		2.12 环境容量较小、生态环境脆弱，环境风险高的地区，应执行水污染物特别排放限值	拟建工程不涉及	—
		2.13 加强对有色金属矿采选与有色金属冶炼及压延加工业、皮革、毛皮、羽毛（绒）及其制品业、化学原料及化学制品制造业、电镀、铅蓄电池制造行业等五大类涉及重金属排放行业的管理，原则上和田地区内新增以上五大类行业涉及排放铅（Pb）、汞（Hg）、镉（Cd）、铬（Cr）和类金属砷（As）五类重金属污染物的企业仅限布局于洛浦县的和田循环经济工业园区内	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-14

与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求			拟建工程	符合性
《和田地区生态环境准入清单（2023 年）》	和田地区总体管控要求	环境风险防控	3.1 严格执行自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”和南疆三地州片区总体管控要求中“3 环境风险防控”管控要求	项目符合自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”和南疆三地州片区总体管控要求中“B3 环境风险防控”管控要求	符合
			3.2 落实企业防范环境风险主体责任，建立企业突发环境事件报告和应急处理制度	拟建工程按规定完善现有的突发环境事件应急预案	符合
			3.3 所有污染源排污状况得到监控	拟建工程已制定厂界无组织废气监测计划	符合
			3.4 对使用和排放重金属、持久性有机污染物、危险废物和危险化学品的工业企业，实行分类管理和全过程监控	拟建工程不涉及	—
			3.5 建立政府主导、部门协调、分级负责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，建立健全环境风险应急监测体系。强化环境应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力	拟建工程按规定完善现有的突发环境事件应急预案，后续按照应急预案要求定期开展应急演练	符合
			3.6 定期评估玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边工业企业、工业集聚区环境和健康风险，落实防控措施	拟建工程周边无河流	—
			3.7 严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物废弃物进行严格理	拟建工程不涉及持久性有机污染物排放	符合
			3.8 加强养殖投入品管理，依法规范、限制使用抗生素类、激素类药物或其它化学物质等化学药品，开展专项整治。严格控制环境激素类化学品污染	拟建工程不涉及	—
			3.9 对玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边矿山开采企业及尾矿库进行风险排查，及时清理病库、危库及不符合产业政策和环保要求的矿山开采企业，避免水污染环境风险事故	拟建工程不涉及	—
			3.10 矿山企业严格按照开发利用方案和地质环境保护与土地复垦方案要求进行矿产资源开发和地质环境恢复治理工作，按照“边生产、边恢复”要求进行开发，按照“谁破坏、谁治理”原则，及时督促矿山企业完成治理恢复任务	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-14

与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求			拟建工程	符合性
《和田地区生态环境准入清单（2023 年）》	和田地区总体管控要求	资源开发利用率	4.1 严格执行自治区总体准入要求中“A4 资源开发利用效率”和南疆三地州片区总体管控要求中“B4 资源开发利用效率”管控要求	拟建工程符合自治区总体准入要求中“A4 资源开发利用效率”和南疆三地州片区总体管控要求中“B4 资源开发利用效率”管控要求	符合
			4.2 到 2020 年，和田地区年用水总量不得超过 38.77 亿立方米。到 2025 年，和田地区年用水总量不得超过 38.77 亿立方米。到 2030 年，和田地区年用水总量不得超过 38.765 亿立方米。到 2020 年较 2017 年，和田地区新增地下水开采总量不得超过 1.8015 亿立方米（总量不得超过 5.644 亿立方米）。到 2025 年较 2017 年，和田地区新增地下水开采总量不得超过 2.1619 亿立方米（开采总量 6.0044 亿立方米）。到 2030 年较 2017 年，和田地区新增地下水开采总量不得超过 2.5219 亿立方米（开采总量 6.3644 亿立方米）	拟建工程运营期不涉及用水	符合
			4.3 到 2020 年及 2030 年，和田地区综合能耗总量控制在自治区下达目标任务范围内	拟建工程不涉及	—
			4.4 在高污染燃料禁燃区内，禁止销售、燃用原煤、粉煤、各种可燃废物等高污染燃料；禁止新建、扩建用高污染燃料的设施；已建设成的应当在规定的期限内改用电、天然气、液化石油气、生物质燃料、含硫量低于 0.5% 的型煤或者其他清洁能源	拟建工程不涉及	—
			4.5 已设露天矿山，企业按照绿色矿山建设标准加快升级改造；新设露天矿山必须按照绿色矿山建设标准进行建设	拟建工程不涉及	—
			4.6 绿洲边缘新垦区耕地的稳固措施与管控要求，不得随意开垦与弃荒	拟建工程不涉及	—

表 2.7-9 拟建工程与所在管控单元“皮山县一般管控单元”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
ZH6529 253000 1 皮山县一般管控单元	空间布局约束	1. 执行总体管控要求中关于空间布局约束的准入要求。 2. 执行一般管控单元中关于空间布局约束的准入要求。 3. 执行重点管控单元空间布局约束总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“空间布局约束”要求	符合
		1. 执行总体管控要求关于污染物排放管控的	拟建工程满足和田地区总体管	符合

污染物排放管控	准入要求。 2. 执行一般管控单元关于污染物排放管控的准入要求。 3. 执行重点管控单元污染物排放总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	控要求中“污染物排放管控”要求	
环境风险防控	1. 执行总体管控要求关于环境风险防控的准入要求。 2. 执行一般管控单元关于环境风险防控的准入要求。 3. 执行重点管控单元中环境风险管控总体管控要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“环境风险防控”要求	符合
资源利用效率	1. 执行总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2. 执行一般管控单元中关于资源利用效率的准入要求。 3. 执行重点管控单元中资源利用效率总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“资源利用效率”要求	符合

拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）、《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38号）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023年版）》及所在管控单元皮山县一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

2.7.4.1 选址可行性

2.7.4.1 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于皮山油气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河国家级水土流失重点预防区范围以外，不占用及穿越自然保护区、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，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地，评价范围内植被覆盖度较低，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、

文物保护单位、永久基本农田等环境敏感点，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。

2.7.4.2 井场布置合理性分析

(1) 井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位、永久基本农田等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目位于塔里木河国家级水土流失重点预防区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

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

(3) 拟建工程井口与高压线及其他永久性设施、民宅、铁路公路、学校、医院和大型油库等距离满足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 及《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 相关要求。

综上，井场布置合理，满足相关要求。

2.7.4.3 管线选线可行性分析

拟建工程管道周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感点，皮山 102 井采油管线距离东南侧水浇地约 120m 但不占用，同时管道敷设区域不涉及地质灾害易发区和潜发区，施工结束后，对管道沿线上方植被进行自然恢复，管线临时占地依法办理用地审批手续。综上所述，从环境保护角度看，管道选线可行。

2.7.5 环境功能区划

拟建工程位于皮山油气田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 地下水质量分类规定，地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类区；项目区域以油气开发为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》

(GB3096-2008) 2 类功能区。

2.8 环境保护目标

拟建工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故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；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将皮山 102 井四周 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的水浇地作为土壤环境（污染型）保护目标；将井场周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态型）保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河国家级水土流失重点预防区作为生态保护目标；区域不涉及环境空气和地表水环境保护目标，将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场外扩5km，管线边界两侧向外延0.2km范围	不对区域盐碱化程度进一步加深
污染影响型		
评价范围内水浇地	皮山102井外扩1km，管线边界两侧向外延0.2km范围	不对土壤环境功能产生明显影响

表2.8-3 生态保护目标一览表

环境要素	生态保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河国家级水土流失重点预防区范围	井场周围 50m 范围，管道中心线两侧外延 0.3km	占用

表2.8-3 环境敏感（风险保护）目标一览表

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

类别	环境敏感特征					
地下水	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	与厂界距离/m
	1	调查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

3 建设项目工程分析

塔西南勘探开发公司在皮山油气田内实施“皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程”，主要建设内容包括：①新建采油井场 3 座；②新建采油管线 14.8km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。拟建工程建成后产油量 200t/d，产气量 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

为便于说明，本次评价对现有皮山油气田开发现状进行回顾；将皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井钻井工程作为在建工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的皮山区块西集气站、柯克亚集中处理厂、柯克亚固废填埋场等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	皮山油气田开发现状、环保手续履行情况、皮山油气田回顾评价、现有区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老意见”
2	在建工程	主要介绍基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、拟建工程污染物年排放量、污染物总量控制分析、三本账
4	依托工程	介绍皮山区块西集气站、柯克亚集中处理厂、柯克亚固废填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 皮山油气田开发现状

(1) 皮山油气田主体工程建设情况

拟建工程位于皮山油气田内，皮山油气藏面积 54.43km^2 ，位于叶城县与皮山县交界处，隶属于和田地区皮山县，位于柯克亚凝析气田东 40km。

皮山油气田分为二叠系普斯格组和二叠系杜瓦组 2 个层位，2024 年叶探 1 井实现突破，在二叠系普斯格组 4748-4806m 完井常规测试获高产，试采效果好，生产稳定。同年 6 月，二叠系杜瓦组的杜瓦 1 井完成试油，表现出良好的油气

显示。

皮山油气田目前已建临时试采的叶探 1 试采井 1 口，杜瓦 1 试采井 1 口，已建叶探 1 集中试采点（皮山西区块集气站）及东集气站 2 座。区块周边已建有柯东 1 井至柯克亚处理站 DN150 集气干线 1 条，设计压力 10MPa，管道长度 46km。

（2）公用工程建设情况

①给排水

皮山油气田区域各井场、站场均为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。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，采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理。

②供热

皮山油气田内部分井场根据生产需要设置有真空加热炉和电磁加热撬，皮山区块西集气站设置有 500kW 燃气加热炉为生产过程提供热量，燃料为集气站内低压闪蒸出的闪蒸气。

③供电

泽普采油气管理区范围内设置有 35kV 变电站，用于区域站场及井场供电，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。

（3）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前皮山油气田分布有皮山区块西集气站、东集气站，周边区域井场就近进入附近站场进行油气水分离及处理，分离后的天然气通过已建管道外输，采出液和采出水拉运至柯克亚集中处理厂。

②内部道路建设情况

目前皮山油气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石

路面。

图 3.1-1 皮山油气田地面工程空间布局图

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 皮山油气田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		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
1	环评及验收情况	叶探 1 井临时试采流程工程	和田地区生态环境局	和地环审(2024) 56 号	2024 年 3 月 25 日	已于 2024 年 10 月完成自主验收工作		
2		杜瓦 1 井试采地面工程	和田地区生态环境局	和地环审(2024) 143 号	2024 年 7 月 8 日	已于 2024 年 10 月完成自主验收工作		
3		杜瓦 101 井、杜瓦 102 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审(2024) 128 号	2024 年 6 月 21 日	正在验收过程中		
4		杜瓦 103 井、杜瓦 104 井、杜瓦 105 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审(2024) 129 号	2024 年 6 月 21 日	正在验收过程中		
5		皮山 1 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审(2024) 44 号	2024 年 3 月 8 日	正在建设过程中		
6		皮山 2 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审(2024) 80 号	2024 年 3 月 27 日	正在建设过程中		
7		叶探 1 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审(2023) 63 号	2023 年 5 月 22 日	已于 2024 年 9 月完成自主验收工作		

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

8	杜瓦 1 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审（2024）55 号	2024 年 3 月 25 日	已于 2024 年 8 月完成自主验收工作
9	皮山油气藏单井试采地面工程（一期）	和田地区生态环境局	和地环审（2024）253 号	2024 年 10 月 30 日	正在建设过程中

续表 3.1-1 皮山油气田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		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
5	环境风险应急预案	塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案	2022 年 5 月对《塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为备案编号 653100-2022-055-L					
6	排污许可执行情况	泽普采油气管理区	2024 年 3 月 2 日，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG120Z）					

3.1.3 皮山油气田回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对皮山油气田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）占地影响回顾分析

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

油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为刺蓬、骆驼蓬、怪柳等，塔西南勘探开发公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。单井永久占地 40×60m，临时占地 120×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

油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。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

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，皮山油气田的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。皮山油气田区域属于极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，植被的恢复需要时间长。群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

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

（3）野生动物影响回顾分析

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

(4) 已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

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

图 3.1-2 区域井站场周边恢复情况及占地现状

②管线和道路

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已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区依托设施完善，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，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。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。

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

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

图 3.1-3 临时占地恢复情况

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据皮山油气田建设的特点分析，皮山油气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、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呼吸作用和吸收作用。

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。

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水等。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；钻井期产生的压裂废水排入回收罐中，运至柯克亚集中处理厂处理，处理达标后回注；生活污水定期拉运至柯克亚公寓生活污水处理装置处理。

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，正常情况下不会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影响很小。

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

（1）对各井站场的设备、管线、阀门等定期进行检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对储罐、管线进行巡检。

（2）在站场设置了可燃气体检测仪，可及时发现天然气泄漏并及时处理。

（3）生产运营期加热炉采用清洁能源天然气为原料。

（4）加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

(5) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

(6) 储罐采用自调压方式，顶部设置有调节阀，当操作压力超过调节阀时，废气通过管道密闭送至放喷池处理。储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

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

结合区域验收监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；站场无组织排放的非甲烷总烃满足《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 3.1-2 皮山油气田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
叶探 1 井加热炉	加热炉 烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.1 未检出 117~127 <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》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
叶探 1 井场无组织废气	井场无 组织 废气	非甲烷总烃	0.32~1.00	日常维 护，做好 密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	达标

同时本次回顾引用和田地区例行监测点 2020 年~2023 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，皮山油气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，本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、

PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 四项因子。

表 3.1-2 区域 2020 年~2023 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状 浓度 (μg/m ³)	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)	标准值 (μg/m ³)	达标 情况
和田 地区	PM ₁₀	年平均值	—	123	125	141	70	超标
	PM _{2.5}	年平均值	—	44	43	43	35	超标
	SO ₂	年平均值	—	12	10	9	60	达标
	NO ₂	年平均值	—	25	18	16	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 年平均值未超过标准要求，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

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

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，目前皮山油气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，最终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

运至区域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，塔西南勘探开发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。泽普采油气管理区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

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

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

3.1.3.6 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可接受范围。

皮山油气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。类比皮山油气田同类型井场污染源监测数据，皮山油气田井场厂界噪声满足《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 3.1-4 皮山油气田井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
叶探 1 井场	昼间	39~46	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	37~39			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

皮山油气田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，皮山油气田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露事故，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波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；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。

皮山油气田范围隶属于塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管理，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区制定有《塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案》（备案编号 653100-2022-055-L）。皮山油气田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应

急保障措施完善。

3.1.3.8 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，泽普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。泽普采油气管理区按照《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），泽普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。2024 年 3 月 2 日，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG120Z）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，泽普采油气管理区围绕 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范 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），泽普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。

3.1.3.9 环境管理回顾

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，已建立了泽普采油气管理区 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。

(1) 环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录现较为规范、完整。

(2) 档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区围绕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范 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》（HJ994-2018），塔西南勘探开发公司泽普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 现有区块污染物排放量

根据后评价报告，皮山油气田现有污染物年排放情况见表3.1-6。

表3.1-6 皮山油气田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	氮氧化物	非甲烷总烃	甲醇		
皮山油气田现有污染物排放量	0.075	0.534	3.629	0.365	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，皮山油气田内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

