

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 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，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。

塔中油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地，主要包括塔中 4 油田、塔中 16 油田、塔中 10 油田、塔中 6 凝析气田、塔中 I 号气田。塔中 I 号气田矿权面积 9314km^2 ，根据气藏地质特征及开发状况，自东向西划分为三个区（I、II、III 区），其中 I 号气田 III 区面积 1048km^2 ，储量面积 267.89km^2 、天然气 $231.99 \times 10^8 \text{m}^3$ ，石油 $4077.46 \times 10^4 \text{t}$ 。

为了满足塔里木油田塔中 I 号气田 III 区产能开发的需要，提高整体开发效益。为此，塔里木油田分公司决定投资 386.11 万元，实施“中古 29-12 井集输工程”，建设性质为改扩建，主要建设内容包括：①新建井场 1 座（中古 29-12 井）、中古 157-H1 集油站扩建阀组 1 座；②新建集输管线 2.6km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。项目建成后单井产油 20t/d ，产气 $0.6 \text{万 m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于石油开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区

范围。根据《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日通过，2026 年 8 月 15 日起施行）、《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，塔里木油田分公司于 2026 年 7 月 27 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环境治理方案，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 2026 年 7 月 28 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程为石油开采项目，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

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

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区）最近为 90km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭输送，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输送至塔三联合站处理达标

后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站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、阿克苏地区生态环境分区管控要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，采油井场、中古 157-H1 集油站地下水环境影响评价工作等级为二级，集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级，声环境影响评价等级为二级，采油井场、中古 157-H1 集油站土壤污染影响型环境影响评价等级为二级，集输管线土壤污染影响型环境影响评价等级为三级，生态影响评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目的实施对土壤、生态的影响是否可行，对区域环境空气、地下水、声环境的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

（1）拟建工程采取密闭集输工艺，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， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液输送至塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站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，井场厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

（5）拟建工程运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用。

（6）拟建工程施工完成后，对临时占地区域进行平整、恢复，管道两侧设置草方格沙障。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、 H_2S ，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，本工程属于现有塔中 I 号气田 III 区的改扩建项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司提供的《中古 29-12 井集输工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日通过，2026 年 8 月 15 日起施行）；
- (2) 《中华人民共和国水法》（2002 年 10 月 1 日施行，2016 年 7 月 2 日修正）；
- (3) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2002 年 1 月 1 日施行，2018 年 10 月 26 日修正）；
- (4) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月 25 日修订，2011 年 3 月 1 日施行）；
- (5) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 6 月 25 日发布，2010 年 10 月 1 日施行）；
- (6) 《中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）》（2024 年 11 月 8 日修订，2025 年 7 月 1 日施行）；
- (7) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修正，2023 年 5 月 1 日施行）；
- (8) 《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订，2020 年 7 月 1 日施行）；
- (9) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 6 月 28 日修订，2024 年 11 月 1 日施行）。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

- (1) 《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》（2024 年 3 月 6 日）；
- (2) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 2 日）；

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

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

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

(6) 《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)；

(7) 《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)；

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

(9) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)；

(10) 《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)；

(11) 《国家危险废物名录(2025 年版)》(部令 第 36 号)；

(12) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版)(部令 第 16 号)；

(13) 《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)；

(14) 《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)；

(15) 《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)；

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

(17) 《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）；

（18）《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）；

（19）《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）；

（20）《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）；

（21）《关于发布〈危险废物排除管理清单（2026 年版）〉的公告》（生态环境部公告 2026 年 第 2 号）；

（22）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

（23）《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）；

（24）《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）；

（25）《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）；

（26）《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）；

（27）《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）；

（28）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30 号，2014 年 4 月 25 日发布并实施）；

（29）《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）；

（30）《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）；

（31）《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（生态环境部公

告 2024 年第 4 号）。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

（4）《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21 号，2016 年 1 月 29 日发布并实施）；

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

（6）《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）；

（7）《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）；

（8）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（9）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（10）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（11）《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》；

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

（13）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》；

（14）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

（15）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024 年 12 月 3 日发布，2025 年 1 月 1 日施行）；

（16）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

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

(18) 《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号）（2022年2月9日）；

(19) 《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）；

(20) 《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）；

(21) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》；

(22) 《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）；

(23) 《自治区党委办公厅自治区人民政府办公厅印发关于创新预防体制机制推动新时代水土保持工作高质量发展的实施意见》；

(24) 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

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

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

(27) 《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》（阿行署发〔2017〕68号）。

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）》（HJ 964-2018）；

- (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》(HJ349-2023)；
- (10) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年 第 18 号)；
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；
- (13) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
- (14) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)；
- (15) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》(SY/T7784-2024)；
- (16) 《石油天然气工程项目用地控制指标》(TD/T 1099-2024)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《中古 29-12 井集输工程施工图设计》(塔里木油田分公司)；
- (2) 《环境质量现状监测报告》；
- (3) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料；
- (4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对拟建工程特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

(5) 从技术、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性,从环境

保护的角度对拟建工程的建设是否可行给出明确的结论。

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

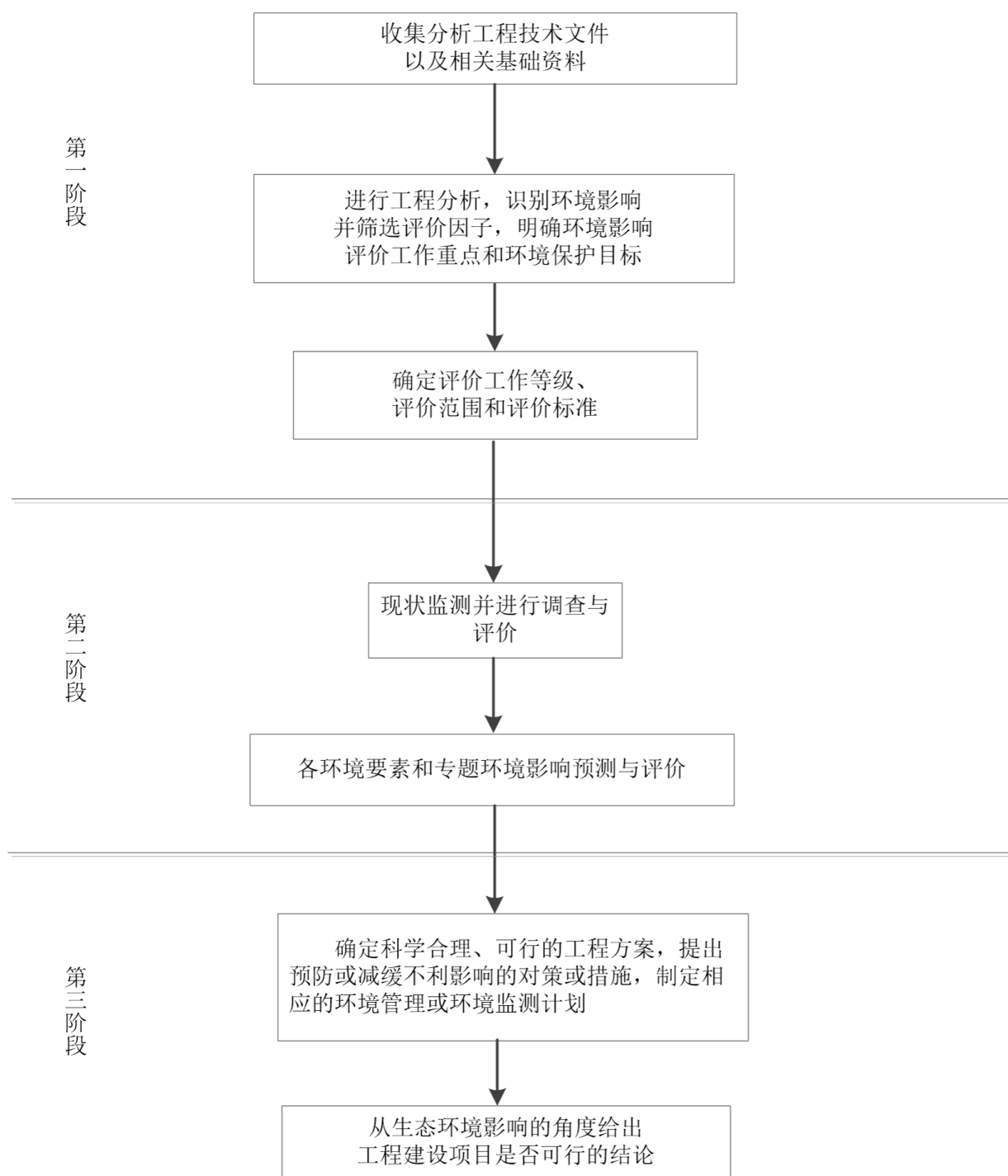


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

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	集输工程	油气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-1D	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1C	-1D
	声环境	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1D	-1C	-1D
生态环境	地表扰动	—	-1C	—	-1D
	植被覆盖度	—	—	—	—
	生物量损失	—	—	—	—
	生态系统完整性	—	-1C	—	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、地表扰动的短期负面影响，以及对生态系统完整性的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，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 \ 单项工程		油气开采、集输工程		
时期		施工期	运营期	退役期
大气		颗粒物	非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物

地表水	本项目不涉及跨越穿越地表水，故不设置评价因子		
地下水	耗氧量、氨氮	石油类	耗氧量、氨氮
土壤	—	石油烃	—
生态	地表扰动、生态系统完整性	—	地表扰动、生态系统完整性
噪声	昼间等效声级 (L _d)、 夜间等效声级 (L _n)	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)
环境风险	—	原油、天然气、硫化氢	—

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，按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{max} 及 D_{10%} 的确定

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

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型

计算设置说明：拟建工程周边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/℃		45.6
3	最低环境温度/℃		-32.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙地
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
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表2.4-2 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(°)									
中古 29-12 井场无组织废气			1074	40	40	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.013
中古 157-H1 集油站全场无组织废气			1048	130	85	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0008
										非甲烷总烃	0.111

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	中古 29-12 井场无组织废气	非甲烷总烃	36.57	1.83	7.75	17	—
2		H_2S	0.26	2.64			
3	中古 157-H1 集油站全场无组织废气	非甲烷总烃	107.52	5.38		123	—
4		H_2S	0.775	7.75			

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 $1\% < P_{\max} = 7.75\% < 10\%$ ，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水，采出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理，井下作业废水收集后送塔三联合站处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）标准后回注地层。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），本项目采油井场、中古 157-H1 集油站建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为 I 类；集输管线类别为 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
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	

本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

工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场、中古 157-H1 集油站	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

本项目采油井场、中古 157-H1 集油站地下水环境影响评价工作等级为二

级；集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于塔中油气田内，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），根据历史土壤监测数据，工程所在区域土壤盐分含量小于 2g/kg，区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照污染影响型项目考虑。

(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），本项目采油井场、中古 157-H1 集油站建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为 I 类；集输管线类别为 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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本项目采油井场永久占地面积为 0.16hm^2 ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

本工程周边均为沙漠，评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，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 评价工作等级分级表

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

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

工程名称	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、中古 157-H1 集油站	I	周边 1km 范围内不涉及耕地等敏感目标	不敏感	二级
集输管线	II	管线边界两侧 0.2km 范围内不涉及耕地等敏感点	不敏感	三级

本项目采油井场、中古 157-H1 集油站土壤环境影响评价工作等级为二级；集输管线土壤环境影响评价工作等级为三级。

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) 本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5) 本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6) 本项目新增永久占地面积 0.16hm^2 ，临时占地面积 2.6hm^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

表 2.4-9 生态影响评价工作等级一览表

项目名称	和周边生态敏感区关系	评价等级
采油井场、中古 157-H1 集油站、集输管线	不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境；不涉及生态保护红线、自然公园；不涉及天然林、公益林、湿地生态保护目标；不属于水文要素影响型建设项目；总面积 $\leq 20\text{km}^2$ ；不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	三级

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，确定拟建工程采油井场、中古 157-H1 集油站、集输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

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

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

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

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 2.4-10 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	原油	—	10.4852	2500	0.0042
	2	天然气	74-82-8	0.5681	10	0.0568
	3	硫化氢	7783-06-4	0.000003	2.5	0.000001
项目 Q 值 Σ						0.0610

注：集输管线直径 80mm，管线压力 6.3MPa，长度 2.6km。

经计算，本工程 Q 值 <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2.4-11。

表2.4-11 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 2.4-11 可知，本工程环境风险潜势为 I，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 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 2.4-12。

表 2.4-12 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	以井场、站场为中心边长 5km 矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	以井场、站场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的矩形区域
		三级	采油管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	污染影响型 二级	井场、站场外扩 200m
		三级	集输管线边界两侧向外延伸 200m 范围

6	生态影响	三级	井场、站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 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	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、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
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：区块开发现状、区块“三同时”执行情况、区块环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见； 在建工程：基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点； 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工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、三本账、污染物总量控制分析。 依托工程：介绍塔三联合站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、施工期固体废物、施工废水、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	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
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》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10 μg/m³ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准；

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外执行《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；土壤盐化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准；土壤酸化、碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准。

（2）污染物排放标准

废气：井场、站场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。

废水：采出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理，井下作业废水收集后送塔三联合站处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）标准后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）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	60	μ g/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 过渡阶段浓度 限值二级标准
		24 小时平均	120		
	PM _{2.5}	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时 平均	160	μ g/m ³		

中古 29-12 井集输工程环境影响报告书

		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
	H ₂ S	1 小时平均	0.01	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10		mg/L	
	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	
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			

	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05			
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	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险 管控标准（试行）》（GB36600-2018） 表 1、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		

16	二氯甲烷	616	mg/kg	
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并(a)蒽	15		
39	苯并(a)芘	1.5		
40	苯并(b)荧蒽	15		
41	苯并(k)荧蒽	151		
42	蒎	1293		
43	二苯并(a,h)蒽	1.5		
44	茚并(1,2,3-cd)芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管

48	汞	3.4		控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5）
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3 土壤盐化分级标准一览表

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

表 2.6-4 土壤酸化、碱化分级标准一览表

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

表 2.6-3 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	无组织	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》

	废气				(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
		H ₂ S	0.06	mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表 1 新扩改建项目二级标准
施工噪声	L _{Aeq, T}	昼间	70	dB (A)	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)
		夜间	55		
场界噪声	L _{Aeq, T}	昼间	60	dB (A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准
		夜间	50		

