

1 概述

1.1 项目由来

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

英买力油气田位于新疆阿克苏地区新和县、温宿县、沙雅县境内，塔里木盆地北部，东西长 136km，南北长 87.3km，气田面积 9700km^2 。英买力油气田群有 12 个砂岩凝析气藏投入开发，油田有 3 个碳酸盐岩油藏、6 个砂岩油藏投入开发。油气田投入开发探明地质储量：天然气 $927.69 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油+原油 $8417.11 \times 10^4 \text{t}$ 。

根据英买力油气田玉东 7 区块开发指标和勘探进度，为提高玉东 7 区块油藏油气采出率，稳定英买采油气管管理区油气产能，合理利用地下资源，指导该区域后续油气资源勘探、开发。为此，塔里木油田分公司决定投资 6000 万元，实施“英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案”。本工程建设性质为改扩建，属于现有玉东 7 区块内的改扩建项目，主要建设内容包括：①部署新钻水平井 1 口（YD7-4-1H 井）；②新建采油井场 1 座；③新建集输管线 1.33km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。项目建成后单井产油 45t/d、产天然气 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

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

应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2024 年 3 月 19 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 3 月 22 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2024 年 4 月 3 日至 2024 年 4 月 18 日在《阿克苏新闻网》对本工程环评信息进行了第二次公示，同时在评价范围内的敏感点张贴了环评信息第二次公示材料，在此期间分别于 2024 年 4 月 8 日、2024 年 4 月 9 日在《阿克苏日报》(刊号:CN65-0012)对本工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向新疆维吾尔自治区生态环境厅报批环境影响报告书前，于 2024 年 4 月 19 日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案公众参与说明书》，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，编制完成了本工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

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

(2) 规划符合性判定

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

区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于英买力油气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜等环境敏感区，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) “三线一单”符合性判定

拟建工程距生态保护红线(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)最近为 10.5km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级、集油管线地下水环境影响评价工作等级为三级，声环境影响评价等级为二级，采油井场土壤生态影响型环境影响评价等级为一级、集油管线土壤生态影响型环境影响评价等级为二级，采油井场土壤污染影响型环境影响评价等级为二级、集油管线土壤污染影响型环境影响评价等级为三级，生态影响评价等级为二级，环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、声

环境、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 拟建工程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。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玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。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，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境影响可以接受，从土壤环境影响角度项目可行。

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

(5) 拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。

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

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

1.5 主要结论

综合分析，本工程属于现有英买力油气田内的改扩建项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司提供的《英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案公众参与说明书》，公示期

间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年2月29日发布);

(13)《中华人民共和国矿产资源法》(2009年8月27日修正,1986年10

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 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 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》(环境保护部公告 2017 第 43

号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日实施)；

(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(2021 年版)》(部令第 15 号，2020 年 11 月 25 日发布，2021 年 1 月 1 日实施)；

(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》(环境保护部令第 34 号，2015 年 4 月 16 日发布，2015 年 6 月 5 日实施)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(30)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);

(31)《关于印发〈2020年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气[2020]33号);

(32)《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气[2019]53号);

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

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

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

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

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

(38)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号,2019年12月13日发布并实施);

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

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

(3)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月

1 日实施，2018 年 9 月 21 日修正)；

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

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

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

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

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

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

(10)《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(13)《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号，2021 年 2 月 21 日发布并实施)；

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

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

(16)《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

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

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

(19)《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发[2022]75

号，2022 年 9 月 18 日施行)；

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

(21)《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》(2020 年 9 月 19 日修正，2009 年 2 月 1 日施行)；

(22)《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)；

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

(24)《关于印发〈阿克苏市大气污染防治攻坚行动方案(2023-2025 年)〉的通知》(阿市政办[2023]41 号)；

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

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

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

(28)《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》(阿行署办[2020]29 号)。

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) 《英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案实施方案》(塔里木油田分公司)；

(2) 《环境质量现状监测报告》；

(3) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地新和县一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对拟建工程特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

(5) 从技术、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性,从环境保

护的角度对拟建工程的建设是否可行给出明确的结论。

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

2.2.2 评价原则

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

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

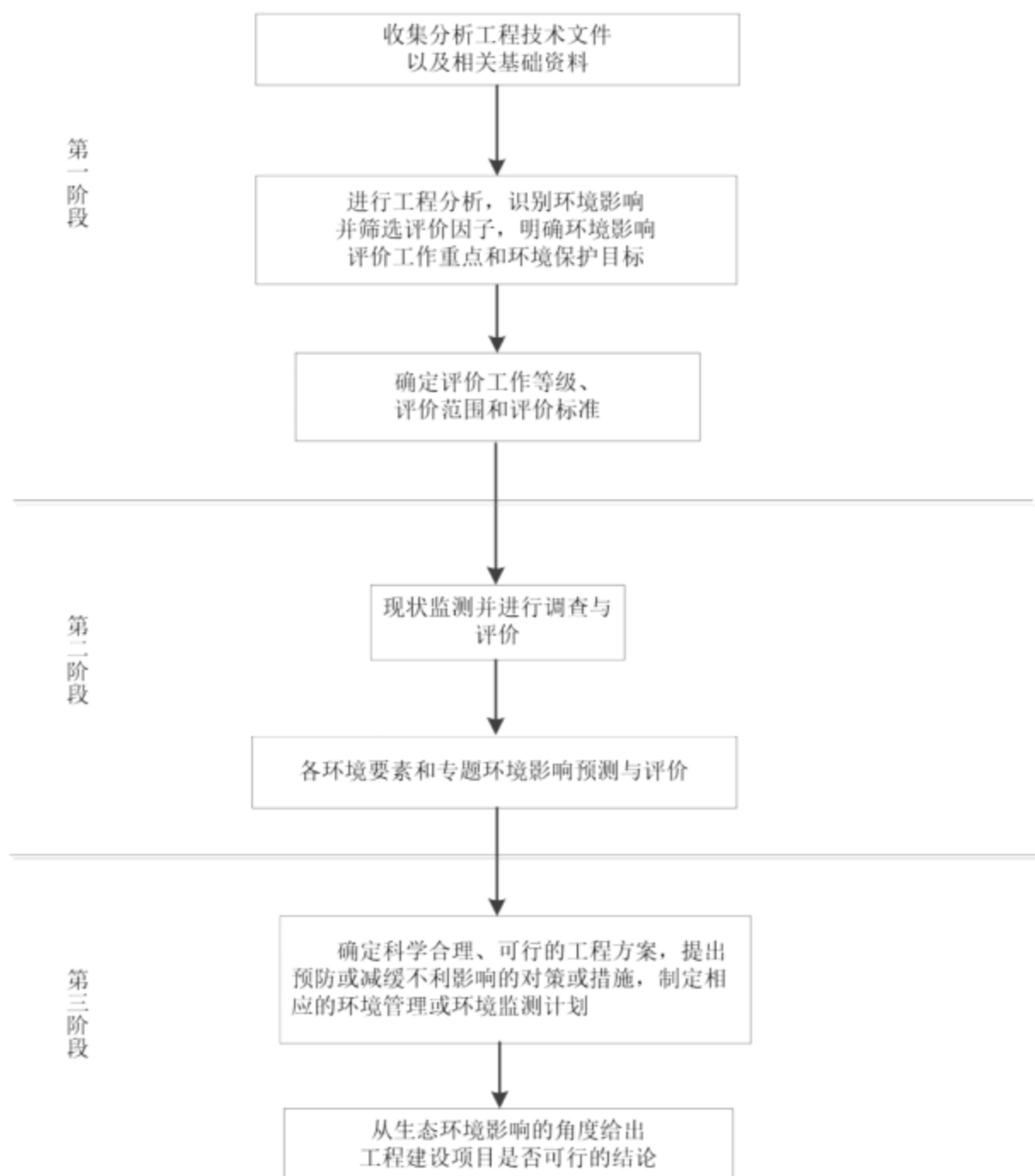


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素		单项工程	施工期				运营期	退役期
			钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	油气集输工程	封井
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1D	-1C	-1D	
	地表水	--	--	--	--	--	--	
	地下水	--	-1D	-1D	--	-1C	--	
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	
	土壤环境	--	-1D	--	-1D	-1C	--	
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1D	
	林地立地条件	--	--	--	--	--	+1C	
	植被覆盖度	--	--	--	-1C	--	+1C	
	生物多样性	--	--	--	-1C	--	+1C	
	生物量损失	--	--	--	-1C	--	+1C	
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	-1C	+1C	

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素 \ 单项工程	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	
	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期
大气	颗粒物	SO ₂ 、NO _x	SO ₂ 、NO _x	颗粒物	非甲烷总烃
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	石油类
土壤	—	—	—	—	石油烃(C ₁₀ ~C ₂₀)、盐分含量
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性	—	—	地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性	林地立地条件、生态系统完整性
噪声	—	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)	—	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
固体废物	生活垃圾	一般工业固废(钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方), 危险废物(废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋), 生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	落地油、废防渗材料
环境风险	—	—	—	—	原油、天然气、CO

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

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

(1) P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

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

表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.5
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-25.7
4	测风高度/m		10

续表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		草地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	*	*	1000	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0040

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

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(m)$
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	43.248	2.16	2.16	45	—

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 $1\% < P_{max} = 2.16\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水收集后送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气

开发建设项目》(HJ 349-2023)，废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。因此，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

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

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
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水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区

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

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

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目采油井场类别为 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；集油管线建设内容类别为 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域土壤盐分含量大于 2g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

2.4.1.5.1 土壤环境污染影响型评价工作等级

(1) 建设项目类别

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

(2) 占地规模

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

本项目永久占地面积为 0.46hm^2 , 占地规模为小型。

新建集油管线地下敷设不新增永久占地, 占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程采油井场周边 1km 范围内涉及天然林等敏感点, 土壤环境敏感程度为“较敏感”; 拟建工程集油管线穿越天然林, 土壤环境敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 土壤环境污染影响评价工作等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6 评价工作等级分级表

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

本项目采油井场类别为 I 类项目, 项目占地规模为小型, 环境敏感程度为较敏感, 土壤环境影响评价工作等级为二级; 集油管线类别为 II 类项目, 项目占地规模为小型, 环境敏感程度为较敏感, 土壤环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.5.2 土壤环境生态影响型评价工作等级

(1) 建设项目类别

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

(2) 建设项目敏感程度

项目采油井场及集油管线区域土壤含盐量均大于 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

境生态影响评价工作等级划分见表 2.4-7。

表 2.4-7 评价工作等级分级表

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

本项目采油井场类别为 I 类项目，环境敏感程度为敏感，土壤环境影响评价工作等级为一级；集油管线类别为 II 类项目，环境敏感程度为敏感，土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1) 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) 本项目土壤影响范围内涉及天然林生态保护目标，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) 本项目新增永久占地面积 0.46hm²，临时占地面积 2.334hm²，总面积 ≤ 20km²。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定拟建工程生态影响评价工作等级为二级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 确定危险物质的临界量。

定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工艺特点(M)，按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

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

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

表 2.4-8 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_i /t	临界量 Q_i /t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	天然气	74-82-8	0.26	10	0.0290
	2	原油	—	5.35	2500	0.0021
集输管线Q值 Σ						0.0311

注：选择井场集输管线计算，管线长度 1.33km，管线直径 DN80。

经计算，本工程 Q 值 < 1 ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.4-9。

表 2.4-9 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 2.4-9 可知，本工程环境风险潜势为 I，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

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

2.4-10 及附图 20。

表 2.4-10 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围	
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 矩形区域	
2	地表水环境	三级 B	应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求	
3	地下水环境	二级	井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域	
		三级	管线边界两侧向外延伸 200m	
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围	
5	土壤环境	生态影响型	一级	井场外扩 5km 范围
			二级	集油管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围
		污染影响型	二级	井场外扩 0.2km
			三级	集油管线边界两侧向外延 0.2km 范围
6	生态影响	二级	井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越天然林段，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	
7	环境风险	简单分析	—	

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
3	建设项目工程分析	现有工程：英买力油气田玉东 7 区块开发现状、英买力油气田“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有工程污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、污染物总量控制分析。 拟建工程实施后玉东 7 区块建设情况：拟建工程实施后玉东 7 区块建设概况、三本账 依托工程：介绍英买处理站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、英买力油田钻试修废弃物环保处理站、玉东 7 转油站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》

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

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

声环境: 执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准;

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

(2) 污染物排放标准

废气: 井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求。

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

(3) 控制标准

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

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单标准
		24小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24小时平均	75		

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改 单标准
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m ³	
		1小时平均	10		
	O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³	
		1小时平均	200		
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m ³ 的标准	
环境要素	项目	标准	单位	标准来源	
地下水	色	≤15	铂钴色度 单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类	
	嗅和味	无	—		
	浑浊度	≤3	NTU		
	肉眼可见物	无	—		
	pH	6.5~8.5	—		
	总硬度	≤450	mg/L		
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250	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	
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准	单位	标准来源	
地下水	耗氧量	≤3.0	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 微生物指标中Ⅲ类	
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL		
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅲ类	
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅲ类	
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
甲苯	≤0.7				
石油类	≤0.05	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 _{eq} :	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准		
4	铜	18000	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		
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			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
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				
33	间/对二甲苯	570				

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

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

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
施工噪声	L _{day}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声		昼间	60		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

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

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；玉东 7 区块地面无农田分布，同时井场选址、管道选线不占用农田，减少对农业空间的占用；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。

2.7.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区新和县境内，所在

地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于塔里木油田分公司英买力油气田油气开采项目	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城-库车等大型油气田基地建设	本拟建工程属于塔里木能源资源勘查开发区	符合
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书〉的审查意见》(环审[2022]124 号)	生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求	拟建工程距离生态保护红线约 10.5km，不在生态保护红线范围内，属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低	符合

续表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》环审[2022]124号	严格环境准入，保护区域生态功能。按照新疆维吾尔自治区生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求，确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对重点生态功能区的不良环境影响	拟建工程属于一般管控单元项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低；本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场、管线布置无法避让，通过采取防尘网苫盖、定期洒水、严格控制施工作业带等水土保持措施，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	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合

续表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC ₂ 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC ₂ 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC ₂ 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC ₂ 治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC ₂ 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合