- (1) 重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_s 的控制和管理措施不够完善；
- (2) 信息公开不够规范；

整改方案：

目前存在的问题已纳入泽普采油气管理区整改计划中，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、标准，开展VOC_s排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

（2）健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令 第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公告》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息公开。

3.2 在建工程

在建工程主要为皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井钻井工程，目前 3 口井均正在钻井中。

3.2.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.2-1。

表 3.2-1 在建工程基本概况一览表

内容 \ 名称	皮山 101 井	皮山 102 井	皮山 3 井
位置	皮山县	皮山县	皮山县
坐标			
设计井深	4590m	4815m	6820m
目的层	二叠系	二叠系	二叠系
完钻原则	钻至目的层		
完井形式	裸眼完钻		
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		

图 3.2-1 井场现状现场照片

3.2.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.3-2。

表 3.2-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	皮山 101 井、皮山 102 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审〔2025〕11 号	2025.1.24	正在钻井过程中		
2	皮山 3 井（勘探井）钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审〔2024〕187 号	2024.8.20	正在钻井过程中		

3.2.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井钻井工程，包括钻前场地平整、钻井工程等。

现阶段钻井工程尚未结束，结合环评阶段产污节点识别，废气污染源主要

为施工扬尘，目前施工过程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，目前酸化压裂废水尚未产生，后期产生后采取加碱中和后拉运至柯克亚集中处理厂处理；施工营地设置有污水罐，生活污水定期拉运至皮山县污水处理厂处理；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，其中磺化水基泥浆废弃物固液分离后固相拉运至区域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；生活垃圾送至皮山县垃圾填埋场填埋。

3.2.4 环境问题及“以新带老”改进意见

目前皮山101井、皮山102井及皮山3井均正在钻井过程中，根据现场踏勘结果可知，钻井过程中已落实环评废气、废水、噪声、固废处置措施。由于钻井工程尚未结束，目前井场临时占地恢复情况尚未落实，待钻井完成后，应及时对井场临时占地区域进行恢复原貌，拆除并清理井场设备设施，严禁井场存留岩屑、垃圾等固体废物，尽快落实钻井工程验收工作。

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			皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程
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塔西南勘探开发公司
建设地点			新疆和田地区皮山县境内
建设性质			改扩建
总投资			项目总投资 2000 万元，其中环保投资 50 万元，占总投资的 2.5%
占地面积			占地面积 12.56hm ² （永久占地面积 0.72hm ² ，临时占地面积 11.84hm ² ）
建设规模			项目建成后日产油 120t，日产气 15×10 ⁴ m ³
建设内容	主体工程	井场工程	新建采油井场 3 座（皮山 101 井、皮山 102 井、皮山 3 井），井场内均建设采油树、电磁加热器撬、电控信一体化撬等设备
		管道工程	新建采油管线 14.8km

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

	公辅工程	供电工程	从区域 10kV 线路 T 接，采用钢芯铝导线 JL/G1A-70/10
		给排水	采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。
		防腐工程	地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板
		自控工程	井场各设置1套RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入RTU。RTU通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至皮山区块西集气站DCS进行远程监控，并接收远程关井命令
		道路工程	依托钻井期道路

续表 3.3-1

拟建工程基本情况一览表

项目		基本情况
环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条 运营期：油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理； 退役期：采取洒水抑尘的措施；
	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水定期拉运至柯克亚公寓生活污水处理装置处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层； 退役期：废弃管道和设备清洗废水依托周边处理厂处理
	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、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料、生活垃圾收集后定期清运至柯克亚固废填埋场填埋处置； 运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置； 退役期：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，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
	环境风险	管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 构造特征

皮山油气田位于新疆和田地区皮山县境内，井底层位分为二叠系普斯格组和二叠系杜瓦组等。普斯格组天然气储量规模 30 亿方，油储量规模 260 万吨。杜瓦组天然气储量规模 70 亿方，油储量规模 750 万吨。

3.3.2.2 地层特征

皮山油气田油气藏埋深 1500~5500m，地层厚度约 4000m，含油气段长约 1000m。自上而下划分为上、下气层组，上气层组包括 5 个砂组，下气层组包括

3 个砂组，8 个砂层组共 51 个小层，其中 X_7^2 砂组划分为 7 个小层， X_8 砂组划分为 7 个小层。

3.3.2.3 油藏特征

(1) 天然气物性

天然气平均相对密度 0.6240，甲烷平均含量 90.567%，乙烷平均含量 3.970%，丙烷平均含量 1.403%，氮气平均含量 0.014%，二氧化碳平均含量 0.289%。天然气干燥系数 ($C1/C1^+$) 0.93。气藏不含 H_2S 。

(2) 原油物性

20℃时地面油品密度 $0.7865g/cm^3 \sim 0.7907g/cm^3$ 、平均 $0.7883g/cm^3$ ，50℃时动力粘度 $2.2780mPa \cdot s \sim 2.3710mPa \cdot s$ 、平均 $1.7755mPa \cdot s$ ，凝固点 14℃，含蜡 27.50%~31.80%、平均 29.85%，胶质平均 0.17%，沥青质平均 0.07%，油品具备高含蜡、凝固点低特征。

(3) 地层水物性

油气藏地层水水型为 $CaCl_2$ 型，总矿化度在 140000~150000mg/L，是封闭条件较好的气田水。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-5。

表 3.3-5 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目				单位	数量
1	开发指标	采油井场	新建采油井场		口	3
2			单井井场	日产油	t/d	40
3				日产气	× 10 ⁴ m ³ /d	5
4			采油管线		km	14.8
5	综合指标	总投资			万元	2000
6		环保投资			万元	50
7		永久占地面积			hm ²	0.72
8		临时占地面积			hm ²	11.84
9		劳动定员			人	不新增

10		工作制度	h	8760
----	--	------	---	------

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 井场工程

拟建工程新建井场 3 座，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-6，井场平面布置见附图 12。

表 3.3-6 拟建工程采油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
皮山 101 井、 皮山 102 井、 皮山 3 井	1	采油树	—	座	1
	2	电磁加热器撬	—	座	1
	3	电控信一体化撬	—	座	1

3.3.4.2 管道工程

拟建工程新建采油管线 14.8km，管线采用埋地敷设方式。

表 3.3-7 采油管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度 (km)	敷设方式	管径和材质	集输方式
1	采油管线	皮山 101 井	皮山西区块集气站	2.6	埋地敷设	DN80 5.5MPa 无缝钢管	油气混输
2		皮山 102 井	皮山 105X 井	4.2	埋地敷设		油气混输
3		皮山 3 井	皮山西区块集气站	8.0	埋地敷设		油气混输

3.3.4.3 公辅工程

(1) 供电工程

拟建工程井场用电从区域 10kV 线路 T 接，采用钢芯铝导线 JL/G1A-70/10。

(2) 给排水

项目管线试压用水由罐车拉至现场。施工期废水包括管线试压废水和生活污水，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工现场不设施工营地，施工人员生活依托柯克亚采油气管理区生活基地，生活污水依托柯克亚公寓生活污水处理装置处理。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。运营期采出水随采出液

一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。

（3）防腐工程

①所有线路管道均采用防腐保温层+阴极保护的联合保护方案。

②设置线路强制电流阴极保护站共同保护拟建工程所有新建线路管道。

③井场（站）埋地放空管道采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

④出入地面管道防腐层/防腐保温层宜采用原埋地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。

⑤地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。

（4）自控工程

井场各设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU。RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至皮山区块西集气站 DCS 进行远程监控，并接受远程关井命令。

3.3.4.7 环保工程

（1）废气处理工程

施工期扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，燃用合格油品。

运营期定期采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理。

退役期采取洒水抑尘措施。

（2）废水处理工程

施工期管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘，施工期产生的生活污水定期拉运至柯克亚公寓生活污水处理装置处理。

运营期采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。

退役期无废水产生。

（3）噪声防治工程

施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。

运营期：选用低噪声设备、基础减振。

退役期：选用低噪声机械和车辆。

（4）固体废物收集及处理处置工程

施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料、生活垃圾收集后定期清运至柯克亚固废填埋场填埋处置。

运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）生态影响减缓措施

施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗。

运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道。

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。

（6）环境风险措施

运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪等装置。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

（1）井场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，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各类废弃包装、环保防渗膜等防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬

尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、废防渗层和生活垃圾，设备废弃包装、废防渗层现场收集合规暂存，定期清运至柯克亚固废填埋场填埋处置，生活垃圾收集后送柯克亚固废填埋场填埋处置。

（2）管线敷设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.4-4。

图 3.3-1 施工方案工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，穿越道路及沟渠均采用大开挖施工。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

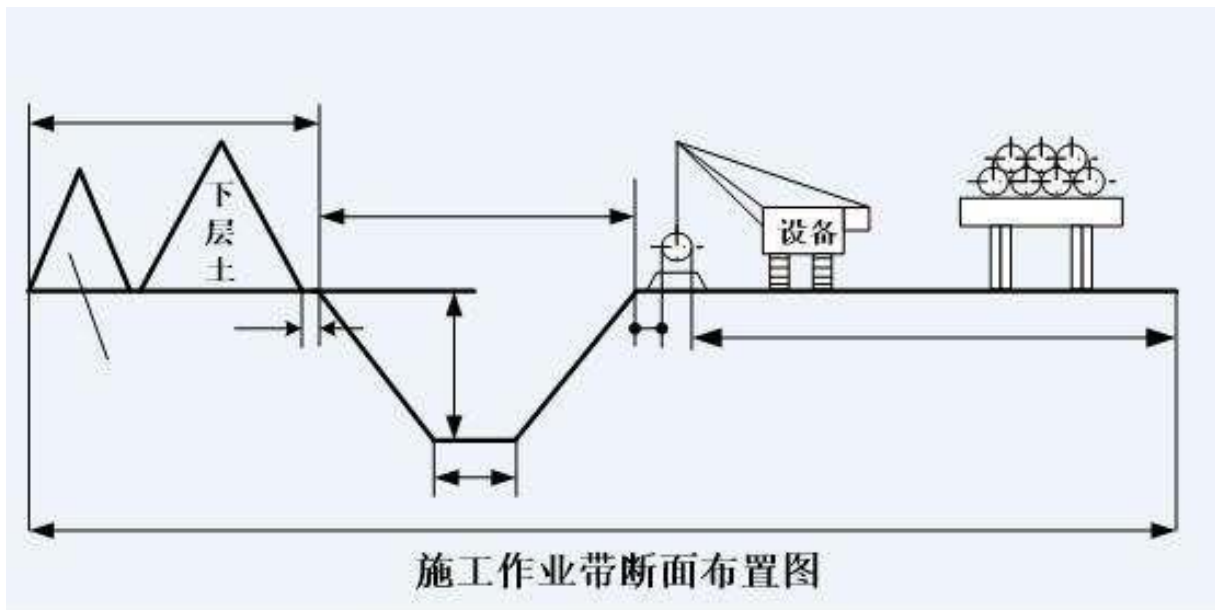


图 3.3-2 一般地段管道施工方式断面示意图

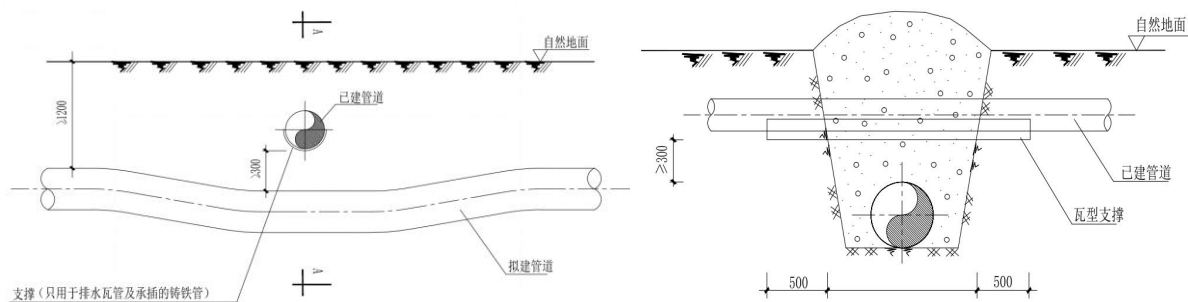


图 3.3-3 管道交叉施工作业示意图

③管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。采油管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，采油管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场配套设备安装及连头

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

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验

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

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料和生活垃圾定期运至柯克亚固废填埋场。

3.3.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

（1）油气开采

根据皮山油气田油藏目前生产情况、油藏性质和配产情况，选择采油方式为自喷开采。

（2）油气集输

井场采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，进入电磁加热器撬，加热后的采出液通过新建管线输送至皮山区块西集气站。进站后经已建设施气液分离，油、水进储罐暂存，定期经罐车拉运至柯克亚集中处理厂处理；天然气经已建集输管线最终输送至柯克亚集中处理厂。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。

酸化压裂主要用于油藏的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，

利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。

洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气（ G_1 ），采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理；废水污染源主要为采出水（ W_1 ）和井下作业废液（ W_2 ），其中采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层；噪声污染源主要为采油树（ N_1 ）运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油（ S_1 ）、井下作业产生的废防渗材料（ S_2 ），属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

图 3.3-4 井场油气开采及集输工艺流程图

表 3.3-8 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

					亚集中处理厂处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后通过回注地层
	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	井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理

续表 3.3-8 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
噪声	N ₁	采油树	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料	含油废物	间歇	

3.3.5.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；废水污染源主要为废弃管道和设备清洗废水，运至区域处理站处理；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的地面废弃设备、建筑垃圾等，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管道中残余的液体先使用氮气罐吹扫（利用氮气罐自带压力吹扫）后，再使用清洗泵将清水注入管道，清洗管道内部，清洗废水最终进入处理站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

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

3.3.6.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

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

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。拟建工程要求施工作业时避开植被茂密区，施工结束后分层循序回填压实。

3.3.6.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、施工车辆尾气及焊接烟气。

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

（2）车辆尾气及焊接烟气

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《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物，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。

3.3.6.3 废水

(1) 生活污水

拟建工程施工人员 30 人，施工期 90d，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 216m³。现场不设施工营地，施工人员生活污水依托柯克亚公寓生活污水处理装置处理。

(2) 管线试压废水

拟建工程采油管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于 2km 的管道，每 2km 试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于 2km 的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 10.05m³，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等噪声等，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。

3.3.6.5 固体废物

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

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 0.072 万 m³，土石方回填量 0.144 万 m³，借方 0.072 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 0.072 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 0.072 万 m³，所有砾石均外购自皮山县周边砂石料厂。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按

1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m^3 ，管道工程长 14.8km，合计挖方约 5.68 万 m^3 ，所有挖方后期全部回填，无弃方。

综上所述，拟建工程共开挖土方 5.752 万 m^3 ，回填土方 5.824 万 m^3 ，借方 0.072 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于皮山县周边砂石料厂，拟建工程不设置取土场。拟建工程土石方平衡见下表 3.3-9。

表 3.3-9 土方挖填方平衡表 单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.072	0.144	0.072	皮山县周边砂石料厂	0	—
管道工程	5.68	5.68	0	—	0	—
合计	5.752	5.824	0.072	—	0	—

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 $0.05\text{t}/\text{km}$ ，拟建工程施工废料产生量约为 0.74t，施工废料收集后送至柯克亚固废填埋场填埋处置。

