

1 概述

1.1 项目由来

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

塔里木油田气田十四五开发以稳定已开发老气田产量、上产勘探新区相结合的方式，夯实库车山前天然气上产，重点做好博孜周缘、大北周缘、克深周缘以及中秋、吐东等新区开发。为了尽快摸清吐东井区油藏地质规模，实现该区块开发，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 875 万元在新疆巴州轮台县境内实施“TUD5 井试采地面工程”（以下简称“拟建工程”），主要建设内容包括：①新建采气井场 1 座（TUD5 井），包括采气树、空气源热泵、分离器、计量橇、储罐、装车系统等设施等；②在 TUD5 井内配套建设 1 座零散气回收装置用于回收井场分离出的天然气，包括原料气过滤减压单元、脱酸单元、脱水单元、脱烃单元、液化冷箱单元以及储运单元等；③配套建设供电、供热、给排水等辅助工程。拟建工程建成后日产油 10t，日产 LNG30t，日产混烃 3.96t。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于天然气开采项目，工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线

建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2025 年 5 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保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2025 年 5 月 27 日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会》进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2025 年 6 月 24 日至 2025 年 7 月 7 日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会》网站对拟建工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2025 年 6 月 27 日、2025 年 6 月 30 日在《新疆法制报》（刊号：CN65-0086）对拟建工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向巴州生态环境局报批环境影响报告书前，于 2025 年 7 月 8 日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《TUD5 井试采地面工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 2023 年第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区

国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于吐东油气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（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（轮台县水源涵养生态保护红线区）最近为 10.2km，不在生态保护红线内；拟建工程导热油炉使用清洁能源天然气，废气通过 8m 高排气筒排放，凝析油采用密闭装车工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气；从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理，废水均不向外环境排放；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、巴州“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为三级；土壤污染影响型环境影响评价等级为三级；声环境影响评价等级为二级；生态影响评价等级为三级；环境风险评价等级为三级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

(1) 拟建工程井场导热油炉烟气中颗粒物、氮氧化物、烟气黑度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 拟建工程运营期产生废水主要为采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

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

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

(5) 拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物，暂存于井场危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

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

(7) 拟建工程涉及的风险物质主要包括天然气、凝析油、混烃、导热油、废润滑油、废导热油，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，拟建工程属于吐东油气田内的改扩建项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、七大片区、巴州“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施

后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司提供的《TUD5 井试采地面工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(13) 《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日修订，2025 年

7 月 1 日施行）。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

（4）《关于印发〈土壤污染源头防控行动计划〉的通知》（环土壤〔2024〕80 号，2024 年 11 月 6 日发布并实施）；

（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）；

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

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

（9）《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）；

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

（11）《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）；

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

（13）《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）；

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

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

（16）《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）；

（17）《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）；

（18）《突发环境事件应急管理办法》（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）；

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

（20）《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）；

（21）《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）；

（22）《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）；

（23）《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）；

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

（25）《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）；

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

（27）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发

〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日发布并实施）；

（28）《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）；

（29）《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）；

（30）《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）；

（31）《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）；

（32）《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）；

（33）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

（34）《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）。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

（4）《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（新环发〔2016〕126 号，2016 年 8 月 24 日发布并实施）；

（5）《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）；

（6）《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）；

（7）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

- (8) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (9) 《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18号，2021年2月21日发布并实施）；
- (10) 《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；
- (11) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》；
- (12) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；
- (13) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；
- (14) 《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）；
- (15) 《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，2023年12月29日发布）；
- (16) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号，2022年9月18日施行）；
- (17) 《关于印发<新疆国家重点保护野生动物名录>的通知》（自治区林业和草原局 自治区农业农村厅，2021年7月28日）；
- (18) 《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）；
- (19) 《关于印发<新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）>的通知》（新环环评发〔2024〕93号）；
- (20) 《关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知》（新环办环评〔2024〕20号）；
- (21) 《新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030）》；
- (22) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会公告 第43号）；
- (23) 《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》（巴政

发〔2015〕24号）；

（24）《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》（巴政发〔2016〕52号）；

（25）《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标的通知》（巴政发〔2015〕172号）；

（26）《关于印发〈自治州固体废物污染防治实施方案〉的通知》（巴政办发〔2018〕79号）；

（27）《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》（巴政办发〔2017〕39号）；

（28）《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

（29）《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（巴政办发〔2021〕32号）；

（30）《关于印发巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果（2023年）的通知》（巴政办发〔2024〕32号）。

2.1.3 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（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) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；

(15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》
(HJ1248-2022)；

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

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 《TUD5 井试采地面工程可行性研究报告》(中石化江汉石油工程设计有限公司)；

(2) 《环境质量现状检测报告》；

(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,掌握项目所在地轮台县一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对拟建工程特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1) 坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

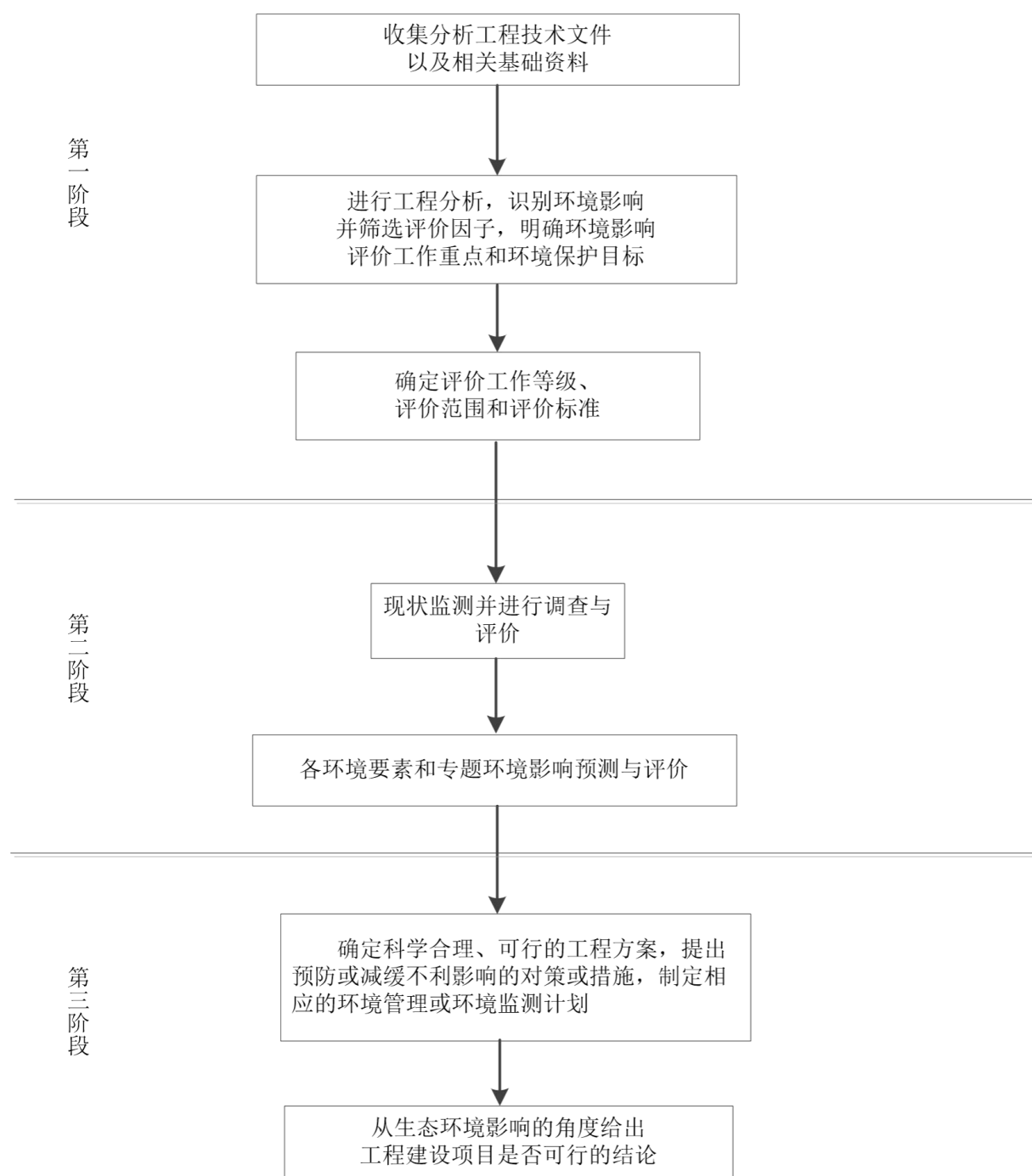


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素 \ 单项工程		施工期	运营期	退役期
		井场工程	油气开采、天然气处理	封井
自然环境	环境空气	-2D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--
	地下水	--	-1C	--
	声环境	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1C	--
生态	地表扰动	-1C	--	-1D
	植被覆盖度	-1C	--	+1C
	生物多样性	--	--	+1C
	生物量损失	-1C	--	+1C
	生态系统完整性	-1C	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响；

4、井站场工程主要包括：建设井场、设备安装等基础施工等。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2

拟建工程评价因子一览表

单项工程 环境要素	油气开采、集输工程		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C ₁₀ H ₈	非甲烷总烃、颗粒物、NO _x	颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮、石油类	石油类	/
土壤	/	盐分含量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、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)
固体废物	生活垃圾、施工废料、施工土方	落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶、生活垃圾	建筑垃圾

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

本次依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{max} 及 D_{10%} 的确定

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

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表 2.4-1；废气污染源参数见表 2.4-2、表 2.4-3，相关污染物预测及计算结果见表 2.4-4。

表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		42.1
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-25.6
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/ $^{\circ}$	—

表2.4-2 主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	导热油炉烟气	84.7330	42.1198	1590	8	0.2	761	9.7	120	8760	正常	PM ₁₀	0.008
												PM _{2.5}	0.004
												NO _x	0.114

表2.4-3 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	84.7329	42.1198	1590	200	200	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.1255

表2.4-4 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	导热油炉烟气	PM ₁₀	1.261	0.28	8.67	14	—
		PM _{2.5}	0.630	0.28			—
		NO ₂	17.336	8.67			—
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	74.67	3.73		189	—

(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 $1\% < P_{\max} = 8.67\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.2 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、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注

水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程废水依托周边联合站或污水处理厂处理，未直接排入周边地表水体中，评价等级按照三级 B 开展评价。

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 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程新建采气井场属于 II 类项目。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-5。

表 2.4-5 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”指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

拟建工程调查评价范围内不涉及集中式饮用水水源（包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、

温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此,拟建工程地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6 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

拟建工程新建采气井场地下水环境影响评价工作等级均为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域历史监测数据,工程所在区域不属于土壤盐化地区,拟建工程类别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),拟建工程采气井场属于 II 类项目。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

拟建工程新建采气井场新增永久占地面积 4hm^2 ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程周边 200m 范围内不涉及耕地、村庄等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(4) 评价工作等级判定

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

表 2.4-7 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-8。

表 2.4-8 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
采气井场	II 类	周边 200m 范围不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感目标	不敏感	三

拟建工程采气井场土壤污染影响型评价等级为三级。

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) 拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线。

(3) 拟建工程土壤影响范围内不涉及天然林、公益林。

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

(5) 拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6) 拟建工程永久占地面积 0.04km²，临时占地面积为 0，总面积≤20km²。

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，确定拟建工程生态影响评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

拟建工程涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-9。

表 2.4-9 拟建工程 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	厂区内最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质 Q 值
1	天然气(含 LNG)	74-82-8	62.3	10	6.23
2	凝析油	—	162	2500	0.0648

续表 2.4-9

拟建工程 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	厂区内最大存在总量 q_{in}/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
3	混烃	—	15	10	1.5
4	导热油	—	4.8	2500	0.00192
5	废润滑油	—	0.4	2500	0.00016
6	废导热油	—	0.6	2500	0.00024
项目 Q 值 Σ					7.79712

经计算，拟建工程Q值为7.79712，故危险物质数量与临界量比值为 $1 \leq Q < 10$ 。

(2) 行业及生产工艺 (M)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录C，建设项目行业及生产工艺分值见表2.4-9。将M划分为(1) $M > 20$ ；(2) $10 < M \leq 20$ ；(3) $5 < M \leq 10$ ；(4) $M = 5$ ，分别以M1、M2、M3和M4表示。

表 2.4-10

行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、 化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺。	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口、码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

^a高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力(p) $\geq 10.0\text{Mpa}$ ；
^b长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

拟建工程行业属于表2.4-9中“石油天然气”，属于天然气开采，经计算，建设项目M分值为10，根据导则附录C划分要求，M值划分为M3。

(3) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C, 危险物质及工艺系统危险性等级 (P) 确定方法见表 2.4-11。

表 2.4-11 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

拟建工程危险物质数量与临界量比值 $1 \leq Q < 10$, 行业及生产工艺 (M) 划分为 M3, 由表 2.4-11 可知, 建设项目危险物质及工艺系统危险性为 P4。

2.4.1.7.2 环境敏感程度 (E) 的分级

根据环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度 (E) 等级分别进行判断。

(1) 大气环境敏感程度 (E) 的分级

根据导则规定, 大气环境敏感程度分为三种类型, 分级原则见表 2.4-12。

表 2.4-12 大气环境敏感程度分级一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人, 或其他需要特殊保护地区; 或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人, 小于 5 万人; 或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人, 小于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数大于 100 人, 小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人; 周边 500m 范围内人口总数小于 500 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数小于 100 人

根据环境敏感目标调查结果可知, TUD5 井场周边无居住区、医疗卫生、文化教育等机构, 500m 范围内人口总数小于 500 人, 对照表 2.4-11, 最终确定大气环境敏感程度为 E3。

(2) 地表水环境敏感程度 (E) 的分级

根据导则规定, 地表水功能敏感性分区方法见表2.4-13, 地表水环境敏感目标分级方法见表2.4-14, 地表水环境敏感程度分级见表2.4-15。

表2.4-13 地表水功能敏感性分区一览表

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上, 或海水水质分类第一类; 或以发生事故时, 危险物质泄漏到水体的排放点算起, 排放进入受纳河流最大流速时, 24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类及以上, 或海水水质分类第二类; 或以发生事故时, 危险物质泄漏到水体的排放点算起, 排放进入受纳河流最大流速时, 24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表2.4-14 地表水环境敏感目标分级一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时, 危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游 (顺水流向) 10km 范围内, 近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内, 有如下一类或多类环境风险受体: 集中式地表水饮用水水源保护区 (包括一级保护区、二级保护区及准保护区); 农村及分散式饮用水水源保护区; 自然保护区; 重要湿地; 珍稀濒危野生动植物天然集中分布区; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道; 世界文化和自然遗产地; 红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统; 珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区; 海洋特别保护区; 海上自然保护区; 盐场保护区; 海水浴场; 海洋自然历史遗产; 风景名胜; 或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时, 危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游 (顺水流向) 10km 范围内, 近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内, 有如下一类或多类环境风险受体: 水产养殖区; 天然渔场; 森林公园; 地质公园; 海滨风景游览区; 具有重要经济价值的海洋生物生存地区
S3	排放点下游 (顺水流向) 10km 范围内, 近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

表2.4-15 地表水环境敏感程度分级一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

TUD5井场周边无地表水体, 对照表2.4-12, 地表水功能敏感性为低敏感F3。

厂区下游10km范围内不涉及农村及分散式饮用水水源井，对照表2.4-13，最终确定地表水环境敏感目标分级为S3。对照表2.4-14最终确定拟建工程地表水环境敏感程度分级为E3。

(3) 地下水环境敏感程度（E）的分级

根据导则规定，地下水功能敏感性分区方法见表2.4-16，包气带防污性能分级方法见表2.4-17，地下水环境敏感程度分级见表2.4-18。

表2.4-16 地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	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 G2	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（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
低敏感 G3	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

表2.4-17 包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < k \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

表2.4-18 地下水环境敏感程度分级一览表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

拟建工程占地范围不属于集中式饮用水水源（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，所在区域内无分散式饮用水井。对照地下水功能敏感性分区表，确定地下水功能敏感性为低敏感G3。

根据水文地质调查可知，工程所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带防护性能弱，确定包气带防污性能分级为D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照地下水环境敏感程度分级表，确定地下水环境敏感程度分级为E2。

2.4.1.7.3 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV⁺级。建设项目环境风险潜势划分方法见表2.4-19。

表 2.4-19 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险。

对照表2.4-19，确定拟建工程大气环境风险潜势为I，地表水环境风险潜势为I，地下水环境风险潜势为II。因此拟建工程环境风险潜势综合等级为II。

2.4.1.7.4 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2.4-20。

表2.4-20 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2.4-19可知，拟建工程环境风险潜势为II，因此拟建工程确定环境风险评价等级为三级。

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 2.4-21 及附图 10。

表 2.4-21 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	以井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	三级	井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧各外扩 1km 的矩形区域
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	污染影响型 三级	井场边界外扩 50m 范围
6	生态影响	三级	井场边界外扩 50m 范围
7	环境风险	三级	大气：以井场边界外 3km 的范围
			地表水：—
			地下水：同地下水评价范围

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程概况和工程分析	区块开发现状及环境影响回顾： 吐东油气田开发现状、区块环保手续履行情况、环境影响回顾评价、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见； 在建工程： 基本情况、环保手续履行情况、工艺流程及产排污节点； 拟建工程： 基本概况、气藏资源概况、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： 介绍轮一联合站、轮台县新城区污水处理厂、轮南固废填埋场等基本情况及依托可行性分析。

续表 2.5-1

评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工固废、施工期地表水环境、施工期地下水及土壤影响分析、施工期生态影响分析）； 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合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、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

（1）环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

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

（2）污染物排放标准

废气：施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值；施工机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；导热油炉烟气中颗粒物、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值；井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求中相应限值。

废水：采出水、天然气脱水单元废水以及酸碱中和后的井下作业废水，均通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。生活污水排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

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

（3）控制标准

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

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	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单 二级标准
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》 中的 2.0mg/m ³ 的标准
环境要素	项目	取值时间	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		—	《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
	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			

续表 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
地下水	铜	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面 活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 微生物指 标中Ⅲ类
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指 标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指 标中Ⅲ类
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
铬（六价）	≤0.05		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指 标中Ⅲ类 参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准	
铅	≤0.01				
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 (mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险 筛选值 (mg/kg)
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5

续表 2.6-2

土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	39	苯并(a)蒽	15
16	二氯甲烷	616	40	苯并(a)芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	41	苯并(b)荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	42	苯并(k)荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	43	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	44	二苯并(a,h)蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	45	茚并(1,2,3-c,d)芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	46	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500

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	施工扬尘	颗粒物	1.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值

续表 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	燃油机械 设备废气	560kW $\geq$ P_{max} $\geq$ 130kW	CO	3.5	《非道路移动机械用柴油机排气污染物 排放限值及测量方法（中国第三、四阶 段）》（GB20891-2014）及修改单中第 三阶段排放限值
			HC	-	
			NO _x	-	
			HC+NO _x	4.0	
			PM	0.2	
	导热油 炉烟气	颗粒物		20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物 排放限值
		氮氧化物		200	
		烟气黑度		1	
	井场无 组织废 气	非甲烷总烃		4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》（GB39728-2020）中边界污 染物控制要求
废水	采出水、 天然气 脱水单 元废水、 井下作 业废水	悬浮固体含量		≤ 35.0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及 分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水 质主要控制指标，储层空气渗透率（ μ m^2 ） ≥ 2.0
		悬浮物颗粒直径 中值		≤ 5.5	
		含油量		≤ 100	
		平均腐蚀率		≤ 0.076	
施工 噪声	$L_{Aeq, T}$	昼间	70	dB (A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 （GB12523-2011）
		夜间	55		
厂界 噪声	$L_{Aeq, T}$	昼间	60	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。

拟建工程位于轮台县境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，位于

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

2.7.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆巴州轮台县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地天然气开采项目	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地	拟建工程属于巴州塔里木盆地油气开发项目	符合

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，井场采取密闭装车技术，降低 VOCs 排放	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全州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污染地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展治理与修复工程	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，吐东气田区域不涉及历史遗留油污泥	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
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC _s 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》，切实推进重点行业 VOC _s 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOC _s 污染防治，加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOC _s 排放控制，持续削减重点企业 VOC _s 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOC _s 污染防治管理体系，加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管控，持续实施 LDAR 治理。强化新增污染物排放控制，推进 VOC _s 与 NO _x 等的协同减排，改善环境空气质量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，井场采取密闭装车工艺，降低 VOC _s 排放	符合
	强化危险废物环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单，开展危险废物规范化环境管理排查整治，强化重点行业企业事中事后监管，严厉打击危险废物环境违法行为，强化部门之间联动	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替	本工程为天然气开采项目，加快吐东新区开发新建产能	符合

(2) 拟建工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	塔里木油田气田开发以稳定已开发老气田产量、上产勘探新区相结合的方式，夯实库车山前天然气上产，重点做好博孜周缘、大北周缘、克深周缘以及中秋、吐东等新区开发	拟建工程位于吐东区块，属于《塔里木油田“十四五”发展规划》的计划开发的新区块	符合

续表 2.7-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三) 严格生态环境保护, 强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题, 采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施, 确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求, 有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平, 对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物, 提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求, 按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置, 提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制, 确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制, 涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则, 合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用, 提高综合利用水平。 (四) 加强生态环境系统治理, 维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主, 统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理, 守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围, 加大生态治理力度, 结合油气开采绿色矿山建设等相关要求, 落实各项生态环境保护措施, 保障区域生态功能不退化, 油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案, 综合考虑防沙治沙等相关要求, 因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建工程废气主要为导热油炉烟气和井场无组织废气, 导热油炉采取燃用天然气的措施, 井场凝析油采取密闭装车工艺; 废水主要为采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水, 从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理, 生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理; 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; 固废中落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶暂时存放在危废暂存间, 定期委托有资质单位接收处置, 生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。项目采取分区防渗措施, 同时提出相关防沙治沙措施	符合

