1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积$56\times10^4km^2$，石油资源储量约为107.6×10^8t，天然气资源储量约为$8.39\times10^{12}m^3$。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。

玉科区块位于塔克拉玛干沙漠北缘，属于富满油田Ⅰ区范畴，具体日常运行管理由哈得采油气管理区负责。哈得采油气管理区是塔里木油田公司下属二级单位。玉科区块年平均产油量约11.87万吨，年平均产气量约18470亿立方米，行政上隶属于新疆阿克苏地区沙雅县、库车市和巴州尉犁县。

为满足玉科区块持续稳产，保障区域整体开发效益，塔里木油田分公司决定在塔木油田实施“哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期产能建设项目”(以下简称“拟建工程”)，主要建设内容为：①新建采气井场3座（玉科801井、玉科802井、玉科10井），各井场分别设置采气树1座、二氧化碳分体式空气源热泵加热装置1套、多功能加热设备2套、自动点火装置1套；②玉科8C井场改造，新增1座4井式气井轮井阀组橇和1套多相流量计，更换井场内加热炉-出站球阀前的阀门及管线；新建玉科401试采点出站计量装置；③建设3条单井集输管线和1条集输干线共计18787m；④配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助工程。项目建成后日产液$58.71m^3/d$，日产气25万m^3。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于天然气开采项目，位于新疆巴州尉犁县境内，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和预防区，同时本项目占用公益林（天然林）。根据《中华人民共和国生态环境法典》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业07 8陆地天然气开采0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制生态环境

影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于2026年9月21日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环境治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2026年9月22日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展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2026年10月26日至2026年11月6日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于2026年10月27日、2026年10月28日在《新疆法治报》（刊号：CN65-0086）对拟建工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向巴州生态环境局报批环境影响报告书前，于2026年11月7日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期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生态环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》，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天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田“十四五”发展

规划》。拟建工程位于玉科区块，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

拟建工程距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近2.5km，不在生态保护红线区内。拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气。运营期产生的采出水随采出液一起进入哈一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理。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、巴音郭楞蒙古自治州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中，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；玉科801井场及配套的集输管线生态评价等级为三级，其余井场、集输管线生态评价等级均为二级；采气井场、集输管线地下水环境评价等级均为三级；采气井场、集输管线土壤污染型环境评价等级均为三级，采气井场、集输管线土壤生态型评价等级为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目的实施对土壤、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，H_2S 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）项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理。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，制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境的影响可以接受，从土壤环境影响角度来看，项目可行。

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

（5）拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

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

（7）拟建工程涉及的风险物质主要包括凝析油、天然气、H_2S，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，拟建工程属于天然气开采项目，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、巴音郭楞蒙古自治州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《哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期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）《中华人民共和国生态环境法典》（2026年3月12日发布，2026年8月15日施行）；

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

（6）《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第43号，2017年8月29日发布，2017年10月1日施行）；

（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日施行）；

（21）《危险废物排除管理清单（2026年版）》（生态环境部公告 2026年第2号）；

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

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

（29）《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）；

（30）《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）；

（31）《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）；

（32）《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）；

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

（34）《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）；

（35）《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）；

（36）《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）；

（37）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

（38）《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，2014年1月31日）；

（39）《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日施行）；

（40）《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31号，2024年11月7日发布）；

（41）《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）；

（42）《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

（8）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（9）《新疆生态功能区划》；

（10）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（11）《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）；

（12）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》；

（13）《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）；

（14）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（15）《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）；

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

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

（18）《关于印发〈新疆国家重点保护野生动物名录〉的通知》（自治区林业和草原局 自治区农业农村厅，2021年7月28日）；

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

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

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

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

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

（24）《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（25）《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》（2024年12月）。

2.1.3 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

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

（10）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

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

（12）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（13）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（14）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；

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

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

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《环境质量现状监测报告》；

（2）塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

（3）环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

（2)针对拟建工程特点和污染特征,确定主要环境影响因素及其污染因子。

（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。

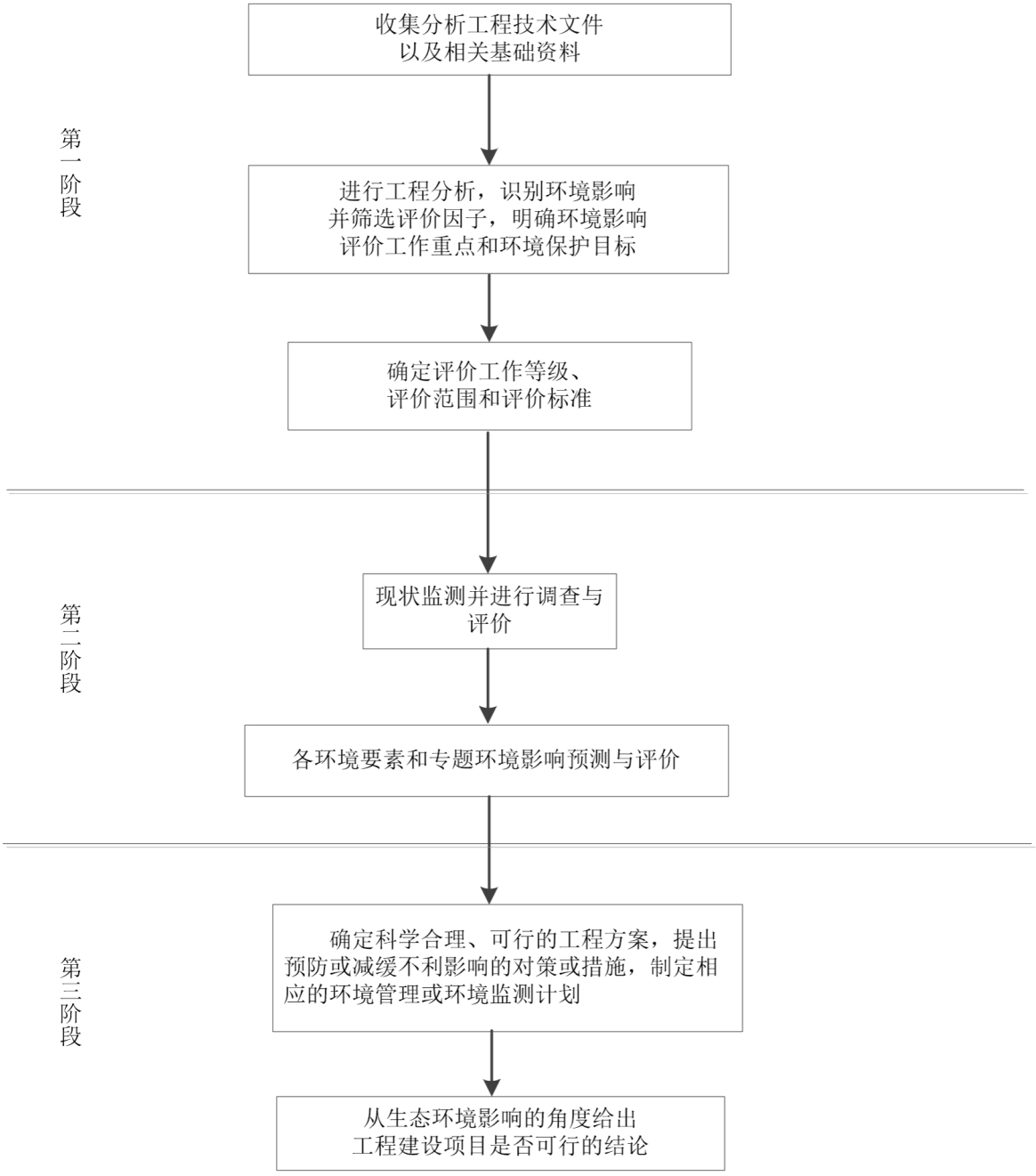


图 2.2-1　环境影响评价工作程序图

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
		井站场、管线工程	天然气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--
	地下水	-1D	-1C	--
	声环境	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	-1D
	土壤肥力	-1C	--	--
	植被覆盖度	-1C	--	+1C
	生物多样性	-1C	-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、声环境、地下水环境、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、生物多样性、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，对生态环境的地表扰动产生短期的负面影响，以及对生态环境其他因素的长期

正面影响。

2.3.2 评价因子

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

表2.3-2 拟建工程评价因子一览表

单项工程 / 环境因素	天然气开采、集输工程		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、SO_2、NO_2、非甲烷总烃	非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物、SO_2、NO_2、非甲烷总烃
地表水	本项目不跨越、穿越地表水体，不设水文影响评价因子；无废水排放，不设污染影响评价因子		
地下水	耗氧量、氨氮、石油类	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	生物多样性、生态系统完整性	地表扰动
噪声	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
固体废物	生活垃圾、施工废料	落地油、废防渗材料	落地油、建筑垃圾、废弃管线

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

拟建工程位于玉科区块，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类区；项目区域以油气开发为主，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：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）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/m^{3}的标准；H_2S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/m^{3}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；占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

上述各标准的标准值见表2.4-1至表2.4-3。

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	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值要求
		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/m³	
		1小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1小时平均	200		
	非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准
	H_2S	1小时平均	0.01	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值

环境要素	项目	标　准	单位	标准来源
地下水	色	≤15	铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无	—	
	肉眼可见物	无	—	
	pH	6.5～8.5	—	
	总硬度	≤450	mg/L	

	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		

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	铁	≤0.3		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	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	
	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			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准
声环境	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准
		夜间	50		

表 2.4-2　　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）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		

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

33	间/对二甲苯	570	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值
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	䓛	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	mg/kg	《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，风险筛选值＞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：施工厂界废气执行《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；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；厂界无组织排放H_2S执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表1二级新扩改建项目标准。

废水：采出水随采出液经集输管线最终输送至处理站处理，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，井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后运至哈四

联合站或富源7井废液处理站处理，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》（GB12523-2025）中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

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	施工厂界	颗粒物	1.0	mg/m³	《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
		二氧化硫	0.40		
		氮氧化物	0.12		
	无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
		H_2S	0.06	mg/m³	《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	μm	
		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》（GB12523-2025）
		夜间	55		
厂界噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
		夜间	50		

2.5 评价等级和评价范围

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）本项目采气井场、集输管线土壤影响范围内涉及公益林（涉及方式见下表），生态影响评价等级不低于二级。

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

（5）本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

（6）本项目新增永久征地0.0055km^2，新增临时占地面积为0.1599km^2，总面积≤20km^2。

表2.5-1　　生态评价工作等级一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	**评价等级**
玉科801井场、玉科801井场集输管线	不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线，不涉及公益林，不属于水文要素影响型建设项目，不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	三
玉科10井场	井场占用公益林地	二
玉科10井场集输管线、玉科401试采点集输干线	部分管段穿越公益林	二
玉科802井场、玉科802井场集输管线	土壤影响范围内涉及有公益林	二

由上表分析可知，本项目玉科801井场及配套的集输管线生态评价等级为三级，其余井场、集输管线生态评价等级均为二级。

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井场周围50m范围，管线中心线两侧300m范围，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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程采气井场建设属于Ⅱ类项目，集输管线建设属于Ⅱ类项目（输送介质为采出液）。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表2.5-2。

表2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

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

拟建项目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2.5-3。

表2.5-3 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2.5-4。

表2.5-4　　地下水评价工作等级一览表

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

由上表可知，拟建工程采气井场、集输管线地下水环境评价等级均为三级。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）查表法，项目地下水环境影响评价范围为井场地下水流向上游1km，下游2km，两侧外扩1km的6km^{2}矩形区域，集输管线两侧200m的范围。

2.5.3 地表水环境影响评价工作等级

2.5.3.1 地表水环境影响评价等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至哈一联合站采出水处理单元处理，井下作业废水收集后送哈四联合站或富源7井废液处理站处理，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

本项目重点分析依托哈一联合站、哈四联合站、富源7井废液处理站水处理设施的环境可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价工作等级和评价范围

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》(HJ 349-2023)，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，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），拟建工程采气井场建设属于Ⅱ类项目，集输管线建设属于Ⅱ类项目（输送介质为采出液）。

（2）占地规模

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

本项目永久占地面积为0.55hm^2，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

拟建工程井场1000m范围内及集输管线200m范围内不涉耕地、园地等敏感目标,土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

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

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响评价工作等级划分见表2.5-5。

表2.5-5　　评价工作等级分级表

占地规模 / 敏感程度	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2.5-6。

表2.5-6　　土壤环境污染影响型建设项目评价等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	**评价等级**
采气井场	Ⅱ类	井场周边1000m范围不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感目标	不敏感	**三**
集输管线	Ⅱ类	管线两侧200米范围内不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感目标	不敏感	**三**

由上表可知，本项目采气井场、集输管线土壤污染型环境评价等级均为三级。

土壤环境生态影响评价工作等级见表2.5-7。

表2.5-7　　土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量(g/kg)	环境敏感程度	**评价等级**
采气井场	Ⅱ类	＞4	敏感	二
集输管线	Ⅱ类	＞4	敏感	二

由上表可知，本项目采气井场、集输管线土壤生态型评价等级为二级。

2.4.4.2 土壤环境影响评价范围

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）影响评价范围为采气井场外扩200m，集输管线边界两侧向外延200m范围；项目土壤环境（生态影响型）影响评价范围为井场外扩2000m，管线边界两侧向外延200m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：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量

浓度，μg/m^3；

ρ_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

（2）城市农村选项确定

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

（3）模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表2.5-8；废气污染源参数见表2.5-9，相关污染物预测及计算结果见表2.5-10。

表2.5-8　　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/℃		42.2
3	最低环境温度/℃		-24.4
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		灌木林地、盐碱地、沙地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
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2.5-9　　主要废气污染源参数一览表（面源）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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（°）									
玉科10井场无组织废气			929	40	43	0	3	8760	正常	H_2S	0.00003
										非甲烷总烃	0.019
玉科801井场无组织废气			933	40	50	0	3	8760	正常	H_2S	0.00002
										非甲烷总烃	0.014
玉科8C井场无组织废气			932	40	43	0	3	8760	正常	H_2S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0187

注：玉科802井场和玉科10井场源强相同且井场面积相同，本次选择玉科10井场进行预测；玉科8C井场无组织废气为本项目扩建接入点排放量叠加井场现有设备设施排放量。

表2.5-10　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$(m)
1	玉科10井场无组织废气	非甲烷总烃	69.471	3.47	3.47	40	--
		H_2S	0.1097	1.10			--
2	玉科801井场无组织废气	非甲烷总烃	48.678	2.43		42	--
		H_2S	0.0695	0.70			--
3	玉科8C井场无组织废气	非甲烷总烃	68.384	3.42		40	--
		H_2S	0.1097	1.10			--

（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}=3.47%＜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井场为中心边长5km矩形包络线区域。

2.5.6 声环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

（1）声环境功能区类别

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

（2）敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

（3）评价工作等级判定

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

2.5.6.2 声环境影响评价范围

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

2.5.7 环境风险评价工作等级和评价范围

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

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

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

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

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≥1时，将Q值划分为：(1)1≤Q＜10；(2)10≤Q＜100；(3)Q≥100。

表2.5-11　　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
集输干线	1	天然气	74-82-8	8.2	10	0.82
	2	凝析油	/	53	2500	0.0212
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.00004
项目Q值Σ						0.84124

注：本次评价选取集输干线核算Q值，该管线直径163.8mm，管线压力10MPa，长度4713m。

经计算，本项目Q值为0.84124，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录C要求，本工程Q＜1,环境风险潜势为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2.5-12。

表2.5-12　　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2.5-12可知，本工程环境风险潜势为Ⅰ，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.5.7.2 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），本项目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

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程200m范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将各井场周围2km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

响评价范围内的塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区、重要物种、国家二级公益林作为生态保护目标;将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表2.6-1至2.6-4。

表2.6-1　　地下水环境保护目标一览表

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

表2.6-2　　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外2000m及集输管道周边200m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.6-3　　生态保护目标一览表

序号	生态保护目标	与厂区（工程）方位/距离（m）（重要野生动、植物分布区域）	工程占用情况（占用面积、占用比例或不占用）
1	塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区范围	--	占用
2	重要物种（胀果甘草）	--	不占用
3	国家二级公益林	玉科10井场外扩50m范围，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	玉科10井场占用、部分集输管线穿越

表2.6-4　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
大气环境	井场周边3km内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	--	--	--	--
	井场周边500m范围内人口数小计					0
	井场周边3km范围内人口数小计					0
	集输管线周边200m内					0
	大气环境敏感程度E值					E3
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h内流经范围		与排放点距离
	1	--	--	--		--

	地表水环境敏感程度E值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	评价范围内潜水含水层	G3	Ⅲ类	D1	--
	地下水环境敏感程度E值					E2

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	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	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：玉科区块开发现状、环保手续履行情况、区块回顾性评价、现有工程污染物年排放量、存在的问题及整改措施。 现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 在建工程：基本情况、“三同时”执行情况、工艺流程及产排污节点 拟建工程：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
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

续表2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
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	环保措施及其可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

本项目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

本项目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

本项目位于玉科区块，故本次评价主要对玉科区块进行回顾。

3.1.1 玉科区块开发现状

(1)玉科区块主体工程建设情况

目前玉科区块已建成计转站3座、产能井31口，油田内部建设有较完善的集输管网和油田道路等。玉科区块年平均产油量约11.87万吨，年平均产气量约18470亿立方米。玉科区块开发时间较短，目前尚无退役井。

(3)公用工程建设情况

①给排水

玉科区块各井场为无人值守井场，试采点设值班人员，值班人员生活用水通过罐车拉运至试采点，生活污水定期拉运至哈得作业区公寓生活污水处理装置处理，公寓生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层。井下作业废液主要为31口产能井洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液，主要包括废压裂液、废酸化液、废洗井液等，产生量约为123.9t/a～212.1t/a，根据其井场位置选择性的拉运至联合站隔油池、塔河南岸环保站或废液处理站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的回注水质指标要求后回注地层，井下作业废液成分主要为油类物质、悬浮物等，经处理达标后回注地层主要为保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。前期钻井过程中会产生酸化压裂返排液，已全部拉运至塔河南岸环保站或废液处理站进行处理。

②供热

玉科区块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，燃料为联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。

③供电

玉科区块建有完善的电力系统，区域内电网较为成熟，区块生产用电依托已建电力系统，可以满足本项目供电需求。

(4)辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前玉科区块分布有3座计转站，周边区域井场就近进入附近计转站进行油气水分离，分离后的油、气通过已建管道外输至联合站。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

目前玉科区块内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 环保手续履行情况

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

表3.1-1　玉科区块开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评手续	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	已于2020年12月完成自主验收工作		
2		哈拉哈塘油田塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2019]84号	2019年6月28日	正在开展验收		
3		哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2020]9号	2020年1月14日	已于2023年3月完成自主验收工作		
4		玉科区块产能建设项目	巴州生态环境局	巴环评价函〔2023〕5号	2023年1月6日	已于2024年7月完成自主验收工作		
5		哈得采油气管理区玉科401试采点转集输工程	巴音郭楞蒙古自治州生态环境局	巴环评价函〔2025〕10号	2025年2月17日	正在建设过程中		
4	环境风险应急预案	塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案	2025年2月对《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为652924-2025-004-L					
5	排污许可执行	哈得采油气管理区	跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023年8月19日,登记编号:91652800715549l1XG053Y)					

	情况		满深油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023年9月3日,登记编号:9165280071554911XG052Y) 富源油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023年9月3日,登记编号:9165280071554911XG051W) 综合管理部固定污染源排污登记回执(2023年8月19日，登记编号:9165280071554911XG054W)
6	环境影响后评价开展情况	塔里木油田公司环境影响后评价报告	编制完成《关于塔里木油田公司环境影响后评价报告书》并于2026年8月31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[2026]456号)

3.1.3 区块回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对玉科区块分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。玉科区块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。

油田进入正式生产营运期后，不会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已自然恢复，已有零星植物恢复生长，正逐渐恢复为自然景观。

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活

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

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

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

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

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

（3）生态保护措施回顾

①井场

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



图 3.1-1　　玉科区块现有井场情况

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。项目区自然植被恢复缓慢，区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。根据现场调查，在荒漠地带管垄上方铺设了10m左右的草方格（1m×1m），一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

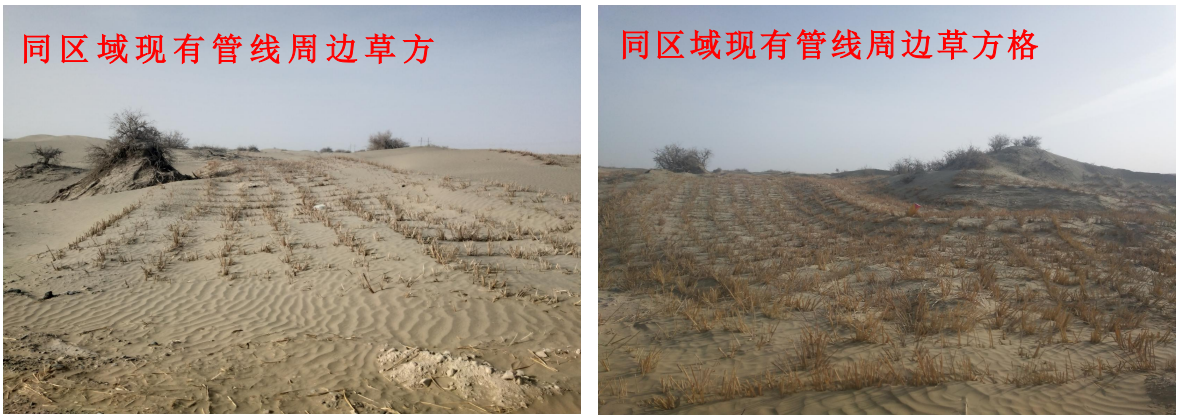


图3.1-2　　管道临时占地恢复情况

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水；油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态环境影响较小。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