续表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地石油开采项目，促进油气增储上产	符合
《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》	严守生态保护红线。以资源环境承载力为硬约束结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。	拟建工程距离生态保护红线最近约10.5km，不在生态保护红线范围内	符合
	加强矿产资源保护与利用落实国家级能源基地、规划矿区，保障战略能源安全。建成3个油气能源资源基地，拜城-库车油气能源资源基地，塔里木盆地塔河油气资源基地，塔里木盆地塔中油气资源基地	本工程位于塔里木盆地油气资源基地，属于石油开采项目	符合
	坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。	拟建工程不占用基本农田	符合

(2)本工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为石油开采项目，可保证英买力油气田持续稳产	符合

续表 2.7-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	<p>(三) 严格生态环境保护, 强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题, 采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施, 确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求, 有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平, 对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物, 提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求, 按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置, 提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制, 确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制, 涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质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。</p> <p>(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</p>	<p>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玉东 7 转油站处理, 井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理; 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、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置。项目采取分区防渗措施, 同时提出相关防沙治沙措施</p>	符合

(3) 拟建工程与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制, 并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的, 应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后,环境风险可防控	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	英买采油气管管理区制定有《塔里木油田分公司英买采油气管管理区突发环境事件专项应急预案》,后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,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英买力油气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施,具体见“5.1.6.2 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012年 第18号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油站处理,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拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置;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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012年 第18号)	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,输送至联合站集中处理;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、集油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中,鼓励油污、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的油污、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	拟建工程钻井废水按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液,在钻井期间综合利用,不外排;运营期井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	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	拟建工程不占用及穿越水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	拟建工程已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受生态环境主管部门的指导,并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建工程集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	拟建工程运营期落地油和废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家和自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建工程运营期落地油和废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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”，不占耕地	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

综上所述，本项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》、《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)、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)；2021 年 7 月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 7，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 4。

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

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性	
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 10.5km，不在生态保护红线范围内，项目与生态保护红线位置关系见附图	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油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拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；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；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理达标后回注地层，井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合

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

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

表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1空间布局约束	<p>【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建</p>	<p>拟建工程为石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目；不属于“三高”项目</p>	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1 空间布局约束	<p>【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法</p>	<p>拟建工程为石油开采项目，不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域及重点控制区</p>	符合
	<p>【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019年本)》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品</p>	<p>拟建工程为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的淘汰类项目</p>	符合
	<p>【A1.3-2】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</p>	<p>拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设</p>	符合
	<p>【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、自治区生态功能区划、国民经济和社会发展规划、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</p>	<p>拟建工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求</p>	符合
	<p>【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划</p>	<p>拟建工程不属于重大项目</p>	--

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1 空间布局约束	【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOC ₃ 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOC ₃ “绿岛” 项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOC ₃ 集中高效处理	拟建工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后采出液密闭输送，减少 VOC ₃ 排放对大气环境的影响	符合
A2 污染物排放管控	【A2.1-1】PM _{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实 SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘、挥发性有机物(VOC)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	拟建工程不涉及	--
	【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和产业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	拟建工程不涉及	--
	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	项目不属于高耗能、高排放项目	符合
	【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右	拟建工程采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，无废水排入地表水体	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A2污染物排放管控	【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用	施工期生活垃圾定期拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置	符合
	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水 IV 类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75% 以上	拟建工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	---
A3环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	拟建工程不属于危险化学品生产项目	---
	【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98% 以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95% 以上	拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块	---
A3环境风险管控	【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	拟建工程不涉及	---

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，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】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。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	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，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
	【A4.1-3】严控地下水超采。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	拟建工程不涉及地下水的开采	--
	【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为 688538 万 m ³ 、626527 万 m ³	拟建工程用水主要为施工期用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区供水量控制指标	符合
	【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上	拟建工程不占用基本农田	符合
	【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行 65% 强制性节能标准，新建居住建筑全面执行 75% 强制性节能标准	拟建工程不涉及煤炭的消耗	--
	【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】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	拟建工程不涉及高污染燃料	--

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建工程开发过程中采取节水措施，节约了水资源	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	拟建工程属于石油开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；拟建工程不涉及选矿回收及综合利用	--

表 2.7-6 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

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

表 2.7-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 10.5km，不在生态保护红线范围内，项目与生态保护红线位置关系见附图	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油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拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；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；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建工程采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理达标后回注地层，井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体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	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 严格执行自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	拟建工程满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		1.2 切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
		1.3 阿瓦提县禁止类涉及国民经济1门类6大类10中类10小类；乌什县禁止类涉及国民经济2门类4大类8中类6小类；柯坪县禁止类涉及国民经济2门类6大类9中类9小类	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
		1.4 阿瓦提县限制类涉及国民经济3门类8大类10中类11小类；乌什县限制类涉及国民经济7门类14大类18中类21小类；柯坪县限制类涉及国民经济7门类10大类16中类18小类	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
		1.5 加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动	本项目建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	—
		1.6 加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库	项目施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复井场周边及管线临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
		1.7 加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用	项目施工期严格控制施工作业带宽度，不占用作业带之外的用地	符合
		1.8 塔里木盆地重点矿区内新建矿山必须符合国家、自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件	本项目属于石油开采项目，位于塔里木盆地，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.9 铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内,重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域,军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域,居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边1000米以内,其它 III 类水体岸边200米以内,禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程,存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的,可根据实际情况,在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	本项目属于石油开采项目,不属于非金属矿采选范畴	--
		1.10 在城市规划区边界外2公里(现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外)以内,主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边1公里以内禁止建设焦化项目,已在上述区域内投产运营的焦化企业,要根据该区域规划要求,在一定期限内,通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目,除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外,对新建设有后续产业的兰炭项目原则上不予审批	本项目不在城市规划区边界外2公里以内,不属于焦化项目	--
		1.11 煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求,现代煤化工项目应布局在重点开发区,优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局,并符合环境保护规划	本项目不属于煤化工产业	--
		1.12 科学布局,准确定位。结合县(市)园区发展实际,明晰园区产业项目规划布局,确定重点产业,推动关联产业项目合理流动,引导产业项目严格按照规划布局入园发展,促进产业项目向园区集中	本项目不涉及产业园区	--
		1.13 提高 VOC ₃ 排放重点行业环保准入门槛,严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设	本项目采取密闭集输工艺,减少 VOC ₃ 排放对大气环境的影响	符合
		1.14 按照地区统筹,上下联动、区域协同、兵地融合的原则,在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	--

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.15新改扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定，制定配套区域污染物削减方案	本项目不属于“两高”项目	--
		1.16依法设立的各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求，引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求	本项目不涉及工业园区及开发区	--
		1.17温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县(市)应当切实增强生态环境保护意识，将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生，加大生态扶贫投入，不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域，同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理	本项目不涉及财政转移支付	--
		1.18在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造	本项目不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	--
		2.1严格执行自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	2.2主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治，实行采暖季重点行业错峰生产，推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理，严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管，从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划，加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测，提升重污染天气应对能力	本项目实施后采出液密闭输送，采出水随采出液输送至玉东 7 转油站处理达标后回注地层，井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放。大气污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内	符合	

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.3推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉	本项目不在城市建成区、工业园区内	—
		2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放	本项目不涉及工业炉窑	—
		2.5新、改、扩建涉VOC ₃ 排放项目，应从源头加强控制，使用低(无)VOC ₃ 含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放	本项目实施后采取密闭集输工艺，对周边大气环境影响可接受	符合
		2.6新建(含搬迁)钢铁项目原则上要达到超低排放水平，推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值	本项目不属于钢铁项目	—
		2.7各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到2025年，全地区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到98%左右，县城污水处理率达到95%左右。规模化养殖场(小区)配套建设粪污处理设施比例达到100%	本项目实施后采出液密闭输送，采出水随采出液输送至玉东7转油站处理达标后回注地层，井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.8加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管，推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618）；建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600）	本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；拟建工程运营后采取源头控制、过程防控措施；占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值	符合
	2.9加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处置设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力，建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制，推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用，提升医疗废弃物规范化处理处置水平	本项目钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期送至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置，运营期不涉及生活垃圾产生	符合
	2.10加强尾矿库监督管理、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防治、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理	英买采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防英买力油气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置	符合
	2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	2.12推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	本项目不涉及相关内容	—

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.13加快产业结构优化调整,加大落后产能淘汰力度,支持绿色技术创新,加快发展节能环保、清洁生产产业,推进重点行业和重要领域绿色化改造,促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案,加大温室气体排放控制力度,降低碳排放强度。大力发展绿色建筑,城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准,新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点,扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围	本项目在生产工艺、设备的先进性、合理性,原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求,将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中;同时提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		2.14按照地区统筹,上下联动、区域协同、兵地融合的原则,在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	—
	环境风险防控	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		3.2定期评估沿河湖库工业企业、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,确保水环境安全	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警,收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时,应启动监测预警会商机制,共同对重污染天气过程实行研判,联合发布污染天气预警信息	本项目不涉及相关内容	—
		3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控,编制环境风险应急预案并及时更新,加强与各级各类环境风险应急预案的联动,定期组织应急演练,逐步提高应急演练范围与级别	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,本次建设内容纳入英买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
	环境风险防控	3.5按照地区统筹,上下联动、区域协同、兵地融合的原则,在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	—
	资源利用效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。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	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，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
		4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水	本项目不涉及相关内容	—
		4.4高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源	本项目不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		4.5实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地	本项目永久占地和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控制作业带宽度	符合
		4.6大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	本项目属于石油开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；本项目不涉及选矿回收及综合利用	—
		4.7单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内	本项目核算了碳排放量，整体碳排放量相对较小	符合
		4.8按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求	本项目建设单位不属于兵团企业	—

表 2.7-9 拟建工程与所在管控单元“新和县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
ZH6529 253000 1 新和县一般 管控单元	空间布局约束	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	拟建工程满足阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	符合
		2. 任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	拟建工程未占用基本农田	—
		3. 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	拟建工程为石油开采项目，不属于露天矿山	—
		4. 严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目	拟建工程管道、井场选线选址不涉及耕地	符合
	污染物排放管控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	拟建工程满足阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	符合
		2. 强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放	拟建工程不属于畜禽养殖项目	—
		3. 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	—
		4. 加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料	拟建工程施工期生活垃圾定期送至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置	符合
		5. 鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程建设地点不涉及散养密集区	—
	环境风险防控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	拟建工程满足阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	符合
资源利用效率	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	拟建工程满足阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	符合	
	2. 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	—	
	3. 减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长	拟建工程不涉及	—	

续表 2.7-9 拟建工程与所在管控单元“新和县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
ZH65292 530001 新和县 一般管 控单元	4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水量计量设施。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	拟建工程不涉及	--

拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元新和县一般管控单元中相关要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

2.7.4.1 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于英买力油气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为林地、草地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建井场及管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位、永久基本农田等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

2.7.4.2 井场布置合理性分析

(1)井场不占用自然保护区、风景名胜區、水源保护区、居民区、文物保护单位、永久基本农田、天然林等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划

(2018-2030 年)》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

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

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

综上,井场布置合理,满足相关要求。

2.7.4.3 管线选线可行性分析

(1)本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点;管线走向全线避让生态保护红线,敷设管线未穿越红线;管线穿越天然林,可研设计阶段已尽量减少占用天然林,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在 6m 以内,减少对天然林的占用;管线走向同时避让居民集中区域。

(2)管线施工结束后,对临时占地及时恢复,减少占地影响。

(3)本项目充分利用区域现有道路。

综上所述,本项目合理优化管线选线方案,减少管线穿越天然林的长度。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、永久基本农田等敏感目。从环境保护角度看,管道选线可行。

2.7.4.4 集输管线方案比选

本次对集输管线走向进行比选。2 条管线不同敷设路径与天然林位置管线如图 2.7-1 所示。

图 2.7-1 线路比选方案图(与天然林位置关系)

表 2.7-10 方案 1 和方案 2 对比

项目	方案 1	方案 2	备注
线路总长	管线总长度 1.33km	管线总长度 1km	方案 1 较方案 2 总长度增加 0.33km, 总体成本有一定增加
穿越工程情况	穿越井场道路 1 处	管线井场道路 1 处	—
天然林占用情况	管线临时占用天然林长度 0.25km, 破坏林地面积 0.2hm ²	管线临时占用天然林长度 0.8km, 破坏林地面积 0.64hm ²	方案 1 较方案 2 天然林临时占用长度减少 0.55km, 破坏林地面积减少 0.44hm ²

经上述对比方案 1 与方案 2 的特点: 方案 1 较方案 2 管线长度增加 0.33km, 施工造价成本有一定程度的增加, 但方案 1 在不可避免的情况下减少了管线穿越天然林的长度, 进而减少了对天然林的占用面积 0.44hm²。从整体而言, 在采取相应的措施后, 方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小, 故本工程采取方案 1 作为集输管线的最终走向。

2.7.5 环境功能区划

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

2.8 环境保护目标

拟建工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；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；将土壤污染影响评价范围内的天然林作为土壤环境保护目标，将土壤生态影响评价范围内的天然林作为土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内重要物种(塔里木兔、黑尾地鸦、南疆沙蜥)、天然林、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表2.8-1至2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

影响类型	保护目标	保护对象	保护范围	环境功能要求	距最近距离
污染影响型	天然林	土壤	井场边界外扩5km,管线边界两侧向外延伸0.2km范围	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)	集输管线占用
生态影响型	天然林	土壤	井场边界外扩5km,管线边界两侧向外延伸0.2km范围	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)选值	集输管线占用

表2.8-3 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越天然林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km	—
	重要物种(塔里木兔、黑尾地鸦、南疆沙蜥)		—
	天然林		集输管线占用

表2.8-4 环境敏感（风险保护）目标一览表

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

3 建设项目工程分析

塔里木油田分公司在英买力油气田玉东 7 区块内实施“英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案”，主要建设内容包括：①部署新钻水平井 1 口（YD7-4-1H 井）；②新建采油井场 1 座；③新建集输管线 1.33km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。