(3) 拟建工程与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉》(新环环评发〔2020〕142 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》;目前《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价报告书》已取得自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214 号)	符合
《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保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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。	根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价报告书》,拟建工程属于规划中的吐东油气田区域,为了满足吐东油气田产能开发的需要,增大整体开发效益,塔里木油田分公司以区块的形式开展本次 TUD5 井试采地面工程	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范围,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	拟建工程采取拉油方式进行运输,运输过程中路线已选择油田内部运输道路,避开了居民区相对较集中的国道等	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	轮南采油气管管理区制定有《塔里木油田分公司轮南采油气管管理区突发环境事件应急预案》（备案编号 652822-2025-27-L），后续应根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了吐东油气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“5.1.5.2 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》	第三条 防沙治沙工作应当坚持预防为主、保护优先、因地制宜、突出重点、分区施策、以水定绿、科学防治、合理利用的原则，统筹推进山水林田湖草沙系统治理，实现生态效益、经济效益和社会效益相统一。	拟建工程实施过程中已采取相应防沙治沙措施，详见 6.5.1.5	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）	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、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理；固废中落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置，生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；凝析油采取密闭装载工艺，通过罐车拉运至轮一联合站集中处理；固废中落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置，生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建工程凝析油采取密闭装载工艺，减少了烃类气体排放	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取保护措施，保护零散自然湿地	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	—
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	拟建工程不涉及钻井作业；运营期井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，拟建工程不占用耕地	符合

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
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源部（2021）2号）	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作 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 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	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有吐东油气田改扩建项目 符合 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 2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放	拟建工程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 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）》	3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上;边远井,零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放	拟建工程提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐	拟建工程不涉及钻井工程。运营期从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理,生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理	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/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉	拟建工程采出水、天然气脱水单元废水通过罐车定期拉运至轮一联合站污水处理系统处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	符合
	6. 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%	拟建工程不涉及钻井工程;轮南采油气管理区已按规定制定了危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,运营期产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物,收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置,生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	符合
	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求	拟建工程井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准要求	符合

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）》	污 染 防 治 与 环 境 影 响	8. 对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	本评价要求退役的废弃井场、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合

综上所述，拟建工程符合《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；2021 年 7 月，巴州人民政府办公室发布了《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（巴政办发〔2021〕32 号）；2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）；2024 年 10 月，巴州生态环境局发布了《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9。

表 2.7-4 拟建工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距生态保护红线（轮台县水源涵养生态保护红线区）最近为 10.2km，不在生态保护红线范围内，与生态保护红线位置关系见附图 2	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理；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；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理，不外排；井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合

续表 2.7-4 拟建工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18号）	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
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	拟建工程属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性
A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区	—
		【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、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	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	—
		【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	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	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	符合
		【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）	拟建工程不属于危险化学品化工项目；拟建工程不占用生态保护红线；拟建工程不占用基本农田；拟建工程所在区域不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内	符合
		【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区	拟建工程不涉及	—
		【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境	拟建工程不涉及	—
	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A1空间布局约束	A1.2限制开发建设的活动	【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	—
		【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续	拟建工程不涉及占用湿地	符合
		【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出	拟建工程所在区域不涉及自然保护区	—
	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炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出	拟建工程不涉及涉重金属落后产能和化解过剩产能	符合
		【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A1 空间布局约束	A1.4 其它布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	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】危险化学品的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的生产企业搬迁改造及新建化工项目	符合
A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于天然气开采项目，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	拟建工程实施后凝析油采取密闭装车工艺，各生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC _s 排放对大气环境的影响	符合
		【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		【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（VOC _s ）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 VOC _s “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 VOC _s 集中高效处理	拟建工程实施后凝析油采取密闭装车工艺，各生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC _s 排放对大气环境的影响	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求		拟建工程	符合性
A2 污染物排放管控	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	符合
		【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	—
		【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	—
		【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	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	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
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、地下水协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期用水主要为人员生活用水，生产装置不新增用水，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。	拟建工程井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求，进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		【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。	吐东油气田无历史遗留油污泥	—
		【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及	—
A3 环境风险 防控	A3.1 人居环境 要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“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	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A3 环境 风险 防控	A3.1 人居 环境要求	【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线	拟建工程不涉及	---
		【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控	拟建工程不涉及	---
	A3.2 联防 联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资	拟建工程不涉及	---

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A3 环境 风险 防控	A3.2 联防联控要求	【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	—
		【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入轮南采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入轮南采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A3 环境 风险 防控	A3.2 联 防联控 要求	【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，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	—
A4 资源 利用 要求	A4.1 水 资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期用水主要为人员生活用水，生产装置不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%	拟建工程不涉及	—
		【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期用水主要为人员生活用水，生产装置不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	A4.2 土 地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内	拟建工程充分利用现有道路不新增占地，土地资源消耗符合要求	符合
	A4.3 能 源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤	项目不涉及	—
		【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A4 资源 利用 要求	A4.3 能源利用	【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
	A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	—
	A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上	运营期产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置，生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	符合
		【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平	拟建工程不涉及	—
		【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控要求			拟建工程	符合性
A4 资源 利用 要求	A4.5 资源 综合利用	【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制	拟建工程不涉及	—

表 2.7-6 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山 南坡 片区 总体 管控 要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程位于轮台县，属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复区域占地植被损失，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程位于轮台县，未处于博斯腾湖流域，项目不会对塔里木河基本生态用水产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	轮南采油气管区加强油气田废弃物的无害化处理，严防吐东油气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 2.7-7 拟建工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距生态保护红线（轮台县水源涵养生态保护红线区）最近为 10.2km，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全州水环境质量持续改善，开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟 5 条河流 13 个监测断面稳定达到Ⅱ类水（塔里木河氟化物不参与考核，其他指标均为Ⅱ类），孔雀河 4 个监测断面达到Ⅱ类水，博斯腾湖 17 个重点点位中 1、7、14 监测点均值Ⅲ类，其余监测点均值Ⅳ类；受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升，SO ₂ 、NO ₂ 浓度长期维持在较低水平，达到环境空气质量一级标准；逐步减少颗粒物排放，PM ₁₀ 、PM _{2.5} 平均浓度分别低于 81 μg/m ³ 、31.5 μg/m ³ （库尔勒市，扣除沙尘天气影响），空气优良天数比例大于 75.2%（库尔勒市），重污染天数持续减少，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全州土壤环境质量保持稳定，受污染耕地安全利用率达到 98%以上，污染地块安全利用率不低于 93%，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，拟建工程凝析油采取密闭装车工艺，项目实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	拟建工程运营过程中消耗少量的水资源，导热油炉使用井场分离出的天然气作为燃料，不会对区域水资源、能源造成影响。井场占地面积较小，对土地资源占用较少。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线	符合

续表 2.7-7 拟建工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境管控单元	巴州共划分 154 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护类单元 66 个。主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	拟建工程位于轮台县一般管控单元（ZH65282230001），项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对地下水环境影响可接受，从土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单(2023 年)”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

	文件要求	拟建工程	符合性
空间布局约束	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	拟建工程不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	拟建工程不涉及	—
	1.4 禁止在自治州行政区域内引进能（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	拟建工程属于天然气开采项目，耗水量较小，不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门，根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划，报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目，自治州、各县（市）人民政府规定期限内未达到治理要求的项目，应当停产、限期搬迁或者关闭	拟建工程属于天然气开采项目，不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6 在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口	拟建工程未处于饮用水水源保护区内	符合
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸，要严格控制石油加工、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、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	拟建工程不涉及	—
	1.8 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	拟建工程未处于基本农田保护区	符合
	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除	拟建工程未处于永久基本农田范围内	符合

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	拟建工程不涉及	—
	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整和化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施和场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	拟建工程不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	拟建工程未占用生态保护红线	符合
	1.13 【生态红线允许类】在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括： （1）管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。 （2）原住居民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、用海用岛、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖（不包括投礁型海洋牧场、围海养殖）等活动，修筑生产生活设施。 （3）经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。 （4）按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营	拟建工程未占用生态保护红线	符合

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	(5) 不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。 (6) 必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。 (7) 地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，不继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。 (8) 依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。 (9) 根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通视道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。 (10) 法律法规规定允许的其他人为活动	拟建工程未占用生态保护红线	符合
	1.14 自治州、各县（市）人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	拟建工程未处于退耕还林还草范围	符合

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	拟建工程选址区域为荒漠，区域植被稀少，项目占地面积较小，对区域植被破坏相对较小	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	拟建工程属于天然气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等	拟建工程选址区域为荒漠，不涉及水源涵养区	符合
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	拟建工程不属于“两高一资”项目	—
	1.19 自然保护区核心保护区：共 7 条	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共 9 条	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	拟建工程属于《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，不属于限制及禁止项目	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由县级以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	拟建工程不属于农业开发项目，不涉及耕地	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共 4 条	拟建工程未处于风景名胜区范围内	符合
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	拟建工程未处于风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共 5 条	拟建工程未处于国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共 6 条	拟建工程未处于国家湿地公园范围内	符合
	1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共 3 条	拟建工程未处于国家沙漠公园范围内	符合
	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共 4 条	拟建工程未处于天山自然遗产地范围内	符合
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书	拟建工程未处于天山自然遗产地范围内	符合
	1.32 【开都河流域空间布局约束】：共 7 条	拟建工程未处于开都河流域范围内	符合

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.33 【冰川保护】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	拟建工程占地未处于冰川范围内	符合
	1.34 【国家级自然公园】：共 5 条	拟建工程未处于国家级自然公园范围内	符合
污染物排放管控	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水Ⅰ类，空气质量达到一级	拟建工程不涉及	—
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的装置，减少大气污染物的排放	拟建工程不涉及	—
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	拟建工程不涉及	—
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	拟建工程废气主要为井场无组织废气，井场凝析油采取密闭装车工艺，可有效降低废气对周边大气环境影响	符合
	2.5 库尔勒大气联防联控区域（库尔勒人民广场为中心点，半径 50 公里的范围，主要包括库尔勒市和焉耆县、博湖县、和静县、尉犁县的部分行政区域）的火电、钢铁、水泥、石化行业和燃煤锅炉应执行相应大气污染物特别排放限值标准。	拟建工程未处于库尔勒大气联防联控区域	—
	2.6 根据水环境保护的需要，在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	拟建工程不涉及	—
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后，进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源，准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施，限期达标	拟建工程不涉及	—
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施，达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度，对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示，一律限制生产或停产整治；对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚，一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”、“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况，结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度，建立环保领域非诉案件执行联动配合机制，对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	拟建工程废水主要为采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮台联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理	符合
	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查，监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险，实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理	拟建工程不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】：共 4 条	拟建工程未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团（镇）应当采取保护和治理措施，维护和改善博斯腾湖水环境，使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）II 类标准，博斯腾湖水水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）III 类标准	拟建工程不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】：共 7 条	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	拟建工程为油气开采项目，营运期废水主要为采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮台联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理，废水均不外排	符合
	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	拟建工程不涉及	—
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场（小区）要根据污染防治需要，配套建设粪污贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪污分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施干湿分流、粪污资源化利用	拟建工程不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染可流水质	拟建工程不涉及	—
	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	拟建工程不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	拟建工程不占用耕地、园地、草地、生态保护红线	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.20 加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔河南岸作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油（气）资源开发区为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	拟建工程所在区域已加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染	符合
环境风险防控	3.1 强化污染防治区域联防联控。坚持属地管理与区域协调联动共治相结合，强化主体责任，完善跨区域大气污染联防联控工作机制，强化兵地区域同防同治，完善兵地沟通协作、信息共享机制以及生态环境治理体系，积极推进兵地生态环境执法改革，使兵地联合执法、交叉执法成为常态。健全污染过程预警应急响应机制。各县市人民政府负责本行政区内的重污染天气应急响应工作，自治州重污染天气应急指挥部统筹指挥重污染应对工作，成员各司其职、密切配合。州生态环境局、气象局监测监控空气质量和气象条件变化，共享数据、科学预警、有效应对。强化部门间沟通协作，建立健全信息共享机制，充分发挥各部门专业优势，提高联防联控和快速反应能力	拟建工程不涉及	—
	3.2 提升空气质量预警预报能力。建立健全重污染天气会商制度，加强全州环境空气质量预警预报能力提升建设，逐步建立州、县市为骨干的空气环境质量预报预警体系，开展 7 天重污染天气监测预警、分析和研判，以及环境空气质量中长期趋势预测分析；完善重污染天气应急减排措施。完善或修订重污染天气应急预案，实施清单化管理	拟建工程不涉及	—
	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急方案	拟建工程不涉及	—
	3.4 自治州、各县（市）人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
环境风险防控	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	拟建工程周边无地表水体，报告中已针对井场设施等提出相关风险防范措施	符合
	3.6 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共 6 条	拟建工程不涉及	—
	3.7 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	拟建工程不涉及	—
	3.8 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	拟建工程不涉及	—
资源利用效率	3.9（农田灌溉风险要求）农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	拟建工程不涉及	—
	4.1 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	拟建工程不涉及	—
资源利用效率	4.2 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过 2 万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期主要为人员生活用水，生产装置不涉及新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
资源利用效率	4.3 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制	拟建工程不涉及	—
	4.4 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭	拟建工程不涉及	—
	4.5 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	拟建工程不涉及	—
	4.6 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	拟建工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—
	4.7 【开都河流域自然资源开发限制】：共 8 条	拟建工程不属于开都河流域	—
	4.8 开都河岸线保护区：共 2 条	拟建工程不属于开都河流域	—
	4.9 开都河岸线控制利用区：共 2 条	拟建工程不属于开都河流域	—
	4.10 开都河岸线保留区：共 2 条	拟建工程不属于开都河流域	—
	4.11 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为 1045.50 米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	拟建工程不属于博斯腾湖区域	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
资源利用效率	4.12 【博斯腾湖水资源管理】共 4 条	拟建工程不属于博斯腾湖区域	—
	4.13 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共 2 条	拟建工程不属于博斯腾湖区域	—
	4.14 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期主要为人员生活用水，生产装置不涉及新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	4.15 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	拟建工程不涉及	—
	4.16 发展农业节水。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。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—
	4.17 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
资源利用效率	4.18 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	拟建工程不涉及	—
	4.19 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	拟建工程不涉及	—
	4.20 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发：鼓励建设用地立体开发；支持土地综合开发利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用：推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	拟建工程不涉及	—

表 2.7-9 拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH6528 223000 1 轮台县一般 管控单元	空间布局约束	1. 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	拟建工程不涉及基本农田	符合
		2. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘	拟建工程不涉及	—
		3. 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-9 拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH6528 223000 1 轮台县一般 管控单元	空间布局约束	4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	拟建工程不涉及	—
		5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	—
		6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	—
	污染物排放管控	1. 强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及	—
		2. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及	—
		3. 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及	—
		4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5. 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	吐东油气田所在区域不涉及历史遗留污油泥，暂未发现土壤污染问题	—
		6. 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及	—
	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	吐东油气田所在区域不涉及历史遗留污油泥，暂未发现土壤污染问题	符合

续表 2.7-9 拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH6528 223000 1 轮台县一般 管控单元	环境风险 防控	2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	拟建工程不涉及	—
		3. 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	拟建工程不涉及	—
	资源利 用效率	1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及	—
		2. 减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及	—
		3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《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、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（巴政办发〔2021〕32号）、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》中巴州总体管控要求、所在管控单元“轮台县一般管控单元”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

拟建工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，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，项目与周围居民及其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据现场调查，井场均布置远离居民点等环境敏感目标，与最近居民点阿孜干村 16km；东北距生态保护红线最近为 10.2km，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位；拟建工程在现有钻井井场内建设，现有钻井井场内无植被覆盖，占地范围内无自治区 I 级保护植物膜果麻黄分布；井场施工扰动会影响土壤的物理、化学和生物特性，导致土壤质量下降和生态环境的变化，拟建工程在现有钻井井场内建设，扰动相对较少；区域气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小，区域地质相对较稳定；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

2.7.5 环境功能区划

拟建工程位于吐东油气田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区；项目区域以油气开发为主，区域声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区。

2.7.6 生态环境功能区划

根据《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），本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 2.7-10。

表 2.7-10

区域生态功能规划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地温性草原、森林生态区	天山北坡针叶林、草甸水源涵养及草原牧业生态亚区	托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	水源补给、生物多样性维护、土壤保持	水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏	生物多样性及其生境极度敏感，土壤侵蚀轻度敏感	保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原	合理利用天然草地，维护自然景观和生物多样性

由表 2.7-10 可知，项目位于“托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区”，主要服务功能为“水源补给、生物多样性维护、土壤保持”，主要发展方向为“合理利用天然草地，维护自然景观和生物多样性”。

拟建工程为油气开发项目，按照塔里木油田分公司的总体规划进行开发，项目废气达标排放，产生的废水、固废妥善处置；通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土地沙漠化、土壤盐渍化造成影响；工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，实现油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调，符合区域生态服务功能定位。

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；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；井场周边 50m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、学校、居住区等，故不再设置土壤环境（污染影响型）保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区及预防区、区域重要物

种作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；区域不涉及环境空气和地表水环境保护目标，将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-2 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（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区	井场边界外扩	占用
	重要物种（苍鹰、鹅喉羚、塔里木兔、膜果麻黄）	50m	占地范围内偶尔可见，占地范围内无膜果麻黄

表 2.8-3 环境敏感（风险保护）目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	TUD5 井周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	—
TUD5 井周边 500m 范围内人口数小计						0
TUD5 井周边 5km 范围内人口数小计						0
大气环境敏感程度 E 值						E3
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离（m）
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	—	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程概况和工程分析

塔里木油田分公司在吐东油气田内实施“TUD5 井试采地面工程”，主要建设内容包括：①新建采气井场 1 座（TUD5 井），包括采气树、空气源热泵、分离器、计量橇、储罐、装车系统等设施等；②在 TUD5 井内配套建设 1 座零散气回收装置用于回收井场分离出的天然气，包括原料气过滤减压单元、脱酸单元、脱水单元、脱烃单元、液化冷箱单元以及储运单元等；③配套建设供电、供热、给排水等辅助工程。拟建工程建成后日产油 10t，日产 LNG30t，日产混烃 3.96t。

为便于说明，本次评价对现有吐东油气田开发现状进行回顾；将 TUD5 井（勘探井）钻井工程作为在建工程进行分析；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的轮一联合站、轮台县新城污水处理厂、轮南固废填埋场等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	吐东油气田开发现状、区块环保手续履行情况、环境影响回顾评价、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见
2	在建工程	基本情况、环保手续履行情况、工艺流程及产排污节点
3	拟建工程	基本概况、油气藏流体性质、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
4	依托工程	介绍轮一联合站、轮台县新城污水处理厂、轮南固废填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 吐东油气田开发现状

吐东油气田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南油气开发部负责，轮南油气开发部是塔里木油田公司下属二级单位。吐东区块目前主要开发包括吐东 2 区块、吐东 3 井区等，均位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，拟建工程位于吐东 5 井区。截至目前，吐

东区块仅有吐东 2 区块 2 口生产井,吐东 2 区产液量 22t/d,产气量 $8.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,吐东区块凝析油和采出水均拉运至轮一联合站处理;天然气依托吐东 2 井附近新疆博瑞能源有限公司设置天然气回收站 1 座,采用天然气压缩、脱烃脱水、液化压缩等工艺对吐东 2 区块 2 口生产井天然气资源进行净化回收利用。

3.1.2 环保手续履行情况

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

表 3.1-1 吐东油气田开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	建设项目名称	环评文件			验收文件
			审批单位	批准文号	批准时间	
1	环评及验收情况	吐东 2 井试采地面工程	巴音郭楞蒙古自治州生态环境局	巴环评价函(2021)298 号	2021 年 12 月 4 日	2022 年 6 月 22 日通过自主验收
2	环境风险应急预案	塔里木油田分公司轮南采油气管管理区突发环境事件应急预案	编制完成《塔里木油田分公司轮南采油气管管理区突发环境事件应急预案》并于 2025 年 3 月 21 日完成备案工作(备案编号 652822-2025-27-L),后续将根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案			
3	排污许可执行情况	塔里木油田分公司轮南采油气管管理区	塔里木油田分公司轮南采油气管管理区 2024 年 11 月 14 日变更了排污许可证(证书编号: 9165280071554911XG005V)			

3.1.3 吐东油气田回顾性评价

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

3.1.3.1 生态环境影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期,根据油田开发特点,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。吐东油气田经过开发后,现在已占用了一定面积的土地,使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少,地表永久性构筑物增多。

气田进入正式生产运营期后,不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏

的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场和道路占地。根据现场调查情况，吐东油气田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。油田内部永久占地范围的植被完全清除，植被为典型的荒漠植被，主要是琵琶柴、假木贼、合头草、霸王等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。吐东油气田地处却勒塔格山山前丘陵区。生态系统较为单一，主要为砾石荒漠生态系统。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

（2）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，吐东油气田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开井场和道路沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时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。

（3）生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保

护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据吐东油气田建设的特点分析，吐东油气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

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

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

3.1.3.3 地下水环境影响回顾

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层；在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。油气开采过程中产生

的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，落地油 100%进行回收。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

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

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，吐东油气田内现有的井场采出气集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。营运期井场加热炉使用天然气作为燃料，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各井场及场站无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

同时本次回顾引用巴州轮台县例行监测点 2021 年~2023 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，吐东油气田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃，本次基本 6 项因子仅分析 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 四项因子。

表 3.1-2 区域 2021 年~2023 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	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 ($\mu g/m^3$)	标准值 ($\mu g/m^3$)	达标情况
巴州	PM_{10}	年平均值	91	92	78	70	超标

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

轮台	PM _{2.5}	年平均值	37	49	32	35	部分超标
	SO ₂	年平均值	4	3	5	60	达标
	NO ₂	年平均值	20	19	17	40	达标

从表中可以看出，区域 PM₁₀、PM_{2.5} 年平均值处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是气田开发过程造成；SO₂、NO₂ 年平均值未发生较大变化，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

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

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各井场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃并未因吐东油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括含油污泥、废防渗材料等；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为试采作业产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物收集后送塔里木油田绿色环保站及库车畅源环保科技有限公司进行处理，达到《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内铺设道路及井场；钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的固体废物满足《油气田钻

井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中控制指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；建筑垃圾等一般工业固废送轮南固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

根据现场踏勘并结合调查结果，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部 部令第 23 号）相关要求，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，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

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

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司吐东 2 井试采地面工程竣工环境保护验收调查报告》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-3 代表性井场噪声监测结果一览表

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
吐东 2 井 场	北	44	44	60	达标	44	44	50	达标
	西	44	43			44	43		
	南	44	43			45	44		
	东	45	45			45	45		

续表 3.1-3 代表性井场噪声监测结果一览表

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

吐东 201 井场	北	42	41	60	达标	42	41	50	达标
	西	41	42			41	41		
	南	41	41		达标	40	41		
	东	42	42			42	42		

吐东油气田内油气开发活动产生的噪声主要来自站场的各类机泵。根据吐东油气田同类型站场污染源监测数据，吐东油气田站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可行，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。

