

1 概述

1.1 建设项目特点

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

塔里木油田分公司哈拉哈塘油田位于新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内，属于超深复杂缝洞型碳酸盐岩油藏，目前主要开发齐古、哈 6、新垦、热普、金跃、其格、跃满西等区块。本项目位于哈 13 井区、哈 12 井区、热普 14 井区、跃满 1 井区、新垦 9 井区、热普 6 井区。

为满足哈拉哈塘油田产能开发的需要，增大整体开发效益，为此，塔里木油田分公司决定投资 48355 万元，实施“塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I6、F_{II}15 断裂带 2026 年产能建设项目”。拟建工程建设性质为改扩建，属于现有哈拉哈塘油田内的改扩建项目，主要建设内容包括：①方案总井数 18 口，其中采油井转注水井 1 口、采油井转注气井 8 口，探井转采油井 9 口；②新建井场 9 座，新建阀组 3 座，改扩建阀组 2 座，完善阀组 4 座，新建井口移动注氮橇 3 套（第三方注氮），新建井口移动注水橇 1 套；③新建集输管线 31km；掺稀管线 3.5km；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后新建产能 9.18 万吨/年。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采项目，位于新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，且项目涉及占用基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建

设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2025 年 7 月 24 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2025 年 7 月 24 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，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 8 月 12 日至 8 月 25 日在《阿克苏新闻网》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 8 月 14 日、2025 年 8 月 15 日在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）对拟建工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于 2026 年 7 月 17 日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I6、F_{II}15 断裂带 2026 年产能建设项目公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

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

（2）规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田

“十四五”发展规划》。拟建工程位于哈拉哈塘油田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（沙雅县土地沙化生态保护红线区）最近为 19.4km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理；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、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、声环境影响评价等级为二级、环境风险评价等级为简单分析；生态影响评价等级为二级；井场、阀组建设内容地下水环境影响评价工作等级为二级，集输管线、掺稀管线建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级；井场、阀组建设内容土壤环境（生态影响型）影响评价工作等级为一级，集输管线、掺稀管线建设内容土壤环境（生态影响型）影响评价工作等级为二级；井场、阀组建设内容土壤环境（污染影响型）影响评价工作等级为一级，集输管线及掺稀管线建设内容土壤环境（污染影响型）影响评价工作等级为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

（1）拟建工程采出液采取密闭集输工艺，井场无组织废气中非甲烷总烃可

满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，H₂S 可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新扩改建二级标准限值。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理。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）拟建工程运营期桶装收集后的落地油与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

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

（7）拟建工程涉及的风险物质主要包括原油、天然气、H₂S，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，拟建工程属于石油开采项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I6、F_{II}15 断裂带 2026 年产能建设项目公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2003 年 9 月 1 日起施行, 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 日起施行, 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 日起施行, 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 日起施行);

(7) 《中华人民共和国水法》(2002 年 10 月 1 日起施行, 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 日起施行);

(9) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2002 年 1 月 1 日起施行, 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 日起施行);

(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 日起施行);

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

(13) 《中华人民共和国矿产资源法(2024年修订)》(2024年11月8日修订,2025年7月1日起施行);

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

(15) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2024年6月28日修订,2024年11月1日起施行);

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

(7) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号,2015年4月2日发布并实施);

(8) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发〔2013〕37号,2013年9月10日发布并实施);

(9) 《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日起施行);

(10)《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)；

(11)《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)；

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

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

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

(15)《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号，2018年7月16日发布，2019年1月1日起施行)；

(16)《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日起施行)；

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

(18)《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第24号，2021年12月11日发布，2022年2月8日起施行)；

(19)《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第23号，2021年11月30日发布，2022年1月1日起施行)；

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

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

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

(23)《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021年第3号，2021年2月1日发布并实施)；

(24) 《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号, 2021 年 9 月 7 日发布并实施);

(25) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150 号, 2016 年 10 月 26 日发布并实施);

(26) 《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发〔2014〕197 号, 2014 年 12 月 30 日发布并实施);

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

(28) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77 号, 2012 年 7 月 3 日发布并实施);

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

(30) 《固体废物分类与代码目录》(生态环境部公告 2024 年第 4 号, 2024 年 1 月 22 日发布并实施);

(31) 《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气〔2020〕33 号);

(32) 《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气〔2019〕53 号);

(33) 《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65 号, 2021 年 8 月 4 日发布并实施);

(34) 《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);

(35) 《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);

(36) 《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);

(37) 《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);

(38) 《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);

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

(40) 《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号);

(41) 《国务院办公厅关于印发〈突发事件应急预案管理办法〉的通知》(国办发〔2024〕5 号, 2024 年 1 月 31 日);

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

(43) 《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 7 日发布);

(44) 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》(自然资发〔2023〕89 号, 2023 年 6 月 13 日发布并实施);

(45) 《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1 号);

(46) 《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》(自然资规〔2018〕3 号);

(47) 《石油天然气工程项目用地控制指标》(TD/T 1099-2024)。

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 日起施行);

(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 日起施行);

(3) 《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);

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

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

(6)《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发〔2017〕25号,2017年3月1日发布并实施);

(7)《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日起实施);

(8)《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);

(9)《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);

(10)《新疆生态环境保护“十四五”规划》;

(11)《新疆生态功能区划》;

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(13)《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);

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》;

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

(16)《新疆维吾尔自治区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》;

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

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

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

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

(21) 《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）；

(22) 《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）；

(23) 《新疆防沙治沙规划》（2011-2020年）；

(24) 《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）；

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

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

(27) 《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）；

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

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

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

2.1.3 环境保护技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；

(7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

(9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)；

(10) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)；

(11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(原环境保护部公告 2012 年第 18 号)；

(12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012)；

(14)《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)；

(15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)；

(16) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ 1200-2021)；

(17) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T 43936-2024)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 《塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I6、F_{II}15 断裂带 2026 年产能建设项目》；

(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，确定主要环境影响因素及其污染因子。

(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
		油气集输工程	油气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--
	地下水	--	-1C	--
	声环境	-1D	-1C	-1D

续表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素	环境因素	环境因素	施工期	运营期	退役期
		环境因素	油气集输工程	油气开采、集输工程	封井
自然环境	土壤环境		-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动		-1C	--	-1D
	土壤肥力		-1C	--	-1D
	植被覆盖度		-1C	--	+1C
	生物多样性		-1C	--	+1C
	生态敏感区		-1C	--	+1C
	生物量损失		-1C	--	+1C
	生态系统完整性		-1C	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

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，确定拟建工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境因素	环境因素	油气开采、集输工程		
	环境因素	施工期	运营期	退役期
时期				
大气		颗粒物	非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物

续表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境因素 \ 单项工程	油气开采、集输工程		
地表水	—	本项目不涉及跨越 穿越地表水，故不设置 评价因子	—
地下水	—	石油类	—
土壤	—	石油烃、盐分含量	—
生态	地表扰动、土壤肥力、植被 覆盖度、生物量损失、生物 多样性、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力、植 被覆盖度、生物量损失、 生物多样性、生态系统完 整性
噪声	昼间等效声级 (L _d)、夜间 等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、 夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜 间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

拟建工程位于哈拉哈塘油田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，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；项目周边区域以油气开发为主，区域声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区。

2.4.2 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

地下水：项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

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

围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃（C₁₀~C₄₀）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。

上述各标准的标准值见表 2.4-1 至表 2.4-2。

表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准		单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	60		μ g/m ³	《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）过渡阶段二级标准
		24 小时平均	120			
	PM _{2.5}	年平均	30			
		24 小时平均	60			
	SO ₂	年平均	60			
		24 小时平均	150			
		1 小时平均	500			
	NO ₂	年平均	40			
		24 小时平均	80			
		1 小时平均	200			
	CO	24 小时平均	4		mg/m ³	
		1 小时平均	10			
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		μ g/m ³	
1 小时平均		200				
非甲烷总烃	1 小时平均	2. 0		mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2. 0mg/m ³ 的标准	
H ₂ S	1 小时平均	0. 01		mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2. 2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值	
环境要素	项目		标 准	单位	标准来源	
地下水	色		≤15	铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类	
	嗅和味		无	—		
	浑浊度		≤3	NTU		
	肉眼可见物		无	—		
	pH		6. 5~8. 5	—		

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	总硬度	≤450		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T 14848-2017) 表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 微生物指标中Ⅲ类	
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	镉	≤0.005		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》 (GB 3838-2002) Ⅲ类标准
	铬（六价）	≤0.05			
	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 2.4-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 1、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		

续表 2.4-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
32	甲苯	1200	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 1、表 2 第二类用地筛选值
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并（a）蒽	15		
39	苯并（a）芘	1.5		
40	苯并（b）荧蒽	15		
41	苯并（k）荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并（a,h）蒽	1.5		
44	茚并（1,2,3-cd）芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5）
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

2.4.3 污染物排放标准

废气：厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。

废水：采出水随采出液经集输管线最终输送至哈六联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地

层，井下作业废水采取不落地的方式直接排入专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈六联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中相应限值；运营期站场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

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）。

表 2.4-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放 限值	单位	标 准 来 源
废气	无组织 废气	非甲烷总 烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 （GB39728-2020）中边界污染物控制要求
		H ₂ S	0.06	mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新扩改建 项目二级标准
废水	采出水、 井下作 业废水	悬浮固体 含量	35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 （SY/T5329-2022）中表 1 V 级水质主要控制指标
		悬浮物颗 粒直径中 值	5.5	μ m	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀 率	0.076	mm/a	
施工 噪声	L _{Aeq, T}	昼间	70	dB（A）	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
		夜间	55		
场界 噪声	L _{Aeq, T}	昼间	60	dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 2 类标准
		夜间	50		

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 生态影响评价等级

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

- (1) 本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。
- (2) 本项目不涉及自然公园、生态保护红线。
- (3) 拟建项目有 3 条集输管线穿越公益林，生态评价等级不低于二级。
- (4) 根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，本项目不属于水文要素影响型建设项目。
- (5) 本项目新增永久占地面积为 3.48hm²，新增临时占地面积 43.89hm²，总面积≤20km²。
- (6) 拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

综合以上分析，项目生态评价等级为二级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，项目生态影响评价范围为各井场、阀组周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地下水环境影响评价等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 和《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)，拟建项目新建采油井场、注水井场、注气井场、阀组地下水环境影响评价项目类别为 I 类，集输管线、掺稀管线地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.5-1。

表 2.5-1 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

续表 2.5-1 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
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区
a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

拟建工程调查评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

（3）评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

地下水评价工作等级见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水评价工作等级一览表

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

由上表可知，拟建工程采油井场、注水井场、注气井场、阀组建设内容地下水环境影响评价工作等级为二级；集输管线、掺稀管线建设内容地下水环境

影响评价工作等级为三级。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），项目地下水环境影响评价范围为各井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的区域，集输管线、掺稀管线两侧 200m 的范围。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理，井下作业废水收集后送哈六联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。因此，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

拟建工程重点分析依托哈六联合站采出水处理设施的环境可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 土壤环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，区域 pH 值 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程新建采油井场、注水井场、注气井场、阀组属于 I 类项目，集输管线、掺稀管线属于 II 类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

拟建工程永久占地面积为 3.48hm²，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

污染影响型建设项目敏感程度见表 2.5-4。

表 2.5-4 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度
采油井场、注水井场、注气井场、阀组、集输管线、掺稀管线	涉及耕地、园地、村庄	敏感

② 生态影响型

生态影响型建设项目敏感程度见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	土壤含盐量 (g/kg)	土壤 pH 值	环境敏感程度
采油井场、注水井场、注气井场	>4	5.5<pH<8.5	敏感
阀组	>4	5.5<pH<8.5	敏感
集输管线	>4	5.5<pH<8.5	敏感

(4) 评价工作等级判定

① 污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响评价工作等级划分见表 2.5-6。

表 2.5-6 评价工作等级分级表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场、注水井场、注气井场、阀组	I 类	敏感	一
集输管线、掺稀管线	II 类	敏感	二

由上表可知，拟建工程采油井场、注水井场、注气井场、阀组建设内容土壤环境（污染影响型）影响评价工作等级为一级，集输管线、掺稀管线建设内容土壤环境（污染影响型）影响评价工作等级为二级。

②生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境生态影响评价工作等级划分见表2.5-8。

表 2.5-8 评价工作等级分级表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.5-9。

表 2.5-9 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场、注水井场、注气井场、阀组	I 类	敏感	一
集输管线、掺稀管线	II 类	敏感	二

由上表可知，拟建工程采油井场、注水井场、注气井场、阀组建设内容土壤环境（生态影响型）影响评价工作等级为一级；集输管线、掺稀管线建设内容土壤环境（生态影响型）影响评价工作等级为二级。

2.4.4.2 土壤环境影响评价范围

（1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境（污染影响型）影响评价范围为井场、阀组外扩 1km，集输管线、掺稀管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

（2）生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境（生态影响型）影响评价范围为各采油井场、阀组边界外扩 5km，集输管线、掺稀管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

2.5.5.1 大气环境影响评价等级

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

（1）P_{max} 及 D_{10%} 的确定

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

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

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，μg/m³。

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

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

（2）城市农村选项确定

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

（3）模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表 2.5-10；废气污染源参数见表 2.5-11，坐标以井场中心为原点（0, 0, 0）；相关污染物预测及计算结果见表 2.5-12。

表 2.5-10 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/℃		40.7
3	最低环境温度/℃		-24.2
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		草地
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/°	—

表 2.5-11 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
采油井场无组织废气（哈 12-H16）			961	40	40	0	3	8760	正常	H ₂ S	0.00058
										非甲烷总烃	0.010
金跃 1-H12 阀组无组织废气			963	40	60	0	1	8760	正常	H ₂ S	0.0009
										非甲烷总烃	0.011
哈 16-9 阀组无组织废气			962	40	60	0	1	8760	正常	H ₂ S	0.0009
										非甲烷总烃	0.012
热普 6-H6 阀组无组织废气			958	40	60	0	1	8760	正常	H ₂ S	0.0009
										非甲烷总烃	0.011

注：1. 拟建工程废气污染源面源包括 9 座新建采油井场，各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取哈 12-H16 井场无组织废气为代表井场进行预测；阀组无组织废气均为阀组新增设备产生的无组织废气排放量叠加阀组现有无组织废气排放量之和；

2. 金跃 1-H12 阀组及哈 12-H11 阀组及哈 12-H14 阀组均为新建阀组，各站场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取金跃 1-H12 阀组无组织废气为代表站场进行预测；

3. 新垦 9-2 阀组及热普 6C 阀组未新增污染源，不考虑。

表 2.5-12 P_{max}及 D10%预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C _i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
采油井场无组织废气 (哈 12-H16)	非甲烷总烃	32.868	2000	1.67	2.67	82	—
	H ₂ S	0.012	10	0.12			—
金跃 1-H12 阀组无组织 废气	非甲烷总烃	53.429	2000	2.67		26	—
	H ₂ S	0.021	10	0.21			—
哈 16-9 阀组无组织 废气	非甲烷总烃	43.051	2000	2.15		26	—
	H ₂ S	0.017	10	0.17			—
热普 6-H6 阀组无组织 废气	非甲烷总烃	39.537	2000	1.98		26	—
	H ₂ S	0.017	10	0.17			—

(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 $1\% < P_{\max} = 2.67\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中评价工作分级判据，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.5.2 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，项目大气环境影响评价范围为以各新建采油井场、阀组为中心边长 5km 包络线区域。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

(1) 声环境功能区类别

拟建工程位于哈拉哈塘油田区域，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB 3096-2008)，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

拟建工程哈 12-H17 井周围 200m 范围内存在乌尊村，位于哈 12-H17 井西侧约 100m，受噪声影响人口数量变化不大，声环境保护目标噪声级增量在 5dB(A) 以下；哈 12-H13 井、哈 12-H14 井周围 200m 范围内存在阿热买里村，位于哈 12-H13 井东北约 180m，哈 12-H14 井东约 170m，受噪声影响人口数量变化不大，声环境保护目标噪声级增量在 5dB(A) 以下。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中的声环境影响评价等级划分原则，确定拟建工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021），项目声环境影响评价范围为各井场、站场边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 环境风险评价等级

(1) 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

拟建工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

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

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 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） $Q \geq 100$ 。

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

表 2.5-13 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质Q值
集输管线	1	原油	—	22.519	2500	0.009
	2	天然气	74-82-8	2.062	10	0.2062

续表 2.5-13 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质 Q 值
集输管线	3	硫化氢	7783-06-4	0.0003	2.5	0.00012
项目 Q 值 Σ						0.21532

注：本次选择哈 12-H17 井场至 HA702C 阀组管线进行核算，管线长度 5.6km，管线直径 DN80。

经计算，拟建工程 Q 值 <1 ，风险潜势为 I。

(2) 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.5-14。

表 2.5-14 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

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

2.5.7.2 环境风险评价范围

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

2.6 环境保护目标

拟建工程将评价区域内村庄设置为环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水含水层作为地下水保护目标；将乌尊村、阿热买里村设置为声环境保护目标；将井场、阀组外扩 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的耕地、园地、乌尊村、阿热买里村、英买里村、英依干其村作为土壤环境（污染型）保护目标；将各井场、阀组周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态型）保护目标；将生态影响评价范围内重要物种、塔里木河流域水土流失重点治理区、公益林作为生态保护目标。环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-3。

表 2.6-1 环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	经度	纬度				方位	距离 (km)		
亚尼艾日克村			生活区	环境空气	二类区	NE	2.3	473	155
英买里村			生活区	环境空气	二类区	SE	0.5	1270	418
阿热买里村			生活区	环境空气	二类区	E	0.17	1120	370
博孜艾日克村			生活区	环境空气	二类区	NW	1.1	520	170
若巴什拉木村			生活区	环境空气	二类区	NE	1.1	468	122
努巴什拉木村			生活区	环境空气	二类区	NE	1.3	621	187
琼萨依艾日克村			生活区	环境空气	二类区	NW	1.5	892	355
英依干其村			生活区	环境空气	二类区	E	0.4	1184	423
英阔克布运村			生活区	环境空气	二类区	W	1.4	754	219
托依堡勒迪镇			生活区	环境空气	二类区	NW	2.0	1698	582
依盖尔其村			生活区	环境空气	二类区	E	1.3	689	189
科克布运村四小队			生活区	环境空气	二类区	SW	1.9	482	164
乌尊村			生活区	环境空气	二类区	NW	0.1	967	351

表 2.6-2 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.6-3 声环境保护目标一览表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m*			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明 (介绍声环境保护目标建筑结构、朝向、楼层、周围环境情况)
		X	Y	Z				
1	乌尊村	-10	10	3	100	NW	执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准	建筑均为平房，坐北朝南，1 层，为砖混结构，周围为乡村道路
2	阿热买里村	17	0	3	170	E	执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准	建筑均为平房，坐北朝南，1 层，为砖混结构，周围为乡村道路

表 2.6-4 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场外扩 5km，管线边界两侧向外延 0.2km 范围	不对区域盐碱化程度进一步加深
污染影响型		
耕地、园地、乌尊村、阿热买里村、英买里村、英依干其村	井场、阀组周边 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围	不对土壤环境功能产生明显影响

表 2.6-5 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场周围 50m 范围， 管线中心线两侧 300m；	占用
	重要物种	管线穿越公益林段，以 线路穿越段向两端外延	拟建工程占地范围内无重要 物种分布，评价范围内涉及
	地方公益林	1km、线路中心线向两侧 外延 1km 为评价范围	占用（管线穿越）

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
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：哈拉哈塘油田开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程周边生态恢复情况、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 在建工程：主要介绍基本情况、“三同时”执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：基本概况、油气资源概况、预测开发指标、主要经济技术指标、工程组成。工程分析：工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析。 相关政策法规、规划符合性分析、选址合理性分析

续表 2.7-1 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、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对拟建工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

拟建工程评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

拟建工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

(1) 哈拉哈塘油田主体工程建设情况

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

主要建设有哈六联合站 1 座，哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站、新垦转油站共 4 座转油站，1 号、2 号共 2 座清管站，哈拉哈塘油田共有 399 口井及井场；配套环保设施有哈拉哈塘固废填埋场、新垦固废填埋场共 2 座填埋场，3 处生活污水处理设施；油田内部建设有较完善集输管网、注水管网和油田道路等，区域内管道全长约 1820.5km（包含东河油田及哈拉哈塘油田）。

2026 年规划续注注水井 22 口，依托现有管道进行注水。注水水源为哈六联来水，注水量为 $38.335 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，注水增油量为 $4.1264 \times 10^4 \text{ t}$ 。

(2) 公用工程建设情况

① 给排水

哈拉哈塘油田区域各井场、站场为无人值守井站场，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。哈六联合站设置有哈六联公寓，公寓生活用水通过水井取水，生活污水排入公寓生活污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在哈六联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废水送至哈六联合站处理。

② 供热

哈拉哈塘油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉和电磁加热撬，哈六联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为哈六联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。哈六联公寓单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③ 供电

东河采油气管理区范围内设置有 35kV 变电站，用于区域联合站、站场及井

场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

（3）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前哈拉哈塘油田分布有哈六联合站、哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站和新垦转油站，周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前哈拉哈塘油田周边紧邻库东公路，油田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

图 3.1-1 哈拉哈塘油田地面工程空间布局图

3.1.2 哈拉哈塘油田“三同时”执行情况

目前哈拉哈塘油田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如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 哈拉哈塘油田环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2011)1094 号	2011 年 11 月 18 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2017)1548 号	2017 年 10 月 1 日
2		哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)935 号	2015 年 8 月 20 日	自主验收	—	2018 年 6 月 12 日
3		哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016)1264 号	2016 年 8 月 31 日	自主验收	—	2020 年 12 月 17 日
4		哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2021)198 号	2021 年 12 月 8 日	自主验收	—	2024 年 9 月 26 日
5	环境风险应急预案	塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案	《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案(沙雅县)》(备案编号 652924-2025-019-LT)，《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案(库车市)》(备案编号 652923-2025-196-L)					
6	排污许可执行情况	东河采油气管理区	2023 年 4 月 4 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区申领了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG029U)					
7	环境影响后评价开展情况	东河采油气管理区哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书	编制完成《东河采油气管理区哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 3 月 15 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函(2021)221 号)					