2.7 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。

拟建工程位于塔中 I 号气田内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区分等，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。

本项目主要建设井场、站场和管线，项目位于沙雅县塔克拉玛干沙漠腹地，不占用农田区域，不会对区域农产品生产产生影响；同时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，运营期采取完善的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

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，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 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十五个五年规划纲要》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率	拟建工程属于塔里木油田分公司 I 号气田油气开采项目，项目实施有利于塔中 I 号气田增储上产	符合
	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程	拟建工程属于塔里木油田分公司 I 号气田油气开采项目，项目实施有利于塔中 I 号气田增储上产	符合
	提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	拟建工程属于塔里木油田分公司 I 号气田油气开采项目，项目实施有利于塔中 I 号气田增储上产	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	油气生产储备。推动中石油、中石化以及符合条件的经营主体在库车、沙雅、新和、拜城、温宿、柯坪等县（市）油气勘探开发投资力度，加大技术研发力度，稳定老区块油气产量、扩大新区块开发力度，支持油田公司勘探开发向深层进发，突破勘探和开发技术，向超深复杂领域挺进，实现油气稳产增产。加大油气新出让区块勘探开发力度，实现在西五县（市）油气勘探开发新突破，稳定中曼、博源油气全业油气产量，增强油气储备能力，鼓励能源企业开展商储基地和储备库布局建设，全面提升油气应急调峰能力。	拟建工程属于塔里木油田分公司 I 号气田油气开采项目，项目实施有利于塔中 I 号气田增储上产	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 VOC _s 治理。实施 VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建工程井场、站场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC _s 排放量	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出自行监测计划及信息公开制度	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC _s 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC _s 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC _s 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC _s 治理，加快更换装载方式	拟建工程井场、站场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC _s 排放量	符合

续表 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
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送塔三联合站处理，废水均不向外环境排放；按照相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	本项目未处于城镇开发边界及永久基本农田区，本项目距离最近的生态保护红线约 90km，不在生态保护红线范围内	符合

(2) 本工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 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	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为石油开采项目，可保证塔中油气产量稳中上升	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	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区的影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及的环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	拟建工程不占用生态保护红线，符合生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对项目区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，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对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	拟建工程从施工场地设置、环境风险防范等方面进行了选址分析提出了减缓生态环境的影响措施。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物，提出减量化源头控制措施、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	拟建工程严格控制占地范围，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，对施工生活污水等进行综合利用，节约了水资源。拟建工程废气主要为井场、站场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随	符合

	要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。	采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理达标后回注地层;井下作业废水收集后送塔三联合站处理;同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染;固废妥善处置。项目采取分区防渗措施,同时提出相关防沙治沙措施	
	(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	拟建工程建设过程中开展防沙治沙工作,并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理,保障区域生态功能不退化。	符合
	(五)加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求,继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作,避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改措施,加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求,加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代,加大油气开发区域生态环境综合治理力度,激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力,推动区域生态环境持续健康发展。	塔中采油气管理区后续按照规划相关要求,加快关停井场生态恢复,积极开展清洁生产审核,并响应国家、自治区相关要求,推动区域生态环境健康发展。	符合
	(六)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	塔中采油气管理区定期开展后评价工作,现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系,后续需进一步加强生态监测,根据监测结果,及时优化开发方案和环保措施。	符合
	(七)建立畅通的公众参与平台,及时解决公众提出的环境问题,满足公众合理的环保诉求;定期发布环境信息,并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	(八)规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作,重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况,论证环境保护措施有效性;在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目,区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查,论证了环保措施有效性,对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	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〉》(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,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的《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和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	本工程在塔中 I 号气田Ⅲ区块内建设井场及内部管线,属于塔中 I 号气田Ⅲ区改扩建项目。	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	拟建工程管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,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;项目周边无居民区	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
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	油气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	塔中采油气管管理区制定有《塔里木油田公司塔中采油气管管理区塔中第三联合站突发环境事件应急预案》（备案编号653200-2025-271-L）	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	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	项目管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.5.1.5 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水，采出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送塔三联合站处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至塔三联合站集中处理	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、集输管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地		拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	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		运营期井下作业废水送塔三联合站处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地		本项目临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”要求，不占用耕地	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，项目为现有区块改扩建项目	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。	本项目不涉及	符合
	污染防治与环境影响	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目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）》	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。	本项目采取密闭集输工艺，井场、站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。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	运营期采出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送塔三联合站处理。	符合
	5. 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5539）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）标准后回	本项目采出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）标准后回	符合

	(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采,鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	注地层	
	6. 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%。	制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账;落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库,由有危废处置资质单位接收处置;废润滑油进入油处理系统资源回用	符合
	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	本项目井场厂界噪声满足《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。	本评价要求退役的废弃井(站)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)》(环办土壤函(2020)72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)等相关要求。	符合

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
《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》林沙发〔2013〕136号	沙区开发建设项目应尽量减少占用沙区植被地。确需占用沙区植被地的建设项目，要严格按程序报批，并做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价报告的编制工作	项目管线选线避让沙区植被。	符合
	沙区开发建设项目应尽量减少占用已经治理好的沙化土地。需要占用固定沙地、半固定沙地、流动沙地，要根据各地实际情况，搞好生态保护、治沙等方面的科学论证，做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容的评价工作。	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.5.1.5 章节”	符合
	严格控制在沙化土地封禁保护区内开展建设活动。	项目不涉及占用沙化土地封禁保护区	符合
《石油天然气开采业固体废物污染环境防治技术规范（试行）》（HJ1461-2026）	油气开采固体废物污染防治坚持减量化、资源化和无害化原则。钻井作业现场配备钻井泥浆回收装置，实现钻井泥浆最大化利用。无法循环利用的钻井泥浆宜采用随钻不落地处理，回收钻井泥浆中的液相，减少钻井岩屑的产生量，回收的液相宜在钻井作业现场循环利用	本项目不涉及	符合
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24号）	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目采取密闭集输工艺，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

综上所述，本项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《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 生态环境分区管控分析

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕

157 号)；2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。本项目与上述文件中生态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 3，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 4。

表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称			管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及自然湿地	—

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
			【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【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和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建工程不属于危险化学品化工项目；避让永久基本农田及生态保护红线	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.2限制开发建设的活动		【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不占用基本农田	符合
			【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.2限制开发建设活动	【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
			【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结一鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合	
		【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合	
		【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	符合	

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后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
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水用于区域抑尘；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-6】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，管道试压废水用于区域抑尘；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【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。	拟建工程出水随采出液输送至塔三联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送塔三联合站处理，不外排；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。	塔中油气田已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，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。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源地保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源地保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源地保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源地保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源地保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源地应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
			【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	—
	资源利用效率	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水用于区域抑尘；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容。	—

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	A4.1 水资源	【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	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。	拟建工程不新增永久占地，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程不涉及非化石能源消耗；核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建工程不属于重点行业，核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】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、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用	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。	拟建工程不涉及相关内容。	—
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容。	—
			【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容。	—

表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目位于国家重点生态功能区，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
	1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
	1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
	1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜區、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。	本项目不涉及	-
	1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、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。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
	1.12 严禁新建《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不属于化工项目、“两高”项目，本项目避让生态保护红线和永久基本农田	符合
	1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目避让永久基本农田	符合
	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为 90km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	—
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	—
	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	—
	1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
	1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总管控要求	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
	1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
	空间布局约束 1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	-
	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合生态环境分区管控、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本项目不涉及	-
	2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	本项目不涉及	-
	污染物排放管控		

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及	—
	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不涉及	—
	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	—

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
	2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本项目不涉及	-
	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目制定完善的地下水监测计划，切实保障地下水生态环境安全	符合
	2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及	-

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总 体管 控要 求	2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及	-
	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	工程施工期结束后恢复周边临时占地，采取完善的防沙治沙措施	符合
	2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本项目不涉及	-
	2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本项目不涉及	-
	2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	本项目不涉及	-

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总 体管控要求	2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	本项目不涉及	-
	2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合
	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
	3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目不涉及相关内容	—
	3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	3.6 在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—

续表 2.7-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境 风险 防控	3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	符合
	环境 风险 防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	符合
	资源 利用 效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035 年）》。	符合
		4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18%以上。	符合
		拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	
		拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水用于区域抑尘；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	

表 2.7-6 本项目与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH6529 243000 1 沙雅县一般管控单元	空间布局约束	1. 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不占用基本农田	符合
		2. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	—
	空间布局约束	3. 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目不占用基本农田	符合
		4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	—
		5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	—
		6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	符合
	污染物排放管控	1. 强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	—
		2. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	—
		3. 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及	—
		4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

续表 2.7-6 本项目与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH6529 243000 1 沙雅县一般管控单元	污染物排放管控	5. 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	塔中油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6. 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	---
	环境风险防控	1. 加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	塔中油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本项目不涉及	---
		3. 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	本项目不涉及	---
	资源利用效率	1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	---
		2. 减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	本项目不涉及	---
		3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	---

综上所述，本项目符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元沙雅县一般管控单元管控要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县塔中 I 号气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区以外，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内绝大部分为连绵的流动沙丘，基本无植物生长，为裸地。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油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，项目与其他构筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据现场调查，井场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；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，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；按照土地集约利用原则及合理布局，综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

拟建工程管线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，同时管线敷设区域不占用野生保护植被，避开地

质灾害（洪水等）易发区和潜发区，施工结束后，对管线沿线上方种植草方格，一定程度上起到了很好的防风固沙作用。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

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

2.8 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、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；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；土壤评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，不设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-3。

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	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类

表 2.8-2 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	井场、站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m	—

表2.8-3 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	井场周边 3km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	—	—	—	—	—	—
井场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场周边 3km 范围内人口数小计						0
管线周边 200m 内						0
大气环境敏感程度 E 值						E3
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

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

(1) 塔中 I 号气田 III 区建设情况

塔中油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地,主要包括塔中 4 油田、塔中 16 油田、塔中 10 油田、塔中 6 凝析气田、塔中 I 号气田。塔中 I 号气田东西长 220km,南北宽 2~30km,矿权面积 9314km²,目前三维地震覆盖面积 6047km²,根据气藏地质特征及开发状况,自东向西划分为三个区(I、II、III区),其中 I 号气田 III 区面积 1048km²,储量面积 267.89km²、天然气 231.99×10⁸m³,石油 4077.46×10⁴t。

塔中 I 号气田 III 区的发现井为塔中 45 井。截至 2025 年 7 月底,塔中 I 号气田 III 区已开发油气藏单元 40 个,总井数 49 口,开井 29 口,日产液 474t,日产油 227t,日产气 35.98 万 m³,综合含水 52%,累产油 210.67 万 t,累产气 13.02 亿 m³。油气处理外输以塔三联合站为中心,油气集输以转油站、计转站和集输干线为支撑,辐射周边油气井,塔中 I 号气田 III 区不涉及中央环保督察要求退出的井,不在中央生态环境保护督察整改范围内。

(2) 塔中 I 号气田 III 区公用工程建设情况

①给排水

塔中 I 号气田 III 区区域各井场、站场为无人值守井站场,以巡检人员为主,生活污水排入作业区生活污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水,废水主要为采出水和井下作业废水,采出水在各联合站处理后,通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层,回注层位为油气开采层位。

②供热

塔中 I 号气田 III 区井场根据生产需要设置有真空加热炉、电磁加热器等,塔三联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量,燃料为塔三联合站经过脱水

脱硫脱烃后的天然气。

③供电

塔中 I 号气田 III 区范围内设置有 35kV 变电站，用于区域联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面。

(3) 塔中 I 号气田 III 区辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前塔中 I 号气田 III 区分布有塔三联合站，周边区域井场进入塔三联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前塔中 I 号气田 III 区周边紧邻沙漠公路，内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

③储罐、运输及装载系统建设情况

塔中 I 号气田 III 区各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔中 I 号气田 III 区内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，基本不需要单独的装载系统。

3.1.2 区块“三同时”执行情况

区块履行的环境影响评价、环境风险应急预案、排污许可、环境影响后评价等手续情况如下表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 塔中 I 号气田 III 区开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	内容					
			环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	审批部门	文号	审批日期
1	环评手续	塔中 I 号气田西部试采地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2011）1095 号	2011. 11. 18	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2014）672 号	2014. 6. 3
		塔中 I 号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2013）712 号	2013. 8. 13	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2017）1340 号	2017. 8. 27
		塔中 I 号气田Ⅲ区开发调整方案	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2022）48 号	2022. 1. 30	2024 年 9 月 30 日完成自主验收		
		塔中 I 号气田Ⅲ区产能建设实施方案	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2023）103 号	2023. 2. 17	2024 年 10 月完成自主验收		
2	环境风险应急预案	塔中第三联合站突发环境事件应急预案	编制完成《塔里木油田公司塔中油气开发部塔中第三联合站突发环境事件应急预案》并于 2025 年 7 月 16 日完成备案工作（备案编号 653200-2025-271-L）					
3	排污许可执行情况	塔中采油气管理区	塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油气作业区）、塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油作业区西部二）及塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油作业区西部三）分别于 2020 年 11 月 7 日、2020 年 11 月 5 日、2020 年 11 月 7 日取得固定污染源排污登记回执					
4	环境影响后评价开展情况	塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书	编制完成《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 3 月 15 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作（新环环评函（2021）219 号）					

3.1.3 环境影响评价回顾

本次评价结合《塔中油气田环境影响后评价报告书》、相关验收报告及本次现场踏勘情况,对塔中 I 号气田 III 区大气环境、水环境、声环境、固体废物、生态环境及环境风险等情况进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 占地影响回顾分析

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。

通过对塔中 I 号气田 III 区不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域沙地面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

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

（2）植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔中 I 号气田 III 区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植物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。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场占地。根据现场调查情况，塔中 I 号气田 III 区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（计转站、联合站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇等。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井位位于沙漠内，流动沙丘，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，植被覆盖度小于 5%，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。在管线固沙范围外铺设了草方格，一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

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

（3）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，塔中 I 号气田 III 区内野生动物种类、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，比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（爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 60m×60m，完全符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果，因此在沙地场站内设备拆除、井口封堵后，场站内水泥基础或砾石地面保留原状。