③生活垃圾

拟建工程施工周期 90 天，施工人数约 10 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。则拟建工程施工期生活垃圾产生量共计 0.45t，集中收集后清运至柯克亚固废填埋场填埋处置。

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-10。

表 3.3-10 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	皮山 101 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0169	8760	0.148
2	皮山 102 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0169	8760	0.148
3	皮山 3 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0169	8760	0.148

源强核算过程：

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

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-11 设备与管道组件 e_{TOC, i} 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOC_s 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则拟建工程采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰密封点数量如表 3.4-11 所示。

表 3.3-12 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)
皮山 101 井、皮山 102 井、皮山 3 井采油井场密封点						
1	有机液体阀门	45	0.036	0.0049×3	8760	0.043×3
2	法兰或连接件	90	0.044	0.012×3	8760	0.105×3
合计				0.0169×3	—	0.148×3

经核算，拟建工程单个采油井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0169kg/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 0.148t/a。拟建工程 3 座井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.444t/a。

拟建工程所在区域油气藏不含 H₂S，井场无组织废气不再识别 H₂S。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，工程开采期限内年最大采出水约 7200m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，达到《碎屑岩油

藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

（2）井下作业废液

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

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

表 3.3-13 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，拟建工程新部署 3 座采油井场，则每年井下作业废液产生量为 298.5t，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后用于油层回注用水。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 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	7200t/a	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层
	W ₂	井下作业废液	298.5t/a	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用废水回收罐收集，送至柯克亚集中处理厂处理

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程井场产噪设备主要为采油树噪声，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）；故拟建工程采油树噪声参考取 90dB（A）。

表 3.3-15 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	采油井场	采油树	3	90	基础减振	15

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型单座采油井场落地油产生量约 0.2t/a，拟建工程运行后采油井场落地油总产生量约 0.6t/a，收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则拟建工程采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.75t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 3.3-16 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.6t/a	危险废物 (071-001-08)	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
2	废防渗材料	0.75t/a	危险废物 (900-249-08)		

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线及周边生态恢复情况，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

3.3.8.1 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。

3.3.8.2 退役期水污染防治措施

废弃管道和设备清洗废水依托周边处理厂处理，在闭井作业过程中应严格按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）以及《地下水

管理条例》（国务院令 第 748 号）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.3.8.3 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。

3.3.8.4 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地面废弃设备和废弃建筑残渣，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，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.3.8.5 退役期生态恢复措施

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

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

3.3.9 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。

拟建工程非正常排放主要包括各井场井口压力过高时的放喷，采出液通过放喷管道直接进入放喷池点燃放空。

拟建工程非正常排放见表 3.3-17。

表 3.3-17 井场非正常排放情况一览表

项目	持续时间 (min)	年发生频次	产生的污染物排放速率 (kg/h)	
放喷池	30	1	非甲烷总烃	0.25
			颗粒物	0.1
			NO _x	0.0675

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入柯克亚集中处理厂集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

拟建工程将环境管理和环境监测纳入油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、采油作业等两个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-18、3.3-19。

表 3.3-18 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	60	0
		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
(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	乙类区 ≤50	5

续表 3.3-18 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
(4) 污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区 ≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	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	具备原油回收设施	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	建立 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划			5	制定节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-19 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 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0

续表 3.4-19 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	
(2) 资源综合利用指标	30	油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
(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	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	拟建工程得分	
						实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置		10	无	0
			防止落地原油产生措施		10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	先进	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收			20	已开展	20
		制定节能减排工作计划			5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	已完成	5

由表计算得出：拟建工程井下作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.3.10.2 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。

3.3.11 拟建工程污染物年排放量

根据工程分析结果，拟建工程污染物年排放量见表 3.3-20。

表 3.3-20 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	氮氧化物	非甲烷总烃	甲醇		
拟建工程新增污染物排放量	0	0	0.444	0	0	0

3.3.12 污染物总量控制分析

3.3.12.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOCs、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.3.12.2 拟建工程污染物排放总量

拟建工程在正常运行期间，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。根据计算，项目运营期无组织 VOCs 排放量估算为 0.444t/a。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOC_s 0.444t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.3.13 三本账

拟建工程实施后皮山油气田“三本账”的情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 拟建工程实施后“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	氮氧化物	非甲烷总烃	甲醇		
皮山油气田现有排放量	0.075	0.534	3.629	0.365	0	0
拟建工程排放量	0	0	0.444	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后皮山油气田排放量	0.075	0.534	4.073	0.365	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	+0.444	0	0	0

备注：削减量及增减变化量-表示减少，+表示增加。

3.4 依托工程

3.4.1 皮山区块西集气站

（1）概况

皮山区块西集气站建设内容包含于《叶探 1 井临时试采流程工程环境影响报告书》中，已于 2024 年 3 月取得批复（和地环审〔2024〕56 号），并于 2024 年 10 月完成自主验收工作。

皮山区块西集气站于 2024 年 10 月投产，建有真空加热炉、生产分离器、油罐区、分气包、密闭装车系统等设备。

（2）处理工艺

运营期单井来气进入集气站轮换计量阀组和轮换计量分离器轮换计量后，与其余单井来气汇集后进入生产分离器进行分离，分离出的原料气经集输管线外输至下游，最终进入柯克亚集中处理厂处理。分离出的油品经低压闪蒸罐常压闪蒸后进入储罐储存并装车外运。闪蒸后的低压闪蒸气经压缩机增压后进入原料气系统外输。

（3）依托可行性

皮山区块西集气站内设置 5 井式轮换计量阀组 2 套，目前进站 4 口井，空余 6 个接头，站内计量分离、压缩机、油品储罐、装车泵等设施及拉运流程均能够满足拟建工程 3 口井生产需求。

3.4.2 柯克亚集中处理厂

(1) 概况

柯克亚集中处理厂建设内容包含于《柯克亚凝析气田西河甫组综合调整方案地面工程环境影响报告表》中,已于2018年11月取得批复(喀地环评字(2018)170号),并于2021年8月完成自主验收工作。

柯克亚集中处理厂于2021年3月投产,建有低压气增压装置、凝析油稳定装置、气举增压装置、天然气深冷凝液回收装置、注气增压装置、增压外输装置等。目前集中处理厂主要处理柯克亚气田各砂体采气及循环气举气,合计日处理气量约为 $87.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,循环气举气量为约 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(2) 处理工艺

生产分离器来天然气(压力:5.8~6.0MPa,温度:20~25℃),经聚结过滤器进一步捕集液滴后进入脱水装置吸附塔。脱水装置采用三塔流程,运行时序为一塔吸附、一塔再生、一塔冷吹,吸附、再生、冷吹时间均为8h(含泄压、充压及阀门切换时间)操作压力5.8MPa,再生温度280℃,热量由导热油系统提供,最大用热负荷为600kW。

脱水装置来气(压力:5.8~5.9MPa,温度:20~25℃),经冷箱预冷至-40~-45℃进入低温分离器,分离的气相进入透平膨胀机膨胀至2.4~2.6MPa,温度降至-72~-76℃进入重接触塔底部,与脱乙烷顶来气液逆流传质,将 C^{3+} 组分进一步冷凝下来,塔顶出口气相与脱乙烷塔顶来气换热后进入多股流换热,换热后去膨胀机增压端入口,同轴增压至3.0MPa,经水冷换热器冷却至30~35℃去注气增压单元和外输单元。低温分离器的液相经多股流换热器(冷箱)换热至20~25℃进入脱乙烷塔中段,重接触塔液相经换热至-20~-25℃进入脱乙烷塔顶部作为回流,操作压力为2.7MPa左右,塔底操作温度为105℃左右,脱除乙烷的塔底液进入到液化气塔分馏,塔顶产品为LPG,塔底产品为稳定轻烃,液化气塔塔顶冷凝和稳定轻烃冷却采用空冷+循环冷却水两种方式冷却,确保夏季环境条件下LPG和稳定轻烃进罐温度 $\leq 35^\circ\text{C}$ 。脱乙烷塔、液化气塔重沸器加热采用导热油,热源由站内热媒炉提供,脱乙烷塔最大热负荷为3258MJ,液化气塔最大热负荷为2296MJ。为避免装置投产过程中出现冻堵及紧急情况下的解

冻，站内设置 1 座注甲醇撬，冷箱入口管线上预留甲醇注入口。

凝析油稳定采用降压闪蒸、分馏稳定工艺，降压闪蒸是使凝析油在较低压力条件下闪蒸。

中压分离器来液与稳定凝析油二级换热器换热至 40℃，节流至 0.6MPa 左右进入到一级闪蒸分离器，分离出的油与计量站低压分离器来液混合，然后与稳定凝析油一级换热器换热至 60℃进入二级闪蒸分离器，油进凝析油稳定塔进行稳定，塔顶气经空冷至 45℃左右进入塔顶分离器，分离出的凝液经泵提升至 0.4MPa 去返回二级闪蒸分离器入口，分离出的不凝气与二级闪蒸分离器来气混合后经螺杆压缩机增压至 0.6MPa 去低压气增压单元。一级闪蒸分离器气相直接去低压气增压单元，分离出的含油污水去水处理装置。

凝析油稳定塔塔操作压力为 0.10MPa，塔底重沸器使用导热油加热，塔底加热温度为 98℃左右。稳定凝析油先经泵提升至 0.4MPa 与二级闪蒸分离器来液换热至 70℃，再与一级闪蒸分离器换热至 38℃左右去储罐储存。

采出水处理站采用“缓冲沉降+二级压力过滤”工艺，处理规模 250m³/d。废水处理系统设计进水指标：含油量≤1000mg/L、悬浮物≤300mg/L，设计出水指标：含油量≤15mg/L、悬浮物≤5mg/L，悬浮物粒径中值≤3m，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）表 1 控制指标要求。

柯克亚公寓生活污水处理装置采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准后，主要用于荒漠灌溉。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。

（3）依托可行性

柯克亚集中处理厂运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1 柯克亚集中处理厂规模表

集中处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程新增处理量	依托可行性
天然气 (10 ⁴ m ³ /d)	87.5	35.31	42.19	15	可依托
油 (t/d)	360	205	155	120	可依托

采出水 (t/d)	250	150	100	19.7	可依托
生活污水 (m ³ /d)	72	47.2	23.8	2.4	可依托

3.4.3 柯克亚作业区固废填埋场

(1) 基本情况

柯克亚作业区有固体废物填埋场一座，填埋占地 8878m²，设计库容为 6000m³；其中生活垃圾填埋池 1 个，库容 4000m³；一般工业固体废物填埋池 1 个，库容 2000m³。《泽普石油基地、柯克亚作业区固体废物填埋场工程环境影响报告书》于 2006 年 5 月 23 日取得原喀什地区环境保护局批复（喀地环发〔2006〕43 号）。

(2) 依托可行性

柯克亚作业区固废填埋场处理能力校核与适应性分析见表 3.4-6。

表 3.4-6 柯克亚作业区固废填埋场能力校核与适应性分析表

站场	名称	最大填埋量 (m ³)	现状填埋量 (m ³)	富余填埋 量 (m ³)	拟建工程需 填埋量 (m ³)	依托可行性
柯克亚作业区固 废填埋场	一般工业固 废	2000	1600	400	0.74	可依托
	生活垃圾	4000	3500	500	0.45	可依托

由上表可知，柯克亚作业区固废填埋场可以满足拟建工程固体废物处理要求，固体废物依托处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

皮山县位于新疆维吾尔自治区南部，塔克拉玛干大沙漠南缘，喀喇昆仑山北麓。东与和田县、墨玉县毗邻，西同叶城县相连，南与印度、巴基斯坦在克什米尔的实际控制区交界，北与麦盖提县、巴楚县接壤。

拟建工程油气开发建设内容位于和田地区皮山县，区域以油气开采为主，现状占地类型主要为裸土地。皮山 102 井距离东南侧克里阳乡最近距离约 4km。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

皮山县地处喀喇昆仑山北麓，区域地貌轮廓受昆仑山纬向构造体系的控制，随着新构造运动，特别是承袭老构造的剧烈活动，使昆仑山不断抬升，前山带遭受强烈的侵蚀、剥蚀，而山前则处于相对沉降阶段，在流水地质作用下，大量的碎屑物质被搬运到山前拗陷带沉积，形成了广阔的山前平原区。海拔由南部山区的 5500m，向北呈阶梯状依次递降成低山丘陵、山前倾斜平原、沙漠，其相对高差 3300m。由于大地构造近东西向展布，因此，区内地貌形态由南至北呈东西向条带状分布，地貌形态分述如下：

（1）侵蚀高中山地貌

分布于昆仑山前山主干断裂以南，由古老的变质岩系组成，山势高耸走向近东西，海拔 4000~2500m，河流侵蚀切割作用强烈，多发育有“V”字型河谷，河床一般下切几十米至上百米，形成侵蚀堆积阶地，基岩裸露，植物生长极少。

（2）剥蚀低山丘陵地貌

分布在克里阳、桑株和杜瓦一带，海拔 2000~2500m。产状单一，波状起伏垅岗地形，垅岗近东西向延伸，被南北向冲沟切穿，沟深一般十余米，发育有二级阶地。在皮山河、桑株河和杜瓦河出山口两侧，由于新构造运动抬升，高出现代河床 150 余 m，组成 4~5m 高阶地。

（3）山间洼地

主要分布皮山河流域克里阳乡北部、阔什塔格镇巴西兰干乡一带。地形较为平坦开阔，海拔 2000~2500m，向北微倾，近东西向延伸，东西长约 40km，南北宽 6~15km，面积约 650km²。表层覆盖剥蚀作用的砂砾石，植物生长较少，主要为耐旱碱草。

(4) 山前堆积地貌

①山前冲洪积砾质平原：分布于低山丘陵区下游至 G315 国道一线附近，由皮山河、桑株河等河流堆积作用形成的冲洪积扇。海拔 1500~2000m。地形平坦开阔，地面坡降 1%~2%。地表沉积物以砂砾石、砂质或粘质土为主，南高北低，呈微斜状，植被沿现代河床滩地发育，其他地段植被稀少，地下水一般埋深很大，呈现大片荒漠戈壁景观。

②冲洪积细土平原：主要分布于砾质平原以北的广阔区域，为塔克拉玛干沙漠的南缘地带，海拔 1350~1500m。地形平坦，地表覆盖有 5~20m 的粉砂层，下部为卵砾石或砂砾石层。该地带为皮山县的主要农业区，G315 国道在其南缘呈东西向穿越，分布有主要绿洲。

拟建工程场地位于塔克拉玛干大沙漠南缘，喀喇昆仑山北麓，属低山丘陵伴缓坡地貌，伴冲沟等地貌，地形高低起伏，整体地势呈东高西低、南高北低。沿线植被发育一般。

4.1.3 地表水系

皮山河流域流向均为由南向北进入皮山县绿洲区域，主要的河流分别是皮山河、苏拉阿孜河，它们均发源于南部中高山区，补给源为浅山区降水和中高山区冰雪融水，径流方向由山区到平原，最后消失于塔克拉玛干沙漠之中；昆仑山北坡流入皮山县境内的河流均属于和田河流域。

(1) 皮山河

皮山河发源于昆仑山北麓，上游由阿克肖河及康阿孜河两大支流组成，两支流在璁阿巴提塔吉克民族乡汇合，汇合后始称皮山河，皮山河由南向北流经克里阳注入雅普泉水库，后流经皮山县灌区消失于塔克拉玛干大沙漠，全长 160km。