（4）水土保持和防沙治沙措施回顾分析

①井场工程区

针对井场采用砾石压盖措施，同时，施工结束后对场地进行平整，对局部高差较大处，用铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松，保证土体再塑，稳坡固表，防止水土流失。

项目区降水量极少，蒸发量却很大，对施工区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。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

避免增加对地表扰动和破坏。施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

②管道工程区

对管道工程区管沟回填后进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。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，在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。项目区降水量极少，蒸发量却很大，对施工区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

根据现场调查，在荒漠地带管垄上方铺设了10m左右的草方格（1m×1m），一定程度上起到了很好的防风固沙作用。项目的实施未对区域水土流失、沙化土地造成较大影响，项目采取的水土保持和防沙治沙措施可行、有效。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油田建设的特点分析，玉科区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如场站、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，会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，土壤正常发育受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0～

20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

玉科区块主要土壤类型主要为盐化林灌草甸土、荒漠风沙土、草甸土等。以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，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，玉科区块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 水环境影响回顾

气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。

气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。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

气田采用全密闭集输工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施；通过本次评价地下水监测井水质可看出，气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。

本次评价收集玉科区块历年的地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，超标的主要原因与区域原生水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

上述分析可知，玉科区块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

（1）现有污染源达标分析

根据现场调查，玉科区块内现有的各井场油气集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放；井站场场界无组织废气均可达标排放。运营期站场、井场真空加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

根据区域污染源例行监测数据进行区块现状有组织废气污染物达标情况分析。有组织监测结果见表3.1-2。

表3.1-2　玉科区块站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度（mg/m³）	主要处理措施	标准	达标情况
玉科401试采点真空加热炉	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.4～2.7 6～20 81～96 ＜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
玉科计转站真空加热炉	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.3～1.6 5～10 91～134 ＜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

由表3.1-2可知，玉科区块站场加热炉烟气中颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据区域污染源例行监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表3.1-3。

表3.1-3　　玉科区块站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度（mg/m³）	主要处理措施	标准	达标情况
玉科401试采点	无组织废气	非甲烷总烃	0.24～0.39	日常维护，做好密闭	《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	达标

		硫化氢	未检出	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

站场监测点监测结果表明，场界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，H_2S排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准。

（2）废气治理措施有效性

根据现场调查，玉科区块开发过程中的大气污染物主要是井场、站场等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

①在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，采出液集输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，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类排放量。

②对各井场、站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

③在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据验收进行的污染源监测数据，各场站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。说明各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

（3）环境空气质量变化趋势与分析

本次回顾引用巴州例行监测点2021年-2025年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，玉科区块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、硫化氢，本次六项基本因子仅分析PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2四项因子。

表3.1-4　区域2021年-2025年环境空气质量变化情况一览表　单位：μg/m³

地区	污染物	年评价	2021年现	2022年现	2023年现	2024年现	2025年现	标准值	达标

		指标	状浓度（μg/m³）	状浓度（μg/m³）	状浓度（μg/m³）	状浓度（μg/m³）	状浓度（μg/m³）	（μg/m³）	情况
巴州	PM_{10}	年平均值	83	81	82	74	60	60	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	27	27	26	26	21	30	达标
	SO_2	年平均值	4	5	5	5	6	60	达标
	NO_2	年平均值	25	20	14	23	21	40	达标

从表中可以看出，区域PM_{10}年平均值均处于超标状态，主要原因是因为紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；$PM_{2.5}$、SO2、NO_2年平均值均处于一个逐步降低的过程，说明气田开发过程中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6项基本因子，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，未因为气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

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

3.1.3.5 固体废物影响回顾

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

危险废物主要包括修井油泥、管线刺漏含油污泥；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、拆除垃圾等；生活垃圾主要为各生活点产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物收集后送有资质单位进行处理，达到《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)后，由油田公司统一用于油田作业区内铺设道路及井场；钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥

浆及岩屑拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的固体废物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；拆除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。前期钻井工程涉及放喷池，主要涉及测试放喷废气，无固体废物产生。营运期事故状态下放喷池可能产生废油，根据调查，玉科区块至今未发生过原油放喷事故。

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，钻井公司定期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 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。

总体上，玉科区块落实了环评报告中提出的各项固废污染防治措施。

3.1.3.6 声环境影响回顾

气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，施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。根据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-5　　玉科区块站场噪声排放情况一览表

站场	监测值 dB(A)	主要处理措施	标准	达标情况

YUKE401试采点	昼间	40～48	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	38～46			达标

运营期玉科区块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。由上表可知，玉科区块井场、站场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，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。

3.1.3.7 环境风险回顾

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

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，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，加强管线和警戒标志的管理工作。

（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连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

（4）管道事故应急措施

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

①按顺序关闭阀门

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

②回收泄漏原油、凝析油

首先限制地表污染的扩大。原油、凝析油中石油类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类移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表石油类，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。

（5）管道刺漏事故应急措施

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。对泄漏的凝析油回收，若凝析油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。

玉科区块隶属于塔里木油田分公司哈得采油气管理区管理，塔里木油田分公司哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号：652924-2025-004-L)。哈得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以看出，哈得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，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置按照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。哈得采油气管理区按照《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)，哈得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。2020年8月13日塔里木油田分公司哈得采油气管理区申领了排污许可证(证书编号：91652800715549l1XG051W)，并于2024年3月6日进行变更。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，哈得采油气管理区围绕QHSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》(HJ/T295-2006)、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》(HJ944-2018)，哈得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

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

哈得采油气管理区已编制完成《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》，并于2025年2月完成备案工作（备案编号652924-2025-004-L），并严格按照应急预案要求进行应急演练。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并

对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.4 玉科区块污染物年排放量

根据哈得采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据、环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，现有工程污染物年排放情况见下表。

表3.1-6　　玉科区块污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
玉科区块污染物排放量	1.05	0.15	6.86	3.08	0.02	0	0

3.1.5 存在的问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块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）现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

（2）信息披露不够规范。

整改方案：

（1）后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。

（2）健全环境信息披露制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 令 第24号）、《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81号）、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》（国环规环评〔2017〕4号）等进行企业相关信息披露，按照《固体废物污染环境防治信息发布指南》（环办固体函〔2024〕37号）的规定及时发布固体废物相关信息。

3.2 现有工程

本工程在现有玉科8C井场新建1座4井式阀组撬，玉科401试采点新建1座出站计量装置，本次评价将现有玉科8C井场、玉科401试采点作为现有工程

进行介绍。

3.2.1 现有工程概况

玉科8C井场位于巴州尉犁县内，中心地理坐标为东经84°18′50.75″，北纬40°52′16.31″，井场主要设备包括采气树、真空加热炉（电加热）等，现状天然气产量为10×10⁴Nm³/d，产油量为3.21m³/d。玉科8C井场油气通过管线油气混输至玉科701阀组站，经玉科701阀组站现有管线汇入至玉科401试采点。

玉科401试采点于2021年建成投产，主要收集周边6口井井场来液进行气液分离，分离后的天然气经闪蒸分离撬后输至玉科天然气回收站，液相（油水）经加热节流撬加热后贮存在储油罐，定期送至富源东1号接转站处理。玉科401试采点采出液设计处理能力200t/d，天然气设计处理能力22.5万m³/d。目前采出液实际处理能力为50.6t/d，天然气处理能力8.73万m³/d。玉科401试采点现有设备设施基本情况见表3.2-1。

表3.2-1　玉科401试采点主要设备设施及建构筑物情况一览表

序号	设备名称	数量	单位	备注
1	玉科401井采油树	1	座	—
2	4井式阀组撬	1	座	—
3	生产分离撬	2	台	--
4	闪蒸分离撬	1	台	—
5	储油罐	4	座	容积均为50m³
6	火炬	1	座	—
7	放空立管	1	座	—
8	燃料气分液包	1	座	—
9	加热节流撬	1	台	315kW
10	装车鹤管	1	座	—
11	放喷池	1	座	—
12	值班室	2	座	—

3.2.2 现有工程手续履行情况

现有工程环保手续履行情况见表3.2-2所示。

表3.2-2　环评及验收情况一览表

序	包含内容	建设项目名称	环评文件	验收文件

号			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	玉科8C井及集输工程	玉科8C井集输工程	巴州生态环境局	巴环评价函[2026]149号	2026年8月25日	已建设完成，正在验收中		
2	玉科401试采点	哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2020]9号	2020年1月14日	已于2023年3月完成自主验收工作		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

结合《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据及类比分析，玉科401试采点现有污染源及治理措施情况见表3.2-3。

表3.2-3　　玉科401试采点现有污染源及治理措施汇总一览表

类别	工程	污染源	污染物	排放浓度(mg/m³)	主要处理措施	标准	达标情况
废气	有组织废气	加热节流撬	烟尘	2.4～2.7	使用清洁能源天然气	《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
			SO_2	6～20			
			NOx	81～96			
			烟气黑度	＜1级			
	无组织废气	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.24～0.39	采取密闭集输工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
类别	污染源		污染物	产生量(t/d)	治理措施	治理效果	达标情况
废水	值班室生活污水		COD、BOD_5、SS、NH_3-N	58.4	定期拉运至哈得作业区生活污水处理设施	《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)及修改单表1二级标准	达标
项目	位置	污染源	时间	场界监测值	主要处理措施	标准	达标情况
噪声	场界	噪声	昼间	40～48dB(A)	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	38～46dB(A)			
类别	污染源	污染物	产生量(t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况
固废	阀组内阀门、法兰等原油	落地油	0.2	危险废物	委托新疆沙运环保工程有限公司接收	全部妥善处置，不外排	—

	渗漏				处理		

根据以上污染源监测数据，玉科401试采点加热节流撬烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，场界无组织非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求；生活污水定期拉运至哈得作业区生活污水处理设施；场界昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准限值；危险废物收集后委托有危废处置资质单位接收处理。

玉科8C井场设备设施已经建设完成，但尚未开展验收监测，本次类比周边区块现有同类型井场监测结果可知，井场非甲烷总烃浓度可满足《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，硫化氢浓度可满足《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。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，目前现有工程污染源排放见表3.2-4。

表3.2-4　　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	H_2S		
玉科401试采点、玉科8C井场	0.005	0.018	0.241	0.457	0.003	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，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

本项目为探转采项目，目前正在钻井中，本次评价将玉科801井钻井工程、玉科802井钻井工程、玉科10井钻井工程作为在建工程进行介绍。

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	玉科801井	玉科802井	玉科10井
位置	巴州尉犁县		
坐标	E84° 17′ 17.652″ N40° 47′ 48.324″	E84° 16′ 52.843″ N40° 53′ 20.546″	E84° 21′ 51.724″ N40° 51′ 54.892″
设计井深	9144m	8504m	8700m
目的层	奥陶系一间房组、鹰山组、蓬莱坝组	奥陶系一间房组、鹰山组	奥陶系一间房组、鹰山组
完钻原则	钻至目的层	钻至目的层	钻至目的层
完井形式	套管射孔完井	裸眼完钻	裸眼完钻
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等		

3.3.2 “三同时”执行情况

在建工程三同时执行情况见表3.3-2。

表 3.3-2　　在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	玉科802井(勘探井)钻井工程	巴州生态环境局	巴环评价函〔2026〕53号	2026.4.30	钻井过程中		
2	玉科10井(勘探井)钻井工程						
3	玉科801井(勘探井)钻井工程	巴州生态环境局	巴环评价函〔2026〕54号	2026.4.30	钻井过程中		

3.3.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为玉科801井钻井工程、玉科802井钻井工程、玉科10井钻井工程，包括钻前场地平整、钻井工程、钻后测试放喷等。

现阶段钻井工程尚未结束，结合环评阶段产污节点识别，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，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；废水污染源主要为废酸化压裂废水和生活污水，目前酸化压裂废水尚未产生，后期产生后采取加碱中和后拉运至富源7井废液处理站处理；施工营地设置有生活污水处理装置，生活污水排入生活污水池暂存，经撬装式污水处理装置处理后，水质

达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表2的B级标准，用于荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵、钻机和放喷气流噪声，采取基础减振等降噪措施。固体废物为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，其中膨润土体系废弃钻井泥浆及岩屑排入防渗膨润土岩屑池干化，经检测达标后，用于井场平整；聚磺体系废弃钻井泥浆及岩屑在井场环保罐收集后，转运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置；含油废物由有危废处置资质单位接收处置；撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存和生活垃圾一同送轮南固废填埋场填埋。

目前玉科801井钻井工程、玉科802井钻井工程、玉科10井钻井工程正在钻井过程中，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，钻井工程取得环保验收手续后本项目方可施工。

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	哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期产能建设项目
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	新疆巴州尉犁县境内
建设性质	改扩建
建设周期	滚动开发
总投资	项目总投资2506.13万元，其中环保投资40万元，占总投资的1.60%

续表3.4-1　　拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
占地面积			占地面积16.54hm^2（永久占地面积0.55hm^2，临时占地面积15.99hm^2）
工程内容	主体工程	井场、站场工程	新建采气井场3座（玉科801井、玉科802井、玉科10井），玉科8C井场改造，新增1座4井式气井轮井阀组橇和1套多相流量计，更换井场内加热炉-出站球阀前的阀门及管线；新建玉科401试采点出站计量装置
		管道工程	建设3条单井集输管线和1条集输干线共计18787m

	公辅工程	供电工程	本工程用电就近从已建35kV线路引接，可满足本项目用电负荷
		供热工程	运营期井场加热主要使用多功能加热设备和电真空加热炉等进行加热
	环保工程	给排水	施工期：施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，泼洒抑尘，管线试压废水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一联合站处理，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四联合站或富源7井废液处理站处理，处理满足标准后回注地层
		防腐工程	地上保温碳钢管道、阀门外防腐采用无溶剂环氧涂料+环氧云铁中间漆。管道保温层采用憎水型复合硅酸盐管壳，阀门层保温采用憎水型复合硅酸盐毡。井场管道及阀门防护采用防护层采用氯化橡胶玻璃布。站场管道防护层采用铝合金薄板，阀门保温防护采用憎水型复合硅酸盐毡与铝合金薄板预制成的可拆卸式保温盒。 埋地保温碳钢管道防腐采用无溶剂环氧涂料。补口方式与两侧管道防腐方式一致。保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳，防护层采用玻璃钢
		自控工程	井场设置检测仪表，井口配置可燃气体检测及硫化氢检测仪，井场设置RTU控制系统，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
		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；
		废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘； 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一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理达标后回注地层； 退役期：管线清洗废水依托联合站处置
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至轮南固废填埋场填埋处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至轮南固废填埋场填埋处置； 运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置；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

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	环保工程	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道，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； 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检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪
	依托工程	采出水	采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层
		井下作业废水	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理

3.4.2 油气资源概况

3.4.2.1 油气范围

富满油田玉科区块位于塔里木盆地满加尔凹陷北部的哈得（哈得逊）构造带上，该构造带处在满加尔凹陷向塔北隆起的过渡部位，北侧为塔北隆起上的轮南低凸起，行政隶属于阿克苏地区沙雅县、库车市和巴音郭楞蒙古自治州尉犁县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘戈壁荒漠地区，地表为塔里木河中游南岸洪泛平原及沙漠区，主要为沙漠和浮土。

3.2.2.2 勘探开发概况

玉科区块为塔里木油田分公司近几年开发的新油气区，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为勘探收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形势为边勘探、边开发。

3.2.2.3 地层特征

玉科区块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，其中奥陶系为主要目的层。根据已钻井钻遇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，中奥陶统一间房组，中－下奥陶统鹰山组、蓬莱坝组，其中一间房组是本区主要的储层段和油气产层段，厚度150m左右，岩性以浅褐灰、灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩为主，夹瓶筐石生物障积岩和藻粘结岩，电性上表现为低自然伽马和较高电阻率特征。

3.2.2.4 构造特征

玉科区块主体位于北部坳陷阿满过渡带，构造形态上近似“三角形”特征。北接塔北隆起，南部为塔中隆起，西部为阿瓦提凹陷，东靠满加尔凹陷。油田北部与轮古-塔河－哈拉哈塘－英买力相连，以宽缓坡折带过渡，构成奥陶系碳酸盐岩特大型油田群。玉科区块生产层位主要为奥陶系一间房组－鹰山组，埋深位于6500m～9000m之间。奥陶系一间房组顶面构造整体呈北西高南东低特征，区内走滑断裂发育。

3.4.2.5 气藏流体性质

（1）凝析油物性

凝析油性质为轻质、低粘度、低含硫、含胶质+沥青质、含蜡。

表3.4-2　　凝析油物理性质统计表

20℃密度(g/cm³)	50℃粘 度(mPa·s)	凝固点(℃)	析蜡温度(℃)	含蜡量(%)	含胶质量(%)	含沥青量(%)	含硫量(%)
0.7856～0.81	1.056～2.414	-22～6	25～49	8.2～11.7	0.02～0.44	0.01～0.57	0～0.142

（2）天然气物性

参考玉科区块，天然气组分如下。

表3.4-3　　天然气物理性质统计表

相对密度	甲烷(mol%)	乙烷(mol%)	丙烷(mol%)	丁烷(mol%)	戊烷及以上(mol%)	H_2S(mol%)	二氧化碳含量(mol%)	氮气含量(mol%)
0.6184	93.6	2.17	0.55	0.38	0.3495	0.0035～0.0126	1.81	1.1

（3）地层水性质

玉科区块地层水水型为$CaCl_2$型，地层水密度1.0116～1.1641g/cm³；氯根64800～139000mg/L；总矿化度119900～178300mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表3.3-3。

表3.4-4　　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	3
2		单井日产液量	玉科801井	m³/d	31.5

			玉科802井	m^3/d	3.21
			玉科10井	m^3/d	24
3		单井日产气量	玉科801井	万m^3/d	5
			玉科802井	万m^3/d	10
			玉科10井	万m^3/d	10
4		动用资源储量		万m^3	91250
5		新建管线		m	18787
6	能耗指标	年电耗量		$10^4kWh/a$	595
7	综合指标	总投资		万元	2506.13
8		环保投资		万元	40
9		永久占地面积		hm^2	0.55
10		临时占地面积		hm^2	15.99
11		劳动定员		人	不新增
12		工作制度		h	8760

3.4.4 工程组成

本项目主要包括井站场工程、管线工程、封井工程、公辅工程、环保工程、依托工程等6部分内容。

3.4.4.1 井站场工程

(1)井场

拟建工程新建3座采气井场，属于探转采工程，玉科801井、玉科802井、玉科10井井口采出液经节流后通过加热装置加热后，通过新建集输管线输送至邻近井场或阀组站，最终通过区域现有管线输送至哈一联合站进行处理。井场均设置有RTU控制器，井口采集数据通过RTU控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表3.4-5。

表3.4-5　　拟建工程主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
玉科802井场/玉科10井场	1	采气树	—	座	1
	2	二氧化碳分体式空气源热泵加热装置	设计制热量：200kW@-20℃ 制热量：≥170kW， -20℃下COP≥1.8	套	1
	3	自动点火装置	等离子点火装置	套	1

	4	多功能加热设备	无热源多功能涡流加热设备设计热负荷：50kW	套	2
玉科801井场	1	采气树	—	座	1
	2	真空加热炉	100kW，电加热	座	1
	3	自动点火装置	等离子点火装置	套	1
玉科8C井场	1	4 井式气井轮井阀组橇	设计压力：10MPa	套	1
	2	多相流量计	设计压力：10MPa	套	1

(2)站场工程

本次在玉科401试采点新建出站计量装置，主要是为玉科401试采点的采出液的外输计量作用，玉科401试采点新增主要工程内容见表3.4-6。

表3.4-6　　拟建工程新增主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
玉科401试采点	1	外输气流量计	超声波流量计 设计压力 10MPa DN100	套	2

3.4.4.2 管线工程

拟建工程新建单井集输管线3条，新建集输干线1条，总长度为18787m；各单井采出液经拟建集输管线密闭输至就近井场/阀组站计量,最终输至哈一联合站处理。

表3.4-6　　集输管线部署一览表

序号	起点	终点	长度（m）	敷设方式	设计压力（MPa）	管径和材质	输送介质
1	玉科802井场	玉科8C井场	3242	埋地敷设	9.0	DN100　柔性复合管	采出液
2	玉科801井场	玉科701阀组站	6407	埋地敷设	9.0	DN100　柔性复合管	采出液
3	玉科10井场	玉科8C井场	4425	埋地敷设	9.0	DN100　柔性复合管	采出液
4	玉科401试采点	哈一联-塔轮线T接点	4713	埋地敷设	10.0	D163.8×6.3mm无缝钢管	采出液
5	合计		18787	-	-	-	-

3.4.4.3 封井工程

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

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

3.4.4.4 公辅工程

（1）供电工程

本工程新建单井井场用电就近从已建35kV玉满线线路引接，35kV线路已建设至各井场周边,玉科10井场和玉科802井场分别建设1座500kVA变压器，玉科801井场建设1座160kVA变压器。经核算，本项目用电量为595万kWh。

（2）给排水

①给水

施工期工程用水主要包括生活用水及管线试压用水。生活用水由罐车拉至井场，施工人数约10人，施工周期60天，按生活用水量100L/d·人计，本项目生活用水量总计约60m^3。管道试压用水由罐车拉运至现场，用水量共计约42m^3，主要用于管道试压。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为盥洗废水、试压废水。施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘。管线试压废水约为42m^3，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水随油气混合物最终输送至哈一联合站处理，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富源7井废液处理站处理达标后回注地层。