3.1.3.7 环境风险回顾

吐东油气田范围隶属于塔里木油田分公司轮南油气开发部管理，塔里木油田分公司轮南油气开发部制定有《塔里木油田分公司轮南采油气管理区突发环境事件应急预案》并进行了备案，备案编号 652822-2025-27-L。突发环境事件应急预案适用范围包括：

（1）本预案的适用范围是轮南油气开发部管辖的在内的所有油气设施。以下称为“油气生产区域”。

（2）在油气生产区内发生人为或不可抗力造成的废气、废水、固废（包括危险废物）、危险化学品、有毒化学品等环境污染破坏事件；

（3）油气生产区在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中因有毒有害化学品的泄漏、扩散所造成的突发性环境污染事件；

（4）易燃易爆化学品外泄造成爆炸而产生的突发性环境污染事件；

（5）油气生产区生产过程中因生产装置、污染防治措施、设备等因素发生意外事故造成的突发性环境污染事故；

（6）因遭受自然灾害而造成的可能危及人体健康的环境污染事件。

根据现场调查，轮南油气开发部有较健全的安全管理组织，制定了各项安全管理制度、安全生产岗位责任制和安全操作规程，执行情况较好；安全管理人员和操作工经培训持证上岗，员工的安全、技术素质能够适应安全生产的要求；油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。轮南油气开发部针对实

际生产情况制定了详细的风险事故应急预案，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，且未发生过重大风险事故。综合评价认为轮南油气开发部的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案按能够满足油田生产的要求。

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，轮南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。轮南采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），轮南采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。塔里木油田分公司轮南采油气管理区 2024 年 11 月 14 日变更了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG005V）。

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

3.1.4 环境管理回顾

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

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.5 退役设施情况

吐东油气田目前不涉及长停井。后期运行过程中应按照塔里木油田分公司有关封井要求进行封井，封井时应采取如下保护措施：

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

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

3.1.6 现有工程污染物年排放量

根据《吐东2井试采地面工程》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，吐东油气田污染物年排放情况见表3.1-5。

表3.1-4 吐东油气田现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.007	0	0.166	2.52	0	0

3.1.7 存在的问题及整改措施

根据《吐东2井试采地面工程》竣工环境保护验收调查报告验收结论及本次现场调查情况，暂未发现环境问题；由于吐东区块目前无地面设施，后续塔里木油田分公司应逐步实施地面设施。

3.2 在建工程

在建工程主要为TUD5井钻井工程。

3.2.1 基本情况

在建工程基本概况见表3.2-1。

表3.2-1 在建工程基本概况一览表

内容 \ 名称	TUD5 井
位置	巴州轮台县
坐标	E84° 44′ 09.908″ N42° 07′ 17.647″
设计井深	3880m
目的层	白垩系巴什基奇克组
完钻原则	钻至目的层完钻
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、岩屑池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等

3.2.2 环保手续执行情况

在建工程环保手续执行情况见表3.2-2。

表3.2-2 在建工程环保手续执行情况一览表

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	TUD5井（勘探井）钻井工程	巴州生态环境局	巴环评价函（2024）278号	2024年11月	等待开展自主验收工作		



图 3.2-1 井场及周边现状现场照片

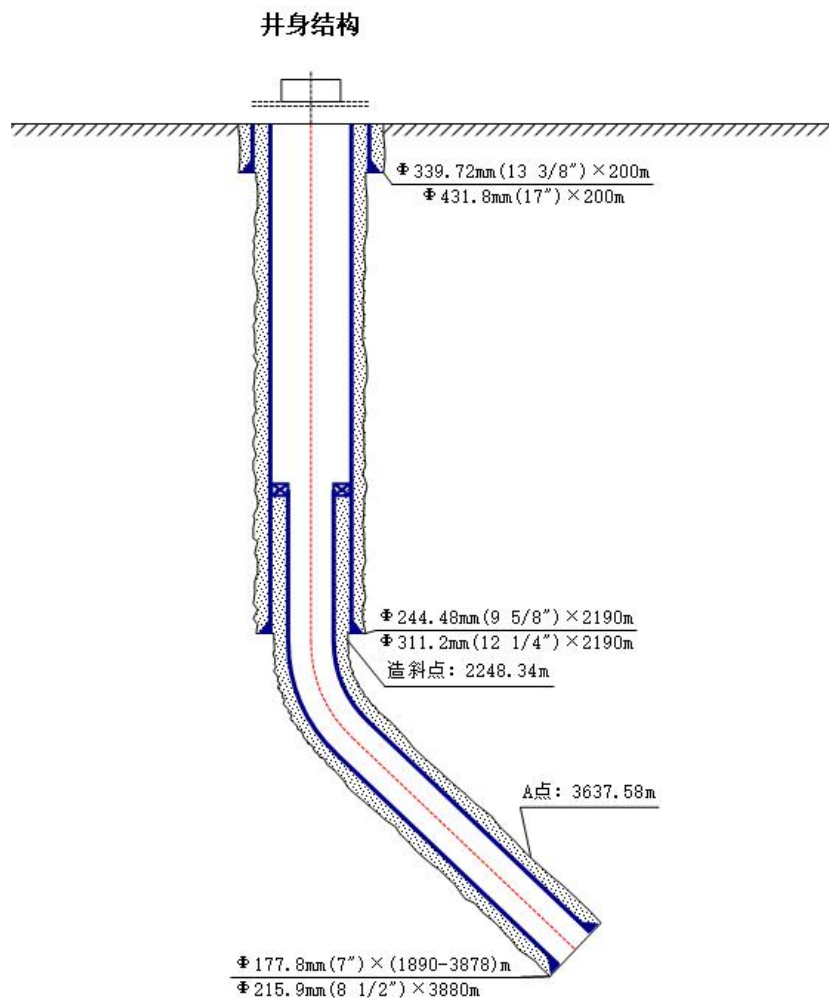


图 3.2-2 TUD5 井井身结构

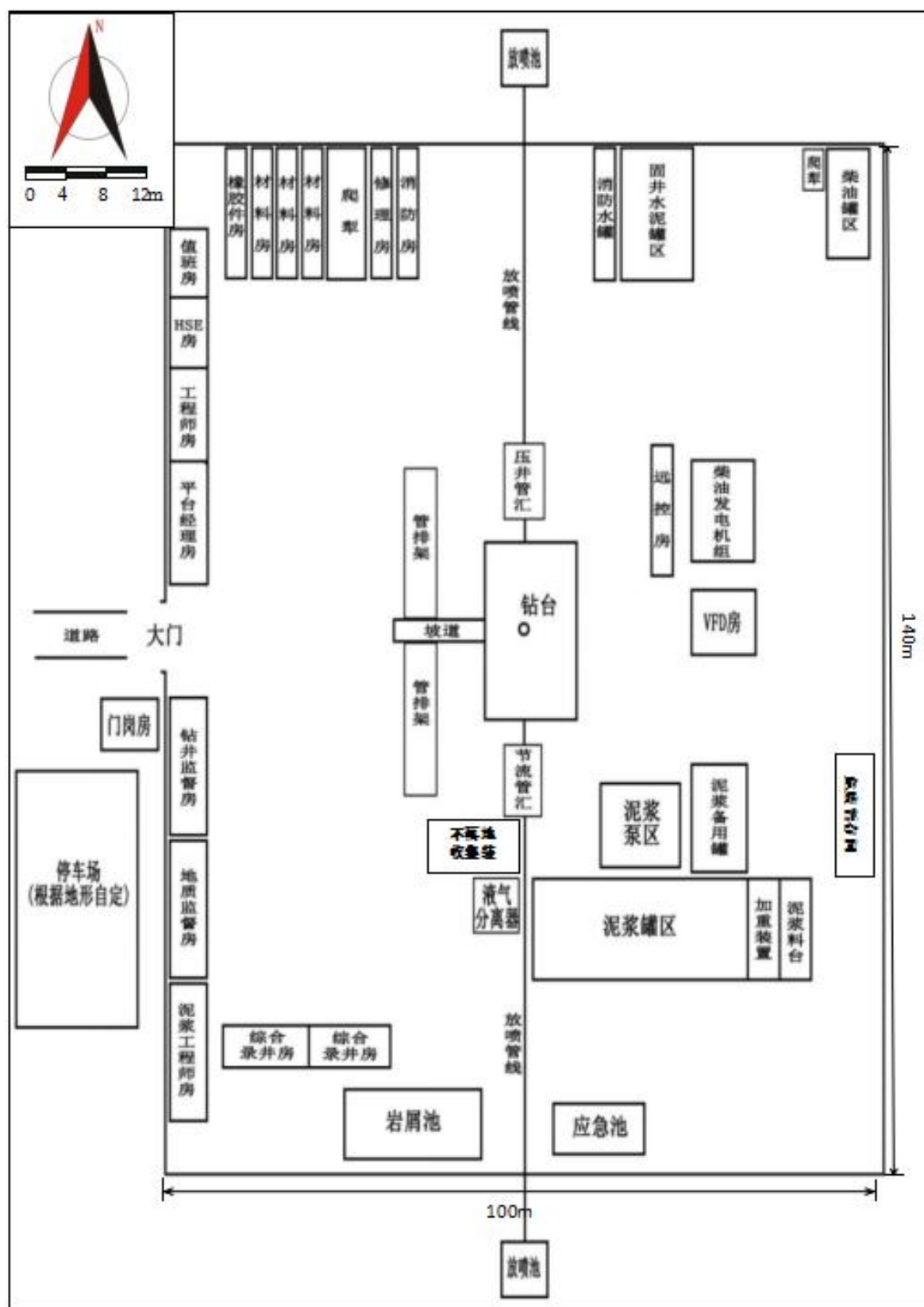


图 3.2-3 TUD5 井场平面布置图

3.2.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为 TUD5 井钻井工程，包括钻前场地平整、钻井工程、钻后测试放喷等。

结合环评阶段产污节点识别，废气污染源主要为施工扬尘、放喷废气以及柴油发电机废气，目前施工过程已采取了车辆减速慢行、加盖苫布等措施，经咨询现场作业人员，测试放喷作业时间相对较短，柴油发电机现状运行良好，燃料均使用合格燃料；废水污染源主要为钻井废水、废酸化压裂废水和生活污水，钻井废水现状均循环使用，未向外环境排放，废酸化压裂废水采用专用废液收集罐暂存，定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置；井场设临时防渗环保厕所，定期消毒、清掏，生活污水排入钢制撬装生活污水收集池后在钻井现场达标处置，处理后中水主要用于荒漠植被灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵、钻机和放喷气流噪声，采取基础减振等降噪措施。固体废物为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，钻井泥浆进入泥浆罐循环使用，用于下一井场钻井使用；聚磺体系废弃钻井岩屑和泥浆在井场环保罐暂存，根据生产情况转运至库车畅源生态环保科技有限责任公司处理；含油废物、烧碱的废弃包装袋和废防渗材料等暂存危废间，委托有资质单位进行处理；生活垃圾和一体化污水处理装置污泥集中收集后定期运至轮台县生活垃圾填埋场填埋处理。

目前 TUD5 井已完成钻井作业过程，根据现场踏勘结果可知，钻井阶段已落实环评废气、废水、噪声、固废处置措施。待井场清理完成后，尽快完成竣工环保验收工作。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	TUD5 井试采地面工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点	新疆巴州轮台县境内

续表 3.3-1

拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
建设性质			改扩建
建设周期			1 个月
总投资			项目总投资 875 万元，其中环保投资 50 万元，占总投资的 5.7%
占地面积			占地面积 4hm ² ，全部为永久占地面积
建设规模			项目建成后日产油 10t，日产 LNG30t，日产混烃 3.96t
工程内容	主体工程	天然气开采	新建采气井场 1 座（TUD5 井），包括采气树、空气源热泵、分离器、计量橇、储罐、装车系统等设施
		天然气处理	在 TUD5 井井场内新建 1 座零散气回收装置，包括原料气过滤减压单元、脱酸单元、脱水单元、脱烃单元、液化冷箱单元以及储运单元等
	公辅工程	供电工程	井场内设置 1 套低压供配电系统，电源引自井场附近周边供配电系统
		给排水	施工期用水主要为区域洒水降尘用水和人员生活用水，施工现场洒水用水量约为 10m ³ /d；人员生活总用水量为 60m ³ ，生活污水产生量约为 48m ³ ，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。运营期井场人员总生活用水量为 73m ³ ，生活用水通过罐车拉运至井场内。生活污水产生量约为 58m ³ ，排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。运营期采出水随井场分离出的油相一起定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理系统处理；天然气脱水单元废水排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。退役期井场不新增用水，无废水产生
		供热工程	施工期无需供热；运营期井场采用空气源热泵和导热油炉加热
		自控工程	井场设置远程控制单元（RTU）1 套
		道路工程	利用钻井期现有道路，不新建道路
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行； 运营期：导热油炉使用天然气作燃料，井场分离出的油水混合物采取密闭装车工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施
工程内容	环保工程	废水	施工期：生活污水依托轮台县新城区污水处理厂处理； 运营期：运营期废水包括采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，运营期采出水随井场分离出的油相一起定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理系统处理；天然气脱水单元废水排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。生活污水排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理； 退役期：无废水产生

续表 3.3-1

拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
工程内容	环保工程	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：施工土方全部用于井场回填；施工废料清运至轮南固废填埋场工业固体废物填埋池填埋处置，生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置； 运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物，分别收集后暂存在井场危废暂存间内，委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置； 退役期：建筑垃圾委托轮南工业固废填埋场合规处置
		生态	施工期：严格控制施工作业范围；设置限行彩条旗； 运营期：采取自然恢复； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除，根据周边区域的植被，进行适当的人工撒种，使井场恢复到相对自然的一种状态
		环境风险	井场设置可燃气体报警仪等
	劳动定员		新建井场 2 人值守
工作制度		年工作 365d，8760h	

3.3.2 油气藏流体性质

（1）天然气性质

区域气藏天然气中甲烷含量高，非烃气体含量低，是优质天然气，天然气不含硫和硫化氢。

（2）凝析油性质

区域凝析油密度 $0.8205\text{g}/\text{cm}^3$ (20°C)， $0.7986\text{g}/\text{cm}^3$ (20°C)；动力粘度 $0.4638\text{mPa}\cdot\text{s}$ (50°C)；凝固点 $<-30^\circ\text{C}$ ；含蜡量 0.9%；胶质 0.03%；沥青质 0.02%。

（3）地层水性质

区域气藏地层水分析结果表明，地层水为硫酸钠型，总矿化度约 $1.997 \times 10^3\text{mg}/\text{L}$ 。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	开发指标	新建采气井场	座
2		产凝析油规模	t/d
3		LNG 规模	t/d
4		混烃规模	t/d
5		零散气回收装置天然气处理规模	10 ⁴ m ³ /d
6	能耗指标	天然气消耗量	10 ⁴ m ³ /a
7		年耗电量	10 ⁴ kWh/a
8	综合指标	总投资	万元
9		环保投资	万元
10		永久占地面积	hm ²
11		临时占地面积	hm ²
12		劳动定员	人
13		工作制度	h

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 采气井场

(1) 建设内容

拟建工程新建采气井场 1 座，配套建设零散气回收装置 1 套。井场主要工程内容见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程井场主要工程内容一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
采气井场				
1	采气树	—	座	1
2	空气源热泵	60kW	座	1
3	闪蒸分离器	WE1.8×7.2-1.6	座	1
4	分离计量撬	WE1.2×76.0-6.3	座	1
5	储油罐	方罐, 尺寸 7m×3m×2.4m, 容积 50m ³	座	4
6	密闭定量装车撬	40m ³ /h	座	1

续表 3.3-3

拟建工程井场主要工程内容一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
零散气回收装置				
原料气过滤减压单元				
1	原料气分离器	$\Phi 624 \times 12$, H=2690	台	1
2	原料气过滤器	$\Phi 368 \times 9$, H=1906 过滤精度: 固体直径 $\leq 5 \mu\text{m}$	台	1
原料气脱酸单元				
1	原料气加热器	/	台	1
2	吸收塔	$\Phi 420/\Phi 624$, H=12650	台	2
3	闪蒸罐	$\Phi 1016 \times 8$, H=2900	台	1
4	贫富液换热器	板式换热器	台	1
5	再生塔	$\Phi 512/\Phi 612$, H=12705	台	1
6	CO ₂ 冷凝器	/	台	1
7	CO ₂ 气液分离器	$\Phi 512 \times 6$, H=2665	台	1
8	MDEA 溶液缓冲槽	$\Phi 1216 \times 8$, L=3170	台	1
原料气脱水单元				
1	脱水前冷却器	/	台	1
2	干燥前气液分离器	$\Phi 522 \times 11$, H=2665	台	1
3	脱水塔	$\Phi 836 \times 18$, H=3065	台	3
原料气脱烃单元				
1	预冷前过滤器	$\Phi 368 \times 9$, H=1906	台	1
2	原料气预冷器	/	台	1
3	重烃分离罐 I	$\Phi 2024 \times 12$, H=4000	台	1
4	重烃分离罐 II	$\Phi 624 \times 12$, H=2665	台	1
5	脱烃塔	$\Phi 836 \times 18$, H=3065	台	2
6	重烃加热器	/	台	1
7	脱烃再生气电加热器	45kW	台	1
8	脱烃再生气冷却器	/	台	1
9	脱烃再生气气液分离器	$\Phi 420 \times 10$, H=2150	台	1
液化冷箱单元				
1	液化冷箱	含板翅式换热器、重烃分离器等	套	1
2	冷剂配制橇	/	套	1

续表 3.3-3

拟建工程井场主要工程内容一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
液化冷箱单元				
3	制冷剂压缩撬	/	套	1
储运单元				
1	LNG 储罐	150m ³	座	1
2	BOG 汽化器	处理量: 300Nm ³ /h、500Nm ³ /h	台	1
3	水浴式汽化器	处理量: 800Nm ³ /h	台	1
4	混烃储罐	18.5m ³	座	1
其它				
1	分液罐	/	台	1
2	火炬	30×10 ⁴ m ³ /d, 高度 15m	台	1
3	污水罐	30m ³	台	1
4	导热油炉撬	600kW	台	1

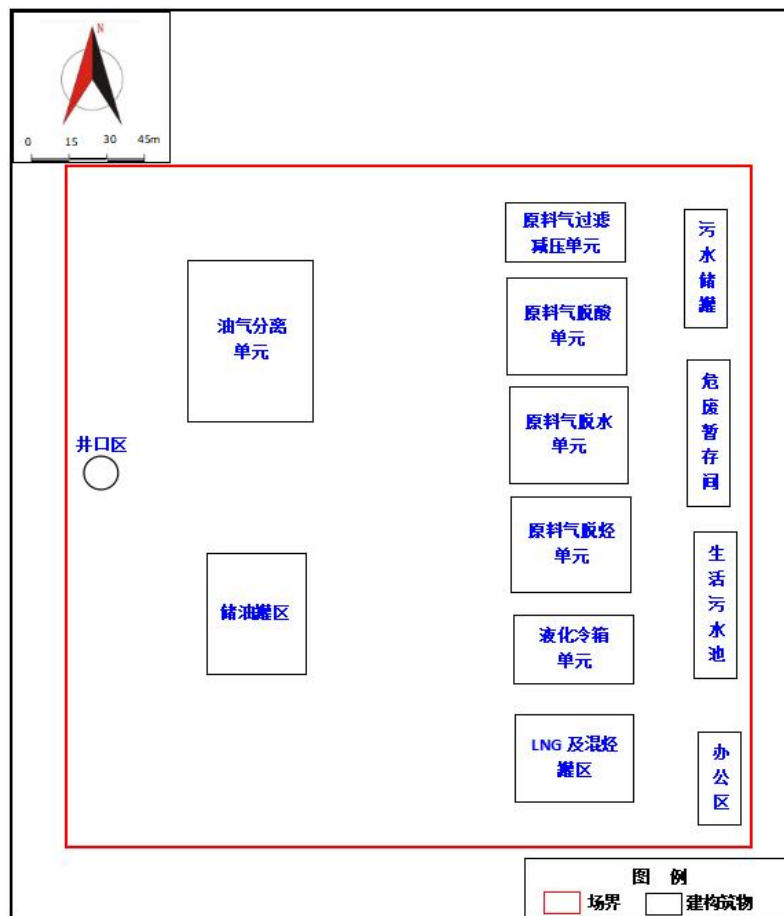


图 3.3-1

TUD5 井场运营期平面布置示意图

(2) 主要原辅材料消耗

拟建工程运营期原辅材料消耗主要为导热油炉使用的天然气，天然气来源于 TUD5 井场净化处理后的部分天然气，经燃料气管道送至导热油炉使用。

燃料气组分见表 3.3-4，井场燃料气用量情况见表 3.3-5。

表 3.3-4 燃料气组分一览表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	CO ₂	N ₂	总硫 (mg/m ³)	热值 (MJ/m ³)
含量, mol%	73.5	7.1	2.01	0.55	0.73	1.96	12.05	2.1	/	33.27

表 3.3-5 拟建工程燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用气量 (m ³ /h)	折合满负荷 日运行时间 (h)	运行天数 (d)	年用量 (万 m ³ /a)
1 座 600kW 导热油炉	72	24	365	63.07

3.3.4.2 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采气井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.3 公辅工程

(1) 供电工程

拟建工程井场内设置 1 套低压供配电系统，电源引自井场附近周边供配电系统，井场预计用电量为 175 万 kWh。

(2) 给排水

施工期用水主要为区域洒水降尘用水和人员生活用水，施工现场洒水抑尘频率为每天 2 次，每次用水量约为 5m^3 ；拟建工程施工人员 20 人，施工期 30d，生活用水量按 $100\text{L}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，施工人员总生活用水量为 60m^3 ，排水量按用水量的 80% 计算，则拟建工程施工期间生活污水产生量约为 48m^3 ，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

运营期井场需要人员值守，值守人员为 2 人，生活用水量按 $100\text{L}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，人员总生活用水量为 73m^3 ，生活用水通过罐车拉运至井场内。生活污水排水量按用水量的 80% 计算，则生活污水产生量约为 58m^3 ，生活污水排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。运营期采出水随井场分离出的油相一起定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理系统处理，处理后作为注水水源加以利用；天然气脱水单元废水排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。

退役期井场不新增用水，无废水产生。

（3）供热系统

拟建工程施工期无需供热。

运营期井口和天然气处理装置均需进行加热，分别通过空气源热泵和导热油炉加热，导热油炉加热使用的燃料气来源于天然气处理装置产生的天然气。

（4）自控工程

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

3.3.4.4 环保工程

（1）废气处理工程

施工期间施工扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，燃用合格油品，焊接使用无毒低尘焊条。

运营期定期对井场进行巡检，油相密闭装载；导热油炉使用天然气作为燃料，燃烧后的烟气通过 8m 高排气筒外排。

退役期采取洒水抑尘措施。

（2）废水处理工程

施工期生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

运营期采出水随井场分离出的油相一起定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理系统处理。天然气脱水单元废水排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。井下作业过程中产生的井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