图 3.1-1 塔中油气田区域现有井场情况

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。据现场调查，塔中 I 号气田 III 区在流动沙丘地带及荒漠地带在管堑上方铺设了 10m 左右的草方格，在道路上风侧铺设 50m 宽草方格，在下风向侧铺设 30m 宽草方格，在塔三联合站、各计量阀组站周边均栽植了草方格，在固沙范围外铺设了草网阻沙栅栏，一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

图 3.1-2 管线临时占地恢复情况

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

综上所述，根据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。道路沿

线草方格出现破损的情况，本次评价已提出整改方案，要求定期对草方格、沙障进行维护。综上所述，环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔中 I 号气田 III 区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营期来自井场、计转站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井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。加强站场及管线巡检，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沙雅深蓝环保科技有限公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以塔中 I 号气田 III 区历年的环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔中油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；生活污水排入生活污水池暂存，由罐车定期拉运至污水处理厂处理；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至区域废液处理站处理，处理达标后回注。

运营期塔中 I 号气田 III 区采出水经塔三联合站污水回注系统处理，水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后，根据井场注水需要

回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔三联合站处置，处置后的废水满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后回注，未外排。

本次评价搜集塔中 I 号气田 III 区历年的环评、地下水例行监测及后评价阶段中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准要求。

综上所述，塔中 I 号气田 III 区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的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；油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，塔中 I 号气田 III 区内现有的各井场集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃及硫化氢逸散排放。运营期站场、井场等锅炉及加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。根据后评价开展期间进行的污染源监测数据并结合区域例行监测数据，区域监测期间各监测点加热炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，H₂S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。

表 3.1-2 站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
塔三联合站	导热油	颗粒物	2.1~6.3	使用净化后	《锅炉大气污染物排放标准》	达标

中古 29-12 井集输工程环境影响报告书

导热油加热炉 B 炉	炉烟气	二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	未检出~30 35~187 <1 级	的天然气作为燃料	(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	
1 号集气站加热炉 1#	加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	5.8~6.3 未检出 103~105 <1 级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
塔三联合站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~0.0069	日常维护, 做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.07~0.72		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求	
1 号集气站	站场无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护, 做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.75~1.60		《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	
中古 14-H7 井场	井场无组织废气	硫化氢	未检出~0.023	日常维护, 做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.76~1.60		《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	

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

表 3.1-3 区域 2021 年~2025 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2021 年现状浓度 ($\mu g/m^3$)	2022 年现状浓度 ($\mu g/m^3$)	2023 年现状浓度 ($\mu g/m^3$)	2024 年现状浓度 ($\mu g/m^3$)	2025 年现状浓度 ($\mu g/m^3$)	标准值 ($\mu g/m^3$)	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	87	94	95	81	82	60	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	35	41	37	35	42	30	超标
	SO_2	年平均值	6	6	7	5	5	60	达标
	NO_2	年平均值	29	24	32	27	25	40	达标

从表中可以看出, 区域 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均值均处于超标状态, 主要原因是紧邻沙漠导致, 并不是油气田开发过程造成; SO_2 、 NO_2 年平均值未超过标准要求, 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，未因油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃和 H_2S 并未因塔中 I 号气田 III 区的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆钻井岩屑采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相暂存于井场内岩屑池，干化后用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆钻井岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相暂存于岩屑池内拉运至具有处置资质的单位处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，最终用于铺设服务区域生产的各种内部道路、铺垫井场等；运营期含油废物由有资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至生活垃圾填埋场处置。

区块各井场及站场严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期钻井噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机

噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建、井下作业等过程中，施工机械的强噪声源会导致作业现场周围噪声超出《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准要求，但是由于油井均分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。运营期噪声污染源包括井场及站场加热炉、泵类等设备噪声，选用低噪声设备并采取基础减振措施后，区域生产期产生的噪声基本处于区域本底噪声水平范围内，对周边声环境质量的影响很小，区块所在地为空旷地带，对声强的增加不敏感，因此区域现有井场、站场等运行噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

根据后评价开展期间进行的污染源监测数据，井场、站场场界噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，区块开发对周围声环境的影响可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-4 哈拉哈塘油田井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
塔三联合站	昼间	52~54	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	46~48			达标
中古 162-H1 集油站	昼间	41~44	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	38~40			达标
中古 801-H5 井场	昼间	42~44	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	39~42			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

塔中 I 号气田Ⅲ区隶属于塔里木油田分公司塔中采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔中油气开发部塔中第三联合站突发环境事件应急预案》于 2025 年 7 月 16 日完成备案工作（备案编号 653200-2025-271-L）。区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 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，塔中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。塔中采油气管理区按照《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登记。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470号）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《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），塔中采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油气作业区）、塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油作业区西部二）及塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油作业区西部三）分别于2020年11月7日、2020年11月5日、2020年11月7日取得固定污染源排污登记回执。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据塔中采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据及《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，塔中 I 号气田III区污染物年排放情况见表 3.1-5。

表3.1-5 区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有区块污染物排放量	23.96	11.58	142.06	99.46	1.15	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，塔中 I 号气田 III区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：

环保档案管理不够完善。

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔中采油气管理区 2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源，目前正在实施整改中。建议整改方案如下：

强化环保电子和纸质档案管理，符合生态环境管理部门要求；

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本项目主要对现有中古 157-H1 集油站进行改造，现有工程介绍中主要对现有中古 157-H1 集油站进行介绍。

（1）基本情况

中古 157-H1 集油站位于塔中 I 号气田 III 区，设计天然气规模为 20 万 m^3/d ，油规模 400t/d，实际天然气生产规模为 10 万 m^3/d ，油规模为 260t/d。

（2）主要设备

站场主要设备见表 3.2-1。

表 3.2-1 现有井场主要设备一览表

序号	站场	设备名称	型号	单位	数量
1	中古 157-H1 集 油站	阀组	15 井式	座	1
2		抗硫高压分离器	85 万 m^3/d	台	2
3		抗硫低压分离器	气：20 万 m^3/d ，液：400t/d	台	1
4		两相分离器	—	台	1
5		外输油泵	250 m^3/d	台	2
6		加热炉	500kW	台	1
7		压缩机	—	座	1
8		缓冲罐	—	座	1
9		玻璃钢水罐	50 m^3	座	1

（3）现有老井工艺流程

单井介质进入集油站油气分离，天然气通过低压输气管道输送，液通过外

输泵增压输送，最终输送至塔三联合站进行处理。

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程“三同时”执行情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-2 现有工程环评及验收情况一览表

序号	项目名称	包含内容	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	塔中 I 号气田西部试采地面工程	中古 157-H1 集油站	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2011）1095 号	2011.11.18	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2014）672 号	2014.6.3

3.2.3 现有工程污染源及治理措施

本次评价通过现场踏勘并结合塔中采油气管理区2024年、2025年例行监测报告及后评价报告中开展期间进行的污染源监测数据及区块验收报告分析现有工程污染物达标排放情况。

（1）废气

类比同类型站场监测报告及现场调查，现有工程各类废气污染物均可达标排放，废气污染源及治理措施情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 废气污染源及治理措施情况一览表

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
加热炉烟气	颗粒物	5.8~6.3	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	未检出 103~105 <1 级			
无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求	达标
	非甲烷总烃	0.46~0.65		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	

（2）废水

采出水主要污染物为悬浮物、石油类，采出水随采出液一起进入塔三联合站污水处理设施处理达标后回注地层。

（3）噪声

现有工程主要产噪设备为采油树、压缩机、泵类等产生噪声，类比同类型

站场监测报告及现场调查，站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。现有工程噪声污染源及治理措施情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程噪声污染源及其治理措施一览表

站场	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
站场	昼间	41~44	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	38~40			

（4）固体废物

落地油、沾油废物、清罐废渣收集后直接由有资质单位负责接收、转运和处置。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程，严格执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）及《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）相关要求。

（5）生态恢复情况

站场临时占地已平整恢复，四周设置草方格。

3.2.4 现有工程污染物排放量

结合例行监测报告及区块验收报告开展期间进行的污染源监测数据，计算现有工程污染物年排放情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.019	0	0.314	0.972	0.007	0	0

3.2.5 环境问题及“以新带老”改进意见

现场踏勘期间，未见固体废物残留，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 在建工程

目前中古 29-12 井正在钻井作业。

3.3.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.3-1。

表 3.3-1 在建工程基本概况一览表

名称 内容	中古 29-12 井
位置	新疆阿克苏地区沙雅县境内
坐标	
井深	6732m（斜深）/6304.7m（垂深）
完钻原则	钻至目的层
井场布置	钻井平台、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵等
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面及应急池、泥浆暂存池平整恢复及临时占地恢复

3.3.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 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	中古 29-12 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）392 号	2026. 7. 13	—		

3.3.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为中古 29-12 井钻井工程，工艺流程包括钻前工程、钻井工程、钻后工程。

现阶段中古 29-12 井正在钻井作业，结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，目前施工过程已采取了车辆减速慢行、加盖苫布等措施，测试放喷作业时间可控制在一周内；废水污染源主要为钻井废水、酸化压裂废水和生活污水，钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备；酸化压裂废水运至废液处理站处置；生活污水经井场撬装化生活污水处理装置处理。噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声等，采取选用增加隔振垫、弹性材料等减振措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物和生活垃圾。膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻

井液配备，固相经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑拉运至环保处理站处理；生活垃圾定期送至沙雅县生活垃圾填埋场处置。

3.4 拟建工程

3.4.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况	
项目名称			中古 29-12 井集输工程	
建设单位			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	
建设地点			新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内	
建设性质			改扩建	
建设周期			2 个月	
总投资			项目总投资 386.11 万元，其中环保投资 30 万元，占总投资的 7.77%	
占地面积			占地面积 2.76hm ² （永久占地面积 0.16hm ² ，临时占地面积 2.6hm ² ）	
建设规模			项目建成后单井产油 20t/d，产气 0.6 万 m ³ /d	
建设内容	主体工程	油气集输工程	井场工程	新建井场 1 座，各井场建设加药撬、空气源热泵等
			站场工程	改造中古 157-H1 集油站，站内新建 1 井式阀组 1 座=
			管道工程	新建集输管线 2.6km
	公辅工程	供电工程	井场电源由附近 35kV 电力线路提供电源，新建 35kV 电力线路 1.1km	
		给排水	采出水随采出液输送至塔三联合站处理，处理后作为气田注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔三联合站处理；	
		防腐工程	本工程站外埋地保温管道防腐层均采用无溶剂液态环氧涂料，厚度≥400 μm，本工程埋地管道保温采用聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.4mm）结构	
		自控工程	井场设置油压、回压、油温监测仪表，井口配置可燃气体检测及硫化氢检测仪，设置一座电控信一体化撬，撬内布置井安系统液控柜 1 面，液控柜自带 RTU 控制系统 1 套，将井场过程生产数据经过有线或无线传输方式传输至 RTU 进行监控，采集仪表信号并上传上级站场	
		道路工程	井场道路依托现有井场道路	
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；	
			运营期：采取密闭管道集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施；	

续表 3.4-1

拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况
建设内容	环保工程	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于荒漠区洒水降尘；生活污水依托塔中作业区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水，采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站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联合站处理
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，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回填；生活垃圾拉运至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置。 运营期：运营期产生的落地油及沾油废物均属于危险废物，集中收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，定期委托有资质单位接收处置； 退役期：管线吹扫过程中产生的清管废渣集中收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，定期委托有资质单位接收处置；建筑垃圾集中清理收集后送至周边固废填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，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；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。

3.4.2 油气资源概况

(1) 地层特征

塔中 I 号气田Ⅲ区各井钻遇地层基本一致，自上而下依次为：新生界第三系，中生界白垩系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，缺失中生界侏罗系。目的层为上奥陶统良里塔格组与中奥陶统一间房组，缺失上奥陶统吐木休克组，良里塔格组和一间房组是塔中 I 号气田Ⅲ区油气藏的主要含油层系。

根据钻井地层划分对比，塔中 I 号气田Ⅲ区奥陶系地层自上而下依次划分为上奥陶统桑塔木组（O_{3s}）、良里塔格组（O_{3l}）、中奥陶统一间房组（O_{2y}）及下奥陶统鹰山组（O_{1-2y}），缺失中统吐木休克组（O_{3t}）。上奥陶统良里塔格

组按岩性、电性、地震及层序地层等特征自上而下可划分为良一—良三段三个岩性段，中下奥陶统一间房组和鹰山组未细分。塔中 I 号气田Ⅲ区上奥陶统良里塔格组由于地层超覆而未沉积良四段及良五段地层。

（2）构造、断裂特征

塔中 I 号气田Ⅲ区处于北部坳陷阿满过渡带边缘，塔中 I 号断裂以北为塔中下斜坡，以南为塔中北斜坡，整体为一相对平缓的平台，平台向北倾斜，平台中部发育近东西向垒带，东部紧邻Ⅱ区发育地堑。

塔中 I 号气田Ⅲ区一间房组主要发育塔中 I 号逆冲断裂、主干走滑断裂、加里东二幕走滑断裂和垒带逆断层四类断裂。发育一组逆断层、八条主干走滑断裂、二组垒带逆断层以及多组北西向加里东二幕断裂。

（3）储层特征

塔中 I 号气田Ⅲ区一间房组岩性以亮晶砂屑灰岩为主，其次为泥晶砂屑灰岩；良里塔格组岩性以泥晶灰岩、隐藻泥晶灰岩为主，其次为砂屑灰岩。

塔中 I 号气田Ⅲ区紧邻塔中 I 号断裂形成了条带状的台地边缘沉积，良里塔格组时期为塔中 I 号台缘带较陡，发育加积型镶边台地，一间房组时期为开阔台地发育大面积的台内滩。良里塔格组台缘砂屑滩生屑滩相互叠置发育，台内良三段南部古地貌高部位发育台内滩，低部位以滩间海为主；一间房组台缘发育以生屑滩、砂屑滩沉积为主，台内开阔台地发育大面积台内滩。

塔中 I 号气田Ⅲ区储层储集空间主要有洞穴、裂缝、孔洞三种类型。根据各种储集空间类型的相互关系及发育程度，储层类型主要有洞穴型、裂缝-孔洞型、孔洞型及裂缝型四种。综合钻、录、测井，酸压，试井、试采多种资料分析，认为塔中 I 号气田Ⅲ区目前完钻井主要钻遇的是串珠状反射特征，储层类型以洞穴型和裂缝孔洞型储层为主。