为便于说明，本次评价将英买力油气田玉东 7 区块作为现有工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的英买处理站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	现有工程	英买力油气田玉东 7 区块开发现状、英买力油气田玉东 7 区块“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有工程污染物排放情况、存在环保问题及整改措施
2	拟建工程	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、污染物总量控制分析
3	拟建工程实施后玉东 7 区块开发现状建设情况	拟建工程实施后玉东 7 区块建设概况、三本账
4	依托工程	介绍英买处理站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、英买力油田钻试修废弃物环保处理站、玉东 7 转油站等基本情况及依托可行性

3.1 现有工程

3.1.1 现有英买力油气田玉东 7 区块开发现状

玉东 7 区块白垩系巴西改组构造-岩性油藏 2018 年上报石油探明储量，含油面积 36.89km²，地质储量石油 1092.37×10⁴t，溶解气 13.49×10⁶m³。玉东 7 区块已建 12 口油井（YD701H 井、YD702H 井、YD703H 井、YD704H 井、YD705H 井、YD707H 井、YD710 井、YD7-3-4 井、YD7-4-2 井、YD7-4-H4 井、YD7-4-8H 井、YD7-4-H3 井）；9 口注水井（YD7-2-1 井、YD7-3-7 井、YD7-5-3 井、YD7-5-5 井、YD7-4-5 井、YD7-5-7 井、YD7-3-5 井、YD3TH 井、YD7-3-H5 井）；长停井 2 口（YD7 井、

YD3 井)；玉东 7 转油站 1 座，油田内部集输管网和道路等。

3.1.2 英买力油气田玉东 7 区块“三同时”执行情况

目前英买力油气田玉东 7 区块已开展的工程环保手续履行情况、后评价、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 英买力油气田玉东 7 区块环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]344号	2018年8月30日	2021年4月完成自主验收工作		
2		英买力油田玉东 7 区块巴西改组油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[2021]71号	2021年5月14日	2023年3月19日完成自主验收工作		
3	环境风险应急预案	塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事件专项应急预案	编制完成《塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事件专项应急预案》并于2023年8月2日完成备案工作(备案编号652925-2023-015-L)					
5	排污许可执行情况	塔里木油田分公司英买采油气管理区	于2020年8月13日取得新疆阿克苏地区新和县固定污染源排污登记回执(登记编号:9165280071554911XG049W)					
6	环境影响后评价开展情况	英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书	《英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书》并于2021年3月15日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函[2021]218号)					

3.1.3 英买力油气田玉东 7 区块环境影响回顾评价

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

3.1.3.1 生态环境影响回顾

(1) 占地影响回顾分析

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

通过对玉东 7 区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

单井永久占地 $40 \times 60\text{m}$ ，临时占地 $120 \times 100\text{m}$ ，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 5m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

(2) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设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。玉东 7 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。

① 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场占地。根据现场调查情况，玉东 7 区块的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳、芦苇、盐穗木等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

② 临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井场位于荒漠地区内，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

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

(3) 野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，玉东 7 区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

(4) 已采取的生态保护措施有效性评价

① 井场和站场

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

图 3.1-1 玉东 7 区块现有站场情况

② 管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

图 3.1-2 临时占地恢复情况

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

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

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，玉东 7 区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，营运期过程中，来自井场、转油站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等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库车畅源生态环境科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以英买力油气田玉东 7 区块历年的环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境

质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因玉东 7 区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

运营期英买力油气田玉东 7 区块采出水经玉东 7 转油站污水回注系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注。根据塔里木油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集英买力油气田玉东 7 区块历年的环评、地下水例行监测及后评价阶段中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐、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，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

综上所述，英买力油气田玉东 7 区块在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；玉东 7 区块开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，英买力油气田内现有的各井场油气集输全部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。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。根据例行监测报告及《英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告》中验收监测数据中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状大气污染物达标情况分析。

(1) 有组织废气监测结果分析

有组织监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 代表性场站有组织废气监测结果一览表

污染源	检测项目	监测时间	监测点位	单位	检测结果			最大值	执行标准	标准限值	达标情况
					第1次	第2次	第3次				
有组织废气	颗粒物	2021年 2月15日	玉东7转油 站加热炉	mg/m ³	2.6	2.8	2.9	2.9	《锅炉大气 污染物排放 标准》(GB 1 3271-2014) 表2新建锅 炉大气污染 物排放限值	20	达标
	SO ₂			mg/m ³	未检出	未检出	未检出	-		50	达标
	NO _x			mg/m ³	132	132	132	132		200	达标
	烟气黑度			级	<1	<1	<1	<1		1	达标
	颗粒物	2021年 2月16日		mg/m ³	3.3	2.9	3.6	3.6		20	达标
	SO ₂			mg/m ³	未检出	未检出	未检出	-		50	达标
	NO _x			mg/m ³	128	129	130	130		200	达标
	烟气黑度			级	<1	<1	<1	<1		1	达标

由表 3.1-3 可知，英买力油气田玉东 7 区块站场加热炉烟气中颗粒物、SO₂、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

无组织废气结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 代表性场站无组织废气监测结果一览表

污染源	监测项目	监测时间	监测点位	单位	监测结果			周界外浓度最高点	执行标准	标准限值	达标情况	
					第1次	第2次	第3次					
无组织废气	YD7-03H井场	2021年2月26日	下风向	1#	mg/m ³	0.28	0.29	0.32	0.32	《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	4.0	达标
				2#	mg/m ³	0.29	0.29	0.26				
				3#	mg/m ³	0.28	0.23	0.22				
				4#	mg/m ³	0.22	0.24	0.20				
		2021年2月27日	下风向	1#	mg/m ³	0.36	0.37	0.37	0.47			
				2#	mg/m ³	0.40	0.42	0.43				
				3#	mg/m ³	0.40	0.42	0.42				
				4#	mg/m ³	0.45	0.47	0.43				
无组织废气	YD7-4-2井场	2021年2月26日	下风向	1#	mg/m ³	0.21	0.18	0.19	0.28	《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	4.0	达标
				2#	mg/m ³	0.24	0.28	0.20				
				3#	mg/m ³	0.11	0.10	0.09				
				4#	mg/m ³	0.07	0.08	0.09				
		2021年2月27日	下风向	1#	mg/m ³	0.50	0.50	0.43	0.58			
				2#	mg/m ³	0.47	0.42	0.49				
				3#	mg/m ³	0.47	0.49	0.54				
				4#	mg/m ³	0.55	0.57	0.58				
无组织废气	玉东7转油站	2021年2月26日	下风向	1#	mg/m ³	0.18	0.21	0.14	0.31	《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	4.0	达标
				2#	mg/m ³	0.14	0.15	0.14				
				3#	mg/m ³	0.17	0.14	0.15				
				4#	mg/m ³	0.30	0.31	0.27				
		2021年2月27日	下风向	1#	mg/m ³	0.57	0.58	0.60	0.72			
				2#	mg/m ³	0.60	0.64	0.67				
				3#	mg/m ³	0.64	0.67	0.70				
				4#	mg/m ³	0.70	0.72	0.67				

监测结果表明，英买力油气田玉东 7 区块站场、井场无组织废气排放中的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)中边界污染物控制要求。

(3) 环境空气质量变化趋势与分析

以英买力油气田玉东 7 区块历年的环评、后评价中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据。玉东 7 区块区域 SO₂、

河北省众联能源环保科技有限公司

NO₂、PM₁₀监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，SO₂、NO₂日均值全部满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准的要求，PM₁₀日均值全部超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准的要求，PM₁₀超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中，非甲烷总烃上下波动，变化不大，全部满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求。

综上所述，说明加热炉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并未因英买力油气田玉东 7 区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017)标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油污泥由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。

图 3.1-3 危险废物处置相关材料

根据评价期间现状调查结果 YD703H 井场遗留废弃物，没有及时清运，本次评价已提出整改方案，要求按计划清理井场遗留废弃物，平整恢复。综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施

工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。根据《英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-5 代表性站场噪声监测结果一览表

测点位置		2023年2月20日		2023年2月21日	
		昼间	夜间	昼间	夜间
标准值		60	50	60	50
YD7-4-H3井	东场界	41	40	42	40
	南场界	42	40	42	41
	西场界	43	42	43	42
	北场界	42	41	41	40
YD6转油站	东场界	50	48	51	49
	南场界	52	49	51	49
	西场界	50	48	50	48
	北场界	48	47	47	46

英买力油气田玉东 7 区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、转油站的各类机泵等。由上表可知，英买力油气田玉东 7 区块井场、转油站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(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，区块开发对周围声环境的影响可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

根据收集到的 2019~2022 年英买采油气管理区环境风险事故统计结果，英买力油气田玉东 7 区块未发生过大型环境风险事故，偶尔发生管线穿孔等小型风险事故。小型风险事故发生后，建设单位立即进行了现场治理，开展了污染现场处置恢复工作。事故影响均可控制在厂区范围内，未造成外环境大面积污染事件。

英买力油气田玉东 7 区块隶属于英买采油气管理区管理。塔里木油田分公司英买采油气管理区编制了《塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事

件专项应急预案》，并在完成了备案(备案编号：652925-2023-015-L)。英买力油气田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

图 3.1-4 应急演练照片

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

2020 年 9 月 9 日，塔里木油田分公司英买采油气管理区申领了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG049W)，有效期限自 2020 年 9 月 9 日至 2025 年 9 月 8 日止；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)、《环境保护图形标志》(GB15562.1-1995)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，英买采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并定期按照监测计划实施监测。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

根据英买采油气管理区2023年例行监测报告、《英买力油田玉东7区块巴西改组油藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告》中验收开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见表

3.1-6。

表3.1-6 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.50	0	3.29	0.72	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，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：

YD703H井场遗留建筑垃圾，没有及时清运。

整改方案：

目前存在的问题已纳入英买力油气田 2024 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。整改方案如下：

在 2024 年底之前，英买采油气管理区按计划清理井场遗留建筑垃圾，平整恢复。

3.2 拟建工程

3.2.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 拟建工程基本情况一览表

项目	基本情况
项目名称	英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点	新疆阿克苏地区新和县境内
建设性质	改扩建
建设周期	1 年
总投资	项目总投资 6000 万元，其中环保投资 180 万元，占总投资的 3.00%
占地面积	占地面积 2.794hm ² （永久占地面积 0.46hm ² ，临时占地面积 2.334hm ² ）
建设规模	项目建成后单井产油 45t/d、产天然气 5000m ³ /d

续表 3.2-1 拟建工程基本情况一览表

项目		基本情况		
工程内容	主体工程	钻前工程	建设井场、设备基础施工、池体开挖与防渗等	
		钻井工程	新钻水平井 1 口(YD7-4-1H 井)	
		储层改造工程	采用压裂改造工艺	
		油气集输工程	采油井场 新建采油井场 1 座 管道工程 新建集输管线 1.33km	
	公辅工程	供电工程	新建 35kV 架空线路 1.13km，高压电源由“35kV 玉东线 578#杆”T 接，设置隔离开关，采用架空线路引至井场附近，新建 100kVA 柱上式终端变压器台一座。变台设置跌落式熔断器，避雷器。变台杆上装设安全警示牌。	
		给排水	采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油站处理，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拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	
		供热工程	采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过空气源热泵加热后外输	
		防腐工程	集输管道防腐层采用单层熔结环氧粉末普通级，干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 $\geq 50\text{mm}$ 。防护层为聚乙烯夹克层，厚度 $\geq 1.6\text{mm}$	
		自控工程	井场设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU	
		道路工程	新建井场道路 0.6km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构	
		穿越工程	穿越井场砂石道路 1 次，采用大开挖方式	
	环保工程	固废暂存间	钻井期井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18957-2023)中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$	
		废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行； 运营期：采取密闭集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施；	
		废水	施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理； 退役期：无废水产生	
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间	

续表 3.2-1 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	固体废物 施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置；钻井泥浆进入泥浆罐循环使用；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理；废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由钻井队委托有危废处置资质单位接收处置； 运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置； 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵
		生态 施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险 施工期：设置应急池、放喷池，强化固井、安装井控设施； 运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层。
	依托工程	采出水 采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理达标后回注地层
		压裂返排液、井下作业废水 压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
		聚磺体系泥浆钻井岩屑 聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理
		生活垃圾 定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置

3.2.2 油气资源概况

3.3.2.1 油气范围及勘探开发概况

英买力油气田玉东 7 区块行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县与温宿县，构造上位于塔北隆起英买力低凸起喀拉玉尔滚构造带，玉东 7 区块白垩系巴西改组油藏砂岩顶面构造整体表现为一个完整背斜，南缘被断裂复杂化，背斜圈闭面积 45km²，幅度 100m，高点海拔-3875m，构造北西-南东走向，长轴长 18km，短轴长 4km。内部发育玉东 7、玉东 710 两个油藏。玉东 7 区块

白垩系巴西改组构造-岩性油藏 2018 年上报石油探明储量,含油面积 36.89km²,地质储量石油 1092.37×10⁴t,溶解气 13.49×10⁵m³。

3.2.2.2 地层特征

玉东 7 区块自上而下发育的地层为:第四系、新近系库车组、康村组、吉迪克组,古近系,中生界白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组。油气显示主要分布于白垩系巴什基奇克组及巴西改组,区内白垩系厚约 313m,横向分布稳定,对比性好。白垩系自上而下可分为巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组,储层主要为巴西改组。

3.2.2.3 构造特征

玉东 7 区块位于塔里木盆地塔北隆起西段英买力低凸起喀拉玉尔滚构造带东南端,喀拉玉尔滚构造带主要形成于海西晚期,定型于喜山期。在海西期该区受强烈挤压作用,发育了一系列逆冲断裂和与断裂相关的褶皱。中生代该区接受沉积,受喜山晚期强烈的挤压进一步改造并定型。因此该地区发育古生界和中-新生界两大构造层。古生界构造层经历了加里东-海西多期构造运动,发育了一系列逆冲断裂,形成了玉东 2 号、玉东 7 号等古构造;中生界构造层以披覆沉积为主,印支运动及燕山运动早期对古构造进行了改造,下伏地层遭受剥蚀,工区整体缺失侏罗系,局部古地貌高部位缺失三叠系,白垩系超覆沉积在三叠系或古生界之上,形成一系列继承性构造,极易形成岩性、地层圈闭和断鼻等构造圈闭,玉东 7 构造便是其中之一。新生界沉积时,构造发生沉降,整体构造格局北低南高,地层由北往南超覆沉积。晚喜山期强烈的构造运动使中生界、古生界断层再次活动,同时古近系膏盐层遭挤压变形,膏盐层之上形成了多个断块、断背斜及盐拱构造,喀拉玉尔滚构造就是其中之一。总体来说,玉东地区主要经历了海西运动构造形成期,印支运动的剥蚀期,燕山~喜山早期的沉降沉积期和晚喜山期构造最终形成及定型期。