（3）供热工程

拟建工程运营期井场加热主要使用多功能加热设备和电真空加热炉等进行

加热。

（4）防腐保温工程

地上保温碳钢管道、阀门外防腐采用无溶剂环氧涂料+环氧云铁中间漆。管道保温层采用憎水型复合硅酸盐管壳,阀门层保温采用憎水型复合硅酸盐毡。井场管道及阀门防护采用防护层采用氯化橡胶玻璃布。站场管道防护层采用铝合金薄板，阀门保温防护采用憎水型复合硅酸盐毡与铝合金薄板预制成的可拆卸式保温盒。

埋地保温碳钢管道防腐采用无溶剂环氧涂料。补口方式与两侧管道防腐方式一致。保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳，防护层采用玻璃钢。

（5）自控工程

井场设置检测仪表,井口配置可燃气体检测及硫化氢检测仪,井场设置RTU控制系统,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。

3.4.4.7 环保工程

玉科区块现有环保设施比较齐全，依托的哈一联合站配套有采出水处理系统，运营期采出水处理、落地油、废防渗材料危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.4.4.8 依托工程

（1）哈一联合站

①哈一联合站基本情况

哈一联合站于2005年4月29日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2005〕161号），2007年10月16日原新疆维吾尔自治区环境保护局进行了验收公示；2016年哈一联进行了扩建，纳入哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程中，于2016年8月取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1264号），并于2020年12月通过了阿克苏地区生态环境局竣工环境保护验收备案（备案编号：BA652900YS2020-122）。

目前，哈一联设计原油处理规模145×10^4t/a，天然气处理规模$200\times10^4Nm^3/d$，含油污水处理规模$5000m^3/d$，注水规模$3050m^3/d$，生活污水处理规

模72m³/d。

②工艺流程

原油处理流程：哈一联合站采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离（一段），脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变真空加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离（二段），脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进入原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。

天然气处理流程：天然气处理采用两级除油工艺：三相分离器分离出来的天然气（一段气）经一级天然气除油器除油后依靠自压输送至哈四联合站，经原油脱水器分离出来的天然气（二段气）进入二级天然气除油器除油，再经天然气压缩机增压后与一段气汇合，外输至哈四联合站伴生气处理装置进行处理。

采出水处理流程：采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水进入污水接收罐（2000m³）均质混合，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注。

生活污水处理流程：哈得采油气管理区公寓生活污水处理设施采用“化粪池+一体化设备污水处理”工艺，处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表1二级标准，用于周边荒漠灌溉。

③依托可行性

本项目各井场采出液通过新建单井集输管线混输至周边井场或阀组站，最终输送至哈一联合站。运营期采出水随采出液一起最终进入哈一联合站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。本项目各井场距离哈一联合站最近距离51km，依托哈一联合站富余情况如表3.3-8所示。

表3.3-8　　哈一联合站处理能力一览表

哈一联合站	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
原油×10^4t/a	145	99.4	45.6	2.14	可依托
天然气×$10^4$$Nm^3$/d	200	140	60	25	可依托
废水m^3/d	5000	4300	700	40	可依托

由上表可知，哈一联合站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

（2）哈四联合站

①基本情况

哈四联合站已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水、供热的大型联合站。哈四联合站按功能分成十大系统，主要包括：原油处理系统、清污水处理系统、注水系统、伴生气处理装置、消防系统、仪表风系统、淡化水处理系统、锅炉供热系统、装卸油系统和DCS控制系统。哈四联合站于2005年4月26日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2005〕161号），2007年10月16日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。目前仅清污水处理系统、注水系统处于运行状态。

②工艺流程

污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入2500m^3来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入1000m^3净化水罐或2000m^3污水注水罐。

③依托可行性

本项目井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，可拉运至哈四联合站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。本项目各井场距离哈四联合站最近48km。

哈四联合站运行负荷见表3.3-9。

表3.3-9　　哈四联合站依托可行性分析表　　单位：m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
哈四联合站	5000	4500	500	5.57（557t/a）	可依托

（3）富源7井废液处理站

①基本情况

富源7井废液处理站位于尉犁县，设施的中心坐标为北纬40°54′27.339″，东经84°8′23.748″。于2025年4月30日取得巴州生态环境局批复（巴环评价函〔2025〕82号），于2026年6月完成自主验收。

②钻试修废水处理工艺

富源7井废液处理站设计废液处理规模720m³/d，废液处理工艺简介如下：

采取氧化破胶+混凝调质+气浮分离+多级过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的指标要求，用于油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括氧化破胶+混凝调质+气浮分离+多级过滤等工序，具体流程见图3.4-1。

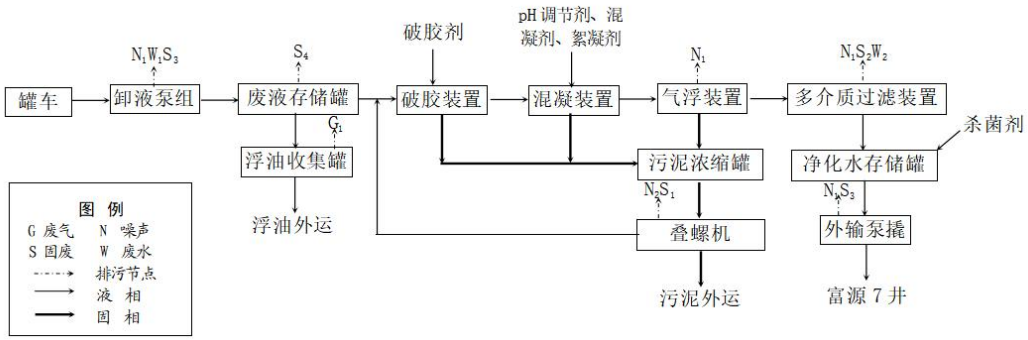


图3.4-1 废水处理工艺流程图

③依托可行性

本项目井下作业废水在进站后先进入废液存储罐中暂存，在进入装置处理之前，可根据来水的差异性进行调配水质。拟建工程3口井产生的井下作业废水为557t/a，远小于富源7井废液站年处理能力23.7万m³，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

本工程施工期分为井场、试采点建设、管线敷设，工艺流程及排污节点分述如下：

3.5.1.1.1井场、试采点建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场、试采点，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及焊接烟气，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，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；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；废水污染物主要为盥洗废水，施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘；固体废物为场地平整产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于场地平整；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轮南固废填埋场填埋处置，生活垃圾定期清运至轮南固废填埋场填埋处置。

3.5.1.1.2 管线敷设

埋地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、收尾工作等。施工方案见图3.4-1。

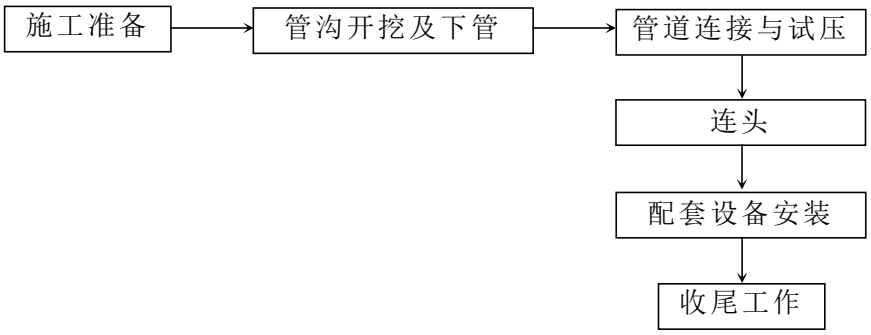


图3.5-1　施工方案工艺流程图

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。施工车辆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8m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≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽1.0m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1.25，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。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

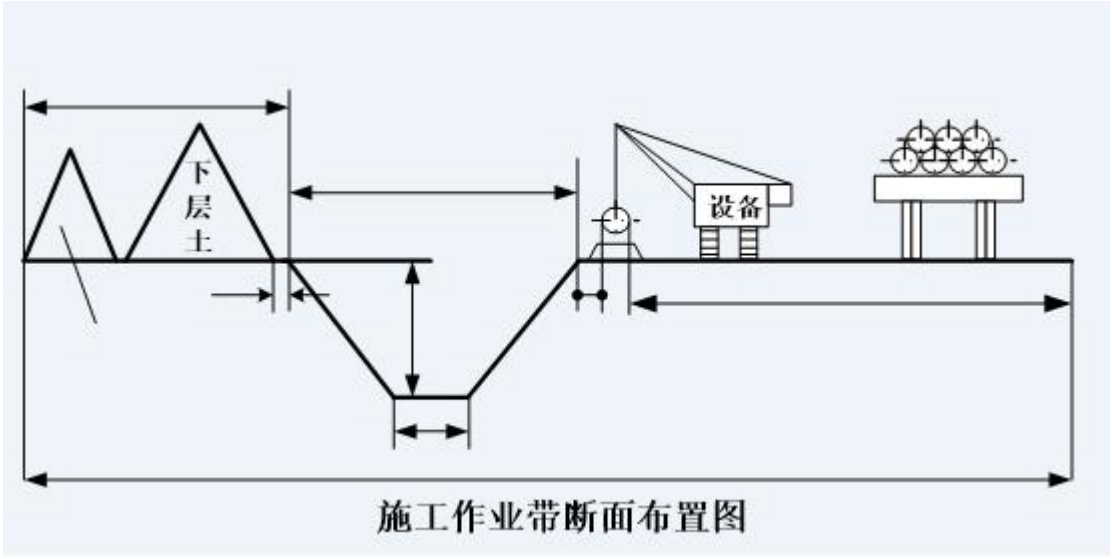


图3.4-2　　一般地段管道施工方式断面示意图

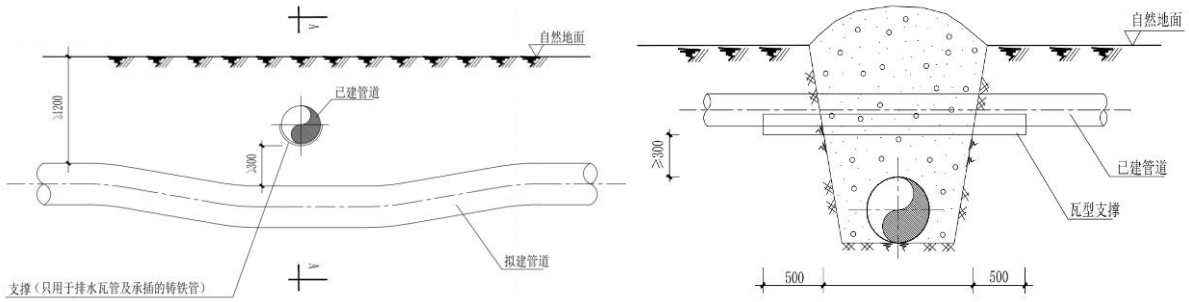


图3.4-3　　管道交叉施工作业示意图

③管道连接与试压

柔性复合管、无缝钢管现场使用焊接工艺进行连接，连接完成后进行吹扫，

吹扫介质采用压缩空气，吹扫完成后进行注水试压。管线试压介质采用中性洁净水，试压完成后用于洒水抑尘。

④井站场配套设备安装及连头

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

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。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械、运输车辆尾气及焊接烟气，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，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；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及盥洗废水，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，施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至轮南固废填埋场填埋处置，生活垃圾定期清运至轮南固废填埋场填埋处置。

3.5.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括天然气开采、集输及井下作业等。

（1）天然气开采

根据玉科区块气藏目前生产情况、气藏性质和配产情况，选择开采方式为自喷开采。

（2）油气集输

井场地下油气通过采气树进行节流后，通过井场多功能加热设备+空气源热泵或电真空加热炉加热后，经拟建集输管线输至周边井场/阀组站计量，最终经现有管线输至哈一联合站处理。

多功能加热设备由主机和感应毯组成，主机由防爆机箱、高频控制器、温控表、天然气浓度检测仪、数据远传模块、温度传感器、主机到感应毯的连接电缆、只能显示屏、启动开关组成。感应毯是由多涡流高频专用线绕制，外表由防火布制成，感应毯能快速包裹在阀体管道上。加热过程是采用不少于485个涡流高频感应加热原理，主机把工频电变成15-25kHz高频电，通过感应毯作用到金属管道、阀体上，在其内部产生多个高频涡流，使金属自身发热，从而快速加热管道内部介质；阀体管道加热温度可在5℃～90℃范围内可调。

二氧化碳分体式空气源热泵由二氧化碳空气源热泵主机、二次供热系统以及管壳式换热器三部分组成，利用二氧化碳作为制冷剂，通过逆卡诺循环实现热能转移。低温低压的二氧化碳气体被压缩机压缩至超临界状态，超临界二氧化碳在气体冷却器中释放热量，高压二氧化碳经膨胀阀降压后变为气液两相状态，低温二氧化碳在蒸发器中吸收空气中的热量，完成循环。热泵主机与被加热介质换热器之间换热循环的介质，采用软化水，在冷凝器获得二氧化碳的热量，在管壳式换热器将软化水热量传递给采出液，最终实现采出液的加热。

（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气井开采一段时间后，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。

天然气开采及集输过程中废气污染源主要为采气井场无组织废气（G_1），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），其中采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水

送至哈四联合站或富源7井废液处理站处理；噪声污染源主要为采气树（N_1）、空气源热泵（N_2）、多功能加热设备（N_3）、电真空加热炉（N_4），采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为天然气开采、集输、井下作业产生的落地油（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2），均属于危险废物，落地油（S_1）、废防渗材料（S_2）分类收集后运至现有危废贮存库暂存，定期委托有危废处置资质的单位接收处置。

图 3.5-4　井场开采及集输工艺流程图

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_2S	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最终输送至哈一联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W_2	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至哈四联合站或富源7井废液处理站处理
噪声	N_1	采气树	$L_{A(r)}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	空气源热泵			
	N_3	多功能加热设备			
	N_4	电真空加热炉			
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	集中收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，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	

3.5.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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；废水污染源主

要为废弃管线清洗废水，输至哈一联合站处理；固体废物主要为封井过程中产生的落地油、废弃管道、建筑垃圾等，其中落地油收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置，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，并按要求进行清洗，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

本项目施工内容主要为井站场工程、管线工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.5.2.1 生态影响因素

井站场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

本项目施工过程中废气包括施工扬尘和机械设备、车辆尾气及焊接烟气等。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程中管沟开挖周期较短，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）机械设备、车辆尾气及焊接烟气

在地面工程施工中将使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、非甲烷总烃等；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）盥洗废水

本项目施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘。

（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，循环过程采用罐车暂存。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，本次选择集输干线进行核算，试压用水量约为42m^3，管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

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、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等噪声等，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

本项目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0.28万m^3，土石方回填量0.33万m^3，借方0.05万m^3。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0.032万m^3，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0.05万m^3，

所有砾石均外购自项目区周边砂石料场。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为1.20m，管沟深度按1.6m计，管沟底宽0.8m，边坡比为1:1，管沟每延米挖方量约3.84m^3，本项目埋地敷设管道长度为18.787km，合计挖方约1.58万m^3，所有挖方后期全部回填，无弃方。

综上所述，本项目共开挖土方1.86万m^3，回填土方1.91万m^3，借方0.05万m^3，无弃方，开挖土方主要为井场及管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场及管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于项目区周边砂石料场，本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表3.5-2。

表3.5-2　　土方挖填方平衡表　　单位：万m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.28	0.33	0.05	项目区周边砂石料场	0	—
管道工程	1.58	1.58	0	--	0	—
合计	1.86	1.91	0.05	--	0	—

（2）生活垃圾

本工程施工周期60天，施工人数约10人，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。则本项目施工期生活垃圾产生量共计0.3t，生活垃圾集中收集，定期清运至轮南固废填埋场填埋处置。

（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，本项目施工废料产生量约为0.9t（管线长度为18.787km），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轮南固废填埋场填埋处置。

3.5.3 运营期污染源及其防治措施

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》（HJ853-2026）、《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3.5-3。

表3.5-3　　拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m³）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m³/h）	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年总排放量（t/a）
1	玉科10/玉科802井场无组织废气	非甲烷总烃 H_2S	--	密闭输送	--	--	--	0.019×2 0.00003×2	8760	0.167×2 0.00026×2
2	玉科801井场无组织废气	非甲烷总烃 H_2S	--	密闭输送	--	--	--	0.014 0.00002	8760	0.122 0.00018
3	玉科8C井场新增无组织废气	非甲烷总烃 H_2S	--	密闭输送	--	--	--	0.0047 0.00001	8760	0.041 0.00009

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》（HJ853-2026）“5.2.2.3.3 无组织废气污染物许可排放量”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。

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

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线组件密封点数。

表 3.5-4　　设备与管道组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

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

$WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-5 所示。

表 3.5-5　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量(t)
玉科10/玉科802井场采出液流经的密封点						
1	阀门	40	0.064	0.0051	8760	0.045
2	法兰或连接件	80	0.085	0.0136	8760	0.119
3	压缩机	2	0.073	0.0003	8760	0.003
合计				0.019	8760	0.167
玉科801井场采出液流经的密封点						
1	阀门	30	0.064	0.0038	8760	0.033
2	法兰或连接件	60	0.085	0.0102	8760	0.089
合计				0.014	8760	0.122
玉科8C井场新增密封点						
1	有机液体阀门	10	0.064	0.0013	8760	0.011
2	法兰或连接件	20	0.085	0.0034	8760	0.030
合计				0.0047	8760	0.041

经核算，拟建工程玉科 10/玉科 802 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排

放速率为0.019kg/h，按年有效工作时间8760h计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.167t/a；拟建工程玉科801井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.014kg/h，按年有效工作时间8760h计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.122t/a；玉科8C井场新增无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.0047kg/h，按年有效工作时间8760h计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.041t/a。

由以上计算方法得出，玉科8C井场现有无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.014kg/h，按年有效工作时间8760h计算，井场现有无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.122t/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0.182；

V为设备和管道内部容积，m^3，玉科10/玉科802井场核算值取3.0，玉科801井场核算值取2，玉科8C井场核算值取1.0；

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，硫化氢在天然气中占比约为0.0126%，玉科10/玉科802井场G_C取值为0.24kg/h，则玉科10/玉科802井场无组织硫化氢排放速率为0.24×0.000126kg/h=0.00003kg/h，年排放0.00026t；玉科801井场G_C取值为0.16kg/h，则玉科801井场无组织硫化氢排放速率为0.16×0.000126kg/h=0.00002kg/h,年排放0.00018t;玉科8C井场G_C取值为0.08kg/h，则玉科8C井场无组织硫化氢排放速率为0.08×0.000126kg/h=0.00001kg/h，

年排放0.00009t。

由以上计算方法得出，玉科8C井场现有无组织硫化氢排放速率为0.00002kg/h，年排放0.00018t。

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，项目采出水量为40t/d（14600t/a），主要污染物为SS、石油类。采出水随油气混合物最终输送至哈一联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

（2）井下作业废水

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

表3.5-6　石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

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

按井下作业每2年1次计算，拟建工程涉及3座井场，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，每年井下作业废水产生量为557t。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理达标后回注地层。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表3.5-7。

表3.5-7　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	14600t/a	0	SS、石油类	连续	与采出液一并输至哈一联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W_2	井下作业废水	557t/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	运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，处理后满足《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

3.5.3.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程产噪设备主要为采气树、空气源热泵、多功能加热设备、电真空加热炉噪声，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），采气树噪声源强参考取85dB（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），故拟建工程空气源热泵、多功能加热设备、电真空加热炉噪声源强参考取90dB（A）。

表3.5-8　　本项目井场噪声污染源强一览表

序号	井场	噪声源名称	数量/（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB(A)）
1	玉科10/玉科802井场	采气树	1	85	基础减振	10
2		空气源热泵	1	90	基础减振	10
3		多功能加热设备	1	90	基础减振	10
4	玉科801井场	采气树	1	85	基础减振	10
5		电真空加热炉	1	90	基础减振	10

3.5.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的油土混合物。类比同类型单座井场落地油产生量约0.2t/a，本工程新建3座采气井场，运行后落地油总产生量约0.6t/a，定期巡检过程中发现产生落地油后桶装收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

工程运行期采气井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用2年左右。单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程采气井场井下作业1次共产生废弃防渗布约0.5t，气井作业频次为1次/2年，则本工程3座井场产生废防渗材料约0.8t/a，属于危险废物。井下作业施工结束后，人工打包袋装收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。

危险废物情况见表3.5-9。

表3.5-9　拟建工程危险废物及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T，I	收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.8	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

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

3.5.4.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.5.4.2 退役期水环境污染防治措施

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

3.5.4.3 退役期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.5.4.4 退役期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾、落地油，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；落地油收集后哈得采油气管理区危废贮存库暂存，定期委托有危废处置资质的单位接收处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行清洗，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采气的废弃井应封堵，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。

3.5.4.5 退役期生态恢复措施

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

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

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留

的污染物等。

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

3.5.5 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。

本项目油气集输过程中，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自动点火装置进行点火放喷。拟建工程井场非正常排放见表3.5-10。

表3.5-10　　井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	4.1	0.5	1
		SO_2	1.6		
		NO_X	225		

参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2026）中第10.2.3 火炬污染物排放公式（17）和公式（18）计算。

$$E_{火炬系统}=\sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i)$$

$$E_{火炬系统}=2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i)$$

式中：S_i —火炬气中硫含量，kg/m^3，（取0.00019kg/m^3）；

Q_i—放喷池流量，m^3/h，（取4167m^3/h）；

t_i—放喷池i的年运行时间，h/a,（取0.5h）；

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

经核算，非甲烷总烃排放速率为4.1kg/h，二氧化硫排放速率为1.6kg/h，氮氧化物排放速率为225kg/h。

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。现哈得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

3.5.6.1.1 运行期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入处理站集中处理，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气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）节能及其他清洁生产措施分析