（4）原油特性

地面原油密度 $0.7995 \sim 0.8546 \text{g/cm}^3$ （ 20°C ），平均 0.8036g/cm^3 ；原油粘度 $0.4835 \sim 2.807 \text{mPa} \cdot \text{s}$ （ 50°C ），平均 $1.5408 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ；含硫 $0.01\% \sim 0.96\%$ ，平均 0.226% ；胶质+沥青质含量 $0 \sim 8.17\%$ ，平均 1.27% ；含蜡 $3.3\% \sim 13.1\%$ ，平均 8.78% 。

(5) 天然气特性

溶解气比重 0.636~1.004, 平均 0.7328; 甲烷 67%~78%, 平均 68.7%; 乙烷 8.09%~8.61%, 平均 8.34%; 氮气 5.82%~8.95%, 平均 6.79%; 二氧化碳 0~2.45%, 平均 1.29%; 硫化氢 3900mg/m³。

(6) 地层水特性

地层水水型均CaCl₂型。密度 1.04~1.13g/cm³, 平均 1.07g/cm³, pH值 5.37~8.16, 平均 6.92, Cl⁻含量 41140~101000mg/L, 平均 57983mg/L, 总矿化度 68930~160100 mg/L, 平均 92729mg/L。

3.4.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	动用储量	石油地质储量	万吨	7.3
2	开发指标	新建采油井场	座	1
3		改造集油站	座	1
4		日产油	t/d	20
5		日产天然气	10 ⁴ m ³ /d	0.6
6		集输管线	km	2.6
7	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	17.81
8	综合指标	总投资	万元	386.11
9		环保投资	万元	30
10		永久占地面积	hm ²	0.16
11		临时占地面积	hm ²	2.6
12		劳动定员	人	不新增
13		工作制度	h	8760

3.4.4 工程组成

本项目主要包括油气集输工程及封井工程, 项目总平面布置图见附图 2。

3.4.4.1 油气集输工程

(1) 井场工程

拟建工程新建井场 1 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 3.4-4，运营期井场平面布置图见附图 6。

表 3.4-3 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
单座井场	1	采油树	—	座	1
	2	RTU 间	—	座	1
	3	空气源热泵	30kW	套	1
	4	加药撬	—	台	1
	5	自动点火装置	—	套	1
	6	智能压力变送器	—	台	1
	7	有毒气体探测器	检测气体：硫化氢	台	1
	8	可燃气体检测报警仪	—	台	1

（2）站场工程

拟建工程中古 157-H1 集油站新建 1 井式阀组 1 座。拟建工程集油站涉及的主要设备见表 3.4-4。

表 3.4-4 拟建工程改造集油站主要设备一览表

序号	站场	设备名称	单位	数量
1	中古 157-H1 集油站	1 井式阀组	座	1

（3）管道工程

拟建工程新建集输管线 2.6km。

表 3.4-5 管线部署一览表

序号	起点	起点坐标	终点	终点坐标	长度 (km)	管径和材质
1	中古 29-12 井	E82° 46' 15.256" N39° 34' 0.624"	中古 157-H1 集油站	E82° 45' 44.488" N39° 35' 19.796"	2.6	DN80 6.3MPa 柔性复合管

3.4.4.2 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进

行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

3.4.4.3 公辅工程

（1）供电工程

井场电源由附近 35kV 电力线路提供电源，新建 35kV 电力线路 1.1km。

（2）给排水

①给水

施工期不设置施工营地，施工期工程用水主要为管道试压用水，管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 10m^3 ，主要用于管道试压。

运营期、退役期无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、试压废水。生活污水约为 48m^3 ，依托塔中作业区生活污水处理装置处理。管线试压废水约为 10m^3 ，试压结束后用于洒水抑尘。运营期采出水随采出液输送至塔三联合站处理，处理后作为气田注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔三联合站处理。

（3）防腐工程

本工程站外埋地保温管道防腐层均采用无溶剂液态环氧涂料，厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ，本工程埋地管道保温采用聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.4mm）结构。从生产厂家运来的管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

（4）自控工程

井场设置油压、回压、油温监测仪表，井口配置可燃气体检测及硫化氢检测仪，设置一座电控信一体化橇，橇内布置井安系统液控柜 1 面，液控柜自带 RTU 控制系统 1 套，将井场过程生产数据经过有线或无线传输方式传输至 RTU 进行监控，采集仪表信号并上传上级站场。

（5）道路工程

井场道路依托现有井场道路。

(6) 硫平衡

本项目天然气中硫化氢浓度相对较高， H_2S 含量平均 $3900\text{mg}/\text{m}^3$ ，天然气中的硫一小部分在井场以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。硫平衡图如下。

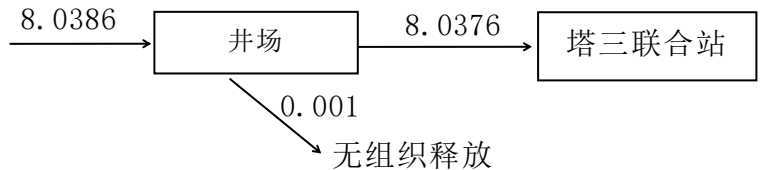


图 3.4-1

硫平衡图

单位：t/a

3.4.4.4 环保工程

塔中 I 号气田现有环保设施比较齐全，运营期采出水处理、落地油及沾油废物等危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.4.5 工艺流程及产排污节点

3.4.5.1 施工期

(1) 井场、站场建设

根据井场、站场平面布置图，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、站场，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。

井场、站场建设废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置。

(2) 管线敷设

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

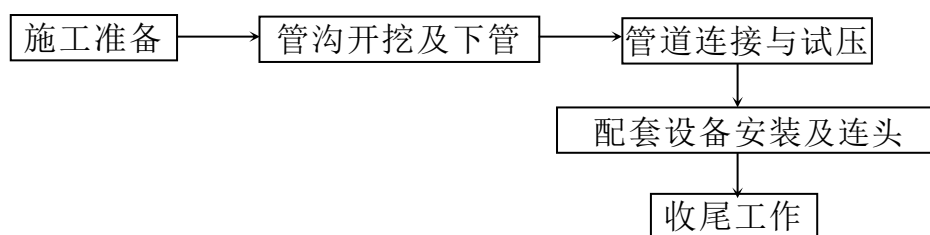


图3.4-2 施工方案工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向，并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管沟与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，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。

④管道连接与试压

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

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，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。

⑥收尾工作

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

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；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；生活污水依托塔中作业区生活污水处理装置处理；固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟；生活垃圾定期清运至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

（1）油气开采

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

（2）油气集输

井口来气、液经油嘴一次节流后，进入空气源热泵加热、二次节流后，经集输管线输至集油站，最终输至塔三联合站处理。

空气源热泵原理：

蒸发过程：低温低压的液态制冷剂进入蒸发器，在蒸发器中与低温的热源（通常是周围的空气）进行热交换。制冷剂从空气中吸收热量，迅速蒸发成气态；从蒸发器出来的气态制冷剂被吸入压缩机；**压缩过程：**压缩机对其进行压缩，消耗电能，将其转化为高温高压的气体。通过压缩，制冷剂的温度和压力

都大幅升高；**冷凝过程**：高温高压的气态制冷剂从压缩机出来后，进入冷凝器。在冷凝器中，制冷剂与需要加热的介质（采出液）进行热交换。制冷剂放出热量，温度降低，逐渐冷凝成高压液态。同时，被加热的介质吸收热量，温度升高，从而实现加热的目的；**膨胀过程**：高压液态的制冷剂从冷凝器出来后，经过膨胀阀，膨胀阀使制冷剂的压力急剧下降，同时温度也大幅降低，变为低温低压的液态和气态混合状态。然后，低温低压的液态和气态混合制冷剂再次进入蒸发器，开始下一个循环。

空气源热泵通过电能驱动，制冷剂为 R134A，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油、废润滑油桶，无废气、废水等产生及排放。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。酸化压裂主要用于油层的改造，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，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，加碱中和后拉运至塔三联合站处理。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气（ G_{10} ）、站场无组织废气（ G_{20} ），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（ W_1 ）和井下作业废水（ W_2 ），其中采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔三联合站处理；噪声污染源主要为采油树（ N_1 ）、空气源热泵（ N_2 ）运

行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的落地油（S₁）、井下作业产生的沾油废物（S₂）、设备定期维护产生的废铅蓄电池（S₃）、废润滑油桶（S₄）、废含油手套及抹布（S₅）及废润滑油（S₆），其中落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后运至博大采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用。

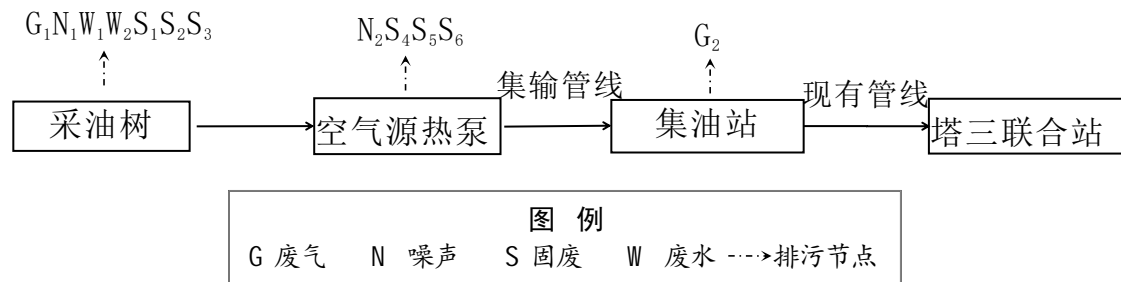


图 3.4-2 井场油气开采及集输工艺流程图

表 3.4-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	井场无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	密闭输送
	G ₂	站场无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	密闭输送
废水	W ₁	采出水	石油类、SS	连续	采出水送至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后通过回注地层
	W ₃	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后通过回注地层
噪声	N ₁	采油树	L _A (r)	连续	低噪声设备、基础减振
	N ₂	空气源热泵		连续	
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	分类收集后运至博大采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置
	S ₂	沾油废物	含油废物	间歇	
	S ₃	废铅蓄电池	含油废物	间歇	
	S ₄	废润滑油桶	含油废物	间歇	
	S ₅	废含油手套及抹布	含油废物	间歇	
	S ₆	废润滑油	含油废物	间歇	进入油处理系统资源回用

3.4.5.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终区域将进入退役期。将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留，管线两端使用盲板封堵。

3.4.6 施工期污染源及其防治措施

3.4.6.1 生态影响因素

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

3.4.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘和机械设备及车辆尾气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、车辆运输过程中产生，管沟开挖周期较短，

采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

（2）机械设备及车辆尾气

在油气集输工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.6.3 废水

（1）生活污水

油气集输工程施工人数约30人，施工周期60天，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，生活用水量总计约 180m^3 ，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为 144m^3 。拟建工程不设施工营地，生活污水依托塔中区域现有生活污水处理设施妥善处理。

（2）管线试压废水

拟建工程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 10m^3 ，管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于荒漠区洒水抑尘。

3.4.6.4 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、吊装机等，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油气田开发工程中实际情况，产噪声级在 $90\sim 100\text{dB}(\text{A})$ 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.4.6.5 固体废物

（1）土石方

拟建工程共开挖土方 2.62万 m^3 ，回填土方 2.64万 m^3 ，借方 0.02万 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，借方主要来源于沙雅县周边砂石料。

表 3.4-6

土方挖填方平衡表

单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.02	0.04	0.02	沙雅县周边砂石料厂	0	—
管道工程	2.6	2.6	0	—	0	—
合计	2.62	2.64	0.02	—	0	—

(2) 生活垃圾

油气集输工程施工人数约30人，施工周期60天，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg，生活垃圾产生量共计0.9t。施工人员生活垃圾随车带走，运至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置，现场不遗留。

3.4.7 运营期污染源及其防治措施

3.4.7.1 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 3.4-7。

表 3.4-7 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	井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.013 0.0001	8760	0.114 0.0015
2	中古 157-H1 集油站新建阀组无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0014 0.0002	8760	0.012 0.0002

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 3.4-8 设备与管道组件 e_{TOC, i} 取值参数表

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

WF_{VOCs, i} 和 WF_{TOC, i} 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及阀门、法兰数量如表 3.4-9 所示。

表 3.4-9 拟建工程无组织废气核算一览表

序	设备名称	密封点数量	单个设备排放速率	排放速率	年运行时间	年排放量
---	------	-------	----------	------	-------	------

号		(个)	(kg/h)	(kg/h)	(h)	(t)
井场采出液流经的密封点						
1	阀门	15	0.064	0.003	8760	0.026
2	法兰	38	0.085	0.010	8760	0.088
合计				0.013	8760	0.114
中古 157-H1 集油站新增采出液流经的密封点						
1	阀门	2	0.064	0.0004	8760	0.004
2	法兰	4	0.085	0.0010	8760	0.008
合计				0.0014	8760	0.012

经核算，拟建工程井场新增无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.013kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.114t/a；根据天然气物性参数，天然气中挥发性有机物平均质量分数占比约 30%，H₂S 含量为 0.26%，经计算，井场 H₂S 无组织挥发量为 0.001t/a，年有效工作时间按 8760h 计算，则井场 H₂S 无组织排放源强为 0.0001kg/h。

中古 157-H1 集油站新建阀组无组织废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0014kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，无组织非甲烷总烃年排放量为 0.012t/a；根据天然气物性参数，天然气中挥发性有机物平均质量分数占比约 30%，H₂S 含量为 0.26%，经计算，中古 157-H1 集油站 H₂S 无组织挥发量为 0.0001t/a，年有效工作时间按 8760h 计算，则中古 157-H1 集油站 H₂S 无组织排放源强为 0.00001kg/h。

拟建工程无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.126t/a，无组织 H₂S 年排放量共计为 0.0011t/a。

3.4.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

根据项目预测开发指标，项目采出水平均为 4380t/a，主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随采出液输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