皮山河高山区海拔在 4000~6000m 之间，中低山区海拔在 1800~4000m 之

间，1800m 以下为平原区。流域地势南高北低，由西向东倾斜。其群山峻岭，终年积雪，河道狭窄弯曲，水流湍急，两岸悬崖陡壁。源头最高海拔 6000m 以上，汇合口处海拔 2300m 左右。

皮山河以皮山水文站为控制断面，测站以上河长 72.0km，集水面积 1899km²，多年平均径流量 $3.462 \times 10^8 \text{m}^3$ ，出山口位于水文站下游约 50km，多年平均径流量为 $3.49 \times 10^8 \text{m}^3$ 。皮山河流域含东部布琼河、苏拉阿孜河，则皮山河多年平均总径流量 $3.78 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 苏拉阿孜河

苏拉阿孜河发源于昆仑山北麓桑株达坂，出山口以上流域面积为 405.7km²，河流全长 61.0km，与皮山河支流布琼河为同一源头，没有冰川，河流最终散失于皮山河灌区中的木奎拉附近，多年平均径流量 $0.1646 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

拟建工程皮山 102 井距东侧皮山河最近距离约 3km。

4.1.4 水文地质

(1) 南部山区

皮山县南部为高山及中山区，频繁的构造运动导致断裂、褶皱、构造裂隙极为发育，地下水主要赋存于基岩裂隙、断裂带及碳酸岩裂隙溶洞之中。海拔 5200m 以上有终年积雪和现代冰川，大气降水和冰雪融水直接补给地下水，同时也是山前平原地下水的补给源地，此处山高谷深，地表植被稀少。地下径流条件较好，在重力作用下，地下水由高处向低处运动，在沟谷中泉水溢出汇入地表水流向平原灌注。因此，该区除部分灰岩、火成岩沟谷外，地下水较为贫乏。

(2) 低山丘陵区及切割的垅岗区

分布于昆仑山前地带，主要是中生代及新生代第三系第四系地层组成，在强烈的新构造运动挤压作用下，自南向北依次分布，康开向斜、桑株及杜瓦背斜、桑株—普斯开肯斜，并伴随着断裂的发育，正是由于背斜、断裂的存在和控制作用，使得该区地下水含水层的空间分布、富水性显示出极大的不均一性。区内地下水类型主要有第三系裂隙、孔隙潜水及层间承压水和第四系孔隙潜水，第三系地层仅在皮山河阔什塔格附近及桑株河、杜瓦河两侧出露较好，大部分

则被第四系所覆盖，山前补给条件的不同，含水层富水性也不相同，一般在河谷区，地下水补给来源主要是河水入渗补给，含水层岩性为砂岩、砂粒岩，顶板埋深 27.6~59.2m，含水层厚度 55.04~61.18m，水位埋深 10.49~31.15m；而远离河谷区，因第三系地县砂岩泥质含量高，砾岩钙质胶结程度好，地表补给条件差，富水性也相对差，水位埋深也随着地形高度增加而加大，在山前平原以南的微切割垅岗区，岩性主要由下更新统冰水沉积层及中更新统洪积层、全新统冲积层组成，由于分布位置较高，河谷切割较深，多数下切至第三系地层，故属透水而不含水。但在河谷区内由于受构造影响，各河段第四系松散堆积层中的孔隙潜水含水层富水性也有明显的差异，依据各水系的特征可分为：皮山河自上游至雅普泉段，谷宽 1000~2500m，在河谷中游段，地处向斜部位，第四系松散堆积物厚度较大。河谷下游段处于山前隐伏断裂盘抬升区，第三系基岩顶板埋藏浅，第四系含水层变薄。由于第三系地层抬升形成的阻水作用，使第四系潜水溢出成泉，注入河中。但此带第三系上更新统的砂岩为含水层，与隔水的粉砂岩和粘：地层共同组成承压含水层组。

（3）山前平原区

山前平原第四系孔隙潜水埋藏条件的变化，具有一定的水平分带性，这是受山前构造和第四系岩相水平变化所控制。由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受 I 大量的来自昆仑山的碎屑物质，形成巨厚的松散堆积层。山前平原的中上部，含水层岩性为砂卵砾石，水位埋深大于 10m，中下部及沙漠边缘，含水层岩性为砂砾石，含亚砂土、粉细砂。水位埋深小于 10m。

拟建工程位于塔里木盆地西南坳陷西昆仑冲断带柯东构造带，柯东地区挤压冲断强烈，深部古生界发育逆冲叠瓦构造，断裂具有印支-喜山两期活动性质，浅部中-新生界喜山期发生被动变形。

4.1.5 气候气象

皮山县属暖温带极干旱气候区，地处塔克拉玛干大沙漠南缘的皮山属典型的大陆性暖温带干燥荒漠气候，大致可以分为三个气候区。南部山区，海拔 3900m 以上属高寒气候，终年积雪。中部山麓地带，雨雪较多，热量较少，夏季有冰雹、暴雨危害。平原地区，光照资源丰富，春旱频繁，有大风、干热风

之患。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	年平均降水量	428mm	6	极端最低气温	-22.9℃
2	年平均蒸发量	2450mm	7	平均无霜期	218d
3	年日照时数	2470.4h	8	平均沙尘暴日数	10~15d
4	年平均温度	12.7℃	9	年平均风速	1.6m/s
5	极端最高气温	41℃	10	最大风频	西北风

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据收集了 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间和田地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.2-1 所示。

表 4.2-1 和田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
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	43	122.9	超标
PM_{10}	年平均质量浓度	70	141	201.4	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	9	15	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	16	40	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	800	20	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	122	76.25	达标

由表 4.2-1 可知，项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095—2012）及修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性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。

4.2.1.2 其他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 个环境空气现状监测点数据。监测点位基本信息见表 4.2-2，具体监测点位置见附图 3。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离 (km)	监测因子
				1 小时平均浓度
1	叶探 1 井场东南 500m 处		皮山 101 井场东南侧 2.9km 处	非甲烷总烃
2	皮山 102 井场东南侧 1km 处		皮山 102 井场东南侧 1km 处	非甲烷总烃
3	皮山 3 井场东南侧 1km 处		皮山 3 井场东南侧 1km 处	非甲烷总烃

（2）监测时间及频率

引用监测点监测时间为 2023 年 12 月 24 日~2023 年 12 月 30 日；本次监测点位监测时间为 2025 年 4 月 27 日~2025 年 5 月 3 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

监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 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、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

(4) 各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中： P_i —— i 评价因子最大占标百分比；

C_i —— i 评价因子最大监测浓度（ mg/m^3 ）；

C_{io} —— i 评价因子评价标准（ mg/m^3 ）。

(4) 评价标准

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

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占 标率/%	超标率 /%	达标 情况
叶探 1 井场东南 500m 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.21~0.29	14.5	0	达标
皮山 102 井场东 南侧 1km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.28	14	0	达标
皮山 3 井场东南 侧 1km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.29	14.5	0	达标

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.2.2 地下水环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水点。结合现场踏勘和调查，由于项目区的地下

水评价范围内无人工开采水井，且井场周边人工开采水井分布数量较少，因此本次评价从实际出发，利用区域周边现有的人工开采水井布设监测点，进行地下水采样、水质分析。

拟建工程所在区域地下水流向为南向北，本次引用《叶探 1 井临时试采流程工程》编制期间开展的 3 个潜水质量现状监测数据，并设置 2 个潜水监测点对地下水质量现状进行监测，引用点位与拟建工程处于同一水文地质单元，监测时间为 2023 年 12 月，引用监测数据及监测点位合理。该区域地下水无饮用价值，不再设承压水监测点。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-5，监测点具体位置见附图 3。

表 4.2-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	监测点坐标	与拟建工程最近距离及位置关系	检测分析因子	监测因子
1	引用-1#			K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物
2	引用-2#				
3	引用-3#				
4	1#				
5	2#				

4.2.2.1.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间为 2023 年 12 月，本次监测时间为 2025 年 5 月。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.2-6。

表 4.3-6 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）

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	色度	《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）	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）6.1 嗅气和尝味法	——
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	——
4	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	——

续表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
5	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分: 有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
6	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 (试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
7	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》 (HJ 535-2009)	0.025 mg/L
8	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》 (GB 7493-87)	0.003 mg/L
9	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》 (GB 7484-87)	0.05 mg/L
10	溶解性 总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分: 感官性状和物理指 标》 (GB/T 5750.4-2023)	—
11	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
12	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 (HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
13	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分: 碘化物的测定 淀粉分光 光度法》 (DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
14	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分: 无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
15	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
16	锰		0.01 mg/L
17	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》 (GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
18	锌		0.05 mg/L
19	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
20	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	0.0005 mg/L
21	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
22	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分: 感官性状和物理指 标》 (GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
23	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
24	砷		3×10^{-4} mg/L
25	铬 (六价)	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
26	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L

续表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
27	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ ）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
28	钠离子		0.02 mg/L
29	钙离子		0.03 mg/L
30	镁离子		0.02 mg/L
31	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）	1 mg/L
32	碳酸氢根		1 mg/L
33	氯离子	《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.007 mg/L
34	硫酸根离子		0.018 mg/L
35	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）	——
36	细菌总数	《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	——

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，量纲为 1；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$$P_{pH} = (7.0 - pH) / (7.0 - pH_{sd}) \quad (pH \leq 7.0)$$

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

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，量纲为 1；

pH——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

类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

4.2.2.2.2 水质监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			引用-1#	引用-2#	引用-3#	1#	2#
色度	≤15 度	监测值（度）	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
		标准指数	—	—	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.5	7.3	7.4	7.6	7.7
		标准指数	0.33	0.20	0.27	0.40	0.47
总硬度	≤450	监测值	649	637	625	1510	353
		标准指数	1.44	1.42	1.39	3.36	0.78
溶解性总固体	≤1000	监测值	1180	1310	1220	2230	602
		标准指数	1.18	1.31	1.22	2.23	0.60
硫酸盐	≤250	监测值	492	506	497	1020	189
		标准指数	1.97	2.02	1.99	4.08	0.76
氯化物	≤250	监测值	214	220	215	282	110
		标准指数	0.86	0.88	0.86	1.13	0.44
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	0.04	0.03
		标准指数	—	—	—	0.13	0.10
锰	标准值	监测值	0.01	0.01	0.02	未检出	未检出
	≤0.10	标准指数	0.10	0.10	0.20	—	—
铜	≤1.0	监测值	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
		标准指数	—	—	—	—	—

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

铝	≤ 0.2	监测值	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
		标准指数	—	—	—	—	—
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.24	0.18	0.20	0.73	0.77
		标准指数	0.080	0.060	0.067	0.24	0.26
氨氮	≤ 0.5	监测值	未检出	未检出	未检出	0.124	0.104
		标准指数	—	—	—	0.25	0.21
硫化物	≤ 0.02	监测值	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	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.33	—	—	—	—
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	34	32	32	62	60
		标准指数	0.34	0.32	0.32	0.62	0.60
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
		标准指数	—	—	—	—	—
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.59	0.64	0.62	0.99	0.99
		标准指数	0.030	0.032	0.031	0.05	0.05
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
氟化物	≤ 1.0	监测值	0.53	0.56	0.56	0.34	0.25
		标准指数	0.53	0.56	0.56	0.34	0.25
碘化物	≤ 0.08	监测值	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
		标准指数	—	—	—	—	—
砷	≤ 0.01	监测值	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
		标准指数	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04
镉	≤ 0.005	监测值	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
		标准指数	—	—	—	—	—

铅	≤ 0.01	监测值	0.0034	0.0033	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.34	0.33	—	—	—
石油类	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

由表 4.2-7 分析可知，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。以上因子超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（2）地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 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				
		引用-1#	引用-2#	引用-3#	1#	2#
监测值 (mg/L)	K^+	7.41	7.23	7.22	31.8	7.77
	Na^+	144	142	140	240	80.9
	Ca^{2+}	196	193	190	325	86.2
	Mg^{2+}	37.0	36.3	36.1	183	39.3
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	239	246	243	402	221
	Cl^-	214	220	215	282	110
	SO_4^{2-}	492	506	497	1020	189
毫克当量百分比 (%)	$K^+ + Na^+$	38.20	38.24	38.24	32.09	39.20
	Ca^{2+}	51.99	51.98	51.90	43.45	41.76
	Mg^{2+}	9.81	9.78	9.86	24.47	19.04
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	25.29	25.31	25.45	23.59	42.50
	Cl^-	22.65	22.63	22.51	16.55	21.15
	SO_4^{2-}	52.06	52.06	52.04	59.86	36.35

根据地下水离子检测结果，引用 1#、引用 2#、引用 3#、2#地下水阴离子

以 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 为主，水化学类型主要以 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型为主；1#地下水阴离子以 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 为主，水化学类型主要以 $\text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型为主。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

本次监测 5 口潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.2-9。

表 4.3-10 地下水（潜水）监测统计分析结果一览表 mg/L pH（无量纲）

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH 值	6.5~8.5	7.7	7.3	7.500	0.141	100	0
总硬度	≤450	1510	353	754.800	393.367	100	80
溶解性总固体	≤1000	2230	602	1308.400	523.956	100	80
硫酸盐	≤250	1020	189	540.800	267.920	100	80
氯化物	≤250	282	110	208.200	55.333	100	20
铁	≤0.3	0.04	未检出	—	—	40	0
锰	≤0.1	0.02	未检出	—	—	60	0
铜	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	≤0.2	未检出	未检出	—	—	0	0
挥发性酚类	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤3.0	0.77	0.18	0.424	0.267	100	0
氨氮	≤0.5	0.124	未检出	—	—	40	0
硫化物	≤0.02	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	≤ 3MPN/100mL	1	未检出	—	—	20	0
细菌总数	≤ 100CFU/mL	62	32	44.000	13.914	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
硝酸盐氮	≤20.0	0.99	0.59	0.766	0.184	100	0
氰化物	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤1.0	0.56	0.25	0.448	0.129	100	0

碘化物	≤ 0.08	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	≤ 0.001	未检出	未检出	--	--	0	0
砷	≤ 0.01	0.0005	0.0004	0.000	0.000	100	0
镉	≤ 0.005	未检出	未检出	--	--	0	0
六价铬	≤ 0.05	未检出	未检出	--	--	0	0
铅	≤ 0.01	0.0034	0.0033	0.001	0.00005	40	0
石油类	≤ 0.05	未检出	未检出	--	--	0	0

(4) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.2-11。

表 4.2-11 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	皮山 101 井	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
2	皮山 102 井	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
3	皮山 3 井	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 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，本次在皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井进行声环境现状监测。具体布置情况见表 4.2-12。

表 4.2-12 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	皮山 101 井	1	$L_{Aeq, T}$
2	皮山 102 井	1	$L_{Aeq, T}$
3	皮山 3 井	1	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2025 年 4 月 26 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00，夜间监测时段为 24:00~次日 08:00，声环境质量监测 10min。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的规定进行。

4.2.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，井场周边执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.2-13。

表 4.2-13 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	皮山 101 井	42	60	达标	41	50	达标
2	皮山 102 井	41	60	达标	40	50	达标
3	皮山 3 井	41	60	达标	39	50	达标