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

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

本次评价分别对井下作业、采气作业等2个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3.5-11及表3.5-12。

表3.5-11 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

续表3.5-11 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	本工程

（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
		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
		防止落地油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过认证		15	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3.5-12　采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

续表3.5-12　采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标				
一级指标	指标	二级指标	指标	本项目得分

	分值			分值	实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量	井筒设施完好	5	井筒实施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	已落实	10
			天然气净化设施先进、净化率高	20	先进	20
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

由表计算得出：本工程井下作业定量指标得分100分，定性指标得分100分，综合评价指数得分100分；采气作业定量指标得分90分，定性指标得分90分，综合评价指数得分90分，达到P≥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 三本账

拟建工程实施后玉科区块“三本账”的情况见表3.4-13。

表3.4-13 拟建工程实施后玉科区块“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	1.05	0.15	6.86	3.08	0.02	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.497	0.00079	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	1.05	0.15	6.86	3.577	0.02079	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.497	+0.00079	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、氨氮。

3.5.8.2 拟建工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至哈一联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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四联合站或富源7井废液处理站处理，处理后满足《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。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（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。本标准采用非甲烷总烃作为VOC_S排放控制项目。根据计算，项目运营期无组织VOC_S（即非甲烷总烃）排放量估算为0.497t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：NO_X 0t/a，VOC_S 0.497t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.6 相关政策法规、规划符合性分析

3.6.1 产业政策符合性分析

本项目为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023年第7号），本项目属于第一类“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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点

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

拟建工程位于玉科区块内，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。

本项目主要建设井场和集输管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；同时选线沿线不涉及农田，不会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，项目区位于巴州尉犁县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。

拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表3.6-1。本工程与塔里木油田“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十五个五年规划纲要》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油(气)等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率	本项目属于油气开采项目	符合
	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
	提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	本项目实施后可提高现有区块油气开发水平	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	加大油气勘探开发。以塔里木盆地、焉耆盆地为重点，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。引导社会资本参与油气、页岩气勘探开发，推动库尔勒、尉犁等区域油气空白区块挂牌出让，形成新的油气资源战略接续区。到2030年，力争全州油气产量当量达3500万吨以上。	本项目属于塔里木油田油气开采项目	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控；全面推进使用低VOC_S含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOC_S综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOC_S排放量	拟建工程井场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密闭集输措施	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

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
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关管理要求	符合
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查	报告中已提出环境监测计划	符合
	加强重点行业 VOC_S 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》，切实推进重点行业 VOC_S 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOC_S 污染防治，加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOC_S 排放控制，持续削减重点企业 VOC_S 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOC_S 污染防治管理体系，加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管控，持续实施LDAR治理。强化新增污染物排放控制，推进 VOC_S 与 NO_X 等的协同减排，改善环境空气质量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	符合
	强化危险废物环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单，开展危险废物规范化环境管理排查整治，强化重点行业企业事中事后监管，严厉打击危险废物环境违法行为，强化部门之间联动	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关管理要求	符合
	立足巴州资源禀赋和资源环境承载能力，落实国家和自治区发展重大战略，统筹划定永久基本农田、生态保护红线和城镇开发边界。永久基本农田：确保永久基本农田总量不减少布局稳定，质量有提高。 生态保护红线：生态保护红线内的自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动。城镇开发边界：城镇开发边界内建设，实行“详细规划许可”的管制方式。	拟建工程占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，不在生态保护红线区内	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
《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—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天然气开采项目，项目的实施可促进油气增储上产	符合
《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》	新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效A级水平。涉及产能置换的项目，被置换产能及设备关停后，新建项目方可投产。	拟建工程符合《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》中相关要求，符合产业政策、污染物总量控制要求	符合
	优化含VOC_s原辅材料和产品结构，加快推进含VOC_s原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOC_s含量涂料，严格执行VOC_s含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOC_s深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOC_s废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	拟建工程井场无组织废气排放涉及VOC_s排放，油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOC_s排放对大气环境的影响；拟建工程井场设置放喷池，非正常排放情况下采出液通过放喷管道直接进入放喷池自动点火放空，未作为日常大气污染处理设施；拟建工程不涉及氮氧化物排放	符合
《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》	加强预防保护和监督管理，注重综合治理，尊重自然、保护优先、强化治理，推进水土流失防治体系和防治能力现代化，充分发挥水土保持的生态、经济和社会效益，实现水土资源可持续利用，创造更加适宜的生产生活条件，为保护和改善自治区生态环境、加快生态文明建设、推动经济社会持续健康发展提供重要支撑，为新疆努力实现社会稳定长治久安的总目标、贫困地区脱贫增收、生态环境良好和全面建成小康社会提供有力的保障	本项目严控作业带宽度、统筹利用现有道路，减少临时占地和地表开挖，降低对土壤及植被的破坏，施工土方全部用于管沟回填和平整，临时堆土覆盖防尘网并定期洒水抑尘；严格限定扰动范围，避免了无序开挖和堆置	符合

表3.6-2　塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北—塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产	拟建工程为天然气开采项目，可保证玉科区块持续稳产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。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一联合站处理，井下作业废水送哈四联合站或富源7井废液处理站处理；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，落地油、废防渗材料收集后危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置，项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

3.6.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

本项目与相关法规、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

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
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施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
	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	本项目部分管段穿越公益林地，本项目已从穿越位置、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论证，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号652924-2025-004-L），后续应根据本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
	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玉科区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目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

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
《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“6.1.1.6章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年 第18号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至哈一联合站处理，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四联合站或富源7井废液处理站处理；落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置，同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至处理站集中处理；落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、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
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	拟建工程运营期井下作业废水送哈四联合站或富源7井废液处理站处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，项目不占用耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

续表 3.6-3　　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
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）	一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续		拟建工程不占用国家一级公益林，管线占用国家二级公益林(天然林)，后续将依法办理占用征收林地审核审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）	第十三条任何单位和个人不得随意改变国家级公益林性质和用途，确需改变的，须按程序上报批准。 第十五条工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。		拟建工程不占用国家一级公益林，管线占用国家二级公益林(天然林)、地方公益林(天然林)，后续将依法办理占用征收林地审核审批手续	符合
《国务院关于印发<空气质量持续改善行动计划>的通知》（国发〔2023〕24号）	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施		拟建工程采用密闭集输工艺	符合
《关于印发<新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案>的通知》（新政办发〔2024〕58号）	优化含VOC_s原辅材料和产品结构，加快推进含VOCs原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOC_s含量涂料，严格执行VOC_s含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOC_s深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOC_s废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。		拟建工程井场无组织废气排放涉及VOC_s排放，采用密闭工艺流程，各类生产设施及管线密闭，加强设备管理减少VOC_s排放	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，项目为现有玉科区块改扩建项目	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	拟建工程不涉及	--
	污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合

续表 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	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》（GB39728-2020）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放	拟建工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起输送至哈一联合站处理，井下作业废液送哈四联合站或富源7井废液处理站处理，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	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐	本项目运营期采出水随采出液一起进入哈一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四联合站或富源7井废液处理站处理	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，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉	本项目采出水随油气混合物输送至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

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		本项目	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	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%	本项目运营期产生的落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置；哈得采油气管理区制定了危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账	符合
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合
		8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

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12月，巴州生态环境局更新了《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》。拟建项目与上述文件中分区管控要求的符合性分析

见表3.6-4至表3.6-7，拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意见附图6-2，拟建项目与环境管控单元位置关系见附图4。

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	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为	拟建工程不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 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	【A1.1-7】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，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	符合
			【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）	拟建工程不属于危险化学品化工项目；拟建工程不占用生态保护红线、永久基本农田；拟建工程所在区域不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内	符合
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区	拟建工程不涉及	--
			【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自然生态环境	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	A1空间布局约束	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	拟建工程不涉及占用永久基本农田	--
			【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一鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出	拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.4 其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区规划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合
			【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合

续表 3.6-4　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	A1.4其他布局要求	【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	--
	A2污染物排放管控	A2.1污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则	拟建工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOC_s排放对大气环境的影响	符合
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现VOCs集中高效处理	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOC_s排放对大气环境的影响	符合
		A2.2污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--

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	--
			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

续表 3.6-4　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	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控	拟建工程采出水随采出液输送至哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，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	玉科区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
			【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及相关内容	--
	A3环境风险防控	A3.1人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“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	--

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	【A3.2-1】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	--
			【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，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 3.6-4　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	【A3.2-5】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，本次建设内容纳入哈得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	--
	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】土地资源上限指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内	拟建工程井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到2025年，自治区万元国内生产总值能耗比2020年下降14.5%。 【A4.3-3】到2025年，非化石能源占一次能源消费比重达18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤	项目不涉及	--

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	A4.3 能源利用	【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
		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、废防渗材料收集后在现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、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价组分、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 与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	拟建工程不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	拟建工程不涉及	—
	1.3县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时35蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时10蒸吨及以下的燃煤锅炉	拟建工程不涉及新建燃煤锅炉	—
	1.4禁止在自治州行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求，且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	拟建工程属于石油开采项目，耗水量较小，不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.5禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门，根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划，报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目，自治州、各县（市）人民政府规定期限内未达到治理要求的项目，应当停产、限期搬迁或者关闭	拟建工程属于天然气开采项目，不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口	拟建工程未处于饮用水水源保护区内	符合
	1.7开都—孔雀河流域、塔里木河流域沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	拟建工程不涉及	—
	1.8禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	拟建工程未处于基本农田保护区	符合

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除	拟建工程未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严 格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	拟建工程不涉及	—
	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整和化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施和场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	拟建工程不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	拟建工程未处于生态保护红线范围内	符合
	1.13 【生态红线允许类】共10条	拟建工程未处于生态保护红线范围内	符合
	1.14 自治州、各县（市）人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	拟建工程未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	拟建工程不涉及	—
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	拟建工程属于天然气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等	拟建工程属于天然气开采项目，已提出相关防护措施	符合
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	拟建工程不属于“两高一资”项目	—
	1.19 自然保护区核心保护区：共7条	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共9条	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局和环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	拟建工程属于石油开采项目，开采强度未超过区域规划规模	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由市县级及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	拟建工程不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	拟建工程不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	拟建工程不在自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共4条	拟建工程不在风景名胜区范围内	符合

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	拟建工程不在风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共5条	拟建工程不在国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共9条	拟建工程不在国家级森林公园范围内	符合
	1.29 除国家另有规定外,在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共3条	拟建工程不在国家沙漠公园范围内	符合
	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共4条	拟建工程不在天山自然遗产地范围内	符合
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。 天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。 天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书	拟建工程不在天山自然遗产地范围内	符合
	1.32 【开都河流域空间布局约束】：共7条	拟建工程未处于开都河流域	符合
污染物排放管控	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水Ⅰ类，空气质量达到一级	拟建工程不涉及	—
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺,配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放	拟建工程不涉及	—
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	拟建工程不涉及	—
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.5 库尔勒区域（库尔勒市、尉犁县、焉耆县、和静县、博湖县）的火电、钢铁、水泥、石化行业和燃煤锅炉新（改、扩）建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	拟建工程不涉及	—
	2.6 根据水环境保护的需要，在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	拟建工程不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	拟建工程不在饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后，进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源，准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施，限期达标	拟建工程不在饮用水水源地范围内	符合
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施，达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度，对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示，一律限制生产或停产整治；对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚，一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况，结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度，建立环保领域非诉案件执行联动配合机制，对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	拟建工程废气达标排放；废水处理达标后回注油气层、不外排	符合
	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查，监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险， 实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理	拟建工程不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】：共4条	拟建工程未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团（镇）应当采取保护和治理措施，维护和改善博斯腾湖水环境，使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）Ⅱ类标准，博斯腾湖水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）Ⅲ类标准	拟建工程不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】：共7条	拟建工程不涉及	—
	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	拟建工程不涉及	—
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场（小区）要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施干湿分流、粪便污水资源化利用	拟建工程不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	拟建工程不涉及	—
	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	拟建工程不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	拟建工程属于天然气开采项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
	2.20 加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油（气）资源开发区为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	塔里木油田分公司加强油田废弃物的无害化处理，严防气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染	符合

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
环境风险防控	3.1 强化污染防治区域联防联控。坚持属地管理与区域协调联动共治相结合，强化主体责任，完善跨区域大气污染联防联控工作机制，强化兵地区域同防同治，完善兵地沟通协作、信息共享机制以及生态环境治理体系，积极推进兵地生态环境执法改革，使兵地联合执法、交叉执法成为常态。健全污染过程预警应急响应机制。各县市人民政府负责本行政区内的重污染天气应急响应工作，自治州重污染天气应急指挥部统筹指挥重污染应对工作，成员各司其职、密切配合。州生态环境局、气象局监测监控空气质量和气象条件变化，共享数据、科学预警、有效应对。强化部门间沟通协作，建立健全信息共享机制，充分发挥各部门专业优势，提高联防联控和快速反应能力	拟建工程不涉及	—
	3.2 提升空气质量预警预报能力。建立健全重污染天气会商制度，加强全州环境空气质量预警预报能力提升建设，逐步建立州、县市为骨干的空气环境质量预报预警体系，开展7天重污染天气监测预警、分析和研判，以及环境空气质量中长期趋势预测分析；完善重污染天气应急减排措施。完善或修订重污染天气应急预案，实施清单化管理	拟建工程不涉及	—
	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急方案	拟建工程不涉及	—
	3.4 自治州、各县（市）人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	拟建工程不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	拟建工程不涉及	—
	3.6 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共6条	拟建工程不在饮用水水源保护区内	符合
	3.7 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
环境风险防控	3.8 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境和健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.9（农田灌溉风险要求）农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	拟建工程不涉及	—
资源利用效率	4.1 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	拟建工程不涉及	—
	4.2 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过2万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	拟建工程不涉及	—
	4.3 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制	拟建工程不涉及	—
	4.4 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭	拟建工程不涉及	—
	4.5 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
资源利用效率	4.6 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	拟建工程用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
	4.7【开都河流域自然资源开发限制】：共8条	拟建工程不涉及	—
	4.8 开都河岸线保护区：共2条	拟建工程不涉及	—
	4.9 开都河岸线控制利用区：共2条	拟建工程不涉及	—
	4.10 开都河岸线保留区：共2条	拟建工程不涉及	—
	4.11 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为1045.50米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	拟建工程不涉及	—
	4.12 【博斯腾湖水资源管理】共4条	拟建工程不涉及	—
	4.13 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共2条	拟建工程不涉及	—
	4.14 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	4.15 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	拟建工程不涉及	—
	4.16 发展农业节水。推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—

续表 3.6-5与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
资源利用效率	4.17 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	拟建工程不涉及	—
	4.18 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于0.01毫米、耐候期小于180天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	拟建工程不涉及	—
	4.19 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	拟建工程不涉及	—
	4.20 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发：鼓励建设用地立体开发；支持土地综合开发利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用：推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	拟建工程不涉及	—

表 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
ZH65282330001尉犁县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	拟建工程不涉及基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中相关要求，办理临时用地手续	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	--

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
ZH65282330001 尉犁县一般管控单元	空间布局约束	3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	拟建工程不占用永久基本农田	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	拟建工程不涉及	--
		5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	拟建工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及	--
		3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及	--
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	玉科区块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	--

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
ZH65282330001尉犁县一般管控单元	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	玉科区块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
		2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	拟建工程不涉及	--
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	拟建工程不涉及	--
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及	--
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及	--
		3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	--

综上所述，拟建工程符合新疆维吾尔自治区总体管控要求、巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、所在管控单元：尉犁县一般管控单元要求。

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玉科区块内，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预防区范围以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，拟建工程永久占地及临时占地的土地利用类型为灌木林地、盐碱地、沙地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目区域地质较为稳定，不在易受严重自然灾害影响的地区。

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。本次评价要求开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据调查，本项目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；本项目玉科10井场占用公益林，公益林类型为国家二级公益林，主要为防风固沙林。可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，建设单位施工前应根据《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）、《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续后方可开工建设。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。管线走向同时避让居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。部分管线穿越国家二级公益林区，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，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，减少对国家二级公益林的占用。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③管线的选线阶段，对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏地段进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；集输管线占地类型为灌木林地、盐碱地、沙地，临时占地范围内植被以多枝柽柳群系和稀疏胡杨群系为主等，平均植被盖度相对较小，占地范围内无

保护植物；管线临时占地范围内土壤类型为风沙土和林灌草甸土，施工过程对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，管线占地面积相对较小，地表扰动面积较小；区域地质相对较稳定，气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小。施工结束后，对临时占地及时恢复植被，采取措施避免土壤的蓄水保肥能力降低，减少占地影响。在实际施工过程中，可结合实际植被覆盖情况进行局部优化调整。

④本项目充分利用区域现有道路。

目前井场及管线征地手续正在同步办理中，综上所述，本项目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灌木林地、盐碱地、沙地，均为临时占地，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

尉犁县位于天山南麓，塔里木盆地东北缘，地处新疆维吾尔自治区东南部，地理坐标东经84°02′50″～89°58′50″，北纬40°10′33″～41°39′47″。东邻若羌县，南依塔克拉玛干沙漠与且末县相望，西与阿克苏地区的沙雅、库车市交界，北与轮台县、库尔勒市、博湖县、和硕县和吐鲁番地区的吐鲁番市、托克逊县、鄯善县接壤。东西长502km，南北宽165km，总面积59760km^2。

拟建工程位于巴州尉犁县境内，区域以油气开采为主。井站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，其中玉科802井距离北侧最近的村庄为32km处的解放渠村。拟建工程地理位置见附图1，路线走向、周边关系见附图2。

4.1.2 地形地貌

尉犁县地形地貌特征与塔里木盆地的形成密切相关，在新生代第三、四纪以来的喜马拉雅构造期，随着昆仑山脉、天山山脉的隆起升高，造就了盆地四周高山环抱的地貌轮廓。盆地内部又经湖泊—陆地的沉积过程，沉积层深厚，仅东部边缘的厚度约800m，沉积物颗粒疏松，容易起沙，是风沙的发源地。而且土层内积聚了大量盐分。鉴于昆仑山脉平均高于天山山脉，决定了盆缘地势南高北低，西高东低的趋势。

尉犁县境内除东北部库鲁塔格山南麓，地势偏高以外，其他地区均属塔里木盆地边缘，地势西北向东南倾斜，地域分北部库鲁塔格山前冲积戈壁平原，中部塔里木河和孔雀河冲积平原，南部为塔克拉玛干大沙漠三部分。

拟建工程所在区域属塔克拉玛干大沙漠。

4.1.3 地表水

项目区域河流为塔里木河。塔里木河从进入尉犁县境到卡拉流程为373km。这一段，由于地势平坦，坡度小，泥沙大量淤积，河曲发达，支流纵横交错，形成了10条有名称的支流，即沙子河，加格尔河、柏子木河、乌斯

满河、恰央河、渭干河、贝来克河、利纳河、艾沙土岗河、乌鲁克河，以及天然水洼地罗乎罗克湖等，形成一个独特的水网地带。塔里木河水，水小沿河走，水大四处流。河水浸入河间洼地，河水大量消耗，径流情势也因地而异，变化较大。据大坝站多年的统计资料表明，每年七、八、九月份为洪水期，四、五月份为枯水期；据卡拉站多年的统计资料表明，每年八、九、十月份为洪水期，五、六月份为枯水期。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，西北距塔里木河最近约29km。

4.1.4 水文地质

(1)地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显,山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如，盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为1000～1500m,其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为500～1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区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防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，其间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深1～3m，矿化度在1～3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为100～500m^3/d，含水层在10～100m之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在200m～500m之间，单井最大涌水量700～4000m^3/d。地下水流方向由西

向东，含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过300m，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于10g/L。

(2)地下水的补给、径流与排泄

玉科区块所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

(3)地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地58%以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以Cl·SO_4·HCO_3-Na型、Cl·SO_4·HCO_3-Na·Mg型或Cl·SO_4-Na·Mg型、Cl·SO_4-Na型水为主，矿化度＜1g/L或1～3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为Cl·SO_4-Na型或Cl-Na型，矿化度逐渐增大到3～5g/L或5～10g/L。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为Cl·SO_4-Na型(或Cl·SO_4-Na·Mg型)，矿化度多在3～5g/L或5～10g/L。

4.1.5 气候气象

尉犁县位于塔里木盆地东北部，塔克拉玛干沙漠东北边缘，深居内陆腹地，属温带大陆性干旱气候。其基本特点是：日照时间长，气温高，冬寒夏热，昼夜温差大，多风而干热，无霜期长，降水量小，蒸发量大等。尉犁县气象资料见表4.1-1。

表4.1-1　　**尉犁县多年主要气候要素一览表**

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	6	年平均蒸发量	2256.7mm
2	年极端最高气温	42.2℃	7	年日照时数	3052.4
3	年极端最低气温	-24.4℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.6	9	多年平均风速	1.5m/s
5	年平均大气压	7.1hPa	-	-	-

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查概况

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于2026年9月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查,调查范围为井场周围50m范围,管线中心线两侧300m为评价范围,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《全国生态状况调查评估技术规范——荒漠生态系统野外观测》（HJ1166-2021）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要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，具体如下：评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划

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

4.2.7 生态敏感区调查

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。

拟建工程距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近2.5km。拟建工程与生态保护红线区位置关系示意见附图6-2。

4.2.7.2 水土流失重点治理区和预防区

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

（2）水土流失的成因

1）自然因素

①土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和

河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。

②植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地在20cm高度的粗糙度为0.0914cm，柽柳灌丛为9.6819cm，生长较好的胡杨林为22.407cm，比光板地高234.2倍。在高2m高处荒漠光斑地上8天平均风速为2.84m/s，在柽柳灌丛林地为1.24m/s，降低56.7%；在胡杨疏林地为1.63m/s，降低了42.9%；在胡杨密林地0.09m/s，降低了86.8%，几乎成为静风区。