(2) 井下作业废水

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

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

表 3.4-10 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算，拟建工程共部署 1 座采油井场，则每年井下作业废水产生量为 100t，井下作业废水采用专用回收罐收集后送至塔三联合站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	4380t/a	0	SS、石油类	连续	输至塔三联合站达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	100t/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	送至塔三联合站处理

3.4.7.3 噪声污染源及其治理措施

运营期噪声源主要为采油树、空气源热泵，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中实际情况，

产噪声级在 80~90dB (A) 之间。项目采取基础减振降噪, 控制噪声对周围环境的影响, 降噪效果约 15dB (A)。本项目实施后, 噪声污染源治理措施情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 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	1	80	基础减振	15
2		空气源热泵	1	90	基础减振	15

3.4.7.4 固体废物及其治理措施

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采油井场落地油产生量约 0.1t/a, 定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集, 收集后暂存于塔三联合站危废贮存库, 定期委托有资质单位接收处置。

(2) 沾油废物

工程运行期井场井下作业时, 作业场地下方铺设防渗布, 产生的落地油直接落在防渗布上, 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, 则拟建工程井场井下作业 1 次产生废弃防渗布约 0.2t, 作业频次为 1 次/2 年, 则工程产生沾油废物约 0.1t/a, 属于危险废物。作业施工结束, 分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库, 定期委托有资质单位接收处置。

(3) 废润滑油、废润滑油桶、废含油手套及抹布

拟建工程泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废润滑油桶、废含油手套及抹布, 类比同类型井场, 拟建工程废润滑油产生量约为 0.3t/a, 废润滑油桶产生量约为 0.02t/a, 废含油手套及抹布产生量约为 0.01t/a, 定期维护保养结束后, 废润滑油进入油处理系统资源回用, 废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库, 定期委托有资质单位接收处置。

(4) 废铅蓄电池

本项目井场控制设备维护会更换一定量的废铅蓄电池，类比同类型井场，单座井场废铅蓄电池产生量约为 0.05t/5 年，本项目新建 1 座井场，废铅蓄电池产生量为 0.01t/a，收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，定期委托有资质单位接收处置。

表 3.4-9 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.1t/a	危险废物 (HW08 071-001-08)	分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，定期委托有资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	沾油废物	0.1t/a	危险废物 (HW08 900-249-08)		
3	废铅蓄电池	0.01t/a	危险废物 (HW31 900-052-31)		
4	废润滑油桶	0.02t/a	危险废物 (HW08 900-249-08)		
5	废含油手套及抹布	0.01t/a	危险废物 (HW49 900-041-49)		
6	废润滑油	0.3t/a	危险废物 (HW08 900-214-08)	进入油处理系统资源回用	

3.4.7.5 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。

3.4.8 退役期污染源及其防治措施

3.4.8.1 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。

3.4.8.2 退役期水污染防治措施

退役期废弃管道和设备清洗废水依托联合站处理，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、

《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业,首先对井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水窜层。

3.4.8.3 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。

3.4.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 井场、站场地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾,应集中清理收集。地面废弃设备首先考虑回收利用,不可利用的,不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置,含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置;废弃管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏,管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留,管线两端使用盲板封堵。

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

(3) 运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物散落。

3.4.8.5 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,井场无油污。

3.4.9 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。

拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池点燃放空，事故放喷一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.5-10。

表 3.5-10 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/ (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷池	井口压力过高	非甲烷总烃	0.25	0.5	1
		颗粒物	0.1		
		NO _x	0.0675		
		SO ₂	0.05		

3.4.10 清洁生产分析

3.4.10.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本工程实施后，采出液输送过程采用密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，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，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下管时，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，对产生的废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥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。

⑦油田伴生资源综合利用率为 100%。

⑧废水、废气、固体废物建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。

⑨采出水输至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

(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；

(3) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督。

根据《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 3.4-15 及表 3.4-16。

表 3.4-15 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(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
		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

中古 29-12 井集输工程环境影响报告书

		一般固体废物 (生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标 分值	本工程		
(1) 生产工艺 及设备要求	40	防喷措施	有效	5	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 3.4-16 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	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		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
		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

中古 29-12 井集输工程环境影响报告书

		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	本项目得分		
					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：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 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。

3.4.10.2 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。

3.4.11 三本账

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-17。

表 3.4-17 拟建工程实施后“三本账”的排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H ₂ S		
现有工程排放量	0.019	0	0.314	0.972	0.007	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.126	0.0011	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0

拟建工程实施后排放量	0.019	0	0.314	1.098	0.007	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.126	+0.0081	0	0

3.4.12 污染物总量控制分析

3.4.12.1 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：VOC_s、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.12.2 拟建工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随采出液输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制项目。项目无组织 VOC_s 排放量为 0.126t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOC_s 0.126t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 依托工程

3.5.1 塔三联合站

（1）基本情况

塔中第三联合站设计规模为天然气 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，凝析油 $110.9 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ；设有 1 列天然气处理装置，处理能力为 $550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；设有凝析油处理装置 1 列，处理规模为 $0.30 \times 10^4 \text{t}/\text{d}$ 。设置硫磺回收装置 1 列，处理规模为 109.98t/d，主要采用 MDEA 溶液脱硫、丙烷制冷脱水、CPS 硫磺回收以及燃料气气提的工艺方案，对原料气、凝析油分别进行处理，以达到外输及排放要求。厂内主体工艺装置包括原料气增压站、脱硫装置、脱水脱烃装置、凝析油处理装置、硫磺

回收装置及辅助生产设施。

塔中第三联合站于 2013 年 8 月 13 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2013〕712 号），并于 2017 年 8 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见（新环评价函〔2017〕1340 号）。

（2）工艺流程

①天然气处理（净化）系统

塔中采油气管理区塔中三号联合站采用化学溶剂法（MDEA 溶液）脱除天然气中的硫化氢，采用丙烷制冷的方式脱除天然气中的水和轻组分，使天然气的水露点、烃露点和硫化氢含量达到外输标准。

②硫磺回收系统

硫磺回收装置主要是将脱硫装置脱出酸气中 H_2S 转化为单质硫，该装置采用低温克劳斯工艺（CPS）设计，通过主燃烧炉、1 级常规 CLAUS 反应器以及 3 级 CPS 反应器将酸气中的硫化氢转换为单质硫。

③凝析油系统

塔中三号联合站凝析油处理装置均采用重力沉降脱水和气提脱除硫化氢的工艺方法，使经过处理后的凝析油水含量小于 0.5%，硫化氢含量小于 20mg/kg，达到外输标准。

④污水处理系统

生产污水包含整个处理厂产生的生产污水、检修污水、区域井下作业废水和气田水。污水处理装置设计规模为 $1440m^3/d$ ，采用“高效聚油除油器+核桃壳过滤器”的污水处理工艺，达到回注标准后到站外单井回注。塔中区块现有注水井 51 口，可实现注采平衡。

（3）依托可行性

塔三联合站运行负荷见表 3.5-1。

表 3.5-1 塔三联合站运行负荷分析表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	天然气 $10^4 m^3/d$	500	170	330	0.6	可依托
2	原油 t/d	3000	600	2400	20	可依托

3	采出水 m ³ /d	1440	800	640	12	可依托
	井下作业废水 (m ³ /d)				1	可依托

综上所述，塔三联合站富余量可以满足本项目井场油气处理要求，依托可行。

3.5.2 塔三联固废填埋场

(1) 塔三联固废填埋场概况

塔三联固废填埋场位于塔中三号联合站东北方向约 1.8km 处；固废填埋场共设 10 个填埋池，其中 5 个为生活垃圾填埋池，5 个为一般工业固体垃圾填埋池，单个填埋池容积为 2500m³（50m×25m×2m），总容积 25000m³，并配套建设渗滤液系统、导排气系统、地下水监控系统。塔三联固废填埋场于 2018 年 11 月取得阿克苏地区生态环境局出具的环评批复（阿地环函字〔2018〕570 号），并于 2023 年 11 月完成自主验收工作。

(2) 依托可行性

塔三联固废填埋场运行负荷见表 3.5-2。

表 3.5-2 塔三联固废填埋场运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	生活垃圾	12500m ³	2000m ³	16%	10500m ³	0.9m ³	可依托

综上所述，塔三联固废填埋场可满足本项目生活垃圾填埋需求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠腹地，区域以油气开采为主，现状占地均为沙地，工程选址区域周边及邻近区域无其他居民区、村庄等环境敏感点。项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

塔中油气田所在区域在大地构造上属新疆南部塔里木地台、塔里木中央台坳、塔里木平原地貌区，位于克里雅河和塔里木河下游之间东北风吹扬作用最强烈的区域，新、老第四纪冲积层混存，且受风力严重吹蚀而形成的沙丘型平原，为世界第二大流动性沙漠。沙丘相对高度一般在 100m 左右，沙粒细小，沙丘形状复杂。区域分布着巨大的复合性新月形沙丘和纵向沙山，多呈东北—西南走向。沙丘间低地中，发育有西南走向的鲸鱼脊状沙垄和纵向沙垄。在较巨大沙丘迎风面坡度均较平缓，迎风坡上多有一系列复合的小沙丘，总的坡度同单一的新月形沙丘相类似，约 $10^{\circ} \sim 12^{\circ}$ ，背风坡在一般情况下没有复合的形态，具有比较简单的陡峭斜坡。由于散沙稳定角的作用，背风坡一般为 30° 左右，沙丘的长度一般较大，其新月形沙链顺风向延伸的沙丘角使各新月形沙丘链之间彼此相连。区域内地势开阔，属平原格状丘陵（沙丘）型地貌。

区块内地形地貌以沙丘为主，地势有一定的起伏，海拔 1075~1110m 左右。

4.1.3 水文地质

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下

水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

本区从昆仑山山前至油田区，基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成，直接影响地下水储水介质-第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。地下水自南向北流向，水文地质条件呈现有规律的地带性变化。本工程位于该区的北部古冲积湖积平原。

北部古冲积湖积平原基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳拗陷和隆起的演化，第四纪古水文网异常发育，在风成沙的再次搬运下，形成了当今厚度大于 300m，以粉细砂为主体且夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造，构成了广阔的古冲积湖积平原。石油勘探供水井的钻井资料表明，在垅间洼地地下水水位一般在 5m~6m 之间，最大深度可达 15m，井深一般为 100m~120m，8 英寸管径单井涌水量达 $600\text{m}^3/\text{d} \sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，单位涌水量在 $11/\text{s} \cdot \text{m}$ 左右，属水量中等的潜水含水层。该区域水质条件差，水质矿化度在 $4\text{g/L} \sim 5\text{g/L}$ 之间，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.4 地表水

塔克拉玛干沙漠四周有叶尔羌河、塔里木河、和田河和车尔臣河贯穿两岸。由于降雨量小蒸发率高，降雨对于滋润沙漠和给地下水供水微不足道。昆仑山水系河流渗透到沙漠中达 100~200km，逐渐在沙漠中干涸。只有和田河穿越沙漠腹地，在夏季偶尔可将水流注入塔里木河。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，周边无地表水体。

4.1.5 气候气象

工程区所在区域为欧亚大陆最干旱的地区，塔克拉玛干沙漠是最干旱地区的中心。从地理位置来看，塔里木盆地三面环山，东面开口，地势西高东低，呈横向犁型簸箕状。下垫面主体部分基本为无植被、吸热强烈而干燥的沙漠，各路海洋性气流对该区域的影响甚微，为典型的大陆性干旱型气候区，即：气候基本特征是春季多风沙，夏秋季酷热，冬季无降雪，干旱降水少。各季节气候条件的变化十分明显，春季气温回升很快，且多伴有大风天气，大风季节可延伸至夏初，主要集中于 3~7 月份，夏季酷热而漫长，全年降水主要集中在 6~8 月份，秋季降温十分缓慢，冬季来临较晚，日间温差较大，相对湿度较低，

太阳辐射强烈。塔中地区的主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 塔中地区主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.7℃	7	年平均蒸发量	3701.7mm
2	极端最高气温	45.6℃	8	年最多风向	NE
3	极端最低气温	-32.7℃	9	年平均风速	2.2m/s
4	七月平均气温	28.3℃	10	最大风速	22m/s
5	一月平均气温	-10.1℃	11	年平均沙暴日	25d
6	年平均降水量	25.8mm	12	相对湿度	34%

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

本次评价收集了 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表 4.2-1 所示。

表 4.2-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	60	82	136.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	42	140.0	达标
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	25	62.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1500	37.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	126	78.8	达标

由表 4.3-2 可知，项目所在区域阿克苏地区 PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准要求，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

根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大

气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；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

由表分析可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各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。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

4.2.4 声环境现状监测与评价

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

4.2.5 土壤环境现状监测与评价

由表分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化。

4.2.6 生态现状调查与评价

4.2.6.1 调查概况

（1）调查范围及时间

评价单位于 2026 年 8 月 10 日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、站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 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《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

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

4.2.6.2 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 5。

表 4.2-20 区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源
主要生态环境问题		风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境不敏感, 土壤侵蚀高度敏感, 土地沙漠化极度敏感, 土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发, 适度开发地下水, 进行油田区和公路绿化, 发展沙漠探险旅游

由表 4.2-20 可知, 项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”, 主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”, 主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”, 主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发, 适度开发地下水, 进行油田区和公路绿化, 发展沙漠探险旅游”。

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, 施工结束后, 管沟回填, 区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施, 不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述, 项目的建设实施符合区域生态服务功能定位, 与区域发展方向相协调。

4.2.6.3 生态系统调查

(1) 生态系统类型

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

(2) 生态系统特征

在气候上，该区域处于极干旱地区，由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境。塔克拉玛干沙漠地表有极其丰富的流沙，在特有的闭塞地理环境中，风沙灾害频繁。

4.2.6.4 土地利用现状评价

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

4.3.6.5 植被现状评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，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，生态评价范围内仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、怪柳等植物群落，植被覆盖度<5%，但项目评价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，为裸地，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见附图 10，生态调查评价范围内野生植物情况见表 4.2-21。

表 4.2-21 生态调查评价范围内野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	—
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	—

4.3.6.6 野生动物现状评价

（1）区域野生动物调查

拟建工程位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 7 种，其中爬行类 2 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，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.2-22。

表 4.2-22 项目区域主要野生动物名录

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

在油田开发区域，因油气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去。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》，本项目评价范围内不涉及重点保护野生动物。