由上表可知，新建井场监测值昼间为 41~42dB（A），夜间为 39~41dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.2.4.1 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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程位于土壤盐化地区，同时属于污染影响型项目，因此根据污染影响型和生态影响型建设项目分别设置监测点。根据项目位置和 HJ 964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样、5 个表层样监测点，占地范围外设置 6 个表层样监测点。土壤监测布点符合 HJ964-2018 中布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-14。

表 4.2-14 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
----	----	-------	------	------

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

占地 范围 内	1	皮山 102 井口区	浅层样	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量共计 47 项因子
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	2	皮山 102 井口区东南侧 10m 处	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	3	皮山 101 井口区	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	4	皮山 3 井口区	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
占地 范围 内	5	皮山 3 井口区东南侧 10m 处	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	6	皮山 102 井口区东南侧 30m 处	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	7	皮山 102 井口区西北侧 10m 处	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	8	皮山 101 井口区东南侧 10m 处	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	9	皮山 3 井口区东南侧 30m 处	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	10	皮山 3 井口区西北侧 10m 处	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	11	皮山 101 井东南侧 200m 处荒地 (石质土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量

外	12	皮山 102 井东南侧 3km 处农田 (灌淤土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	13	皮山 3 井东南侧 200m 处荒地 (棕漠土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	14	皮山 101 井采油管线沿线	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	15	皮山 102 井采油管线沿线	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	16	皮山 3 井采油管线沿线	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 4 月 27 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。表层样采集表层样 0.2m。

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《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) 中有关要求进行分析。

检测分析及检出限见表 4.2-15。

表 4.2-15 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)		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		1 mg/kg

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

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
			光光度法》(HJ 491-2019)		
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1 mg/kg
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg

续表 4.2-15 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
7	土壤	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
8		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	1.3×10^{-3} mg/kg
9		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
10		氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
11		1,1-二氯乙烷	《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	1.2×10^{-3} mg/kg
12		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
13		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
15		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
18		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
19		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
21		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
22		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
23		三氯乙烯			1.2×10^{-3} mg/kg
24		1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
25		氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
26		苯			1.9×10^{-3} mg/kg
27		氯苯			1.2×10^{-3} mg/kg
28		1,2-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
29		1,4-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
30		乙苯			1.2×10^{-3} mg/kg
31		苯乙烯			1.1×10^{-3} mg/kg

续表 4.2-15 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
32	土壤	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	1.3×10^{-3} mg/kg
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
30		乙苯			1.2×10^{-3} mg/kg
31		苯乙烯			1.1×10^{-3} mg/kg
32		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	1.3×10^{-3} mg/kg
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
35		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)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	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		蒽			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		盐分含量	《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	—

4.2.4.2 土壤环境质量现状评价

(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 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。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

拟建工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.2-16 至表 4.2-18。

表 4.2-16 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 皮山 102 井口 区 0.5m	监测因子			监测点 皮山 102 井口 区 0.5m
pH	—	监测值	8.26	砷	筛选值 ≤60	监测值	6.80
		级别	无酸化或碱化			标准指数	0.11
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.13	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	14	铅	筛选值 ≤800	监测值	15.4
		标准指数	0.00078			标准指数	0.019
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.192	镍	筛选值 ≤900	监测值	28
		标准指数	0.0051			标准指数	0.031
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯 乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺-1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	反-1,2- 二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	1,2-二氯 丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

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	未检出	盐分含量 (g/kg)	—	监测值	0.9
		标准指数	—			级别	未盐化

表 4.2-17 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

检测项目		检测结果													
		皮山 102 井口区		皮山 102 井口区东南侧 10m 处			皮山 101 井口区			皮山 3 井口区			皮山 3 井口区东南侧 10m 处		
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	8.25	8.16	8.34	8.38	8.11	8.00	8.01	8.11	8.36	8.27	8.43	8.40	7.96	8.10
	级别	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	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)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
盐分含量 (g/kg)	监测值	0.6	0.8	0.7	0.6	0.6	3.9	3.2	3.8	0.6	1.0	0.4	0.7	1.0	1.8
	级别	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化	未盐化
检测项目		检测结果													
		皮山 102 井口区东南侧 30m 处		皮山 102 井口区西北侧 10m 处		皮山 101 井口区东南侧 10m 处		皮山 3 井口区东南侧 30m 处		皮山 3 井口区西北侧 10m 处					
采样深度		0.2m		0.2m		0.2m		0.2m		0.2m					
pH	监测值	8.25		8.42		7.88		7.96		8.43					
	级别	无酸化或碱化		无酸化或碱化		无酸化或碱化		无酸化或碱化		无酸化或碱化					
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出					
	筛选值	4500		4500		4500		4500		4500					
	标准指数	—		—		—		—		—					
盐分含量 (g/kg)	监测值	14.3		0.6		3.6		2.2		0.9					
	级别	极重度盐化		未盐化		中度盐化		轻度盐化		未盐化					

表 4.2-18 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	/
皮山 101 井 东南侧 200m 处荒地(石质土)	0.2m	监测值	8.26	16.2	58	7.08	0.18	0.130	30	16	50	未检出	4.3
		标准指数	无酸化或碱化	0.095	0.23	0.28	0.30	0.038	0.16	0.16	0.17	—	中度盐化
皮山 102 井 东南侧 3km 处农田(灌淤土)	0.2m	监测值	8.31	19.8	50	8.07	0.20	0.246	34	18	57	未检出	1.4
		标准指数	无酸化或碱化	0.12	0.20	0.32	0.33	0.072	0.18	0.18	0.19	—	未盐化
皮山 3 井东 南侧 200m 处荒地(棕漠土)	0.2m	监测值	8.40	17.7	56	7.28	0.20	0.187	36	17	55	未检出	0.8
		标准指数	无酸化或碱化	0.10	0.22	0.29	0.33	0.055	0.19	0.17	0.18	—	未盐化
皮山 101 井 采油管线沿 线	0.2m	监测值	7.83	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	6.2
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	—	重度盐化
皮山 102 井 采油管线沿 线	0.2m	监测值	8.23	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	0.8
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	—	未盐化
皮山 3 井采 油管线沿线	0.2m	监测值	8.30	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	0.6
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	—	未盐化

由表 4.2-16、4.2-17、4.2-18 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；同时各监测点土壤属于未盐化～极重度盐化，无酸化或碱化。

4.2.4.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.2-19。

表 4.2-19 土壤理化性质调查结果一览表

点号		1#	时间	2025.4
层次		0~0.5m	0.5~1.0m	1.0~3.0m
现场记录	颜色	深灰色	浅棕色	暗棕色
	结构	团粒结构	团粒结构	团块结构
	质地	沙土	沙土	沙土
	砂砾含量	75%	75%	75%
	其他异物	少量植物根系	少量植物根系	--
实验室测定	pH 值	7.62	7.74	7.79
	阳离子交换量 cmol^+/kg	8.6	9.3	7.4
	氧化还原电位 mV	347	345	339
	饱和导水率 mm/h	1.96	2.13	2.10
	土壤容重 g/cm^3	1.24	1.33	1.20
	孔隙度%	52.4	49.1	54.6

表 4.3-21 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
皮山 102 井周边		沙土: 0.2~0.5m, 深灰色, 松散~稍密, 主要由沙土和少量植物根系组成
		沙土: 0.5~1.5m, 浅棕色, 稍密, 主要由沙土和少量植物根系组成
		沙土: 1.5~3.0m, 暗棕色, 稍密, 主要由沙土组成

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2025 年 4 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查,调查范围为井场周围 50m 范围,管线两端外延 300m 为评价范围。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范——荒漠生态系统野外观测》（HJ1166-2021）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要进行现场勘查和收集历史研究资料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，具体如下：评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.5.2 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-20 和附图 4。

表 2.7-10 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					

帕米尔— 昆仑山— 阿尔金山 荒漠干旱 草原生态 区	昆仑山高 寒草原侵 蚀控制生 态亚区	中昆仑 山高寒 荒漠草 原保护 生态功 能区	土壤保 持、生物 多样性维 护	草原过牧退 化、草场虫害 鼠害严重、人 畜饮用水缺 乏、樵采破坏 山地草场	生物多样性和 生境高度敏 感，土壤侵蚀 不敏感，土地 沙漠化、土壤 盐渍化不敏感	保护荒漠 植被、保护 野生动物	实施高山牧民生 态搬迁和定居舍 饲，保持草地生 态平衡，发挥涵 养水源作用
---	-----------------------------	---------------------------------------	--------------------------	--	---	-----------------------	---

由表 4.2-20 可知，工程位于“中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区”，主要服务功能为“土壤保持、生物多样性维护”，主要发展方向为“实施高山牧民生态搬迁和定居舍饲，保持草地生态平衡，发挥涵养水源作用”。

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。

4.2.5.3 生态系统结构和特征

4.2.5.3.1 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以荒漠生态系统为主，分布少量农田生态系统。

4.2.5.3.2 生态系统特征

①荒漠生态系统

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

②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他生物群落相互作用，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；受到干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植小麦、玉米等作物。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

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

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-11，生态现状调查范围土地利用现状见附图 7。

表 4.2-11 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积 (km ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
其他土地	裸土地	7.742	98.21
耕地	水浇地	0.141	1.79
合计		7.883	100.00

由上表可知，生态现状调查范围土地利用类型以裸土地为主，面积为 7.742km²，占总面积的 98.21%。

4.2.5.5 土壤类型及分布

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类及现场踏勘结果，项目主要分布在和田地区皮山县境内，评价区土壤类型较为简单，主要为棕漠土、石质土、灌淤土。区域土壤类型分布见附图 9。

4.2.5.6 植被类型及分布

项目所在区动植物区系属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔克拉玛干荒漠省。项目区域植被类型图见附图 8，区域野生植物情况见表 4.3-18。

表 4.3-18 区域主要野生植物名录

科	种名	拉丁名	保护类别
---	----	-----	------

科	种名	拉丁名	保护类别
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Corispormum heptapotamicum</i>	---
	刺蓬	<i>Echinopsilon divaricatum</i>	---
	细叶虫实	<i>Anabassis spp.</i>	---
	星状刺果藜	<i>Cleamatis orientalis</i>	---
	假木贼	<i>Halimodendron halodendron</i>	---
柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	---
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Sphaerophysa salsula</i>	---
	白花苦豆子	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>	---
	苦马豆	<i>G.indlata Batal</i>	---
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	---

实地调查结果表明，拟建工程位于皮山县中部低山丘陵区，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型，地表植被稀少。植物物种的分布和水文条件直接有关，区域地下水位较深，分布深根型多年生植物，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏。项目生态评价范围内主要涉及的植被类型为柽柳灌丛-荒漠植被，区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长。拟建工程井场永久占地及管线临时占地范围内地貌类型相似，植被种类基本一致，地表覆盖少量的刺蓬、骆驼刺、柽柳等，植被覆盖度约 10%。

4.2.5.7 野生动物现状评价

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠南缘，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 8 种，其中爬行类 3 种，哺乳动物 2 种，鸟类 3 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，无国家和地方保护动物，主要是爬行动物。评价区野生动物种类见表 4.3-19。

表 4.3-19 项目区域主要脊椎动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	—
2	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	—
鸟纲						
3	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	—
4	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	—
5	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	—
哺乳纲						
6	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	—
7	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录》，拟建工程占地范围内不涉及重点保护野生动物。

4.2.5.8 生态敏感区调查

4.2.5.8.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙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。

拟建工程距生态保护红线（帕米尔-昆仑山水土流失防控生态保护红线区）最近为 7.7km，不在红线内。拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图 5。

4.2.5.8.2 水土流失重点预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保

(2013) 188 号)，新疆共划分了 4 个国家级重点预防区。重点预防区面积 46465.3km²，包括阿尔金山国家级水土流失重点预防区、塔里木河国家级水土流失重点预防区、天山北坡国家级水土流失重点预防区和阿勒泰山国家级水土流失重点预防区。项目所在和田地区皮山县属于塔里木河国家级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。

拟建工程属于石油开采集输项目，以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.5.8.3 土地沙化现状调查

根据《全国防沙治沙规划（2021—2030 年）》，和田地区属于全国防沙治沙综合示范区，位于干旱沙漠及绿洲类型区中塔克拉玛干沙漠及绿洲生态保护修复区。

本区位于新疆塔里木盆地，涉及 51 个县，沙化土地面积 5999.58 万公顷（9 亿亩），大部分区域多年平均降水量不足 50mm，植被稀疏。

划定一批封禁保护区；保护南疆绿洲水源区昆仑山、天山冰川和林草植被，以及胡杨、柽柳等沙漠植被；在绿洲外围，开展流动沙丘治理，建设防风固沙锁边林草带；在绿洲内部，开展农田林网更新改造，实施退地减水；继续实施流域生态输水工程，开展胡杨林等荒漠植被退化区生态补水。

4.2.5.9 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，地表植被覆盖度较低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对拟建工程所在区域的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干

旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为井场建设、管线敷设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在区块内，采油管线地下敷设，在生态影响方面表现为地表扰动、土壤肥力影响、植被覆盖度、生态系统完整性、生物损失量影响、水土流失影响等。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在井场建设、管线敷设等施工过程中，不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气及焊接烟气

在井场建设、管线敷设等施工过程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。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一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气及焊接烟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、机械设备和车辆废气及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。

5.1.1.2 施工期大气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

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大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 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》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 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》
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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 5.1-1 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》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
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	

（2）机械设备和车辆废气及焊接烟气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料；焊接作业时使用无毒低尘焊条。

5.1.2 施工期声环境影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

（1）井场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声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，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	SY60C	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	SD16	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	—	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	—	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

序号	站场		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
1	井场	东场界	53	70	55	达标	达标
2		南场界	52	70	55	达标	达标
3		西场界	53	70	55	达标	达标
4		北场界	52	70	55	达标	达标

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，施工期噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。拟建工程周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。从声环境影响角度，项目可行。

（2）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目

施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	SY60C	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	SD16	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	—	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	—	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜
5	焊接机器	—	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-5。

表 5.1-5 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值（dB（A））							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装
5	焊接机器	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	

③影响分析

根据表 5.1-5 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆通过噪声敏感点或进入施工现场时减速，并尽量减少鸣笛，禁用高音喇叭鸣笛。

采取以上措施后，从声环境影响角度，项目可行，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工期固废来源及影响分析

拟建工程施工期主要包括井场建设、管线敷设工程，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、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

拟建工程共开挖土方 5.752 万 m^3 ，回填土方 5.824 万 m^3 ，借方 0.072 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于皮山县周边砂石料厂，拟建工程不设置取土场。

(2) 施工废料

拟建工程施工废料产生量约为 0.74t，收集后送柯克亚固废填埋场填埋处置。

(3) 生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾 0.45t，施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至

柯克亚固废填埋场填埋处置。

5.1.3.2 施工期固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

①工程施工挖方应单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

④完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

5.1.4.1 废水分析

（1）管线试压废水

拟建工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为 SS，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

（2）生活污水

施工期产生的生活污水排入污水罐拉运至柯克亚公寓生活污水处理装置处理。

5.1.4.2 地表水影响分析

施工过程中生活污水、管线试压废水等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故施工过程中的各种污染物不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

拟建工程施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。根据目前油气田实际情况，项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污