3.1.3 哈拉哈塘油田环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对哈拉哈塘油田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 占地影响回顾分析

哈拉哈塘油田开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地造成了占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流

失等影响，永久占地改变了土地利用类型，造成了生态景观破碎化等影响。哈拉哈塘油田经过多年的开发，现已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油田内部永久占地范围的植被被完全清除，主要为怪柳、芦苇、骆驼刺及棉花等。塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用公益林地已按《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）等有关规定实行占用林地补偿制度，占用耕地已按照《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。根据现场踏勘情况，现有井场及管线临时占用公益林区域植被正在逐步恢复当中，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。现有井场及管线临时占地植被恢复情况见下图。

现有井场周围植被恢复

管线周围植被恢复效果

图 3.1-2 区域井站场周边恢复情况及占地现状

单井永久占地 40×60m，临时占地 140×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

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

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

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

①永久占地植被影响回顾

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

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。哈拉哈塘油田位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

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

（3）野生动物影响回顾分析

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

未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积约 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

荒漠周围井场恢复效

农田周围井场恢复效

区域站场地表硬化情

区域站场地表硬化情

图 3.1-3 区域井站场周边恢复情况及占地现状

②管线和道路

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

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

图 3.1-4 临时占地恢复情况

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

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

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境产生了一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，目前暂未出现土壤环境污染事故发生。东河采油气管理区主要采取了以下措施防治土壤污染：

(1) “大气沉降”途径阻断措施

各井场油气集输基本全部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。

(2) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在哈六联处理达标后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区设置了围堰、地面硬化等措施。

(3) “垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③哈拉哈塘油田产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔里木油田绿色环保站或有危废处置资质的单位接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移

管理办法》（生态环境部令 第 23 号）。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

哈拉哈塘油田主要土壤类型为盐土、潮土及草甸土等。以哈拉哈塘油田历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，哈拉哈塘油田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 地下水环境影响回顾

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

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水等。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；钻井期产生的压裂废水排入回收罐中，运至哈六联合站处理，处理达标后回注；生活污水排入污水罐定期拉运至东河采油气管理区公寓生活污水处理装置处理。

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，正常情况下未对地下水产生污染影响。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，采油、油气处理和集输等对地下水环境未产生不利影响；通过本次评价地下水监测井水质可看出，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，哈拉哈塘油田在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，哈拉哈塘油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密

闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉及导热油炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，导热油炉烟气排放满足《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；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

表 3.1-2 哈拉哈塘油田站场有组织废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
哈六联合站 1 号 导热油炉 排气口	导热油 炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.5~4.8 <3 33~36 <1 级	使用净化 后的天然 气作为燃 料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气 污染物排放浓度限值	达标
热普转油 站外输加 热炉排气 筒	导热油 炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	3.3~4.5 <3 24~30 <1 级	使用净化 后的天然 气作为燃 料	《锅炉大气污染物排放标准》 （GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅 炉大气污染物排放浓度限值	达标

表 3.1-3 哈拉哈塘油田站场厂界无组织废气达标情况一览表

名称		污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
哈六 联合站	站场无 组织 废气	硫化氢	<0.0001~ 0.0086	日常维护， 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 （GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界 标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.23~1.11		《陆上石油天然气开采工业大气污 染物排放标准》（GB39728-2020）企 业边界污染物控制要求	
JY201-1 井场	井场无 组织 废气	硫化氢	未检出~ 0.006	日常维护， 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 （GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界 标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.10~0.35		《陆上石油天然气开采工业大气污 染物排放标准》（GB39728-2020）企 业边界污染物控制要求	

续表 3.1-3 哈拉哈塘油田站场厂界无组织废气达标情况一览表

名称		污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
HA601-5C 井场	站场无 组织 废气	硫化氢	未检出~ 0.006	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 表 1 恶臭污染物厂界 标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.36~1.89		《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	
HA601-7PT 井场	井场无 组织 废气	硫化氢	未检出~ 0.006	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 表 1 恶臭污染物厂界 标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.16~0.53		《陆上石油天然气开采工业大气污 染物排放标准》(GB39728-2020) 企 业边界污染物控制要求	

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年~2024 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明, 哈拉哈塘油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢, 本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 四项因子。

表 3.1-4 区域 2020 年~2024 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度 (μg/m ³)	2021 年现状浓度 (μg/m ³)	2022 年现状浓度 (μg/m ³)	2023 年现状浓度 (μg/m ³)	2024 年现状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	达标情况
阿克苏地区	PM ₁₀	年平均值	95	87	94	95	81	60	超标
	PM _{2.5}	年平均值	39	35	41	37	35	30	超标
	SO ₂	年平均值	7	6	6	7	5	60	达标
	NO ₂	年平均值	28	29	24	32	27	40	达标

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

由于非甲烷总烃、硫化氢不属于基本 6 项因子, 所在区域非甲烷总烃、硫化氢监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测, 由于各

监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的监测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃、硫化氢小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因为油田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各井场、站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃和 H₂S 并未因哈拉哈塘油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

油气开采不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前哈拉哈塘油田钻井均未涉及油基泥浆，以水基和磺化泥浆为主。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后循环使用，钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，同时岩屑中的含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%），最终用于油田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于油田内部道路铺设、井场铺垫。

同时，塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，定期钻井公司委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管

理要求，落实了危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。东河采油气管理区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

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

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

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

表 3.1-5 哈拉哈塘油田井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
哈六联合站	昼间	44~53	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	41~49			达标
JY201-1 井场	昼间	40~45	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~41			达标

续表 3.1-5 哈拉哈塘油田井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
HA10-7 井场	昼间	40~46	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~42			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

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

根据调查，哈拉哈塘油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺漏事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

③在管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警

示牌等。

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

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

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区管理，塔里木油田分公司东河采油气管理区制定有《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（沙雅县）》（备案编号 652924-2025-019-LT）、《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（库车市）》（备案编号 652923-2025-196-L）。哈拉哈塘油田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 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

可以看出，东河采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。东河采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），东河采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。2023 年 4 月 4 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG029U）。

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

3.1.3.9 环境管理回顾

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，已建立了东河采油气管理区 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，

随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录现较为规范、完整。

（2）例行监测管理

近几年，塔里木油田实验检测研究院环境节能监测中心按照各年度塔里木油田环境监测工作计划，对锅炉废气、无组织废气、噪声、生产废水、生活污水、土壤环境、地下水环境等开展了定期环境监测。

（3）档案管理

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

3.1.3.10 退役设施情况

哈拉哈塘油田部分区块涉及长停井，区域退役报废井数量为 50 口，均为采油井，报废井已按照塔里木油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

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

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

图 3.1-5 哈拉哈塘油田区域长停井封井效果

保护区退出井采取如下恢复措施：

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

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

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

（4）土地平整。对井场进行平整达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

（5）生态恢复。因保护区退出井位于洪水区域，采取自然落种及人工种植方式恢复，通过洪水灌溉、保护区生态系统自我调节能力与自身规律演替，并人工播撒当地植物草种，经过 2~3 年的休养生息过程，完成生态恢复。

图3.1-6 哈拉哈塘油田区域保护区退役井封井效果

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据后评价报告，哈拉哈塘油田现有污染物年排放情况见表3.1-6。

表3.1-6 哈拉哈塘油田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
哈拉哈塘油田现有污染物排放量	74.3	26.6	225.9	157.4	1.8	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

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

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

整改方案：

目前存在的问题已纳入东河采油气管理区 2025 年度~2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

(1) 按照国家、地方环保法规、建设项目竣工环境保护验收技术指南、标准，开展钻井工程竣工环保验收工作；

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

3.2 现有工程

现有 1 口采油井转注水井，8 口采油井转注气井，本次评价将现有 9 座井场及 4 座现有阀组作为现有工程进行介绍。

3.2.1 基本概况

(1) 基本情况

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	井号	坐标	井别
1	HA802-7X		采油井
2	HA12-H9		采油井
3	JY1-H13		采油井
4	HA16-H10		采油井
5	RP3011C		采油井
6	HA11		采油井
7	RP6C		采油井
8	XK9-1		采油井
9	RP1C		采油井

表 3.2-2 现有阀组基本情况一览表

序号	名称	坐标
1		

续表 3.2-2 现有阀组基本情况一览表

序号	名称	坐标
----	----	----

2		
3		
4		

(2) 工艺流程

现有采油井油气通过已建集输管线输送至临近阀组或站场，最终输送至哈六联合站进行处理。

注水井配套移动式注水橇。注水水源为哈六联来水。

(3) 主要设备设施

现有井场设备设施见表 3.2-2，现有阀组主要设备见表 3.2-4。

表 3.2-3 井场主要设备设施一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采油树	/	座	9
2	电磁加热器	/	座	9
3	高压节流阀	/	套	9
4	流量控制仪	/	台	9
5	可燃气体检测报警仪	/	台	9
6	视频监控系统	/	套	9

表 3.2-4 现有工程阀组主要设备一览表

序号	站场	设备名称	型号	单位	数量
1	RP6C 阀组	多管束分离器	--	座	1
		储罐	--	座	2
		加热炉	--	座	1
		配电柜	--	座	1
		阀池	--	座	1
2	新垦 9-2 阀组	6 井式集油配水阀组撬	--	座	1
		电磁加热器	--	座	1

续表 3.2-4 现有工程阀组主要设备一览表

序号	站场	设备名称	型号	单位	数量
----	----	------	----	----	----

2	新垦 9-2 阀组	多相流计量设施	--	座	1
3	新垦 9-1 阀组	8 井式阀组	--	座	1
		计量分离器	--	座	1
4	热普 6-H6 阀组	4 井式阀组	--	座	1
5	哈 16-9 阀组	4 井式阀组	--	座	1
6	哈 702C 阀组	4 井式阀组	--	座	1

3.2.2 “三同时”执行情况

现有工程手续履行情况如表 3.2-5 所示。

表 3.2-5 现有工程环评及验收情况一览表

序号	井号	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	审批文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	HA11、HA16-9 阀组	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2011)1094 号	2011 年 11 月 18 日	新环函(2017)1548 号		
2	RP3011C、RP6C、XK9-1、RP1C、XK9-2 阀组、RP6C 阀组、HA16-H10	关于哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程环境影响报告书的批复	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)935 号	2015 年 8 月 20 日	油堪(2018)210 号		
3	HA12-H9	关于哈拉哈塘油田哈 12 井区 2025 年第一期产能建设项目环境影响报告书的批复	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2025)242 号	2025 年 10 月 16 日	正在组织验收		
4	HA802-7X	关于 HA6011C 井 HA802-7X 井 HA12-4C 井 3 口井集输工程环境影响报告书的批复	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2026)48 号	2026 年 2 月 26 日	正在组织验收		
	RP6-H6 阀组	关于哈拉哈塘油田 2025 年第二期地面工程环境影响报告书的批复	新疆维吾尔自治区生态环境厅			正在组织验收		

续表 3.2-5 现有工程环评及验收情况一览表

序	井号	项目名称	环评文件	验收文件
---	----	------	------	------

号			审批部门	审批文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
	JY1-H13	关于金跃区块 JY1-H13 等两口井产能建设项目影响报告书的批复	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2023)99 号	2023 年 5 月 31 日	2024 年 1 月完成自主验收		

3.2.3 污染物达标情况

现有工程废气主要为井场和阀组无组织废气。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场及阀组四周厂界无组织废气中无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H₂S 满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。现有井场及阀组四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。采出水随油气混合物输送至哈六联合站进行处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站进行处理，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）要求后回注地层。

现场踏勘现有井场及阀组期间，未发现历史遗留废弃物。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

现有工程污染物年排放情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0	0	0	0.756	0.077	0	0

3.2.5 现有工程周边生态恢复情况

现有工程各井场周边均进行了生态恢复措施，根据现场踏勘，周围植被正在逐步恢复中。

现有井场周边恢复状况

现有井场周边恢复状况

现有站场周边恢复状况

现有站场周边恢复状况

图 3.2-1 现有工程周边植被恢复情况图

3.2.6 环境问题及“以新带老”改进意见

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

3.3 在建工程

在建工程为 9 口井钻井工程，目前正在进行钻井作业。

3.3.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.3-1。

表 3.3-1 在建工程基本概况一览表

名称 内容	哈 802-H6 井	哈 12-H17 井	哈 12-H18 井	哈 12-H11 井	哈 12-H13 井
位置	新疆阿克苏地区库车市境内				
坐标					

续表 3.3-1 在建工程基本概况一览表

名称 内容	哈 802-H6 井	哈 12-H17 井	哈 12-H18 井	哈 12-H11 井	哈 12-H13 井
井深	7495m	7495m	7495m	7495m	7495m
完钻 原则	钻至目的层	钻至目的层	钻至目的层	钻至目的层	钻至目的层
井场 布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等				
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面及应急池、泥浆暂存池平整恢复及临时占地恢复				

在建井场现状

在建井场现状

图 3.3-1 在建工程现状图

表 3.3-2 在建工程基本概况一览表

名称 内容	哈 12-H14 井	哈 12-H10 井	哈 12-H16 井	金跃 1-H12 井	
位置	新疆阿克苏地区库车市境内				
坐标					
井深	7495m	7495m	7495m	7495m	
完钻原则	钻至目的层	钻至目的层	钻至目的层	钻至目的层	
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等				
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面及应急池、泥浆暂存池平整恢复及临时占地恢复				

3.3.2 “三同时”执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	哈 802-H6 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）257 号	2026.5.11	正在钻井中		
2	哈 12-H17（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）260 号	2026.5.11	正在钻井中		
3	哈 12-H18 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）295 号	2026.6.5	正在钻井中		
4	哈 12-H11（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）258 号	2026.5.11	正在钻井中		
5	哈 12-H13 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2022）259 号	2026.5.11	正在钻井中		
6	哈 12-H14 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）261 号	2026.5.11	正在钻井中		
7	哈 12-H10 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）294 号	2026.6.5	正在钻井中		
8	哈 12-H16 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）262 号	2026.5.11	正在钻井中		
9	金跃 1-H12 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2026）99 号	2026.3.5	正在钻井中		

3.3.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为 9 口钻井工程，工艺流程包括钻前工程、钻井工程、钻后工程。

现阶段钻井工程尚未全部结束，结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，目前施工过程中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，测试放喷作业时间可控制在一周内；废水污染源主要为酸化压裂废水和生活污水，酸化压裂废水产生后采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至区域处理站处理；含油废物由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾送至库车景胜新能源环保科技有限公司生活垃圾焚烧发电厂处理。

目前井场正在钻井过程中，由于钻井工程尚未结束，目前井场临时占地恢复情况尚未落实，待钻井完成后，应及时对井场临时占地区域进行恢复原貌，拆除并清理井场设备设施，严禁井场存留岩屑、垃圾等固体废物，尽快落实钻井工程验收工作。

3.4 拟建工程

3.4.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况	
项目名称			塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F _I 6、F _{II} 15 断裂带 2026 年产能建设项目	
建设单位			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	
建设地点			新疆阿克苏地区沙雅县及库车市境内	
建设性质			改扩建	
建设周期			滚动开发	
总投资			项目总投资 48355 万元，其中环保投资 1000 万元，占总投资的 2.07%	
占地面积			占地面积 47.37hm ² （永久占地面积 3.48hm ² ，临时占地面积 43.89hm ² ）	
建设规模			项目建成后产油规模 9.18 万吨/年	
工程内容	主体工程	油气集输工程	井、站场	新建井场 9 座、新建阀组 3 座、改扩建阀组 2 座、完善阀组 4 座
			管道工程	新建集输管线 31km，新建掺稀管线 3.5km
		供电工程	新建 35 千伏架空线路 10.86km，新建 10 千伏架空线路 6.26km，10 千伏埋地电缆 7.62km，更换 10 千伏架空导线 2km（由于线径不够无法满足本项目复核要求故更换，更换后导线贮存至库房待利用）	
		供热工程	施工期生活区供暖方式采取电采暖；运营期不涉及用热	
		给排水	采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。	
		防腐工程	地上不保温管道外壁采用 1 道环氧富锌底漆(60 μm)+1 道环氧云铁中间漆(100 μm)+2 道交联氟碳面漆(80 μm)，总干膜厚度>240 μm，埋地不保温管道外壁采用无溶剂环氧底漆+无溶剂环氧面漆+聚乙烯胶粘带，埋地保温管道防腐层的结构(介质温度≤100℃)：无溶剂环氧底漆+环氧云铁中间漆。其中无溶剂环氧底漆≥100um，环氧云铁中间漆≥100m，总干膜厚度≥200m。对地面上下 200mm 的管道进行耐候处理，具体为在原防腐层的基础上缠绕一层铝箔胶带，搭接宽度不小于胶带宽度的 55%，胶带厚度≥0.8mm。	
		自控工程	井场设置油压、回压、油温监测仪表，井口配置可燃气体检测，设置一座电控信一体化橇，橇内布置井安系统液控柜 1 面，液控柜自带 RTU 控制系统 1 套	
		道路工程	新建道路 0.4443km，井场道路宽约 12m，用砂石路面结构；砂石料主要来源于沙雅县周边砂石料厂	
		废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条；运营期：采出液密闭管道输送；退役期：采取洒水抑尘的措施；	

续表 3.4-1 拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
工程内容	主体工程	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理； 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
	环保工程	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置； 运营期：运营期产生的桶装收集后的落地油与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用； 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪

3.4.2 油气资源概况

3.4.2.1 构造特征

哈拉哈塘油田构造上位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，整体表现为向西倾没的大型鼻状构造。北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古-塔河-哈拉哈塘奥陶系特大型油田的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武纪～奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏-新和-轮台一线。奥陶纪末，随着库-满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南-哈拉哈塘-英买力地区为其南斜坡。志留纪～泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤

压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南低凸起、库尔勒鼻状凸起；北部由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭世～三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和二八台、英买力、轮南以及库尔勒-孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

3.4.2.2 地层特征

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

3.4.2.3 储层特征

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

3.4.2.4 油藏特征

（1）油藏类型

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

(2) 流体性质

①原油性质

区块油藏具有“轻质、低黏度、低含硫、高含蜡、低胶质+沥青质”的特点，具体详见表 3.4-2。

表 3.4-2 区块油藏原油物理性质统计表

地层		密度 20℃	黏度 50℃	凝固点	析蜡温 度	含蜡量	含胶质量	含沥 青量	含硫量
系	层位(组)	(g/cm ³)	(mPa·s)	(℃)	(℃)	(%)	(%)	(%)	(%)
奥陶系	一间房组	0.8014~ 0.8925	1.520~ 10.4	<-30~0	12.4~ 17	4.3~ 10.0	0.13~ 1	0.11~ 6.62	0.142~ 0.954

②天然气性质

区块地面天然气性质见表 3.4-3。

表 3.4-3 区块天然气性质统计表

地层		相对密度	组分含量						
			烃类(%)			非烃类(%)			
系	组		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ 及以上	CO	CO ₂	H ₂ S	其他
奥陶系	一间房组	0.9152	65.73	10.45	10.25	/	4.70	1.046	7.824

③地层水性质

地层水水型为CaCl₂型，地层水密度 1.0813~1.1545g/cm³；氯离子 75300~141000mg/L；总矿化度 130200~237000mg/L。

3.4.3 预测开发指标

拟建工程油气资源开发类型为常规石油开采，根据项目设计方案，预测开发指标、注氮指标见表 3.4-4-表 3.4-5。

表 3.4-4 预测开发指标一览表

序号	井号	预测输量	
		液量(t/d)	气量(m ³ /d)
1	哈 802-H6 井	27	3770
2	哈 12-H17 井	36	5260
3	哈 12-H18 井	33	4910
4	哈 12-H11 井	29	4208

续表 3.4-4 预测开发指标一览表

序号	井号	预测输量	
		液量 (t/d)	气量 (m ³ /d)
5	哈 12-H13 井	36	5260
6	哈 12-H14 井	27	3945
7	哈 12-H10 井	35	3770
8	哈 12-H16 井	27	5260
9	金跃 1-H12 井	25	5260

表 3.4-5 注氮指标一览表

序号	注气井号	单井日注气量 (×10 ⁴ m ³ /d)	年注气量 (×10 ⁴ m ³ /a)
1	HA12-H9	4.5	200
2	JY1-H13	4.8	415
3	HA16-H10	4.5	200
4	RP3011C	4.8	685
5	HA11	4.8	490
6	RP6C	4.8	450
7	新垦 9-1	4.8	371
8	RP1C	4.8	390
合计	-	-	3201

3.4.4 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.4-6。

表 3.4-6 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新建井场	座	9
2		单井日产油	t/d	25~36
3		新建产能	万 t/a	9.18
4		注气井 8 口注气	万 m ³ /a	3201
5		新增 1 口注水井	m ³ /d	100
6		新建注水井场	座	1
7		动用储量	万吨	4385.2

续表 3.4-6 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
8	开发指标	集输管线	km	31
9		掺稀管线	km	3.5
10	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	152.03
11	综合指标	总投资	万元	48355
12		环保投资	万元	1000
13		永久占地面积	hm ²	3.48
14		临时占地面积	hm ²	43.89
15		劳动定员	人	不新增
16		工作制度	h	8760