4.3.6.7 生态敏感区调查

（1）生态保护红线

拟建工程距生态保护红线区（塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区）约 90km，不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图附图 3。

（2）水土流失重点治理区

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

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防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.3.6.8 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，拟建工程区域内主要为流动沙地。项目位于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积362366平方千米，占全疆沙漠的82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积3435.59万公顷，其中：流动沙地2618.66万公顷，半固定沙地549.82万公顷，固定沙地247.10万公顷，沙化耕地11.83万公顷，非生物工程治沙地8.18万公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占新疆沙漠流动沙地总面积的92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在25米以下，内部一般在50~80米之间，少数高达200~300米。沙丘类型有10多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等。沙漠边缘地区年降水量60~80毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

图 4.2-1 项目区沙化土地现状

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年水土流失动态监测年报》，2022 年沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积 23822.19km²，占全县土地总面积的 31.60%。其中水力侵蚀面积为 3652.71km²，占土壤侵蚀总面积的 74.71%。项目区域水土流失类型以风力侵蚀为主。

(3) 区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对塔中油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

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、施工噪声和生活垃圾等。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为了施工方便还将有一部分临时占地,在生态影响方面表现为地表扰动、植被覆盖度、生态系统完整性、水土流失影响等。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

油气集输工程施工过程中物料运输、管沟开挖和管线铺设将产生一定的施工扬尘,主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘,施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系,如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

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

(2) 机械设备和车辆废气

在油气集输工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆,会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气,其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_2 、 C_mH_n 等。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

施工期污染产生点分散在区块内,伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知,本项目施工活动范围区域开阔,废气污染物气象扩散条件好。因此,

施工扬尘、机械设备和车辆废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。

5.1.2 施工期声环境影响分析

5.1.2.1 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实际情况，项目夜间不进行井场施工，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 (dB (A) /m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	60	40	1	90/5	—	昼间
2	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 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

序号	位置		噪声贡献值/dB (A)		噪声标准/dB (A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	62	—	70	55	达标	—
2		南场界	65	—	70	55	达标	—
3		西场界	58	—	70	55	达标	—
4		北场界	61	—	70	55	达标	—

(3) 影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间均为 58~65dB (A)，满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）

场界噪声限值要求；项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 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 5.1-3。

表 5.1-3 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

(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 5.1-4。

表 5.1-4 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值（dB（A））	施工阶段
----	-----	--------------------	------

		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

(3) 影响分析

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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

本项目共开挖土方 2.62 万 m³，回填土方 2.64 万 m³，借方 0.02 万 m³，借无弃方，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。本项目不设置取土场。

(2) 生活垃圾

施工人员生活垃圾随车带走，运至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置，现场不遗留。

5.1.4 施工废水影响分析

本工程管道分段试压，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。施工期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水依托塔中作业区生活污水处理装置处理。

5.1.5 施工期生态影响分析

拟建工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后

将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、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 地表扰动影响分析

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

表 5.1-5 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	0.16	0	沙地	新建井场永久占地为 40m×40m
2	管线工程	0	2.6	沙地	作业带宽度按 10m 计
合计		0.16	2.6	—	—

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

5.1.5.2 对植被的影响分析

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，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，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、怪柳等植物群落；本项目管线选线阶段避让固沙植被，临时占地范围内无植被覆盖，井场改建内容位于现有井场内，占地区域无植被覆盖，因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.5.3 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，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对荒漠生态系统中的爬行类（沙蜥等）动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），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，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

5.1.5.4 对生态系统的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

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

5.1.5.5 水土流失影响分析

拟建工程管线等施工过程将扰动地表、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，加上地表无植被覆盖，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) 工程增加了地面裸露和松动，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成水土流失量增大，同时拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.5.6 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

根据《新疆第六次沙化监测报告》，拟建工程总占地面积 2.76hm^2 （永久占地面积 0.16hm^2 ，临时占地面积 2.6hm^2 ），全部为沙地。

(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，加上地表基本无植被覆盖，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。

管沟开挖施工过程中，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。

5.1.5.7 生态影响评价自查表

表 5.1-6 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☐ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ () 生境 ☒ (地表扰动) 生物群落 ☐ () 生态系统 ☒ (生态系统完整性、植被覆盖度) 生物多样性 ☐ () 生态敏感区 ☐ () 自然景观 ☐ () 自然遗迹 ☐ () 其他 ☐ ()
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (1.92) 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

距离项目区最近的气象站为塔中气象站。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塔中气象站的常规地面气象观测资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

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				
塔中	51747	基本站	83.470	39.000	84	1099.3	2024	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

根据塔中气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

塔中近 20 年月平均温度 1 月最低，为-10.1℃，7 月份平均温度最高，为 28.3℃，全年平均温度为 11.7℃。塔中多年平均温度的月变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 多年及各月平均气温统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-10.1	-2.5	8.0	16.5	21.9	26.3	28.3	27.3	21.3	11.4	0.2	-8.5	11.7

（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 多年及各月平均风速统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速 (m/s)	1.1	1.5	2.2	2.8	3.0	3.1	3.1	2.9	2.5	1.7	1.2	1.0	2.2

由表 5.2-3 可知，区域多年平均风速为 2.2m/s，6、7 月份平均风速最大为 3.1m/s，12 月份平均风速最低，为 1.0m/s。

（3）风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-4，近 20 年风频玫瑰图见

图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率 (%)	4.04	8.40	12.27	12.52	8.65	4.53	2.72	2.31	2.80
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率 (%)	2.47	2.06	1.81	1.98	1.40	1.81	2.06	28.09	

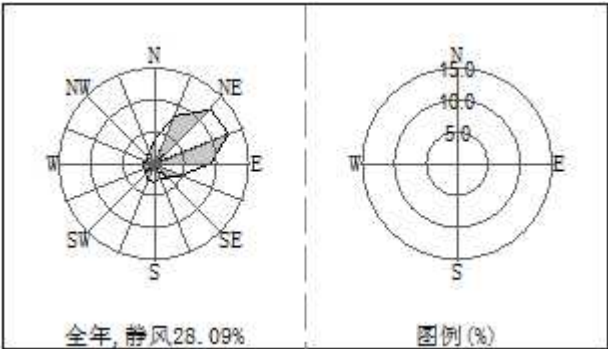


图 5.2-1 近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，塔中近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 ENE 风向的平均风频最大，其次是 NE 风向。

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 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		45.6
3	最低环境温度/℃		-32.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5

6	土地利用类型		沙地
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
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(°)									
井场无组织废气			1074	40	40	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.013
中古 157-H1 集油站全场无组织废气			1048	130	100	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0008
										非甲烷总烃	0.111

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 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	36.57	1.83	7.75	17	—
2		H ₂ S	0.26	2.64			
3	中古 157-H1 集油站全场无组织废气	非甲烷总烃	107.52	5.38		123	—
4		H ₂ S	0.775	7.75			

由表 5.2-7 可知，无组织废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 107.52 μg/m³、占标率为 5.38%；H₂S 最大落地浓度为 0.775 μg/m³、占标率为 7.75%，D_{10%}均未出现。

5.2.1.3 废气源对四周场界贡献浓度

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

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
井场无组织废气	非甲烷总烃	30.381	29.732	29.732	30.381
	H_2S	0.012	0.011	0.011	0.012
中古 157-H1 集油站无组织废气	非甲烷总烃	104.5	154.6	124.4	130.6
	H_2S	0.11	0.16	0.13	0.14

由表 5.2-8 预测结果可知, 本项目实施后, 井场、站场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值均为 $29.732\sim 154.6\mu\text{g}/\text{m}^3$, 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; 对四周场界 H_2S 浓度贡献值均为 $0.011\sim 0.16\mu\text{g}/\text{m}^3$, 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.4 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。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

(1) 污染源强

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

若井口压力过高, 采出液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源强情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^\circ$	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($^\circ$)	纬度($^\circ$)									
1	放			1074	5	5	0	2	0.5	非	非甲烷总烃	0.25

	喷池									正常	颗粒物	0.1
											NO _x	0.0675
											SO ₂	0.05

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短,采用估算模式计算最大占标率,计算结果见表 5.5-10。

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

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
		SO ₂	304.59	60.92		10

由表 5.5-10 计算结果表明,非正常工况条件下,井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $1640 \mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 82.19%;颗粒物最大落地浓度为 $270.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 60.18%;NO₂最大落地浓度为 $182.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 73.12%;SO₂最大落地浓度为 $304.59 \mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 60.92%。

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。

5.2.1.6 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	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤ 4.0	0.126
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S ≤ 0.06	0.0011

5.2.1.7 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、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 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	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、硫化氢）				包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒	其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒		一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2024) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐		现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐	
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒					C _{本项目} 最大占标率>100% ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐				C _{本项目} 最大标率>10% ☐	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐				C _{本项目} 最大标率>30% ☐	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（0.17）h		C _{本项目} 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	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()		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 ☐			
	大气环境保护距离	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 : (0.126) 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水,采出水随天然气一起进入塔三联合站处理达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔三联合站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

拟建工程建成投运后,采出水随天然气经管道输送进入塔三联合站处理,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔三联合站处理,塔三联合站采用“高效聚油除油器+核桃壳过滤器”的污水处理工艺,满足《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压,通过注水系统回注,可保持气田压力,使气藏有较强的驱动力,以提高气藏的开采速度和采收率。

表 5.2-13 塔三联合站采出水处理规模一览表

序号	联合站名称	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	塔三联合站	采出水 m ³ /d	1440	270	12	依托可行
		井下作业废水 (m ³ /d)			1	

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 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级A ☐ ；三级B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.2.3 地下水环境影响评价

本次评价区域内水文地质部分资料引用《塔中油田地下水环境调查服务项目》中相关资料，项目井场和管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.3.1 评价区水文地质条件

为了解评价区地层岩性及潜水水位的变化情况，本次水文地质调查引用青岛中油岩土工程有限公司 2018 年对塔中区块地下水调查资料。在水文地质调查过程中共施工了 38 组探井。通过对探井地分析编录，对地层岩性在全区上的变化有了一定认识，其岩性为粉砂、细砂夹薄层粉质粘土，其中粉砂层占到了含

水层厚度的 70%以上，粉砂和细砂层均呈东西向水平分布，但细砂层因其单层厚度较小，因此水平方向分布不连续，多呈薄层或透镜体状存在。其间夹粉质粘土的厚度比较薄且不连续，一般为 0.05m~0.2m。

评价区的洼地内潜水位一般埋藏较浅，静止水位多为 3m~5m，垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到 37m。含水层厚度大且分布面积广，使广大的沙漠区犹如一个巨大的地下水库。

(1) 区域地质构造控水作用

①塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地在大构造中称为塔里木地台，其基底（指第四系以前的地质时代的地层）形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的拗陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层赋水介质分布规律

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰-若羌拗陷带内，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，通称细土带，厚度为 500m~800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚砂土或精致粘土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低沙垅间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的拗陷-隆起-再拗陷至塔中再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋

存和运移创造了有利的储水构造条件。区域水文地质见图 5.2-2~图 5.2-3。

图 5.2-2 水文地质剖面图

图 5.2-3 区域水文地质图

(2) 含水层空间分布

根据野外岩性描述,评价区含水地层总体上基本一致,岩性自上而下差异不大,砂层占据绝对优势,砂层中又以粉砂占绝对优势。

据资料分析,评价区内在深度 300m 以上的潜水含水层大体可以划分为 2 个含水岩组,即 220m 以上的中、上更新统含水岩组和 220m~300m 的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括 2~3 个含水层,潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂,其次为细砂。其中细砂层数较多,单层厚度较小,呈薄层或透镜体状,单层厚度一般 0.5m~20m,最大可达 28m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段;上含水段深度为 220m~300m,包括 1~2 个含水层。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化,由于地形复杂,因而地下水埋深变化也很复杂,无明显规律。洼地潜水静止水位一般在 3m~5m 之间。水质较差,根据取样检测分析可知,矿化度一般在 3.0g/L~13.8g/L,矿化度大小分布无规律。

(3) 地下水类型及富水性

评价区第四系含水层主要为沙丘下伏的沉积层,通过对勘探孔岩芯的颜色、结构、构造、粒度变化分析,整个地层岩性从上到下变化不大,含水层岩性较单一,主要由砂类地层夹粘性土类薄层构成,肉眼观察粘性土层与粉砂层不易区分。砂类地层主要为粉砂或细砂,个别地段出现粘性土类夹层,岩性主要为粉质粘土层,不稳定,多以薄夹层或透镜体形式存在,不能形成稳定的隔水层。因此,评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

评价区范围内勘探深度内地下水为潜水,含水层岩性为粉砂、细砂,换算单井涌水量在 12.6~104.94m³/d,水力坡度在 1‰,地下水埋深在 3~37m 之间,渗透系数 0.35m/d~1.78m/d;水化学类型主要为 Cl·SO₄-Na·Mg 型水。

(4) 地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部,无地表河流穿过,也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下两个方面:

①南部沙漠区地下水侧向径流补给:这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有 25~35mm，年平均蒸发量高达 3000~4000mm，蒸降比高达 116 以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

（5）径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由南向北径流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

（6）地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

①北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，最深达 37.07m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5~10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

③地下水人工开采排泄

沙漠区地下水原本不存在人工开采。但在区域随着油气田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油气田勘探井和油气田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

(7) 地下水化学类型

①形成作用

评价区内地下水均为潜水，且水位埋藏浅，加之沙漠气候异常干旱，因此区内水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区内的地下水主要接受西南部地下水的侧向径流补给，径流路径长、蒸发强度大，地下水含盐量增高，水质逐渐变差，地下水中 Cl^- 、 SO_4^{2+} 、 Na^+ 、 Mg^{2+} 含量大量富集，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型为主，溶解性总固体含量集中在 3.0~8.52g/L。

②地下水化学类型分布

评价区位于塔克拉玛干沙漠中部，区内地下水径流条件差异不大，水化学类型的变化也很小，主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型，水化学类型没有明显的分布规律，在垂向上无明显分带规律。

(8) 水位统测

①统测频率

塔中油田位于塔克拉玛干沙漠腹地，属于沙漠地区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 4 地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次塔中油田地下水环境水位统测开展一期。