退役期井场不新增用水，无废水产生。

（3）噪声防治工程

施工期：选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间；

运营期：采取基础减振降噪；

退役期：选用低噪声机械和车辆。

（4）固体废物收集及处理处置工程

施工期：施工土方全部用于井场回填；施工废料清运至轮南固废填埋场工业固体废物填埋池填埋处置，生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置；

运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物，暂存于井场危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

退役期：建筑垃圾委托轮南工业固废填埋场合规处置。

（5）生态影响减缓措施

施工期：严格控制施工作业范围；设置限行彩条旗。

运营期：采取自然恢复措施，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识。

退役期：拆除井架、井台及其它地面设施，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。

（6）环境风险措施

运营期：井场设置可燃气体报警仪。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场内，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源为施工人员生活污水，排入污水罐后定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理；固体废物主要为施工废料和生活垃圾，定期清运至轮南固废填埋场工业固废填埋池和生活垃圾填埋池填埋处置。

3.3.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、油气分离、零散气回收及井下作业。

（1）油气开采

根据吐东气田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。

（2）油气分离

单井油嘴出口来气、液（35MPa，29.6℃），首先进入60kW空气源热泵加热至60℃，加热后进行二级节流至5MPa、11.36℃，节流后进入盘管继续加热至35℃，随后进入生产分离器橇进行气、液分别计量，计量后的液进入分离增压橇进行闪蒸，闪蒸压力为0.2MPa，计量后的气进入后续零散气回收装置回收，回收湿气交接压力为3.85MPa，分离增压橇分离出的液进入储油罐进行储存，闪蒸气进入后续零散气回收装置回收。储油罐内的原油经过装车橇装车外运，

装车橇通过密闭鹤管接口的密封帽与罐车上装口密封连接，密封帽上设有回气管路可将装车过程产生的油气返回至油罐内。装车结束后首先关闭装车橇与鹤管之间的阀门，截断油品的流动，然后将管内残留原油通过重力倒入罐车，并通过盲板进行密封，防止气液进行外环境。

拟建工程井场采用空气源热泵对油气进行加热，空气源热泵工作原理如下：

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（R134A）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。

（3）零散气回收

本项目零散气回收装置工艺流程如下：原料气→过滤减压→脱酸→脱水→脱重烃→低温液化→LNG 储罐、混烃储罐→槽车外运。

①原料气过滤减压单元

由井场出来的原料气首先进入原料气分离器进行气液两相分离，液相至排污总管后最终进入污水储罐后定期拉运，气相进入原料气过滤器过滤可能存在的杂质后，进入后续脱酸气单元。

②原料气脱酸单元

本工程中原料气脱酸气单元采用两塔吸收，一塔再生流程。

从过滤减压单元来的原料气依次经过原料气吸收塔 I 和 II，逆向流动的 MDEA 溶液和原料气在吸收塔内充分接触，气体中的 CO_2 被吸收而进入液相，未被吸收的组分从吸收塔 II 顶部引出，依次进入原料气加热器、吸收塔顶气液分

分离器，分离冷凝液滴，出分离器的气体去后续原料气脱水脱汞单元。

从吸收塔 I 和吸收塔 II 底部出来的吸收了 CO_2 的 MDEA 溶液以及塔顶气液分离器分离的冷凝液，进入闪蒸罐，降压闪蒸出的不凝气（主要为 H_2 、 N_2 及少量的烃类物质）送至火炬燃烧。闪蒸后的富液从闪蒸罐底部出来进入贫富液换热器，与再生塔底部流出的溶液（贫液）换热后，升温至 $90\sim 99^\circ\text{C}$ 进入再生塔顶部。再沸器的导热油由燃气导热油炉提供。

从再生塔顶部馏出的气体经 CO_2 冷凝器冷却至 45°C 后，进入 CO_2 气液分离器，出 CO_2 气液分离器的富含 CO_2 的气体送至火炬燃烧。分离器底部分离出的冷凝液进 MDEA 溶液缓冲槽。从再生塔底出来的贫液经贫富液换热器冷却至 75°C ，再经贫液冷却器冷却至 45°C 左右进入 MDEA 溶液缓冲槽，而后进入贫液泵增压后进入吸收塔内实现 MDEA 溶液的循环。

③原料气脱水单元

从脱酸气单元来的原料气，首先进入脱水前冷却器降温至 42°C ，而后经气液分离器分离出部分液体后，气体进入脱水塔，经塔内分子筛吸附床脱水后进入脱烃单元。

原料气脱水单元设置有两座干燥塔，工作时一塔处于干燥吸附状态，一塔同时处于脱附再生状态，脱附再生过程中以脱水后输出的部分干燥天然气作为再生气循环使用，再生气经换热器加热至 200°C （导热油进行间接换热）后从干燥塔出口逆向通过分子筛吸附床对吸附材料进行加热脱附，脱附出的再生湿气由塔顶排出进入气液分离器，气体中夹带的液态水被分离后，再次返回吸附塔重新脱水干燥，至此完成脱附，脱除的水经气液分离器底部流至污水罐。

④原料气脱烃单元

本工程中，原料气脱烃单元采用预冷+活性炭吸附工艺。

来自原料气脱水单元的干燥气先经预冷前过滤器过滤分子筛粉尘后进入原料气预冷器，预冷至 -30°C 后部分重烃冷凝，进入重烃分离罐 II。分离的气相返回原料气预冷器，气相从脱烃塔底部进入，通过活性炭床层吸附重烃和芳香烃后，从脱烃塔顶部出来，天然气中重烃和芳香烃含量各 $\leq 10\text{ppm}$ ，之后进入低温冷凝器冷凝后进入 LNG 储罐；在重烃分离罐 II 中分离的液相降压后进入重烃加

热器与导热油换热升温至约 40℃后进入重烃分离罐 I 两相分离，气相用作燃料气，液相送至混烃储罐。

脱烃塔活性炭床层再生过程中的再生气取自脱烃后的净化气，再生气先进入脱烃再生气电加热器加热。热的、干燥的气体自上而下通过再生状态的脱烃塔，解吸活性炭中的重烃和芳香烃。从再生状态的脱烃塔出来的再生气进入脱烃再生气冷却器冷却，再进入脱烃再生气气液分离器分离冷凝液，该冷凝液体进入重烃分离罐 I；气体经减压后进入燃料气总管。脱烃塔加热结束后，关闭脱烃再生气电加热器，采用干气对脱烃塔冷却，直到塔底出气小于 50℃，再生结束。经再生加热及冷吹后的脱烃塔进入下一吸附工作过程。

⑤液化冷箱单元

制冷工艺采用高效双循环混合制冷剂循环。天然气液化所需冷量由两套混合制冷剂循环系统提供。混合制冷剂由甲烷、乙烯、丙烷、异丁烷和氮气组成，利用各组分沸点的不同在各换热器内冷凝并过冷经三个 J-T 阀减压进入返流制冷剂中依次冷却不同温区的原料气及正流制冷剂，返流制冷剂被复热后出冷箱进入混合制冷剂压缩机循环压缩。出混合制冷剂压缩机的中压制冷剂再进入冷箱。在运行异常和开车时，冷剂吸入缓冲罐可以保护压缩机没有液体进入。

⑥冷剂配比与储存单元

本装置的制冷由高温冷剂压缩机和低温冷剂压缩机组成。高温冷剂压缩机提供高温段冷量，低温冷剂压缩机提供低温段冷量。

从配比与贮存单元来的高温冷剂，经高温冷剂压缩机压缩，冷却至 45℃后进入压缩机出口分离器，分离出由于增压并降温而冷凝的液体。一部分高温冷剂气体和一部分高温冷剂液体同时进入高温板式换热器其中一个通道，经冷却、冷凝至 -60℃左右，节流降压至 0.4MPa 后，进入高温冷剂分离罐进行气液分离，然后汇合后返回高温板式换热器提供冷量，被复热至 40℃左右出高温板式换热器，另一部分高温冷剂气体及高温冷剂液体则作为原料气脱烃单元的原料气预冷器的冷源，经复热后返回高温冷剂压缩机入口与高温板式换热器出口的高温冷剂汇合，再次压缩而循环制冷。

从配比与贮存单元来的低温冷剂，经低温冷剂压缩机压缩，冷却至 45℃后

先后进入高温板式换热器和低温板式换热器，被冷却、冷凝至 -160°C 左右，节流降温至 0.4MPa 后，进入低温冷剂分离罐进行气液分离，然后汇合后返回低温板式换热器和高温板式换热器提供冷量，被复热至 45°C 左右出冷箱，最后返回至低温冷剂压缩机入口，再次压缩而循环制冷。

⑦储运单元

LNG 由冷箱进入 LNG 储罐，然后由装车泵增加经 LNG 装车臂装车。LNG 储罐 BOG 及装车 BOG 由 BOG 汽化器与空气换热升温去燃气缓冲罐，作为导热油炉燃料气。

(4) 井下作业

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

油气开采及集输过程中废气污染源主要为导热油炉烟气 (G_1) 以及井场无组织废气 (G_2)，导热油炉使用天然气作为燃料，井场采取密闭集输工艺减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水 (W_1)、脱水单元废水 (W_2)、井下作业废水 (W_3)、生活污水 (W_4)，其中采出水随采出液一起通过罐车拉运至轮一联合站处理达标后回注地层，脱水单元废水排入污水罐内，定期通过罐车拉运至轮一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理；生活污水排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。噪声污染源主要为采气树 (N_1)、空气源热泵 (N_2)、导热油炉 (N_3)、分离计量撬 (N_4)、压缩机 (N_5)、泵 (N_6) 运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油 (S_1)、井下作业产生的废防渗材料 (S_2)、储罐底泥 (S_3)、废导热油 (S_4)、废分子筛 (S_5)、过滤器过滤杂质 (S_6)、废润滑油 (S_7) 和废润滑油桶 (S_8)，落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废

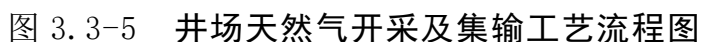


表 3.3-6 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	导热油炉烟气	颗粒物、氮氧化物、烟气黑度	连续	使用天然气作为燃料
	G ₂	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭输送
废水	W ₁	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液通过罐车拉运至轮一联合站处理
	W ₂	脱水单元废水	石油类、SS	间歇	排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站处理
	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	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理
	W ₄	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	连续	排入生活污水罐，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理
噪声	N ₁	采气树	L _{Aeq} , T	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	空气源热泵	L _{Aeq} , T	连续	选用低产噪设备、基础减振

	N ₃	导热油炉	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₄	分离计量撬	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₅	压缩机	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₆	泵	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	暂存于井场危废暂存间, 委托有资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料	含油废物	间歇	

续表 3.3-6 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
固废	S ₃	储罐底泥	含油废物	间歇	暂存于井场危废暂存间, 委托有资质单位接收处置
	S ₄	废导热油	含油废物	间歇	
	S ₅	废分子筛	含油废物	间歇	
	S ₆	过滤器过滤杂质	含油废物	间歇	
	S ₇	废润滑油	含油废物	间歇	
	S ₈	废润滑油桶	含油废物	间歇	

3.3.5.3 退役期

随着天然气开采的不断进行, 其储量逐渐下降, 最终井区将进入退役期。

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

完成封井后, 拆除井口装置及井场占地范围内所有地面设施, 地下截去一定深度的表层套管; 将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理, 清除各种固体废物。然根据周边区域的植被, 进行适当的人工撒种, 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，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

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

3.3.6.1 生态影响因素

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

3.3.6.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；井场内金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物，焊接使用无毒低尘焊条。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.6.3 废水

拟建工程施工人员20人，施工期30d，生活用水量按100L/人·d计算，排水量按用水量的80%计算，则拟建工程施工期间生活污水产生量约为48m³。拟建工程设置临时施工营地，施工人员生活污水依托轮台县新城区污水处理厂处理。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等噪声，产噪声级在90~110dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.6.5 固体废物

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

①土石方

井场工程区土石方工程量主要来自场地找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.35 万 m³，土石方回填量 0.85 万 m³，借方 0.5 万 m³。根据主体设计，挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生。井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.5 万 m³，所有砾石均外购自轮台县周边的砂石料厂。

拟建工程土石方平衡见下表 3.3-7。

表 3.3-7

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	0.35	0.85	0.5	轮台县周边砂石料厂	0	—

②施工废料

施工废料主要包括井场内管材边角料和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.5t，施工废料清运至轮南固废填埋场工业固体废物填埋池填埋处置。

③生活垃圾

拟建工程施工人员 20 人，施工期 30d，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。

整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.3t。生活垃圾定点收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

拟建工程废气污染源主要为导热油炉烟气和井场无组织挥发废气，主要污染物为颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃。结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2018)等要求对源强进行核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-8。

表 3.3-8 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	导热油炉烟气	颗粒物	10	使用天然气作为燃料	8	761	10	0.008	8760	0.067
		氮氧化物	149.8				149.8	0.114		1.000
		烟气黑度	<1 级				<1 级	—		—
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送, 储罐采用密闭装载方式	—	—	—	0.1255	8760	1.295

源强核算过程:

(1) 导热油炉烟气

拟建工程 TUD5 井场内设置 1 座 600kW 导热油炉,其燃料气为井场分离净化后的天然气。导热油炉烟气主要污染物为颗粒物、氮氧化物,经 8m 高烟囱排放。

①导热油炉燃气量计算公式如下:

$$A = \frac{3600Pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中: A 为燃气量, m³;

P 为功率, MW, 导热油炉 1 小时满负荷取 0.6MW;

ε 为热转化效率，导热油炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，燃气取 33.27MJ/m³；

t 为运行时间，h。

则 600kW 导热油炉每小时燃气量为 72m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

$$L_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(C_m H_n) - \varphi(O_2) \right]$$

$$= 9.76 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO、H₂、H₂O、C_mH_n、O₂——天然气中气体相应成分体积分数 (%)

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 9.76m³/m³。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m³/m³)

$$V_o^g = 1 + L_0 - \left(1.5H_2 + 0.5CO - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times C_m H_n + \frac{n}{2} C_m H_n + \frac{3}{2} H_2 S \right)$$

$$= 8.81 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

④标态下导热油炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m³/m³)

$$V_o^s = V_o^g \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 10.57 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

标态下 600kW 导热油炉的实际干烟气量为 72 × 10.57Nm³/h = 761Nm³/h。

⑤拟建工程所在区域气藏不含硫。

颗粒物：初始烟气中颗粒物浓度直接类比同类型导热油炉监测数据，根据区域 600kW 导热油炉例行监测期间监测数据，现有所类比导热油炉属于气田区域现有加热炉，使用燃料均为天然气，烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排，类比导热油炉符合《污染源核算技术指南 锅炉》（HJ 991—2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②导热油炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。所引用导热油炉中颗粒物监测浓度可以作为拟建工程排放取值依据，烟气中颗粒物浓度为 10mg/m³，则 600kW 导热油炉年排放量为 10 × 8760 × 761/10⁹ = 0.067t/a，排放速率 = 0.067 × 1000/8760 = 0.008kg/h。

氮氧化物：选用《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境

部公告 2021 年第 24 号)中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算。600kW 导热油炉每小时燃气量为 72m^3 ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下： $72 \times 8760 \times 15.87/10^7 = 1.00\text{t/a}$ ，排放速率 $= 1.00 \times 1000/8760 = 0.114\text{kg/h}$ ，排放浓度为 $0.114 \times 10^6/761 = 149.8\text{mg/m}^3$ 。

综上可得，600kW 导热油炉烟气中颗粒物、氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。

（2）无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物（ VOC_s ）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言， VOC_s 主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门、法兰等部分逸散及储罐大小呼吸产生的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）要求对拟建工程无组织废气进行核算。

①密封点处无组织逸散废气

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间， h/a ；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-9 设备与管道组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

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

续表 3.3-9 设备与管道组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.32。根据设计单位提供的数据，项目井站场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3-10 所示。

表 3.3-10 拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	阀门	1500	0.064	0.0922	8760	0.808
2	法兰	400	0.085	0.0326	8760	0.286
3	泵	8	0.074	0.0006	8760	0.005
4	压缩机	2	0.073	0.0001	8760	0.001
合计				0.1255	8760	1.100

②罐区储罐呼吸废气

拟建工程井场共涉及 4 个原油储罐，均为 50 万方罐。井场 LNG 储罐 BOG 及装车 BOG 由 BOG 汽化器与空气换热升温去燃气缓冲罐，作为导热油炉燃料气，原油储罐装车结束后关闭装车橇与鹤管之间的阀门并通过盲板对端口进行密封，防止气液进行外环境，故本次核算仅考虑 4 个原油储罐呼吸废气污染物排放量。

根据储罐呼吸计算公式：

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

K_c

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

式中： L_B ——储罐的呼吸排放量（kg/a）；

M ——储罐内蒸汽的分子量；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；

D ——罐的直径（m）；

H ——平均蒸汽空间高度（m）；

ΔT ——一天之内的平均温差（℃）；

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

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

K_c ——产品因子（石油原油取 0.65，其他液体取 1.0）。

L_w ——固定顶罐的工作损失（kg/m³投入量）；

K_N ——周转因子（无量纲），取值按年周转次数（ K ，次）确定： $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ， $36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$ ， $K > 220$ ， $K_N=0.26$ ；

表 3.3-11 各参数取值一览表

序号	项目	M	P/Pa	D/m	H/m	$\Delta T/^\circ\text{C}$	F_p	C	K_c	K_N
1	原油储罐	50	24400	8.0	2.4	10	1.25	0.7166	0.65	0.33

通过上述公式计算可知，储罐大小呼吸废气产生情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 储罐大小呼吸废气一览表

序号	储罐名称	数量（座）	大呼吸废气量（kg/a）	小呼吸废气量（kg/a）	合计（kg/a）
1	原油储罐	4	0.436×20 （周转次数）	186.728	195.448

综上，井场无组织非甲烷总烃排放量合计为 1.295t/a。

拟建工程所在区域气藏不含 H_2S ，井场无组织废气不再识别 H_2S 。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐

渐增加上升状态。根据项目预测开发预测指标，TUD5 井场前期不含水，后期含水率平均为 40%左右，该井预计最大产液量为 10t/d，采出水量最大为 4t/d，年产采出水量最大为 1460t，主要污染物为石油类、SS。采出水随井场分离出的油相一起定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

（2）天然气脱水单元废水

天然气脱水单元废水主要来源于分子筛干燥塔单元，干燥过程中可将含水率由 0.5%降低至 0.02%，项目日产气 5 万方（约 47 吨），则脱水单元废水产生量为 0.2t/d，年天然气脱水单元废水量最大为 73t，主要污染物为石油类、SS。脱水单元废水排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。

（3）井下作业废水

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

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

表 3.3-13 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，每年井下作业废水产生量为 186t。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。

(4) 生活污水

拟建工程后期运行过程中需要人员值守，值守人员为 2 人，生活用水量按 100L/人·d 计算，排水量按用水量的 80%计算，则拟建工程生活污水产生量约为 0.2m³/d。拟建工程设置有生活污水罐，人员生活污水排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

拟建工程运营期废水产生情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	1460	0	石油类、SS	连续	与采出液一并输至轮一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W ₂	天然气脱水单元废水	73	0	石油类、SS	连续	排入污水罐,定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W ₃	井下作业废水	186	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	井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后,酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理
	W ₄	生活污水	73	0	SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	间歇	排入生活污水罐后,定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后,采气井场噪声污染源治理措施情况见表 3.3-15,拟建工程采取基础减振降噪,控制噪声对周围环境的影响,降噪效果约 10dB(A)。

表 3.3-15 采气井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	TUD5 井场	采气树	1	85	基础减振	10
2		空气源热泵	1	85	基础减振	10
3		导热油炉	1	85	基础减振	10
4		分离计量撬	1	85	基础减振	10
5		泵	8	85	基础减振	10
6		压缩机	2	85	基础减振	10

根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》(电子设计工程,施纪卫、吕莉、武玉双,2013年2月),采气树、分离计量撬、压缩机噪声属气流噪声,噪声源强范围为 85~90dB(A),取 85dB(A);根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991-2018),燃气(油)锅炉、泵噪声源强范围为 70~90dB(A),取 85dB(A)。采取基础减振降噪,控制噪声对周围环境的影响,降噪

效果约 10dB (A)。

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采气井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶、生活垃圾。

(1) 落地油

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

(2) 废防渗材料

工程运行期采气井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，单块防渗布重约 250kg (12m×12m)，每口井作业用 2 块，则拟建工程采气井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，气井作业频次为 2 年 1 次，则工程产生废防渗材料约 0.25t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

(3) 储罐底泥

拟建工程井场 4 座储油罐需每年进行储罐底泥的清理，类比同类型井场储油罐清罐作业过程，单座储罐每年底部油泥产生量 0.1t，则拟建工程储罐底泥产生量为 0.4t/a，清理出的底泥桶装密闭后，暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。

(4) 废导热油

拟建工程导热油炉需定期更换导热油，导热油更换频次为 3 年一次，单次更换量为 0.6t，更换完成后的导热油桶装密闭后暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。

(5) 废分子筛

拟建工程脱水塔中采用分子筛脱水，分子筛更换频次为 2 年一次，单次更换量为 1t，更换完成后的废分子筛桶装密闭后暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。

(6) 过滤器过滤杂质

拟建工程天然气处置过程中过滤单元过滤器过滤过程中会产生少量的杂质，类比同类型项目，过滤杂质量为 0.02t/a，桶装密闭后暂时存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。

(7) 废润滑油和废润滑油桶

拟建工程生产设备设施需使用润滑油，年润滑油使用量为 0.4t，更换后的废润滑油产生量为 0.4t，废润滑油桶数量为 2 个（0.02t），废润滑油存放在桶中和废润滑油桶一起存放在危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。

(8) 生活垃圾

拟建工程值守人员为 2 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，年生活垃圾产生量为 0.4t，现场设置垃圾桶，定期收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

一般工业固体废物处理处置情况见表 3.3-16，危险废物处理处置情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 一般工业固体废物污染源强一览表

序号	代码	固体废物名称	产生环节	物理性状	产生量 (t/a)	属性	贮存方式	处理措施
1	SW64 900-099-S64	生活垃圾	生活环节	固态	0.4	生活垃圾	生活垃圾桶	定期收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置