3.4.5 工程组成

拟建工程主要包括油气集输工程、封井工程、公辅工程、环保工程、依托工程等五部分内容，项目总平面布置图见附图 8。

3.4.5.4 油气集输工程

3.4.5.4.1 井场站场工程

拟建工程新建采油井场 9 座，井口采出液经节流后去集输管道，采油树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。新建金跃 1-H12 阀组（新建阀组橇 1 座、多相流计量设施 1 座），哈 12-H11 阀组（新建阀组橇 1 座、多相流计量设施 1 座），哈 12-H14 阀组（新建阀组橇 1 座、多相流计量设施 1 座），扩建哈 16-9 阀组（扩建阀组橇 1 座），新垦 9-1 阀组（手动阀更换为自动阀），新垦 9-2 阀组（已建计量分离器橇 1 座搬迁至扩建区域、拆除已建阀组橇 1 座，新建阀组橇 1 座，放散管 1 座），热普 6C 阀组（更换计量分离装置 1 座，新建放散管 1 座），哈 702C 阀组（手动阀更换为自动阀），热普 6-H6 阀组（扩建计量分离器橇 1 座，放散管 1 座），新建井口移动注氮橇 3 套（第三方注氮），新建注水橇 1 套。

井场、站场主要工程内容见表 3.4-7。

表 3.4-7 拟建工程井场、站场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单座采油井场	1	采油树	—	座	1	—
	2	电控信一体化撬	—	座	1	—
	3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	—
	4	可燃气体检测报警仪	—	台	1	—
	5	硫化氢检测报警仪	—	台	1	—
	6	智能压力变送器	—	台	2	—
	7	智能一体化温度变送器	—	台	2	—
	8	空气源热泵	—	台	1	仅金跃 1-H12 井涉及
金跃 1-H12 阀组、 哈 12-H11 阀组、 哈 12-H14 阀组	9	阀组撬	—	座	1	—
	10	油气计量分离器撬	—	座	1	—
哈 16-9 阀组	11	阀组撬	—	座	1	—
新垦 9-2 阀组	12	放散管	—	座	1	—
	13	油气计量分离器撬	—	座	1	拆除
	14	阀组撬	—	座	1	拆一建一
热普 6C 阀组	15	计量分离装置	—	座	1	更换
	16	放散管	—	座	1	—
热普 6-H6 阀组	17	油气计量分离器撬	—	座	1	—
	18	放散管	—	座	1	—
新垦 9-1 阀组、 哈 702C 阀组	19	阀门更换	—	台	14	手动阀改自动 阀
注氮井场	20	注氮气撬	—	套	3	—
注水井场	21	注水撬	—	套	1	—

3.4.5.4.2 管道工程

拟建工程新建集输管线 31km，掺稀管线 3.5km。

表 3.4-8 管线工程部署一览表

序号	起点	终点	长度 (km)	敷设方式	管径和材质	备注
1	哈 802-H6 井	哈 16-9 阀组	3.5	埋地敷设	DN80 玻璃钢管	集输管线
2	哈 12-H17 井	HA702C 阀组	5.6			
3	哈 12-H18 井	哈 12-H11 阀组	3.5			

续表 3.4-8 管线工程部署一览表

序号	起点	终点	长度 (km)	敷设方式	管径和材质	备注
4	哈 12-H11 井	哈 12-H11 阀组	0.5	埋地敷设	DN80 玻璃钢管	集输管线
5	哈 12-H13 井	哈 12-H14 阀组	1.5			
6	哈 12-H14 井	哈 12-H14 阀组	0.5			
7	哈 12-H10 井	哈 12-H11 阀组	2.8			
8	哈 12-H16 井	哈 12-H11 阀组	1.4			
9	金跃 1-H12 井	金跃 1-H12 阀组	0.3			
10	JY201-2 管线	金跃 1-H12 阀组	0.2			
11	金跃 1-H12 阀组	JY201-2 管线	0.2		DN150 玻璃钢管	
12	哈 12-H14 阀组	哈 12-H11 阀组	3.1			
13	哈 12-H11 阀组	哈 6-2 阀组	6.4		DN80 玻璃钢管	集输管线, 共计 5 条管线, 每条 0.3km, 均同沟敷设
14	旧新垦 9-2 阀组	新新垦 9-2 阀组	0.3×4			
15	旧新垦 9-2 阀组	新新垦 9-2 阀组	0.3		DN150 玻璃钢管	
16	哈 16-9 阀组	哈 16-9 阀组	3.5		DN80 无缝钢管	掺稀管线

3.4.5.5 封井工程

随着石油开采的不断进行, 其储量逐渐下降, 最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业, 对井场进行环境风险评估, 根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式, 确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化, 完成封层和封井, 避免发生油水串层; 对废弃井应封堵内井眼, 拆除井口装置, 清理场地, 清除填埋各种固体废物, 恢复原有地貌; 临时占地范围具备植被恢复条件的, 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。

3.4.5.6 公辅工程

(1) 供电工程

拟建工程新建单井井场用电就近从周边已建线路引接, 可满足拟建工程用电

负荷。拟建工程新建 10kV 电力线路 13.88km，更换 10kV 电力线路 2km（由于线径不够无法满足本项目复核要求故更换，更换后导线贮存至库房待利用），新建 35kV 线路 10.86km。

（2）给排水

①给水

施工期工程用水主要包括生活用水和管线试压用水。由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，施工周期约为 150 天。按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 900m³，管线试压用水量约为 36m³。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、试压废水。生活污水产生量约 720m³，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。管线试压废水约为 36m³，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。

（3）供热工程

拟建工程运营期不涉及用热。

（4）防腐工程

地上不保温管道外壁采用 1 道环氧富锌底漆 (60 μm)+1 道环氧云铁中间漆 (100 μm)+2 道交联氟碳面漆 (80 μm)，总干膜厚度>240 μm，埋地不保温管道外壁采用无溶剂环氧底漆+无溶剂环氧面漆+聚乙烯胶粘带，埋地保温管道防腐层的结构(介质温度≤100℃):无溶剂环氧底漆+环氧云铁中间漆。其中无溶剂环氧底漆≥100μm，环氧云铁中间漆≥100μm，总干膜厚度≥200μm。

对地面上下 200mm 的管道进行耐候处理，具体为在原防腐层的基础上缠绕一层铝箔胶带，搭接宽度不小于胶带宽度的 55%，胶带厚度≥0.8mm。

（5）自控工程

井场设置油压、回压、油温监测仪表，井口配置可燃气体检测及硫化氢检测仪，设置一座电控信一体化橇，橇内布置井安系统液控柜 1 面，液控柜自带 RTU

控制系统 1 套，将井场过程生产数据经过有线或无线传输方式传输至 RTU 进行监控，采集仪表信号并上传上级站场。

（6）道路工程

拟建工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计新建井场道路 0.4443km，井场道路宽约 12m，用砂石路面结构。

（8）硫平衡

本项目井场硫化氢浓度相对较高，H₂S 含量平均 1.046%，天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。硫平衡图如下。

图 3.4-1 井场硫平衡图 单位：kg/d

3.4.5.7 环保工程

哈拉哈塘油田现有环保设施比较齐全，依托的哈六联合站配套有采出水处理系统。运营期采出水处理、落地油、废润滑油、废分子筛及废防渗材料处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.4.5.8 依托工程

（1）哈六联合站基本情况

哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水和油田总控制中心等功能。哈 6 区原油经脱水、脱 H₂S 后，管道外输至轮一联。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H₂S、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至克轮复线并最终进入西气东输管道。由于哈 6 区原油、伴生气中的 H₂S 含量高，伴生气考虑就地在哈六联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。哈六联合站于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2011〕1094 号），并于 2017

年 10 月 1 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2017〕1548 号）。

（2）工艺流程

①原油处理流程

哈拉哈塘油田各单井汇集的稠油、稀油，首先通过计量泵向稠油、稀油中加入破乳剂和缓蚀剂，随后分别进入稀油前置换热器及稠油前置换热器，换热至 30℃ 后，分别输至稀油三相分离器、稠油三相分离器进行油气水分离，从三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油一部分为哈 15 转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经净化油换热器及导热油换热器换热至 60℃ 进入热化学脱水器，水相输至去采出水处理单元处理后回注；从稠油三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油经预换热器管程及换热器管程换热至 65℃ 进入稠油缓冲罐缓冲，水相输至去采出水处理单元处理后回注。

稠油缓冲罐中原油经提升泵增压进原油气提塔脱硫。原油经气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气从原油气提塔底部进入，在原油气提塔内，原油与净化后的天然气逆向接触，H₂S 从原油中向气相的传质。自气提塔底部的脱硫原油进入热化学脱水器中进行二段脱水。脱水后的高温净化油进入净化油换热器与一段脱水后的低温原油换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经外输泵增压进入外输管道输至轮一联合站，分离的水相从热化学脱水器底部进入采出水处理单元处理后回注。

②天然气处理流程

为满足天然气外输的要求，天然气需要进行脱硫、脱水脱烃处理。

原油二次脱水分离器来含 H₂S 天然气与原油汽提塔来气汇合，经低压气压缩机增压至 0.4MPa 后，与原油一次脱水分离器来气汇合（0.4MPa，37℃），经原料气压缩机增压至 3.95MPa，经空冷器冷却至 50℃，再与外输气换热冷却至 3.9MPa、40℃，进入 MDEA 吸收塔脱出 H₂S 和 CO₂，MDEA 吸收塔塔顶出来的湿净化气采用低温分离法进行脱水脱烃处理，脱水后的净化干气增压至 6.9MPa，经外输气管道外输至东河天然气站。产出的轻烃经轻烃泵增压至 6.0MPa 打入外输

油管道中，酸气进入硫磺回收单元进一步处理。

③采出水处理流程

经天然气处理装置、原油处理装置分离出的采出水首先进入接收水罐沉降，去除采出水中油相、泥沙、SS 等；经沉降后采出水泵送至压力除油器，去除采出水中油相，压力除油器回收油进入原油处理装置进一步处理；经除油后出水直接进入过滤装置，去除水中大颗粒悬浮物等；滤后水进入净化水罐，净化水罐出水悬浮固体含量 $\leq 35\text{mg/L}$ 、含油量 $\leq 100\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5.5\text{ }\mu\text{m}$ 、平均腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/a}$ ，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质主要控制指标，由回注水泵经现有注水管线输至区域注水井回注油气层。

（4）依托可行性

拟建工程井场采出液最终输送至哈六联合站进行处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集拉运至哈六联合站处理，依托哈六联合站富余情况如表 3.4-9 所示。

表 3.4-9 哈六联合站处理能力一览表

项目内容	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
天然气 $\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$	45	28.17	16.83	4.1643	可依托
原油 $\times 10^4\text{t/a}$	100	44.74	55.26	9.18	可依托
采出水 m^3/d	3000	1740.12	1259.88	45.27	可依托
井下作业废水 m^3/d				4.9	可依托

由上表可知，因此哈六联合站处理能力可满足拟建工程需求，依托可行。

3.5 工程分析

3.5.1 工艺流程及产排污节点

3.5.1.1 施工期

拟建工程施工期工艺流程及排污节点分述如下：

（1）井场站场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将电控信一体化撬、阀组撬、油气计量撬等设备拉运至井场、阀组，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；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

（2）管线敷设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.3-1。

图3.5-1 施工方案工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约12m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越公益林区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。

开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

③管道连接与试压

玻璃钢管现场常采用扣压接头或螺纹连接，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场站场配套设备安装及连头

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

⑤收尾工作

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

⑥竣工验收

管线工程施工完成后由建设单位牵头组织管线验收工作，对管线工程的实体质量和施工规范性进行核查。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；

固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.5.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据哈拉哈塘油田奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为衰竭式+注水、注气开发。

①衰竭式开采

地下油气通过井场采油树节流后，通过单井集输管线输至就近阀组，最终输送至哈六联合站进行处理。为减少采出气黏滞性，金跃 1-H12 井场设空气源热泵对采出气进行加热。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（采出气）进行热交换。制冷剂放出热量，温度降低，逐渐冷凝成高压液态。同时，被加热的介质吸收热量，温度升高，从而实现加热的目的。

膨胀过程：高压液态的制冷剂从冷凝器出来后，经过膨胀阀，膨胀阀使制冷剂的压力急剧下降，同时温度也大幅降低，变为低温低压的液态和气态混合状态。然后，低温低压的液态和气态混合制冷剂再次进入蒸发器，开始下一个循环。

空气源热泵通过电能驱动，制冷剂为 R134A，正常运行过程中主要为设备运行噪声，无废气、废水、固体废物等产生及排放。

图 3.5-2 空气源热泵工作原理图

井场采出气通过井口模块油嘴一级节流后经过空气源热泵加热并节流后由新建集输管线混输至周边联合站处理。

②注水

本项目新增注水井1口（HA802-7X）。新增注水井配套移动式注水橇1套，依托现有管道进行注水。注水水源为哈六联来水。

③注气

地层能量降低后拟建工程将选取部分采油井场进行注气开采。本项目通过制氮装置在井场制造氮气，再通过注氮装置增压后通过井口注入地层。本项目井场注气时仅注气，不采油，目的为增加地层能量，有助于临近井场油气开采。

本项目由第三方提供 3 套井口移动制氮+注氮橇装设备进行注气，选择变压吸附制氮法进行制氮，工作原理如下：变压吸附制氮是基于吸附剂对空气中不同组分的吸附选择性以及吸附量随压力变化而变化的特性。空气中主要成分是氮气（约 78%）、氧气（约 21%）、氩气（约 0.93%）和其他微量气体。吸附剂在较高压力下对氧气、二氧化碳等杂质气体有较强的吸附能力，而对氮气的吸附能力相对较弱。当空气在一定压力下通过装有吸附剂的吸附塔时，氧气、二氧化碳等杂质被吸附在吸附剂表面，氮气则穿过吸附床层被收集起来，从而实现氮气和其他气体的分离。当吸附剂吸附达到饱和后，通过降低压力使吸附剂解吸再生，排出被吸附的杂质气体，然后吸附塔可以进行下一轮的吸附过程。

制氮+注氮橇通过电能驱动，吸附剂为碳分子筛，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油，无废气、废水等产生及排放。

（2）油气集输

井场采出液经过井口模块油嘴一级节流后由新建集输管线油气混输至就近阀组，经现有集输管线最终输送至哈六联合站进行处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂等。压裂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油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

（4）掺稀

为减少采出液粘滞性，便于集输，自哈16-9阀组通过新建掺稀管线输送稀油至哈802-H6井掺稀，进站凝析油通过卸油泵卸至缓冲罐后经喂油泵加压，再通过稀油泵增压后注入套管，通过压力将套管中的稀油注入井筒与稠油混合，降低稠油粘度，同时混油自喷出井筒，通过新建集输管线输送至5#阀组站。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气（G₁）、阀组无组织废气（G₁），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W₁）和井下作业废水（W₂），其中采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理；噪声污染源主要为采油树（N₁）、注氮气橇（N₂）、注水橇（N₃）、空气源热泵（N₄）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（S₁）、井下作业产生的废防渗材料（S₂）、废分子筛（S₃）、废润滑油（S₄），废防渗材料及桶装收集落地油暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

图 3.5-3 采油井场油气开采及集输工艺流程图

图 3.5-4 金跃 1-H12 井场油气开采及集输工艺流程图

图 3.5-5 注水工艺流程图

图 3.5-6 注气井场工艺流程图

表 3.5-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	井场无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	密闭输送
	G ₂	阀组无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	密闭输送
废水	W ₁	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至哈六联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后通过回注地层
	W ₂	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站
噪声	N ₁	采油树	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	制氮+注氮橇			

续表 3.5-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
噪声	N ₃	注水撬	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₄	空气源热泵			
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	暂存东河采油气管理区危废贮存场，定期委托有资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S ₃	废分子筛	—	间歇	厂家定期更换回收
	S ₄	废润滑油	废矿物油	间歇	进入原油处理系统资源回用

3.5.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.5.2 施工期环境影响因素分析

拟建工程施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。

同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.5.2.1 生态影响因素

施工以及管线开挖过程中需要占用土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成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。

3.5.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘和焊接废气、施工机械及运输车辆尾气。

（1）施工扬尘

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

（2）焊接废气、施工机械及运输车辆尾气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.5.2.3 废水

（1）生活污水

井场工程井队人数约60人，施工周期约150天，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约900m³。生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为720m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-N、SS等；类比区域内周边油

田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD₅为200mg/L、NH₃-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产量COD为0.288t、BOD₅为0.144t、NH₃-N为0.018t、SS为0.158t。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

（2）管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于2km的管道，每2km试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于2km的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为36m³，管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.5.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，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。

3.5.2.5 固体废物

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

（1）土石方

井场工程区土石方工程量主要来自井场找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量0.144万m³，土石方回填量0.288万m³，借方0.144万m³。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为0.144万m³，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约10cm，合计需砾石0.144万m³，所有砾石均外购自沙雅县周边的砂石料厂。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为1.20m，管沟深度按1.6m计，管沟底宽0.8m，边坡比为1:1，管沟每延米挖方量约3.84m³，管道工程长32.8km，合计挖方约12.60万m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。

井场道路路面结构层为：10cm 厚级配砾石路面+25cm 厚天然砂砾垫层，砂石路路面宽 12m，长 444.3m，合计填方约 0.19 万 m³，借方 0.19 万 m³，借方从沙雅县周边的砂石料厂购买。

综上所述，拟建工程共开挖土方 12.744 万 m³，回填土方 13.078 万 m³，借方 0.334 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边砂石料厂，拟建工程不设置取土场。拟建工程土石方平衡见下表 3.5-2。

表 3.5-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.144	0.288	0.144	沙雅县周边砂石料厂	0	—
道路工程	0	0.19	0.19	沙雅县周边砂石料厂	0	—
管道工程	12.60	12.60	0	—	0	—
合计	12.744	13.078	0.334	—	0	—

（2）生活垃圾

拟建工程施工周期 150 天，施工人数约 60 人，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 4.5t。在井场和生活区设置生活垃圾收集桶，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

（3）施工废料

施工废料主要包括管材边角料和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.05t/km，拟建工程施工废料产生量约为 3.4t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

综上所述，拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况见表 3.5-3。

表 3.5-3 拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气

续表 3.5-3 拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	环境空气
废水	试压废水	SS	—	36m ³	洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	水量	—	720m ³	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理	0	不外排
		COD	400mg/L	0.288t		0	
		BOD ₅	200mg/L	0.144t		0	
		NH ₃ -N	25mg/L	0.018t		0	
		SS	220mg/L	0.158t		0	
固废	施工废料	—	—	3.4t	收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	4.5t	收集后清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	0	不外排
噪声	吊装机	—	—	98dB (A)		88dB (A)	
	挖掘机	—	—	104dB (A)		94dB (A)	
	压路机	—	—	104dB (A)		94dB (A)	

3.5.3 运营期环境影响因素分析

3.5.3.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884—2018）等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.5-4。

表 3.5-4 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	采油井场无组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.010×9 0.00058×9	8760	0.081×9 0.005×9
2	金跃 1-H12 阀组无组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.011×3 0.0009×3	8760	0.097×3 0.008×3

续表 3.5-4 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)
3	热普 6-H6 阀组 无组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	--	密闭 输送	--	--	--	0.006 0.00058	8760	0.054 0.005
4	哈 16-9 阀组无 组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	--	密闭 输送	--	--	--	0.0049 0.00037	8760	0.044 0.003

注：1. 本次以 HA13-H16 场为代表对井场无组织排放量进行核算，故以单座井场排放量乘以 9，核算 9 座井场的废气排放量。

2. 金跃 1-H12 阀组及哈 12-H11 阀组及哈 12-H14 阀组均为新建阀组，各站场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取金跃 1-H12 阀组无组织废气为代表站场进行预测；

3. 新垦 9-2 阀组及热普 6C 阀组未新增污染源，不考虑。

源强核算过程：

(1) 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等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.5-5 设备与管道组件 $e_{TOC, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.036
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOC_s 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰密封点数量如表 3.5-6 所示。

表 3.5-6 拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
单座采油井场密封点						
1	有机液体阀门	15	0.036	0.002	8760	0.014
2	法兰或连接件	30	0.085	0.008	8760	0.067
合计				0.010	—	0.081
金跃 1-H12 阀组新增密封点						
1	有机液体阀门	18	0.036	0.002	8760	0.017
2	法兰或连接件	36	0.085	0.009	8760	0.080
合计				0.011	—	0.097
热普 6-H6 阀组新增密封点						
1	有机液体阀门	10	0.036	0.001	8760	0.009
2	法兰或连接件	20	0.085	0.005	8760	0.045
合计				0.006	—	0.054

续表 3.5-6

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)
哈 16-9 阀组新增密封点						
1	有机液体阀门	8	0.036	0.0009	8760	0.008
2	法兰或连接件	16	0.085	0.004	8760	0.036
合计				0.0049	--	0.044

经核算，拟建工程单座采油井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.010kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程单座采油井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.081t/a；金跃 1-H12 阀组新增密封点中非甲烷总烃排放速率为 0.011kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程金跃 1-H12 阀组新增密封点无组织非甲烷总烃年排放量为 0.097t/a；热普 6-H6 阀组新增无组织废气非甲烷总烃排放速率为 0.006kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.054t/a；热普 6-H6 阀组新增无组织废气非甲烷总烃排放速率为 0.0049kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.044t/a。

(2) 无组织硫化氢核算

项目井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰、泵连接处泄漏，参照大连市环境科学设计研究院张秀青发表的《石化企业废气无组织排放源及排放量估算简介》计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_c = KCV \times (M/T)^{0.5}$$

G_c 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1~2，拟建工程取 2；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积， m^3 ，井场核算值为 1.5；

M 为设备和管道内气体分子质量，拟建工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，拟建工程取 333。

经过核算，井场 G_c 取值为 0.055kg/h，区域硫化氢含量最大为 1.046%，则单座采油井场无组织硫化氢排放速率 $0.055 \times 0.000078 \text{kg/h} = 0.00058 \text{kg/h}$ ，年排放量