3.2.2.4 储层特征

玉东 7 区块白垩系巴西改组砂体与上部湖相泥岩构成良好的储盖组合。地层对比表明,玉东 7 区块白垩系巴西改组砂体厚约 3m~5m,分布比较稳定,岩性主要为细砂岩,向西在玉东 2 区块物性变差,形成侧向封堵,该套砂岩主要

为三角洲前缘水下分流河道沉积，储层受沉积相带控制明显，储层发育条件好。

3.3.2.6 油藏流体性质

(1) 原油

玉东 7 区块白垩系巴西改组原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡”特征。油藏原油平均密度 0.7957g/cm^3 ；凝固点平均 20°C 左右；析蜡点平均 29°C 左右，含蜡量较高，平均含蜡量为 25.9%，胶质沥青质含量 1.81%。具体参数见表 3.2-2。

表 3.2-2 玉东 7 区块原油性质参数指标一览表

油气单元	石油密度(20°C)	动力粘度(50°C)	胶质+沥青	含硫量	含蜡量
	(g/cm^3)	($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	(%)	(%)	(%)
玉东 7 油藏	0.7957	2.495	1.81	0.0318~0.0563	25.9

(2) 天然气

采出液中天然气特性参数见表 3.2-3。

表 3.2-3 玉东 7 区块天然气特性参数指标一览表

组分名称	组分含量, %(mol/mol)	组分名称	组分含量, %(mol/mol)
甲烷	79.73	己烷	0.1241
乙烷	6.926	庚烷	0.0594
丙烷	1.921	辛烷及更重组分	0.0126
异丁烷	0.4192	氮气	8.212
正丁烷	0.4736	二氧化碳	0.1379
异戊烷	0.1808	硫化氢	0
正戊烷	0.1169	取样含空气	1.40
平均分子量=19.54		相对密度=0.6746	
临界温度(K)=199.7		临界压力(kPa)=4510.7	
20 度理想高位发热量(MJ/m^3)=37.67		20 度理想低位发热量(MJ/m^3)=34.08	

(3) 地层水

玉东 7 区块巴西改组地层水性质参数见表 3.2-4。

表 3.2-4 玉东 7 区块地层水性质参数指标一览表

名称	地层水离子含量 (mg/L)								水型	pH 值	地层水密度 g/cm ³
	K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	总矿化度			
玉东 7 区块	62700	10930	1245	117000	7.847	0.999	0	196500	氯化钙	6.43	1.1314

3.2.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.2-5。

表 3.2-5 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	钻井	新钻水平井	口	1
2			井场道路长度	km	0.6
3		采油井场	单井日产原油	t/d	45
4			单井集油管道	km	1.33
5			单井日产天然气	10 ⁴ m ³	0.5
6	能耗指标	耗电量		10 ³ kW·h/a	367.92
7		钻井耗水量		m ³	1078
8	综合指标	总投资		万元	6000
9		环保投资		万元	180
10		永久占地面积		hm ²	0.46
11		临时占地面积		hm ²	2.604
12		劳动定员		人	不新增
13		工作制度		h	8760

3.2.4 工程组成

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程及封井工程五部分内容，项目总平面布置图见附图 2。

3.2.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装等内容；新建井场道路 0.6km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

主要工程内容及工程量见表 3.2-6。

表 3.2-6 钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m ²	12000	新建, 100m×120m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	应急池	100m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
4	岩屑池	1000m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
5	主放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
6	副放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
7	生活污水池	300m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
8	活动房	--	座	42	人员居住; 撬装装置
9	生活区	长×宽	m ²	1200	新建, 30m×40m

3.2.4.2 钻井工程

3.2.4.2.1 井位部署

本次共部署新钻 1 口水平井, 井位部署见表 3.2-7。

表 3.2-7 井位部署一览表

序号	井号	井型	井口坐标		目的层	井深(m)
			经度	纬度		
1	YD7-4-1H 井	水平井	*	*	巴西改组	5672

3.2.4.2.2 井身结构

水平井采用塔标 I 四开井身结构。一开 444.5mm 钻头钻至 2000m 左右, 下入 339.7mm 套管, 封固上部疏松地层; 二开 311.2mm 钻头钻穿古近系膏盐岩段, 下入 244.5mm+273.05mm 复合套管, 封固膏盐岩段; 三开 215.9mm 钻头钻至巴西改组 A 点, 下入 177.8mm 尾管, 封固高压盐水层; 四开 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 下入 127mm 尾管+114.3mm 筛管, 完井 177.8mm 套管回接至井口。

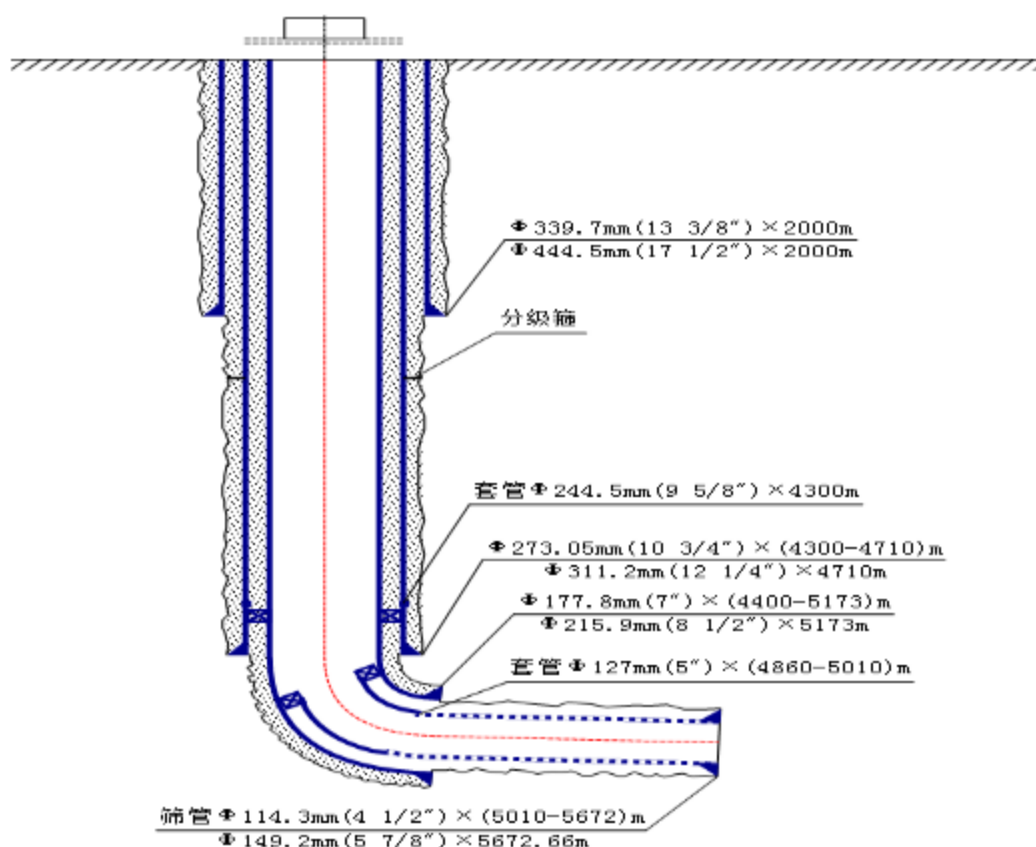


图 3.2-1 井身结构示意图

3.2.4.2.3 钻井液体系设计

一开采用膨润土聚合物体系，密度 $1.15\sim 1.21\text{g}/\text{cm}^3$ ；二开上部采用聚合物体系，密度 $1.21\sim 1.30\text{g}/\text{cm}^3$ ，下部采用KCl聚磺体系，密度 $1.30\sim 1.55\text{g}/\text{cm}^3$ ；三开采用聚磺体系，密度 $1.50\sim 1.55\text{g}/\text{cm}^3$ ；四开采用聚磺体系，密度 $1.12\sim 1.20\text{g}/\text{cm}^3$ 。

项目钻井液主要为水基泥浆，不涉及重金属、有毒有害物质；同时由于钻井液体系涉及塔里木油田分公司商业秘密、技术秘密，故本次不再对钻井液相关信息分析。

3.2.4.2.4 固井方案

一开一次上返固井，采用常规密度水泥浆；二开双级固井，一级采用双凝水泥浆，二级采用单凝水泥浆；三开尾管+回接固井，尾管固井采用常规密度双凝防窜水泥浆，回接固井采用常规密度水泥浆。

3.2.4.2.5 钻机选型

钻井使用 ZJ70D 型钻机，配套 3 台 1600HP 泥浆泵。另外钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防装备。

3.2.4.2.6 钻井周期

新钻井完井周期 105 天。

3.2.4.2.7 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m ³	7 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
	除气器	ZOQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1 套
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1 套
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2 套
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1 套
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1 套
运输车辆	—	—	辆	10	
装载机	—	—	辆	2	

3.2.4.2.8 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表 3.2-9。

表 3.2-9 钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1078	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	837	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料 (膨润土)	t	55	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料 (Na ₂ CO ₃)	t	5	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	9	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物 /80A51/ NM1-4 等	t	5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	3	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物 /双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/ TSH-2 等	t	20	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	33	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	21	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂

续表 3.2-9 钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
13	加重剂/重晶石粉	t	145	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	40	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	12	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	15	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	13	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	31	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	10	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	3	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	8	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	4	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

3.2.4.3 储层改造工程

3.2.4.3.1 储层改造工艺

储层改造工艺采用压裂，压裂规模 200m³。玉东 7 区块巴西改组油层平均孔隙度 14.2%，平均渗透率 104.7md，中低孔中低渗储层。改造以沟通缝洞体为目标，沟通缝洞体后，施工压力会大幅下降，支撑剂漏失进入洞穴，导致裂缝无法支撑，而压裂可以疏通缝洞体系，改善近、远井流动状态。

3.2.4.3.2 改造液体系设计

黄原胶非交联压裂液：0.5%黄原胶+0.5%NE-424D（破乳剂）+2%KCl。

3.2.4.3.3 排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5~8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，压裂返排液全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

3.2.4.3.4 主要设备设施

储层改造主要施工设备为混砂车、压裂车及配套设备，设备设施情况见表 3.2-10。

表 3.2-10 井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
电缆绞车	—	—	1 辆
混砂车	—	—	6 辆
供液系统	—	—	1 套
压裂车	20	m ³	6 辆
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m ³	10 个
钻采一体化井口装置	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	1 套
原油储罐	50	m ³	4 个
放空火炬	—	—	1 个

3.2.4.3.5 原辅材料

储层改造工程原辅材料消耗主要为改造液调配消耗的水、黄原胶、破乳剂等。各材料均为罐装，由汽车拉运进场，暂存于场内原辅材料存放区内。压裂液已在厂家做好混合配比，施工现场不进行混合配比。储层改造工程原材料消耗量情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 井场储层改造工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性
1	水	m ³	130	—
2	黄原胶	t	0.5	黄原胶是一种由黄单胞杆菌发酵产生的细胞外酸性杂多糖。是由 D-葡萄糖、D-甘露糖和 D-葡萄糖醛酸按 2:2:1 组成的多糖类高分子化合物，相对分子质量在 100 万以上；黄原胶为浅黄色至白色可流动粉末，稍带臭味。易溶于冷、热水中，溶液中性，耐冻结和解冻，不溶于乙醇。遇水分散、乳化变成稳定的亲水性粘稠胶体
3	破乳剂	t	1.5	含量 3% 的 1, 2-丙二醇、甲基环氧乙烷、环氧乙烷的共聚物，其余为水
4	氯化钾	t	2	无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂
5	支撑剂	t	40	压裂支撑剂是一种石英砂、陶瓷颗粒产品，具有很高的压裂强度，主要用于油田井下支撑，以增加石油天然气的产量

3.2.4.4 油气集输工程

3.2.4.4.1 采油井场

拟建工程新建采油井 1 座，设计规模为日产原油 45t，日天然气 0.5 万 m³。井口采出液经节流后去集输管道，采油树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.2-12，运营期井场平面布置图见附图 6。

表 3.2-12 采油井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
采油井场	1	采油树	—	座	1
	2	空气源热泵	60kW	座	1
	3	缓蚀剂加药撬	—	座	1
	4	电控信一体化撬	—	座	1
	5	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1
	6	可燃气体检测报警仪	—	台	1
	7	智能压力变送器	—	台	2
	8	智能一体化温度变送器	—	台	2

3.2.4.4.2 管道工程

拟建工程新建集输管线 1.33km。

表 3.2-13 集输管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度(km)	敷设方式	管径和材质
1	集输管线	YD7-4-1H 井	YD710 阀组	1.33	埋地敷设	DN80 5.5MPa 玻璃钢

3.2.4.4.3 原辅材料

缓蚀剂全部罐装拉运至井场，主要作用为防止站内管道和设备腐蚀，在进站管汇处加入缓蚀剂，单井用量约为 0.1m³/d，年用量为 36.5m³。缓蚀剂理化性质见表 3.2-14。

表 3.2-14 原辅材料理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分
缓蚀剂	缓蚀剂主要成分是咪唑啉的季铵盐，这是一种黄色透明液体，有刺鼻气味，遇热不分解，密度 0.997g/cm ³ ，凝固点 ≤-10.0℃，能与水互溶，而且咪唑啉缓蚀剂在各种酸性介质中均具有较好的缓蚀性能，可通过覆盖效应和提高腐蚀反应的活化能来防止氧气和二氧化碳对金属设备的腐蚀，是一种有效的防腐产品，广泛应用于石油、天然气等工业生产，属于环境友好型缓蚀剂