表 3.3-17 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.2	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 071-001-08)	桶装收集后，暂时存放在危废暂存间内，定期委托有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	0.25	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		
3	储罐底泥	0.4	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 071-001-08)		
4	废导热油	0.6t/3a	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		
5	废分子筛	0.5	其他废物 (HW49 900-041-49)		

续表 3.3-17 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
6	过滤器过滤杂质	0.02	其他废物 (HW49 900-041-49)	桶装收集后,暂时存放在危废暂存间内,定期委托有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处理,不外排
7	废润滑油	0.4	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-217-08)		
8	废润滑油桶	0.02	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

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

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

3.3.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(3) 退役期封井施工过程中,应加强施工质量管理,避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

3.3.8.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生,要求在闭井作业过程中,严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业,首先对井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水窜层。

3.3.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修,保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理,合理规划运输路线,禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.3.8.5 退役期生态恢复措施

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

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

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

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

3.3.9 非正常排放

拟建工程油气开采过程中，若井口压力过高，采出气通过管道直接进入火炬点燃。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，类比区域同类采气井场非正常排放情况，非正常排放源参数详见下表。

表 3.3-18 非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 /h	年发生频次/ 次
火炬	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	4.17	0.5	1
		NO _x	112.48		

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程油气直接在井场分离，液相在井场储油罐存放后最终进入轮一联合站集中处理，天然气经脱水脱烃处理后进入 LNG 储罐，定期通过罐车外运，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采气和天然气处理工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使系统的安全性、可靠性得到保证，项目天然气进入井场现有处理装置处理，减少了天然气直接放空点燃所造成的环境污染。

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，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化工艺，降低生产运行时间；

②井场管线及设备设施均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对井下作业、采气作业等 2 个油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，油

气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-19 及表 3.3-20。

表 3.3-19 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	≤50（乙类区）	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150（乙类区）	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	≤70（乙类区）	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

表 3.3-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	估算值	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	采取防溢设备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	凝析油回收	10

续表 3.3-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标				拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	估算值	得分
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	20	已开展	20
		制定节能减排工作计划	5	已制定	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 3.3-21 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建工程	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤ 50	≤ 50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥ 60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥ 80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥ 90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤ 10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤ 150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥ 60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤ 20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥ 80	100	7.5

续表 3.3-21 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标									
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	拟建工程		
							措施	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好		5
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	采油	套管气回收装置	10	天然气净化设施先进、净化效率高	10	
					防止落地原油产生措施	10		10	
		采油（气）方式		采油方式经过综合评价确定		10	自喷采气		10
		集输流程		全密闭流程		10	凝析油、LNG、混烃采用密闭装车工艺		0
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	已建立 QHSE 管理体系并通过认证		10
		开展清洁生产审核并通过验收				20	已开展清洁生产审核并通过验收		20
		制定节能减排工作计划				5	已制定节能减排工作计划		5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	落实环保“三同时”制度		5
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	落实建设项目环境影响评价制度		5
		老污染源限期治理项目完成情况				5	已按要求进行了治理		5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	污染物排放量低于总量控制指标		5

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

3.3.10.2 清洁生产结论

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

3.3.11 三本账

拟建工程实施后吐东油气田“三本账”的情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 拟建工程实施后吐东油气田“三本账”情况一览表 单位: t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.007	0	0.166	2.520	0	0	0
拟建工程新增排放量	0.067	0	1.000	1.295	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0.074	0	1.166	3.815	0	0	0
拟建工程实施后增减量	+0.067	0	+1.000	+1.295	0	0	0

3.3.12 污染物总量控制分析

3.3.12.1 总量控制因子

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

废气污染物: VOCs、NO_x。

废水污染物: COD、NH₃-N。

3.3.12.2 拟建工程污染物排放总量

(1) 废水

拟建工程在正常运行期间,营运期随井场分离出的油相一起定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理系统处理。天然气脱水单元废水排入污水罐,定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。井下作业过程中产生的井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后,酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理。生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。拟建工程无废水外排,因此建议不对废水污染物进行总量控制。

(2) 废气

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(环发〔2014〕197号)及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发〔2016〕126号)要求,废气污染物排放总量指标核算过程如下:

拟建工程导热油炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2燃气锅炉排放限值要求($\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$)，废气污染物排放总量采用浓度法进行核算。

拟建工程涉及1台600kW导热油炉，导热油炉烟气排放 NO_x 按照排放系数法给出的实际排放浓度 $149.8\text{mg}/\text{m}^3$ 进行核算。

则按照浓度法核算导热油炉排放量为：

$$\text{NO}_x \text{排放量} = 761\text{Nm}^3/\text{h} \times 149.8\text{mg}/\text{m}^3 \times 8760 = 1.00\text{t}/\text{a}$$

按照浓度法估算，拟建工程 NO_x 排放量为 $1.00\text{t}/\text{a}$ 。

综上所述，拟建工程总量控制指标为： $\text{NO}_x 1.00\text{t}/\text{a}$ ， $\text{VOC}_s 0\text{t}/\text{a}$ 。

3.4 依托工程

3.4.1 轮一联合站

轮一联为塔里木油田第一座联合站，1992年5月投产，主要接收轮南油田7座计量站的来液，进行油气分离、原油脱水、污水处理及回注，先后进行了6次改扩建。油水混液采用一段三相分离+二段化学沉降脱水，充分利用来液温度，全站不升温，一段设计规模 $11800\text{m}^3/\text{d}$ ；二段设计规模 $1900\text{m}^3/\text{d}$ 。

计量间来的油、气、水混合液(0.35MPa 、 42°C)加入缓蚀剂及破乳剂后，进入2台油气分离器进行油气初步分离，分离出来的大部分天然气经过天然气除油器进行除油操作后输送至轮南天然气站，少部分天然气作为3台三相分离器的补气以平衡液位。分离出的原油再进入3台三相分离器和1台热化学脱水器再进一步分离，分离出的含油污水进入 5000m^3 污水沉降罐，后经过两级过滤处理后，通过回注井回注区域地层。分离出的原油进入 5000m^3 原油储罐。原油储罐内经过进一步静置沉降后成为合格原油(含水 $\leq 0.5\%$)，之后通过2台原油外输泵增压至 0.2MPa 后外输至总外输及轮二转作为轮三联掺稀的油源。

表 3.4-1 轮一联合站处理能力一览表

轮一联合站	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
原油 (t/d)	11800	4000	7800	10	可依托
采出水 (m^3/d)	11500	3500	8000	4	可依托

3.4.2 轮台县新城区污水处理厂

轮台县新城区污水处理厂于2010年2月4日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评审函〔2010〕15号），2018年进行了验收，2022年5月30日申领了排污许可证（91652822754587338B001Y）。采用“格栅+沉砂池+改良氧化沟+二沉池+MBR膜生物+生物接触氧化池+消毒”组合工艺。处理后的废水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级B标准后用于防护林灌溉。污水处理厂距离项目区约16km，目前该污水处理厂设计处理规模为12000m³/d，污水处理厂实际处理规模为9000m³/d，污水处理厂富余处理规模为3000m³/d，可满足项目的废水处理需求。

3.4.3 轮南固废填埋场

2018年底塔里木油田分公司在现有固废处理场西南侧新建1座固废填埋场，该垃圾填埋场主要服务范围为轮南镇、轮南作业区、桑吉作业区及轮南区域各承包商驻地，主要接收生活垃圾、一般工业固体废物以及建筑垃圾。设计建设建筑垃圾固废池3座，尺寸均为160m×80m×2.5m，总容积99000m³；工业固废池2座，尺寸均为90m×60m×2.5m，总容积20000m³；生活垃圾固废池4座，尺寸均为90m×60m×2.5m，总容积40000m³；预留生活垃圾固废池4座。土堤分区边坡1:2。新建固废填埋场工程总占地257.4亩，总投资629.36万元。新建垃圾填埋场日最大处理生活垃圾5t、工业固废13t、建筑垃圾13t。生活垃圾固废池、工业固废池、建筑垃圾固废池设计使用年限分别为10年、15年、15年。轮南固废填埋场于2018年2月28日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2018〕241号），并于2019年8月6日塔里木油田分公司通过自主验收。

轮南固废填埋场运行负荷如见表3.4-2。

表 3.4-2 轮南固废填埋场运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	生活垃圾填埋池（m ³ ）	40000	8000	32000	0.6（0.4t）	可行

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬 $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km^2 。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

拟建工程位于新疆巴州轮台县境内，区域以天然气开采为主。井场区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域，拟建工程南距阿孜干村 16km。拟建工程地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

本工程所在区域为天山山脉南麓的低山丘陵区 and 山前砾质冲洪积平原，地形总体北高南低，地面海拔在 1600m~2000m 之间。中部和东部可划分为北部山体区和南部的戈壁区，山体主要为较大面积的砾石山体，第三系褐色泥岩出露，多呈锯齿状和单面山，倾角 $25 \sim 40$ 度，地形起伏剧烈，最大相对高差可达 300m；南部为地势相对比较平缓的山前戈壁，松散的砾石堆积较厚，并发育有多条规模不等的冲沟。

拟建工程位于山前倾斜平原地带，井场海拔 1590m，地形简单，地貌单一。

4.1.3 地表水系

区域河流主要为迪那河。迪那河是流向塔里木盆地的内陆河，发源于南天山支脉的科克铁克山的南坡，是巴州产水能力最强的一条河流。根据《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，迪那河流域为塔里木内流区，源头至水文站河段约 44km，水文站至轮台水管站河段约 8km，控制城镇为轮台县，规划主导功能为自然保护及饮用水源。迪那河主要受北部高山地带山区降水和融水补给，属山系性河流。据迪那河山口水文站多年统计资料，迪那河河水流量年际变化不大，最丰、最枯年水量变化幅度不超过 2.26 倍，多年平均径流量为 $3.36 \times 10^8 \text{m}^3$ ，最大洪水流量 $787 \text{m}^3/\text{s}$ （1958 年 8 月 13 日），枯水期最小流量为

0.3m³/s 以下，径流连续最大四个月发生在 5~8 月份，约占年水量的 80%。

迪那河径流相对平稳，有年枯水年连续交替变化的规律，径流年内分配极不均匀，洪枯流量悬殊。迪那河山于受塔里木盆地极端干旱气候的影响，风化作用较强；另外，该区盛行山谷风，有复杂的天气过程；再加上山高坡陡，植被覆盖率很低，所以产沙量大。据迪那河水文站所测，该河多年平均含沙量 8.81kg/m³，年最大含沙量 535kg/m³，多年平均输沙量 331×10⁴t，侵蚀模数 2050t/km²·a。

本工程场地及周边临近区域无地表水体分布。

4.1.4 水文地质

区域地下水主要为第四系松散堆积层孔隙潜水，大部分分布于山前倾斜平原、山间洼地，河谷及山间沟谷中亦有零星分布。由于山体上升，山前平原缓慢沉降，堆积了厚达数百米的松散层，赋存有较丰富的地下水，由山前向平原区地带形成埋深由深到浅的潜水及承压水。气田区域的地下水类型主要为潜水，主要分布在山前冲洪积平原第四系堆积物，自山前向平原含水层颗粒由粗变细，从北向南，潜水埋藏深度由山前大于 200m 过渡到 10m~50m。砾质平原上部为潜水深藏带，下部为浅藏带。水量丰富地段主要分布在迪那河冲洪积扇下部一带，潜水埋深大于 5m，含水层为第四系冲洪积砂砾石和含砾中粗砂，亦含有自流水，水头埋藏深度 50m~100m。

4.1.5 气候气象

轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县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	11.9℃	7	年平均蒸发量	2104.7mm
2	年极端最高气温	42.1℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-25.6℃	9	年最多风向及频率	NE/14.9%
4	年均日照时数	2602h	10	年平均相对湿度	48%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	1.6m/s
6	年平均降水量	68.9mm	—	—	—

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据收集了 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间巴音郭楞蒙古自治州轮台县例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.2-1 所示。

表 4.2-1 巴音郭楞蒙古自治州轮台县环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	35	32	91.43	达标
PM_{10}	年平均值	70	78	111.43	超标
SO_2	年平均值	60	5	8.33	达标
NO_2	年平均值	40	17	42.50	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1700	42.50	达标
O_3	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	108	67.50	达标

由表 4.2-1 可知，巴音郭楞蒙古自治州轮台县 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用《克拉苏气田大北区块 2023 年产能建设项目环境影响报告书》中的 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.2-2，具体监测点位置见附图 7。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	相对井场方位	相对厂界距离/km	备注
			1 小时平均			

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

1	吐东3井西南 侧2km处	E84° 45' 21.59" N42° 6' 3.32"	非甲烷总烃	SE	2.8	—
---	-----------------	----------------------------------	-------	----	-----	---

(2) 监测时间及频率

监测时间：2023年6月3日~6月9日，监测7天。非甲烷总烃1小时浓度每天采样4次，每次采样60分钟，具体为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

监测因子检测方法及检出限表见表4.2-3。

表 4.2-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

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

(4) 各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度（mg/m³）；

C_{io}——i 评价因子评价标准（mg/m³）。

(4) 评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度	最大浓度	超标频	达标
------	-----	------	------	------	------	-----	----

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

			(mg/m ³)	范围 (mg/m ³)	占标率/%	率/%	情况
TUD5 井西南 1km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.27	13.5	—	达标

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.2.2 地下水环境现状监测

根据水文地质资料，拟建工程所在区域地下水流向为西北向东南，《吐东 3 井区试采开发方案环境影响报告书》编制期间开展了地下水环境质量监测，包括 3 个潜水监测点和 1 个承压水监测点，分别位于拟建工程下游、侧游，考虑项目北侧（上游）及其他周边无其他水井，本次评价地下水环境现状评价全部引用上述监测点，监测点与拟建工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映拟建工程所在区域地下水环境质量现状。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-5，监测点具体位置见附图 7。表 4.2-5

地下水监测点及监测因子一览表

编号	含水层	监测点名称	监测点坐标	水质监测因子	检测分析项目	调查项目	与本工程最近距离及位置关系
1	潜水	1#	E84° 45' 18.29" N41° 59' 24.31"	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 37 项	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	水位标高（m）、井口标高（m）、井内水面至井口距离	南侧 14.4km
2		2#	E84° 50' 24.02" N41° 59' 58.01"				东南侧 16km
3		3#	N:42° 00' 08.69" E:84° 53' 37.81"				东南侧 18.6km
4	承压水	4#	E84° 53' 51.17" N41° 59' 14.96"				东南侧 20km

4.2.2.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2023 年 6 月 7 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

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

表 4.2-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L（pH 除外）

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 （GB/T 5750.4-2006）1.1 铂-钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 （GB/T 5750.4-2006）3.1 嗅气和尝味法	——
3	浑浊度	《水质 浊度的测定 浊度计法》（HJ 1075-2019）	0.3 NTU
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 （GB/T 5750.4-2006）4.1 直接观察法	——
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 玻璃电极法》（GB 6920-86）	——
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》 （GB/T 5750.7-2006）1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》 （HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》 （HJ 535-2009）	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 （GB/T 5750.4-2006）8.1 称量法	——
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 （HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 （GB/T 5750.4-2006）10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 （GB/T 16489-1996）	0.005 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
15	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分：碘化物的测定 淀粉分光光度法》（DZ/T 0064.56-2021）	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2006）4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-87）第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法金属指标》（GB/T 5750.6-2006）1.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L

续表 4.2-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L（pH 除外）

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
22	镉	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-87）第二部分 螯合萃取法	0.001 mg/L
23	铅		0.01 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2006）10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 639-2012）	0.4 μ g/L
30	四氯化碳		0.4 μ g/L
31	苯		0.4 μ g/L
32	甲苯		0.3 μ g/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子（ Li^+ 、 Na^+ 、 NH_4^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} ）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢	1 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
39	碳酸氢根	氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T0064.49-2021)	1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GBT 5750.12-2006) 2.1 多管发酵法	——
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	——

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，量纲为 1；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，量纲为 1；

pH——pH 监测值；

pH_{sd}——评价标准值的下限值；

pH_{su}——评价标准值的上限值。

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

4.2.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层			承压水层
			1#	2#	3#	4#
色度	≤15 度	监测值 (度)	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--
浑浊度	≤3	监测值 (NTU)	0.6	0.4	0.6	0.9
		标准指数	0.20	0.13	0.20	0.30
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--

续表 4.3-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层			承压水层
			1#	2#	3#	4#
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.8	7.8	7.7	7.7
		标准指数	0.53	0.53	0.47	0.47
总硬度	≤450	监测值	398	398	256	298
		标准指数	0.884	0.884	0.569	0.662
溶解性总固体	≤1000	监测值	552	574	365	432
		标准指数	0.552	0.574	0.365	0.432
硫酸盐	≤250	监测值	246	220	123	146
		标准指数	0.984	0.880	0.492	0.584
氯化物	≤250	监测值	58.4	64.8	42.3	47.8
		标准指数	0.234	0.259	0.169	0.191
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
锰	≤0.1	监测值	0.02	0.01	0.01	0.01
		标准指数	0.2	0.1	0.1	0.1
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
耗氧量	≤3.0	监测值	1.82	1.69	1.61	1.83
		标准指数	0.607	0.563	0.537	0.610
氨氮	≤0.5	监测值	0.044	0.060	0.051	0.027
		标准指数	0.088	0.120	0.102	0.054
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—

续表 4.3-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层			承压水层
			1#	2#	3#	4#
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	0	0	0	0
		标准指数	0	0	0	0
细菌总数	$\leq 1000\text{CFU/mL}$	监测值	42	38	56	44
		标准指数	0.042	0.038	0.056	0.044
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.78	1.56	1.09	1.20
		标准指数	0.039	0.078	0.055	0.060
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
氟化物	≤ 1.0	监测值	0.32	0.25	0.23	0.23
		标准指数	0.32	0.25	0.23	0.23
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
砷	≤ 0.01	监测值	0.0016	0.0004	0.0003	0.0003
		标准指数	0.16	0.04	0.03	0.03
硒	≤ 0.01	监测值	0.0011	0.0005	0.0005	0.0005
		标准指数	0.11	0.05	0.05	0.05
镉	≤ 0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
六价铬	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
铅	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
三氯甲烷	≤ 0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
四氯化碳	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层			承压水层
			1#	2#	3#	4#
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—

由表 4.3-7 分析可知，监测期间区域地下水中监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

（2）地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水检测分析因子分析结果一览表

单位：mg/L

项目		潜水监测点			承压水监测点
		1#	2#	3#	4#
监测值 (mg/L)	K ⁺	3.25	3.60	3.26	2.52
	Na ⁺	54.2	65.6	39.4	48.6
	Ca ²⁺	76.0	82.8	58.6	64.7
	Mg ²⁺	52.1	48.0	31.3	34.8
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	161	212	187	208
	Cl ⁻	58.4	64.8	42.3	47.8
	SO ₄ ²⁻	246	220	123	146
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	23.48	26.99	25.09	26.59
	Ca ²⁺	35.72	37.13	39.63	38.71
	Mg ²⁺	40.81	35.88	35.28	34.70
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	28.05	35.16	44.95	43.73
	Cl ⁻	17.48	18.47	17.47	17.27
	SO ₄ ²⁻	54.47	46.37	37.58	39.01

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Ca^{2+} 、 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ - $\text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型为主。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表（潜水）

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	7.8	7.7	7.75	0.05	100	0
总硬度	≤ 450	398	256	337.5	62.3	100	0
溶解性总固体	≤ 1000	574	365	480.8	85.9	100	0
硫酸盐	≤ 250	246	123	183.8	50.8	100	0
氯化物	≤ 250	64.8	42.3	53.3	8.8	100	0
铁	≤ 0.3	—	—	—	—	0	0
锰	≤ 0.1	0.02	0.01	0.013	0.004	100	0
铜	≤ 1.0	—	—	—	—	0	0
锌	≤ 1.0	—	—	—	—	0	0
铝	≤ 0.2	—	—	—	—	0	0
挥发性酚类	≤ 0.002	—	—	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	—	—	—	—	0	0
耗氧量	≤ 3.0	1.83	1.61	1.7375	0.092	100	0
氨氮	≤ 0.5	0.06	0.027	0.046	0.012	100	0
硫化物	≤ 0.02	—	—	—	—	0	0
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	—	—	—	—	0	0
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	56	38	45	6.7	100	0
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	—	—	—	—	0	0
硝酸盐氮	≤ 20.0	1.56	0.78	1.16	0.28	100	0
氰化物	≤ 0.05	—	—	—	—	0	0
氟化物	≤ 1.0	0.32	0.23	0.26	0.04	100	0
碘化物	≤ 0.08	—	—	—	—	0	0

续表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表（潜水）

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
汞	≤ 0.001	—	—	—	—	0	0
砷	≤ 0.01	0.0016	0.0003	0.001	0.0006	100	0
硒	≤ 0.01	0.0011	0.0005	0.001	0.0003	100	0
镉	≤ 0.005	—	—	—	—	0	0
六价铬	≤ 0.05	—	—	—	—	0	0
铅	≤ 0.01	—	—	—	—	0	0
三氯甲烷	≤ 0.06	—	—	—	—	0	0
四氯化碳	≤ 0.002	—	—	—	—	0	0
苯	≤ 0.01	—	—	—	—	0	0
甲苯	≤ 0.7	—	—	—	—	0	0
石油类	≤ 0.05	—	—	—	—	0	0

根据监测结果，监测期间区域地下水中监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 声环境质量现状监测

（1）监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在 TUD5 井进行声环境现状监测。具体布置情况见表 4.2-10。

表 4.2-10 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位（个）	监测因子
1	TUD5 井	1	$L_{Aeq, T}$

（2）监测因子

等效连续 A 声级。

（3）监测时间及频率

2025 年 5 月 30 日~2025 年 5 月 31 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测

时段为 8:00~24:00, 夜间监测时段为 24:00~次日 08:00, 声环境质量监测 10min, 厂界噪声监测 1min。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的规定进行。

4.2.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行, TUD5 井场周边执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.2-11。

表 4.2-11 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	TUD5 井	42	60	达标	38	50	达标

由上表可知, TUD5 井场监测值昼间为 42dB(A), 夜间为 38dB(A), 满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.2.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018), 拟建工程不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目, 属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 布点要求, 本评价在占地范围内设置 3 个表层样监测点。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 中污染影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-12。

表 4.2-12 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
----	----	-------	------	------

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

占地 范围内	1	TUD5 井口处	表层样	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量共计 48 项因子
	2	TUD5 井口西南侧 20m 处	表层样	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	3	TUD5 井口东北侧 20m 处	表层样	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）