为 0.005t；拟建工程 9 座采油井场无组织硫化年排放量共计为 0.045t/a；金跃 1-H12 阀组新增无组织硫化氢排放速率为 $0.09 \times 0.01046\text{kg/h} = 0.0009\text{kg/h}$ ，年排放 0.008t；热普 6-H6 阀组新增无组织硫化氢排放速率为 $0.055 \times 0.01046\text{kg/h} = 0.00058\text{kg/h}$ ，年排放量为 0.005t；哈 16-9 阀组新增无组织硫化氢排放速率为 $0.035 \times 0.01046\text{kg/h} = 0.00037\text{kg/h}$ ，年排放量为 0.003t。

3.5.3.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，项目采出水最大为 45.27t/d（16523.55t/a），主要污染物为 pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、石油类、溶解性总固体。采出水随油气混合物输送至哈六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）井下作业废水

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

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

表 3.5-7 石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

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

拟建工程按井下作业每 2 年 1 次计算，拟建工程新部署 9 座采油井场，则

每年井下作业废水产生量为 1790.28t，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈六联合站处理，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.5-8。

表 3.5-8 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	16523.55t/a	0	石油类、SS	连续	与采出液一并输至哈六联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	1790.28t/a	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理

3.5.3.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程井场产噪设备主要为采油树、移动制氮+注氮橇（主要产噪设备为压缩机）、注水橇、空气源热泵噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013 年 2 月）：采油树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 85~90dB(A)；参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中机泵噪声源强范围为 85~90dB(A)、压缩机噪声源强范围为 90~98dB(A)；故拟建工程采油树噪声参考取 85dB(A)，移动制氮+注氮橇噪声取 95dB(A)，注水橇噪声取 95dB(A)，空气源热泵噪声取 95dB(A)。

表 3.5-9 采油井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB（A））	降噪措施	降噪效果（dB（A））
1	采油井场	采油树	1	85	基础减振	15
2	注氮井场	制氮+注氮橇	1	95	基础减振	15
3	注水井场	注水橇	1	95	基础减振	15
4	金跃 1-H12 井场	空气源热泵	1	95	基础减振	15

3.5.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废

分子筛、废润滑油。

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采油井场落地油产生量约 0.2t/a，拟建工程运行后落地油总产生量约 1.8t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则拟建工程采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 2.25t/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) 废润滑油

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型井场，本项目废润滑油产生量约为 1.8t/a。

(4) 废分子筛

注氮井在注氮过程中需使用分子筛吸附氮气中的水分、二氧化碳等气体，本项目采油井场转注氮井场为 8 口，类比同类型井场，1 口井废分子筛产生量为 0.1t/a，则本项目废分子筛产生量为 0.8t/a。

表 3.5-10 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	落地油	1.8t/a	危险废物 (071-001-08)	桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	2.25t/a	危险废物 (900-249-08)		
3	废润滑油	1.8t/a	危险废物 (900-217-08)	进入原油处理系统资源回用	
4	废分子筛	0.8t/a	一般固体废物 (900-009-S59)	厂家定期更换回收	

3.5.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线

上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线及周边生态恢复情况，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.5.4 退役期环境影响因素分析

3.5.6.1 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。

3.5.6.2 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。

3.5.6.3 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。

3.5.6.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.5.6.5 退役期生态恢复措施

油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。

3.5.5 非正常排放

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

拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.5-11。

表 3.5-11 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/ (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.9	0.5	1
		硫化氢	0.009		
		SO ₂	8.5		
		NO _x	24.7		
放散管	气压过高	非甲烷总烃	0.1	0.5	1
		硫化氢	0.0001		
		SO ₂	4.6		
		NO _x	13.6		

拟建工程运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的

土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现东河采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.5.6 清洁生产分析

3.5.6.1 清洁生产技术和措施分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入哈六联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

拟建工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的

安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对井下作业、采油作业等两个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-12、表 3.5-13。

表 3.5-12 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	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	乙类区 ≤50	5
(4) 污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区 ≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	拟建工程	
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施		有效	5	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5	
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	5	
(1)生产工艺及设备要求	40	防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	10	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10	

续表 3.5-12 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				
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	拟建工程
(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	15
		开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划	5	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	20

表 3.5-13 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	拟建工程	
							实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD		mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率		%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	拟建工程得分	
							实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量				5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置			10	无	0
(1)生产工艺及设备要求	45	采油	防止落地原油产生措施			10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定			10	先进	10
		集输流程	全密闭流程,并具有轻烃回收装置			10	全密闭	10

续表 3.5-13 采油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	拟建工程得分	
				实际情况	得分
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收	20	已开展	20
		制定节能减排工作计划	5	已制定	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	已完成	5

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

3.5.6.2 清洁生产结论

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

3.5.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后哈拉哈塘油田“三本账”的情况见表 3.5-14。

表 3.5-14 拟建工程实施后哈拉哈塘油田“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有区块排放量	74.3	26.6	225.9	157.4	1.8	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	1.118	0.077	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	74.3	26.6	225.9	158.518	1.877	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+1.118	+0.077	0	0

3.5.8 污染物总量控制分析

3.5.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物

排放总量控制的要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOC_s、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.5.8.2 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，采出水随油气混合物输送至哈六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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

（2）废气

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOC_s）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。拟建工程采用密闭集输工艺，在油气处理环节产生的挥发性有机物（VOC_s）主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制因子。根据计算，本次无组织 VOC_s 排放量为 1.118t/a。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOC_s 1.118t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.6 相关法律法规、规划符合性分析

3.6.1 产业政策符合性分析

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

3.6.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.6.2.1 主体功能区划符合性分析

拟建工程位于哈拉哈塘油田内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜

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

拟建工程主要建设阀组、井场和管线,报告中已提出相关生态环境减缓措施,项目施工过程中严格控制施工占地,阀组、井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态环境的影响;同时选线过程中已尽可能避让农田,减少对生态空间与农业空间的占用;运营期采取完善相应的污染防治措施,污染物均可达标排放。综上所述,项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调,符合主体功能区划。

3.6.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县、库车市境内,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》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。

拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.6-1。拟建工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度,提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合

续表 3.6-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	拟建工程属于塔里木油田分公司哈拉哈塘油田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC _s 治理。实施 VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建工程井场、阀组无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC _s 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC _s 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC _s 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC _s 治理，加快更换装载方式	拟建工程井场、阀组无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 3.6-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	拟建工程采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理，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
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护区生态环境监管制度。组织开展自然保护区人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护区类型全覆盖。加强自然保护区管理，严控自然保护区内各类开发建设活动	拟建工程不占用自然保护区	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	拟建工程不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《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。	拟建工程为塔里木盆地石油开采项目，促进油气增储上产	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021年-2035年）》	严守生态保护红线。以资源环境承载力为硬约束结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。	拟建工程距离生态保护红线最近约 19.4km，不在生态保护红线范围内	符合
	加强矿产资源保护与利用落实国家级能源基地、规划矿区，保障战略能源安全。建成 3 个油气能源资源基地，拜城-库车油气能源资源基地，塔里木盆地塔河油气资源基地，塔里木盆地塔中油气资源基地	拟建工程位于塔里木盆地油气资源基地，属于石油开采项目	符合

表 3.6-2 塔里木油田分公司“十四五”规划及其规划环评审查意见符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为石油开采项目，可保证哈拉哈塘油田持续稳产	符合
关于《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井场、阀组无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起输送至哈六联合站处理，井下作业废水送哈六联合站处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；固废主要为落地油、废防渗材料、废分子筛、废润滑油等，落地油、废防渗材料收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期委托有资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用，废分子筛由厂家定期回收更换。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等相关规划要求。

3.6.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

拟建工程与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可控	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）	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	东河采油气管理区制定有《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（沙雅县）》（备案编号 652924-2025-019-LT） 《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（库车市）》（备案编号 652923-2025-196-L），后续应根据拟建工程生产过程中存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合

续表 3.6-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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哈拉哈塘油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施,具体见“6.1.1.10 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力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理,处理达标后进行回注;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理;落地油、废防渗材料收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场,定期委托有资质单位接收处置;废润滑油进入原油处理系统资源回用,废分子筛由厂家定期回收更换;同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染;无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理,已在设计阶段合理选址,合理利用区域现有道路,减少项目占地;油气采取密闭集输工艺,输送至哈六联合站集中处理;落地油、废防渗材料收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场,定期委托有资质单位接收处置;废润滑油进入原油处理系统资源回用,废分子筛由厂家定期回收更换	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合

续表 3.6-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量少占耕地	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔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。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有哈拉哈塘油田改扩建项目
		2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	拟建工程不涉及
《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. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	符合

续表 3.6-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	拟建工程废气主要为井场、阀组无组织废气，井场、阀组采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起输送至哈六联合站处理，井下作业废水送哈六联合站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用管输方式，损耗率不高于 0.5%；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求	符合
		3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合

续表 3.6-3 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）》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	运营期采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后运至哈六联合站处理。	符合
	5. 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	拟建工程采出水随油气混合物输送至哈六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%。	拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期委托有资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用，废分子筛由厂家定期回收更换	—
	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 3.6-3

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规范（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术规范（试行）》（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
《基本农田保护条例》	第十七条 基本农田保护区一经规定，任何单位和个人不得擅自改变或者占用。国家能源、交通、水利等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田保护区内耕地的，必须依照《中华人民共和国土地管理法》规定的审批程序和审批权限向县级以上人民政府土地管理部门提出申请，经同级农业行政主管部门签署意见后，报县级以上人民政府批准。	本项目占用基本农田已取得当地主管部门同意用地的手续	符合
《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》（阿行署办〔2020〕29 号）	严格执行土地管理法、基本农田保护条例等法律法规，严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，少占或不占耕地，节约集约用地。	项目占用部分基本农田，已办理基本农田用地审批	符合
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十五个五年规划纲要》	提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	本项目的实施有利于提高油气开发水平	符合
《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）	含油废物综合考虑含油率、剩余固相的利用或处置污染控制要求等因素采取适当的利用处置技术，宜采用回收矿物油的方式利用。	运营期产生的废润滑油、落地油、废防渗材料均属于危险废物，废润滑油进入原油处理系统资源回用，桶装收集后的落地油与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置	符合

综上所述，拟建工程符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》《基本农田保护条例》《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》（阿行署办〔2020〕29号）等相关法规、政策文件要求。

3.6.3 生态环境分区管控符合性分析

2024年11月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；2024年10月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表3.6-4至表3.6-6，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图4，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图5。

表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-5】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
			【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。	符合

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.1-9】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）。	拟建工程不属于新（改、扩）建化工项目，不占用生态保护红线，占用基本农田已取得当地主管部门相关手续	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。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
		【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程占用部分基本农田，已办理基本农田用地审批，按规定补划永久基本农田	—

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1.2 限制开发建设的活动	【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
		【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	塔里木油田分公司已于 2019 年底完成保护区退出工作，并完成复垦	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
		【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及	—
		【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.4 其它布局要求	【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】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	—

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。 拟建工程属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
		A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。 拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。 拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	—
		A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。 拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	A2.2 污染控制措施要求	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。 拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	—

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

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

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-6】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。加强化学生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程采出水随采出液输送至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈六联合站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《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。	哈拉哈塘油田已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“鸟一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
			【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程各井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	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
			【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合

续表 3.6-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】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、废防渗材料收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期委托有资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用，废分子筛由厂家定期回收更换	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容	—

表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	拟建工程为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	拟建工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜區、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	拟建工程不涉及	-

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高风险的工业项目	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合
	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于化工项目	符合
	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建工程不属于化工项目、“两高”项目，项目部分占用基本农田，已办理基本农田用地审批	-
	1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及	-

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明
(2023 年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目,提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	拟建工程办理用地报批手续,按规定补划基本农田	符合
	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策,严禁一切与保护无关的开发活动,滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点,严格岸线用途管制,严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单,禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理,严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	拟建工程距离生态保护红线区约 19.4km,不占用生态保护红线	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	拟建工程不涉及	-
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护,严格执行保护区管理规定,禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	拟建工程不涉及	-
	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管,在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	拟建工程不涉及	-
	1.19 限制新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改(扩)建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为石油天然气开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中鼓励类项目	符合
	1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设,以及重点公益性项目建设,确需占用湿地的,应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明

(2023 年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	1.21 在河湖管理范围外,湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的,要科学论证,严格管控,不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域,不得妨碍行洪通畅,不得危害水库大坝和堤防等水利设施安全,不得影响河势稳定。	拟建工程不涉及	-
	1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动,稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出,矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及	-
	1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关,对于不符合相关法律法规的,依法不予审批。	拟建工程不涉及	-
	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划,应征求水行政部门意见,办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退;对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响,不能够满足要求的逐步退出。	拟建工程不涉及	符合
	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求,应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	拟建工程符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势,推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点,安全高效推进挥发性有机物综合治理,实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺,生产设施密闭,加强设备管理,减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
	2.3 加强能耗“双控”管理,合理控制能源消费增量,优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模,有序淘汰煤电落后产能,推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	拟建工程不涉及	符合
	2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标,制定年度减排计划。	拟建工程不涉及	-
	2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级,控制工业过程温室气体排放,推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制,实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接,促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	空间布局约束		

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总 体管控要求	2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	-
	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	-
	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及	-
	2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
	2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建工程不涉及	-

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建工程制定完善的地下水监测计划，已建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	符合
	2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及	-
	2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及	-

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明
(2023 年)》符合性分析一览表

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

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《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	—
	环境风险防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及	—
		3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及	—
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源地保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源地保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源地保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源地保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源地保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；拟建工程不涉及相关内容	—
	3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	3.6 在高敏感性县、市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层次环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.8.6 环境风险管理”章节	符合
	3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—

续表 3.6-5 拟建工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》符合性分析一览表

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

表 3.6-6 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
ZH6529 243000 1 沙雅县一般 管控单元	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。	拟建工程办理用地报批手续,按规定补划基本农田	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	拟建工程所在区域不属于永久基本农田集中区域。项目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
	4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定,根据区域用地和消纳水平,合理确定养殖规模	拟建工程不涉及	—
	5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建工程不涉及	—
	6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	拟建工程不涉及	—
	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	哈拉哈塘油田已开展历史遗留污油泥清理工作,已完成受污染土壤清理工作	符合

续表 3.6-6 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
ZH6529 243000 1 沙雅县一般 管控单元	污染物排放管控 6. 因地制宜推进农村厕所革命, 分类分区推进农村生活污水治理, 全面提升农村生活垃圾治理水平, 建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合, 整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及	—
	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	哈拉哈塘油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
	2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库, 要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库, 完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	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	—
	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。	拟建工程办理用地报批手续, 按规定补划基本农田	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	拟建工程所在区域不属于永久基本农田集中区域。项目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
	4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定, 根据区域用地和消纳水平, 合理确定养殖规模	拟建工程不涉及	—
	5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-6 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
ZH6529 023000 1 库车市一般 管控单元	空间 布局 约束	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	拟建工程不涉及	-
	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	哈拉哈塘油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6. 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	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	哈拉哈塘油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	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	—

续表 3.6-6 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
ZH6529 023000 1 库车市一般 管控单元	资源 利用 效率	3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—

拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元沙雅县一般管控单元、库车市一般管控单元要求。

3.7 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于哈拉哈塘油田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区范围以外，项目不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为耕地、其他草地、林地、园地。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他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

项目钻井期已做环评并对选址合理性进行了分析。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土

流失重点预防区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①拟建工程管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；部分管线穿越基本农田及公益林，可研设计阶段已尽量减少占用基本农田及公益林，同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，减少对基本农田及公益林的占用；管线走向同时避让居民集中区域。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③拟建工程充分利用区域现有道路。

综上所述，拟建工程合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为耕地、其他草地、林地、园地，均为临时占地。从基本农田保护类型和项目开发占地上来看，管线可研设计阶段已尽量减少占用基本农田、公益林。从环境保护角度看，管道选线可行。

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

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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2 。

拟建工程位于阿克苏地区沙雅县、库车市境内，区域以油气开采为主，西距乌尊村 100m。拟建工程地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

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

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

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

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，

呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20%~25%。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

拟建工程位于渭干河冲洪积平原，地形北高南低，由西向东略有坡降，海拔 943m~970m。

4.1.3 工程地质

哈拉哈塘油田位于继承性坳陷区，地层发育齐全，自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，奥陶系地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中-下统一间房组及鹰山组，主力产层为奥陶系一间房组-鹰山组。

4.1.4 水文及水文地质

(1) 地表水系

哈拉哈塘油田所在区域主要河流有渭干河、英达里亚河、塔里木河。

渭干河的水系发源于阿克苏地区天山中段南麓，河长 294km。渭干河的主要水源来自木扎尔特河，它发源于天山中段哈尔克它乌山的汗腾格里东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后汇集卡普斯浪河，台尔维其克河、卡尔苏河、克孜河后称渭干河，渭干河的多年平均流量为 69.5m³/s，多年平均径流量为 21.9 亿 m³，实测最大洪水流量 1840m³/s，最小流量 14.43m³/s，河道径流中冰川积雪融水占 30%，降水占 16%，地下水补给占 54%，由于春季的雨、雪融化和夏季高山的冰雪融化等因素的影响造成渭干河内季节性来水量不均，一般 3~5 月份为枯水期，仅占全水量 14.8%，6~8 月份为洪水期占全年流量的 48%，洪水的形成融雪与暴雨混合型，因此，来势凶猛，一般历时 2~4 天，渭干河多年平均输沙量 794 万 t，实测最大输沙量 2162.7 万 t/a，多年平均含沙量 4.39kg/m³，洪水期最大含沙量 132kg/m³。渭干河在哈拉哈塘塔河北区域段在洪水期形成地表径流，在其他时段无地表径流。

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

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

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

拟建工程井场、管线均位于哈拉哈塘油田内，南距塔里木河最近 15.5km，西北距英达里亚河 7km。

（2）地下水类型及含水岩组富水性

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

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47~29.7m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 9.5~48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为 145.04~221.39m³/d，水量中等；渗透系数为 1.02~3.88m/d。

（3）地下水的补给、径流与排泄

塔北区域地下水的补给来源主要是英达里亚河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因塔北评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径

流条件相对较差。在塔北区域北部，地下水的水力坡度约 0.83%，中部变为 0.59%，南部变为 0.70%。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点—台特玛湖。

（4）地下水化学特征

从塔北区域的中部向东西两侧，潜水的矿化度和水化学类型具有十分明显的水平分带规律性，表现为从中部到东西两侧，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 35.59g/L，水化学类型也由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} (\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na} (\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。

从塔北区域的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 12.27g/L，水化学类型也由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} (\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na} (\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。

在塔河南北两岸沿河地带，潜水矿化度相对较低，为 1~3g/L，水化学类型变为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3 \cdot -\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型水。

区内地下水主要接受英达里亚河、渠系、田间灌溉、水库水的渗漏补给、井灌水的回归补给，上游地下水的侧向径流补给；地下水从北部向南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

4.1.5 气候气象

沙雅县所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速 m/s	1.4	6	年平均水气压 hPa	7.4

续表 4.1-1 沙雅县主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
2	年平均相对湿度 %	50	7	年平均蒸发量 mm	2024.2
3	年平均气温 °C	12.0	8	年平均降水量 mm	60.8
4	年极端最高/最低气温 °C	40.7/-24.2	9	年最多/最少降水量 mm	107.0/30.4
5	年平均气压 hPa	904.3	10	年日照时数 (h)	2942.2

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 库车市主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速	2.0m/s	6	年平均水气压	7.1hPa
2	年平均相对湿度	51%	7	年平均蒸发量	2012.3mm
3	年平均气温	11.3°C	8	年平均降水量	82.2mm
4	年极端最高/最低气温	40.8°C/-23.7°C	9	年最多/最少降水量	145.7mm/43.6mm
5	年平均气压	893.7hPa	10	年日照时数 (h)	2863.7

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2025 年 8 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场、阀组周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林

业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

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

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和附图 6。

表 4.2-1 区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容
生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	55. 渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染

续表 4.2-1 区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害
适宜发展方向		节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水
生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	59. 塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

由表 4.2-1 可知，项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”及“塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”及“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”及“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”，适宜发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”及“加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区”。

项目主要是管线敷设及新建井场，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

4.2.5.3.1 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统包括草地生态系统、农田生态系统、人工林生态系统、荒漠生态系统四类。

4.2.5.3.2 生态系统特征

（1）草地生态系统

草地生态系统由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。草地生态系统是自然生态系统的重要组成部分，对维系生态平衡、地区经济、人文历史具有重要地理价值。疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落主要分布在灌丛边缘的草甸盐土和盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅、芦苇组成群落，植被覆盖度在 10%~25% 之间，混生有花花柴、黑果枸杞等。

（2）农田生态系统

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

（3）荒漠生态系统

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，区域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造成潜在的灾害性影响。

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）人工林生态系统

原生为戈壁荒漠，风沙侵蚀严重；依托天山融水灌溉条件，依托柯柯牙式荒漠绿化工程、产业援疆政策发展核桃经济林，采用“以林养林”模式，兼顾治沙固绿与农户增收，利用本地适宜核桃生长的沙壤土、长日照气候规模化开垦营建而成。

属干旱绿洲人工经济林，群落结构单一、以核桃单优为主，依赖雪水滴灌维持生存；兼具防风固沙、改良沙质盐碱土的生态屏障功能，光热充足利于核桃丰产，但生物多样性偏低、需常年人工修剪施肥管护，易出现土壤盐碱、焦叶病害等生态退化问题，多搭配行间作物形成农林复合系统，生态与生产功能并重。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

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

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		
草地	其他草地	792.00	45.05
耕地	水浇地	561.6	31.94
林地	乔木林地	30.00	1.71
园地	果园	374.4	21.30
合计		1758.00	100

由上表可知，评价范围内土地利用类型以其他草地、水浇地、林地、果园为主，其中其他草地面积为 792.00hm²，占评价区总面积的 45.05%，植被以疏叶骆驼刺群系为主，植被覆盖度约为 10%~25%；林地面积为 30hm²，占评价区总面积的 1.71%，植被以杨树为主，植被覆盖度约为 20%~30%；水浇地面积为 561.6hm²，占比 31.94%，主要植被为棉花，园地面积为 374.4hm²，占比 21.30%，主要植被为核桃树。