3.2.4.5 封井工程

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

3.2.4.6 公辅工程

(1) 供电工程

新建 35kV 架空线路 1.13km，高压电源由“35kV 玉东线 578#杆”T 接，设置隔离开关，采用架空线路引至井场附近，新建 100kVA 柱上式终端变压器台一座。变台设置跌落式熔断器，避雷器，变台杆上装设安全警示牌。

(2) 给排水

① 给水

施工期工程用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场，井场生产用水量共计约 1078m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，水平井完井周期 105 天，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 630m³。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

② 排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水、压裂返排液。生活污水产生量约 504m³，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理。钻井废水约为 284m³，由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。管线试压废水约为 7m³，试压结束后用于洒水抑尘；压裂返排液约为 120m³，采用专用废液收集罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

运营期采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油站处理，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拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 供热工程

运营期采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过空气源热泵加热后外输。

(4) 防腐工程

集输管道防腐层采用单层熔结环氧粉末普通级，干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 $\geq 50\text{mm}$ 。防护层为聚乙烯夹克层，厚度 $\geq 1.6\text{mm}$ 。从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(5) 自控工程

井场设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU。

(6) 道路工程

本项目钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，新建井场道路 0.6km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

(7) 穿越工程

本工程管道穿越井场道路 1 次/5m，采用大开挖的穿越方式。

(8) 危废暂存间

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废暂存间(30m²)，危废暂存间的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18957-2023)中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危废暂存间内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由有危废处置资质单位接收处置。

3.2.4.7 环保工程

英买力油气田现有环保设施比较齐全，依托的玉东 7 转油站配套有采出水处理系统，区域还建有英买力油田钻试修废弃物环保处理站。钻井施工期间，钻井产生的磺化钻井岩屑拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处置。运营期采出水处理依托玉东 7 转油站，落地油及废防渗材料危险废物处置均依托区域第三方有危废资质的单位处理。

3.2.5 工艺流程及产排污节点

3.2.5.1 施工期

本工程施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.2.5.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和井场建设。

(1) 道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清

除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于库车市周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目油田内部充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约0.6km，井场砂石路路基宽度为5m。

(2) 井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，清理地表植被，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.2.5.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

水平井钻井工艺是一种通过向侧向钻探，使井眼贯穿储层水平延伸一定长度的钻井技术。通过水平井钻探，可以在储层中形成一个或多个次级分支水平井，以提高储层的开采效率和采油效果。钻井搭载测量及钻探传动系统的钻具，在井眼内采集并记录钻探进展情况，实时监控钻孔形态和深度，并计算出地层

的导向和倾角。本项目井身水平段采用自动井眼轨迹控制技术使用自动化控制系统，可以根据预定的轨迹要求自动调整钻进方向，使井眼得以持续呈现水平状态，直至目的井深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，一开、二开上部固相收集后排入岩屑池干化，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；二开下部磺化钻井岩屑拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为英买力油气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

本工程钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.2.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、压裂、测试放喷等工艺。

(1) 射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

(2) 压裂

压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液由压裂车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，压裂液返排比为 60%，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至原油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理；压裂返排液采用专用废液收集罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。噪声为压裂设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

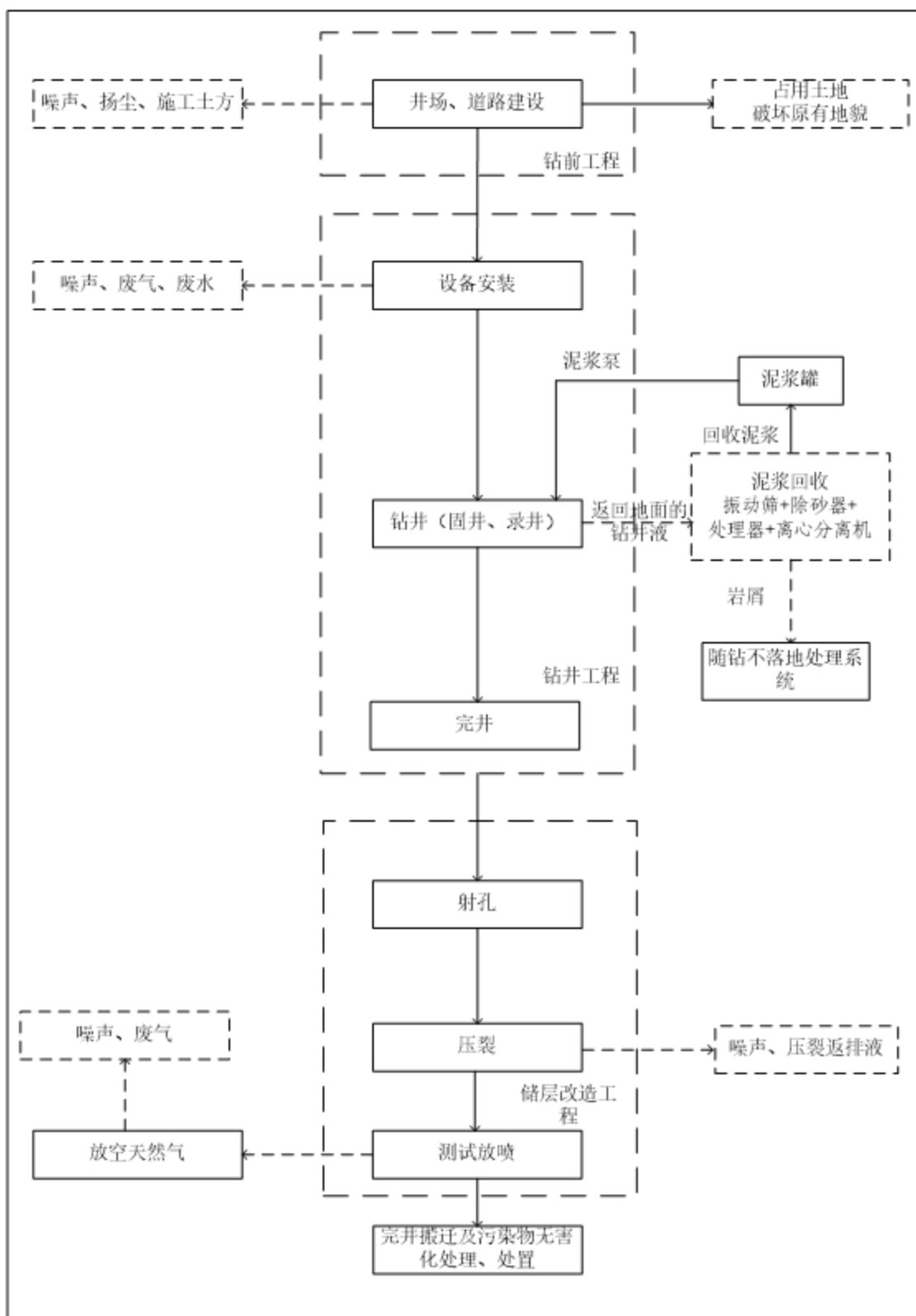


图 3.2-3 钻井工艺流程及污染物排放示意图

3.2.5.1.4 油气集输工程

(1) 井场建设

设置施工车辆临时停放场地，将采油树、空气源热泵、加药撬等设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

井场工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

(2) 管线敷设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.2-4。

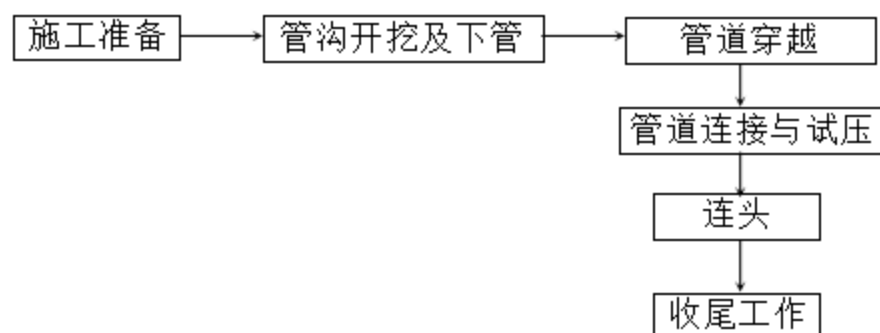


图3.2-4 施工方案工艺流程图

① 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为

辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越天然林区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

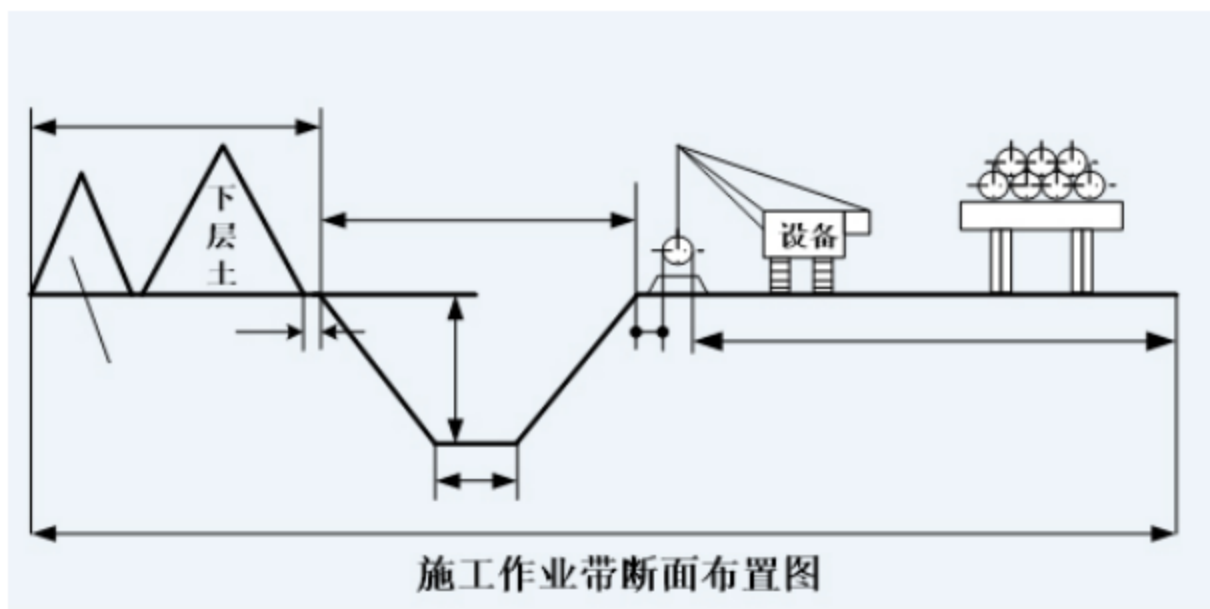


图 3.2-6 一般地段管道施工方式断面示意图

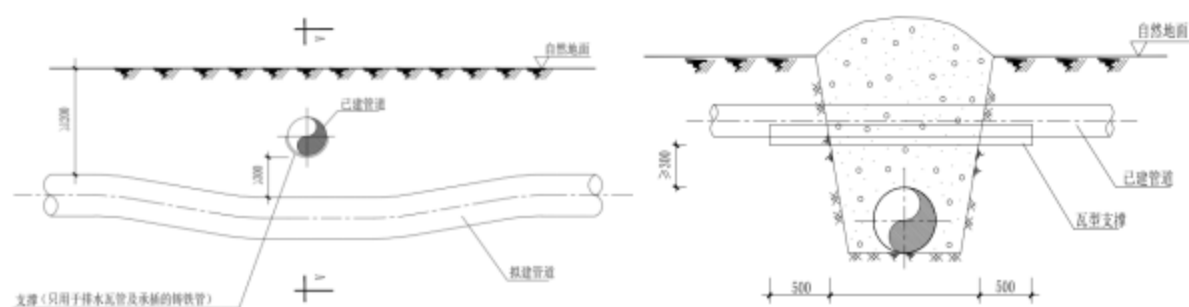


图 3.2-7 管道交叉施工作业示意图

③管道连接与试压

玻璃钢管现场常采用转换接头或螺纹连接，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净

水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场配套设备安装及连头

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

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、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.2.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 油气开采

根据英买力油气田奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采。

(2) 油气集输

井口来液经油嘴一次节流后，通过缓蚀剂加药橇将缓蚀剂注入集输管线内，加注缓蚀剂的主要作用为防止站内管道和设备腐蚀；加药后的采出液经过空气

源热泵加热并节流后由新建集输管线油气混输至YD710阀组,经采油阀组接收后输至玉东7转油站进行油气水三相分离,分理出的油气最终输送至英买处理厂进行处理,分理出的采出水依托玉东7转油站采出水处理系统处理。

(3) 井下作业

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

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_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玉东7转油站处理达标后回注地层,井下作业废水送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理;噪声污染源主要为采油树(N_1)、空气源热泵(N_2)、加药撬(N_3)运行产生的噪声,采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油(S_1)、井下作业产生的废防渗材料(S_2),属于危险废物,由有危废处置资质单位接收处置。

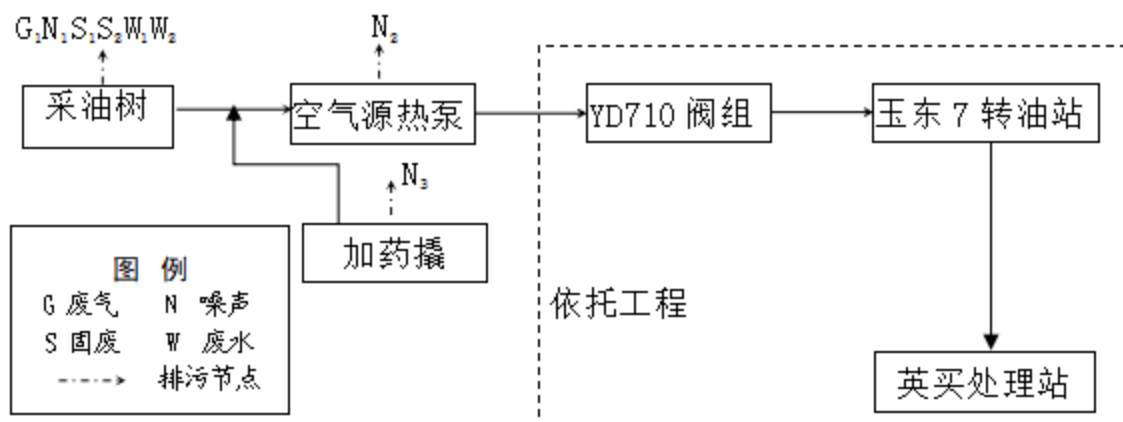


图 3.2-8 井场油气开采及集输工艺流程图

3.2.5.3 退役期

随着石油开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井区将进入退役期。

将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化,完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域,使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域,但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能,且