（3）监测时间及频率

监测时间为 2025 年 5 月 30 日，采样一次。

（4）采样方法

表层样采集表层样 0.2m。

（5）监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中有关要求。

检测分析及检出限见表 4.2-13。

表 4.2-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)		0.5 mg/kg
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1 mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1 mg/kg
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg
8		四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3} mg/kg
9		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
10		氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
11		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
12		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
13		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
15		反-1,2-二氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.4×10^{-3} mg/kg
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
18		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
19		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg

续表 4.2-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
20	土壤	四氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.4×10^{-3} mg/kg
21		1, 1, 1-三氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
22		1, 1, 2-三氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
23		三氯乙烯			1.2×10^{-3} mg/kg
24		1, 2, 3-三氯丙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
25		氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
26		苯			1.9×10^{-3} mg/kg
27		氯苯			1.2×10^{-3} mg/kg
28		1, 2-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
29		1, 4-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
30		乙苯			1.2×10^{-3} mg/kg
31		苯乙烯			1.1×10^{-3} mg/kg
32		甲苯			1.3×10^{-3} mg/kg
33		间-二甲苯+对-二甲苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3} mg/kg
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
35		硝基苯			0.09 mg/kg
36		苯胺			0.09 mg/kg
37		2-氯酚			0.06 mg/kg
38		苯并(a)蒽			0.1 mg/kg
39		苯并(a)芘			0.1 mg/kg
40		苯并(b)荧蒽			0.2 mg/kg
41		苯并(k)荧蒽			0.1 mg/kg
42		蒽			0.1 mg/kg

续表 4.2-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
43	土壤	半挥发性有机物 二苯并(a, h)蒽	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1 mg/kg
44		茚并(1, 2, 3-cd)芘			0.1 mg/kg

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
45		萘			0.09 mg/kg
46		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法》 (HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6 mg/kg
47		全盐量	《土壤检测 第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定》 (NY/T 1121.16-2006)	BSA124S 电子天平	—
48		pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》 (HJ 962-2018)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	—

4.2.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法: 采用标准指数法, 其计算公式为:

$$P_i = C_i / S_i$$

式中: P_i —土壤中污染物 i 的单因子污染指数;

C_i —监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度, 单位与 S_i 一致;

S_i —污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

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

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

拟建工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.2-14、表 4.2-15。

表 4.2-14

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点	TUD5 井口处	监测因子			监测点	TUD5 井口处
			0. 2m	0. 2m					
pH	—	监测值	7. 96	砷	筛选值 ≤60	监测值	6. 94		
		标准指数	无酸化或碱化			标准指数	0. 12		
镉	筛选值 ≤65	监测值	0. 13	铬(六价)	筛选值 ≤5. 7	监测值	未检出		
		标准指数	0. 002			标准指数	—		
铜	筛选值 ≤18000	监测值	24	铅	筛选值 ≤800	监测值	13. 6		
		标准指数	0. 001			标准指数	0. 017		
汞	筛选值 ≤38	监测值	0. 226	镍	筛选值 ≤900	监测值	44		
		标准指数	0. 006			标准指数	0. 049		
四氯化碳	筛选值 ≤2. 8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0. 9	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1, 1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
1, 2-二氯 乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1, 1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
顺-1, 2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	反-1, 2- 二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	1, 2-二氯 丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
1, 1, 1, 2- 四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1, 1, 2, 2-四氯乙 烷	筛选值 ≤6. 8	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1, 1, 1- 三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
1, 1, 2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2. 8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2. 8	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
1, 2, 3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0. 5	监测值	未检出	氯乙炔	筛选值 ≤0. 43	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		

续表 4.2-14

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点	TUD5 井口处	监测因子			监测点	TUD5 井口处
				0. 2m					0. 2m
1, 2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1, 4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯并（a）蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并（a） 芘	筛选值 ≤1. 5	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯并（b）荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并（k） 荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	二苯并 （a，h） 蒽	筛选值 ≤1. 5	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
茚并（1，2， 3-c，d）芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
石油烃 （C ₁₀ -C ₄₀ ）	筛选值 ≤4500	监测值	未检出	盐分含量	—	监测值	1. 2		
		标准指数	—			级别	未盐化		

续表 4.2-15

占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果	
		TUD5 井井口西南侧 20m 处	TUD5 井井口东北侧 20m 处
全盐量 g/kg	监测值	1.8	1.8
	级别	未盐化	未盐化
pH	监测值	8.07	8.11
	级别	无酸化或碱化	无酸化或碱化
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	/	/
	筛选值	4500	4500

	标准指数	/	/
--	------	---	---

由表 4.2-14 和 4.2-15 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；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。项目所在区域土壤不属于盐化区域，不属于酸化及碱化区域。

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

（1）调查范围及时间

评价单位于 2025 年 6 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为井场周围 50m 范围，评价面积为 0.09km²。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范——荒漠生态系统野外观测》（HJ1166-2021）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要进行现场勘查和收集历史研究资料确定评价

区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

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

4.2.5.2 生态系统调查

4.2.5.2.1 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。

4.2.5.3.2 生态系统特征

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

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.2.5.3 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。

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-2。

表4.2-2 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积 (hm ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
其他土地	裸土地	9	100

由上表可知，评价区土地利用类型以裸土地为主，面积为 9hm²，占评价区总面积的 100%，结合现场调查情况评价区范围内的裸土地，植被覆盖度较低。

4.2.5.5 植被现状评价

该区域的植被类型在中国植被区划中属新疆荒漠区、东疆——南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏—库尔勒植被州。

表 4.2-3 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名	保护级别
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> <i>Stapf</i>	自治区 I 级
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>	—
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	—
	细叶虫实	<i>Corispermum</i> <i>heptapotamicum</i>	—
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon</i> <i>divaricatum</i>	—
	短叶假木贼	<i>Anabasis spp.</i>	—
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>	—
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron</i> <i>halodendron</i>	—
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>	—
	苦马豆	<i>Sphaorophysa salsula</i>	—

续表 4.2-3 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名	保护级别
豆科 <i>Leguminosae</i>	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	—
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri</i> Kom	—
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	—
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	—
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>	—
	大沙枣	<i>E. Moenchii</i>	—
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>	—
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsola</i>	—
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>	—
	小蓟	<i>Cirsium setosum</i>	—
菊科 <i>Compositae</i>	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	—
禾本科 <i>Gramineae</i>	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>	—
	拂子茅	<i>Cephejost</i>	—
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>	—
	赖草	<i>Aelurolepidium secalinum</i>	—
	猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>	—

评价区高等植被有 26 种，分属 9 科，（详见表 4.2-3）。根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），区域内分布的膜果麻黄为自治区 I 级保护植物。

表 4.2-4 重要野生植物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	膜果麻黄 (<i>Ephedra przewalskii</i>)	自治区 I 级	无危	否	否	常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓	现场调查、文献记录、历史调查资料	本工程不占用

实地调查结果表明，区域大部分处于山前荒漠地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。拟建工程所在区域的自然植被主要为草甸植被，调查区域主要植被为琵琶柴、合头草、芨芨草、锦鸡儿、

猪毛菜等，区域植被具有明显的防治水土流失的作用。项目生态评价范围内主要涉及的植被类型为砾质土琵琶柴荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为10%，平均生物量 $0.45\text{t}/\text{hm}^2$ 。

4.2.5.6 野生动物现状评价

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、塔里木河中游区。

区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	保护类别
两栖、爬行类	5 种	
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>	
鸟类	15 种	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	国家二级
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	

续表 4.2-5 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	保护类别
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	
哺乳类	9 种	
草兔	<i>Lepus capensis</i>	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	
褐家鼠	<i>Rattus noevigicus</i>	
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	
鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	国家二级
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家二级

(2) 项目区重点野生动物分布情况调查

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《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	苍鹰 (<i>Accipiter gentiles</i>)	国家二级	近危 NT	否	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。在项目区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布	现场调查、文献记录、历史调查资料	不占用
2	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家二级	近危 NT	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和外输管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51 ± 0.11 只/km ²		不占用
3	塔里木兔 (<i>Lepus</i>)	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠		不占用

	yarkandensis)				环境和绿洲		
--	---------------	--	--	--	-------	--	--

4.2.5.7 生态敏感区调查

4.2.5.7.1 生态保护红线

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

轮台县水源涵养生态保护红线区分布有霍拉山脉南侧，具有重要水源涵养功能，拟建工程距生态保护红线（轮台县水源涵养生态保护红线区）最近为10.2km，不在生态保护红线内。

4.2.5.7.2 水土流失重点治理区

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《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预防区。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年轮台县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 4259.74km²，占全县土地总面积的 30.03%。其中水力侵蚀面积为 648.84km²，占土壤侵蚀总面积的 15.23%；风力侵蚀面积为 3610.9km²，占土壤侵蚀总面积的 84.77%。轮台县 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 3.13km²。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190—2007），结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 2000t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 2000t/km²·a。

（3）水土保持基础功能类型

所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（4）水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

（5）水土流失预防对象

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

（6）水土流失预防措施

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

（7）水土流失治理范围与对象

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

（8）水土流失治理措施

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

4.2.5.8 主要生态问题调查

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

（1）水土流失问题

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，地形平坦，地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，是区域水土流失的主要成因。水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为井场工程，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田开发施工过程中需永久占地，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、生物损失量、水土流失影响等。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

施工过程中物料运输将产生一定的施工扬尘，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) 车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域

空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，运输车辆不超负荷运行，焊接使用无毒低尘焊条，从而从源头减少车辆尾气和焊接烟气对环境的影响。

（3）环境影响分析

施工期污染产生点伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气等对区域环境空气影响可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工期大气污染防治措施

（1）施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

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

续表 5.1-1

施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
5	重污染天气应急预案	III级（黄色）预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96号）
		II级（橙色）预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		I级（红色）预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；实施高排放车辆限行（应急及执行任务的特种车辆除外）；重点区域重点企业按照错峰运输方案减少柴油货车进出厂区，原则上不允许柴油货车进出厂区（保证安全生产运行、运输民生保障物资或特殊需求产品，以及为外贸货物、进出境旅客提供集疏运服务的国五及以上排放标准的车辆除外）	

（2）车辆尾气和焊接烟气污染防治措施

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

5.1.2 施工期声环境影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场建设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

②施工噪声贡献值

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

表 5.1-3 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

序号	站场		噪声贡献值/dB（A）	噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
				昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	53	70	55	达标	达标
2		南场界	52	70	55	达标	达标
3		西场界	53	70	55	达标	达标
4		北场界	52	70	55	达标	达标

③施工噪声影响分析

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

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人

对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工期固废来源及影响分析

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

①施工土方

拟建工程共开挖土方 0.35 万 m^3 ，回填土方 0.85 万 m^3 ，借方 0.5 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整开挖产生土方，回填土方主要为井场平整回填。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于轮台县周边砂石料厂。

②施工废料

拟建工程施工废料产生量约为 0.5t，收集后送至轮南固废填埋场工业固体废物填埋池填埋处置。

③生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾 0.3t，施工人员生活垃圾集中收集后，清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

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

④施工结束后，井站场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

5.1.4 施工水环境影响分析

项目施工期废水主要有少量生活污水。施工期产生的生活污水水量小、水质简单，依托轮台县新城污水处理厂处理，禁止运输途中随意倾倒。

轮台县新城污水处理厂采用“格栅+沉砂池+改良氧化沟+二沉池+MBR膜生物+生物接触氧化池+消毒”组合工艺。处理后的废水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级B标准后用于防护林灌溉。目前该污水处理厂设计处理规模为12000m³/d，污水处理厂实际处理规模为9000m³/d，污水处理厂富余处理规模为3000m³/d，依托处理设施可行。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

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

5.1.5.1.1 地表扰动影响分析

拟建工程占地主要是井场永久占地，无临时占地。

表5.1-4 拟建工程占用土地情况表

工程内容	占地面积 (hm ²)		土地利用类型 (hm ²)
	永久占地	临时占地	
井场工程	4	0	裸土地

拟建工程永久占地主要为井场占地，占地面积为4hm²，占地类型为裸地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。井场占地面积较小，因此本工程永久占地对所在地区的现有土地利用状况影响很小。

5.1.5.1.2 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

本项目在现有钻井井场内建设，现有钻井井场内无植被覆盖，占地范围内无自治区I级保护植物膜果麻黄分布，同时项目施工作业严格限定施工范围和

施工活动区域在现有钻井井场内，不准在施工范围以外施工和活动，加强环境保护宣传工作，特别是对自治区Ⅰ级保护植物膜果麻黄的保护，严禁砍伐膜果麻黄，因此工程的建设不会对保护植物膜果麻黄产生影响。

5.1.5.1.3 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、施工机械活动，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

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

拟建工程所在区域主要为油气开发为主，油气田建设后大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类及小型哺乳类动物，如荒漠麻蜥、麻雀等。

（3）对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物3种。对于重点保护动物，要重点加强保护，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。对于上述重点保护动物，较容易找到替代生境，不存在种群消失或灭绝风险。本次现场踏勘在项目范围内，未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将对野生动物的影响降到最低。

5.1.5.1.4 对生态系统的影响分析

拟建工程对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，拟建工程永久占地主要为新增井场占地，占地面积约为4hm²。新建井场相

对于整体油区来说是非常小的，施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效地恢复。

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

5.1.5.1.5 水土流失影响分析

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

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

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

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

5.1.5.1.7 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

拟建工程总占地面积 4hm^2 ，全部占用裸土地，对照《新疆第六次沙化监测

报告》，项目所属区域属于非沙化土地。

(2) 项目实施过程中弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

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

5.1.5.2 生态影响减缓措施

5.1.5.2.1 地表扰动生态减缓措施

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

(2) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

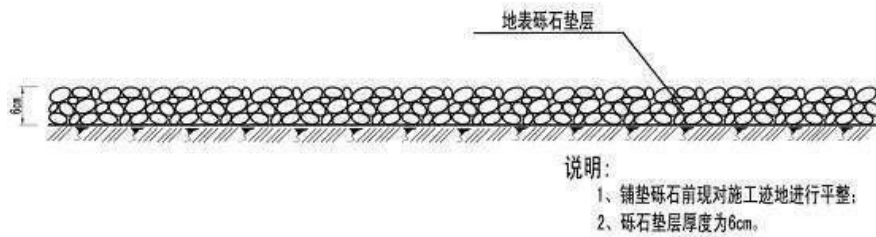


图 5.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

(4) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆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，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。

5.1.5.2.2 动植物影响减缓措施

①加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——膜果麻黄。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修正）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识，禁止违法猎捕、运输、交易野生动物，禁止破坏野生动物栖息地。

④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。

⑤确保各环保设施正常运行，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

5.1.5.2.3 维持区域生态系统稳定性措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

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

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破

坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

5.1.5.2.4 水土流失防治措施

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

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

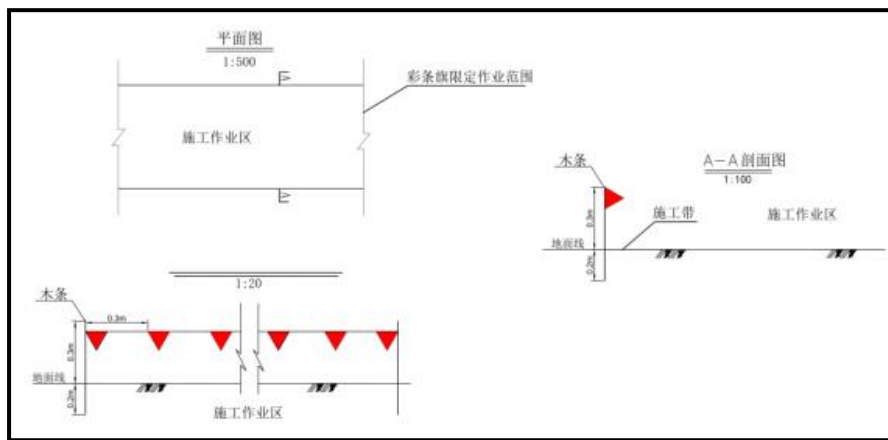


图 5.1-1 限行彩条旗典型措施设计图

5.1.5.2.5 防沙治沙措施

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

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

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

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-5 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态目标	重要物种 ☒ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☐ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☐
	影响方式	工程占用 ☐ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☐
	评价因子	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (0.04) 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 ☐
影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ; 定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☒ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☐ ; 生态补偿 ☐ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☒
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☒ ; 其他 ☒
评价结论		生态影响 可行 ☒ ; 不可行 ☐

注: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

拟建工程分布于巴州轮台县境内, 距离项目区最近的气象站为轮台县气象站, 该地面观测站与项目区最近距离 63km 左右。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 规定, 地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此, 本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

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				
轮台县气象站	51642	一般站	84.120	41.780	63	976	2023	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-7.8	-1.0	7.9	16.1	21.2	25.0	26.5	25.4	20.4	11.9	2.7	-5.4	11.9

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.9℃，4~9 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.5℃，1 月份平均气温最低，为-7.8℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.0	1.2	1.7	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	1.5	1.3	1.1	1.0	1.6

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.6m/s，5 月份平均风速最大为 2.1m/s，1 月、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(%)	6.2	5.8	14.9	10.2	3.6	3.0	2.1	1.8	2.7
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率(%)	5.1	12.0	8.2	5.1	3.4	3.5	4.0	8.4	

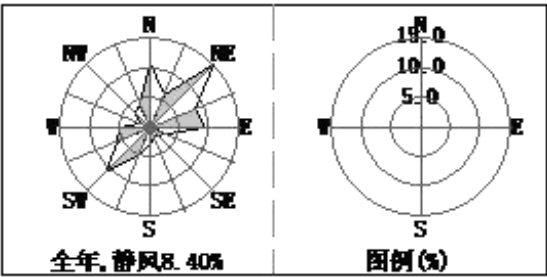


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，轮台县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年NE 风向的频率最大，其次是SW 风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的_{最大影响程度和影响范围}。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-5。

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/℃		42.1
3	最低环境温度/℃		-25.6
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
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（点源，100%负荷）

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流速(m³/h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	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(°)										
导热油炉烟气	84.7330	42.1198	1590	8	0.2	761	9.7	120	8760	正常	PM ₁₀	0.008
											PM _{2.5}	0.004
											NO _x	0.114

表 5.2-7 主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	84.7329	42.1198	1590	200	200	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.1255

表 5.2-8 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	导热油炉烟气	PM ₁₀	1.261	0.28	8.67	14	—
		PM _{2.5}	0.630	0.28			—
		NO ₂	17.336	8.67			—
2	TUD5 井场无组织废气	非甲烷总烃	53.441	2.67		189	—

由表 5.2-8 可知，项目导热油炉烟气中 PM₁₀ 最大落地浓度为 1.261 μg/m³、占标率为 0.28%；PM_{2.5} 最大落地浓度为 0.630 μg/m³、占标率为 0.28%；NO₂ 最大落地浓度为 17.336 μg/m³、占标率为 8.67%；井场无组织废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 53.441 μg/m³、占标率为 2.67%，D_{10%} 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场四周贡献浓度情况如表 5.2-9。

表 5.2-9

井场四周边界浓度计算结果一览表

单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

评价因子 \ 评价点		东场界	南场界	西场界	北场界
TUD5 井场无组织废气	非甲烷总烃	37.69	32.01	37.69	32.01

拟建工程实施后, TUD5 井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $32.01 \sim 37.69 \mu\text{g}/\text{m}^3$, 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。

5.2.1.5 大气环境保护距离

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

(1) 污染源强

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高或装置异常时的放喷。若井口压力过高或装置异常, 采出气通过火炬点燃。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 中第 9.2.3 火炬排放污染物量公式 (21) 计算。拟建工程非正常排放情况见表 5.2-10。

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

式中: S_i — 采出液中的硫含量, kg/m^3 , 区域气藏不含 H_2S ;

Q_i — 火炬气流量, m^3/h , (取 $2083\text{m}^3/\text{h}$);

t_i — 火炬 i 的年运行时间, h/a , (取 0.5h);

α — 排放系数, kg/m^3 , 总烃取 0.002 , 氮氧化物取 0.054 ;

n — 火炬个数, 1 个。

表 5.2-10 非正常排放情况一览表

项目	单次持续时间/h	年发生频次/次	产生的污染物排放速率 (kg/h)		年总排放量 (kg/a)
火炬	0.5	1	非甲烷总烃	4.17	2.09
			NO _x	112.48	56.24

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短,采用估算模式计算最大占标率,计算结果见表 5.2-11。

表 5.2-11 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位: μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	火炬	非甲烷总烃	0.986	0.05	13.31	1025
		NO ₂	26.615	13.31		

由表 5.2-11 计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为 0.986 μg/m³,占标率为 0.05%;氮氧化物最大落地浓度为 26.615 μg/m³,占标率为 13.31%。

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算年排放量 (t/a)
1	导热油炉烟气	颗粒物	10	0.067
		氮氧化物	149.8	1.000
合计		颗粒物	/	0.067
		氮氧化物	/	1.000

(2) 无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表 5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	TUD5 井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭输送, 储罐采用密闭装载方式	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	1.295

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.067
2	氮氧化物	1.000
3	非甲烷总烃	1.295

5.2.1.8 评价结论

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

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

拟建工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-15。

表 5.2-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐	500~2000t/a ☐	<500t/a ☒
评价因子	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)		包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录D ☐ 其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐	二类区 ☒	一类区和二类区 ☐
	评价基准年	(2023) 年		

续表 5.2-15

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐		现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	拟建工程正常排放源 ☒ 拟建工程非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建工程污染源 ☐	区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐			边长 $=5\text{km}$ ☒		
	预测因子	预测因子 (PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{拟建工程} 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒					C _{拟建工程} 最大占标率 $> 100\%$ ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{拟建工程} 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			C _{拟建工程} 最大占标率 $> 10\%$ ☐			
		二类区	C _{拟建工程} 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C _{拟建工程} 最大占标率 $> 30\%$ ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时间 (0.5) h	C _{拟建工程} 占标率 $\leq 100\%$ ☒			C _{非正常} 占标率 $> 100\%$ ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k $\leq -20\%$ ☐				k $> -20\%$ ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m							
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (1.000) t/a	颗粒物: (0.067) t/a	VOC _s : (1.295) 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、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

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、天然气脱水单元废水、井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理系统，采出水处理系统工艺流程为：脱水站分离出的污水→5000m³ 沉降缓冲罐→提升泵→卧式压力除油罐→一级核桃壳过滤器→二级双亲可逆纤维球过滤器→回注站，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持气藏压力，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 5.2-16 轮一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	轮一联合站	采出水 (m ³ /d)	11500	8000	4	依托可行