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域自然植被类型

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

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 37 种，分属 12 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-3，区域植被类型图见附图 11。

表 4.2-3 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	<i>Populus pruinosa Schrenk</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shroblaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>

续表 4.2-3 项目周边区域野生植物名录

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

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号），评价区内无保护植物。

4.2.5.2 评价区域植被类型

评价区自然植被主要以盐穗木+怪柳群系、疏叶骆驼刺群系为主，群落特征如下：

(1) 盐穗木+怪柳群系

主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，分布的土壤多是沙漠化的典型盐土。在这种强烈盐渍化的土壤生境上，植物群落发育受到显著抑制；其灌木层高 1.5m~2.0m。这一群落除建群种之外，还混生有多枝怪柳和长穗怪柳。在灌木层下以多枝木本盐柴类植物的分布占优势，主要种类是盐穗木、白刺等，草本植物主要是盐生鸦葱、芦苇等。

(2) 疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺群系是指以疏叶骆驼刺为优势种的植物群落，疏叶骆驼刺群系的植物种类相对较少，植株一般高度在 30~40cm 之间。除了疏叶骆驼刺之外，还可能混生有少量芦苇、花花柴、刚毛怪柳和西伯利亚白刺等一些其他的草本植物。这些植物通常具有耐旱、耐盐碱等适应荒漠环境的特征。它具有较强的适应性和抗逆性，能够在极端干旱、高温、低温和盐碱等恶劣环境下生长。

(1) 植被样方调查表（1#样方）

地点：哈12-H18井集输管线周边				样方号01		
样方面积：5m×5m				群落类型：盐穗木+怪柳群系		
经度：83.1595E		纬度：41.2338N		海拔：968.4m	坡度：0°	
坡向：-		土壤类型：盐土		优势种：盐穗木		
土地利用类型：草地		盖度：20%				
调查日期：2026.05.08						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m²	株数/棵
灌木	盐穗木	Halostachys caspica	/	1.2	0.5	1
周边环境			样方			

(2) 植被样方调查表 (2#样方)

地点：哈16-9阀组周边				样方号02		
样方面积：5m×5m				群落类型：盐穗木+怪柳群系		
经度：83.2913E		纬度：41.3635N		海拔：963m	坡度：0°	
坡向：-		土壤类型：盐土		优势种：盐穗木、多枝怪柳		
土地利用类型：林地		盖度：35%				
调查日期：2026.05.08						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m²	株数/棵
灌木	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	/	1.8	1.5	4
	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	/	2.1	2.2	5
草本	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	/	0.6	0.04	18
周边环境			样方			

(3) 植被样方调查表 (3#样方)

地点：哈702C阀组周边				样方号03		
样方面积：5m×5m				群落类型：盐穗木+怪柳群系		
经度：83.3065E		纬度：41.3639N		海拔：963m	坡度：0°	
坡向：-		土壤类型：草甸土		优势种：多枝怪柳		
土地利用类型：林地		盖度：35%				
调查日期：2026.05.08						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m ²	株数/棵
灌木	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	/	1.4	1.5	1

续上表

周边环境	样方

(4) 植被样方调查表 (4#样方)

地点：哈6-2阀组周边				样方号04		
样方面积：1m×1m				群落类型：疏叶骆驼刺群系		
经度：83.3149E		纬度：41.1776N		海拔：956m	坡度：0°	
坡向：-		土壤类型：盐土		优势种：疏叶骆驼刺		
土地利用类型：林地		盖度：20%				
调查日期：2026.05.08						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m²	株数/棵
草本	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	/	0.6	0.20	3
周边环境			样方			

(5) 植被样方调查表 (5#样方)

地点：哈16-9阀组周边		样方号05	
样方面积：1m×1m		群落类型：疏叶骆驼刺群系	
经度：83.2335E	纬度：41.3584N	海拔：962m	坡度：0°
坡向：-	土壤类型：盐土	优势种：疏叶骆驼刺	

续上表

土地利用类型：其他草地		盖度：15%				
调查日期：2026.05.08						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m ²	株数/棵
灌木	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	/	1.4	1.5	1
草本	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	/	0.4	0.18	3
周边环境			样方			

(6) 植被样方调查表 (6#样方)

地点：哈12-H11阀组周边				样方号06		
样方面积：1m×1m				群落类型：疏叶骆驼刺群系		
经度：83.1819E		纬度：41.2701N		海拔：964m	坡度：0°	
坡向：-		土壤类型：草甸土		优势种：疏叶骆驼刺		
土地利用类型：其他草地		盖度：20%				
调查日期：2026.05.08						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m ²	株数/棵
草本	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	/	0.2	0.15	1
周边环境			样方			

4.2.5.3 生物量

项目区域内主要植被为多枝怪柳、疏叶骆驼刺、盐穗木等，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模拟》中西部荒漠、半荒漠地区生物量数据，得出占地范围内不同植被类型平均单位面积生物量指标，经计算得到占地范围内的生物量。占地范围内的生物量，见表 4.2-4 所示。

表 4.2-4 占地范围内植被生物量计算表

类型	面积 (hm ²)		单位面积生物量 (t/hm ²)	生物量 (t)	占总生物量比例 (%)
	永久占地	临时占地			
其他草地	1.57	19.77	1.2	25.608	28.81
林地	0.03	0.032	5	0.31	0.35
耕地	1.85	23.37	2.2	55.484	62.42

园地	0.03	0.718	10	7.48	8.42
合计	3.48	43.89	—	88.882	100

4.2.6 野生动物现状调查与评价

4.2.6.1 区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
两栖类			
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i> Blanford	
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythii</i> Anderson	
4	密点麻蜥	<i>Eremias multilata</i> Günther	
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
6	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i> Pallas	
7	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i> Linnaeus	

续表 4.2-5 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
鸟类			
8	漠雀	<i>Rhodopechys cabaris</i> , Mus. Heis.	
9	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i> Linnaeus	国家Ⅱ级
10	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家Ⅱ级
11	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i> Linnaeus	
12	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
13	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i> Linnaeus	
14	原鸽	<i>Columba livia</i> Gmelin	
15	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i> Linnaeus	

16	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto Frivaldszky</i>	
17	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
18	凤头百灵	<i>Galerida cristata Linnaeus</i>	
19	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris Linnaeus</i>	
20	喜鹊	<i>Pica pica Linnaeus</i>	
21	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone Linnaeus</i>	
22	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti Temminck</i>	
23	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta Lichenstein</i>	
哺乳类			
24	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家Ⅱ级
25	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
26	长耳跳兔	<i>Euchloeus naso Sclater</i>	
27	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	
28	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	

4.2.6.2 野生动物重要物种

(1) 种类组成

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

表 4.2-6 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木兔(<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田	现场调查、文献记录、历史调查资料	附近偶尔可见
2	苍鹰(<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		拟建工程不占用，项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域

3	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。	拟建工程不占用，项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
---	---------------------------------	------	-------	---	--	-------------------------------

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

(2) 生理生态特征

表 4.2-7 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家Ⅱ级	
		生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43 厘米，尾长 5~10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。		
		生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。		

续表 4.2-7 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
2	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家Ⅱ级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		
		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
3	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家Ⅱ级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克，体长 305-360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红		

		色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。颊、喉乳白色或棕白色，其余乳黄色或棕黄色，具黑褐色纵纹和斑点。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，乳黄色，除喉外均被黑褐色纵纹和斑点，具黑色眼下纵纹。脚、趾黄色，爪黑色。
		生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。

4.2.6.2 野生动物栖息生境类型

拟建工程区域内的野生动物生存环境主要为灌丛区。

灌丛区：在评价区大部分区域分布着以怪柳、盐穗木等为主的灌丛，建群种及优势种均为多枝怪柳、伴生种有盐穗木、疏叶骆驼刺等，在乔木林地外的灌丛为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

4.2.6.4 野生动物实地样线调查

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

样线调查要求：样线调查长度为 1km，根据设定好的路线，采用无人机航拍方式进行样线调查，无人机飞行高度控制在 15m 左右，飞行速度控制在 2m/s，飞行过程中通过在线影像观测周边是否有野生动物出没，发现野生动物时，通过无人机及时抓拍并保留影像资料，单条样线飞行不少于 2 次，根据飞行结果记录所见到的动物种类和数量。

根据实地样线调查，仅发现鸟类等动物，未见大型野生动物踪迹。

图 4.2-1 野生动物调查样线示意图

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 生态保护红线

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

拟建工程距生态保护红线（沙雅县土地沙化生态保护红线区）最近约 19.4km，不占用生态保护红线。拟建工程与生态保护红线区位置关系示意图附图 4。

4.2.7.2 水土流失重点预防区和重点治理区

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

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.7.3 永久基本农田调查

永久基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院

批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

区域永久基本农田为库车市永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植棉花等。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

拟建工程井场、阀组及集输管线占用基本农田。

4.2.7.4 重点公益林

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

①库车市重点公益林

根据《新疆维吾尔自治区库车市重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

②沙雅县重点公益林

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

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

评价区域内重点公益林为地方公益林，主要为防风固沙林，主要植物种类为白杨，高度 5~10m，植被盖度为 20%~30%，伴生有疏叶骆驼刺、盐穗木等。

4.2.8 生物多样性评价

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

（1）评价指标及其内涵

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(2) 评价方法

①指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A 最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 4.2-8

相关指标参考值及权重

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

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数(BI)是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野

生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

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

（3）评价结果

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

表 4.2-9 各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管束植物丰富度	40	1.08	4.10
野生高等动物丰富度	32	5.02	
生态系统类型多样性	4	3.22	4.10
物种特有性	0.03	9.77	
外来物种入侵度	0	0.00	
受威胁物种丰富度	0.004	2.78	

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

表 4.2-10 各项评价指标值

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

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

4.2.9 主要生态问题调查

(1) 区域沙化土地现状

拟建工程位于阿克苏地区沙雅县和库车市，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，属于南疆沙漠中的塔克拉玛干沙漠边缘自然地理单元。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 362366km²，占全疆沙漠的 82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、焉耆盆地的阿克别勒库姆沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔 4000m 以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25m 以下，内部一般在 50~80m 之间，少数高达 200~300m。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且末至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴 30 天以上，浮尘 150 天以上，沙漠边缘地区年降水量 60~80mm，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积 3435.59 万 hm²，其中：流动沙地 2618.66 万 hm²，半固定沙地 549.82 万 hm²，固定沙地 247.10 万 hm²，沙化耕地 11.83 万 hm²，非生物工程治沙地 8.18 万 hm²。根据拟建工程在塔克拉玛干沙漠的土地沙化现状图中的位置，所在地沙化土地类型属于固定沙地，生态评价范围内沙化土地程度属于轻度。根据现场调查结果，工程所在沙地地表覆盖植被主要为怪柳和盐穗木等，植被覆盖度约 10%~35%。地表结皮类型主要为盐碱结

皮，盐碱结皮能够增加表层土壤的水分含量，增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年水土流失动态监测年报》，2022 年沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积 23822.19km²，占全县土地总面积的 31.60%。其中水力侵蚀面积为 3652.71km²，占土壤侵蚀总面积的 74.71%。2022 年库车市轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 3634.3km²，占全市土地总面积的 25.01%。其中水力侵蚀面积为 738.6km²，占土壤侵蚀总面积的 20.32%；风力侵蚀面积为 2895.7km²，占土壤侵蚀总面积的 79.68%。库车市 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 8.67km²。项目区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对哈拉哈塘油田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

4.3 地下水环境现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，并结合区域水文地质条件要求，设置 5 个潜水监测点和 3 个承压水监测点：本次评价引用《哈拉哈塘油田单井供水管网完善项目》及《塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I7、F_I8、F_I9 断裂带 2026 年产能建设项目》编制期间开展的 5 个潜水地下水监测点及 3 个承压水地下水监测点。区域地下水流向总体西北向东南（金跃 1-H12 阀组所在区域地下水流向为自西向东），整体布置符合导则要求。以上监测点与拟建项目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项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系(km)	坐标	潜水/承压水	监测与调查项目		引用项目
					检测分析因子	监测因子	
1	1#井	新垦 9-2 阀组东南侧 5km (侧游)		潜水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、石油类	塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F _I 7、F _I 8、F _I 9 断裂带 2026 年产能建设项目
2	3#井	哈 6-2 阀组西南侧 6km (侧游)					
3	5#井	哈 6-2 阀组西南侧 13.8km (下游)					

续表 4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系(km)	坐标	潜水/承压水	监测与调查项目		引用项目
					检测分析因子	监测因子	
4	7#井	哈6-2 阀组东侧1.2km（下游）		潜水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计8项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、石油类	塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F ₁ 7、F ₁ 8、F ₁ 9 断裂带 2026 年产能建设项目
5	8#井	哈12-H13 井东南侧4.0km（下游）					
6	11#井	哈12-H10 井东侧10.5km（下游）					
7	6#井	HA702C 阀组西南侧2.8km（下游）					
8	7#井	哈16-9 阀组西北侧4.2km（上游）		承压水			

(2) 监测时间及频率

监测点及引用监测点监测时间均为 2023 年 11 月及 2025 年 8 月，监测 1 天，采样 1 次。

(3) 监测及分析方法

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

表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位:mg/L(pH 除外)

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

续表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
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/T 7493-1987)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》 (GB/T 7484-1987)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2023)	——
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 第 4 部分：感官性状和物理指标》 GB/T 5750.4-2023 (GB/T 5750.4-2023) 13.1 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》 (HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
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 第 5 部分：无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB/T 11911-1989)	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/T 7475-1987) 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 第 6 部分：金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	0.01 mg/L
22	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
23	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
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)	0.00005 mg/L
26	砷		0.0003 mg/L
27	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023)	0.004 mg/L

续表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
28	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
29	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
30	钠离子		0.02 mg/L
31	钙离子		0.03 mg/L
32	镁离子		0.02 mg/L
33	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根 离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
34	碳酸氢根		1 mg/L
35	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
36	硫酸根离子		0.018 mg/L
37	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》 (GB/T 5750.12-2023)	——
38	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	——

4.3.2 地下水环境现状评价

（1）评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，量纲为 1；

pH——pH 的监测值；

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：各监测因子执行《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。

（2）水质监测及评价结果

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#井	3#井	5#井	7#井	8#井
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.7	7.8	7.8	7.7	7.7
		标准指数	0.47	0.53	0.53	0.47	0.47
总硬度	≤450	监测值	783	1150	781	1820	562
		标准指数	1.74	2.56	1.74	4.04	1.25
溶解性总固体	≤1000	监测值	3130	2650	2190	8590	1250
		标准指数	3.13	2.65	2.19	8.59	1.25
硫酸盐	≤250	监测值	883	775	728	3420	416
		标准指数	3.53	3.10	2.91	13.68	1.66
氯化物	≤250	监测值	924	828	760	2510	338
		标准指数	3.70	3.31	3.04	10.04	1.35
铁	≤0.3	监测值	0.04	0.06	0.07	0.07	0.07
		标准指数	0.13	0.20	0.23	0.23	0.23
锰	≤0.1	监测值	0.05	0.05	0.04	0.04	0.05
		标准指数	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

续表 4.3-3 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				
			1#井	3#井	5#井	7#井	8#井
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	0.07	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.07	--	--
铅	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铝	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
挥发性酚类	≤3.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
耗氧量	≤0.5	监测值	0.54	0.54	0.54	0.46	0.48
		标准指数	0.18	0.18	0.18	0.15	0.16
氨氮	≤0.02	监测值	0.068	0.350	0.283	0.139	0.234
		标准指数	0.14	0.70	0.57	0.28	0.47
硫化物	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
总大肠菌群	≤100CFU/mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
菌落总数	≤1.0	监测值	25	29	29	未检出	36
		标准指数	0.25	0.29	0.29	-	0.36
亚硝酸盐氮	≤20.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.14	未检出
		标准指数	--	--	--	0.007	--
硝酸盐氮	≤0.05	监测值	0.74	3.57	0.16	未检出	0.23
		标准指数	0.04	0.18	0.01	-	0.01
氰化物	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.88	未检出
		标准指数	--	--	--	0.88	--
氟化物	≤0.08	监测值	0.72	0.76	0.44	未检出	0.31
		标准指数	0.72	0.76	0.44	-	0.31
碘化物	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	-	--

续表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#井	3#井	5#井	7#井	8#井
汞	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	0.0016	未检出
		标准指数	--	--	--	0.16	--
砷	≤0.005	监测值	0.0008	0.0007	0.0015	未检出	0.0016
		标准指数	0.08	0.07	0.15	-	0.16
镉	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	-	--
六价铬	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	-	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	-	--
井深（m）			931	923	933	928	919
水位（m）			25	25	30	23	25
检测项目	标准值		承压水含水层				
			11#井		6#井	7#井	
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出		未检出		未检出
		标准指数	--		--		--
嗅和味	--	监测值	无		无		无
		标准指数	--		--		--
肉眼可见物	--	监测值	无		无		无
		标准指数	--		--		--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.7		7.8		7.9
		标准指数	0.47		0.53		0.60
总硬度	≤450	监测值	153		61.6		172
		标准指数	0.34		0.14		0.38
溶解性总固体	≤1000	监测值	571		195		705
		标准指数	0.57		0.195		0.705
硫酸盐	≤250	监测值	176		41.4		191
		标准指数	0.70		0.17		0.76
氯化物	≤250	监测值	157		24.2		177
		标准指数	0.63		0.10		0.71
铁	≤0.3	监测值	0.07		0.09		0.04
		标准指数	0.23		0.30		0.13

续表 4.3-3 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		承压水含水层		
			11#井	6#井	7#井
锰	≤0.1	监测值	0.05	0.04	0.05
		标准指数	0.5	0.4	0.5
铜	≤1.0	监测值	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
		标准指数	—	—	—
铅	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
铝	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
挥发性酚类	≤3.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
耗氧量	≤0.5	监测值	0.46	1.04	0.84
		标准指数	0.15	0.35	0.28
氨氮	≤0.02	监测值	0.058	0.098	0.053
		标准指数	0.12	0.196	0.106
硫化物	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
总大肠菌群	≤100CFU/mL	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
菌落总数	≤1.0	监测值	31	33	37
		标准指数	0.31	0.33	0.37
亚硝酸盐氮	≤20.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
硝酸盐氮	≤0.05	监测值	0.06	未检出	未检出
		标准指数	0.00	—	—
氰化物	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
氟化物	≤0.08	监测值	0.69	0.48	0.47
		标准指数	0.69	0.48	0.47

续表 4.3-3 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		承压水含水层		
			11#井	6#井	7#井
碘化物	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
汞	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
砷	≤0.005	监测值	0.0010	0.0078	0.0079
		标准指数	0.10	0.78	0.79
镉	≤0.01	监测值	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
		标准指数	--	-	-
石油类	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	-	-
井深（m）			60	65	63
水位（m）			915	910	902

由表 4.3-3 分析可知，潜水各监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求；承压水各监测点均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物等因子呈梯度变化。

（3）地下水离子检测结果与评价

潜水地下水离子检测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		潜水含水层					承压水含水层		
		1#井	3#井	5#井	7#井	8#井	11#井	6#井	7#井
监测值 (mg/L)	K ⁺ Na ⁺	929.3	596.1	480.3	1985.4	205.36	135.87	59.14	196.53
	Ca ²⁺	132	193	135	231	107	31.1	13.6	32.9
	Mg ²⁺	89.1	123	85.7	327	41.7	9.13	7.09	22
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	284	242	204	211	155	102	121	236
	Cl ⁻	924	828	760	2510	338	157	24.2	177
	SO ₄ ²⁻	883	775	728	3420	416	176	41.4	191
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ Na ⁺	74.23	56.57	60.05	68.99	50.29	71.84	66.92	71.07
	Ca ²⁺	12.13	21.06	19.41	9.23	30.13	18.91	17.70	13.68
	Mg ²⁺	13.64	22.37	20.54	21.78	19.57	9.25	15.38	15.25
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	9.49	9.13	8.38	2.38	12.26	17.13	56.23	30.15
	Cl ⁻	53.03	53.70	53.63	48.62	45.93	45.31	24.45	31.01
	SO ₄ ²⁻	37.48	37.17	37.99	49.00	41.81	37.56	19.32	38.85

根据地下水离子检测结果,评价区潜水地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻为主,阳离子以 Na⁺为主,水化学类型主要以 Cl·SO₄-Na 型为主;承压水地下水阴离子以 HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻为主,阳离子以 Na⁺为主,水化学类型主要以 HCO₃·Cl·SO₄-Na 型为主。

(4) 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-5。

表 4.3-5 潜水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH 值	7.80	7.70	7.76	0.05	100%	0
总硬度	1820.00	781.00	1063.00	404.49	100%	100%
溶解性总固体	8590.00	2190.00	3750.00	2444.88	100%	100%
硫酸盐	3420.00	728.00	1306.80	1058.12	100%	100%
氯化物	2510.00	760.00	1156.40	679.46	100%	100%
铁	0.07	0.04	0.06	0.01	100%	0

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

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
锰	0.05	0.04	0.05	0.00	100%	0
铜	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
锌	0.07	0.00	0.03	0.03	0	0
铅	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
铝	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
挥发性酚类	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
耗氧量	0.54	0.48	0.53	0.02	100%	0
氨氮	0.35	0.07	0.24	0.10	100%	0
硫化物	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
总大肠菌群	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
细菌总数	36.00	25.00	29.60	3.56	100%	0
亚硝酸盐氮	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
硝酸盐氮	3.57	0.16	0.97	1.32	100%	0
氰化物	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
氟化物	0.76	0.31	0.53	0.18	100%	0
碘化物	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
汞	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
砷	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
镉	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
六价铬	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
石油类	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0