③土壤组成物质质地轻

评价区土壤剖面以盐土为主，是含有大量可溶性盐类的土壤，其中以氯化钠(食盐)和硫酸钠(芒硝)为主。当土壤中可溶盐含量达到对一般农作物生长产生危害的程度时，这类土壤即被称为盐土。这时可溶盐含量的限度是相当于烘干土重的0．2%，这种盐类聚集地表成白色结皮，因此又叫白碱土。盐土在干燥时粘结性和黏着性中等，易破碎分散，成为风蚀源对象。

④大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速25m/s。此外，受风力作用，沙暴日数53d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

2）人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。例如牧民的樵采和放牧对当地植被的破坏，尤其是油气田大面积的滚动开发，油气田勘探对生态环境的影响也是不容忽视的。

（3）水土流失的发展趋势

工程建成后，由于管道沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，管道沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建成，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

（4）水土保持基础功能类型

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

（5）水土流失预防范围

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

（6）水土流失预防对象

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

（7）水土流失预防措施

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

（8）水土流失治理范围与对象

所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区

域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（9）水土流失治理措施

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

4.2.7.3 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆具有明显沙化趋势的土地面积为437.96万公顷，占监测区总面积的2.79%，其中沙化土地面积占比较大的地州市主要有巴音郭楞蒙古自治州、和田地区、哈密市、阿克苏地区和吐鲁番市，其中巴音郭楞蒙古自治州为2492.12万公顷，占新疆沙化土地面积33.37%。经调查，本项目井场及管线建设占地属于半固定沙地，为沙化土地。

4.2.7.4 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

新疆塔里木胡杨国家级自然保护区位于新疆巴音郭楞蒙古自治州尉犁、轮台两县境内，新疆塔里木胡杨保护区于1984年建立，保护区为新疆维吾尔自治区级自然保护区，2006年晋升为国家级自然保护区。塔里木胡杨国家级自然保护区总面积为395420hm^2，其中尉犁县362049hm^2，轮台县33371hm^2。核心区面积180382hm^2，缓冲区面积181996hm^2，实验区面积33042hm^2。保护区地理位置北纬40°53′4.26″～41°19′2.13″，东经84°11′4.39″～85°30′58.56″。

拟建工程东北距新疆塔里木胡杨国家级自然保护区4.0km，不在保护区范围内。

4.2.7.5 重点公益林（天然林）

评价区域内天然林属重点公益林，重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的重点防护林和特

种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据新疆维吾尔自治区森林资源二类补充调查报告，区域国家级公益林（地）按保护等级划分，一级保护面积41591.49hm^2，占国家级公益林（地）面积的21.06%；二级保护面积155866.42hm^2，占国家级公益林（地）面积的78.94%。地方公益林(地)按林地使用权划分，均为国有，其面积为24765.42hm^2。评价区域内重点公益林（属天然林）主要为防风固沙林，属于稀疏灌丛，主要植物种类为多枝柽柳，混生有盐穗木和刚毛柽柳等，灌木层高度1.5m～2.0m，植被盖度为10%～30%，伴生有疏叶骆驼刺等。

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，玉科区块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	
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）水土流失问题

项目区域气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于森林和草地被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

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

4.3 地下水环境现状调查与评价

本工程地下水环境影响评价工作等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，需设置3个潜水监测点和1个承压水监测点。根据水文地质资料，拟建工程所在区域地下水流向为西北向东南，承压水无饮用价值，故不再设置承压水监测点。本次评价引用《塔里木油田富源区块钻试修废液处理项目环境影响报告书》《玉科701井集输工程环境影响报告书》编制期间开展的3个潜水井监测数据。引用点位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 地下水质量现状监测

4.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-1，监测点具体位置见附图10。

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	监测点坐标	位置关系	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	引用-2#		玉科802井西北侧10km（上游）	潜水	III类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，共计8项	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
2	引用-4#		玉科802井西南侧5.8km（项目区）				
3	1#		玉科801井东南7.2km				

			（侧向）				化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类共30项

4.3.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为2025年3月及2025年5月，监测1天，采样1次。

4.3.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行，并给出各检测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.2-11。

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	——
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第4部分:感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	——
4	pH值	《水质 pH值的测定 电极法》（HJ1147-2020）	——
5	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第7部分:有机物综合指标》（GB/T5750.7-2023）	0.05 mg/L
6	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T346-2007）	0.08 mg/L
7	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
8	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB7493-87）	0.003 mg/L
9	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB7484-87）	0.05 mg/L
10	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第4部分:感官性状和物理指标》（GB/T5750.4-2023）	——
11	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ503-2009）	0.0003 mg/L
12	碘化物	《地下水质分析方法 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
13	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-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
14	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》	0.03 mg/L

15	锰	（GB11911-89）	0.01 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
16	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB7475-87）第一部分 直接法	0.05 mg/L
17	锌		0.05 mg/L
18	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/T5750.6-2023）4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
19	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/T5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
20	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
21	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
22	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ694-2014）	4×10^{-5} mg/L
23	砷		3×10^{-4} mg/L
24	铬（六价）	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87）	0.004 mg/L
25	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.003 mg/L
26	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ970-2018）	0.01 mg/L
27	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ812-2016）	0.02 mg/L
28	钠离子		0.02 mg/L
29	钙离子		0.03 mg/L
30	镁离子		0.02 mg/L
31	碳酸根	《地下水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T0064.49-2021）	1 mg/L
32	碳酸氢根		1 mg/L
33	氯离子	《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法》（HJ84-2016）	0.007 mg/L
34	硫酸根离子		0.018 mg/L
35	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标》（GB/T5750.12-2023）	——
36	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	——

4.3.2 地下水质量现状评价

4.3.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

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：

$P_{pH}=(7.0-pH)/(7.0-pH_{sd})$(pH≤7.0)

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，量纲为 1；

pH--pH 监测值；

pH_{sd}—标准中下限值；

pH_{su}—标准的上限值。

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

4.3.2.2 水质监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。

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		
			引用-2#	引用-4#	1#
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	7.1	7.3	7.8
		标准指数	0.07	0.20	0.53
总硬度	≤450	监测值	**6550**	118	**7120**
		标准指数	**14.56**	0.26	**15.82**

溶解性总固体	≤1000	监测值	**27100**	2600	**27800**
		标准指数	**27.10**	2.60	**27.8**
硫酸盐	≤250	监测值	**6410**	632	**5530**
		标准指数	**25.64**	2.53	**22.12**
氯化物	≤250	监测值	**11800**	804	**10400**
		标准指数	**47.20**	3.22	**41.60**
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	0.17
		标准指数	--	--	0.57
锰	≤0.1	监测值	未检出	未检出	0.04
		标准指数	--	--	0.40

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		
			引用-2#	引用-4#	1#
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	0.05
		标准指数	--	--	0.05
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	0.06
		标准指数	--	--	0.06
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	--
耗氧量	≤3.0	监测值	0.22	0.77	0.52
		标准指数	0.07	0.26	0.17
氨氮	≤0.5	监测值	0.058	0.049	0.096
		标准指数	0.12	0.10	0.19
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	45	39	52
		标准指数	0.45	0.39	0.52
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	0.28	0.11	0.57
		标准指数	0.01	0.01	0.03
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	0.31	**4.45**	0.26
		标准指数	0.31	**4.45**	0.26
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	--	--
砷	≤0.01	监测值	未检出	未检出	0.0022
		标准指数	—	—	0.22

续表 4.2-7　　**地下水质量现状监测及评价结果一览表**　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			引用-2#	引用-4#	1#
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	--
硫化物	≤0.02	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	—	—	--
铅	≤0.01	监测值	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
		标准指数	--	—	--
井深			29.0	27.0	70.0
水位			12.1	12.4	35.8

由表 4.2-7 分析可知，各监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外均满足《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。超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（3）地下水离子检测结果与评价

表 4.3-4　　潜水地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		潜水含水层		
		引用-2#	引用-4#	1#
监测值（mg/L）	K^+	457	112	153
	Na^+	5860	834	7870
	Ca^{2+}	880	29.2	928
	Mg^{2+}	1110	9.25	1070
	CO_3^{2-}	0	0	0
	HCO_3^-	350	220	278
监测值（mg/L）	Cl^-	11800	804	10400

	SO_4^{2-}	6410	632	5530
毫克当量百分比（%）	K^++Na^+	66.80	94.86	79.75
	Ca^{2+}	10.70	3.37	9.40
	Mg^{2+}	22.50	1.78	10.84
	CO_3^{2-}	0	0	0
	HCO_3^-	1.22	9.15	1.72
	Cl^-	70.47	57.45	64.17
	SO_4^{2-}	28.31	33.40	34.12

根据地下水离子检测结果，评价区潜水含水层阴离子以Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以Na^+为主，水化学类型主要以Cl·SO_4-Na型为主。

（4）地下水质量现状监测结果统计分析

本次布设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和表4.3-6。

表4.3-5　地下水（潜水）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	7.8	7.1	7.400	0.294	100	0
总硬度	7120	118	4596.000	3174.963	100	66.7
溶解性总固体	27800	2600	19166.667	11717.888	100	66.7
硫酸盐	6410	632	4190.667	2541.873	100	66.7
氯化物	11800	804	0.057	4887.117	100	66.7
铁	0.17	未检出	--	--	33.3	0
锰	0.04	未检出	--	--	33.3	0
铜	0.05	未检出	--	--	33.3	0
锌	0.06	未检出	--	--	33.3	0
铝	未检出	未检出	--	--	0	0
挥发性酚类	未检出	未检出	--	--	0	0
耗氧量	0.77	0.22	0.503	0.225	100	0

续表 4.3-5　地下水（潜水）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（%）
氨氮	0.096	0.049	0.068	0.020	100	0
总大肠菌群	未检出	未检出	--	--	0	0
细菌总数	52	39	45.333	5.312	100	0
亚硝酸盐	未检出	未检出	--	--	0	0
硝酸盐	0.57	0.11	0.320	0.190	100	0
氰化物	未检出	未检出	--	--	0	0
氟化物	4.45	0.26	1.673	1.964	100	33.3
碘化物	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	未检出	未检出	--	--	0	0
砷	0.0022	未检出	--	--	33.3	0
硫化物	未检出	未检出	--	--	0	0
镉	未检出	未检出	--	--	0	0
铬（六价）	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

4.4 地表水环境现状调查与评价

本项目废水不外排，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 土壤类型及分布调查

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风沙土和林灌草甸土。区域土壤类型分布见附图 9。

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		玉科802井	时间	2026.10.20
层次		表层（0.5m）	中层（1.5m）	深层（3.0m）
现场记录	颜色	浅黄色	浅黄色	浅黄色
	结构	疏粒状	疏粒状	疏粒状
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量（%）	5	8	9
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH值	7.65	8.10	8.18
	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	0.8L	0.8L	0.8L
	氧化还原电位（mV）	362	377	372
	饱和导水率（mm/min）	1.96	2.01	1.93
	土壤容重（g/cm^3）	1.1	1.2	1.1
	孔隙度（%）	58	55	58

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》(HJ 349-2023)，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HJ 964-2018布点要求，本评价在占地范围内设置3个表层样，占地范围外设置4个表层样。土壤监测布点符合HJ964-2018中布点要求。

（2）监测项目

各监测点主要监测因子见表4.5-2。

表4.5-2 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	玉科801井井口处(风沙土)	表层样	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]

				荧蒽，䓛，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48项因子
	2	玉科802井井口处	表层样	pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	3	玉科10井井口处	表层样	pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
占地范围外	4	玉科802井场西侧200m处(林灌草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})、盐分含量
	5	玉科8C井场南侧100m处	表层样	pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	6	玉科801井集输管线中点处	表层样	pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
	7	玉科10井集输管线中点处	表层样	pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})

（3）监测时间及频率

监测时间为2026年10月25日，采样一次。

（4）采样方法

表层样采集表层样0.2m。

（5）监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2026）、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表4.5-3。

表4.5-3 土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

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

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
3		铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）		0.5 mg/kg
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）		1 mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）		0.1 mg/kg

续表 4.5-3　土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

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
6	土壤	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		挥发性有机物	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	《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
15			反-1，2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
16			二氯甲烷			1.5×10^{-3}mg/kg
17			1，2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}mg/kg
18			1，1，1，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
19			1，1，2，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
20			四氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
21			1，1，1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}mg/kg
22			1，1，2-三氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}mg/kg
23			三氯乙烯			1.2×10^{-3}mg/kg

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
24			1，2，3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
25			氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
26			苯			1.9×10^{-3}mg/kg
27			氯苯			1.2×10^{-3}mg/kg
28			1，2-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
29			1，4-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg

续表 4.5-3　土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

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
31	土壤	挥发性有机物	苯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
35		半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	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			䓛			0.1 mg/kg
43			二苯并[a，h]蒽			0.1 mg/kg
44			茚并[1，2，3-cd]芘	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1 mg/kg
45			萘			0.09 mg/kg

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
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 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

（2）评价标准

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

（3）土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表4.5-4、表4.5-5。

表4.5-4　　土壤现状监测数据及评价结果一览表　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			玉科801井井口处(风沙土)	监测因子 \ 监测点			玉科801井井口处(风沙土)
			20cm				20cm
pH	—	监测值	8.20	砷	筛选值≤60	监测值	1.6
		级别	未碱化			标准指数	0.027
镉	筛选值≤65	监测值	0.59	铬（六价）	筛选值≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.009			标准指数	--
铜	筛选值	监测值	9.2	铅	筛选值	监测值	22

	≤18000	标准指数	0.0005		≤800	标准指数	0.0275
汞	筛选值≤38	监测值	0.095	镍	筛选值≤900	监测值	12
		标准指数	0.0025			标准指数	0.0133
四氯化碳	筛选值≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值≤37	监测值	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值≤9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯乙烷	筛选值≤5	监测值	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值≤66	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值≤596	监测值	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值≤54	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.5-4　　土壤现状监测数据及评价结果一览表　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			玉科801井井口处(风沙土) 20cm	监测因子 \ 监测点			玉科801井井口处(风沙土) 20cm
二氯甲烷	筛选值≤616	监测值	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值≤5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值≤10	监测值	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
四氯乙烯	筛选值≤53	监测值	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值≤840	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,2-三氯乙烷	筛选值≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2,3-三氯丙烷	筛选值≤0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值≤0.43	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值≤4	监测值	未检出	氯苯	筛选值≤270	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯苯	筛选值≤560	监测值	未检出	1,4-二氯苯	筛选值≤20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值≤1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值≤1200	监测值	未检出	间二甲苯+对二甲苯	筛选值≤570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

邻二甲苯	筛选值≤640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值≤76	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯胺	筛选值≤260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值≤2256	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔a〕蒽	筛选值≤15	监测值	未检出	苯并〔a〕芘	筛选值≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔b〕荧蒽	筛选值≤15	监测值	未检出	苯并〔k〕荧蒽	筛选值≤151	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
䓛	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	--

续表 4.5-4　　土壤现状监测数据及评价结果一览表　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			玉科801井井口处(风沙土) 20cm	监测因子 \ 监测点			玉科801井井口处(风沙土) 20cm
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	51	全盐量(g/kg)	--	监测值	4.2
		标准指数	0.0113			级别	中度盐化

表 4.5-5　　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	
		玉科802井井口处	玉科10井井口处
采样深度		0.2m	0.2m
pH（无量纲）	监测值	7.63	7.51
	级别	无酸化或碱化	无酸化或碱化
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	监测值	未检出	未检出
	标准指数	--	--
盐分含量（g/kg）	监测值	5.0	0.9
	级别	中度盐化	未盐化

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

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	砷	镉	铜	铅	汞	锌	铬	镍	全盐量g/kg	石油烃
		筛选值	>7.5	≤25	≤0.6	≤100	≤170	≤3.4	≤300	≤250	≤190	—	≤4500
玉科802井	0.2m	监测	8.10	1.4	0.57	9.3	22	0.098	60	66	12	4.5	18

场西侧200m处（林灌草甸土）		值										
		标准指数	无酸化碱化	0.056	0.95	0.093	0.129	0.029	0.2	0.264	0.063	中度盐化	18
玉科8C井场南侧100m处	0.17m	监测值	8.25	-	-	-	-	-	-	-	-	4.4	18
		标准指数	无酸化碱化	-	-	-	-	-	-	-	-	中度盐化	0.004
玉科801井集输管线中点处	0.18m	监测值	8.23	-	-	-	-	-	-	-	-	4.6	9
		标准指数	无酸化碱化	-	-	-	-	-	-	-	-	中度盐化	0.002
玉科10井集输管线中点处	0.17m	监测值	8.17	--	--	--	--	--	--	--	--	4.5	15
		标准指数	无酸化碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化	0.003

由表4.5-4、4.5-5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要求；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；同时各监测点土壤属于中度盐化，无酸化或碱化。

（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4.5-6。

表4.5-6　　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							
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							
䓛							
二苯并〔a,h〕蒽							
茚并〔1,2,3-cd〕芘							
萘							
pH							
石油烃（C_{10}-C_{40}）							
全盐量							

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评价

本次评价根据收集了2025年1月1日至2025年12月31日期间巴音郭楞蒙古自治州例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.6-1和表4.6-2所示。

表4.6-1　　巴音郭楞蒙古自治州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（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
$PM_{2.5}$	年平均值	30	21	70.0	达标
PM_{10}	年平均值	60	60	100.0	达标
SO_2	年平均值	60	6	10.0	达标
NO_2	年平均值	40	21	52.5	达标
CO	24小时平均第95百分位数值	4000	800	20.0	达标
O_3	最大8小时滑动平均值的第90百分位数值	160	118	73.8	达标

巴音郭楞蒙古自治州各基本污染物年平均指标均未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准要求，即项目所在区域为达标区。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用《玉科701井集输工程环境影响报告书》编制期间开展的1个环境空气监测点，位于本项西位于玉科701阀组站西南侧1km处。监测点位基本信息见表4.6-2，具体监测点位置见附图10。

表4.6-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	监测因子	监测时间
1	玉科701井西南侧1km处	非甲烷总烃、硫化氢	2025年5月15日～2025年5月21日

（2）监测时间及频率

本次引用监测点位监测时间为2025年5月15日～2025年5月21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方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m^3	0.07
2	H_2S	《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 11742-89	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/m^3)；

C_{io}——i评价因子评价标准(mg/m^3)。

（4）评价标准

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

（5）其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表4.6-4。

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
玉科701井西南侧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	--	0	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/m^{3}的标准。

4.7 声环境现状监测与评价

4.7.1 声环境质量现状监测

（1）监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,本次在新建井场进行声环境质量现状监测。具体布置情况见表4.7-1。

表4.7-1　　声环境质量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	玉科802井场	1	$L_{Aeq,\ T}$
2	玉科801井场	1	$L_{Aeq,\ T}$
3	玉科10井场	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10月25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。

4.7.2 声环境质量现状评价

（1）评价方法

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

（2）声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表4.7-2。

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	玉科802井场	39	60	达标	39	50	达标
2	玉科801井场	43	60	达标	42	50	达标
3	玉科10井场	43	60	达标	42	50	达标

由上表可知，新建井场监测值昼间、夜间均满足《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 生态影响分析

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

5.1.1.1 地表扰动影响分析

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

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)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	0.55	0	灌木林地、盐碱地	根据设计资料，玉科802井场永久占地0.173hm^2，玉科10井场永久占地0.173hm^2，玉科801井场永久占地0.205hm^2
2	管线工程	0	15.03	灌木林地、盐碱地、沙地	单井集输管线18787m，作业带宽度按8m计
3	电缆工程	0	0.96	灌木林地、盐碱地、沙地	电力电缆长度240m，作业带宽度按4m计
合计		0.55	15.99	--	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路。上述施工过程中，井场施工因占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部

损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度地加剧。

5.1.1.2 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3.84m^3，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，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柽柳群系和稀疏胡杨。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度1～2m。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

拟建工程永久占地面积0.55hm^2,临时占地面积为15.99hm^2,拟建工程井场、管线、电力线施工区域以盐碱地、沙地、灌木林地为主，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，hm^2；W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

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/hm²）	面积（hm²）		生物量（t）	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
沙地	0.3	0.205	10.03	0	3.01
盐碱地	1.2	0.173	4.4	0	5.28
灌木林地	2.5	0.173	1.56	0	3.90
合计	--	0.55	15.99	0	12.19

注：本项目在建工程钻井期间已对井场植被损失进行核算，本次评价不再重复核算井场植被损失量。

拟建工程的实施，将造成12.19t临时占地植被损失。

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

玉科区块已开发多年，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爬行类和鸟类。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目永久占地主要为新增井场占地，占地面积约为0.55hm²，临时占地约15.99hm²，主要为管道、电力线施工作业带占地。由于新建井场及集输管线、

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

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

5.1.1.6 水土流失影响分析

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

5.1.1.7 防沙治沙分析

（1）占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积16.54hm^2(永久占地面积0.55hm^2，临时占地面积15.99hm^2)。本项目井场、管线及电力线建设占地属于半固定沙地，为沙化土地。

（2）项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

（3）损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括管沟开挖、场地平整等。管沟开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动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。

5.1.1.8 重点公益林（天然林）影响分析

拟建工程主要占用国家二级公益林(天然林),其中永久占地面积0.173hm^2，临时占地面积1.56hm^2；重点公益林（天然林）类型均为灌木林地，植被盖度约为10%～15%，主要作用为防风固沙。

拟建工程占用林地主要为灌木林地，林木种类为主要为多枝柽柳和稀疏胡杨，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，植被覆盖度逐步降低；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。