水依托柯克亚公寓生活污水处理装置处理。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

拟建工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动、土壤肥力、植物影响、动物影响、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等方面展开。

5.1.5.1.1 地表扰动影响分析

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

表5.1-6 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		土地利用类型 (hm ²)	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	0.72	0	裸土地	拟建工程新建采油井场 2 座；井场永久占地为 40m×60m
2	管线工程	0	11.84	裸土地	新建采油管线 3 条，长度共 14.8km，作业带宽度按 8m 计
合计		0.72	11.84	—	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土。上述施工过程中，井场施工因井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度地加剧。

5.1.5.1.2 对土壤肥力的影响分析

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

根据相关资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，即使在实行分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 30%~40%左右，氮下降 30%~40%，磷下降 14%~46%，钾下降 10%~35%，这表明即使对表层土实行分层堆放和分层覆土，工程开挖对土壤养分仍具有明显的影响。开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.5.1.3 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响，管线施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

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

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t； S_i ——占地面积， hm^2 ； W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

生物量损失见表 5.1-7。

表 5.1-7 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积 (hm^2)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
裸土地	2.5	0.72	11.84	0	29.6

注：井场永久占地植被损失在钻井期已发生，本次评价不再重复计算。

拟建工程的实施，将造成 29.6t 临时占地植被损失。

5.1.5.1.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，迫使其暂离其栖息地或活动场所，远离施工区域；同时项目占地对地表的扰动和破坏，破坏其正常生境。

(2) 对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

皮山油气田已开发一段时间，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类（漠雀等）。

5.1.5.1.5 对生态系统的影响分析

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

从整个评价区来看，拟建工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区

生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.5.1.6 水土流失影响分析

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

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

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免地造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时拟建工程所在区域属于塔里木河国家级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。

5.1.5.1.7 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积 12.56hm^2 （永久占地面积 0.72hm^2 ，临时占地面积 11.84hm^2 ），根据《新疆第六次沙化监测报告》，拟建工程占地属于戈壁，为沙化土地。

(2) 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影

响。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括管沟开挖、场地平整等。管沟开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-8 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 ☒
生态影响识别	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 ☐ （ 自然景观 ☐ （ 自然遗迹 ☐ （ 其他 ☐ （

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

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: (7.883) 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 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

拟建工程分布于和田地区皮山县境内，距离项目区最近的气象站为皮山县气象站，该地面观测站与项目区最近距离 55.6km 左右。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用皮山县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用皮山县气象站的气象资料。

表 5.2-1 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				
皮山县	51818	基本站			55600	1375	2023	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

（1）温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 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(℃)	-10.1	-6.6	13.0	16.4	22.8	27.0	26.3	26.2	20.8	13.4	4.5	-1.4	12.7

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.7℃，3~10 月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，6 月份平均气温最高，为 27℃，1 月份平均气温最低，为-10.1℃。

（2）风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	0.9	1.3	2.1	1.9	1.9	2.0	1.7	1.8	1.6	1.4	1.1	1.4	1.6

表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.6m/s，3 月份平均风速最大为 2.1m/s，1 月份平均风速最低，为 0.9m/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 5.2-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年各季及全年平均风向频率统计一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
全年	2.8	3.9	4.6	5.3	5.6	5.3	5.0	3.7	3.4	3.4	8.5	5.5	10.4	11.4	10.1	4.8	5.9
春季	3.1	4.6	4.8	6.5	6.5	3.8	4.3	3.5	2.8	2.9	9.8	6.0	10.8	12.9	10.6	4.8	2.2
夏季	2.9	4.2	4.9	3.7	3.9	7.1	7.8	4.3	3.1	3.9	8.3	5.1	8.7	11.5	12.5	5.9	2.1
秋季	3.4	4.3	5.6	5.8	5.6	4.4	3.7	3.7	3.8	4.3	10.5	5.4	10.1	9.9	8.4	4.4	6.5
冬季	1.8	2.9	3.2	5.4	6.4	5.8	4.2	3.4	3.7	2.8	5.3	5.7	11.9	11.3	8.9	4.3	13.0

图 5.2-1 近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，皮山县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 WNW 风向的频率最大。

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的**最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境

影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		41.0
3	最低环境温度/℃		-22.9
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		沙漠化荒地
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 5.2-6，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
皮山 101 井场无组织废气			2093	6	6	0	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.0169

表 5.2-7 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	皮山 101 井场无组织废气	非甲烷总烃	94.351	4.72	4.72	10	—

注：拟建工程各采油井场属于同一油气藏，设备设施相似，因此选择皮山 101 井作为拟建工程无组织面源进行评价等级核算。

由表 5.2-7 可知，皮山 101 井场无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 $94.351 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 4.72%， $D_{10\%}$ 未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场四周贡献浓度情况如表 5.2-8。

表 5.2-8 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

评价因子		东场界	南场界	西场界	北场界
皮山 101 井场无组织废气	非甲烷总烃	49.844	42.063	43.520	38.917

由表 5.2-8 预测结果可知，拟建工程实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值满足《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。

5.2.1.5 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。

5.2.1.6 非正常排放影响分析

5.2.1.7.1 污染源强

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

若井口压力过高，油气通过放喷管道直接进入放喷池点燃放空。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)									
1	放喷池			2093	6	6	0	2	0.5	非正常	非甲烷总烃	0.25
											颗粒物	0.1
											NO _x	0.0675

注：拟建工程各采油井场属于同一油气藏，设备设施相似，因此选择皮山 101 井作为拟建工程非正常排放影响分析。

5.2.1.7.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 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	放喷池	非甲烷总烃	1640	82.19	82.19	10
		颗粒物	270.8	60.18		10
		NO _x	182.8	73.12		10

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。

5.2.1.7 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.2-11。

表 5.2-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤ 4.0	0.444

5.2.1.8 评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。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。

5.2.1.9 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 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐			二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐			边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
评价因子	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	(2023) 年							
	环境空气质量现状 调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐			现状补充监测 ☒	
	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 ☒	

续表 5.2-12 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	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）			包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐
	正常排放短期浓度 贡献值	C _{拟建工程} 最大占标率≤100% ☒			C _{拟建工程} 最大占标率>100% ☐
大气环境 影响预测 与评价	正常排放年均浓度 贡献值	一类区	C _{拟建工程} 最大占标率≤10% ☐		C _{拟建工程} 最大标率>10% ☐
		二类区	C _{拟建工程} 最大占标率≤30% ☐		C _{拟建工程} 最大标率>30% ☐
	非正常排放1h浓度 贡献值	非正常持续 时长（0.5）h	C _{拟建工程} 占标率≤100% ☐		C _{非正常} 占标率>100% ☒
大气环境 影响预测 与评价	保证率日平均浓度 和年平均浓度 叠加值	C _{叠加} 达标 ☐		C _{叠加} 不达标 ☐	
	区域环境质量的整 体变化情况	k≤-20% ☐		k>-20% ☐	
环境监测 计划	污染源监测	监测因子： （非甲烷总烃）		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（）m			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : （0） t/a	NO _x : （0）t/a	颗粒物: （0）t/a	VOC _s : （0.444） t/a

注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项

5.2.2 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。

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）柯克亚集中处理厂采出水处理单元

拟建工程建成投运后，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-13 柯克亚集中处理厂采出水处理规模一览表

序号	站场名称	项目内容	设计最大处理规模	预计富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	柯克亚集中处理厂	采出水 (m ³ /d)	100	60	19.7	依托可行

（2）生活污水处理设施

柯克亚公寓生活污水处理装置采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准后，主要用于荒漠灌溉。处理规模为 72m³/d，柯克亚公寓生活污水处理装置处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

综上，拟建工程废水不外排，拟建工程实施对地表水环境整体可接受。

表 5.2-14 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☒ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
评价等级	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 ☐
		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 ☐

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

(1) 含水层结构特征

第四系空间分布特征工作区位于洪积扇上98%面积为第四系,只有东部和中部有少量低山和残丘。受区域构造控制,工作区内第四系厚度自南向北由薄增厚。第四系厚度自南西向北东呈增大趋势,由于构造影响,最大深度在工作区东部,第四系厚度达270m。

第四系含水介质主要由全新统组成。平面上,自北西向东南,第四系沉积物颗粒由粗变细,受河流冲积影响,靠近河谷地带透水性变差,冲洪积平原含水介质由圆砾、卵石、粗砂、细沙、粉土、粉质粘土组成,透水性较差。垂直上,冲洪积平原含水介质颗粒变化不大,受古沉积环境及河流等影响构成多层结构含水层。第四系含水层富水性受古沉积环境、地层岩性、地下水补给条件等因素制约。洪积平原含水层颗粒粗、厚度大,为地下水提供了赋存空间。一方面受河水影响,冲积平原细颗粒地层具有一定的阻挡作用,另一方面河床渗透性好,利于河水渗漏补给地下水,因此,在洪积平原区形成了良好的蓄水构造—地下水库。

(2) 地下水埋藏及分布规律

区域地形上南高北低,呈现了典型的山前倾斜平原水文地质规律,表现为地下水的埋藏、分布和补给、径流、排泄条件及其水化学特征具有明显的水平分带性和垂直分带性。

南部的高山区及中山区,频繁的构造运动导致断裂、褶皱、构造裂隙极为发育。地下水主要储存于基岩裂隙、断裂带及碳酸岩裂隙溶洞之中。在不同的补给和汇水条件下,同一种储水空间,泉水流量有大有小。海拔5200m以上有终年积雪和现代冰川,大气降水和冰雪融水直接补给地下水,同时也是山前平原地下水的补给源地。

低山丘陵区,由中新代及新生代(新近纪)泥质与砂砾质相间地层形成了背斜、向斜、单斜构造、并有断层发育,造成了层间裂隙、孔隙水蓄存的空间条件,受补给和汇水条件的不同,其水量大小也不同。本区水文地质结构也对

山区和平原地下水起着控制作用，地下水类型主要有裂隙水及层间承压水。该区荒漠、植被稀少，从覆盖于该区的近代风积沙未被破坏的事实，证明此地降水甚少，补给条件极差，即使是融雪时期仍缺乏较大的泉流，仅有罕见的小泉而且水质差。但要说明的是，在低山丘陵区河谷冲积层中埋藏有较丰富的第四系孔隙潜水。

山前平原第四系孔隙潜水的埋藏条件和水量水质的变化，有一系列水平分带性，这是山前构造、地形和第四系岩相水平变化所控制的。

根据地下水运动规律，山前平原南部为补给径流区，中部为径流排泄区，北部为排泄区。由补给径流区到排泄区，含水层岩性、地下水埋深、富水性及水质均呈有规律的变化，在山前地区含水层基本上为单一巨厚砂卵砾石层，水位埋深大于100m。在冲洪积细土平原北部边缘，含水层岩性为粉细砂，部分地区水位埋深小于1m，地下水溢出形成沼泽。中部地区为过渡区，其特点大致介于二者之间，含水层岩性以砂砾石为主，水量丰富，水质较好，水位埋深一般小于50m，部分地区大于50m。

山前砾质平原的沉积物中粘土类的夹层仅偶尔可见，且大多数是为透镜体分布，未能形成区域性隔水层。原因一，是因为沉积物的主要来源区在高度的荒漠条件下，古生代及前古生代的硬变质岩系遭受机械风化，没有形成细粒物质。其二，山前平原宽度小碎屑物搬运途径短，难以形成细粒物质。同时，山前新近系出露宽度窄，粘土类物质来源缺乏。因此，本区第四系中未见承压水存在，而形成单一的巨厚的潜水含水层结构。

（3）地下水补给、径流特征

1）地下水补给特征

地下水补给来源主要为地下水侧向径流、地表水河流渗漏、渠系渗漏、田间灌溉入渗等，其中地下水侧向径流是地下水最主要补给来源，其补给量占总补给量的80%以上，地表水河流渗漏约占10%，渠系渗漏量与田间入渗量约占10%。

①地下水侧向径流补给

区域位于洪积扇中部和边缘，区域地下水最大的补给来源于南部洪积扇上部地下水径流补给以及西部地下水侧向径流补给。

②地表水河水渗漏补给

工作区地表水主要为皮山河支流，南北向贯穿区域，长约10km。

③渠系渗漏、田间灌溉入渗

区域农业灌溉大量引用地表水，改变了水资源时空分布，在引水灌溉期，产生渠系渗漏、田间灌溉入渗，由原来的“线状”河道渗漏转化为“面状”的田间渗漏。

2) 地下水径流特征

区域位于洪积扇中部及边缘地区，地下水总体上由南西向北东径流。受基底构造及岩层渗透性差异控制，地下水径流特征差异大。区域整体地下水径流畅通，地下水径流存在2~3级跌水陡坎，受河流冲积影响，地下水水位变化具有陡升缓降的特点。

(4) 地下水化学特征

1) 地表水化学特征

区域地表水化学类型多为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Mg} \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 。

2) 地下水化学特征

区域地下水化学类型及矿化度的分布具有明显的分带规律性：自河谷向细土平原至沙漠，地下水矿化度由小于1g/L增大至1~3g/L，最后至3~10g/L，且沿河道形成一个明显的淡化带，地下水在河道两侧水质良好，远离河床水质较差，河流上游地下水较下游地下水水质稍好。

南部高山区主要为碳酸岩裂隙溶洞水及火成岩、变质岩裂隙潜水，地下循环强烈，矿化度小于3g/L，水化学类型 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型水和 $\text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型水；中山区主要为变质岩裂隙潜水。由于地层含盐量高，导致地下水矿化度差别较大，其值在1.13~6.22g/L之间，一般在3~5g/L，水化学类型为 $\text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水及 $\text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型水。

低山丘陵区，主要分布着碳酸盐裂隙溶洞水和碎屑岩裂隙潜水，因地下水补给径流条件较差，地层含盐量较高，潜水矿化度一般要3~5g/L之间，个别达13.56g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型水。但在河谷区，第三系裂隙、孔隙潜水及层间承压水因受河水补给或上覆第四系淡质潜水从垂向及侧向补

给，地下水矿化度较高，水质一般。

山前平原区，主要为第四系孔隙潜水，地下水水化学水平分带性尤为明显，表现为从补给区至排泄区，地下水水化学特征呈有规律的变化。地表水出山口后，在山前带大量渗漏补给地下水，加之砂、卵砾石含水层透水性强，地下水径流速度快，水力坡度大，因此地下水得到大量补给，矿化度小于1g/L或在1~3g/L之间，水化学类型属 $\text{Cl}^- \cdot \text{HCO}_3^- \cdot \text{SO}_4^{2-}$ -Na·Ca型水。随着地下水继续向北运动，溶滤作用加强，使其矿化度增大，北部及沙漠边缘，地下水含水层颗粒变细，水位埋深由深变浅，强烈的散发、蒸腾作用使地下水盐分富集于地表，地下水矿化度达3~10g/L，水化学类型为 $\text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4^{2-}$ -Na型水。

（5）包气带

工程所在区域地下水的总体流向是从南向北方向径流。拟建场地揭露地层岩性主要为卵砾石，包气带厚度约5~10m左右，包气带垂向渗透系数平均为 $9 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，天然包气带防污性能为“弱”。

（6）地下水开发利用现状

根据调查区域处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

拟建工程评价区位于皮山县境内，区域地下水污染源主要为周边井场开采过程中产生的落地油，落地油经收集后直接送有危废处置资质的单位接收处置，且井场及管线均采取了严格的防渗措施，油类物质未对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