②统测结果

引用《ZG22-H2 井和 ZG462 井气举流程完善环境影响报告书》报告中 5 口潜水监测井水位统测数据，同时引用 2024 年 7 月对塔中油田整个区块进行 5 口观测孔水位统测数据，具体统测结果见表 5.2-15，地下水等水位线图见图 5.2-4。

表 5.2-15 水位统测结果表

监测井编号	坐标		井深 (m)	水位
	N	E		埋深 (m)
气举-1#			80	15
气举-2#			80	20
气举-3#			80	20

气举-4#			70	17
气举-5#			70	20
3			60	7
4			60	6.89
5			60	11.66
7			60	12.6
8			60	14.7

(9) 地下水开发利用现状

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

(10) 包气带特征及防污性能

塔中区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质细砂，包气带细砂垂直渗透系数为 $1.389 \times 10^{-4} \sim 9.491 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参照表（见表 5-3-5），细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 $1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，综合判定塔中油田天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各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。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

(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水，井场不设置废水池，采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站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采油井场

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

③集输管道

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

(2) 非正常状况

①井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

I. 预测因子筛选

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 5.2-17。

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 (mg/L)
石油类	0.05	0.01	<0.01

II. 预测源强

泄漏量取单井采出液流量的最大值 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，采取措施 1 天后停止泄漏。套管破损泄漏后，石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会

随水迁移扩散。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 0.2kg。

III. 预测模型

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

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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度取 30m；

m_M —点源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、粉细砂，渗透系数取 1.5m/d。水力坡度 I 为 2‰。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 1.5\text{m/d} \times 2\text{‰} / 0.18 = 0.017\text{m/d}$ ；

n_e —有效孔隙度，无量纲，取 0.18；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m = 10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L = 0.17\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T = 0.017\text{m}^2/\text{d}$ ；

π — 圆周率。

IV. 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 5.2-18。

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)	超标范围是否运移出井场边界
100d	314	213	21	2.20	否
1000d	2260	1099	61	0.22	否
7300d	6155	—	196	0.03	否

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 314m²，超标范围 213m²，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向北方向最大运移距离为 21m，晕中心最大浓度为 2.20mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后，含水层污染物影响范围 2260m²，超标范围 1099m²，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向北方向最大运移距离为 61m，晕中心最大浓度为 0.22mg/L；套管破损泄漏发生 7300d 后，含水层污染物影响范围 6155m²，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向北方向最大运移距离为 196m，晕中心最大浓度为 0.03mg/L。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围，详见图 5.2-5。

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

(3) 7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-5 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图5.2-6 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

在非正常状况条件下，井场下游边界监测到石油类波动，在 7300d 的模拟期内，最大浓度为 0.032mg/L，未超标（0.05 mg/L）。据模型 20 年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范围逐渐增大，污染物晕中心浓度先增大后减

小，井场边界处未出现超标现象。

（2）集输管线泄漏事故对地下水的影响

集输管线泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

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。

本工程非正常状况下，集输管线泄漏如不及时修复，少量原油可能下渗，对地下水造成影响。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，石油对土壤的污染最多可下渗到 50cm，其污染也主要限于地表，且本项目地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

5.2.3.4.1 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监测、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、阀组等巡检，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井场运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本项目各分区防渗等级具体见表 5.2-19。

表 5.2-19 分区防控措施一览表

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		
采油井场	一般防 渗区	井口区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参考 GB16689 执行

采油井场现有井口区域，钻井期已进行防腐防渗处理，满足《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）要求。

(3) 地下水环境监测与管理

①监测井布置

根据拟建工程特点建立和完善区域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。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划，利用塔中采油气管理区现有 3 口例行监测井为本项目地下水水质监测井。

表 5.2-20 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	监测因子	监测频次
1#	地下水上游	潜水 含水层	跟踪 监测井	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六 价铬	每半年 1 次
2#	地下水下游				
3#	地下水下游				

②监测频率

- i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。
- ii. 遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。
- iii. 同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入监测计划中。

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

5.2.3.4.2 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 6.2-1。

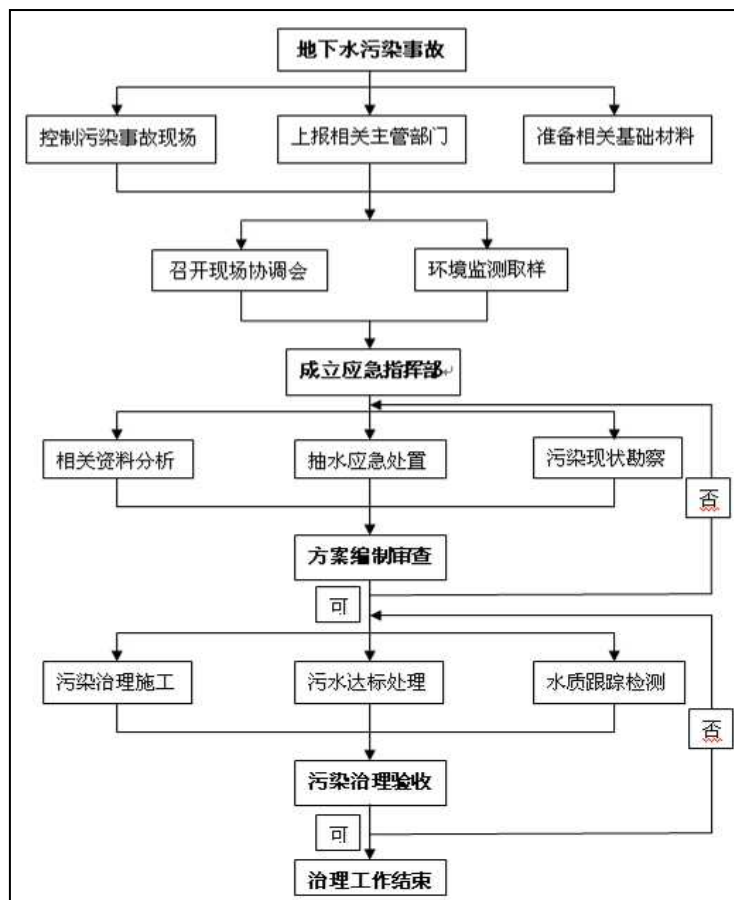


图 6.2-1 污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

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

（3）治理措施

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措施。

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；
- ②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；
- ③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；
- ④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；
- ⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；
- ⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；
- ⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；
- ⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；
- ⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

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

5.2.3.5 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂。南部沙漠区地下径流侧向补给是区域地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和人工开采方式排泄。地下水

化学类型为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型水，矿化度为 $3.0 \sim 8.52\text{g/L}$ ，水质差，为咸水。

区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类细砂等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求

（2）地下水环境影响

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

（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项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

（4）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程集输管道埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环

境产生影响；拟建工程产噪设备主要为采油树、空气源热泵。

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 , 则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eqb} —预测点的背景噪声值, dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程实际情况，本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-21。

表 5.2-21 井场噪声源参数一览表（室外）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采油井场	采油树	—	25	20	1	80	基础减振	昼夜
		空气源热泵	—	10	20	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，本项目噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-22。

表 5.2-22 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	厂界		本项目噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	采油井场	东场界	45	45	60	50	达标	达标
2		南场界	46	46	60	50	达标	达标
3		西场界	48	48	60	50	达标	达标
4		北场界	43	43	60	50	达标	达标

由表 5.2-22 可知，井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 43～48dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类昼间、夜间标准要求。

综上，从声环境影响角度，本项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.2-23。

表 5.2-23 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 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☐ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☒					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

注: “□”为勾选项,可√;“()”为内容填写项。

5.2.5 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落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库,由有危废处置资质单位接收处置;废润滑油进入油处理系统资源回用。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-24。

表 5.2-24 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	0.1	油气开采、 管道集输	固态	油类物 质、泥砂	油类 物质	/	T, I	分类收集后暂存 于塔三联合站危 废贮存库, 由有危 废处置资质单位 接收处置
沾油废 物	HW08	900-249-08	0.1	场地清理 环节	固态	废矿 物油	油类 物质	/	T, I	
废铅蓄 电池	HW31	900-052-31	0.01	井场 UPS 更换	固态	废铅蓄电 池	铅	/	T, C	
废含油 手套及 抹布	HW49	900-041-49	0.01	设备维护	固态	废矿 物油	油类	/	T/In	
废润滑 油桶	HW08	900-249-08	0.02	设备维护	固态	废矿 物油	油类 物质	/	T, I	
废润滑 油	HW08	900-214-08	0.3	设备维护	液态	废矿 物油	油类 物质	/	T, I	进入油处理系统资 源回用

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，定期委托有资质单位接收处置。该项目于 2023 年 3 月 14 日取得新疆维吾尔自治区和田地区生态环境局批复（和地环审〔2023〕27 号），并于 2024 年 2 月 5 日通过企业自主验收。危废贮存库为混凝土建筑结构，距本项目最近距离为 9.8km。地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s，满足防渗要求；塔三联合站危废贮存库目前尚有较大暂存余量。因此，塔三联合站危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

(2) 危险废物收集过程中的环境影响分析

本项目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）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），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。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。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. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-7 所示；
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 5.2-7 危险废物类别标识示意图

图 5.2-8 危险废物相关信息标签

(3) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关要求，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。

本项目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。

(4) 危险废物委托处置环境影响分析

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

拟建工程落地油委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司进行处置；其他 HW08 危险废物和 HW49 类（其他废物）全部委托新疆金派环保科技有限公司处置；HW31（废铅蓄电池）分类收集，委托库车鑫海汇新能源有限公司等有资质单位处置。

四川绿源环保技术开发有限公司民丰县分公司处理资质及处置类别涵盖了本工程落地油，处置能力能够满足项目要求，目前四川绿源环保技术开发有限公司民丰县分公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 t/a，尚有较大处理余量。因此，拟建工程落地油依托四川绿源环保技术开发有限公司民丰县分公司接收处置可行。

(5) 危险废物利用处置的环境影响分析

拟建工程产生的废润滑油收集后进入塔三联合站油处理系统资源回用。塔三联合站油处理装置均采用重力沉降脱水和气提脱除硫化氢的 工艺方法，使经

过处理后的油水含量小于 0.5%，硫化氢含量小于 20mg/kg，达到外输标准。设计处理规模 $110.9 \times 10^4 \text{t/a}$ ，拟建工程废润滑油产生量为 0.3t/a，依托塔三联合站油处理系统资源回用可行。

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野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

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

运营期主要影响集中在井场、站场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，主要影响集中在井场、站场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施。

（3）生态系统完整性影响分析

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

在油气田开发如管道等建设中，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和完整性。

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；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，本工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

（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），本项目采油井场、中古 157-H1 集油站建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为 I 类；集输管线类别为 II 类。

（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）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程属于污染影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场正常运行过程中如采油管道连接处破裂、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。影响类型见表 5.2-25。

表 5.2-25 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

本项目集输管线输送介质为采出液，集输管线破裂时，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。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-26。

表 5.2-26 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
集输管线破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

(1) 预测情景

本项目实施后，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”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对集输管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

(2) 预测模型

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

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 5.2-27。

表 5.2-27 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)
沙土	2	0.5	0.42	1.2	1	1.45×10 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 5.2-28 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	854600	瞬时
集输管线泄漏	石油烃	854600	瞬时

(5) 采油井场套管破损泄漏石油烃预测结果

①采油井场套管破损泄漏、集输管线破损泄漏石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏、集输管线破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 854600mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），预测时间节点分别为，T1：1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-9 所示。预测结果见表 5.2-29。

图 5.2-9 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-29 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 5.2-29 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。

5.2.7.4 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；

③加强井场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934 - 2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目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 5.2-30。

表 5.2-30 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测 点位名称	采样 层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场	表层 样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、 六价铬	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5年1 次

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化。同时根据土壤垂直入渗石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其

污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本项目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 5.2-31。

表 5.2-31 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（）				无
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	污染影响型		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		
	所属土壤环境影响评价项目类别	采油井场、集油站		I类☑；II类□；III类□；IV类□		
		集输管线		I类□；II类☑；III类□；IV类□		
敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑					
评价工作等级		污染影响型	采油井场、集油站	一级□；二级☑；三级□		
			集输管线	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	1	2	0.2m	
	柱状样点数	3	--	0.5m、1.5m、3m		
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、全盐量、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、全盐量、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	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E□; 附录 F□; 其他 (类比分析) ☑			
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小			
	预测结论	达标结论: a) □; b) □; c) ☑ 不达标结论: a) □; b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
防治措施	跟踪监测	1	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	每 5 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			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施、跟踪监测, 从土壤环境影响的角度, 本工程建设可行			

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

(1) 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢, 存在于集输管线内。

(2) 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表 2.8-5。

(3) 环境风险潜势初判

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

(1) 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为天然气、硫化氢、原油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-32。

表 5.2-32 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	无色无味气体,爆炸上限 16%,爆炸下限 4.8%,蒸汽压:53.32kPa (-168.8℃),闪点:-188.8℃,熔点:-182.5℃,沸点:-161.5℃,相对密度 0.42 (-164℃)	集输管线
2	硫化氢	无色酸性气体,有恶臭,熔点:-85.5℃,沸点:-60.4℃,闪点:-50℃;爆炸极限 4.0%~46.0V%,溶于水、乙醇	集输管线
3	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℃	集输管线

(2) 生产系统危险性识别

①集输管线危险性识别

本工程集输管线输送介质为采出液,运行过程中常见的事故包括:因腐蚀穿孔造成泄漏;人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏,释放出的原油、天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件,原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

②井场危险性识别

井下作业过程中,也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气;喷出油气中硫化氢气体扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件;原油污染土壤及地下水。

(3) 可能影响环境的途径

根据工程分析,本项目开发建设过程中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 5.2-33。

表 5.2-33 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
------	------	------	------	--------

管线	集输管线泄漏	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, 采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件; 油类物质渗流至地下水	大气、地下水
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; 喷出油气中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件; 油类物质渗流至地下水。	大气、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

(1) 管道泄漏风险评价

①大气环境风险分析

在管道压力下, 加压集输天然气泄漏时, 天然气从裂口流出后遇明火燃烧, 发生火灾爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件; 天然气中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目管线采用质量较好的材质, 且有泄漏气体检测设施, 塔中采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理, 制订有突发环境事件应急预案, 备有相应的应急物资, 采取了各类环境风险防范措施, 以便在油气管道泄漏时能够及时发现, 在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后, 油气管道发生火灾爆炸概率较低, 拟建项目所处地点开阔, 有利于 H_2S 稀释, 对周围环境及人员影响较小。