承压水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-6。

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

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH 值	7.9	7.7	7.80	0.08	100%	0
总硬度	172	61.6	128.87	48.19	100%	0
溶解性总固体	705	195	490.33	215.88	100%	0
硫酸盐	191	41.4	136.13	67.27	100%	0

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

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
氯化物	177	24.2	119.40	67.81	100%	0
铁	0.09	0.04	0.07	0.02	100%	0
锰	0.05	0.04	0.05	0.00	100%	0
铜	未检出	未检出	--	--	0	0
锌	未检出	未检出	--	--	0	0
铝	未检出	未检出	--	--	0	0
挥发性酚类	未检出	未检出	--	--	0	0
耗氧量	1.34	0.18	0.60	0.53	100%	0
氨氮	0.098	0.053	0.07	0.02	100%	0
硫化物	未检出	未检出	--	--	0	0
总大肠菌群	未检出	未检出	--	--	0	0
细菌总数	31	31	33.67	2.49	100%	0
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	--	--	0	0
硝酸盐氮	0.06	未检出	--	--	33.33%	0
氰化物	未检出	未检出	--	--	0	0
氟化物	0.69	0.48	0.47	0.69	100%	0
碘化物	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	未检出	未检出	--	--	0	0
砷	0.0079	0.001	0.01	0.00	100%	0
镉	未检出	未检出	--	--	0	0
六价铬	未检出	未检出	--	--	0	0
铅	未检出	未检出	--	--	0	0
石油类	未检出	未检出	--	--	0	0

(5) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	哈 16-9 阀组	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
		土壤裸露处	1m	>500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

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

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤环境现状调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤生态影响型现状调查范围为各井场、阀组边界外扩 5km，管线边界两侧向外延伸 200m 范围；土壤污染影响型现状调查范围为井场、阀组外扩 1km，集输管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

（2）敏感目标

将井场、阀组外扩 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的耕地、园地、乌尊村、阿热买里村、英买里村、英依干其村作为土壤环境（污染型）保护目标；将各井场、阀组周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态型）保护目标。

（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、阀组、管道等占地现状为其他草地、果园、耕地、林地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为其他草地、果园、耕地、林地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

（3）土地利用类型调查

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

土、龟裂土。区域土壤类型分布见附图 6。

4.5.2 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

点号		哈 16-9 阀组	时间	2026 年 6 月 2 日
深度 cm		37	125	168
现场记录	颜色	淡黄色	棕色	棕色
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	砂壤土	砂壤土	砂壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	无根系	无根系	无根系
实验室测定	pH 值	8.20	8.21	8.22
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	1.33	1.30	1.32
	氧化还原电位 mV	346	343	341
	饱和导水率 mm/h	4.98	4.85	4.73
	土壤容重 g/cm ³	1.42	1.42	1.43
	孔隙度%	42	42	42

表 4.5-2 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
哈 16-9 阀组		①砂壤土：0~0.5m，浅黄色，松散~稍密，无根系
		②砂壤土：0.5~1.5m，棕色，稍密，无根系
		③砂壤土：1.5~3.0m，棕色，稍密，无根系

4.5.3 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 7 个表层样。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

（2）监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.5-3。

表 4.5-3 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	哈 16-9 阀组	浅层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒹, 苯并[k]荧蒹, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量共计 49 项因子
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	2	金跃 1-H12 井	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	3	哈 12-H16 井	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	4	热普 8-H8 井	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	5	哈 602-12 阀组	浅层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			中层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
			深层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量

续表 4.5-3 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	6	哈 802-H6 井	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	7	哈 601-H27 井	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	8	哈 12-H18 井	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	9	哈 12-H10 井	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	10	哈 12-H14 阀组	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
占地范围外	11	金跃 1-H12 阀组西南侧 100m 处 (潮土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	12	热普 7-H10 阀组西侧 400m 处 (草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	13	哈 12-H11 井东侧 100m 处 (风沙土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	14	哈 16-9 阀组北侧 100m 处 (草甸盐土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	15	阿热买里村	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	16	乌尊村	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	17	XK9-H12 井南侧 200m 处 (新垦 9-1 阀组东北侧 2.2km 处) (龟裂土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 8 月 1 日-8 月 7 日及 2026 年 6 月 1 日-2026 年 6 月 2 日，采样一次。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样 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 166-2026)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求。

检测分析方法及检出限见表 4.5-4。

表 4.5-4 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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)	GGX-830 原子吸收分光光度计	1 mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		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			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

续表 4.5-4 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
18	土壤	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
19		1, 1, 2, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
20		四氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
21		1, 1, 1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
22		1, 1, 2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
24		1, 2, 3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
28		挥发性有机物 1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
29		挥发性有机物 1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$

续表 4.5-4 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
35	土壤	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg
36		苯胺			0.09 mg/kg
37		2-氯酚			0.06 mg/kg
38		苯并(a)蒽			0.1 mg/kg
39		苯并(a)芘			0.1 mg/kg
40		苯并(b)荧蒽			0.2 mg/kg
41		苯并(k)荧蒽			0.1 mg/kg
42		蒾			0.1 mg/kg
43		二苯并(a,h)蒽			0.1 mg/kg
44		茚并(1,2,3-cd)芘			0.1 mg/kg
45		萘			0.09 mg/kg
46		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6 mg/kg
47		全盐量	《土壤检测 第16部分：土壤水溶性盐总量的测定》(NY/T 1121.16-2006)	BSA124S 电子天平	—

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

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

(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 4.5-5 至表 4.5-7。

表 4.5-5 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子			监测点	哈 16-9 阀组	监测因子			监测点	哈 16-9 阀组
				37cm					37cm
pH	—	监测值	8.20	砷	筛选值 ≤60	监测值	1.0		
		级别	无酸化碱化			标准指数	0.017		
镉	筛选值 ≤65	监测值	未检出	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出		
		标准指数	--			标准指数	--		
铜	筛选值 ≤18000	监测值	12.1	铅	筛选值 ≤800	监测值	8		
		标准指数	0.001			标准指数	0.01		
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.063	镍	筛选值 ≤900	监测值	13		
		标准指数	0.002			标准指数	0.014		
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	--		
监测因子			监测点	热普 6-H6 阀组	监测因子			监测点	热普 6-H6 阀组
				37cm					37cm
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1,1,1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出		
		标准指数	--			标准指数	--		
1,1,2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出		
		标准指数	--			标准指数	--		

续表 4.5-5 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子			监测点	热普 6-H6 阀组	监测因子			监测点	热普 6-H6 阀组
				37cm					37cm
1, 2, 3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出		氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出		氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
1, 2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出		1, 4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出		苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出		间二甲苯+对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出		硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出		2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
苯并(a)蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出		苯并(a)芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
苯并(b)荧蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出		苯并(k)荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出		二苯并(a,h)蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
茚并(1,2,3-c,d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出		萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出	
		标准指数	--				标准指数	--	
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	10		全盐量(g/kg)	--	监测值	5	
		标准指数	0.002				级别	重度盐化	

表 4.5-6 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										
		哈 16-9 阀组		金跃 1-H12 井			哈 12-H16 井			热普 8-H8 井		
采样深度 cm		126	168	21	139	171	12	141	172	37	126	168
pH	监测值	8.21	8.22	8.16	8.17	8.19	8.25	8.24	8.24	8.18	8.19	8.18
	级别	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化

续表 4.5-6 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										
		哈 16-9 阀组		金跃 1-H12 井			哈 12-H16 井			热普 8-H8 井		
采样深度 cm		126	168	21	139	171	12	141	172	37	126	168
石油 烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	21	16	31	23	37	25	15	38	15	23	16
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准 指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
全盐 量 (g/ kg)	监测值	4.2	4.6	5.1	4.3	4.6	5.2	4.4	4.2	5.2	4.8	4.4
	级别	中度盐 化	中度盐 化	重度盐 化	中度盐 化	中度盐 化	重度盐 化	中度盐 化	中度盐 化	重度盐 化	中度盐 化	中度盐 化
检测项目		检测结果										
		哈 602-12 阀组				哈 802-H6 井	哈 601-H27 井	哈 12-H18 井	哈 12-H10 井	哈 12-H14 阀组		
采样深度 cm		29	131	168		17	16	18	19	11		
pH	监测值	8.17	8.16	8.17		8.24	8.25	8.26	8.28	8.26		
	级别	无酸化或 碱化	无酸化或 碱化	无酸化或 碱化		无酸化或 碱化	无酸化或 碱化	无酸化或 碱化	无酸化或 碱化	无酸化或 碱化		
石油 烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	12	23	21		13	18	19	19	11		
	筛选值	4500	4500	4500		4500	4500	4500	4500	4500		
	标准 指数	0.003	0.005	0.005		0.003	0.004	0.004	0.004	0.002		
全盐 量 (g/kg)	监测值	4.1	5	5.2		5.5	5.1	4.8	4.4	4.3		
	级别	中度盐化	中度盐化	重度盐化		重度盐化	重度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化		

表 4.5-7 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样 层位 cm	监测 结果	监测因子										
			pH	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	全盐量 (g/kg)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
		筛选 值	> 7.5	≤25	≤ 0.6	≤ 250	≤ 100	≤ 170	≤ 3.4	≤ 190	≤ 300	/	≤4500 村庄≤826
金跃 1-H12 阀组西 南侧 100m 处	13	监测 值	8.21	1.2	8	0.05 4	未检 出	12.7	13	52	67	5.4	16
		标准 指数	无酸 化碱 化	0.05	0.05	0.02	—	0.13	0.07	0.21	0.22	重度盐化	0.004

续表 4.5-7 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位：mg/kg（pH 值除外）

采样点	采样层位 cm	监测结果	监测因子										
			pH	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	全盐量 (g/kg)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
		筛选值	>7.5	≤25	≤0.6	≤250	≤100	≤170	≤3.4	≤190	≤300	/	≤4500 村庄≤826
热普7-H10 阀组西侧400m处	15	监测值	8.23	1.1	8	0.08	未检出	12.7	13	46	70	4.2	15
		标准指数	无酸化碱化	0.04	0.05	0.02	—	0.13	0.07	0.18	0.23	中度盐化	0.003
哈12-H11 井东侧100m处	15	监测值	8.22	0.6	8	0.052	未检出	12.5	13	51	65	5.1	10
		标准指数	无酸化碱化	0.02	0.05	0.02	—	0.13	0.07	0.20	0.22	重度盐化	0.002
哈16-9 阀组北侧100m处	15	监测值	8.2	0.9	9	0.081	未检出	12.4	13	56	68	5.5	13
		标准指数	无酸化碱化	0.04	0.05	0.02	—	0.12	0.07	0.22	0.23	重度盐化	0.003
阿热买里村	15	监测值	8.21	—	—	—	—	—	—	—	—	4.7	11
		标准指数	无酸化碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化	0.013
乌尊村	15	监测值	8.25	—	—	—	—	—	—	—	—	4.3	11
		标准指数	无酸化碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化	0.013
XK9-H12 井南侧200m处	20	监测值	8.62	6.58	0.12	56	36	7.6	0.170	19	47	12	未检出
		标准指数	轻度碱化	0.26	0.2	0.22	0.36	0.04	0.05	0.1	0.16	极重度盐化	—

由表 4.5-5、表 4.5-6 和 4.5-7 分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于轻度盐化～极重度盐化，无酸化或碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质

量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类及第二类用地筛选值限值，同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化～极重度盐化，无酸化或碱化～轻度碱化。

（4）土壤环境质量现状监测结果统计分析

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

表 4.5-8 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
砷	5	1.2	0.6	0.96	0.21	100	0
铅	5	9	8	8.20	0.40	100	0
六价铬	1	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	5	0.081	0.052	0.07	0.01	100	0
镉	5	未检出	未检出	--	--	0	0
铜	5	12.7	12.1	12.48	0.22	100	0
镍	5	13	13	13.00	0.00	100	0
铬	4	56	46	51.25	3.56	100	0
锌	4	70	65	67.50	1.80	100	0
四氯化碳	1	未检出	未检出	--	--	0	0
氯仿	1	未检出	未检出	--	--	0	0
氯甲烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,1-二氯乙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,2-二氯乙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,1-二氯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
顺-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
反-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
二氯甲烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,2-二氯丙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,1,1,2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,1,2,2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
四氯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,1,1-三氯乙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0

续表 4.5-8 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
1,1,2-三氯乙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
三氯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,2,3-三氯丙烷	1	未检出	未检出	--	--	0	0
氯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
氯苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,2-二氯苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
1,4-二氯苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
乙苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯乙烯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
甲苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
间二甲苯+对二甲苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
邻二甲苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
硝基苯	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯胺	1	未检出	未检出	--	--	0	0
2-氯酚	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯并(a)蒽	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯并(a)芘	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯并(b)荧蒽	1	未检出	未检出	--	--	0	0
苯并(k)荧蒽	1	未检出	未检出	--	--	0	0
蒽	1	未检出	未检出	--	--	0	0
二苯并(a,h)蒽	1	未检出	未检出	--	--	0	0
茚并(1,2,3-cd)芘	1	未检出	未检出	--	--	0	0
萘	1	未检出	未检出	--	--	0	0
pH	26	8.28	8.16	8.21	0.03	100	--
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	26	38	10	18.54	7.51	100	0
全盐量	26	5.5	4.1	4.75	0.44	100	--

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本次评价收集了 2024 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	60	81	135	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	35	116.7	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	27	67.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1600	40.0	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	132	82.5	达标

由表 4.6-1 可知，项目所在区域阿克苏地区 PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本项目在英依干其村布设 1 个大气监测点，同时引用《哈拉哈塘油田哈 601 井区 2025 年第一期产能建设项目》中的 1 个监测点数据及《哈拉哈塘油田哈 13 和哈 6 片区 7 口单井集输工程》中的 1 个监测点数据。监测点位基本信息见表 4.6-5，具体监测点位置见附图 2。

表 4.6-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离 (km)	监测因子
			1 小时平均浓度
1	英依干其村	热普 6C 阀组西南侧 1km 处	非甲烷总烃、硫化氢
2	HA601-H24 井南侧 1km 处	哈 602-12 阀组西北侧 2.7km	非甲烷总烃、硫化氢
3	HA16-6C 南侧 1km 处	哈 802-H6 井东北侧 1.8km	非甲烷总烃、硫化氢

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2025 年 2 月 6 日~2025 年 2 月 12 日，2026 年 6 月 2 日~2026 年 6 月 8 日，监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟，具体为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.6-3。

表 4.6-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
2	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB/T 18883-2022	mg/m ³	0.005

(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、硫化氢。

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；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/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 4.6-4。

表 4.6-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占 标率/%	超标率 /%	达标 情况
英依干其村	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.65~0.79	39.5	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标
HA601-H24 井南 侧 1km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.28	14	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标
HA16-6C 南侧 1km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.29	14.5	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标

根据监测结果，监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）监测点布设

根据本工程位置情况，在金跃 1-H12 井、哈 802-H6 井、乌尊村南侧居民点、阿热买里村西南侧居民点、哈 12-H18 井、哈 601-H27 井、热普 8-H8 井进行声环境质量现状监测点，监测点布置见表 2。

表 4.7-1 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	金跃 1-H12 井	1	L _{Aeq, T}
2	哈 802-H6 井	1	L _{Aeq, T}
3	乌尊村南侧居民点	1	L _{Aeq, T}
4	阿热买里村西南侧居民点 2#	1	L _{Aeq, T}
5	阿热买里村西南侧居民点 1#	1	L _{Aeq, T}
6	哈 12-H18 井	1	L _{Aeq, T}
7	哈 601-H27 井	1	L _{Aeq, T}
8	热普 8-H8 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

2026 年 6 月 1 日-2026 年 6 月 3 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，声环境质量现状监测时间不少于 10 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的规定进行。

4.3.2 声环境现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，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 4.7-2。

表 4.7-2 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB（A）

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	金跃 1-H12 井	42	60	达标	40	50	达标
2	哈 802-H6 井	40	60	达标	39	50	达标
3	乌尊村南侧居民点	43	60	达标	41	50	达标
4	阿热买里村西南侧居民点 2#	42	60	达标	40	50	达标
5	阿热买里村西南侧居民点 1#	41	60	达标	38	50	达标
6	哈 12-H18 井	43	60	达标	42	50	达标
7	哈 601-H27 井	41	60	达标	40	50	达标
8	热普 8-H8 井	42	60	达标	40	50	达标

由上表可知，各新建井场、居民点监测值昼间为 40~43dB（A），夜间为 38~42dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

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

表5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场工程	1.6	0	新建井场 9 座；新建井场永久占地为 40m×40m；
2	阀组	1.13	0	新建阀组 3 座、扩建阀组 4 座
3	道路工程	0.5	0	道路长度 444.3m，道路宽度 12m
4	架空电力线	0.25	20.05	电力线长度 17.12km，作业带宽度按 12m 计
5	管线工程	0	23.84	新建集输管线以 29.8km 计（掺稀管线与集输管线同沟敷设，5 条 0.3km 管线同沟敷设），作业带宽度按 8m 计
合计		3.48	43.89	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场、阀组土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土；③架空电力线安装过程中车辆临时占地。上述施工过程中，井场、阀组施工因单个站场占地面积小，且影响范围主要集中在井场、阀组周围，对地表扰动相对较小；架空电力线安装过程中临时占地主要来源于车辆运输过程中临时碾压原有地表，短暂影响了原有地表结实程度，影响局部区域植被生长；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建工程施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程，项目管沟开挖深度为 1.6m，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m³，开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.1.3 对植被的影响分析

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

（1）植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为多枝怪柳群系。群落中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 1~2m。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，其生长的土壤为盐土。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场及管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

（2）生物量损失

拟建工程占地面积为 47.37hm²，拟建工程井场、阀组、管线施工区域以其他草地、果园、耕地、林地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

积生物量，t/hm²。

生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积 (hm ²)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
其他草地	1.2	1.57	19.77	1.884	23.724
林地	5	0.03	0.032	0.15	0.16
耕地	2.2	1.85	23.37	4.07	51.414
园地	10	0.03	0.718	0.3	7.18
合计	-	3.48	43.89	6.404	82.478

拟建工程的实施，将造成 6.404t 永久植被损失和 82.478t 临时植被损失。

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，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，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

哈拉哈塘油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类（漠雀等）。

(3) 对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 3 种：塔里木兔、苍鹰、红隼。对于重点保护动物，要重点加强保护，本次现场踏勘在项目范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护

野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

拟建工程对生态系统的影响主要是对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、阀组、架空线路及道路占地，占地面积约为 3.48hm^2 ，临时占地主要为管道施工作业带及架空线路占地，占地面积约 43.89hm^2 。由于新建井场、阀组、架空线路及管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，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。

5.1.1.6 生态敏感区影响分析

5.1.1.6.1 对永久基本农田的影响分析

项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布。受地下油藏分布及井场位置影响，本项目选址无法避开基本农田，井场用地占用基本农田，新建集输管线临时占用基本农田，现状种植作物主要为棉花。管线临时性占用基本农田在施工结束后，可恢复原有土地利用性质或使用功能，虽然在短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但在施工结束后，土地利用性质很快得到恢复。本项目占用永久基本农田面积为 25.22hm^2 （其中永久占用 1.85hm^2 ，临

时占用 23.37hm²)。

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

第十六条“经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。”

根据《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1 号)要求，“石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田”。

本项目在解决好基本农田协调工作、并开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地的前提下，确保永久基本农田数量不减、质量提升、布局稳定。管线施工充分利用现有田间现有道路，本项目永久性工程对沿线基本农田环境影响在可接受范围内。

5.1.1.6.2 重点公益林影响分析

拟建工程主要占用地方公益林，钻井期井场已进行场地平整，本项目占用公益林主要为临时管线占地，临时占地面积 320m²。重点公益林类型均为白杨，植被盖度约为 20%~30%，主要作用为防风固沙。拟建工程占用公益林情况见下表。

表 5.1-3 拟建工程占用公益林情况一览表

序号	占用工程	公益林	长度(km)	面积(m ²)	备注
1	哈 12-H13 井集输管线	地方公益林	0.02	160	临时占地

续表 5.1-3 拟建工程占用公益林情况一览表

序号	占用工程	公益林	长度(km)	面积(m ²)	备注
2	哈 12-H16 井集输管线	地方公益林	0.01	80	临时占地
3	哈 12-H14 阀组集输管线	地方公益林	0.01	80	临时占地
合计		地方公益林	0.04	320	临时占地

拟建工程占用林地主要为白杨，工程对公益林的影响主要为施工期管线穿越施工对灌木丛的临时破坏，扰动范围主要为 8m 作业带范围内。若施工过程中不控制作业带宽度，将导致受影响的公益林面积增加。若后期管沟恢复过程中，未对临时作业带附近植被进行恢复，将导致区域林地面积减少，周边区域水土流失严重，整个区域植被覆盖度逐步降低。

5.1.1.7 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，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

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

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

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

5.1.1.8 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积 47.37hm²（永久占地面积 3.48hm²，临时占地面积 43.89hm²）。

(2) 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

（3）损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆，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，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，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无

不良影响。非正常状况下，如漏油、火灾爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响分析

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

5.1.3 退役期生态影响分析

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

5.1.4 生态影响评价结论

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

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

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

综上，从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-4 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ （ ☐ ） 生境 ☒ （地表扰动） 生物群落 ☐ （ ☐ ） 生态系统 ☒ （生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失） 生物多样性 ☒ （物种丰富度） 生态敏感区 ☒ （生态功能） 自然景观 ☐ （ ☐ ） 自然遗迹 ☐ （ ☐ ） 其他 ☐ （ ☐ ）
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（17.58）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 ☐
生态现状调查与评价	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ；定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☒ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐

注：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

（1）构造与地层岩性

哈拉哈塘油田位于塔北隆起中段哈拉哈塘断裂背斜构造带上，构造带的西北为地层不整合构造带；东南为南北倾斜坡带和哈拉哈塘次凹陷。哈拉哈塘出露的地层较简单，只有第三系和第四系两类。