在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

3.2.6 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.2.6.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

3.2.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘和施工车辆尾气。

(1) 测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d。

(2) 施工扬尘

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

(3) 车辆尾气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C₂H₂等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.2.6.3 废水

(1) 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比目前英买力油气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m³/m，本工程钻井进尺为5672m，产生的钻井废水约为284m³。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 生活污水

井场工程井队人数约60人，水平井完井周期105天，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约630m³。生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为504m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-N、SS等；类比区域内周边

油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD₅为200mg/L、NH₃-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产量COD为0.202t、BOD₅为0.126t、NH₃-N为0.01t、SS为0.1t。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理。

(3) 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，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为7m³，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。

(4) 压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶及其它各种添加剂。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，计算压裂返排液的产生量。

表 3.2-15 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	压裂返排液	立方米/井	119.94

本项目油气藏储层为非低渗透储层，本工程新钻井1口，压裂返排液产生量为120m³，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

3.2.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵等，产噪声级在90~110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.2.6.5 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、废弃

钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

井场工程区土石方工程量主要来自井场找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.03 万 m³，土石方回填量 0.05 万 m³，借方 0.02 万 m³。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为 0.03 万 m³，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.02 万 m³，所有砾石均外购自库车市周边砂石料场。

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 3.84m³，合计挖方约 0.51 万 m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。

井场道路路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+20cm 厚天然砂砾垫层，砂石路路面宽 5m，长 0.6km，合计填方约 0.12 万 m³，借方 0.12 万 m³，借方从库车市周边砂石料厂购买。

综上所述，本项目共开挖土方 0.54 万 m³，回填土方 0.68 万 m³，借方 0.14 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于库车市周边砂石料厂，本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表 3.2-16。

表 3.2-16 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.03	0.05	0.02	库车市周边 砂石料厂	0	—
道路工程	0.00	0.12	0.12		0	—
管道工程	0.51	0.51	0.00	—	0	—
合计	0.54	0.68	0.14	—	0	—

(2) 废弃钻井泥浆

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。废弃钻井泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，废弃钻井泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8}\pi D^2 h + 18 \left(\frac{h - 1000}{500} \right) + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m³；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，5672m。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部(3000m以上)采用水基膨润土泥浆，二开下部、三开及四开(3000m以下)均采用水基磺化泥浆。由以上经验公式计算可得，总废弃泥浆产生量为 565m³，其中废水基膨润土泥浆 294m³，废水基磺化泥浆 271m³。

废弃膨润土钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

(3) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times 2$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，5672m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，本工程新钻井 1 口，钻井期内产生的岩屑量最大为 801m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 424m³，磺化泥浆钻井岩屑 377m³。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(4) 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t/口，本工程部署钻井 1 口，废机油量产生量为 0.3t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(5) 烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新部署钻井 1 口，烧碱废包装袋产生量为 0.1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(6) 废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本工程新部署钻井 1 口，废防渗材料产生量为 0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(7) 生活垃圾

本工程水平井完井周期 105 天，单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 3.15t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

综上所述，拟建工程钻井期各种污染物产生和排放情况见表 3.2-17。

表 3.2-17 拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物 排放速率/ 浓度	污染物 产生量	主要处理措施	排放量	排放去向	
废气	测试放喷 废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C ₂ H ₆	—	—	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气	
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气	
	施工机械 及运输车 辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、 NO ₂ 、C ₂ H ₆	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	环境空气	
废水	钻井 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	—	284m ³	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排	
	试压废水	SS	—	7m ³	洒水抑尘	0	不外排	
	压裂返排 液	SS、挥发酚、 COD、氨氮、 硫化物、氯化 物、石油类、 溶解性总固 体	—	120m ³	采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注	0	不外排	
	生活 污水	水量	—	—	504m ³	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理	0	不外排
		COD	400mg/L	0.202t	0			
BOD ₅		200mg/L	0.126t	0				
NH ₃ -N		25mg/L	0.01t	0				
SS	220mg/L	0.1t	0	0				

续表3.2-17 拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	废弃膨润土泥浆	—	—	294m ³	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	0	不外排
	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	424m ³		0	不外排
	废弃磺化泥浆	—	—	271m ³	废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	377m ³		0	不外排
	废机油	—	—	0.3t		0	不外排
	废烧碱包装袋	—	—	0.1t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.2t		0	不外排
	生活垃圾	—	—	12.6t	收集后清运至库车景胜新能源环保科技有限公司焚烧处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB(A)	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB(A)	声环境
	吊装机	—	—	98dB(A)		88dB(A)	
	泥浆泵	—	—	109dB(A)		99dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	离心机	—	—	90dB(A)		80dB(A)	

3.2.7 运营期污染源及其防治措施

3.2.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)等要求对无组织废气进行源强核

算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.2-18。

表 3.2-18 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.004	8760	0.035

源强核算过程：

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

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.2-19 设备与管道组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

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

$WF_{\text{TOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰密封点数量如表 3.2-20 所示。

表 3.2-20 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)
采油井场密封点						
1	有机液体阀门	15	0.036	0.0016	8760	0.014
2	法兰或连接件	18	0.044	0.0024	8760	0.021
合计						0.035

经核算，拟建工程采油井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.004kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程采油井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.035t/a。

3.2.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，项目采出水为 1500t/a，主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中

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

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（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，计算井下作业废液的产生量。

表 3.3-21 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，拟建工程共部署 1 座采油井场，则每年井下作业废水产生量为 100t，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.2-22。

表 3.2-22 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	1500t/a	0	SS、石油类	连续	与采出液一并输至玉东 7 转油站处理达到《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	100t/a	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.2-23，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

表 3.2-23 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油井场	采油树	1	80	基础减振	15
2		空气源热泵	1	90	基础减振	15
3		加药撬	1	90	基础减振	15

3.2.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。

(1) 落地油

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

(2) 废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg (12m×12m)，每口井作业用 2 块，则本工程采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.25t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 3.2-24 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量(t/a)
1	落地油	0.2t/a	危险废物 (071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置 资质单位接收处置	全部妥善处 置，不外排
2	废防渗材料	0.25t/a	危险废物 (900-249-08)		

3.2.7.5 运营期生态恢复措施

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

3.2.8 退役期污染源及其防治措施

3.2.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.2.8.2 退役期水污染防治措施

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

3.2.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.2.8.4 退役期固体废物处置措施

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

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.2.8.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按

照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

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

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

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

3.2.9 非正常排放

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

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放喷池，事故放喷一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.2-25。

表 3.2-25 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.8	0.17	1

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。现英买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。

3.2.10 清洁生产分析

3.2.10.1 清洁生产技术和措施分析

3.2.10.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1) 钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备

和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 本项目钻井新鲜水使用量为 19t/100m 标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为 $\leq 25\text{t}/100\text{m}$ 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

(8) 先进性分析。塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.2.10.1.2 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，最终进入英买处理站集中处理，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油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标

分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.2-26 及表 3.2-27。

表 3.2-26 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
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	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	乙类区 ≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	无毒钻井液	10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	具备	5	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	国内领先	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	不落地	5	
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5	
		井控措施	具备	5	具备	5	
		有无防噪措施	有	5	有	5	

续表 3.2-26 钻井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	本项目评价得分	
(3) 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	建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收	20	开展	20
		制定节能减排工作计划	5	制定	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求	10	满足法规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	制定减排措施	5
		满足其他法律法规要求	5	满足	5

表 3.2-27 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
(4) 污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区 ≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5	

续表 3.2-27 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	防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	具备原油回收设施	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	建立 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.2-28 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

续表 3.2-28 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分		
					实际情况	得分	
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5	
		采油	套管气回收装置		10	无	0
			防止落地原油产生措施		10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	先进	10
		集输流程	全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10	
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20	
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5	
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5	

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

3.2.10.2 清洁生产结论

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

3.3.11 拟建工程污染物年排放量

根据工程分析结果，拟建工程污染物年排放量见表 3.2-29。

表 3.2-29 拟建工程“三本账”的情况一览表 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		
拟建工程新建井场排放量	0	0	0	0.035	0	0

3.2.12 污染物总量控制分析

3.2.12.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOCs、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.2.12.2 拟建工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至玉东 7 转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。根据计算，项目运营期无组织 VOCs 排放量估算为 0.035t/a。

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

3.3 拟建工程实施后玉东 7 区块建设情况汇总

3.3.1 拟建工程实施后玉东 7 区块建设概况

拟建工程实施后玉东 7 区块设计总井数 24 口，其中采油井 13 口(老井 12 口，新钻井 1 口)，注水井 9 口，长停井 2 口。

3.3.2 三本账

拟建工程实施后玉东 7 区块“三本账”的情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建工程实施后玉东 7 区块“三本账”的情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.50	0	3.29	0.72	0	0

续表 3.3-2 拟建工程实施后玉东 7 区块“三本账”的情况一览表 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		
拟建工程排放量	0	0	0	0.035	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后玉东 7 区块排放量	0.50	0	3.29	0.755	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.035	0	0

备注：削减量及增减变化量-表示减少，+表示增加。

3.4 依托工程

3.4.1 英买处理厂

(1) 英买处理厂基本情况

英买处理厂是一座集油、气、水、电于一体的综合处理厂，包括 $350 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置 2 套； $25 \times 10^4 \text{t/a}$ 凝析油稳定装置 2 套、三个罐区、5 个站以及相应配套的供电系统、自动化系统、仪表风系统、通讯系统、水处理系统、供热及暖通系统、消防系统、总图工程、输水管线、外输电力等，各类建筑面积共 10035m^2 。

英买处理厂于 2007 年 8 月 27 日取得原国家环境保护总局批复（环审[2007]336 号），并于 2010 年 1 月 21 日取得原国家环境保护部验收意见（环验[2010]23 号）。

(2) 英买处理厂工艺流程

由羊塔克、玉东气田来的凝析气和英买 17、英买 21、英买 23 来的凝析气，经集配气阀组与英买 7-19 集气站来的凝析气一起进入段塞流捕集器单元，进行气液两相分离，分离出来的凝析油进入凝析油稳定装置，凝析油经多级闪蒸、脱水、脱盐和低压提馏进行稳定，稳定后凝析油去外输油首站。天然气和凝析油稳定的脱出气平均分成两路进入天然气处理装置，经脱水、回收轻烃、轻烃脱乙烷后，生产的干气经外输气压缩机增压后进入集气干线，输至轮南末站，脱乙烷轻烃经与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，生产液化气和稳定轻烃；装置生产的液化气进入液化气罐区经泵加压后管输至牙哈铁路装车站；

装置生产的稳定轻烃经冷却后自压进入凝析油罐区，与凝析油经外输油首站管输至牙哈铁路装车站。段塞流捕集器分离出来的油气田采出水去污水处理站处理。

(3) 依托可行性

本项目井场采出液经新建管线输送玉东 7 转油站后，油气最终输送至英买处理厂进行处理，依托英买处理厂富余情况如表 3.4-1 所示。

表 3.4-1 英买处理厂处理能力一览表

英买处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程需处理量	依托可行性
天然气×10 ⁴ m ³ /d	700	531	169	0.5	可依托
凝析油 t/d	1500	813	687	45	可依托

由上表可知，因此英买处理厂处理能力可满足本工程生产需求，依托可行。

3.4.2 英买力油田钻试修废弃物环保处理站

(1) 英买力油田钻试修废弃物环保处理站概况

英买力油田钻试修废弃物环保处理站位于新和县英买力气田内，设施的坐标为北纬 41° 17' 47.49"，东经 82° 5' 40.12"，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收。

(2) 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。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。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

(3) 依托可行性

英买力油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.4-2。

表 3.4-2 英买力油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本工程新增产能
1	磺化泥浆钻井岩屑	100m ³ /d	71.4m ³ /d	71.4%	28.6m ³ /d	6.2m ³ /d

综上所述，英买力油田钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建工程磺化泥浆钻井岩屑处理需求，依托可行。

3.4.3 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

(1) 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站概况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的坐标为北纬 41° 16′ 4.16″，东经 83° 5′ 22.07″；南站址为固废处理环保站，设施的坐标为北纬 41° 10′ 50.31″，东经 83° 5′ 22.07″。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司通过自主验收。

(2) 钻试修废水处理工艺

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”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《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，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

(3) 依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.4-3。

表 3.4-3 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	300m ³ /d	236m ³ /d	78.7%	64m ³ /d	0.27m ³ /d	可依托

综上所述，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建工程井下作业废水处理要求，依托可行。

3.4.4 玉东 7 转油站

(1) 玉东 7 转油站基本情况

玉东 7 转油站位于英买力油气田玉东 7 区块，由油气计量、集输、增压、水处理及注水等系统组成。设计油气处理规模为 2000t/d，采出水处理能力 1000m³/d；玉东 7 转油站于 2018 年 8 月 30 日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2018]344 号)，并于 2021 年 4 月完成自主验收工作。

(2) 油气处理工艺流程

油井产油气进玉东 7 转油站，经计量、生产汇管进入三相分离器进行气液分离，分离后的天然气至低压气机组增压至 16.5MPa，分离出的原油至原油外输泵增压至 16.5MPaG，进入加热炉加热至 60℃与增压后的天然气气液混输至 YD2 集气站，再经已建的西集气干线输至英买处理厂，分离出的采出水输至采出水处理系统。

(3) 采出水处理系统

玉东 7 转油站采出水处理工艺为“压力除油+两级过滤”，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

(4) 依托可行性

本项目井场采出液经新建管线输送玉东 7 转油站进行油气水三相分离，油气最终输送至英买处理厂进行处理，采出水依托玉东 7 转油站采出水处理系统处理，依托玉东 7 转油站富余情况如表 3.4-1 所示。