综上，拟建工程废水不外排，拟建工程实施对地表水环境可接受。

表 5.2-17 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 ☐

续表 5.2-17

地表水环境影响评价自查表

工作内容	自查项目	
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

拟建工程地下水环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响，从而有针对性地提出地下水保护和污染防治措施，防止区域地下水污染。

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

（1）地下水赋存条件

气田区主要赋存第四系松散岩类孔隙潜水，含水层岩性以上更新统洪积砂卵砾石为主，区域从北向南潜水埋深由大于 200m 过渡到 10m~50m。地表主要为上更新统冲积砂砾石，沟谷内发育全新统洪积物，含水层岩性为上更新统一—中更新统砂卵砾石、砂砾石、砾岩。

（2）含水层的分布及富水性

①第四系冲洪积层孔隙水

由松散的砂砾石层及河漫滩阶地、侵蚀台地组成。主要分布于区域内沟谷和两侧阶地，以潜水为主，局部地段具弱承压性。

②侏罗系孔隙——裂隙水

分布于下侏罗统的阿合组及塔里奇克组地层之中，含水层（组）主要由上述地层中的构造裂隙、风化裂隙、烧变裂隙及砾岩，粗砂岩和煤层中的孔隙组成，其补给源主要为大气降水直接入渗补给，其次为河流通过局部裂隙垂直或侧向补给。

③古生界岩层中的构造裂隙水

主要赋存于北部山区分布的泥盆系、二叠系灰褐~灰黑色凝灰岩、火山碎屑岩的构造裂隙中，以山区融雪水和大气降水为主要补给源。

（3）地下水补径排条件

区域低中山区、低山-丘陵区是基岩裂隙水和溶蚀裂隙水的补给、短途径流区，山体两侧的沟谷则为其排泄区即地下水补给河水。各冲、洪积扇的地下水主要接受地表包括河道与渠道水的渗漏补给。区域周边的主要河流为迪那河，迪那河是流向塔里木盆地的内陆河，发源于南天山支脉的科克铁克山的南坡，以降水补给为主，有少量融雪水补给的河流，流程短，属山系性河流。径流连续最大四个月发生在 5~8 月份，约占年水量的 80%，据迪那河水文站统计，多年平均径流量为 $3.36 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，最大洪水流量 $787 \text{ m}^3/\text{s}$ （1958 年 8 月 13 日），枯水期最小流量为 $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$ 以下。据迪那河水文站所测，该河多年平均含沙量 8.81 kg/m^3 ，年最大含沙量 535 kg/m^3 ，多年平均输沙量 $331 \times 10^4 \text{ t}$ ，侵蚀模数 $2050 \text{ t/km}^2 \cdot \text{a}$ 。

（4）水文地质分区

根据地下水赋存条件，区域主要为第四系松散岩类孔隙水。该类含水层为第四系冲、洪积物，分布于河谷的一级阶地，河漫滩及现代河床相的漂砾、卵砾石层构成河谷潜水的良好含水层，其厚度一般大于 10m。沿沟道分布的潜水埋藏深度在 10m 左右，但宽度仅 300m~400m，在个别基地抬高地段潜水溢出回归成泉流量达 $3.59 \text{ L/s} \sim 198.4 \text{ L/s}$ 。

（5）地下水化学类型

工程所在区域地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 为主，阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 为主，溶解性总固体含量小于 1.5 g/L 。

区域潜水位在 60m 以下，潜水地下水埋深较深，地层主要为第四系松散层，地下水为第四系潜水，水量小于 $50 \text{ m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$ 且水量不均匀。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水中监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

天然气开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中石油类污染物基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油类污染物对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到50cm。由于气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，落地油对开发区域地下水影响很小。

(3) 原油储罐

拟建工程正常状况下，原油储罐采用严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

本工程井场储油罐凝析油泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的凝析油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

本工程设有值班室，生活污水池泄漏后可及时发现并修复更换，同时由于储油罐破损泄漏量较大，污染物浓度高，本评价采取最不利原则，故选取非正常状况下储油罐出现破损导致凝析油泄漏作为本次评价的预测情景，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

拟建工程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 5.2-18。

表 5.2-18 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

考虑非正常状况下，储油罐破损泄漏，裂口面积为 5cm^2 ，发生0.5h后发现并堵漏，根据伯努利方程计算可得凝析油渗漏量2.38t，凝析油密度取 0.8g/cm^3 ，凝析油泄漏体积为 1.9m^3 。参考《采油废水治理技术规范》（HJ 2041-2014），石油类浓度范围在 $20\text{mg/L} \sim 200\text{mg/L}$ ，考虑到凝析油含量较高，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 1000mg/L ，则石油类泄漏源强为 1.9kg 。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本工程所在区域地下水埋深大于20m，本次预测考虑泄漏凝析油进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 1.9kg 。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- 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；
- 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；
- 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一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

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

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类1.9kg；

u —地下水流速度，m/d；含水层岩性主要为粉细砂，渗透系数取10m/d。水力坡度 I 为0.5%。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 10\text{m/d} \times 0.5\% / 0.32 = 0.16\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n = 0.32$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m = 10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L = \alpha_m \times u = 1.6\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T = 0.16\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④预测内容

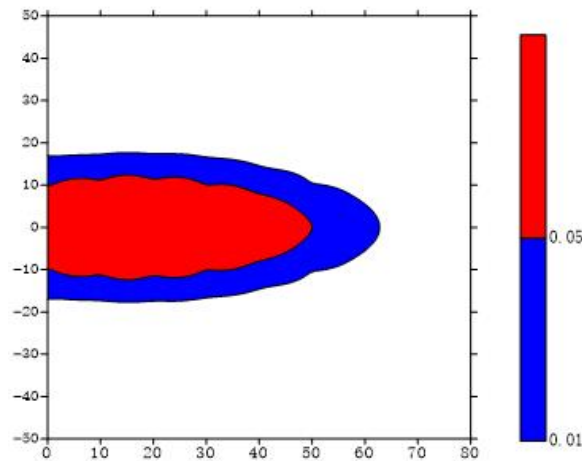
在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-19。

表 5.2-19 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

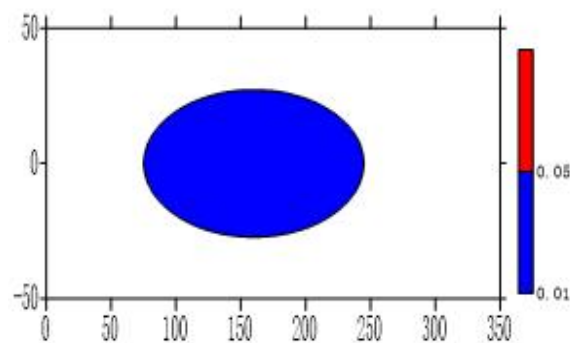
污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	贡献浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
100d	1790	930	0.293	50	否
1000d	6900	—	0.031	250	否

续表 5.2-19 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)	贡献浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
7300d	—	—	—	—	—



(1) 100d 时污染晕运移分布图



(2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-2 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 1790m²，超标范围为 930m²，最大运移距离为 50m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.293mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 6900m²，无超标范围，最大运移距离为 250m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.031mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

5.2.3.4.3 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，井场边界内各预测因子均能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，各污染物污染晕超标范围均未运移出井场边界，地下水中各评价因子满足相应标准要求。

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

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

（2）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求项目场地包气带防污性能、

污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 5.2-20，天然包气带防污性能分级参照表见表 5.2-21，地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-22。

表 5.2-20 污染控制难易程度分级参照表

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

表 5.2-21 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 5.2-22 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中—强	难		
	弱	易		

续表 5.2-22 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参 照 GB16889 执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久 性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则，拟建工程分区防渗等级具体见表 5.2-23。

表 5.2-23 井场各区域防控措施一览表

防渗分区	划分依据	污染物	防渗技术要求
------	------	-----	--------

		天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度	类型	
重点防 渗区	原油储罐、气液分离器、 污水储罐	弱	难	重金属、 持久性有 机污染物	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$, 或 参考 GB18598 执行
	危废暂存间				
	生活污水池				
一般 防渗区	零散气回收装置区、混烃 罐、LNG 罐、井口区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$, 或 参考 GB16689 执行

(3) 地下水环境监测与管理

根据本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，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。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）及《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，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-24。

表 5.2-24

地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	监测频率	方位/距离
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	每半年1次	下游地下水井(1#)

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。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

①环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查，项目建设区域地下水根据矿化度划分主要以淡水及微咸水为主，潜水地下水埋深较深，地层主要为第四系松散层，地下水位第四系潜水，区域地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 为主，阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 为主，溶解性总固体含量小于 1.5g/L，区域包气带防护性能弱。

②地下水环境现状

根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水中监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

(2) 地下水环境影响

本工程严格按照《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，场界内石油类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，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防治措施

本评价建议拟建工程依据“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通过加强站内管线及设备的压力、流量传感器检修维护，保障发生阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；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。

②严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对站内管线、罐体、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，站内管道、罐体、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

（4）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程产噪设备主要为井场采气树、空气源热泵、导热油炉、分离计量撬、压缩机及泵等。

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_{A_I} , 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_{A_j} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

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

式中：\$L_{eqg}\$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

\$T\$—用于计算等效声级的时间，s；

\$N\$—室外声源个数；

\$t_i\$—在 \$T\$ 时间内 \$i\$ 声源工作时间，s；

\$M\$—等效室外声源个数；

\$t_j\$—在 \$T\$ 时间内 \$j\$ 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中：\$L_{eq}\$—预测点的噪声预测值，dB；

\$L_{eqg}\$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

\$L_{eqb}\$—预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

噪声源噪声参数见表 5.2-25。

表 5.2-25 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	采气树		—	100	150	1	85	基础减振	昼夜
2	空气源热泵		60kW	80	140	1	85	基础减振	昼夜
3	导热油炉		600kW	150	180	1	85	基础减振	昼夜
4	分离计量撬		WE1.2× 76.0-6.3	30	30	1	85	基础减振	昼夜
5	泵	1#	—	50	50	1	85	基础减振	昼夜
		2#	—	52	50	1			
		3#	—	53	50	1			

续表 5.2-25

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			
5	泵	4#	—	55	50	1	85	基础减振	昼夜
		5#	—	60	50	1			
		6#	—	150	150	1			
		7#	—	152	150	1			
		8#	—	154	150	1			
6	压缩机	1#	—	160	150	1	85	基础减振	昼夜
		2#	—	165	150	1			

注：以井场西南角为（0,0,0）进行预测。

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，拟建工程新建采气井场噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-26。

表 5.2-26

噪声预测结果一览表

单位：dB (A)

序号	井场	噪声贡献值/dB (A)		噪声标准/dB (A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	东场界	46	46	60	50	达标	达标
2	南场界	48	48	60	50	达标	达标
3	西场界	44	44	60	50	达标	达标
4	北场界	48	48	60	50	达标	达标

由表 5.2-26 可知项目实施后，采气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 44~48dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建工程声环境影响评价自查表见表 5.2-27。

表 5.2-27 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐ 远期 ☐	
现状评价	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100			
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

根据《固体废物分类与代码目录》(公告 2024 年第 4 号)、《国家危险废物名录(2025 年版)》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号), 拟建工程运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶、生活垃圾, 其中落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶属于危险废物, 暂存于井场危废暂存间后, 定期委托有危废处置资质单位接收处置, 生活垃圾定期

收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

拟建工程生活垃圾处置情况见表 5.2-28，拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-29。

表 5.2-28 生活垃圾污染源强一览表

序号	代码	固体废物名称	产生环节	物理性状	产生量 (t/a)	属性	贮存方式	处理措施
1	SW64 900-099-S64	生活垃圾	生活环节	固态	0.4	生活垃圾	生活垃圾桶	定期收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置

表 5.2-29 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.2	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 071-001-08)	桶装收集后，暂时存放在危废暂存间内，定期委托有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	0.25	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		
3	储罐底泥	0.4	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 071-001-08)		
4	废导热油	0.6/3a	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		
5	废分子筛	0.5	其他废物 (HW49 900-041-49)		
6	过滤器过滤杂质	0.02	其他废物 (HW49 900-041-49)		
7	废润滑油	0.4	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-217-08)		
8	废润滑油桶	0.02	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		

5.2.5.1 生活垃圾影响分析

拟建工程生活垃圾收集后委托轮南工业固废填埋场合规处置，轮南固废填埋场现有生活垃圾固废池 4 座，尺寸均为 90m×60m×2.5m，总容积 40000m³，现状富余可填埋量 24000m³，可满足项目填埋需求，不会对周围环境产生不利影响。

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

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

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

- a. 危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-5 所示；

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

图 5.2-2 危险废物类别标识示意图

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

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



图 5.2-3 危险废物相关信息标签

拟建工程拟设置 1 座撬装化危废暂存间，主要存放井场产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶，危废暂存间面积为 10m²，危废暂存间地面采取严格的防渗措施，可满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）中要求。

(2) 危险废物运输过程影响分析

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

拟建工程产生的危险废物运输过程由有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保

无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

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

拟建工程运营期危险废物主要为 HW08、HW49 危险废物，项目所处区域有多家单位可处置 HW08、HW49 危险废物，处置能力及类别均可满足项目要求。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

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

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

贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上,拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

拟建工程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,并加强管理禁止气田职工对野生动物的猎杀。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆,车流量很小,夜间无车行驶,一般情况下,野生动物会自行规避或适应,不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识,车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物同时应加强野生动物保护,对进行野生动物保护法的宣传教育,严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束,工程基本不会对植被产生影响,临时占地的植被开始自然恢复,一般在3~5年内开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的,在荒漠地带植被损失量很小。

(3) 生态系统完整性影响分析

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

综上所述,运营期影响主要集中在井场内,运营期废水合理处置,场界噪声达标排放,危险废物委托有资质单位接收处置;同时加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,

避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程新建采气井场属于Ⅱ类项目。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域不属于酸化、盐化、碱化地区。拟建工程类别按照污染影响型项目考虑。

拟建工程废水主要为采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，运营期井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响。本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。运营期外排废气中主要为颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃，不涉及大气沉淀影响。非正常状况如储罐发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。影响类型见表 5.2-30。

表 5.2-30

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

本工程输送介质为凝析油，储油罐出现破损泄漏时，凝析油中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-31。

表 5.2-31 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
储油罐	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤污染影响型现状调查范围为井场边界外扩 50m。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建工程井场周边 50m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、学校、居住区等，故不再设置土壤环境（污染影响型）保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

（1）土地利用现状

根据现场调查结果，井场占地现状均为裸土地。

（2）土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为裸土地，局部区域已受到油气田开发的扰动和影响。

（3）土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为石质土。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，本次评价为事故状况下，储油罐出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.2-32。

表 5.2-32 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.2-35 中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且井场已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送有危险废物处置资质单位处理。因此，拟建工程实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管道、设备等进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

（2）过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将原油储罐、分离计量撬、

闪蒸分离器、污水储罐、危废暂存间、生活污水池等区域划分为重点防渗区，等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ；将零散气回收装置区、混烃罐、LNG罐、井口区划定为一般防渗区，防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-33。

表 5.2-33 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	TUD5 井场与采气管线连接处	表层样	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值	每年1次

5.2.7.5 结论与建议

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

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 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，区域土壤盐碱化程度加剧。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，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 5.2-34。

表 5.2-34 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 ☒	

续表 5.2-34

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	占地规模	4hm ²				小型
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				周边区域土壤
	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	采气井场	I类 ☐ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐			
	敏感程度	污染影响型	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒			
评价工作等级		污染影响型	采气井场	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	3	—	0.2m	
		柱状样点数	—	—	—	
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) 占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量					
现状评价	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表D.1 ☐ ; 表D.2 ☐ ; 其他2 ☐				
	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	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				

续表 5.2-34

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为天然气、凝析油、混烃、导热油、废润滑油、废导热油，存在于采气管线和储油罐、LNG 储罐、混烃储罐、导热油箱等设备及危废暂存间内。危险物质分布情况见表 5.2-35。

表5.2-35 风险源调查概况一览表

序号	危险物质名称	分布的单元	数量 (t)	生产工艺特点	备注
1	天然气	采气管线	0.2	涉及危险物质使用	—
		LNG 储罐	62.1	涉及危险物质贮存、使用	1座150m ³ LNG储罐
2	凝析油	储油罐	162	涉及危险物质贮存	4座50m ³ 储油罐
3	混烃	混烃储罐	15	涉及危险物质贮存	1座18.5m ³ 混烃储罐
4	导热油	导热油炉高低位槽及管道	4.8	涉及危险物质贮存、使用	—
5	废润滑油	危废暂存间	0.4	涉及危险物质使用	废润滑油桶
6	废导热油	危废暂存间	0.6	涉及危险物质贮存、使用	废导热油桶

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

拟建工程周边敏感特征情况见表 2.8-3。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容，项目危险物质数量与临界量比值为 $1 \leq Q < 10$ ，环境风险潜势综合等级为 II。

5.2.8.2 环境风险识别

风险识别内容包括物质危险性识别、生产系统危险性识别及危险物质向环境转移的途径识别。

5.2.8.2.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为天然气、凝析油、LNG、混烃、导热油、废润滑油及废导热油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-36。

表 5.2-36 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	CAS 号	危险特性	分布
1	天然气	74-82-8	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℃）	采气管线
2	凝析油	—	燃烧性：易燃，闪点：-2℃，爆炸上限 8.7%、爆炸下限 1.1%，自燃点 482℃~632℃，密度 0.7916g/cm ³ ~0.8116g/cm ³	储油罐
3	混烃	109-66-0	沸点-12~4℃，闪点-80~-60℃，引燃温度 426~537℃（参照液化石油气）	混烃储罐
4	导热油	—	琥珀色液体，刺激性气味，具有一定毒性，沸点>280℃，闪点 216℃，爆炸极限 1~10%，遇明火、高热可燃	导热油炉高低温槽及管道
5	废润滑油	—	刺激性气味，具有一定毒性，遇明火、高热可燃	危废暂存间
6	废导热油	—	刺激性气味，具有一定毒性，遇明火、高热可燃	危废暂存间
7	CO	630-08-0	沸点-191.5℃，自燃温度 610℃，闪点<50℃，爆炸极限 12.5%~74.2%，极易燃气体，与空气混合能形成爆炸性混合物	火灾次生物

5.2.8.3.2 生产系统危险性识别

根据拟建工程生产工艺与物质危险性识别，并结合风险物质最大存储量，拟建工程风险单元按生产系统可划分为生产设施（井场管道、设备）、储运设施（储罐）、公辅设施（导热油炉）及环保治理设施（危废暂存间）4 个单元。

表 5.2-37 生产系统危险性识别结果一览表

序号	危险单元名称		单元内危险物质		风险源			
			危险物质	最大存在量(t)	名称	危险性	存在条件	转化为事故的触发因素
1	生产装置	采气井场	天然气	0.1	管道及设备	易燃易爆、有毒有害	常温、高压	泄漏、存在火源
2		零散气回收装置	天然气	0.1	管道及设备	易燃易爆、有毒有害	常温、高压	泄漏、存在火源
3	储运设施	LNG 储罐区	天然气	62.1	LNG 储罐	易燃易爆、有毒有害	常温、高压	泄漏、存在火源
4		储油罐区	凝析油	162	储油罐	易燃易爆、有毒有害	常温、常压	泄漏、存在火源
5		混烃储罐区	混烃	15	混烃储罐	易燃易爆、有毒有害	常温、高压	泄漏、存在火源
6	公辅设施	导热油炉	导热油	4.8	导热油炉高低位槽及管道	可燃、有毒有害	高温、常压	泄漏、存在火源
7	环保治理设施	危废暂存间	废润滑油	0.4	废润滑油桶	可燃、有毒有害	常温、常压	泄漏
			废导热油	0.6	废导热油桶	可燃、有毒有害	常温、常压	泄漏

5.2.8.3.3 环境风险类型及危害分析

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采气、天然气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、凝析油泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-38。

表 5.2-38 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
管道及设备	管线及设备破裂泄漏	站内管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地下水

续表 5.2-38 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
储罐	储罐泄漏	装置腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂, 导致泄漏、火灾、爆炸事故	储罐破损导致 LNG 或凝析油泄漏后, 遇火源会发生火灾事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、地下水
运输过程	凝析油、LNG 泄漏	罐车运输途中发生事故, 导致泄漏、火灾、爆炸事故	凝析油、LNG 泄漏后, 遇火源会发生火灾事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、地下水
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力; 泥浆漏失; 设备故障, 停钻修理等	井喷事故发生时, 大量烃类气体随之扩散, 当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时, 遇火可形成爆炸, 在爆炸浓度范围以外, 则极易发生火灾	大气、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 管道及设备破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

在管道、设备腐蚀情况下, 导致管道或储罐发生破裂泄漏时, 天然气或油品从裂口流出后遇明火燃烧, 发生火灾爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。同时拟建工程管道、设备采用质量较好的材质, 且有泄漏气体检测设施, 轮南采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理, 制订有突发环境事件应急预案, 备有相应的应急物资, 采取了各类环境风险防范措施, 以便在油气管道或储罐泄漏时能够及时发现, 在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后, 油气管道、储罐发生火灾爆炸概率较低, 拟建工程所处地点开阔, 有利于 CO 稀释, 对大气环境产生的环境风险可防控。

(2) 地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围, 加之泄漏油品基本上能够及时地完全回收, 且工程周边无地表水, 因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后, 正常状态下无废水直接外排。非正常状态下, 凝析油中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响, 不易迁移至含水层,

但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管道、设备进行检查，避免因管材或设备质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.2.8.3.2 运输过程对环境风险分析

本工程井场凝析油拉运至轮一联合站进行处理，混烃、LNG 通过罐车拉运直接外售。拉运过程全部为密闭容器收集储运；LNG 罐车或拉油罐车发生泄漏时，LNG 或混烃迅速气化成的天然气遇明火燃烧，凝析油泄漏后遇明火燃烧，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，本工程所处地点开阔，周围无环境敏感目标，CO 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 CO 稀释，对大气环境产生的环境风险可控。

本工程拉油依托塔里木油田现有道路系统，道路畅通且沿线无水体，凝析油罐车发生泄漏时，不会与河流水体之间发生联系，及时堵截并对凝析油进行收集，在及早发现事故并采取堵截措施后，凝析油泄漏事故不会对地表水体造成影响。