因此拟建工程在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。严禁在施工场地外砍伐植被，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用，施工结束后及时恢复占地范围内破坏的植被，在进行上述生态保护措施之后，拟建工程对公益林影响可接受。

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，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

（2）植被影响分析

运营期间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、爆炸等，产生的凝析油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期间加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、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

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

定性及完整性。

5.1.3 退役期生态影响分析

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

5.1.4 生态影响评价结论

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

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

综上，从生态影响的角度，本工程建设可行。

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：(19.56)km²；水域面积：(　　)km²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法☑；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□

续表 5.1-4　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“(　)”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

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

5.2.1 区域水文地质条件概况

（1）地下水的赋存条件及分布特征

项目调查区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

（2）含水层的分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，项目调查区内仅存在一种

类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。拟建工程位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。区域水文地质图见附图10。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，在60m钻探深度内，在南北方向上，主要分布有一层单一结构的潜水含水层，潜水位埋深1.43～5.13m，含水层厚度小于50m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数1.15～2.44m/d。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

（3）含水层的富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，工程所在区域富水性可划分为两个级别：潜水水量中等（换算成8英寸口径、降深5m时的单井涌水量为100m^3/d～1000m^3/d）和潜水水量贫乏（换算成8英寸口径、降深5m时的单井涌水量为＜100m^3/d）。

（4）地下水的补给、径流、排泄条件

项目调查区位于塔克拉玛干沙漠平原区。地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给，其次在靠近塔河南岸地段有部分渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。区域内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

项目调查区地下水的径流方向是从西北向东南方向。区域内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。区域的地下水的水力坡度约为0.8‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点—台特玛湖。

从区域潜水等水位线来看，区域北部地段和南部地段之间，实际存在一条动态的汇水边界，该边界位置有可能随着塔里木河径流量的变化而移动。塔里木河径流量存在周期性变化，某些年份为丰水年时，塔里木河径流量会变大，

某些年份为平水年和枯水年时，塔里木河径流量会随之变小。当丰水年份塔河径流量变大时，塔河对塔南沙漠区的地下水补给量有所增加，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变好，而对距离塔里木河远的井场影响较小。当枯水年份塔河径流量变小时，塔里木河对塔南沙漠区的地下水补给量有所减少，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变差，而对距离塔里木河远的井场影响较小。

（5）地下水水化学特征

项目调查区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度60m内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。评价区仅在沿塔里木河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于5m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。

上述含水层特征及补、径、排条件，决定了评价区潜水的水化学作用，在沿塔里木河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。

评价区潜水的水化学类型较为单一，均为Cl·SO_4-Na型水。矿化度则变化较大，从5.81～32.15g/L不等，水质均较差，为半咸水-咸水。

（6）地下水流场特征

根据钻孔水位的观测数据，地下水位最大变幅2.3m，平均水位变幅1.65m。地下水的高水位期出现在10月底，低水位期在6月底。调查区地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位15d-30d。

（7）包气带

区域地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的岩性单一，为灰黄色、黄色的细砂、粉砂、粉土和粘土。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1×10-4cm/s，综合判定区域内天然包气带防污性能为“弱”。

（8）水位统测

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表4地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次开展一期。具体统测结果见表5.2-1。

表5.2-1　　区域地下水水位统测点统计表

序号	坐标	井深（m）	地面标高（m）	水位埋深（m）	水位标高（m）
T01		25.0	933.0	10.3	922.7
T02		29.0	935.0	12.1	922.9
T03		29.0	937.0	11.6	925.4
T04		27.0	934.0	12.4	921.6
T05		26.0	937.0	16.2	920.8
T06		70.0	926.0	35.8	890.2

（9）地下水开发利用现状

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

5.2.2 评价区水文地质条件

（1）地层岩性

评价区地表岩层均为第四系松散沉积物，地层岩性主要为第四系细砂，油田区块内第四系厚度相对稳定。

（2）评价目标含水层

依据区域水文地质资料，评价区主要分布有一层单一结构的潜水含水层，潜水位埋深1.43～5.13m，含水层厚度小于50m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数1.15～2.44m/d。因此拟建工程地下水评价目标含水层均为潜水含水层。

（3）地下水化学类型

工程调查区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度60m内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。评价区仅在沿塔里木河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于5m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。

上述含水层特征及补、径、排条件，决定了评价区潜水的水化学作用，在沿塔里木河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。

评价区潜水的水化学类型较为单一，均为Cl·SO_4-Na型水。矿化度则变化较大，从5.81～32.15g/L不等，水质均较差，为半咸水-咸水。

（4）地下水补径排及动态特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区。区域内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。区域的地下水的水力坡度约为0.8‰。地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给，其次在靠近塔河南岸地段有部分渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给。评价区远离塔河，缺少充足的补给来源，补给条件较差。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。

（5）地下水开发利用现状

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

（6）工程场区包气带调查

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔YK5的钻孔柱状图(见图5.2-1)，该钻孔位于本工程西南侧6.6km处，与工程处于同一水文地质单元。地表出露的地层比较简单，为第四系全新统风积物，钻孔揭露的岩性单一，为灰黄色、黄色的细砂、粉砂、粉土和粘土。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1×10^{-4}cm/s，综合判定区域内天然包气带防污性能为“弱”。

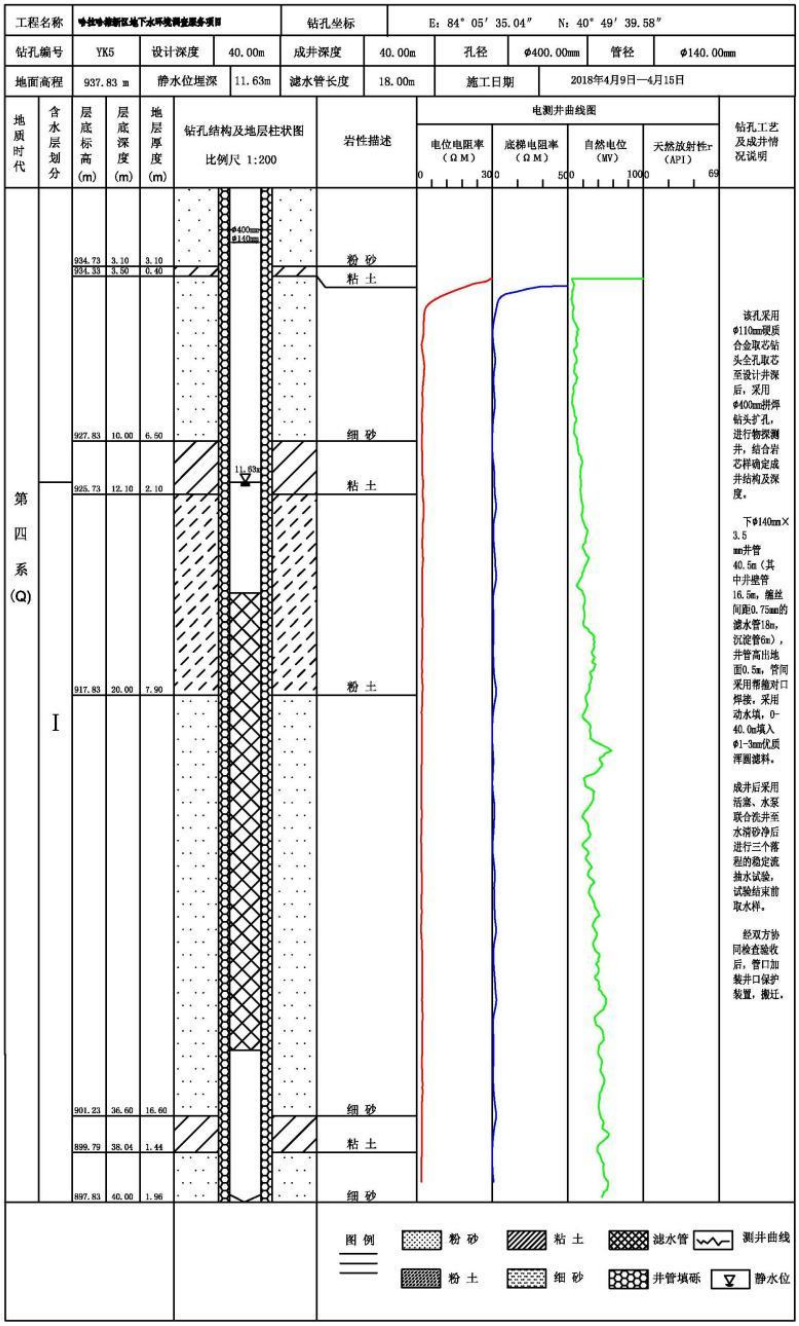


图 5.2-1 项目所在区域钻孔柱状图

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

拟建工程施工期废水主要包括管线试压废水和盥洗废水。项目管线试压废

水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘。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

5.2.3.1 地下水环境影响预测

本项目地下水环境影响评价等级为“三级”，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），为了解项目实施对地下水环境的影响，本次评价采用解析法进行地下水环境影响预测工作。

（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，采出水进入哈一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,运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理,处理达标后回注地层。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

②落地油

石油开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中石油类污染物基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油类污染物对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到50cm。由于气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移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集输管道

拟建工程正常状况下，集输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。

（2）非正常状况

①井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

Ⅰ.预测因子筛选

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

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(mg/L)
石油类	0.05	0.01	＜0.01

Ⅱ.预测源强

泄漏量取单井采出液流量的最大值48.4m^3/d，类比同类型采气井场多年统计数据，考虑采出液流量的10%渗入潜水含水层，采取措施1天后停止泄漏。参考《采油废水治理技术规范》(HJ 2041-2014)，石油类浓度范围在20mg/L～200mg/L，考虑到采出液原油含量较高，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取200mg/L，则石油类泄漏源强为0.97kg。

Ⅲ.预测模型

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

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流

动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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20m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.97kg；

u—地下水流速度，m/d；根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，渗透系数取2.44m/d。水力坡度I为0.8‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=2.44m/d×0.8‰/0.2=0.01m/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=0.2；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.1m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.01m^2/d；

π—圆周率。

Ⅳ.预测内容

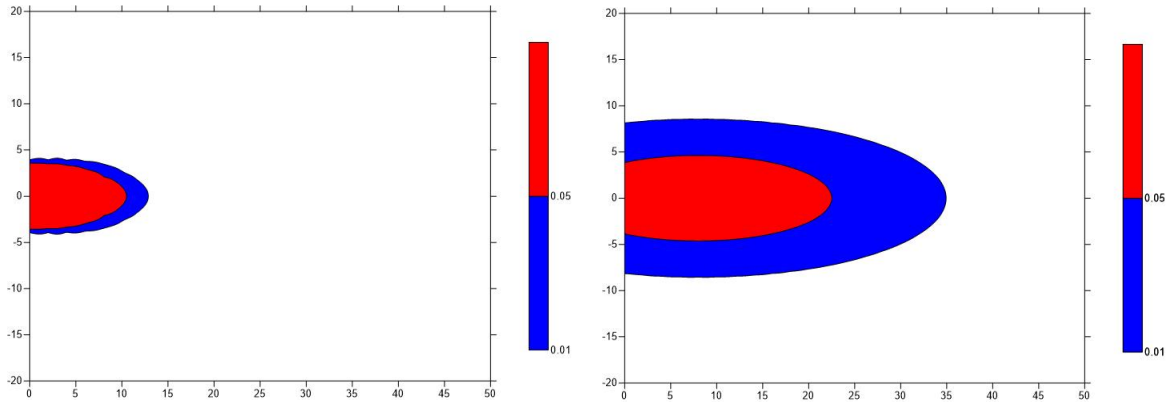
在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	85.5	58.8	0.005	0.945	0.95	12.9	否
1000d	493.1	175.7	0.005	0.097	0.102	34.9	否
7300d	661.1	0	0.005	0.013	0.018	84.2	--

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

地下水石油类浓度预测结果表明，在非正常状况下，石油类污染物泄漏100d后污染晕影响范围为85.5m^2，超标范围为58.8m^2，污染晕最大迁移距离为12.9m，污染晕中心最大贡献浓度为0.945mg/L，叠加背景值后的浓度为0.950mg/L；石油类污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为493.1m^2，超标范围为175.7m^2，污染晕最大迁移距离为34.9m，污染晕中心最大贡献浓度为0.097mg/L，叠加背景值后的浓度为0.102mg/L；石油类污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为661.1m^2，无超标范围，污染晕最大迁移距离为84.2m，污染晕中心最大贡献浓度为0.013mg/L，叠加背景值后的浓度为0.018mg/L。



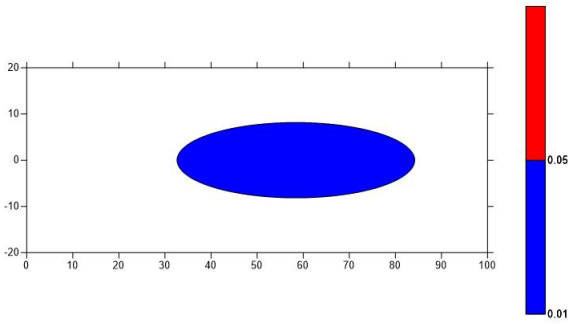


图 5.2-1　　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

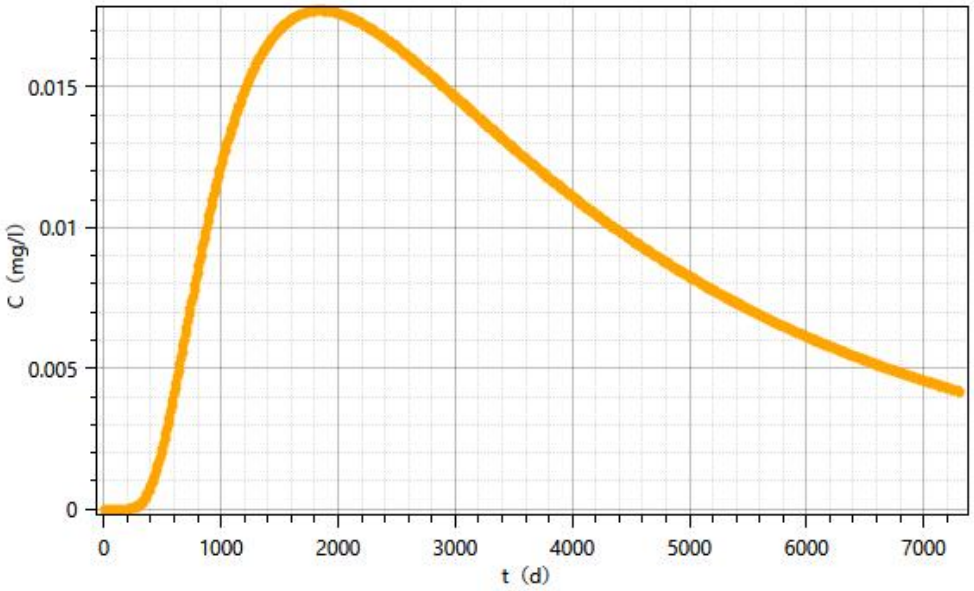


图5.2-2　　非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

在非正常状况条件下，井场下游边界监测到石油类波动，在 7300d 的模拟期内，最大浓度为 0.03mg/L，未超标(0.05mg/L)。据模型 20 年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范围逐渐增大，污染晕中心浓度先增大后减小，井场边界处未出现超标现象。

②管道泄漏事故对地下水的影响

1）预测因子筛选

拟建工程污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-4。

表 5.2-4　　评价因子及评价标准一览表

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

2）预测源强

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在5min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5min考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中：V_{rel}—集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

V_{pipe}—管段体积，ft^3（$1ft^3=0.0283m^3$），按最大计算，r取0.1m，长度取6.407km；

f_{rel}—最大泄漏率，取0.2；

f_{GOR}—压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre\text{-}shut}$—截断阀关闭前泄漏量。

截断阀关闭前泄漏量：根据开发指标数据该管线外输液量为$48.4m^3/d$，管线发生泄漏时，5min内采出液泄漏量为0.13t。

阀门关闭后泄漏量：本次评价的破裂管线内径100mm，长6407m，管道体积为$50.3m^3$。经计算，非正常状况下，阀门关闭后采出液泄漏量为0.36t。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为0.48t（约为$0.6m^3$），参考《采油废水治理技术规范》(HJ 2041-2014)，石油类浓度范围在20mg/L～200mg/L，考虑到采出液原油含量较高，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取200mg/L，则石油类泄漏源强为0.12kg。

3）预测模型

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

模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

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20m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.12kg；

u—地下水流速度，m/d；根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，渗透系数取2.44m/d。水力坡度I为0.8‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=2.44m/d×0.8‰/0.2=0.01m/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=0.2；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha m\times u=0.1m^2/d$；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数$D_T=0.01m^2/d$；

π—圆周率。

4）预测内容

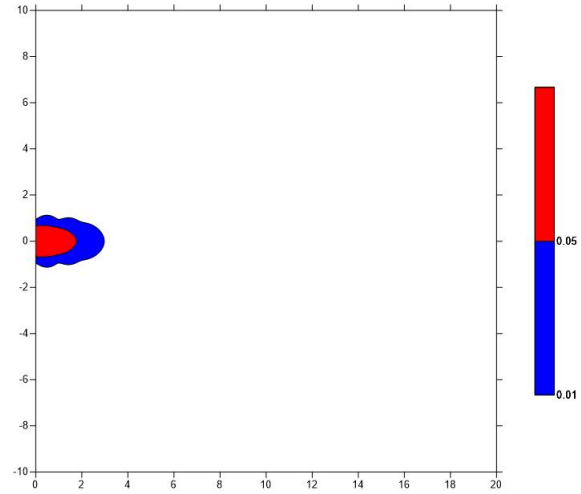
在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐

降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表5.2-5。

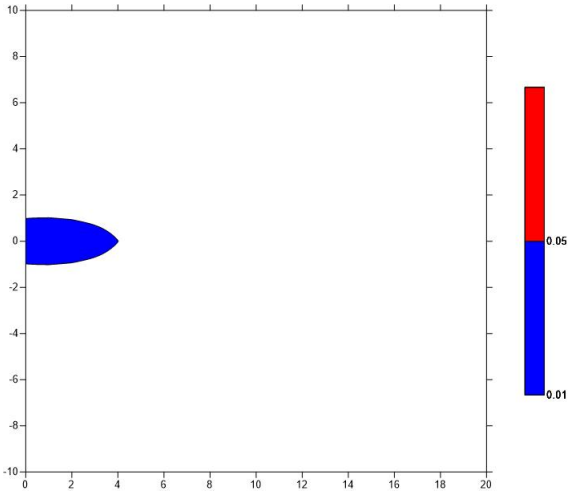
表5.2-5　　非正常状况下石油类污染预测结果表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
10d	5.2	2	0.005	0.137	0.142	3.0	否
100d	6.4	--	0.005	0.014	0.019	4.0	否
1000d	--	--	0.005	--	--	--	--

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。



（1）10d时污染晕运移分布图



（2）100d时污染晕运移分布图

图5.2-3　　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏10d后污染晕影响范围为5.2m^2，超标范围为2m^2，污染晕最大迁移距离为3.0m，污染晕中心最大贡献浓度为0.137mg/L，叠加背景值后的浓度为0.142mg/L；石油类污染物泄漏100d后污染晕影响范围为6.4m^2，无超标范围，污染晕最大迁移距离为4.0m，污染晕中心最大贡献浓度为0.014mg/L，叠加背景值后的浓度为0.019mg/L；石油类污染物泄漏1000d后石油类污染晕影响范围消失。

（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，可以得出，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

退役期管线清洗废水依托处理站处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第748号）等要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，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

工程区域位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，潜水位埋深1.43～5.13m，含水层厚度小于50m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数1.15～2.44m/d。区域内包气带岩层主要为第四系全新统风积物，包气带岩性单一，均为细砂，厚度1.46～1.8m等天然包气带防污性能为“弱”。

监测期间区域潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

（2）地下水环境影响

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

（3）地下水环境污染防控措施

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

（4）地下水环境影响评价结论

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

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管线试压废水

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

抑尘。

②盥洗废水

本项目施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘。

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。

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水，采出水前期随采出液一起进入哈一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，处理满足标准后回注地层。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

拟建工程建成投运后，采出水随采出液经管道输送进入哈一联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，处理满足标准后回注地层。

拟建工程建成投运后，采出水随采出液一起最终进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第Ⅴ类水质标准后回注地层。采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水进入污水接收罐（2000m^3）均质混合，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注。

哈一联合站富余情况如表5.3-1所示。

表5.3-1　　哈一联合站处理能力一览表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	采出水（m^3/d）	5000	4300	86%	700	40	可依托

由上表可知，哈一联合站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

（2）哈四联合站

本项目井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，可拉运至哈四联合站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。哈四联合站污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入2500m^{3}来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入1000m^{3}净化水罐或2000m^{3}污水注水罐。

哈四联合站运行负荷见表5.3-2。

表5.3-2　　哈四联合站依托可行性分析表　　单位：m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
哈四联合站	5000	4500	500	5.57（557t/a）	可依托

由上表可知，哈四联合站可满足拟建工程生产需求，依托可行。

（3）富源7井废液处理站

本项目井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，可拉运至废液处理站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。井下作业废水主要依托富源7井废液处理站处理。富源7井废液处理站年处理能力为23.7万m^3，处理工艺为：氧化破胶-混凝-气浮分离-多级过滤，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。本项目产生的井下作业废水为557t/a，小于富源7井废液处理站处理富余量，依托可行。

综上，拟建工程废水不外排，拟建工程实施对地表水环境可接受。

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□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位(水深)□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.4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、管线工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。

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

5.4.2.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建项目采气井场属于II类项目，集输管线属于II类项目。

5.4.2.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《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，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。