表 3.4-4 玉东 7 转油站处理能力一览表

英买处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程需处理量	依托可行性
采出液 t/d	2000	310	1690	45	可依托
采出水 t/d	1000	120	880	4.1	可依托

由上表可知，因此玉东 7 转油站处理能力可满足本工程生产需求，依托可行。

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

新和县位于新疆西南部，地处天山南麓、塔里木盆地北缘，地理坐标为东经 $80^{\circ} 55' \sim 82^{\circ} 43'$ 、北纬 $40^{\circ} 45' \sim 41^{\circ} 45'$ 。县境南北长 91km，东西宽 136km，全县总面积为 8223km^2 。东与库车市隔渭干河相望，西以玉尔滚山为界与阿克苏市、温宿县相交，北依天山支脉却勒塔格山与拜城县毗邻，南与沙雅县接壤。

本项目井场及集输管线建设内容分布在阿克苏地区新和县，区域以油气开采为主。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

新和县地貌可分为平原和山地两大类型。天山支脉却勒塔格山蜿蜒县境北部，呈东西走向，由第三纪红色岩构成，表层岩石出露，占全县总面积的 12.8%，山峰最高点为海拔 2212m。平原可分为渭干河冲积平原和却勒塔格山洪积平原。地形北高南低，由东北向西南倾斜，以渭干河龙口为中心，呈扇形辐射状。自然坡降为 $1/100 \sim 1/200$ 、 $1/400 \sim 1/1000$ ，南部为 $1/2000 \sim 1/14500$ ，平原北部山区海拔最高点 1030m，平均海拔 1015m，海拔最低点 980m。东北部的渭干河出山后，即成散流，形成渭干河冲积平原。平原面积为 4995km^2 ，占总面积的 85.8%。

4.1.3 地表水系

区域河流为塔里木河、渭干河。塔里木河是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2 ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4 \cdot \text{Cl} - \text{Ca} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平

原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。渭干河全长 452km，流域面积 $6.19 \times 10^5 \text{ km}^2$ ，年径流量 $1.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，多年平均流量为 $2.52 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布。

4.1.4 水文地质

项目所在区域属渭干河流域冲积平原水文地质单元，在山麓带有下更新统砾石构成的第四系松散岩类堆积物一般以砂砾石、砾沙和砂层为主。本冲洪积平原，隔水层厚度较薄，但比较稳定，构成深部微承压水。于沙雅城以南 10km 左右与塔河冲积平原相接。该水文地质单元位于冲洪积平原上，包括新和县城以北一带，为单一卵砾石、砂砾石潜水含水层，宽度小于 15km，含水层富水性强，水量十分丰富，单井出水量可达 $1000 \sim 5000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。为矿化度小于 1 g/L 的 $\text{HCO}_3 - \text{Ca} \cdot \text{Mg}$ 型优质水。新和县城以南为细土平原区，地层为双层结构，含潜水和微承压水。承压水顶板埋深 $20 \sim 40 \text{ m}$ ，单井最大出水量 $270 \sim 282 \text{ m}^3/\text{d}$ ，矿化度较小。

在新和县细土平原区，含水层颗粒变细，一般单井出量 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右，水位良好。潜水埋深在 5m 左右，水质变劣，为矿化度大于 10 g/L 的高矿化水。表层包气带地层多为粉细砂层和亚沙土层，渗透性较小易产生污染。

4.1.5 气候气象

新和县属于大陆性温暖带干旱气候，空气干燥，光照充足，夏季干热，冬季干冷，昼夜温差大，春季天气多变影响升温，秋季冷空气频繁入侵，降温较快。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.4°C	6	年平均蒸发量	1882.9mm
2	年极端最高气温	40.5°C	7	年日照时数	2901.1
3	年极端最低气温	-25.7°C	8	年平均相对湿度	54%
4	年平均降水量	73.7mm	9	多年平均风速	1.5 m/s
5	年平均大气压	901.4hPa	-	-	-

4.1.6 土壤

本项目区域地表多被漠境盐土、风沙土所覆盖，漠境盐土是项目区分布最

广的一类土壤，由于有害盐类抑制植物生长，盐土的养分含量不高，土壤中有有机质累积量少，土丘上生长有稀疏的多枝怪柳，盐分在盐土的表面有明显的表聚性。位于沙漠边缘的盐土，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，上覆 2cm 盐壳。风沙土形成于漠境生物气候带，属典型大陆气候，风沙土剖面无明显的腐殖质层和淋溶淀积层，一般由薄而淡的腐殖质层和深厚的母质层组成，剖面构型为 A-C 或 C 型。流动阶段土壤剖面分异不明显，呈灰黄色或淡黄色，单粒状结构。

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据阿克苏地区生态环境局发布的《2022 年阿克苏地区各县(市)环境空气质量》中新和县监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.2-1 和表 4.2-2 所示。

表 4.2-1 新和县环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	70	196	280	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	35	52	149	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	26	65	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	700	18	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	95	59	达标

由表 4.2-2 可知，新和县 PM_{2.5}、PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价布设 1 个环境空气监测点。监测点位基本信息见表 4.2-2,具体监测点位置见附图 8。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	备注
			1 小时平均浓度	
1	YD7-4-1H 井西南 0.1km 处	YD7-4-1H 井西南 0.1km	非甲烷总烃	本次监测

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2024 年 3 月 21 日~2024 年 3 月 27 日,监测 7 天。非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次,每次采样 60 分钟,具体为北京时间:4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

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

(4) 各污染物环境质量现状评价

① 评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

② 评价方法

采用最大占标百分比,计算公式为:

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

式中: P_i —— i 评价因子最大占标百分比;

C_i —— i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³);

C_{io} —— i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(4) 评价标准

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

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占 标率/%	超标率 /%	达标 情况
YD7-4-1H 井西南 0.1km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.24	12	0	达标

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

4.2.2 地下水环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质等资料判定该区域有承压水，但不具备饮用价值，故不再设置承压水监测点。根据区域水文地质资料，区域潜水流向为由西南向东北方向，本次设置 5 个潜水监测点。监测点与本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本项目所在区域地下水环境质量现状。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-5，监测点具体位置见附图 8。

表 4.2-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系	坐标	监测对象	功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	玉东 7-1#	YD7-4-1H 井西南 2.0km	*	潜水	III 类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	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、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氟化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共 37 项
2	玉东 7-2#	YD7-4-1H 井西北 3.4km	*				
3	玉东 7-3#	YD7-4-1H 井西北 6.7km	*				
4	玉东 7-4#	YD7-4-1H 井东北 1.1km	*				
5	玉东 7-5#	YD7-4-1H 井东北 2.6km	*				

4.2.2.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2024 年 3 月 23 日。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

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

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

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

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

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2023)	—
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲基蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分:碘化物的测定 淀粉分光 光度法》(DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》 (GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
23	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》 (GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指 标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10^{-3} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L

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

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 639-2012)	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 639-2012)	0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》(GB/T 5750.12-2023)	—
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	—

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

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：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH_i —i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd} —评价标准值的下限值；

pH_{su} —评价标准值的上限值。

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

4.2.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			玉东 7-1#	玉东 7-2#	玉东 7-3#	玉东 7-4#	玉东 7-5#
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.3	7.5	7.4	7.5	7.3
		标准指数	0.20	0.33	0.27	0.33	0.20
总硬度	≤450	监测值	1100	499	330	195	1100
		标准指数	2.44	1.11	0.73	0.43	2.44
溶解性总固体	≤1000	监测值	4710	2690	2280	2000	4710
		标准指数	4.71	2.69	2.28	2.00	4.71
氯化物	≤250	监测值	2440	1280	1010	822	2460
		标准指数	9.76	5.12	4.04	3.29	9.84
硫酸盐	≤250	监测值	372	296	274	225	360
		标准指数	1.488	1.184	1.10	0.9	1.44
铁	≤0.3	监测值	0.03	0.13	0.14	未检出	0.1
		标准指数	0.10	0.43	0.47	--	0.33

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				
			玉东 7-1#	玉东 7-2#	玉东 7-3#	玉东 7-4#	玉东 7-5#
锰	≤0.1	监测值	0.06	0.06	0.03	0.08	未检出
		标准指数	0.6	0.6	0.3	0.8	--
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
耗氧量	≤3.0	监测值	0.36	0.71	0.98	0.82	0.9
		标准指数	0.12	0.24	0.33	0.27	0.30
氨氮	≤0.5	监测值	0.434	0.418	0.416	0.425	0.439
		标准指数	0.87	0.84	0.83	0.85	0.88
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	0	0	0	0	0
		标准指数	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	32	46	51	36	40
		标准指数	0.32	0.46	0.51	0.36	0.4
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	0.1	0.12	0.13	未检出	未检出
		标准指数	0.005	0.006	0.007	--	--
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

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				
			玉东 7-1#	玉东 7-2#	玉东 7-3#	玉东 7-4#	玉东 7-5#
氟化物	≤1.0	监测值	0.32	0.32	0.29	0.33	0.34
		标准指数	0.32	0.32	0.29	0.33	0.34
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
砷	≤0.01	监测值	0.0039	0.0038	0.006	0.0052	0.0036
		标准指数	0.39	0.38	0.6	0.52	0.36
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

由表 4.2-7 分析可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标

准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

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

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		潜水含水层				
		地下水-1#	地下水-2#	地下水-3#	地下水-4#	地下水-7#
监测值 (mg/L)	K ⁺	13.2	6.8	7.5	3.4	14.3
	Na ⁺	1380	912	713	664	1380
	Ca ²⁺	174	96.8	74.6	52	175
	Mg ²⁺	174	67.3	34.7	13.8	169
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	291	297	312	271	255
	Cl ⁻	2440	1280	1010	822	2460
	SO ₄ ²⁻	372	296	274	225	360
毫克当量百 分比(%)	K ⁺ +Na ⁺	72.31	79.27	82.55	88.56	72.64
	Ca ²⁺	10.39	9.60	9.83	7.93	10.48
	Mg ²⁺	17.31	11.13	7.62	3.51	16.88
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	5.87	10.34	13.02	13.76	5.16
	Cl ⁻	84.59	76.57	72.44	71.72	85.58
		SO ₄ ²⁻	9.54	13.09	14.53	14.52

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

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

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

表 4.2-9 潜水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	7.5	7.3	7.40	0.09	100	0
总硬度	1100	195	644.80	383.95	100	60
溶解性总固体	4710	2000	3278.00	1189.65	100	100
硫酸盐	372	225	305.40	54.69	100	80
氯化物	2460	822	1602.40	707.24	100	100
铁	0.14	—	—	—	80	0
锰	0.08	—	—	—	80	0
铜	—	—	—	—	0	0
锌	—	—	—	—	0	0
铝	—	—	—	—	0	0
挥发性酚类	—	—	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	—	—	—	—	0	0
耗氧量	0.98	0.36	0.75	0.22	100	0
氨氮	0.439	0.416	0.43	0.01	100	0
硫化物	—	—	—	—	0	0
总大肠菌群	—	—	—	—	0	0
细菌总数	51	32	41.00	6.81	100	0
亚硝酸盐	—	—	—	—	100	0
硝酸盐	0.13	—	—	—	60	0
氰化物	—	—	—	—	0	0
氟化物	4.73	3.85	4.40	0.33	100	0
碘化物	—	—	—	—	0	0
汞	—	—	—	—	0	0
砷	0.006	0.0036	0.005	0.001	100	0
硒	—	—	—	—	0	0

续表 4.2-9 潜水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
镉	—	—	—	—	0	0
铬(六价)	—	—	—	—	0	0
铅	—	—	—	—	0	0
三氯甲烷	—	—	—	—	0	0
四氯化碳	—	—	—	—	0	0
苯	—	—	—	—	0	0
甲苯	—	—	—	—	0	0
石油类	—	—	—	—	0	0

4.2.2.3 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.2-10。

表 4.2-10 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	YD710 井场内	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
		土壤裸露处	1m	>500g	石油类	未检出

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,本次在新建井场进行声环境质量现状监测。具体布置情况见表 4.2-11。

表 4.2-11 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	YD7-4-1H 井	1	$L_{Aeq,T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2024 年 3 月 21 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，新建井场每次噪声监测时间 10 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)。

4.2.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，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 4.2-12。

表 4.2-12 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	YD7-4-1H 井	40	60	达标	39	50	达标

由上表可知，井场监测值昼间为 40dB(A)，夜间为 39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.2.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程位于土壤盐化地区，同时属于污染影响型项目，因此根据污染影响型和生态影响型建设项目分别设置监测点。根据项目位置和 HJ 964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样、5 个表层样监测点，占地范围外设置 6 个表层样监测点。土壤监测布点符合 HJ964-2018 中布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-13。

表 4.2-13 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	YD7-4-1H井井口	浅层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量共计 48 项因子
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	2	YD7-4-1H井加热区	浅层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	3	YD7-4-1H井井口北侧20m	浅层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	4	YD7-4-1H井加药区	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
5	YD7-4-1H井井口东侧10m	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
6	D7-4-1H井井口南侧10m	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
7	YD7-4-1H井井口西侧10m	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
8	YD7-4-1H井井口北侧10m	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
占地范围外	9	YD7-4-1H井外南侧0.1km	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	10	YD710井外西侧天然林	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	11	集输管线沿线1#	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	12	集输管线沿线2#	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	13	集输管线沿线3#	表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	14	YD710井外南侧0.1km	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 2024 年 3 月 23 日，采样一次。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样 0.2m。

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 4.2-14。

表 4.2-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)		0.5 mg/kg
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1 mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.1 mg/kg	
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg
8	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

续表 4.2-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
10	土壤	氯甲烷	《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	$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
11		1,1-二氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
12		1,2-二氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
13		1,1-二氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
14		顺-1,2-二氯乙烯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
15		反-1,2-二氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
16		二氯甲烷			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
17		1,2-二氯丙烷			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
18		1,1,1,2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
19		1,1,2,2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
20	土壤	四氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
21		1,1,1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
22		1,1,2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
24		1,2,3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
28		1,2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
29		1,4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$