②地表水环境风险分析

本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, 且项目距塔里木河较远, 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

本项目建成投产后, 正常状态下无废水直接外排。非正常状态下, 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, 也会不可避免地地下水水质产生一定的影响, 但影响范围很小, 本评

价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。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。

（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；同时拟建项目所处地点开阔，天然气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。

②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，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

③井喷对地下水环境风险评价

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

5.2.8.4 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。结合本工程特点，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 在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

② 管道敷设等设备安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③ 制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

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

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

② 每半年检查一次管道安全保护系统，使管道在超压时能得到安全处理。

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

④ 定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

⑤ 制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。

对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

(3) 管理措施

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

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

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

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

(4) 原油泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善管线的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.4.3 H₂S 气体泄漏风险防范措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2024）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³）

(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm) 时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度 ($150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)) 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

(3) 泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③作业区配备满足要求的正压式空气呼吸器、充气泵、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒。

5.8.8.5 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，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2) 火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

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

①切断污染源：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；

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

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

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

5.2.8.6 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，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔中采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田公司塔中采油气管理区塔中第三联合站突发环境事件应急预案》（备案编号 653200-2025-271-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里木油田分公司塔中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里木油田分公司塔中采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前塔中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。塔中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

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 CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故，油类物质渗流至地下水。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

项目周边属于环境低度敏感区，项目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及天然气中硫化氢有害气体进入大气，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里木油田分公司塔中采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。综上，拟建工程环境风险是可防控的。

环境风险简单分析内容表见表 5.2-34。

表 5.2-34 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中古 29-12 井集输工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内			
中心坐标				
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为天然气、硫化氢、原油，存在于集输管线内			
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，本项目油气田开发建设过程中集输环节接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸等，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，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			
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，最终区域将进入退役期。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、井筒用水泥灌注封井、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，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场、站场清理等工作产生地面废弃设备、废弃管道、建筑垃圾等固体废物，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留，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。废弃管道和设备清洗废水依托联合站处理。

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) 井场、站场清理等工作产生地面废弃设备、废弃管道、建筑垃圾等固体废物，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留，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，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

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

(2) 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

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.2 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，严格控制天然气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) 加强井场生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井场的压力监测，并准备应急措施。

结合“3.1.4.4 大气环境影响回顾”的塔中 I 号气田 III 区同类型井场污染源监测数据，类比在塔中 I 号气田同类型井场污染源监测数据，无组织废气可达标排放，因此本项目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）管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠区洒水降尘。

（2）施工队生活污水

拟建工程不设施工营地，生活污水依托塔中区域现有生活污水处理设施妥善处理。

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水。

拟建工程采出水随油气一起进入塔三联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站处理达标后回注地层，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。塔三联合站采用“高效聚油除油器+核桃壳过滤器”的污水处理工艺，采出水处理系统处理规模为 1440m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

退役期废弃管道和设备清洗废水依托联合站处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《关于进一步加强石油天然气

行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 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。

类比塔中区块同类项目采取的噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 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。

类比塔中 I 号气田同类井场、站场，同时根据现状厂界噪声监测结果，运营期井场、站场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 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) 施工人员生活垃圾随车带走，运至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置，现场不遗留；

经类比塔中区块同类项目，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、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布、废润滑油，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号），本项目运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用。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	0.1	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置
沾油废物	HW08	900-249-08	0.1	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废铅蓄电池	HW31	900-052-31	0.01	井场 UPS 更换	固态	废铅蓄电池	铅	/	T, C	
废含油手套及抹布	HW49	900-041-49	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类	/	T/In	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.02	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废润滑油	HW08	900-214-08	0.3	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入油处理系统资源回用

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存

本项目运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，定期委托有资质单位接收处置。该项目于 2023 年 3 月 14 日取得新疆维吾尔自治区和田地区生态环境局批复（和地环审〔2023〕27 号），并于 2024 年 2 月 5 日通过企业自主验收。危废贮存库为混凝土建筑结构，距本项目最近距离为 9.8km。地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s，满足防渗要求；塔三联合站危废贮存库目前尚有较大暂存余量。因此，塔三联合站危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

（2）危险废物收集

本项目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）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），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。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。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。

（3）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，危险废物定期委托有资质单位接收处置。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期井场、站场地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不

含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留，管线两端使用盲板封堵。

类比塔中 I 号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 地表扰动生态环境保护措施

(1)严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动，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)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。

(4)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，管线沿线采用草方格防风固沙措施，减少水土流失。

图 6.5-1 区域地表扰动恢复情况

类比塔中 I 号气田现有井场、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 动植物保护措施

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

(2) 加强环境保护宣传工作，严禁在场地外砍伐植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

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

类比塔中 I 号气田已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.5.1.3 维持区域生态系统稳定性措施

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

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

(3) 工程施工结束后,应对施工临时占地内的土地进行平整,恢复原有地貌。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段,根据实际情况对地表采用草方格防风固沙措施。

6.5.1.4 水土流失防治措施

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。

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

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

图 6.5-2 限行彩条旗典型措施设计图

类比塔中 I 号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。

6.5.1.5 防沙治沙保护措施

拟建工程位于流动沙地,按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)有关规定以及《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)文件,在沙化土地范围内从事开发建设活动的,必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价,依法提交环境影响报告;环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下。

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- ②《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）；
- ③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；
- ⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A. 制定方案的原则：

- ①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。
- ②因地制宜，分区施策：根据哈拉哈塘油田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。
- ③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。
- ④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B. 制定方案的目标：

通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

管线沿线采用草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：管线上风向 6m，下风向 4m。

草方格采用芦苇制作，方格尺寸 1.0m×1.0m，规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在 25~30cm 之间，地表留 15~20cm

之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

（4）植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

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

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场、站场施工过程，提出如下措施：井场、站场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。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，同时作业处覆以防尘网。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。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，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。

（7）方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。拟建工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性；塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，在项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资 3 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在拟建工程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，有效减缓项目区域沙丘流动、沙化土地扩张，区域生态环境有所改善。

类比塔中 I 号气田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。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）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地，清除各种固体废物，经治理井口装置及相应设施应做到不漏气、不漏电，井场无垃圾。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) 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) 退役期管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 温室气体影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本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 温室气体排放分析

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一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程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到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压

排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程不涉及工艺装置泄放口，不涉及释放到大气中的 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，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	火炬燃烧排放	拟建工程井场装置紧急情况下，采出液/天然气排入放喷池中进行燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
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	中古 29-12 井集输工程	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) CH ₄ 逃逸排放 (2) 火炬燃烧排放 (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 CH₄逃逸排放、火炬燃烧排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) CH₄逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄逃逸排放，单位为吨 CH₄；

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 CH₄逃逸排放因子，单位为

吨 CH₄/（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 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

②计算结果

拟建工程涉及原油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-3 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	石油系统	设施逃逸	井场个数
1	采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，CO₂排放量为 4.83 吨。

（2）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_{CO2-正常火炬}-正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CO2-事故火炬}-由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CH4-正常火炬}-正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

E_{CH4-事故火炬}-事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH4}-CH₄ 相比 CO₂ 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 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -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：

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

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

上式中，

J-事故次数；

$GF_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2)_j}$ -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测试放喷过程中火炬气排放

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	1 座 井场	非正常工 况	0.0125	0.5	4.57	0.98	0.245	0.687

根据表中参数，结合公式计算可知，井场测试放喷过程中火炬燃烧排放温室气体量为 0.24 吨 CO₂。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2 - \text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

E_{CO₂}-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2 - \text{净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

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；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，新增使用的电力消耗量为 178.1MWh，电力排放因子根据《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（2025 年第 47 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6021 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 107.23t。

(3) 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）》，化工企业的 CO₂ 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 7.1-4 所示。

表 7.1-4 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	0.24	0.21

续表 7.1-4 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	工艺放空排放	0	0.00
	CH ₄ 逃逸排放	4.83	4.30
	CH ₄ 回收利用量	0	0.00
	CO ₂ 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	107.23	95.49
	合计	112.3	100

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 112.3 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 节能降耗减污降碳措施

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

塔中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地规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，项目温室气体总排放量为 112.3 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。

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，促进项目的建设的社会、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 386.11 万元，环保投资 30 万元，环保投资占总投资的比例为 7.77%。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，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

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

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，井口密封可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制天然气泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

(2) 废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水进入塔三联合站处理，井下作业废水送至塔三联合站处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用；可避免对周围环境产生影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减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，由于敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油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 综合效益分析

本项目通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处理，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目，其环境保护效果显著。

8.5 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。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

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

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了塔中 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

塔中采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量健康安全环保部）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司塔中采油气

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。

9.1.2 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 8.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	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		

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	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塔中作业区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；		
		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	采出水送至塔三联合站进行处理，井下作业废水收集后运至塔三联合站处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		固体废物	运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用		
		温室气体	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		
	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联合站处理		
		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、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.3 环境监理

本项目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《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。

本项目实施后，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），本项目应纳入塔里木油田分公司塔中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，同时塔中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等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王林生

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①新建井场 1 座（中古 29-12 井）、中古 157-H1 集油站扩建阀组 1 座；②新建集输管线 2.6km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。项目建成后单井产油 20t/d，产气 0.6 万 m³/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 3.4-17。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.4.12 污染物总量控制分析”。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司塔中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；塔中采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业

名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

项目		工程组成情况										
油气集输工程		井场工程	新建井场 1 座，各井场建设加药撬、空气源热泵等									
		站场工程	改造中古 157-HI 集油站，站内新建 1 井式阀组 1 座=									
		管道工程	新建集输管线 2.6km									
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、站场	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃 硫化氢	8760	—	—	—	—	VOCs: 0.126	厂界非甲烷总烃≤4.0 厂界硫化氢≤0.06
类别	噪声源				污染因子		治理措施		处理效果		执行标准	
噪声	采油树、空气源热泵				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			满足《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016) 回注地层			—	—	—	—	
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体			井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站处理达标后回注地层			—	—	—	—	
类别	污染源名称		固废类别			处理措施				处理效果		
固废	落地油		含油物质 (危险废物 HW08)			分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置				全部妥善处置		
	沾油废物		含油物质 (危险废物 HW08)									
	废铅蓄电池		含铅物质 (危险废物 HW31)									
	废含油手套及抹布		含油物质 (危险废物 HW49)									
	废润滑油桶		含油物质 (危险废物 HW08)									
	废润滑油		含油物质 (危险废物 HW08)			进入油处理系统资源回用						
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行，详见“5.2.8.4”									

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，依托塔中采油气管理区现状监测计划，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，监测计划见表 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	备注
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	3 口地下水环境跟踪监控井	每半年 1 次	依托
	土壤环境质量	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	代表性井场内	每 5 年 1 次	依托

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	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修, 状况良好, 燃烧合格油品, 不超负荷运行	—	—	—
废水	1	管道试压废水	循环使用, 试压结束后用于荒漠区洒水抑尘	—	—	—
	2	施工期生活污水	生活污水依托塔中作业区生活污水处理装置处理	不外排	—	—
噪声	1	装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	生活垃圾	收集后送至项目周边区域生活垃圾填埋场填埋处置	妥善处置	0.5	—
	2	施工土方	全部用于管沟回填	妥善处置	—	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度; 工程结束后, 及时对临时占地区域进行平整、恢复; 办理临时用地手续	临时占地恢复到之前状态	5	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	3	落实水土保持措施
		防沙治沙	管线沿线采用草方格防风固沙措施	防止土地沙化	3	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		—	3	—
运营期						
废气	1	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 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《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
				场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中表 1 新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	输送至塔三联合站处理, 达标后回注地层	不外排	—	—

中古 29-12 井集输工程环境影响报告书

	2	井下作业废水	收集后送至塔三联合站处理	不外排	—	—
噪声	1	采油树、空气源热泵	基础减振	场界达标: 昼间≤60dB（A）夜间≤50dB（A）	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类排放限值
固废		落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废含油手套及抹布、废润滑油桶	分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	3	—
		废润滑油	进入凝析油处理系统资源回用			
防渗		分区防渗	具体见“分区防控措施一览表”		3	—
环境监测		土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展监测		2	—
风险防范措施		井场	可燃气体检测报警仪及硫化氢气体探测器，设置消防器材、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	1	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
废水	1	废弃管道和设备清洗废水	废弃管道和设备清洗废水依托联合站处理	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	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	妥善处置	1.5	—
	2	废弃管线	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	—	—
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	5	—
合计				—	30	—

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：中古 29-12 井集输工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设内容：①新建井场 1 座（中古 29-12 井）、中古 157-H1 集油站扩建阀组 1 座；②新建集输管线 2.6km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

建设规模：项目建成后单井产油 20t/d，产气 0.6 万 m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 386.11 万元，其中环保投资 30 万元，占总投资的 7.77%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。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，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于塔中 I 号气田 III 区，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。

10.1.4 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线(塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区)最近为 90km,不在生态保护红线内;拟建工程采取密闭输送,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输送至塔三联合站处理达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔三联合站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、阿克苏地区生态环境分区管控要求。

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,本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;硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

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

声环境质量现状监测结果表明:新建井场监测值昼间为 40dB(A),夜间为 39dB(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,同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化;占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值,

石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化。

10.2.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、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；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；土壤评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，不设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.3 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，严格控制油气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）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井场的压力监测，并准备应急措施。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站处理达标后回注地层。

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

拟建工程运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔三联合站处理达标后回注地层。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为43~48dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类昼间、夜间标准要求。综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期产生的落地油、沾油废物、废铅蓄电池、废润滑油桶、废含油手套及抹布分类收集后暂存于塔三联合站危废贮存库，由有危废处置资质单

位接收处置；废润滑油进入油处理系统资源回用，不会对周围环境产生重大不利影响。

10.4.6 生态影响

本项目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、植被覆盖度、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物、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，本项目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

本项目占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、无酸化或碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化、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。因此，本项目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 0.126t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司塔中采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的塔中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，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.7 温室气体排放影响评价

本项目实施后，项目温室气体总排放量为 112.3 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。

10.9 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、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。