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、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，本项目采出水盐分含量较高，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	其他	盐化	碱化	酸化	其他
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

拟建工程采气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。本项目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
集输管线泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
采气井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

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

表5.4-3　　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
集输管线泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
采气井场套管破损泄漏	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

5.4.5.2.1 污染影响型

（1）预测情景

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

（2）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录E中预测方法对拟建项目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

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

③边界条件

第一类Dirichlet边界条件：

a.连续点源：

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

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

b.非连续点源：

第二类Neumann零梯度边界条件：

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

（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）
砂土	3	2.44	0.58	1.2	0.1	1.1×10^3

（4）预测源强

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

表5.4-5　　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	810000	瞬时
采气井场套管破损泄漏	石油烃	810000	瞬时

项目采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏石油烃的初始浓度设定为810000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度）。

（5）土壤污染预测结果

①集输管线泄漏石油烃预测结果

集输管线出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为810000mg/L，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第10天对周边

污染的土壤进行清理作业，预测时段按10天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图5.4-1所示。

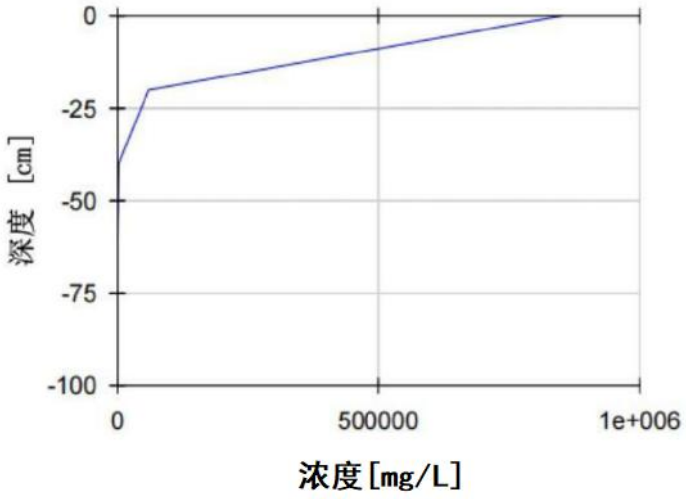


图5.4-1　石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图5.4-1土壤模拟结果可知，入渗10天后，污染深度为32cm，整体渗漏速率较慢。

②采气井场套管破损泄漏石油烃预测结果

采气井场套管破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为810000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度），预测时间节点分别为，T1:1d，T2:3d，T3:10d，T4:20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图5.4-2所示。预测结果见表5.4-6。

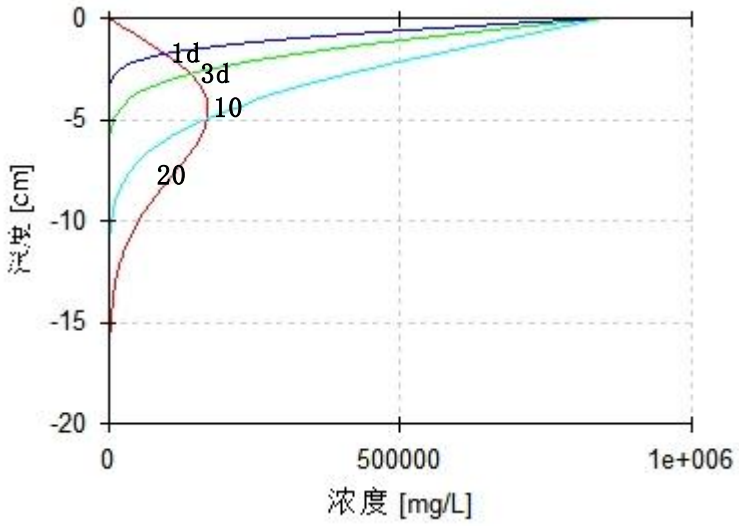


图 5.4-2 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	3.2cm
2	3d	5.6cm
3	10d	10.4cm
4	20d	15cm

由图 5.4-2 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 15cm，整体渗漏速率较慢。

5.4.5.2.2 生态影响型

(1)预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。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”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价重点针对集输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 5min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。根据“5.2.3.1 预测源强”中源强可知，管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 0.6m^3，采出液中总矿化度为 178300mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=0.6×178300=106980g。

②采气井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出液流量的最大值 48.4m^3，全部渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液中总矿化度为 178300mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量

为=48.4×178300=8629720g。

(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；

Is-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；

Ls-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；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$S=S_b+\triangle S$

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，Ls和Rs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1.1×10^{3}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0.033g/kg，叠加现状值后的预测值为5.533g/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；且本项目建设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，本项目实施后对

周边土壤环境生态影响可接受。

②采气井场套管破损泄漏

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以采气井场泄漏点为中心100m×100m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为$1.1\times10^3kg/m^3$，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5.5g/kg。预测年份为0.054a(20天)。根据上述计算结果，在20天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.11g/kg，叠加现状值后的预测值为5.61g/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；且本项目建设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，本项目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 结论与建议

本项目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30cm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，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表5.4-7。

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( )、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	石油烃(C_{10}-C_{40})、全盐量				
	特征因子	污染影响型		石油烃(C_{10}-C_{40})		
		生态影响型		全盐量		
	所属土壤环境影响评价项目类别	井场	Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□			
		管线	Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□			
	敏感程度	污染影响型	井场	敏感□；较敏感□；不敏感☑		
			集输管线	敏感□；较敏感□；不敏感☑		
		生态影响型	井场	敏感☑；较敏感□；不敏感□		
			集输管线	敏感☑；较敏感□；不敏感□		
评价工作等级		污染影响型	井场	一级□；二级□；三级☑		
			集输管线	一级□；二级□；三级☑		
		生态影响型	井场	一级□；二级☑；三级□		
			集输管线	一级□；二级☑；三级□		
现状调查内容	资料收集	a)☑；b)☑；c)☑；d)☑				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	3	4	0.2m	

续表 5.4-7　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="3">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>现状调查内容</td><td>现状监测因子</td><td colspan="3">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，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})
占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="3"></td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="3">GB15618☑；GB36600☑；表D.1☑；表D.2☑；其他()</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="3">各评价因子均满足相应标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="3">石油烃(C_{10}-C_{40})、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">附录E☑；附录F□；其他(类比分析)□</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="3">影响范围：井场占地
影响程度：较小</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a)□；b)□；c)☑
不达标结论：a)□；b)□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；
其他()</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td></td></tr>
<tr><td>1</td><td>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</td><td>每5年1次</td><td></td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行</td><td></td></tr>
</table>

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期环境影响分析

（1）施工扬尘

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

重。

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

（2）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在气田油气集输工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、非甲烷总烃等；施工厂界废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（3）环境影响分析

气田开发阶段，油气集输工程施工期呈现出分区域、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，本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气相扩散条件好。因此，施工扬尘、焊接烟气、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

拟建工程位于尉犁县境内，距离拟建工程最近的气象站为尉犁县气象站，项目周边地形、气候条件与尉犁县一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可采用尉犁县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用尉犁县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表5.2-1。

表 5.5-1　　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				
尉犁	51655	基本站			172	884.9	2025	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

5.5.2.2 多年气候统计资料分析

根据尉犁县气象站近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 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度（℃）	-8.5	-1.6	7.5	16.0	21.2	25.2	26.4	24.9	19.4	10.7	1.7	-6.4	11.4

由表5.2-2分析可知，区域近20年平均温度为11.4℃，4～9月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为26.4℃，1月份平均气温最低，为-8.5℃。

(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）	1.0	1.3	1.7	2.0	2.1	2.0	1.9	1.7	1.3	1.2	1.1	1.0	1.5

由表5.5-3分析可知，区域近20年平均风速为1.5m/s，5月份平均风速最大为2.1m/s，1月和12月份平均风速最低，为1.0m/s。

(3)风向、风频

区域近20年平均各风向风频变化情况见表5.5-4，近20年风频玫瑰图见图5.5-1。

表 5.5-4　　近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率(%)	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率(%)	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0	

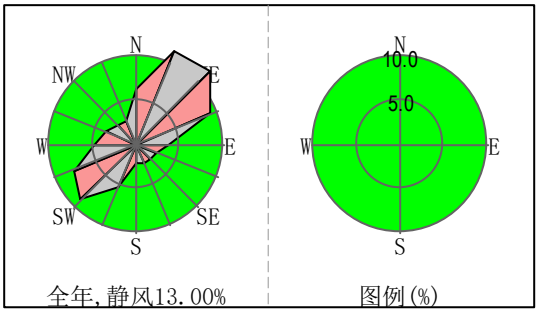


图 5.5-1　　区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.5-4 分析可知，尉犁县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年NE风向的频率最大，其次是NNE风向。

5.5.2.3 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5　　项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		42.2
3	最低环境温度/℃		-24.4
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		灌木林地、盐碱地、沙地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否

		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.5-6，相关污染物预测及计算结果见表5.5-7。

表5.5-6　　主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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（°）									
玉科10井场无组织废气			929	40	43	0	3	8760	正常	H_2S	0.00003
										非甲烷总烃	0.019
玉科801井场无组织废气			933	40	50	0	3	8760	正常	H_2S	0.00002
										非甲烷总烃	0.014
玉科8C井场无组织废气			932	40	43	0	3	8760	正常	H_2S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0187

注：玉科802井场和玉科10井场源强相同且井场面积相同，本次选择玉科10井场进行预测；玉科8C井场无组织废气为本项目扩建接入点排放量叠加井场现有设备设施排放量。

表5.5-7　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$(m)
1	玉科10井场无组织废气	非甲烷总烃	69.471	3.47	3.47	40	--
		H_2S	0.1097	1.10			--
2	玉科801井场无组织废气	非甲烷总烃	48.678	2.43		42	--
		H_2S	0.0695	0.70			--
3	玉科8C井场无组织废气	非甲烷总烃	68.384	3.42		40	--
		H_2S	0.1097	1.10			--

由表5.5-7可知，无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为69.471μ

g/m³，最大占标率3.47%；H_2S最大一次落地浓度为0.1097μg/m³，最大占标率1.10%，$D_{10\%}$均未出现。

5.5.2.4 废气源对四周厂界贡献浓度

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	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
玉科10井场无组织废气	非甲烷总烃	58.104	64.267	58.104	64.267
	H_2S	0.0917	0.1015	0.0917	0.1015
玉科801井场无组织废气	非甲烷总烃	39.815	43.847	39.815	43.847
	H_2S	0.0569	0.0626	0.0569	0.0626
玉科8C井场无组织废气	非甲烷总烃	67.195	63.261	67.195	63.261
	H_2S	0.0917	0.1015	0.0917	0.1015

本项目实施后，采气井场无组织排放非甲烷总烃均满足《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；无组织排放的H_2S浓度均满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值。

5.5.2.5 大气环境防护距离

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

5.5.2.6 非正常排放影响分析

5.5.2.6.1 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自动点火放喷。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目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/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	933	20	20	0	3	0.5	非正常	非甲烷总烃	4.1
											SO_2	1.6
											NO_X	225

5.5.2.6.2 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/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)
1	放喷池	非甲烷总烃	26791	1339	735117	24770
		SO_2	10455	2091		
		NO_X	1470234	735117		

由表5.5-10计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃、SO_2、NO_2最大落地浓度及占标率相对较大。非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.7 污染物排放量核算

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/m³)	
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	0.497
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.00079

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场清理会产生少量扬尘，施工操

作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的撒落与飘散，在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。同时本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气相扩散条件好。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

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

5.5.5 大气环境影响评价自查表

拟建工程大气环境影响评价自查表见表5.5-12。

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	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	(2025)年						
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据□		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区☑				不达标区□		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD □	ADMS □	AUSTAL2000 □	EDMS/AEDT □	CALPUFF □	网格模型 □	其他 ☑
	预测范围	边长≥ 50km□		边长5～50km □			边长=5km ☑	

续表5.5-12　　大气环境影响评价自查表

工作内容	自查项目

大气环境影响预测与评价	预测因子	预测因子(非甲烷总烃、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(0.5)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： (非甲烷总烃、硫化氢)		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:(0.497)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

5.6.1.1 噪声源及其影响预测

（1）井场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表A.2和类比气田开发工程中井场施工实际情况，项目夜间不进行施工，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	型号	空间相对位置/m	声压级/距离	声源控制措施	运行时段

	名称		X	Y	Z	[dB(A)/m]		
1	运输车辆	—	60	40	1	90/5	—	昼间
2	吊装机	—	60	40	1	84/5	—	昼间
3	挖掘机	SY60C	-	-	1.5	90/5	—	昼间
4	推土机	SD16	-	-	1.5	88/5	—	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“5.6.2.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.6-2，拟建工程夜间不施工。

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和类比气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：

$L_r=L_{ro}-20lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源r处的A声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源r_o处的A声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——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。施工场地周边300m范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建工程产噪设备主要为井场采气树、空气源热泵、多功能加热设备、电真空加热炉。

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：

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

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：

$$L_{\mathrm{A}}(\mathrm{r})=10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8}10^{0.1[L_{pi}(\mathrm{r})-\triangle L_{\mathrm{i}}]}\right\}$$

式中：$L_{\mathrm{A}}(r)$—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；

$\triangle L_I$—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：$L_{\mathrm{A}}(r)$—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：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

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	玉科10/玉科802井场	采气树	--	20	30	1	85	基础减振	昼夜
2		空气源热泵	--	10	30	1	90		
3		多功能加热设备	--	10	30	1	90		
4	玉科801井场	采气树	--	20	30	1	85		
5		电真空加热炉	--	10	10	1	90		

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，拟建工程新建采气井场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　　单位：dB(A)

评价点	井场厂界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
玉科801井场	东场界	41.1	60	50	达标
	南场界	42.2			
	西场界	41.1			
	北场界	47.0			
玉科10/玉科802井场	东场界	42.3	60	50	达标
	南场界	43.2			
	西场界	42.5			
	北场界	46.7			

由表5.6-6可知项目实施后，各采气井场主要噪声源对厂界昼间和夜间噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

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，本项目周边无声环境保护目标，在设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场厂界噪声预测值均可满足《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

本工程声环境影响评价自查表见表5.6-7。

表5.6-7　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□二级☑三级□					
	评价范围	200m☑大于200m□小于200m□					
评价因子	评价因子	等效连续A声级☑最大A声级□计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑地方标准□国外标准□					
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区☑	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期□	近期☑		中期□	远期□	
现状评价	现状调查方法	现场实测法☑现场实测加模型计算法□收集资料☑					
	现状评价	达标百分比	100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☑已有资料☑研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑其他□					
	预测范围	200m☑大于200m□小于200m□					
	预测因子	等效连续A声级☑最大A声级□计权等效连续感觉噪声级□					

续表 5.6-7　　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	厂界噪声贡献值	达标☑不达标☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标☑不达标☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测☐固定位置监测☐自动监测☐手动监测☐无监测☑		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()	监测点位数()	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑不可行☐		
注：“☐”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。				

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

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

①施工土方

本项目共开挖土方 1.86 万 m^3，回填土方 1.91 万 m^3，借方 0.05 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为井场及管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场及管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于项目区周边砂石料场，本项目不设置取土场。

②生活垃圾

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

③施工废料

本项目施工废料产生量约为 0.9t，收集后送轮南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

本项目营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》(部令第 36 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《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)，落地油、废防渗材料均为危险废物，

收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。

拟建工程危险废物情况见表5.7-1。

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	0.6	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T，I	收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.8	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危险废物收集

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)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地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1mm，边框外宜留不小于3mm的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图5.7-1所示；

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

图 5.7-1　危险废物类别标识示意图

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

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

本项目产生的危险废物运输过程由具有道路危险货物运输资质的单位进行运输，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轮台县三和源石油技术服务有限责任公司进行处置，轮台县三和源石油技术服务有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程HW08危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前轮台县三和源石油技术服务有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥10万t/a，目前尚有较大处理余量（约为2万t/a）。因此，拟建工程危险废物全部委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司接收处置可行。

5.7.2.3 环境管理要求

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮

存（处置）场》（GB 15562.2-1995）及修改单等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5） 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。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。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。

（7）落实排污许可制度，执行排污许可管理制度的规定。

（8）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、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档5年以上。

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，收集后送至轮南固体废物填埋场填埋处置，落地油桶装收集后委托有危废处置资质的单位接收处置；废弃管线维持现状，避免因开

挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线清洗废水经管线输至处理站处理，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

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

5.8.1 评价依据

5.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气及硫化氢，存在于集输管线内。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表2.6-4。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据2.5.7环境风险评价工作等级判定内容，项目Q值小于1，环境风险潜势为Ⅰ。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、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	凝析油	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℃)	
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	
4	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.8.3.2 危险物质分布情况

本项目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，本项目开发建设过程中采气、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 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含Ca^{2+}、Na^{+}等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果	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	凝析油及天然气泄漏后，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 集输管道破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，天然气及凝析油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。

同时拟建工程管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，哈得采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，天然气中H_2S的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于H_2S稀释，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目距塔里木河较远，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受到包气带的吸附作用以后，也会不可避免地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以防控。

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，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进

行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水环境风险评价

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

（3）井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，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2m，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，区域上比较稳定，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

5.8.6.1 环境风险防范措施及应急要求

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

5.8.6.1.1 井下作业事故风险预防措施

（1）在设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

5.8.6.1.2 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。

5.8.6.1.3 H_2S 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/T6137-2017)要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪(第1级预警阈值应设置为15mg/m^3（或10ppm）），第2级报警阈值应设置为30mg/m^3(或20ppm)，进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

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

（2）预防措施

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

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

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

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

（3）泄漏事故风险防范措施

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

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

5.8.6.2 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

在管道发生断裂、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。原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

本工程根据以往经验，在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。

5.8.6.3 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害等)，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。哈得采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》，备案编号为652924-2025-004。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哈得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。

5.8.6.4 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哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前哈得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。哈得采油气管理区已针对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天然气泄漏，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哈得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	哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期产能建设项目			
建设地点	新疆巴州尉犁县境内			
中心坐标	东经		北纬	
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、硫化氢，凝析油、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，拟建工程油气田开发建设过程中采气、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			
风险防范措施要求	具体见“5.8.6环境风险管理”			

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

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

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

（3）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

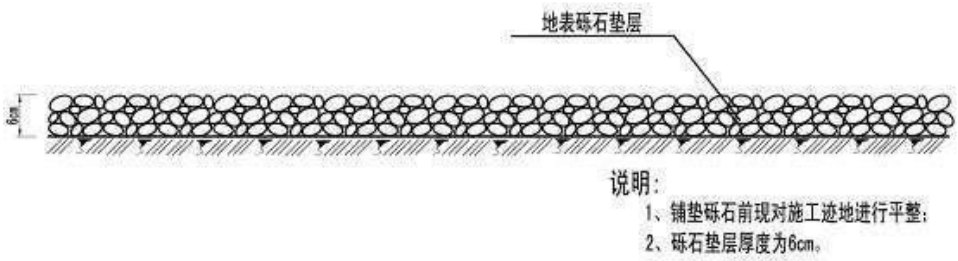


图 6.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

（4）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。

（5）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。

（6）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。

（7）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

类比玉科区块现有井场、管线等采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.1.1.2 动植物保护措施

（1）井场、管线的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让植被茂密区,施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

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

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

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

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

类比玉科区块已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.1.1.3 维持土壤肥力措施

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

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

6.1.1.4 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。

6.1.1.5 水土流失防治措施

6.1.1.5.1 井场工程区

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

（2）限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，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。

6.1.1.5.2 管道工程区

（1）场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回填，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，本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。

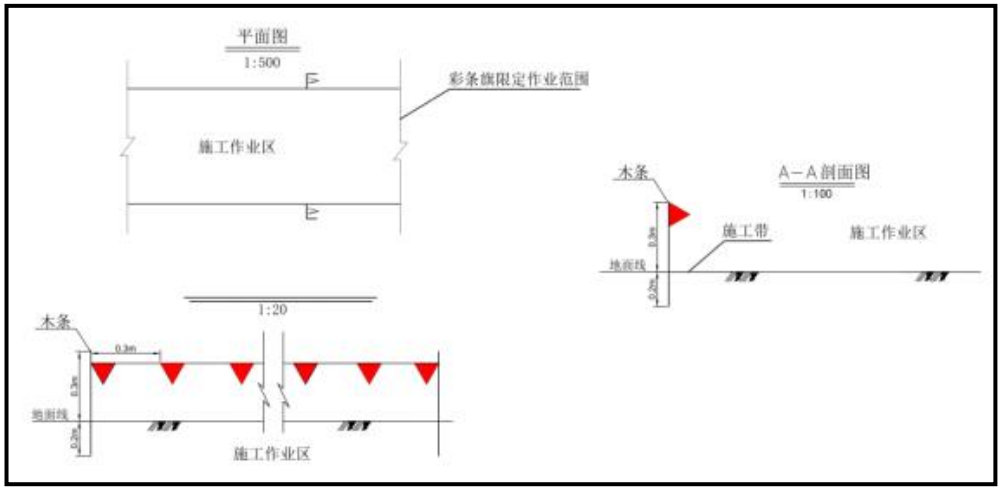


图 6.1-2　限行彩条旗典型措施设计图

6.1.1.6 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《国家林业和草原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：根据玉科区块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）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，草籽类型为免灌草籽，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，在项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资10万元，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，预计玉科区块沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

6.1.1.7 重点公益林生态保护措施

拟建工程占用的重点公益林类型均为灌木林地，主要植物种类为柽柳、稀疏胡杨。项目需采取的保护措施包括：

（1）《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”

（2）根据《中华人民共和国森林法》《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》《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，不得占用国家一级公益林，占用国家二