现把第四系地层岩性由老到新简述如下：

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

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

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

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

（2）地下水赋存条件

哈拉哈塘区块区域自中生代以来该地区相对于北部天山地槽褶皱带一直处于相对下降状态，第四纪以来沉积了巨厚的砂砾卵石层。渭干河-库车河洪冲积扇位于倾斜平原的西部，东西宽约 160km，南北长约 80km，面积约 7850km²。

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

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

根据地下水水力性质、埋藏及赋存条件，本区地下水分为以下两种类型：碎屑岩类孔隙裂隙水及松散岩类孔隙水。其中松散岩类孔隙水可细分为砾质平原孔隙水、细土平原孔隙水。碎屑岩类孔隙裂隙水基本沿 314 国道以北，呈条状分布，松散岩类孔隙水覆盖了本次调查大部分区域，从库车一直延伸至沙雅县。潜水含水层与承压含水层之间存在厚 2~5m 的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

(4) 地下水补给、径流及排泄条件

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

倾斜平原地下水在砾质平原接受地表水的入渗补给后，基本沿地势向南运动，由单一的潜水渐变为上部潜水下部承压水，承压水在水平径流的过程中不断自下而上顶托补给潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾等隐蔽蒸发的形式排泄，至倾斜平原的前缘，把所获取的地下水蒸发排泄完毕，从而完成了地下水补给、径流和排泄的全过程。

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

在渭干河冲洪积平原，地下水与渭干河现代河道基本一致：在海楼四大队以北地下水自北而南径流、水力坡度 0.005，而其以南则折向南东、水力坡度 0.004。但在渭干河河道及沙雅总干渠的两侧，地下水则向南西和南东径流，充分表征了

原河道及沙雅总干渠对区内地下水的补给作用。在塔里木河冲积平原，地下水的总流向是自西而东径流，但在山前冲洪积平原地下水侧向补给的干扰下，使流向稍有改变，水力坡度大致为 0.002 左右。

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

（5）评价区域水文地质条件

项目评价区域地层出露以第四系为主，区域地下水赋存条件受地层岩性与构造控制，潜水与承压水间及承压含水层内部存在粉质粘土隔水层；地下水补给方面主要依赖河渠水渗漏与灌溉水入渗，径流受地形、岩性及水系分布影响，在砾质平原向东南运动，于倾斜平原前缘以蒸发蒸腾等形式排泄，局部受河道、水渠影响径流方向改变；排泄途径包含潜水蒸发蒸腾、侧向流出、排水渠排泄及人工开采。

（6）含水层的富水性

按照富水性条件，本区域可分为：

①水量丰富区

分布于恩耐克-博斯坦一带，单井涌水量达到 1000~3000m³/d，地下水水量十分丰富。

②中等水量区

在本区域中分布最广，分布于色根苏盖提，墩阔坦、乌尊镇，塔里木乡。单井涌水量 500~1000m³/d。

③水量匮乏区

含水层岩性主要为碎屑岩类孔隙裂隙水，分布于区域西侧及北侧，314 国道以北的部分地区，单井涌水量小于 500m³/d。

（6）地下水水化学特征

区域潜水由于受强烈的蒸发和蒸腾作用，造成地下水的浓缩，而这一过程又是十分漫长的，使当地潜水多为矿化度 >2g/L 甚至 50g/L 以上的高矿化盐水。其化学类型为：Cl-Na 和 Cl·SO₄-Na 型水。

（7）地下水流场特征

哈拉哈塘地区地下水的补给主要包括山前侧渗补给、降水入渗补给以及河

流渗漏（如塔里木河）；该区域地下水的流动方向通常遵循地形坡度，由高水位区向低水位区流动。塔里木河北部地区地下水位动态变化与季节性降水、河流水位变化紧密相关，尤其是夏季洪水期，河流水位上升可增加地下水的补给量，冬季则因补给量下降导致水位下降。

（8）水位调查

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

表 5.2-1 水位调查结果一览表

序号	编号	X	Y	井深（m）	水位（m）
1	QS4			60.00	4.85
2	QS5			60.00	4.85
3	QS6			60.00	5.98
4	QS7			60.00	3.85
5	QS8			60.00	4.67
6	QS9			60.00	2.88
7	QS10			60.00	2.69
8	QS13			80.00	4.41
9	QS14			60.00	4.69
10	QS15			60.00	5.08
11	QS16			60.00	5.01
12	QS17			60.00	5.16
13	QS18			60.00	5.12
14	QS19			60.00	5.51

（9）包气带

根据《哈拉哈塘油田外围区块地下水环境调查服务项目地下水专章》中渗水试验成果显示，项目所在区域包气带岩性为粉砂，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m；垂向渗透系数为 0.0016cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参

照表，粉质粘层分布不稳定，粉土和细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 $1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，综合判定天然包气带防污性能为“弱”。

（10）地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。

（11）区域地下水污染源调查

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

（12）注水井回注

①回注井井筒完整性

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

②回注层可注性

哈拉哈塘油田各井钻遇地层基本一致，自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生

界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。哈拉哈塘油田已钻井回注地层各层系砂岩平均孔隙度 17.3%~22.1%，平均渗透率 170~367md，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。

拟建工程新建注水井注水水源为经哈六联合站处理达标后的回注水，注水水质指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)，不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油田生产期内的回注要求。

③回注层圈闭性

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

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。项目管线试压废水属于洁

净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.3 运营期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二级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响。

5.2.3.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，采出水进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

（2）落地油

石油开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到40cm。由于油田气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）管线

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

5.2.3.2 非正常状况

（1）井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，井场采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含

水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

① 预测因子筛选

采油井场套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-2。

表 5.2-2 评价因子及评价标准一览表

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

② 预测源强

泄漏量取单井日产油 30t/d（约为 35.8m³），类比同类型采油井场多年统计数据，采取措施 0.5 天后停止泄漏。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），考虑泄漏凝析油 1% 进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 15kg。

③ 预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂一平面瞬时点源的预测模型为：

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

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质量石油类 15kg；

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

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

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m = 10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L = \alpha_m \times u = 0.16\text{m}^2/\text{d}$ ；

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

π —圆周率。

④ 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	最大运移距离 (m)	晕中心浓度 (mg/L)	超标范围是否运移出井场边界
100d	485.8	367.8	24	9.261	否
1000d	2864.3	1797.7	73	0.926	否
7300d	--	--	--	--	--

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 485.8m²，超标范围 367.8m²，最大运移距离 24m，晕中心最大浓度为 9.261mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 2864.3m²，超标范围 1797.7m²，最大运移距离 73m，晕中心最大浓度为 0.926mg/L；污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围，详见图 5.2-1。

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

图 5.2-1 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图 5.2-2 井场采油树非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

(2) 集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，集输管线出现破损泄漏，如不及时修复，少量采出液、稀油可能下渗，对地下水造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件，石油类主要积聚在包气带表层 40cm

以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下集输管线泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.3 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，井场边界内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。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

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；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

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

监测期间区域地下水中潜水各监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求；承压水各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）地下水环境的影响

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

非正常状况下，井场套管破损泄漏、采油树与管线连接处老化或腐蚀导致采出液泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。

（3）地下水污染防治措施

拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。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

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

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

（1）废水产生量分析

①管线试压废水

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

②生活污水

施工期生活污水共计产生量为 720m³，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

(2) 地表水影响分析

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

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水，采出水前期随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

拟建工程建成投运后，采出水随采出液经管道输送进入哈六联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理，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，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.3-1 哈六联合站采出水处理规模一览表

序号	联合站名称	项目内容	设计规模	富余能力	拟建工程	依托可行性
1	哈六联合站	采出水（m ³ /d）	3000	1259.88	45.27	依托可行
		井下作业废水（m ³ /d）			4.9	

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。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期无废水产生，且项目周边无地表水体，不会对地表水环境造成污染影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

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

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-2 地表水环境影响评价自查表

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

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

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程新建采油井场、阀组属于 I 类项目，集输管线属于 II 类项目。

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管道连接处破裂，井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建工程管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

拟建工程采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；集输管线输送介质为采出液，集输管线破裂时，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。拟建工程土壤环境影响源及影响因子

识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

②生态影响型

考虑最不利情况，采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.4-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
采油井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
集输管线破裂泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.4.2.2 土壤环境影响预测与评价

5.4.2.2.1 污染影响型

(1) 预测情景

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

(2) 预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数， m^2/d ；

q--渗流速度， m/d ；

z--沿 z 轴的距离， m ；

t--时间变量， d ；

θ -土壤含水率， $\%$ 。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-4。

表 5.4-4 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重 (kg/m^3)
壤土	3	0.5	0.18	1.2	1	1.43×10^3

(4) 预测源强

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

表 5.4-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	838000	瞬时

续表 5.4-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线破裂泄漏	石油烃	838000	瞬时

项目采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏石油烃的初始浓度设定为 838000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），综上，考虑最不利情况，故本次选择污染影响较大的采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏作为预测情景进行预测。

（5）采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏的石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 838000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），考虑到石油烃以点源形式泄漏，预测时间节点分别为，T₁：1d，T₂：3d，T₃：10d，T₄：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-6。

图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm

续表 5.4-6 土壤预测情况表

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

由图 5.4-1 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.4.2.2.2 生态影响型

(1) 预测情景

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

(2) 预测源强

①采油井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出水流量的最大值 $25\text{m}^3/\text{d}$ ，本次评价考虑采出液量的 10% 泄漏渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出水中总矿化度为 185068mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=2.5 \times 185068 = 462670\text{g}$ 。

②集输管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100% 断裂进行评价。集输管线输送全管径泄漏最大泄漏量为 2.56m^3 ，采出液中采出水总矿化度为 185068mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=2.56 \times 185068 = 473774\text{g}$ 。

(3) 预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4) 预测结果

①采油井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 40m×40m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.43×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 5.5g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.067g/kg，叠加现状值后的预测值为 5.567g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

②集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s

取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.43 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 12g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.068g/kg，叠加现状值后的预测值为 12.068g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

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

5.4.4 土壤环境影响评价结论

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☒				
	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标（农田）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
	全部污染物	全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	污染影响型	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
生态影响型		全盐量				
影响识别	所属土壤环境影响评价项目类别	新建采油井场、阀组	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐			
		集输管线	I 类 ☐ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐			
	敏感程度	生态影响型	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐			
		污染影响型	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐			
评价工作等级	生态影响型	新建采油井场、阀组	一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐			
		集输管线	一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐			
	污染影响型	新建采油井场、阀组	一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐			
		集输管线	一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐			
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
现状调查内容	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	6	0.2m	
		柱状样点数	5	—	0.5m、1.5m、3m	
现状评价	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并（a）蒽,苯并（a）芘,苯并（b）荧蒽,苯并（k）荧蒽,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、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☒ ；表 D.2 ☒ ；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				

续表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 (类比分析) ☐			
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小			
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、 砷、六价铬、盐分含量、pH	每 3 年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施, 从土壤环境影响的角度, 拟建工程建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

施工期不可避免的要占用土地、进行土方施工、道路修建, 该过程中将产生一定的施工扬尘; 场地建设、物料运输、管沟开挖和管线铺设将产生一定的施工扬尘; 主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘, 施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系, 如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油田施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆, 会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气, 其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n 等; 燃油机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓

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

（3）环境影响分析

油田开发阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于沙雅县和库车市境内，距离拟建工程最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅	51639	基本站	82.78333	41.23333	14.3	981	2024	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

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

（1）温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度（℃）	-6.8	-0.3	8.5	16.4	21.1	24.6	25.9	24.8	19.9	11.8	3.0	-4.7	12.0

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4~9 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.9℃，1 月份平均气温最低，为 -6.8℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速 (m/s)	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.0	1.0	1.1	1.4

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

③ 风向、风频

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

表 5.5-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2 月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3 月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4 月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5 月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6 月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7 月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8 月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9 月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10 月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12 月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

图 5.5-1 近 20 年风频玫瑰图

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

5.5.2.2 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5 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/℃		40.7
3	最低环境温度/℃		-24.2
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		草地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-6 及 5.5-7。

表 5.5-6 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
采油井场无组织废气 (哈 12-H16)			961	40	40	0	3	8760	正常	H ₂ S	0.00058
										非甲烷总烃	0.010
金跃 1-H12 阀组无组织废气			963	40	60	0	1	8760	正常	H ₂ S	0.0009
										非甲烷总烃	0.011
哈 16-9 阀组无组织废气			962	40	60	0	1	8760	正常	H ₂ S	0.0009
										非甲烷总烃	0.012
热普 6-H6 阀组无组织废气			958	40	60	0	1	8760	正常	H ₂ S	0.0009
										非甲烷总烃	0.011

注：1. 拟建工程废气污染源面源包括 9 座新建采油井场，各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取哈 12-H16 井场无组织废气为代表井场进行预测；阀组无组织废气均为阀组新增设备产生的无组织废气排放量叠加阀组现有无组织废气排放量之和；

2. 金跃 1-H12 阀组及哈 12-H11 阀组及哈 12-H14 阀组均为新建阀组，各站场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取金跃 1-H12 阀组无组织废气为代表站场进行预测；

3. 新垦 9-2 阀组及热普 6C 阀组未新增污染源，不考虑。

表 5.5-7 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
采油井场无组织废气 (哈 12-H16)	非甲烷总烃	32.868	2000	1.67	2.67	82	—
	H ₂ S	0.012	10	0.12			—
金跃 1-H12 阀组无组织废气	非甲烷总烃	53.429	2000	2.67		26	—
	H ₂ S	0.021	10	0.21			—
哈 16-9 阀组无组织废气	非甲烷总烃	43.051	2000	2.15		26	—
	H ₂ S	0.017	10	0.17			—
热普 6-H6 阀组无组织废气	非甲烷总烃	39.537	2000	1.98		26	—
	H ₂ S	0.017	10	0.17			—

由表 5.2-7 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 53.429 μg/m³、

占标率为 2.67%；H₂S 最大落地浓度为 0.021 μg/m³、占标率为 0.21%，D_{10%} 均未出现。

5.5.2.3 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 5.5-8。

表 5.5-8 厂界四周边界浓度计算结果一览表 单位：μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
采油井场无组织废气 (HA13-H16)	非甲烷总烃	42.605	51.818	42.605	51.818
	H ₂ S	0.017	0.020	0.017	0.020
金跃 1-H12 阀组无组织 废气	非甲烷总烃	22.500	25.252	22.500	25.252
	H ₂ S	0.009	0.010	0.009	0.010
哈 16-9 阀组无组织废气	非甲烷总烃	31.495	35.348	31.495	35.348
	H ₂ S	0.013	0.014	0.013	0.014
热普 6-H6 阀组无组织废 气	非甲烷总烃	22.500	25.252	22.500	25.252
	H ₂ S	0.009	0.010	0.009	0.010

由表 5.5-8 预测结果可知，拟建工程实施后，采油井场和阀组无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 22.500~51.818 μg/m³，均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；对四周场界 H₂S 浓度贡献值为 0.009~0.020 μg/m³，均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.5.2.4 大气环境保护距离

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

5.5.2.5 非正常排放影响分析

5.5.2.5.1 污染源强

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

若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口

压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口	0	60	962	15	10	0	2	0.17	非正常	非甲烷总烃	0.9
											硫化氢	0.009
											SO ₂	8.5
											NO _x	24.7
2	放散管	0	50	961	10	10	0	2	0.17	非正常	非甲烷总烃	0.8
											硫化氢	0.006
											SO ₂	4.6
											NO _x	13.6

5.5.2.5.2 影响分析

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

表 5.5-10 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	放喷池	非甲烷总烃	14.417	0.72	197.83	15400
		硫化氢	6.729	11.22		
		SO ₂	136.16	27.23		
		NO _x	395.66	197.83		
2	放散管	非甲烷总烃	12.985	0.65		
		硫化氢	4.216	7.03		
		SO ₂	111.74	22.35		
		NO _x	356.87	178.44		

由表 5.2-10 计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 14.417μg/m³，占标率为 0.72%；硫化氢最大落地浓度为 6.729μg/m³，占标率为 11.22%；SO₂最大落地浓度为 136.16μg/m³，占标率为 27.23%；

NO₂最大落地浓度为 395.66μg/m³，占标率为 197.83%。放散管废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 12.985μg/m³，占标率为 0.65%；硫化氢最大落地浓度为 4.216μg/m³，占标率为 7.03%；SO₂最大落地浓度为 111.74μg/m³，占标率为 22.35%；NO₂最大落地浓度为 356.87μg/m³，占标率为 178.44%。

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

5.5.2.6 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表5.5-11。

表 5.5-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤4.0	1.118
		硫化氢	采出液密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.077

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场、站场清理会产生少量扬尘，施工过程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、站场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。同时拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目退役完成之后影响就会消失。

5.5.4 大气环境影响评价结论

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

5.5.5 大气环境影响评价自查表

表 5.5-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐			附录D ☒	其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2024) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐			现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建工程污染源 ☐	区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长5~50km ☐			边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃、硫化氢)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒					C _{本项目} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐			C _{本项目} 最大标率>10% ☐			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐			C _{本项目} 最大标率>30% ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (0.17) h		C _{本项目} 占标率≤100% ☐			C _{非正常} 占标率>100% ☒		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐		无监测 ☒		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a		VOC _s : (1.118) t/a			

注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

(1) 井场、站场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、站场施工实际情况，项目夜间不进行井场、站场施工，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	60	40	1	90/5	—	昼间
2	吊装机	—	60	40	1	84/5	—	昼间

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 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 5.6-2。

表 5.6-2 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

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

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 58~65dB（A），均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）

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

(2) 管线施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

② 施工噪声贡献值

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

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

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r₀}——距声源 r₀ 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r₀——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-4。

表 5.6-4 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

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

③影响分析

根据表 5.6-4 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求。本项目在靠近村庄段管线通过采取人工施工、基础减振等措施后对周边村庄影响较小，且施工作业时间较短，施工结束后噪声影响随之消失，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建工程集输管道埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为井场采油树、注水撬、注氮撬、空气源热泵等。

5.6.2.1 预测模式

a) 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

D_c —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A) ;

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A) ;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A) ;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

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。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

拟建工程噪声源噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5 井场站场噪声源参数一览表（室外）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）（dB（A））	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采油井场	采油树	—	20	30	1	85	基础减振	昼夜
2	金跃 1-H12 井场	空气源热泵	—	25	30	1	95	基础减振	昼夜
		采油树	—	20	30	1	85	基础减振	昼夜
3	注氮井场	制氮+注氮撬	—	15	30	1	95	基础减振	昼夜
		采油树	—	20	30	1	85	基础减振	昼夜
4	注水井场	注水撬	—	25	25	1	95	基础减振	昼夜
		采油树	—	20	30	1	85	基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-6。

表 5.6-6 噪声预测结果一览表

序号	厂界		拟建工程噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	采油井场	东场界	42.3	42.3	60	50	达标	达标
2		南场界	39.4	39.4	60	50	达标	达标
3		西场界	42.3	42.3	60	50	达标	达标
4		北场界	39.4	39.4	60	50	达标	达标
5	金跃 1-H12 井场	东场界	44.5	44.5	60	50	达标	达标
6		南场界	40.3	40.3	60	50	达标	达标
7		西场界	43.9	43.9	60	50	达标	达标
8		北场界	40.2	40.2	60	50	达标	达标
9	注氮井场（注水井场）	东场界	45.9	45.9	60	50	达标	达标
10		南场界	44.7	44.7	60	50	达标	达标
11	注氮井场（注水井场）	西场界	42.5	42.5	60	50	达标	达标
12		北场界	42.1	42.1	60	50	达标	达标

表 5.6-7 乌尊村噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	位置	噪声现状贡献值 /dB(A)		本项目新增噪声源噪声贡献值/dB(A)		叠加后贡献值 /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	昼间	夜间	昼间	夜间
1	乌尊村南侧	43	41	41	41	45.1	44	60	50	达标	达标

由表 5.6-6 可知项目实施后，采油井场主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 39.4~42.3dB(A)，金跃 1-H12 井场主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 40.2~44.5dB(A)，注氮井场（注水井场）主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 42.1~45.9dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，本项目噪声源对乌尊村噪声贡献值昼间为 43dB(A)、夜间为 41dB(A)，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

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

5.6.4 声环境影响评价结论

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

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-8 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 ☐						

续表 5.6-8 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
声环境影响预测与评价	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ $L_{Aeq,T}$ ）	监测点位数（1个）	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。				

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

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

①施工土方

拟建工程共开挖土方 12.744 万 m³, 回填土方 13.078 万 m³, 借方 0.334 万 m³, 无弃方, 开挖土方主要为管沟开挖产生土方, 回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖, 借方主要来源于沙雅县周边砂石料厂, 拟建工程不设置取土场。

②生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾 4.5t, 施工人员生活垃圾集中收集后, 定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

③施工废料

拟建工程施工废料产生量约为 3.4t, 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《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)》(部令第 36 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号), 拟建工程运营期产生的危

险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油，落地油、废防渗材料桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；一般工业固体废物为废分子筛，由厂家定期更换回收。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1，一般工业固体废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-2。

表 5.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.8	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	2.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入原油处理系统资源回用
废润滑油	HW08	900-217-08	1.8	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入原油处理系统资源回用

表 5.7-2 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	处理措施
1	SW59 900-009-S59	废分子筛	注氮	固态	0.5	一般工业固体废物	厂家定期更换回收

5.7.2.2 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 5.7-1 所示；

图 5.7-1 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2 所示。

图 5.7-2 危险废物相关信息标签

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

（2）危险废物运输过程影响分析

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

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

（3）危险废物委托处置环境影响分析

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

拟建工程危险废物委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司进行处置，阿克苏天蓝环保工程有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏天蓝环保工程有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处理规模 32 万 t/a，目前余量为 10 万 t/a，余量充足。因此，拟建工程危险废物委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司接收处置可行。