5.2.3.3.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废液，井场不设置废水池，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层。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。由于油田气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 采油管线

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

5.2.3.3.2 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

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

① 预测因子筛选

采油井场套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-15。

表 5.2-15 评价因子及评价标准一览表

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

② 预测源强

泄漏量取单井日产油 40t/d，类比同类型采油井场多年统计数据，考虑原油流量的 10%渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），考虑泄漏原油 1‰进入潜水含水层，则石油类泄漏源强为 4kg。

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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约50m；

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4kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数取 2m/d，水力坡度 I 为 0.5%。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 2\text{m/d} \times 0.5\% / 0.18 = 0.055\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n = 0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ; 根据资料, 纵向弥散度 $\alpha_m=10m$, 纵向弥散系数 $D_L = \alpha_m \times u = 0.55m^2/d$;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T = 0.055m^2/d$;

π —圆周率。

④预测内容

在非正常状况下, 污染物进入含水层后, 在水动力弥散作用下, 瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕, 污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行, 污染晕将不断沿水流方向运移, 污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时, 选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围, 石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准值等值线作为超标范围, 预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-16。

表 5.2-16 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	最大运移距离(m)	晕中心浓度 (mg/L)	超标范围是否运移出井场边界
100d	485.8	367.8	1.6	8.738	否
1000d	2864.3	1797.7	16	0.874	否
7300d	--	--	--	--	--

地下水石油类浓度预测结果表明, 套管破损泄漏发生 100d 后, 含水层污染物影响范围 $485.8m^2$, 超标范围 $367.8m^2$, 最大运移距离 1.6m, 晕中心最大浓度为 $8.738mg/L$; 1000d 后, 含水层污染物影响范围 $2864.3m^2$, 超标范围 $1797.7m^2$, 最大运移距离 16m, 晕中心最大浓度为 $0.874mg/L$; 污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

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 5.2-2 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图5.2-3 井场采油树非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

(2) 集油管道泄漏事故对地下水的影响

井场集油管道泄漏对地下水的影响，一般泄漏于土体中的采出液可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：井场集油管道截面100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下井场管道截面100%断裂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

集油管道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 5.2-17。

表 5.2-17 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

拟建工程自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

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，一旦发生漏油事故，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。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —采油管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， r 取 0.04m，长度取 8000m；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据开发指标数据该管线外输油量为 40t/d，管线发生泄漏时，10min 内采出液泄漏量为 0.28t。

阀门关闭后泄漏量：本次评价的破裂管线内径 80mm，长 8000m，管道体积为 $40.2m^3$ 。经计算，非正常状况下，阀门关闭后采出液泄漏量为 1.44t。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 1.72t，

考虑泄漏原油 1% 进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 1.72kg。

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石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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约50m；

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4kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数取2m/d，水力坡度I为0.5%。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=2\text{m/d} \times 0.5\%/0.18=0.055\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10m$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.55m^2/d$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.055m^2/d$ ；

π —圆周率。

④预测内容

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

表 5.2-18 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	最大运移距离 (m)	晕中心浓度 (mg/L)
100d	380.1	236.4	1.6	1.118
1000d	1541.7	503.1	16	0.112
7300d	1921.6	—	116.8	0.015

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 $380.1m^2$ ，超标范围 $236.4m^2$ ，最大运移距离 1.6m，晕中心最大浓度为 1.118mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 $1541.7m^2$ ，超标范围 $503.1m^2$ ，最大运移距离 16m，晕中心最大浓度为 0.112mg/L；7300d 后，含水层污染物影响范围 $1921.6m^2$ ，无超标范围，最大运移距离 116.8m，晕中心最大浓度为 0.015mg/L。

综上分析，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污

染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤严格按照《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T 5374.1-2016）、《固井设计规范》（SY/T 5480-2007）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2004）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

⑥加强对采油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

⑦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。

⑧井下作业过程优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

⑨在闭井作业过程中应严格按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）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。

(2) 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化

工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 5.2-19，天然包气带防污性能分级参照表见表 5.2-20，地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-21。

表 5.2-19 污染控制难易程度分级参照表

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

表 5.2-20 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩石的渗透性能
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 5.2-21 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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；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 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；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 5.2-22。

表 5.2-22 厂区各区域防控措施一览表

站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ，或参考 GB16689 执行
		放喷池				

（3）地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握皮山油气田区域及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，皮山油气田区域应建立地下水长期监控系统，包

括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

①监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）相关要求，结合区域水文地质特征，设置 3 眼跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域的对地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 5.2-23。

表 5.2-23 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
引用-1#	皮山 101 井东北侧 0.7km	潜水含水层	跟踪监测井	根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	每半年 1 次
引用-2#	皮山 101 井采油管线东北侧 3.4km					
引用-3#	皮山 102 井南侧 1.6km					

②监测频率

i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。

ii. 遇到特殊的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里。

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

5.2.3.5 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 5.2-4。

图 5.2-4 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

皮山油气田区域内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

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

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水水体，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。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

区内地下水类型主要有第三系裂隙、孔隙潜水及层间承压水和第四系孔隙潜水，山前补给条件的不同，含水层富水性也不相同，地下水补给来源主要是河水入渗补给，含水层岩性为砂岩、砂粒岩，顶板埋深 27.6~59.2m，含水层厚度 55.04~61.18m，水位埋深 10.49~31.15m；第三系上更新统的砂岩为含水层，与隔水的粉砂岩和粘：地层共同组成承压含水层组。工程所在区域地下水的总体流向是从南向北方向径流。拟建场地揭露地层岩性主要为卵砾石，包气带厚度约 5~10m 左右，包气带垂向渗透系数平均为 $9 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，天然包气带防污性能为“弱”。

监测期间监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。以上因子超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（2）地下水环境影响

正常状况下，井场内采油树、采油管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934）相关要求采取了防渗措施，可避免采出液泄漏而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，套管破损、集油管道破损等导致采出液泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。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。

（3）地下水环境污染防治措施

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

（4）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程采油管线埋设在地下，埋深大于 1.2m，集输过程不会对周围声环境产生影响；新建采油井场噪声源主要为采油树。

5.2.4.1 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：

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(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。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

拟建工程噪声源噪声参数见表 5.2-24。

表 5.2-24 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	皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井	采油树	—	20	30	1	90	基础减振	昼夜

5.2.4.3 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，各采油井场新增噪声源对四周厂界的贡献声级值见表 5.2-25。

表 5.2-25 采油井场噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

场界	贡献值	标准值		结论
东场界	41	昼间	60	达标
		夜间	50	达标
南场界	47	昼间	60	达标
		夜间	50	达标
西场界	45	昼间	60	达标
		夜间	50	达标
北场界	42	昼间	60	达标
		夜间	50	达标

由表 5.2-25 可知项目实施后，采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 41～47dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建工程声环境影响评价自查表见表 5.2-26。

表 5.2-26 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□二级☑三级□					
	评价范围	200m☑大于 200m□小于 200m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑地方标准□国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期☑		中期□	
现状评价	现状调查方法	现场实测法☑现场实测加模型算法□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□					

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

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 ☐

续表 5.2-26

声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
声环境影响预测与评价	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐		
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 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》(原环境保护部公告 2017 第 43 号), 拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 收集后直接由有危废处置资质单位接收处置, 井场内不暂存。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-27。

表 5.2-27 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求, 落实危险废物

识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-5 所示；

图 5.2-5 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-6 所示。

图 5.2-6 危险废物相关信息标签

d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

(2) 危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

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

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建工程运营期危险废物主要为 HW08 危险废物，项目所处县域有多家单位可处置 HW08 危险废物，处置能力及类别均可满足项目要求。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第23号）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005 年〕第 9 号）、《危险货物道路运输规则》（JT/T617-2018）以及《汽车运输 装卸危险货物作业规程》（JT 618-2004）执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按《道路运输危险货物车辆标志》（GB 13392-2023）设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对生态系统完整性的影响。

拟建工程管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；采油管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。拟建

工程管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

在油田开发如井场、管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，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；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。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程采油井场建设内容类别为 I 类；新建采油管线类别为 II 类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量 $0.6 \sim 14.3 \text{g/kg}$ ，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型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。

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废液，运营期井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油管道连接处破裂，采油井场运行过程中套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建工程采出水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出水中的盐分成分将进入表层土壤中，遗留在土壤中造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表 5.2-28。

表 5.2-28 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

拟建工程采油管线输送介质为采出液，采油管线破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-29。

表 5.2-29 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
采油管线泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
采油井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，采油管线破裂、采油井场套管破损泄漏导致其中高含盐液体进入土壤中，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 5.2-30 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
采油管线泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
采油井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 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各采油井场外扩 5km，各采油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皮山 102 井外扩 1km，皮山 101、皮山 3 井外扩 0.2km；各采油管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建工程将采油井场外扩 5km、采油管线边界两侧向外延 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；将皮山 102 井外扩 1km、采油管线边界两侧向外延 0.2km 范围的水浇地作为土壤环境（污染影响型）保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

（1）土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为裸土地。

（2）土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为裸土地，局部区域已受到油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。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为棕漠土、石质土、灌淤土。项目区土壤类型分布见附图 9。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

（1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采油管线破损泄漏及井场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 5.2-31。

表 5.2-31 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	4.5	0.55	0.12	1	1.3×10 ³

(4) 预测源强

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

表 5.2-32 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油管线泄漏	石油烃	879400	瞬时
采油井场套管破损泄漏	石油烃	879400	瞬时

(5) 采油井场套管破损泄漏和采油管线泄漏石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏和采油管线泄漏，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 879400mg/L，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-7 所示。

图 5.2-7 石油烃沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-22 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 5.2-35 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。

5.2.7.3.2 生态影响型

(1) 预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采油管线破损泄漏及井场套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

① 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，一旦发生漏油事故，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“5.2.3.3.4 预测源强”中源强可知，管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 1.44t (1.8m³)，采出液中总矿化度为 145000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $1.8 \times 145000 = 261000\text{g}$ 。

② 采油井场套管破损泄漏

套管泄漏量取单井采出液流量 40t/d (47.7m³/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，采出液含水率为采出液中总矿化度为 145000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $4.77 \times 145000 = 691650\text{g}$ 。

(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：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量, g;

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A -预测评价范围, m^2 ;

D -表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n -持续年份, a。

(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, 预测评价范围为以采油管线泄漏点为中心 $20\text{m}\times 20\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.3\times 10^3\text{kg}/\text{m}^3$, 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 $14.3\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 0.027a (10 天)。根据上述计算结果, 在 10 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.068\text{g}/\text{kg}$, 叠加现状值后的预测值为 $14.368\text{g}/\text{kg}$ 。

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采油井场套管破损泄漏

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, 预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 $100\text{m}\times 100\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.3\times 10^3\text{kg}/\text{m}^3$, 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 $14.3\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为

0.054a（20 天）。根据上述计算结果，在 20 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.014g/kg，叠加现状值后的预测值为 14.314g/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。

5.2.7.4 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，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

（2）过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口、放喷池等划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-34。

表 5.2-34 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位	采样	监测因子	执行标准	监测频率
----	--------	----	------	------	------

	名称	层位			
1	各采油井场采油树和阀门连接处	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	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次

5.2.7.5 结论与建议

拟建工程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；同时各监测点土壤属于未盐化~极重度盐化，无酸化或碱化；同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，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。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-35。

表 5.2-35 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况		备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒		
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒		
	占地规模	小型		
	敏感目标信息	敏感目标()、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	盐分含量、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	盐分含量	
	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 ☐	
		采油管线	I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐	

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

				☐		
	敏感程度	生态影响型		敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐		
污染影响型		皮山 102 井场及采油管线		敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐		
		皮山 101、皮山 3 井场及采油管线		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 ☐		
		采油管线		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐		
	污染影响型	采油井场	皮山 102 井场	一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐		
			皮山 101、皮山 3 井场	一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐		
		采油管线	皮山 102 井采油管线	一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐		
			皮山 101、皮山 3 井采油管线	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 5.2-35

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)荧蒽,苯并(k)荧蒽,蒽,二苯并(a,h)蒽,茚并(1,2,3-cd)芘、萘、pH、盐分含量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
现状评价	评价因子	占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、盐分含量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	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	盐分含量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E☑; 附录 F□; 其他 () □			
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：较小			
	预测结论	达标结论：a) □; b) □; c) ☑ 不达标结论：a) □; b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施,并定期开展土壤跟踪检测,从土壤环境影响的角度,拟建工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气，存在于采油管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

拟建工程环境风险评价等级为简单分析，无环境风险敏感目标。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容，项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为 I。

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-36。

表 5.2-36 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%（v）；自然燃点 380-530℃	油井、采油管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa（-168.8℃），闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42（-164℃）	
3	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.2.8.2.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于采油管线内。

5.2.8.2.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-37。

表 5.2-37 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾	大气、地表水、地下水
管线	采油管线泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 采油管线破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，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。拟建工程油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，泽普采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理，制定有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，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，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

非正常状态下采油管线破裂泄漏，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

(4) 对周边水浇地影响分析

拟建工程皮山 102 井采油管线距离东南侧水浇地约 120m 但不占用，当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油则在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有原油泄漏的区域，且主要对管线上下 0~20cm 的土层构成污染。

泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不大。但由于原油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，管线发生破裂泄漏时，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门，对泄漏的油品回收并及时清理被污染的土壤；同时本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷造成油品泄漏。因此在采油管线破裂泄漏对周边水浇地的环境风险可防控。

5.2.8.3.2 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，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，拟建工程周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成原油泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

（4）井喷对周边水浇地环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷不可避免地会对项目周边水浇地造成一定影响。当发生油气泄漏事故时，建设单位应第一时间通过远程控制关闭阀门，防止污染面积进一步扩大，对于被污染的土壤及时清理，受到污染的植物尽量抢救，因污染而死亡的植物全部清除，避免给其他植物带来危害，同时向当地管理部门汇报并积极配合地方主管部门对受污染的耕地及土壤采取补救措施。

5.2.8.4 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。

5.2.8.4.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

5.2.8.4.2 管道事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设和井场设备安装前，应加强对管材和设备质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②管道敷设做好安全防范及防腐、防渗措施。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

③加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。加强对管道保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护

的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。

④为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

⑤在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防治工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

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

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

c. 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

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

5.2.8.6 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，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。泽普采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案》（备案编号 653100-2022-055-L）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔西南勘探开发公司泽普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。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前泽普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。泽普采油气管理区已针对油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。

5.2.8.8 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

采油管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的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，油类物质渗流至地下水。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

区域风险保护目标主要为区域潜水含水层；拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，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二氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管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。

环境风险自查表见表 5.2-38。

表 5.2-38 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程			
建设地点	新疆和田地区皮山县境内			
中心坐标	东经		北纬	

主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气，均存在于采油管线内
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，拟建工程油气田开发建设过程中采油、集输及处理等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等。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
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，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环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生地面废弃设备、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，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2 退役期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。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，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至处理站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，采取播撒草种方式恢复，经过 2~3 年的休养生息过程，项目占地恢复至原有地貌。

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

(2) 在管线作业带内施工作业，施工现场定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等；

(3) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.1.2 机械设备和车辆废气及焊接烟气

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。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实地有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