级公益林需按要求办理建设项目使用林地手续。施工完成后，管线沿线两侧实施恢复，永久占用国家二级公益林地须在其他区域予以补划。

（3）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。

（4）严格控制施工范围，穿越公益林段尽量缩减作业带宽度。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。

（5）施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林木乱砍滥伐，严禁砍伐森林植被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

（6）管线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，增强公众保护公益林的意识。

（7）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。

（8）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的村规民约、告示、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。

类比同类项目施工采取的重点公益林生态保护措施，拟建工程采取的重点公益林生态保护措施可行。

6.1.2 运营期生态恢复措施

拟建工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。在道路边、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 退役期生态恢复措施

气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期

按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油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

（1）管道试压废水

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

（2）施工队盥洗废水

拟建工程施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

（1）源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，选好合格的防渗材料，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，外委或内部处置；

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，将井口区、放喷池划分为一般防渗区，防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。本项目各分区防渗等级具体见表6.2-1。

表6.2-1　　厂区各区域防控措施一览表

井场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
井场	一般防渗区	井口区、放喷池	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s,或参考GB16889执行

（3）地下水跟踪监控措施

为了及时准确地掌握玉科区块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，玉科区块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，依托区域现有1眼跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域的地下水监控需求。地下水监控井基本情况详见表6.2-2。

表6.2-2　　地下水监控井基本情况表

名称	井深（m）	监测层位	功能	监测因子	监测频次
YK5	40	2.2	潜水含水层	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、汞、六价铬	每年2次

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，可能影响地下水质时，应随时增加采样频次。

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

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

（4） 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。

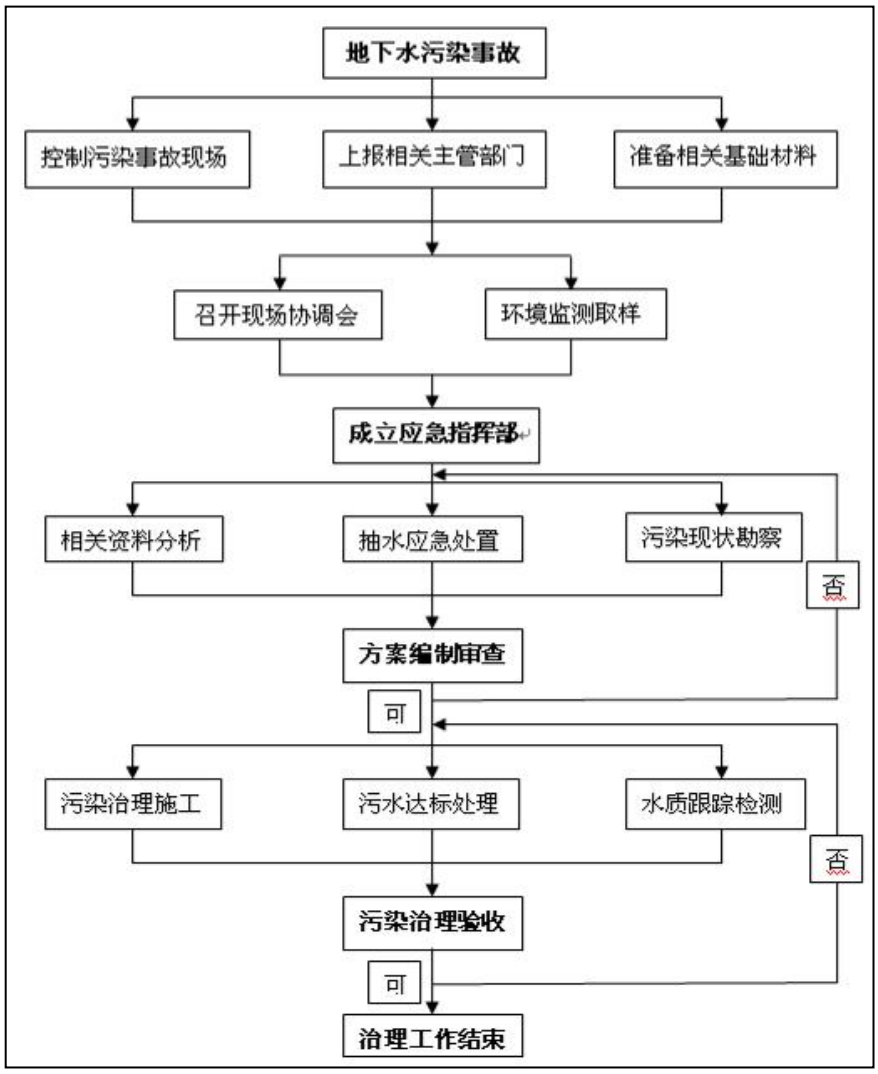


图 6.2-1 污染应急治理程序框图

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，本项目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

玉科区块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。

类比现状玉科区块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

退役期管线清洗废水依托处理站处置，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管线试压废水

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

②盥洗废水

拟建工程施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘。

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一联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，达到回注标准后回注地层，哈一联合站采出水处理系统处理规模为5000m^3/d，哈四联合站采出水处理系统处理规模为5000m^3/d，富源7井废液处理站废水处理规模为720m^3/d，其富余处理能力均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，在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

退役期管线清洗废水依托处理站处置，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，和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、放喷池划分为一般污染防治区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限。

类比现状玉科区块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 施工期环境空气保护措施

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、举报投诉电话等信息	《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漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	
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	
5	重污染天气应急预案	Ⅲ级（黄色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96号）
		Ⅱ级（橙色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	
		Ⅰ级（红色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，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；

（5）施工期场地设置围挡、出入车辆进行冲洗、施工道路采取铺设砂石等措施。

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 运营期环境空气保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求，切实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）加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，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。

拟建工程井站场采气树、加热装置属于成熟设备，已在玉科区块区域稳定运行多年，结合前述统计的区域同类型井场污染源监测数据（见“3.1.4.4 大气环境影响回顾”），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，H_2S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新扩改建项目二级标准，无组织废气可达标排放。因此拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期环境空气保护措施

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期噪声防治措施

在井场高噪声污染源主要是机械设备、运输车辆运行产生的噪声。主要减噪措施包括：

（1）合理安排施工

①根据《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。严格控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

②施工现场设置施工标志。

③施工运输车辆在通过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声影响。

（2）采取噪声控制措施

①合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好地运行状态。

②管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

类比玉科区块现有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 运营期噪声防治措施

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

（2）采取基础减振措施。

结合“3.1.4.6 声环境影响回顾”的玉科区块同类型井场污染源监测数据，井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期噪声防治措施

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

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物处置措施

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”。

综上，本工程施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。类比玉科区块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 运营期固体废物处置措施

6.7.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，根据《国家危险废物名录(2025年版)》(部令第36号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)，落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。拟建工程危险废物处理处置情况见表6.7-1。

表6.7-1 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T，I	收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收

废防渗材料	HW08	900-249-08	0.8	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	处置

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。

拟建工程产生的落地油、废防渗材料收集后拉运至哈得采油气管理区危废贮存场或危废暂存池暂存，定期委托有资质单位接收处置，哈得采油气管理区危废贮存场含油污泥最大暂存量为60吨，目前尚有较大暂存余量，本项目营运期落地油、废防渗材料产生量合计为1.4t/a，小于哈得采油气管理区危废贮存场现有暂存富余量，依托可行。

拟建工程本项目产生的危险废物运输过程由具有道路危险货物运输资质的单位进行运输，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。拟建工程产生的含油废物全部委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司进行处置，轮台县三和源石油技术服务有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程HW08危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前轮台县三和源石油技术服务有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥10万t/a，目前尚有较大处理余量（约为2万t/a）。因此，本工程危险废物全部委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司接收处置可行。

6.7.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为落地油、废弃管道、建筑垃圾等，落地油收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，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。

类比玉科区块现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 温室气体排放影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

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

（1）燃料燃烧CO_2排放

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

拟建工程井场不设置燃气类真空加热炉，不涉及燃料燃烧CO_2排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了CO_2排放外，还可能产生少量的CH_4排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算CO_2和CH_4排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧，不再核算该部分产生的CO_2和CH_4排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的CH_4或CO_2气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、

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

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站天然气排放、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，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

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

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

（5）CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

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

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

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
2	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表7.1-2所示。

表 7.1-2　　核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期产能建设项目	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）CH_4逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的CO_2排放量。具体核算过程如下：

（1）CH_4逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中，

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

J-不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$-原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$-原油开采业务中涉及的每种设施类型j的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/(年·个)；

$Num_{gas,j}$-天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$-天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/(年·个)。

②计算结果

拟建工程涉及天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-3　　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	石油系统	设施逃逸	井场个数
1	采气井场	井口装置	2.5吨/年·个	4(包括玉科8C井场)

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 10 吨，折算成 CO_2 排放量为 210 吨。

（2）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 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 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$ 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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

b.净购入热力的 CO_2 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 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

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 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/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 5950MWh，电力排放因子取《关于发布 2024 年电力碳足迹因子数据的公告》（生态环境部 国家统计局 国家能源局 公告 2025 年第 19 号），全国电力平均碳足迹因子 0.5777kgCO_2e/kWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和

热力隐含的CO_2排放量为3437t。

（3）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的CO_2排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}\left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨CO_2；

$E_{CO2-燃烧}$-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

$E_{GHG-火炬}$-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨CO_2当量；

$E_{GHG-工艺}$-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨CO_2当量；

$E_{GHG-逃逸}$-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨CO_2当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的CH_4回收利用量，单位为吨CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4相比CO_2的全球变暖潜势值。取值21；

$R_{CO2-回收}$-企业的CO_2回收利用量，单位为吨CO_2。

$E_{CO2-净电}$-报告主体净购入电力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

$E_{CO2-净热}$为报告主体净购入热力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2。

按照上述CO_2排放总量计算公式，则拟建工程实施后CO_2排放总量见表7.1-4所示。

表7.1-4　　CO_2排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨CO_2)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧CO_2排放	0	0.00
	火炬燃烧排放	0	0.00
	工艺放空排放	0	0.00

续表7.1-4　　CO_2排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨CO_2)	占比(%)
拟建工程	CH_4逃逸排放	210	5.76
	CH_4回收利用量	0	0.000
	CO_2回收利用量	0	0.000
	净购入电力、热力隐含的CO_2排放	3437	94.24
	合计	3647	100

由上表7.1-4分析可知，拟建工程CO_2总排放量为3647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

拟建工程井场开采采用无人值守井场,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CO_2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

哈得采油气管理区建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

本项目实施后，CO_2总排放量为3647吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品CO_2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，井口密封并设置紧急截断阀，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一联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废水运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，处理满足标准后回注地层。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置，可避免对周围环境产生影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

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

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场建设、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。只有在气田停止开发后，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灌木林地、盐碱地、沙地，荒漠植被盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内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，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，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的，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经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线敷设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区现有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委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE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，建立了油气田QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

哈得采油气管理区QHSE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、检查开发部生产运行、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)本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入哈得采油气管理区 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

情况及处理结果，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

根据油气田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须 对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1　　拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	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	建设单位生态环境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；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		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		
		废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘		
		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		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

续表 9.1-1　　拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
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一联合站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理	建设单位	建设单位生态环境部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位生态环境部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	落地油收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，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 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。塔里木油田分公司哈得采油气管理区固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)等相关要求执行。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档5年以上。

哈得采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信

息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.7 环境监理

本项目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间介入环境监理。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。

9.1.8 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国生态环境法典》、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第37号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162号)要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.9 排污许可

依据《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令 第736号)第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔

接工作的通知》(环办环评〔2017〕84号)，本项目应纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求，同时哈得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 企业环境信息公开

9.2.1 公开内容

（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：巴州尉犁县境内

主要产品及规模：①新建采气井场3座（玉科801井、玉科802井、玉科10井），各井场分别设置采气树1座、二氧化碳分体式空气源热泵加热装置1套、多功能加热设备2套、自动点火装置1套；②玉科8C井场改造，新增1座4井式气井轮井阀组橇和1套多相流量计,更换井场内加热炉-出站球阀前的阀门及管线；新建玉科401试采点出站计量装置；③建设3条单井集输管线和1条集输干线共计18787m；④配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助工程。项目建成后日产液58.71m^3/d，日产气25万m^3。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类见表3.4-1。

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3.5-13。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.5.8 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哈得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；哈得采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令 第24号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表9.3-1　　拟建工程污染物排放清单一览表

<table>
<tr><td colspan="3">项目</td><td colspan="11">工程组成情况</td></tr>
<tr><td colspan="3" rowspan="2">油气集输工程</td><td>井场、站场工程</td><td colspan="10">新建采气井场3座（玉科801井、玉科802井、玉科10井），玉科8C井场改造，新增1座4井式气井轮井阀组橇和1套多相流量计，更换井场内加热炉-出站球阀前的阀门及管线；新建玉科401试采点出站计量装置</td></tr>
<tr><td>管道工程</td><td colspan="10">建设3条单井集输管线和1条集输干线共计18787m</td></tr>
<tr><td rowspan="2">类别</td><td rowspan="2">工程组成</td><td rowspan="2">产污环节</td><td colspan="2">环境保护措施及主要运行参数</td><td rowspan="2">污染物种类</td><td colspan="3">排放情况</td><td colspan="2">排污口信息</td><td rowspan="2">总量指标(t/a)</td><td rowspan="2">执行标准(mg/m³)</td></tr>
<tr><td>环境保护措施</td><td>主要运行参数</td><td>排放时段h/a</td><td>标况烟气量(Nm³/h)</td><td>排放浓度(mg/m³)</td><td>排气筒高度(m)</td><td>内径(m)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">废气</td><td rowspan="2">井场</td><td rowspan="2">无组织废气</td><td rowspan="2">采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护</td><td rowspan="2">—</td><td>非甲烷总烃</td><td rowspan="2">8760</td><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">VOCs：0.497</td><td>厂界非甲烷总烃≤4.0</td></tr>
<tr><td>硫化氢</td><td>厂界硫化氢≤0.06</td></tr>
<tr><td>类别</td><td>噪声源</td><td colspan="2">污染因子</td><td colspan="5">治理措施</td><td colspan="2">处理效果</td><td colspan="2">执行标准</td></tr>
<tr><td>噪声</td><td>采气树、空气源热泵、多功能加热设备、电真空加热炉</td><td colspan="2">$L_{A(r)}$</td><td colspan="5">基础减振</td><td colspan="2">降噪10dB(A)</td><td colspan="2">厂界
昼间≤60dB(A)；
夜间≤50dB(A)</td></tr>
<tr><td>类别</td><td>污染源</td><td colspan="2">污染因子</td><td colspan="4">处理措施</td><td>处理后浓度(mg/L)</td><td>排放去向</td><td>总量控制指标(t/a)</td><td colspan="2">执行标准(mg/L)</td></tr>
<tr><td>废水</td><td>采出水</td><td colspan="2">SS、石油类</td><td colspan="4">采出水随采出液一起进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td colspan="2">—</td></tr>
</table>

			标准后回注地层				
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理	—	—	—	—

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)	收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置	全部妥善处置

续表 9.3-1　　拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	废防渗材料	含油物质(危险废物HW08)		
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，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

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

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术

指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《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）、《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 生态影响》（HJ19-2022）、《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	监测依据
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、汞、六价铬	下游1口地下水井	每年2次	《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	建设项目区块1个代表性井场	每5年1次	土壤
生态		植被恢复情况(植被覆盖率、植物多样性组成等)	井场及管线周围	每年1次	《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程环保设施“三同时”验收一览表见表9.5-1。

表9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	1	--
	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	--	1	--
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	施工期不设施工营地，产生少量的盥洗废水水质简单，就地泼洒抑尘	不外排	--	--
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	收集后送至轮南固废填埋场填埋处置	妥善处置	2	
	2	生活垃圾	收集后送轮南固废填埋场填埋处置	妥善处置	1	--
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；穿越公益林段尽量缩减作业	临时占地恢复	7	落实生态恢复

		带宽度。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	到之前状态		措施
	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	6	落实水土保持措施
	防沙治沙	土地进行平整，恢复原有地貌，严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，场地平整后，采取砾石压盖、洒水降尘等	防止土地沙化	10	落实防沙治沙措施
环境监理	开展施工期环境监理	--	--	2	—

续表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
废气	1	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	1	《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
				厂界硫化氢≤0.06mg/m³		《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一联合站处理，达标后回注地层	不外排	1	--
	2	井下作业废水	收集后送至哈四联合站或富源7井废液处理站处理	不外排	1	--
噪声	1	采气树、空气源热泵、多功能加热设备、电真空加热炉	基础减振	场界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	1	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
固废		落地油	收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	1	--
		废防渗材料				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	—	—	
环境监测		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	1	--
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	1	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--

声						
废水	1	管道清洗废水	依托处理站处理	--	--	--
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	1	--
	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		--	--
	3	落地油	收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置		1	--

续表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
退役期						
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	1	--
合计				--	40	--

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期产能建设项目

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

建设性质：改扩建

建设内容：①新建采气井场3座（玉科801井、玉科802井、玉科10井），各井场分别设置采气树1座、二氧化碳分体式空气源热泵加热装置1套、多功能加热设备2套、自动点火装置1套；②玉科8C井场改造，新增1座4井式气井轮井阀组橇和1套多相流量计，更换井场内加热炉-出站球阀前的阀门及管线；新建玉科401试采点出站计量装置；③建设3条单井集输管线和1条集输干线共计18787m；④配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助工程。项目建成后日产液58.71m^3/d，日产气25万m^3。

项目投资和环保投资：项目总投资2506.13万元，其中环保投资40万元，占总投资的1.60%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆巴州尉犁县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 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)》相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油、天然气开采”。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治

区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》。拟建工程位于玉科区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近2.5km，不在生态保护红线区内。拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气。运营期产生的采出水随采出液一起进入哈一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理。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、巴音郭楞蒙古自治州生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测表明：各监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外均满足《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。超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值。

环境空气质量现状监测结果表明：巴音郭楞蒙古自治州各基本污染物年平

均指标均未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准要求，即项目所在区域为达标区。环境质量现状监测结果表明，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/m^{3}的标准。

声环境质量现状监测结果表明：新建井场监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准要求。

10.3.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程200m范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将各井场周围2km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的塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区、重要物种、国家二级公益林作为生态保护目标;将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.4污染物排放情况

本项目污染源经治理后，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。本项目各主要污染物具体排放见下表10.4-1。

表10.4-1　　本项目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	0.497	0.00079	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤

肥力、植被覆盖度、生物损失量、动物、生态系统完整性、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，本项目建设对生态影响可以得到有效减缓，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

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

10.5.3 地表水环境影响

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，处理后满足《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。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

本项目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30cm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，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，在严格按照土壤污染防护措施后，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

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

10.5.6 声环境影响

由预测可知，拟建工程井场主要噪声源对厂界昼间和夜间噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司哈得采油气管理区制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的哈得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）加强井场生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监

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

本项目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一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，运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理，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。

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

拟建工程运营期落地油、废防渗材料收集后现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《哈得采油气管理区玉科区块2026年第一期产能建设项目公众参与说明书》，本项目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。本项目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

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、巴音郭楞蒙古自治州分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田分公司“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 项目由来 1
1.2 环境影响评价工作过程 1
1.3 分析判定相关情况 2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 3
1.5 环境影响评价的主要结论 4
2 总则 6
2.1 编制依据 6
2.2 评价目的和评价原则 12
2.3 环境影响因素和评价因子 14
2.4 环境功能区划及评价标准 15
2.5 评价等级和评价范围 20
2.6 环境保护目标 29
2.7 评价内容和评价重点 31
2.8 评价时段和评价方法 32
3 建设项目工程概况和工程分析 33
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 33
3.2 现有工程 48
3.3 在建工程 51
3.4 拟建工程 53
3.5 工程分析 63
3.6 相关政策法规、规划符合性分析 85
3.7 选址选线合理性分析 116
4 环境现状调查与评价 119
4.1 自然环境概况 119
4.2 生态现状调查与评价 122
4.3 地下水环境现状调查与评价 130
4.4 地表水环境现状调查与评价 138
4.5 土壤环境现状调查与评价 138
4.6 大气环境现状调查与评价 148
4.7 声环境现状监测与评价 150

5 环境影响预测与评价 152
5.1 生态影响评价 152
5.2 地下水环境影响评价 159
5.3 地表水环境影响评价 174
5.4 土壤环境影响评价 178
5.5 大气环境影响评价 187
5.6 声环境影响评价 195
5.7 固体废物影响分析 202
5.8 环境风险评价 207
6 环境保护措施及其可行性论证 216
6.1 生态保护措施可行性论证 216
6.2 地下水环境保护措施可行性论证 223
6.3 地表水环境保护措施可行性论证 227
6.4 土壤环境保护措施可行性论证 228
6.5 大气环境保护措施可行性论证 229
6.6 声环境保护措施可行性论证 232
6.7 固体废物处理措施可行性论证 233
7 温室气体排放影响评价 236
7.1 温室气体排放分析 236
7.2 减污降碳措施 241
7.3 温室气体排放评价结论及建议 242
8 环境影响经济损益分析 243
8.1 环境效益分析 243
8.2 社会效益分析 244
8.3 综合效益分析 245
8.4 环境经济损益分析结论 245
9 环境管理与监测计划 246
9.1 环境管理 246
9.2 企业环境信息公开 251
9.3 污染物排放清单 252
9.4 环境及污染源监测 253
9.5 环保设施“三同时”验收 254

10 环境影响评价结论 257
10.1 建设项目情况 257
10.2 产业政策、选址符合性 257
10.3 环境现状 258
10.4 污染物排放情况 259
10.5 主要环境影响 259
10.6 环境保护措施 261
10.7 公众意见采纳情况 262
10.8 环境影响经济损益分析 262
10.9 环境管理与监测计划 262
10.10 项目可行性结论 263