5.7.2.3 一般工业固体废物环境影响分析

本项目注氮由第三方进行，更换下来的废分子筛由厂家进行更换回收。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置；废弃管线

维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

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

5.8.1 风险调查

(1) 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气及硫化氢，存在于集输管线内。

(2) 环境敏感目标调查

拟建工程周边敏感特征情况见表 2.6-4。

5.8.2 环境风险潜势初判

项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为 I。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%（v）；自然燃点 380-530℃	集输管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa（-168.8℃），闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42（-164℃）	集输管线
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限 4.0%~46.0V%，溶于水、乙醇	集输管线

5.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于集输管线内。

5.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-2。

表 5.8-2 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	设备破裂泄漏	阀门、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
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。风险事故情形设定内容应包括环境风险类型、风险源、危险单元、危险物质和影响途径等。

拟建工程环境风险来自主要危险源的事故性泄漏，根据风险源识别结果，井漏事故、井喷事故、集输管线泄漏为具有代表性的事故类型，因此，本次评价确定项目最大可信事故类型为：井漏事故、井喷事故、集输管线泄漏，并引发火灾、爆炸引起大气环境污染及风险伤害，及火灾引发伴生/次生污染物的影响。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 集输管线破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；采出液中硫

化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

同时拟建工程油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，东河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，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，天然气中 H₂S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H₂S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目距塔里木河较远，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

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

5.8.5.2 井喷事故风险评价

（1）井喷对大气环境风险评价

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

（2）井喷对地表水环境风险评价

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原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.3 井漏事故影响分析

拟建工程井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。在开采层和含水层之间有多个地层分隔，奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地层，区域上比较稳定，厚度为 23m，为相对隔水层。同时为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.8.6 环境风险管理

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

5.8.6.1 井下作业事故风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.8.6.2 井漏风险预防措施

(1) 在固井工艺上,为防止采出液从井管串入其它地层,对油井采取防坍塌、防斜、防漏措施,固井完成后,对固井质量进行严格检测,满足固井相关标准、规范。

(2) 油井通过水泥将套管与地层之间进行封闭,上有封隔器完全隔绝石油开采过程中与非油气层和地下含水层的联系,阻止采出液对非油气层和地下含水层的污染;仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出液进入钢管内的通道。

(3) 油管内外壁防腐处理,避免采出液和套管表面直接接触,防止腐蚀。

5.8.6.3 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 管道敷设安装前,应加强对管材质量的检查,严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理,确保施工质量。

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。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

② 定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求的管段及时更换,消除爆管和泄漏的隐患。

③ 定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况,防止泄漏发生。

④ 制定巡线制度,并设置专门巡线工,定时对管道进行巡视,加大巡线频率,提高巡线的有效性,发现对管线安全有影响的行为,应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

⑥在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.6.4 H₂S 气体泄漏风险防范措施

（1）硫化氢监测与安全防护

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

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³（或 20ppm）），进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³（或 10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³（或 20ppm）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³（或 100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

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

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

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度（150mg/m³（100ppm））的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的

救护设备，包括适用的呼吸器具。

（3）泄漏事故风险防范措施

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

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③根据《含硫油气井钻井操作标准规范》中相关要求，作业区应配备满足要求的正压式空气呼吸器、充气泵、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒；钻井队在实施井控作业中放喷时，通过放喷管线放出的含硫油气应点火烧掉。

5.8.6.5 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

（2）火灾事故应急措施

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

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各

个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

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

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

（3）管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

5.8.6.6 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。东河采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（沙雅县）》（备案编号 652924-2025-019-LT），《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案（库车市）》（备案编号 652923-2025-196-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东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突

发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.8 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前东河采油气管理区已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。东河采油气管理区已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水。

（2）环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环

境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。
综上,拟建工程环境风险是可防控的。

环境风险自查表见表 5.8-3。

表 5.8-3 环境风险自查表

建设项目名称	塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F _I 6、F _{II} 15 断裂带 2026 年产能建设项目			
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内			
中心坐标				
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢,原油、天然气、硫化氢存在于集输管线内			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析,拟建工程油田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等			
风险防范措施要求	具体见“5.8.6 环境风险管理”			

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态减缓措施

(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) 占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

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

(6) 管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

(7) 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。

（8）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。

6.1.1.2 动植物影响减缓措施

（1）井场、管线及道路的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，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，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，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。

6.1.1.3 维持土壤肥力措施

（1）严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 8m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

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

6.1.1.4 维持区域生态系统稳定性措施

（1）管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重

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

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

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

6.1.1.5 永久基本农田生态保护措施

(1) 对永久基本农田实施避让，井场等永久占地选址尽可能避让基本农田区域。

(2) 管线等临时工程选线对永久基本农田尽可能实施避让，优化路线选择，尽可能不占用基本农田区域；在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，减少施工作业带范围。

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

(4) 因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

(5) 加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。

6.1.1.6 重点公益林生态保护措施

(1) 管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

(2) 采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将管道施工带范围严格控制在 8m 之内。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止公益林区管线风险事故的发生。

(3) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

(4) 管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。公路沿线

可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

(5) 项目完工后，要对拟建工程占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(6) 施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极遵守有关生态公益林资源保护工程管护目标、管护措施；积极配合护林员管护沿线森林资源；主动或配合做好森林“三防”工作；保护好野生动植物及其栖息环境；防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生，杜绝非法征占用林地。

6.1.1.7 水土流失防治措施

6.1.1.7.1 井场工程区

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

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

6.1.1.7.2 管道工程区

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

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

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

图 6.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

6.1.1.8 防沙治沙措施

拟建工程位于半固定沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

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

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- ②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；
- ③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；
- ⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A. 制定方案的原则：

- ①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措

施，防止沙化土地进一步扩大。

②因地制宜，分区施策：根据哈拉哈塘油田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。

③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B. 制定方案的目标：

通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

巩固防护体系，更新固沙措施，关键设施试用新型固沙措施。巩固治理成果，确保已固定的沙丘不再活化，植被群落趋于稳定，具备自然更新能力。形成可持续防护体系，使项目所在区域内主要设施（井场、管线、道路）周边风沙危害降低 60%以上。

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

①初步恢复植被，在适宜区域（如固定沙丘、土壤条件较好处）种植耐旱草籽。草种的选择根据当地自然条件来确定、可选择当地适生的耐旱耐碱植被，草籽类型为兔灌草籽，依靠天然降水，播草籽可选择在春季进行；

②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③培育群落稳定性，促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩

短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆存。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

（7）方案实施保障措施

①组织领导措施

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

②技术保证措施

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

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资 30 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在拟建工程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，预计哈拉哈塘油田沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

6.1.2 运营期生态保护措施

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

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.1.3 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），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

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

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

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

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

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

(2) 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求将项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，

污染控制难易程度分级参照表见表 6.2-1，天然包气带防污性能分级参照表见表 6.2-2，地下水污染防渗分区参照表见表 6.2-3。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

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

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性 有机污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参 照 GB18598 执行
	中—强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参 照 GB16889 执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久性 有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则，拟建工程各分区防渗等级具体见表 6.2-4。

表 6.2-4 厂区各区域防控措施一览表

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

(3) 地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握哈拉哈塘油田区域及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化,哈拉哈塘油田区域应建立地下水长期监控系统,包括科学、合理地设置地下水污染监控井,建立完善的监测制度,配备先进的检测仪器和设备,以便及时发现并及时控制。

① 监测井布置

依据地下水监测原则,参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求,结合区域水文地质特征,设置 3 眼跟踪监测井,跟踪监测井可满足项目区域的对地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	监测因子	监测频次
东一联南	哈 16-9 阀组西北侧 15km	潜水含水层	跟踪监测井	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
哈六联北	哈 702 阀组东南侧 4.4km				
h3	哈 12-H10 井西北侧 5.8km				

② 监测频率

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

③ 回注井运行过程中,应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测,油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求,定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测,检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前,应进行井筒完整性测试;平均注入量大于等于 300m³/d 的回注井应每年

至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m³/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

④上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，应加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，并及时采取相应的应急措施。

6.2.2.2 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

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

图 6.2-1 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

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

理选择污染治理技术。

（3）治理措施

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

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

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

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

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

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

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

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期无废水污染物产生，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；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

(1) 管道试压废水

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

(2) 施工队生活污水

生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

拟建工程采出水随采出液一起进入哈六联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理，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，哈六联合站采出水处理系统处理规模为 5000m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《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。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

(2) 产生的挖填方尽量实现自身平衡，开挖土方集中堆放并采取保护措施，

在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934 - 2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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 6.4-1。

表 6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场	表层样	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、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 3 年 1 次

类比现状东河采油气管理区采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区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》（XJJ119-2020）等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 6.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施； ③临时堆土采用防尘网苫盖等措施；	
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外露。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	
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 施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）
5	重污染天气应急预案	III级（黄色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96号）

续表 6.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
5	重污染天气应急预案	II 级（橙色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《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）
		I 级（红色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

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

（2）在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。

（4）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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

6.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的、

6.5.2 运营期大气环境保护措施

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

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

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

完成修复。

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

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

拟建工程井场采油树属于成熟设备，已在哈拉哈塘油田区域稳定运行多年，结合“3.1.4.4 大气环境影响回顾”的哈拉哈塘油田同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求。类比在哈拉哈塘油田同类型井场污染源监测数据，无组织废气可达标排放，因此拟建工程运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。在距离村庄或住户等声环境敏感点附近建设施工，严格控制施工时间，尽量将噪声大的设备使用时间安排在村民非休息时段。缓解、避免强噪声设备集中施工。施工单位合理安排施工时间，在村庄附近施工，采取变动施工方法措施和控制施工时间。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆通过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近敏感点一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

(2) 采取噪声控制措施

①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。

②管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管线的作业带宽度为 8m。

类比哈拉哈塘油田现有钻井井场采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

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

(2) 采取基础减振措施。

类比哈拉哈塘油田同类型井场厂界噪声监测数据，监测数据见下表。

表 6.6-1 哈拉哈塘油田井场噪声排放情况一览表

井场	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
JY201-1 井场	昼间	40~45	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~41			达标
HA10-7 井场	昼间	40~46	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~42			达标

注：JY201-1 井场、HA10-7 井场与拟建工程井场产噪设备基本一致。

根据噪声预测结果并类比井场厂界噪声监测，井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏

感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

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，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

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

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

类比哈拉哈塘油田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废分子筛，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）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油，落地油、废防渗材料桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；一般工业固体废物为废分子筛，由厂家定期更换回收。主要固体废物处理处置情况见表 6.7-1。

表 6.7-1 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	1.8t/a	危险废物 (071-001-08)	桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	2.25t/a	危险废物 (900-249-08)		
3	废润滑油	1.8t/a	危险废物 (900-217-08)	进入原油处理系统资源回用	
4	废分子筛	0.5t/a	一般固体废物 (900-009-S59)	厂家定期更换回收	

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

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

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

(2) 危险废物处置单位

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建工程落地油、废防渗材料全部委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司进行处置，阿克苏天蓝环保工程有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏天蓝环保工程有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 32 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建工程危险废物全部委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司接收处置可行。

6.7.2.3 一般工业固体废物环境影响分析

本项目注氮由第三方进行，更换下来的废分子筛由厂家进行更换回收。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比哈拉哈塘油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 温室气体排放影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业温室气体排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 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 CO₂ 排放。

拟建工程井场不设置真空加热炉，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程不涉及。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 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 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（4）CH₄ 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 CH₄ 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、阀组法兰、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）CH₄ 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 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 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）CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂。CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂，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 CO₂ 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

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

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F _I 6、F _{II} 15 断裂带 2026 年产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建工程主要核算非正常工况下的火炬气燃烧。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-正常火炬}}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{-事故火炬}}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4\text{-正常火炬}}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4\text{-事故火炬}}$ —事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} — CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中，

i—火炬系统序号；

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

$CC_{\text{非}CO_2}$ —火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF—第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} —火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} —为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

上式中，

J—事故次数；

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

$T_{\text{事故},j}$ —报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ —第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

② 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场测试放喷过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 单座井场火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm ³ /h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO ₂ 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm ³ ）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
1	井场	正常工况	0.07	48	5.77	0.98	0.0522	0.7144

根据表中参数，结合公式计算可知，单座井场测试放喷过程中火炬燃烧排放温室气体量为 1.67 吨 CO₂，本项目部署井场 9 座，则火炬燃烧排放温室气体量为 15.03 吨 CO₂。

（2）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

拟建工程为涉及原油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	石油系统	设施逃逸	井场个数
1	采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	9
2	阀组	接转站	0.18 吨/年·个	5

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 2.97 吨，折算成 CO₂ 排放量为 62.37 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

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 15.203MWh，电力排放因子根据《关于发布 2024 年电力碳足迹因子数据的公告》（生态环境部 国家统计局 国家能源局 公告 2025 年第 19 号），全国电力平均碳足迹因子为 0.5777kgCO₂e/kWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 8.78t。

(4) 温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的 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	0	/
	火炬燃烧排放	15.03	17.44
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	62.37	72.37
	CH ₄ 回收利用量	0	/

续表 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	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	8.78	10.19
	合计	86.18	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 86.18 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及温室气体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、阀组采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少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) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

东河采油气管理区建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体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，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后，温室气体排放量为 86.18 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建工程油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油桶装收集后与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用；可避免对周围环境产生影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

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

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减少其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地，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，就可能危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

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

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，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东河采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了哈拉哈塘油田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

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

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入东河采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
	植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
	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		
	施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气	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；机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行		
	废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理		

续表 9.1-1

拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	污染防治	固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置	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
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液一起通过管线送至哈六联合站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		固体废弃物	桶装收集后的落地油与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用		
		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	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》，拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（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，油田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），拟建工程应纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区排污许可管理，同时东河采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王林生

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内

主要产品及规模：①方案总井数 18 口，其中采油井转注水井 1 口、采油井转注气井 8 口，探井转采油井 9 口；②新建井场 9 座，新建阀组 3 座，改扩

建阀组 2 座，完善阀组 4 座，新建井口移动注氮橇 3 套（第三方注氮），新建井口移动注水橇 1 套；③新建集输管线 31km；掺稀管线 3.5km；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后新建产能 9.18 万吨/年。

（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 3.3-4～表 3.3-10。

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-15。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.3.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司东河采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；东河采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场、阀组	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs: 1.118	厂界非甲烷总烃≤4.0
					硫化氢							厂界硫化氢≤0.06
类别	噪声源	污染因子		治理措施	处理效果	执行标准						
噪声	采油树、注水撬、注氮撬、空气源热泵	L _{Aeq, T}		基础减振	降噪 15dB（A）	厂界昼间≤60dB（A）； 夜间≤50dB（A）						
类别	污染源	污染因子		处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 （t/a）	执行标准 (mg/L)				
废水	采出水	SS、石油类		采出水随采出液一起进入哈六联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注地层	—	—	—	—				
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体		井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理	—	—	—	—				
类别	污染源名称		固废类别		处理措施			处理效果				
固废	落地油		含油物质（危险废物 HW08）		桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置			全部妥善处置				
	废防渗材料		含油物质（危险废物 HW08）									
	废润滑油		含油物质（危险废物 HW08）		进入原油处理系统资源回用							
	废分子筛		其他工业固体废物（一般工业固体废物 S59）		厂家定期更换回收							
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行									

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）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
声环境	声环境质量	$L_{Aeq, T}$	乌尊村南侧	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	3 口地下水井	每半年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	井场	每 3 年 1 次
生态		生态恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、公益林等）	井场周围、管线沿线公益林	每年一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程投产后环保设施“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	—	10	—
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	—	—
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	—	—	—
	2	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理	不外排	20	—
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	施工废料	收集后送至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置	妥善处置	10	—
	2	生活垃圾	收集后送库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	妥善处置	10	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	330	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	30	落实水土保持措施
		防沙治沙	—	防止土地沙化	30	落实防沙治沙措施
环境 监理		开展施工期环境监理		—	30	—
运营期						
废气	1	井场、阀组无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
				场界硫化氢≤0.06mg/m ³		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	随采出液一起输送至哈六联合站处理，达标后回注地层	不外排	—	—

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)	验收标准
运营期						
废水	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理	不外排	—	—
噪声	1	采油树	基础减振	场界达标： 昼间≤ 60dB（A） 夜间≤ 50dB（A）	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008） 2类排放限值
	2	注水撬				
	3	注气撬				
固废		落地油	桶装收集后暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	80	—
		废防渗材料				
		废润滑油	进入原油处理系统资源回用			
		废分子筛	厂家定期更换回收			
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		150	—
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	10	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	70	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	20	—
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	—	—
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	200	—
合计				—	1000	—

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I6、F_{II}15 断裂带 2026 年产能建设项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设内容：①方案总井数 18 口，其中采油井转注水井 1 口、采油井转注气井 8 口，探井转采油井 9 口；②新建井场 9 座，新建阀组 3 座，改扩建阀组 2 座，完善阀组 4 座，新建井口移动注氮橇 3 套（第三方注氮），新建井口移动注水橇 1 套；③新建集输管线 31km；掺稀管线 3.5km；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后新建产能 9.18 万吨/年。

项目投资和环保投资：项目总投资 48355 万元，其中环保投资 1000 万元，占总投资的 2.07%。

劳动定员及工作制度：新建井场、阀组为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内，区域以油气开采为主。拟建工程井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司石油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》。拟建工程位于哈拉哈塘油田内，项目不涉及生

态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（沙雅县土地沙化生态保护红线区）最近为 19.4km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理；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、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测结果表明：潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。承压水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于轻度盐化～极重度盐化，无酸化或碱化～轻度碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化～极重度盐化，无酸化或碱化～轻度碱化。

环境空气质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

声环境质量现状监测结果表明：各新建井场监测值昼间为 41～43dB（A），夜间为 37～39dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求；现有井场厂界噪声监测值昼间为 45～46dB（A），夜间为 40～41dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准。

10.3.2 环境保护目标

拟建工程将评价区域内村庄设置为环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水含水层作为地下水保护目标；将乌尊村、阿热买里村设置为声环境保护目标；将井场、阀组外扩 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的耕地、园地、乌尊村、阿热买里村、英买里村、英依干其村作为土壤环境（污染型）保护目标；将各井场、阀组周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态型）保护目标；将生态影响评价范围内重要物种、塔里木河流域水土流失重点治理区、公益林作为生态保护目标。

10.4 污染物排放情况

拟建工程污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。拟建工程各主要污染物具体排放见表 10.4-1。

表 10.4-1

拟建工程污染物年排放量一览表

单位:t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
拟建工程排放量	0	0	0	1.118	0.077	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、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；运营期主要体现在动物、植物、生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

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

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险

管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。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。

10.5.5 大气环境影响

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

10.5.6 声环境影响

采油井场主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 39.4~42.3dB(A)，金跃 1-H12 井场主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 40.2~44.5dB(A)，注氮井场（注水井场）主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 42.1~45.9dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。本项目噪声源对乌尊村噪声贡献值昼间为 43dB(A)、夜间为 41dB(A)，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废分子筛，桶装收集后的落地油与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用，可避免对环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

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

应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

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

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

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

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

10.6.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈六联合站处理。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

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

10.6.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期桶装收集后的落地油与废防渗材料暂存至东河采油气管理区危废贮存场，定期由有危废处置资质的公司接收处置，废分子筛厂家定期更换回收，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）

的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田哈拉哈塘油田压舱石工程 F_I6、F_{II}15 断裂带 2026 年产能建设项目公众参与说明书》，拟建工程公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。拟建工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田分公司“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，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	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 环境影响评价的主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 环境功能区划及评价标准	16
2.5 评价工作等级和评价范围	21
2.6 环境保护目标	31
2.7 评价内容和评价重点	33
2.8 评价时段和评价方法	34
3 建设项目工程概况和工程分析	35
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	35
3.2 现有工程	54
3.3 在建工程	58
3.4 拟建工程	61
3.5 工程分析	72
3.6 相关政策法规、规划符合性分析	96
3.7 选址选线合理性分析	131
4 环境现状调查与评价	133
4.1 自然环境概况	133
4.2 生态现状调查与评价	138
4.3 地下水环境现状调查与评价	159
4.4 地表水环境现状调查与评价	172
4.5 土壤环境现状调查与评价	172
4.6 大气环境现状调查与评价	185
4.7 声环境现状调查与评价	187

5 环境影响预测与评价	189
5.1 生态影响评价	189
5.2 地下水环境影响评价	197
5.3 地表水环境影响评价	209
5.4 土壤环境影响评价	211
5.5 大气环境影响评价	220
5.6 声环境影响评价	229
5.7 固体废物影响分析	236
5.8 环境风险评价	240
6 环境保护措施可行性论证	250
6.1 生态保护措施可行性论证	250
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	258
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	263
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	263
6.5 大气环境保护措施可行性论证	265
6.6 声环境保护措施可行性论证	267
6.7 固体废物处理措施可行性论证	269
7 温室气体排放影响评价	272
7.1 温室气体排放分析	272
7.2 减污降碳措施	279
7.3 温室气体排放评价结论	280
8 环境影响经济损益分析	281
8.1 环境效益分析	281
8.2 社会效益分析	283
8.3 综合效益分析	283
8.4 环境经济损益分析结论	283
9 环境管理与监测计划	284
9.1 环境管理	284
9.2 企业环境信息披露	288
9.3 污染物排放清单	289
9.4 环境及污染源监测	290
9.5 环保设施“三同时”验收	292

10 结论 294

10.1 建设项目情况 294

10.2 产业政策、选址符合性 294

10.3 环境质量现状 295

10.4 污染物排放情况 296

10.5 主要环境影响 297

10.6 环境保护措施 299

10.7 公众意见采纳情况 299

10.8 环境影响经济损益分析 300

10.9 环境管理与监测计划 300

10.10 项目可行性结论 300