非正常状态下，凝析油罐车发生泄漏时，凝析油中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对罐车进行检查，避免因罐体质量缺陷造成石油类对地下水水质的影响；同时转运结束后油田工作人员及时对转运路线进行检查和清理，确保无凝析油散落或泄漏在转运路线上。因此在落实相应风险防范措施的情况下，对地下水环境产生的环境风险可防控。

5.2.8.3.3 井喷事故风险评价

(1) 井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等

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

（2）井喷对地表水环境风险评价

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

（3）井喷对地下水环境风险评价

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

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.4.1 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.2.8.4.2 管道及设备事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①站内管道敷设、储罐安装前，应加强对管材和罐体质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

③在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①管理措施

a、加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

b、按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

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

d、储罐有液位计，每天进行巡检。

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

f、定期对站内管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

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

②加强防腐措施

a、根据储罐及埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

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

5.2.8.5.3 罐车运输泄漏风险预防措施

本工程凝析油及 LNG 采用汽车拉运的方式，车辆运输过程中须采取以下措施：

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

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

（3）认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

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

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

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

5.8.8.5 环境风险应急处置措施

（1）储罐泄漏事故应急措施

①迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置做紧急停工处理，防止污染扩散。

②查明风向，确定并封锁受污染区域。

③优化储油罐日常管理，合理安排运输车辆，确保正常情况下 1 座储油罐处于空置备用状态，当储罐泄漏后可将罐内剩余部分及时导入备用罐，减少污染扩散。

④现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品，在确保人员安全的前提下安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度，确定危害程度，及时报告指挥部。

⑤根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

（2）火灾事故应急措施

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

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

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

④在确保人员安全的情况下，利用干粉灭火器对火灾事故进行有效控制，事后对污染的土壤进行收集委托有危废处置能力单位进行妥善处置。

（3）站内管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

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，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。轮南采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田分公司轮南采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号 652822-2025-27-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轮南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轮南采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前轮南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。轮南采油气管理区已针对油气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.8 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

营运期危险因素为站内管线、储罐老化破损导致天然气、凝析油泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。

（2）环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有天然气、油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生定量的一氧化碳进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司轮南采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

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

拟建工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-39,环境风险自查表见表 5.2-40。

表 5.2-39 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台 (套)	投资 (万元)	效 果
1	甲烷检测仪	风险防范设施数量按照 消防、安全等相关要求设置	2	及时发现风险,减少事故发生
2	地上管道涂刷相应 识别色		2	便于识别风险,减少事故发生
3	消防器材(干粉灭 火器等)		3	防止集输管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	备用储油罐、混烃 罐设置围堰		—	防止污染扩散
5	警戒标语和标牌	风险防范设施数量按照 消防、安全等要求设置	1	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合 计		—	8	—

表 5.2-40 环境风险自查表

工作内容		完成情况						
风险 调查	危险 物质	名称	天然气	凝析油	混烃	导热油	废润滑油	废导热油
		存在总量 /t	62.3	162	15	4.8	0.4	0.6
	环境敏感 性	大气	500m 范围内人口数__人			5km 范围内人口数____人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)				__人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐		F2 ☐	F3 ☒	
			环境敏感目标分级	S1 ☐		S2 ☐	S3 ☒	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐		G2 ☐	G3 ☒	
			包气带防污性能	D1 ☒		D2 ☐	D3 ☐	
	物质及工艺系 统危险性	Q 值	Q<1 ☐		1≤Q<10 ☒	10≤Q<100 ☐		100≤Q ☐
		M 值	M1 ☐		M2 ☐	M3 ☒		M4 ☐
		P 值	P1 ☐		P2 ☐	P3 ☐		P4 ☒

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

环境敏感程度	大气	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☒		
	地表水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☒		
	地下水	E1 ☐	E2 ☒	E3 ☐		
环境风险潜势	IV ☐	IV ☐	III ☐	II ☒	I ☐	
工作内容	完成情况					
评价等级	一级 ☐	二级 ☐	三级 ☒	简单分析 ☐		
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒		易燃易爆 ☒		
	环境风险类型	泄漏 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒		
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☐	地下水 ☒		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其它估算法 ☐		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m			
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间____d				
最近环境敏感目标____，到达时间____d						
重点风险防范措施	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”					
评价结论与建议	在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，环境风险可防控。					
注：“ ☐ ”为勾选项，“__”为填写项。						

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，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。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、

井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，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，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理；固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 退役期生态保护措施

油田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。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）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

（2）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。

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

（4）建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

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

(3) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

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

6.1.1.2 车辆尾气和焊接烟气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接使用无毒低尘焊条，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

拟建工程运营期废气主要为导热油炉烟气和井场无组织废气。采取的措施如下：

(1) 导热油炉用气采用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

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

(3) 定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

拟建工程井场导热油炉、采气树等均属于成熟设备，已在油气田区域稳定运行多年，结合前述统计的区域同类型井场污染源监测数据（见“3.1.3.4 大气环境影响回顾”），井场导热油炉烟气中颗粒物、氮氧化物、烟气黑度可以满

足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。

有组织废气和无组织废气均可达标排放，属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953—2018）可行技术，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求。因此拟建工程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

拟建工程施工人员 20 人，施工期 30d，生活用水量按 100L/人·d 计算，排水量按用水量的 80% 计算，则拟建工程施工期间生活污水产生量约为 48m³。拟建工程设置临时施工营地，施工人员生活污水依托轮台县新城区污水处理厂处理。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

运营期水环境污染源为采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水。

（1）采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水

从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，废液处理系统采取“沉降-压力除油-两级过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，轮一联合站采出水处理系统处理规模为 11500m³/d，现状富余处理能力为 8000m³/d，拟建工程需处理 4m³/d，其富余能力可满足拟建工程处理需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气

集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

（2）生活污水

拟建工程生活污水排入撬装钢板生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理，轮台县新城区污水处理厂采用“格栅+沉砂池+改良氧化沟+二沉池+MBR膜生物+生物接触氧化池+消毒”组合工艺。处理后的废水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级B标准后用于防护林灌溉。污水处理厂距离拟建工程区约16km，目前该污水处理厂设计处理规模为12000m³/d，污水处理厂实际处理规模为9000m³/d，污水处理厂富余处理规模为3000m³/d，可满足项目的废水处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第748号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

（1）合理控制施工作业时间；

（2）施工运输车辆在必经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

（3）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

类比吐东油气田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。

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

6.3.3 退役期噪声防治措施

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

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

施工期固体废物主要为施工土方、建筑垃圾及生活垃圾，其中施工土方全部井场回填；施工建筑垃圾集中收集后，送轮南固废填埋场填埋处置；施工人员生活垃圾随车带走，运至轮南固废填埋场处置，现场不遗留。施工期固体废物妥善处置，不外排。

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

根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）、《国家危险废物名录（2025 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶、生活垃圾，其中落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶收集后直接由有危废处置资质单位接收处置，生活垃圾定期收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

拟建工程生活垃圾处理处置情况见表 6.4-1，拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 6.4-2。

表 6.4-1 生活垃圾污染源强一览表

序号	代码	固体废物名称	产生环节	物理性状	产生量 (t/a)	属性	贮存方式	处理措施
1	SW64 900-099-S64	生活垃圾	生活环节	固态	0.4	生活垃圾	生活垃圾桶	定期收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置

表 6.4-2 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	污染源名称	产生量(t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.2	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 071-001-08)	桶装收集后, 暂时存放在危废暂存间内, 定期委托有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置, 不外排
2	废防渗材料	0.25	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		
3	储罐底泥	0.4	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 071-001-08)		
4	废导热油	0.6/3a	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		
5	废分子筛	0.5	其他废物 (HW49 900-041-49)		
6	过滤器过滤杂质	0.02	其他废物 (HW49 900-041-49)		
7	废润滑油	0.4	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-217-08)		
8	废润滑油桶	0.02	废矿物油与含矿物油废物 (HW08 900-249-08)		

6.4.2.2 固体废物处置措施可行性分析

6.4.2.2.1 生活垃圾处置措施可行性分析

拟建工程生活垃圾收集后委托轮南工业固废填埋场合规处置, 轮南工业固废填埋场生活垃圾固废池 4 座, 尺寸均为 90m×60m×2.5m, 总容积 40000m³, 现状富余可填埋量 8000m³, 可满足项目填埋需求, 不会对周围环境产生不利影响。

6.4.2.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

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

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

（2）危险废物处置单位

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

拟建工程运营期危险废物主要为 HW08、HW49 危险废物，工程所处区域有多家单位可处置 HW08、HW49 危险废物，处置能力及类别均可满足工程要求。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为建筑垃圾，建筑垃圾委托轮南固废填埋场工业固废填埋池合规处置。

类比周边区域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、植被破坏，减少水土流失。

（2）严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（3）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（4）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。

(5) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

类比吐东油气田采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

(1) 施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

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

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

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

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

类比吐东油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) 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。

6.5.1.4 水土流失防治措施

根据工程建设特点和当地的自然条件,拟建工程施工结束后进行场地平整,对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护,在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界,进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

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

6.5.1.5 防沙治沙措施

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

(2) 施工结束,对施工场地进行清理、平整,防止土壤沙漠化。

(3) 施工期间严格执行生态保护措施,杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

类比同类工程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。在道路边、气田区,设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。

类比同类工程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

气田单井进入开采后期,油气储量逐渐下降,最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵,并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015),工程针对退役期生态恢复提出如下措施:

(1) 对完成采气的废弃井,采取先封堵内外井眼,拆除井口装置,地下截去一定深度的表层套管,清理场地,清除各种固体废物,及时回收拆除采气设备过程中产生的落地油,经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、

不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

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

（4）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 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

拟建工程井场导热油炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到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，采出气排入火系统中炬进行燃烧，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、

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

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

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

拟建工程井场法兰、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，电量为外购，因此，本次碳排放量需进行核算。

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 温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场导热油炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	拟建工程井场装置紧急情况下，采出液排入放喷池中进行燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	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	温室气体排放核算内容
1	TUD5 井试采地面工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 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

拟建工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

拟建工程燃料燃烧温室气体排放计算主要核算井场 1 座 600kW 导热油炉，根据核算，导热油炉年天然气消耗量为 63.07 万 m^3 。查阅《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）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 332.7GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.09 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 1176.966 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（主要为井场装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ —事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} — CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

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装置紧急情况下，采出气排入火炬系统中进行燃烧碳排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气 流速 (万 Nm ³ /h)	持续时 间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外 其他含碳化合物 的总含碳量 (吨碳 /万 Nm ³)	火炬燃烧 的碳氧 化率	火炬气中 CO ₂ 的体积 浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积 浓度
1	TUD5 井场	非正常工 况	0.21	0.5	5.28	0.98	0.1205	0.735

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 2.25 吨 CO₂。此外工艺生产过程中脱除的 CO₂ 通过火炬排放，根据天然气摩尔组分，每天采出气中约含 1.18tCO₂，采出气合计 392.94tCO₂。火炬燃烧排放共计 395.19tCO₂。

(3) 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

拟建工程涉及天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	装置类型	设施逃逸)	装置数量/天然气年处理量
1	新建采气井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 2.5 吨，折算成 CO₂ 排放量为 52.5 吨。

(4) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

E_{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

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

式中：

E_{CO₂-净热}为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 1750MWh，电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》（生态环境部公告 2024 年 第 33 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6231 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 1090.425t。

(5) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试

行)》，企业的 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 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 CO₂ 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	1176.966	43.35
	火炬燃烧排放	395.19	14.56
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	52.5	1.93
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	1090.425	40.16
	合计	2715.081	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 2715.081 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场采用自动化开采，减少人工干预和经常整定调节参数。定期组织人员对井站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据工程用电性质、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

轮南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对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

拟建工程实施后，CO₂总排放量为 2325.501 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碳排放，对比同类企业碳排放水平，拟建工程吨产品 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

拟建工程投资 875 万元，环保投资 50 万元，环保投资占总投资的比例为 5.7%。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气田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程导热油炉使用天然气作为燃料，油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶，暂存于井场危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置；可避免对周围环境产生影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

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

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设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。

根据生态影响评价分析，工程占地类型主要为裸土地，荒漠植被盖度较低。拟建工程在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会

对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

工程的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

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

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，轮南采油气管理区建立了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。

8.1.1.3 环境管理职责

轮南采油气管理区QHSE管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司轮南采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022) 中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1

拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制作业范围，施工现场严格管理	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	废气	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；焊接使用无毒低尘焊条		
		废水	施工人员生活污水依托轮台县新城区污水处理厂处理		
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于井场平整；施工废料清运至轮南固废填埋场工业固废填埋池填埋处置，生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
运营期	正常工况	废水	从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理	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	导热油炉使用天然气作为燃料；凝析油采取密闭装车工艺		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物，暂存于井场危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	建筑垃圾委托轮南工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

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
退役期	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井站场土地进行平整，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	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

9.1.3 固体废物管理制度

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶和生活垃圾。塔里木油田分公司轮南采油气管理区固体废物管理应按照《关于发布〈危险废物产生单位管理计划制定指南〉的公告》（环境保护部公告 2016 年第 7 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）等相关要求执行。

拟建工程产生的危险废物应按照《关于发布〈危险废物产生单位管理计划制定指南〉的公告》（环境保护部公告 2016 年第 7 号）进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

轮南采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.4 环境监理

拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管

理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，区域井场等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.6 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），拟建工程应纳入塔里木油田分公司轮南采油气管理区排污许可管理，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，同时轮南采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆巴州轮台县境内

主要产品及规模：①新建采气井场 1 座（TUD5 井），包括采气树、空气源热泵、分离器、计量橇、储罐、装车系统等设施等；②在 TUD5 井井场内新建 1 座零散气回收装置，包括原料气过滤减压单元、脱酸单元、脱水单元、脱烃单元、液化冷箱单元以及储运单元等。拟建工程建成后日产油 10t，日产 LNG30t，日产混烃 3.96t。

(2) 排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-14～表 3.2-20。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-22。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.3.13 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司轮南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；轮南采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场	导热油炉烟气	燃用天然气	/	颗粒物	8760	761	10	8	0.2	NO _x : 1.00	颗粒物 ≤20
					氮氧化物			149.8				NO _x ≤200
					烟气黑度			<1 级				烟气黑度 <1 级
	井站场	无组织废气	密闭输送, 储罐采用密闭装载方式	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	厂界非甲烷总烃 ≤4.0		
类别	噪声源		污染因子	治理措施				处理效果		执行标准		
噪声	采气树、空气源热泵、导热油炉、分离增压撬、压缩机、泵		L _{Aeq, T}	基础减振				降噪 10dB (A)		厂界 昼间 ≤60dB (A) ; 夜间 ≤50dB (A)		
类别	污染源		污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)		
废水	采出水		石油类、SS	采出水随采出液一起进入轮一联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 回注地层			—	—	—	—		

续表 9.3-1

拟建工程污染物排放清单一览表

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	天然气脱水单元废水	石油类、SS	排入污水罐，定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	—	—	—	—
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理	—	—	—	—
	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	排入生活污水罐后，定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理	—	—	—	—
类别	污染源名称	固废类别	处理措施			处理效果	
固废	落地油	废矿物油与含矿物油废物（HW08 071-001-08）	收集后暂存危废暂存间，定期委托有危废处置资质单位接收处置			全部妥善处置	
	废防渗材料	废矿物油与含矿物油废物（HW08 900-249-08）					
	储罐底泥	废矿物油与含矿物油废物（HW08 071-001-08）					
	废导热油	废矿物油与含矿物油废物（HW08 900-249-08）					
	废分子筛	其他废物（HW49 900-041-49）					
	过滤器过滤杂质	其他废物（HW49 900-041-49）					
	废润滑油	废矿物油与含矿物油废物（HW08 900-217-08）					
	废润滑油桶	废矿物油与含矿物油废物（HW08 900-249-08）					
	生活垃圾	一般工业固体废物（SW64 900-099-S64）	收集后，委托轮南工业固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置				
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.2.8.4”					

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实验检测研究院承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	井场下风向厂界外 10m 范围内	季度 1 次
	导热油炉烟气	颗粒物、氮氧化物、烟气黑度	烟囱出口	每年 1 次
噪声	厂界噪声	$L_{Aeq,T}$	井场边界	季度 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（ C_6-C_9 ）、石油烃	地下水下游 1 口地下水井	每半年 1 次

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

		(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬		
--	--	---	--	--

续表 9.4-1

拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、pH、盐分含量	吐东 5 井场储罐周边	每年 1 次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	1	—
	2	车辆尾气和焊接烟气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条	—	1	—
废水		施工期生活污水	生活污水依托轮台县新城区污水处理厂处理	不外排	2	—
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	施工土方	土方全部用于井场平整	妥善处置	—	—
	2	施工废料	清运至轮南固废填埋场工业固废填埋池填埋处置	妥善处置	1	—
	3	生活垃圾	收集后送轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	妥善处置	1	—
生态		生态恢复	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	控制占地范围	2	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	2	落实水土保持措施
		防沙治沙	①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；拉彩条旗以示明车辆行驶边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施	防止土地沙化	4	落实防沙治沙措施
环境		开展施工期	—	—	1	—

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

监理	环境监理				
----	------	--	--	--	--

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
废气	1	井站场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	2	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
	2	导热油炉烟气	使用天然气为燃料+8m高烟囱+排污口规范化	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	5	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
废水	1	采出水	随采出液一起输送至轮一联合站处理,达标后回注地层	不外排	3	—
	2	天然气脱水单元废水	排入污水罐,定期通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理	不外排	3	—
	3	井下作业废水	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后,酸碱中和后通过罐车拉运至轮一联合站污水处理装置处理	不外排	2	—
	4	生活污水	排入生活污水罐后,定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理	不外排	1	—
噪声	1	采气树、空气源热泵、导热油炉、分离增压撬、压缩机、泵	基础减振	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《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、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶	收集后,由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	2	—
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		2	—

TUD5 井试采地面工程环境影响报告书

环境监测	废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	2	—
------	--------------	--------------------	---------	---	---

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材(干粉灭火器)、备用罐、混烃罐设置围堰、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	8	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废		建筑垃圾	委托轮南固废填埋池合规处置	妥善处置	2	—
生态		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	3	—
合计				—	50	—

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：TUD5 井试采地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建采气井场 1 座（TUD5 井），包括采气树、空气源热泵、分离器、计量橇、储罐、装车系统等设施等；②在 TUD5 井内配套建设 1 座零散气回收装置用于回收井场分离出的天然气，包括原料气过滤减压单元、脱酸单元、脱水单元、脱烃单元、液化冷箱单元以及储运单元等；③配套建设供电、供热、给排水等辅助工程。

建设规模：拟建工程建成后日产油 10t，日产 LNG30t，日产混烃 3.96t。

项目投资和环保投资：工程总投资 875 万元，其中环保投资 50 万元，占总投资的 5.7%。

劳动定员及工作制度：新建井场值守人员 2 人，为内部调剂，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆巴州轮台县境内。区域以油气开采为主，现状占地为裸土地，井场区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令 2023 年第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

10.1.4 规划符合性

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于吐东油气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.5 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线最近为 10.2km，不在生态保护红线内；拟建工程井场导热油炉使用天然气作为燃料；采出液采取密闭装车工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城区污水处理厂处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、巴州“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均质量浓度和百分位 24 小时平均值浓度超标，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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明：监测期间区域地下水中监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：井场场界噪声监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值。

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；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；井场周边 50m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、学校、居住区等，故不再设置土壤环境（污染影响型）保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区及预防区、区域重要物种作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；区域不涉及环境空气和地表水环境保护目标，将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

（1）导热油炉采用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

（2）采出液使用密闭装车工艺，采出气现场使用零散气回收装置进行回收，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；

（3）项目定期巡检，确保生产系统安全运行。

10.3.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县新城污水处理厂处理。

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、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物，暂存于井场危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

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

10.4.2 地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水、天然气脱水单元废水、井下作业废水和生活污水，从井场分离出的采出水、天然气脱水单元废水以及经过预处理的井下作业废水通过罐车拉运至轮一联合站采出水处理单元处理，生活污水排入污水罐定期通过吸污车拉运至轮台县城区污水处理厂处理。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

10.4.3 地下水环境影响

（1）环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查，项目建设区域地下水根据矿化度划分主要以淡水及微咸水为主，潜水地下水埋深较深，地层主要为第四系松散层，地下水位第四系潜水，区域地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 为主，阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 为主，溶解性总固体含量小于 1.5g/L，包气带防护性能弱。

根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水中监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境

质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

（2）地下水环境影响

本工程严格按照《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，场界内石油类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，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可得出，本项目各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

（3）地下水环境污染防治措施

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

（4）地下水环境影响评价结论

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

10.4.4 声环境影响

采气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为44~48dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、储罐底泥、废导热油、废分子筛、过滤器过滤杂质、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物，暂存于井场危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾收集后定期清运至轮

南固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统稳定性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

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 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。储油罐泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，区域土壤盐碱化程度加剧。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，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 1.00t/a， VOCs 0t/a， COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司轮南采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的轮南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 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，拟建工程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，拟建工程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，拟建工程可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	28
2.6 评价标准	29
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划	34
2.8 环境保护目标	76
3 建设项目工程概况和工程分析	78
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	78
3.2 在建工程	88
3.3 拟建工程	91
3.4 依托工程	126
4 环境现状调查与评价	128
4.1 自然环境概况	128
4.2 环境质量现状监测与评价	130
5 环境影响预测与评价	158
5.1 施工期环境影响分析	158
5.2 运营期环境影响评价	169
5.3 退役期环境影响分析	214
6 环境保护措施及其可行性论证	216
6.1 环境空气保护措施可行性论证	216
6.2 废水治理措施可行性论证	217
6.3 噪声防治措施可行性论证	218
6.4 固体废物处理措施可行性论证	219
6.5 生态保护措施可行性论证	221
7 温室气体影响评价	225

7.1 碳排放分析	225
7.2 减污降碳措施	233
7.3 碳排放评价结论及建议	234
8 环境影响经济损益分析	235
8.1 经济效益分析	235
8.2 社会效益分析	235
8.3 环境措施效益分析	235
8.4 环境经济损益分析结论	237
9 环境管理与监测计划	238
9.1 环境管理	238
9.2 企业环境信息披露	243
9.3 污染物排放清单	244
9.4 环境及污染源监测	246
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	247
10 环境影响评价结论	250
10.1 建设项目情况	250
10.2 环境现状	251
10.3 拟采取环保措施的可行性	252
10.4 项目对环境的影响	253
10.5 总量控制分析	255
10.6 环境风险评价	255
10.7 公众参与分析	255
10.8 项目可行性结论	256