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

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

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监

测，并准备应急措施。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

拟建工程井场采油树属于成熟设备，已在皮山油气田区域稳定运行多年，结合“3.1.4.4 大气环境影响回顾”的皮山油气田同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。因此拟建工程运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

(1) 施工期生活污水

拟建工程施工期生活污水依托柯克亚公寓生活污水处理装置处理。柯克亚公寓生活污水处理装置采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的B级标准后，主要用于荒漠灌溉，设计处理规模为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，其富余处理能力可满足拟建工程（ $2.4\text{m}^3/\text{d}$ ）需求，依托处理设施可行。

(2) 管线试压废水

拟建工程采油管线试压介质采用中性洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 10.05m^3 ，管道试压废水中主要污染物为SS，试压结束后用于洒水抑尘。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废液。

(1) 采出水

拟建工程采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理。

(2) 井下作业废液

井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理。柯克亚集中处理厂采用“缓冲沉降+二级压力过滤”工艺，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，采出水处理系统处理规模为 250m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程采出水和井下作业废液处理需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

废弃管道和设备清洗废水依托周边处理厂处理，在闭井作业过程中应严格按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）以及《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号）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。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆通过噪声敏感点或进入施工现场时减速，并尽量减少鸣笛，禁用高音喇叭鸣笛。

类比皮山油气田同类项目采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1)提高工艺过程的自动化水平,尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式,由操作人员定期对装置区进行检查,尽量减少人员与噪声的接触时间。

(2)采取基础减振措施。

结合“3.1.3.6 声环境影响回顾”的皮山油气田同类型井场污染源监测数据,井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求,因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

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。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

(1)拟建工程施工过程中产生的土方全部用于管沟回填,土方管沟回填土高出自然地面 300mm,沿管线铺设方向形成垄,作为自管道上方土层然沉降富余量,且可以作为巡视管线的地表标志;

(2)施工废料拉运至柯克亚固废填埋场填埋处置;

(3)施工现场不设置施工营地,生活垃圾随车带走,定期清运至柯克亚固废填埋场填埋处置;

经类比皮山油气田同类项目,采取以上固体废物处理措施后,不会对周围环境产生明显影响,措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料,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),拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料,收集后由有危废处置资质单位接收处置。

危险废物处理处置情况见表 6.4-1。

表 6.4-1 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、管道集输	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
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	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

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

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

(2) 危险废物处置单位

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建工程落地油、废防渗材料全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 46 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，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，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

类比皮山油气田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 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)对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4)设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(5)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。

类比皮山油气田现有井场、管线等采取的地表扰动保护措施，拟建工程采

取的地表扰动保护措施可行。

6.5.1.2 生物多样性影响减缓措施

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，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

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，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比皮山油气田已采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态保护措施可行。

6.5.1.3 维持土壤肥力措施

(1) 严格限定施工范围，严格控制管道施工带范围，严禁自行扩大施工用地范围。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

(2) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

6.5.1.4 维持区域生态系统完整性措施

(1) 管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

(2) 施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。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。

6.5.1.5 水土流失防治措施

6.5.1.5.1 井场工程区

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

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

6.5.1.5.2 管道工程区

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

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

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

图 5.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

类比皮山油气田同类项目采取的水土流失减缓措施，拟建工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.5.1.6 防沙治沙措施

(1) 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。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。

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

(3) 针对井场施工过程,提出如下措施:井场平整后,采取砾石压盖。针对管沟开挖过程,提出如下措施:①施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时,应辅以洒水压尘,尽量缩短起尘操作时间,遇到四级及四级以上大风天气,应停止土方作业,同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中,不得随意碾压区域内其它固沙植被。针对施工机械及运输车辆,提出如下措施:施工期间应划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围,不得离开运输道路及随意行驶,由专人负责,以防破坏土壤和植被,加剧土地荒漠化。

(4) 相关防沙治沙措施要求在井场建设完成投入运行之前完成,严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比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。

6.5.2 运营期生态恢复措施

拟建工程实施后,运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线,如发生管线老化,接口断裂,及时更换管线。在油田区设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。

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。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期,油气储量逐渐下降,最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵,并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回

填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

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

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程井场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到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。

拟建工程井场装置紧急情况下，采出液排入放喷池中进行燃烧，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大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业

业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

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

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，井场需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 碳减排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	拟建工程井场装置紧急情况下，采出液排入放喷池中进行燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程	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 碳排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、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，拟建工程主要核算非正常工况下的火炬气燃烧。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，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-正常火炬}}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{-事故火炬}}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4\text{-正常火炬}}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4\text{-事故火炬}}$ —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：

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

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i—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：

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

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

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；

$V_{(CO_2)_j}$ —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

拟建工程核算火炬气温室气体排放主要为井场装置紧急情况下，采出液排入放喷池中进行燃烧碳排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速（万 Nm ³ /h）	持续 时间 （h）	火炬气中除 CO_2 外其 他含碳化合物的总含 碳量（吨碳/万 Nm ³ ）	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气中 CO_2 的体积 浓度	火炬气中 CH_4 的体积 浓度
1	井场	非正常工 况	0.008	0.5	7.33	0.98	0.134	0.808

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 39.57 吨 CO_2 。

（2） CH_4 逃逸排放

① 计算公式

a. 油气开采业务 CH_4 逃逸排放计算公式：

$$E_{CH_4-开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

$E_{CH_4-开采逃逸}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

J—不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ —原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ —原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；

$Num_{gas,j}$ —天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ —天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

b. 油气处理业务 CH₄ 逃逸排放计算公式：

$$E_{CH_4\text{-气处理逃逸}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$$

式中，

$E_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$ —为天然气处理过程 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{gas} 为天然气的处理量，单位为 Nm³；

$EF_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$ —气处理逃逸为单位天然气处理量的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿 Nm³ 天然气。

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	装置类型	设施逃逸	装置数量/天然气年处理量
1	采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	3 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.69 吨，折算成 CO₂ 排放量为 14.49 吨。

（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

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ —净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{电力}}$ —为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ —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

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净热}}$ —净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{热力}}$ —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 150MWh，电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》（2024 年第 33 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6231 吨 CO₂/MWh。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 93.465t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的温室气体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 CO₂；

E_{CO₂-燃烧}-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{GHG-火炬}-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-工艺}-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-逃逸}-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

E_{CO₂-净电}-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-净热}为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0.00
	火炬燃烧排放	39.57	26.82
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	14.49	9.82
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	93.465	63.36
	合计	147.525	100.00

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 147.525 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 清洁运输减污降碳措施

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 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，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

泽普采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

拟建工程实施后，温室气体总排放量为 147.525 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。

7.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

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 经济效益分析

拟建工程投资 2000 万元，环保投资 50 万元，环保投资占总投资的比例为 2.5%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 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。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，分别收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置；可避免对周围环境产生影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减少其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性和地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为裸土地。拟建工程在开发建

设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中，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。

8.3.3 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。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入泽普采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔西南勘探开发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，建立了皮山油气田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

泽普采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责采油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) 编制各种突发事件的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022) 中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 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 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		

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	生态保护	植被	临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		
		废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水依托柯克亚公寓生活污水处理装置处理；		
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；施工废料、生活垃圾收集后定期清运至柯克亚固废填埋场填埋处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理		
		固体废物	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废水	废弃管道和设备清洗废水依托周边处理厂处理		
		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，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封		

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

		井措施有效可行，防止发生油水窜层		
--	--	------------------	--	--

9.1.3 固体废物管理制度

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区固体废物管理应按照《关于发布〈危险废物产生单位管理计划制定指南〉的公告》（环境保护部公告 2016 年第 7 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）等相关要求执行。

拟建工程产生的危险废物应按照《关于发布〈危险废物产生单位管理计划制定指南〉的公告》（环境保护部公告 2016 年第 7 号）进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

泽普采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.4 环境监理

拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工期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。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（原环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的

通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.6 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：“依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。”

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），拟建工程应纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时泽普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塔西南勘探开发公司

法人代表：王洪峰

生产地址：新疆和田地区皮山县境内

主要产品及规模：①新建采油井场 3 座；②新建采油管线 14.8km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。拟建工程建成后产油量 120t/d，产气量 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

（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 3.2-14～表 3.2-20。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-26。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.3.13 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西南勘探开发公司泽普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；泽普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/m³
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 Nm³/h	排放浓度 mg/m³	排气筒高度 m	内径 m		
废气	井场	无组织废气	采取管道密闭输送	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs： 0.444	厂界非甲烷总烃≤4.0
类别	噪声源	污染因子		治理措施					处理效果		执行标准	
噪声	采油树	L _{A(r)}		基础减振					降噪 15dB（A）		厂界 昼间≤60dB（A）； 夜间≤50dB（A）	
类别	污染源	污染因子		处理措施			处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）		
废水	采出水	SS、石油类		采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层			—	—	—	—		
废水	井下作业废液	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体		井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理			—	—	—	—		
类别	污染源名称		固废类别				处理措施				处理效果	
固废	落地油		含油物质（危险废物 HW08）				收集后定期由有危废处置资质单位接收处置				全部妥善处置	
	废防渗材料		含油物质（危险废物 HW08）									
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 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，并结合泽普采油区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
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	井场下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	3 口地下水井	每半年 1 次
土壤	土壤环境	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、	各采油井场采油树	每年 1 次

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

	质量	砷、六价铬、盐分含量、pH	和阀门连接处	
--	----	---------------	--------	--

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”验收一览表

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	2	—
	2	施工机械及运输车辆尾气、焊接烟气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	2	—
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	—	—	—
	2	施工期生活污水	生活污水定期拉运至柯克亚公寓生活污水处理装置处理	不外排	2	—
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆、吊装、焊接机等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	施工废料	收集后送柯克亚固废填埋场填埋处置	妥善处置	2	—
	2	生活垃圾	收集后送柯克亚固废填埋场填埋处置	妥善处置	2	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	1	落实生态恢复措施
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	8	落实水土保持措施
		防沙治沙	井场平整后，采取砾石压盖；施工土方全部用于管沟回填和井场平整；干燥、易起尘的土方工程作业辅以洒水压尘，缩短起尘操作时间，大风天气停止土方作业，作业处覆以防尘网	防止土地沙化	—	—
环境 监理		开展施工期环境监理	—	—	3	—
运营期						

皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程环境影响报告书

废气	1	井场无组织 废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总 烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	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
----	---	-------------	-----------------	-------------------------------------	---	---

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元))	验收标准
运营期						
废水	1	采出水	随采出液一起进入皮山区块西集气站, 气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理	不外排	—	—
	2	井下作业废液	收集后井下作业废液采用专用废水回收罐收集, 运至柯克亚集中处理厂处理	不外排	2	—
噪声	1	采油树	基础减振	场界达标: 昼间≤60dB (A) 夜间≤50dB (A)	2	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类排放限值
固废		落地油	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	3	—
		废防渗材料				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		—	—
环境监测		废气、土壤、地下水	按照监测计划, 委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	2	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	10	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	施工垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	3	—
	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液, 管线两端使用盲板封堵	妥善处置	2	—
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵, 地面设施拆除, 恢复原有自然状况	恢复原貌	1	—
合计				—	50	—

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：皮山 101 井、皮山 102 井及皮山 3 井试采地面工程

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塔西南勘探开发公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建采油井场 3 座；②新建采油管线 14.8km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

建设规模：拟建工程建成后产油量 120t/d，产气量 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 2000 万元，其中环保投资 50 万元，占总投资的 2.5%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆和田地区皮山县境内。区域以油气开采为主，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。

10.1.3 产业政策符合性

拟建工程为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

10.1.4 规划符合性判断

拟建工程属于塔西南勘探开发公司石油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于皮山油气田，不占用生态保护红线及水源

地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.5 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（帕米尔-昆仑山水土流失防控生态保护红线区）最近为 7.7km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站，气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至柯克亚集中处理厂处理，均处理达标后回注地层；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；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度值超标，拟建工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明：监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。以上因子超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

声环境质量现状监测结果表明：新建井场监测值昼间为 41~42dB（A），夜间为 39~41dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；同时各监测点土壤属于未盐化～极重度盐化，无酸化或碱化。

10.2.2 环境保护目标

拟建工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故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；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将皮山 102 井四周 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的水浇地作为土壤环境（污染型）保护目标；将井场周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态型）保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河国家级水土流失重点预防区作为生态保护目标；区域不涉及环境空气和地表水环境保护目标，将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

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

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

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 在日常生产过程中, 加强非甲烷总烃无组织排放例行监测, 确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 无组织排放监控限值要求。

10.3.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废液, 采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站, 气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理, 井下作业废液采用专用废水回收罐收集, 运至柯克亚集中处理厂处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准要求后回注地层。

10.3.3 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。

10.3.4 固体废物及处理措施

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

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

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

10.4.2 地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废液, 采出水随采出液一起进入皮山区块西集气站, 气液分离后采出水拉运至柯克亚集中处理厂处理, 井下作业废液采用专用废水回收罐收集, 运至柯克亚集中处理厂处理, 均处理达标后回注地层。

10.4.3 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。

10.4.4 声环境影响

采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为41~47dB(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。从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

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

10.4.6 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

拟建工程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；同时各监测点土壤属于未盐化~极重度盐化，无酸化或碱化；同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，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。

10.5 总量控制分析

结合拟建工程排放特征，确定拟建工程总量控制指标为： NO_x 0t/a， VOC_s 0.444t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的泽普采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.7 碳排放影响评价

拟建工程实施后，温室气体总排放量为 147.525 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，拟建工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

10.8 公众参与分析

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塔西南勘探开发公司通过三次网络公示、二次报纸公示征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

10.9 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“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》及《塔里木油田“十四五”发展规划》。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 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 主要结论	4
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 评价等级和评价范围	15
2.5 评价内容和评价重点	25
2.6 评价标准	27
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划	33
2.8 环境保护目标	71
3 建设项目工程分析	73
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	73
3.2 在建工程	90
3.3 拟建工程	92
3.4 依托工程	120
4 环境现状调查与评价	124
4.1 自然环境概况	124
4.2 环境质量现状监测与评价	127
5 环境影响预测与评价	158
5.1 施工期环境影响分析	158
5.2 运营期环境影响评价	172
5.3 退役期环境影响分析	225
6 环境保护措施及其可行性论证	227
6.1 环境空气保护措施可行性论证	227
6.2 废水治理措施可行性论证	228
6.3 噪声防治措施可行性论证	229
6.4 固体废物处理措施可行性论证	230
6.5 生态保护措施可行性论证	232

7 碳排放影响评价	237
7.1 碳排放分析	237
7.2 减污降碳措施	244
7.3 碳排放评价结论及建议	245
8 环境影响经济损益分析	246
8.1 经济效益分析	246
8.2 社会效益分析	246
8.3 环境措施效益分析	246
8.4 环境经济损益分析结论	248
9 环境管理与监测计划	249
9.1 环境管理	249
9.2 企业环境信息披露	254
9.3 污染物排放清单	256
9.4 环境及污染源监测	257
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	259
10 环境影响评价结论	262
10.1 建设项目情况	262
10.2 环境现状	263
10.3 拟采取环保措施的可行性	264
10.4 项目对环境的影响	265
10.5 总量控制分析	267
10.6 环境风险评价	267
10.7 碳排放影响评价	267
10.8 公众参与分析	267
10.9 项目可行性结论	267