续表 4.2-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度	
34	挥发性有机物	邻-二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-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		土壤			半挥发性有机物	《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)
36	苯胺		0.09 mg/kg			
37	2-氯酚		0.06 mg/kg			
38	苯并[a]蒽		0.1 mg/kg			
39	苯并[a]芘		0.1 mg/kg			
40	苯并[b]荧蒽		0.2 mg/kg			
41	苯并[k]荧蒽		0.1 mg/kg			
42		蒽	0.1 mg/kg			
43	土壤	半挥发性有机物	《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	二苯并[a, h]蒽	
44					茚并[1, 2, 3-cd]芘	0.1 mg/kg
45					萘	0.09 mg/kg
46	土壤	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	—	

4.2.5.2 土壤环境质量现状评价

(1)评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

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

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.2-15、表 4.2-16。

表 4.2-15 土壤现状监测及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子			监测点 YD7-4-1H 井井口	监测因子			监测点 YD7-4-1H 井井口
pH	--	监测值	7.41	乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出
		标准指数	无酸化碱化			标准指数	--
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.27	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	0.007			标准指数	--
砷	筛选值 ≤60	监测值	9.93	甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出
		标准指数	0.166			标准指数	--
铅	筛选值 ≤800	监测值	21.2	间二甲苯+ 对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	0.027			标准指数	--
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.14	邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	--
镍	筛选值 ≤900	监测值	24	四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出
		标准指数	0.027			标准指数	--
铜	筛选值 ≤18000	监测值	22	1, 2, 3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出
		标准指数	0.001			标准指数	--
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	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	--
氯仿	筛选值 ≤0.9	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	--
1,1-二氯乙 烷	筛选值 ≤9	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	--
1,2-二氯乙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.2-15 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		YD7-4-1H 井井口	YD7-4-1H 井井口			YD7-4-1H 井井口	YD7-4-1H 井井口
1,1-二氯乙烯	筛选值 ≤66	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	—
顺 1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	苯并[b]荧蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
反 1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤54	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	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯丙烷	筛选值 ≤5	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	—
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	茚并[1,2,3-c,d]芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	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	—
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	六价铬	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯乙烯	筛选值 ≤0.43	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	筛选值 ≤4	监测值	未检出	苯胺	筛选值 ≤260	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	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出	全盐量	—	监测值	4.5g/kg
		标准指数	—			级别	中度盐化

续表 4.2-15 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							
		YD7-4-1H 井井口		YD7-4-1H 井加热区			YD7-4-1H 井井口北侧 20m		
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—
全盐量 g/kg	监测值	5.0	5.2	4.7	5.6	4.4	6.2	5.3	4.5
	级别	重度盐化	重度盐化	中度盐化	重度盐化	中度盐化	重度盐化	重度盐化	中度盐化
pH	监测值	7.92	8.16	7.14	7.19	7.72	7.91	7.75	8.15
	级别	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化
检测项目		检测结果							
		YD7-4-1H 井 加药区	YD7-4-1H 井井口 东侧 10m	YD7-4-1H 井井口 南侧 10m	YD7-4-1H 井井 口西侧 10m	YD7-4-1H 井井口北 侧 10m			
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m			
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	13	未检出	未检出	7	6			
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500			
	标准指数	0.003	—	—	0.001	0.001			
全盐量 g/kg	监测值	5.6	4.8	6.5	4.5	5.8			
	级别	重度盐化	中度盐化	重度盐化	中度盐化	重度盐化			
pH	监测值	8.02	7.38	7.64	7.66	8.16			
	级别	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化			

表 4.2-16 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	全盐量 g/kg
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	—
YD7-4-1H 井外南侧 0.1km	0.2m	监测值	8.15	22	30	12.6	0.18	0.174	32	26	26	8	4.7
		标准指数	无酸化碱化	0.13	0.12	0.50	0.30	0.05	0.17	0.26	0.09	0.002	中度盐化
YD710 井外西侧天然林	0.2m	监测值	8.27	14	45	9.78	0.20	0.186	27	16	32	未检出	6.6
		标准指数	无酸化碱化	0.08	0.18	0.39	0.33	0.05	0.14	0.16	0.11	—	重度盐化

续表 4.2-16 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位：mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₂₅ -C ₄₀)	全盐量 g/kg
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	—
集输管线沿线 1#	0.2m	监测值	8.33	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	6.8
		标准指数	无酸化 碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	重度盐化
集输管线沿线 2#	0.2m	监测值	8.28	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	4.5
		标准指数	无酸化 碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化
集输管线沿线 3#	0.2m	监测值	8.15	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	9.9
		标准指数	无酸化 碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	重度盐化
YD710 井 外南侧 0.1km	0.2m	监测值	8.05	--	--	--	--	--	--	--	--	6	7.2
		标准指数	无酸化 碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	0.001	重度盐化

由表 4.2-15 和 4.2-16 分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化~重度盐化，无酸化碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值，同时占地范围外监测点土壤属于中度盐化~重度盐化，无酸化碱化。

4.2.5.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.2-17。

表 4.2-17 土壤理化性质调查结果一览表

点号	YD7-4-1H 井井口	时间	2024年3月23日
深度	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	棕	棕
	结构	团粒	团粒

续表 4.2-17 土壤理化性质调查结果一览表

现场记录	颜色	深灰	浅棕	暗棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	根系	根系	无
实验室测定	pH 值	8.17	8.25	8.31
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	1.33	1.30	1.32
	氧化还原电位 mV	346	343	341
	饱和导水率 mm/h	4.98	4.85	4.73
	土壤容重 g/cm ³	1.42	1.42	1.43
	孔隙度%	42	42	42

表 4.2-18 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
YD7-4-1H 井井口		壤土: 0~0.5m, 深灰, 松散~稍密, 主要由壤土和植物根系组成
		壤土: 0.5~1.5m, 浅棕色, 稍密, 主要由壤土和植物根系组成
		壤土: 1.5~3.0m, 暗棕色, 稍密, 主要由壤土组成

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2024 年 3 月 30 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查, 调查范围为井场周围 50m 范围, 管线中心线两侧 300m, 管线穿越天然林段, 以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

① 基础资料收集

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

② 土地利用现状调查

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

③ 植被及植物资源调查

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

④ 野生动物资源调查

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

4.2.5.2 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-19 和附图 5。

表 4.2-19 区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容
生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	56. 阿克苏河冲积平原荒漠、绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给
主要生态环境问题		水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		降低灌溉定额、大力开发地下水、完善防护林体系、减少向塔里木河的排水、防止农药地膜污染、防止城市工业污染
适宜发展方向		发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地

由表 4.2-19 可知，项目位于“阿克苏河冲积平原荒漠、绿洲农业生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给”，主要保护目标为“保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量”，主要发展方向为“发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地”。

拟建工程属于石油开采项目，主要建设内容为集输管线敷设和井场建设，不占用耕地，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的进程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位。

4.2.5.3 生态系统调查

4.2.5.3.1 生态系统类型

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

4.2.5.3.2 生态系统特征

(1) 灌丛生态系统

灌丛生态系统主要是稀疏灌丛，分布于天然林区，以灌木、半灌木为优势类群，主要灌木为多枝柎柳，伴生有盐穗木等，灌木层高度 1~2m，植被盖度为 20%~40%。

(2) 草地生态系统

草地灌丛生态系统主要是稀疏草地，主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，其灌木层高 0.5~1m，群落覆盖度在 5%~20%之间。在灌木层下以多枝木本盐柴类植物的分布占优势，主要种类是盐穗木，草本植物主要是盐爪爪、芦苇等。

4.2.5.4 土地利用现状评价

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

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-20，生态现状调查范围土地利用现状见附图 10。

表 4.2-20 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积(hm ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
草地	其他草地	305.82	67.05
林地	灌木林地	147.78	32.4
工矿仓储用地	采矿用地	2.51	0.55
合计		456.1	100

由上表可知，评价区土地利用类型以其他草地为主，面积为 305.82hm²，占评价区总面积的 67.05%；其他用地类型占地面积较小，其中灌木林地面积为 147.78hm²，占比 32.4%，植被以多枝柎柳群系为主，植被覆盖度约为 20%~40%；采矿用地面积为 2.51hm²，占比 0.55%。

4.2.5.5 植被现状评价

4.2.5.5.1 区域自然植被类型

按中国植被自然地理区系划分，油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏-库尔勒州。该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主，主要为多枝怪柳、盐穗木等。生态调查评价范围内主要的野生植物具体名录见表 4.2-21。植被类型图见附图 11。

表 4.2-21 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
藜科	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobilaceum</i>	
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>	
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>	
豆科	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>	
菊科	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	

4.2.5.5.2 评价区域植被类型

评价区自然植被主要有 2 个群系，即多枝怪柳群系、盐穗木群系。各群系主要的群落特征如下：

(1) 多枝怪柳群系

群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 1~2m，盖度 20%~40%。灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 10%左右。

(2) 盐穗木群系

主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，分布的土壤多是沙漠化的典型盐土。在这种强烈盐渍化的土壤生境上，植物群落发育受到显著抑制；其灌木层高 0.5~1m，群落覆盖度在 5%~20%之间。在灌木层下以多枝木本

盐柴类植物的分布占优势，主要种类是盐穗木，草本植物主要是盐爪爪、芦苇等。

4.2.5.5.3 植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度等信息。本次评价范围主要为多枝怪柳群系、盐穗木群系，共调查样方 6 个，现场调查植被样方见表 4.2-22。

表 4.2-22 样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
						乔木层	灌木层	草本层	
1#	管线沿线(天然林段)	多枝怪柳群系	*	999	新和县	0	25	10	
2#	管线沿线(天然林段)	多枝怪柳群系	*	999	新和县	0	18	8	
3#	管线沿线(天然林段)	多枝怪柳群系	*	999	新和县	0	20	12	
4#	YD7-4-1H井周边	盐穗木群系	*	999	新和县	0	10	5	

续表 4.2-22 样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
						乔木层	灌木层	草本层	
5#	管线沿线	盐穗木群系	*	999	新和县	0	0	5	
6#	YD710井周边	盐穗木群系	*	998	新和县	0	0	12	

4.2.5.5.4 生物量

项目区域内生态以荒漠生态环境为主要特征，主要植被为多枝怪柳、盐穗木等，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模拟》(生态学报, 2006, 26(12):4156~4163)中西部荒漠、半荒漠地区生物量数据，得出占地范围内不同植被类型平均单位面积生物量指标，经计算得到占地范围内的生物量。占地范围内的生物量，见表 4.2-23 所示。

表 4.2-23 占地范围内植被生物量计算表

类型	面积(hm ²)		单位面积生物量(t/hm ²)	生物量(t)	占总生物量比例(%)
	永久占地	临时占地			
灌木林地	0	0.15	4.5	0.68	17.5
其他草地	0.46	2.184	1.2	3.17	82.5
合计	0.46	2.334	-	3.85	100

4.2.5.6 野生动物现状评价

4.2.5.6.1 区域野生动物调查

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山

小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-24。

表 4.2-24 区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
两栖、爬行类	4 种		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	—	++
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	—	++
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	—	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	—	++
鸟类	16 种		
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galarida cristata</i>	R	++
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
哺乳类	5 种		
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	—	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+

注：(1) R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

(2) ±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

4.2.5.6.2 野生动物实地样线调查

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

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



图 4.2-1 野生动物调查样线示意图

根据实地样线调查,仅发现沙蜥、鸟类等动物,未见大型野生动物踪迹。

4.2.5.6.3 野生动物重要物种

(1) 种类组成

根据《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)、《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷(2020)》(生态环境部公告 2023 年第 15 号),该区域共有国家级重点保护动物 2 种,其中地区特有种中塔里木兔、南疆沙蜥被列入国生物多样性红色名录,评价区域重点野生动

物调查结果见表 4.2-25。

表 4.2-25 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家 II 级	近危	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	否, 其生境主要分布于区块西南 10km 农田
2	黑尾地鸦 (<i>Podoces hendersoni</i>)	国家 II 级	易危	否	主要栖息于荒漠地区, 尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否, 其生境主要分布于玉东 7 区块东侧 10km 冲洪沟附近区域
3	南疆沙蜥 (<i>Phrynocephalus forsythi</i>)	—	近危	是	主要栖息于荒漠地区, 尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否, 其生境主要分布于玉东 7 区块北侧 15km 荒漠区域



在油田开发区域, 因油气田开发建设活动早已开展, 人类活动频繁, 使得对人类活动敏感的野生动物早已离去, 项目区偶尔可见到塔里木兔、南疆沙蜥的活动。

(2) 生理生态特征

表 4.2-26 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家 II 级	

续表 4.2-26 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔			
		<p>生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43 厘米，尾长 5~10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。</p> <p>生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。</p>		
2	黑尾地鸦	<i>Podiceps hendersoni</i>	国家 II 级	
		<p>生态学特征：黑尾地鸦雌雄羽色相似，全身大致为淡沙褐色或灰锈色。额、头顶至后颈黑色具紫蓝色光泽。头两侧乳黄色具白色尖端，下背、肩、腰和尾上覆羽葡萄褐色。翅上小覆羽和中覆羽沙葡萄褐色，大覆羽蓝黑色。初级飞羽中部白色，基部和尖端黑色，在翅上形成明显的白色翅斑，内侧飞羽黑色具蓝紫色金属光泽。尾黑色具蓝色光泽，外侧尾羽具窄的沙色羽缘。颈、喉乳白色或皮黄白色，胸腹和两胁乳黄或淡黄色，肛周和尾下覆羽沙白色。嘴较长而弯曲、黑色，脚亦为黑色。</p> <p>生存现状：主要栖息于山脚干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见。留鸟。主要在地面的荒漠间奔跑、活动和觅食。是杂食性鸟类，也是中国新疆唯一的特有鸟类。</p>		
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus farsythy</i>	—	
		<p>生态学特征：体形较小，头体长 36~50 毫米，尾长 48~62 毫米；背鳞光滑；无腋斑；沿背脊中央有 4~5 对清晰的深黑色小圆斑；四肢及尾背无深色横纹；尾的腹面白色与黑环相间，尾梢黑色。</p> <p>生存现状：栖息在干旱的沙漠或戈壁滩边缘地带。</p>		

4.2.5.7 生态敏感区调查

4.2.5.7.1 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

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

(2) 水土保持基础功能类型

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

(3) 水土流失治理对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,项目所在区域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;④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。

(4) 水土流失治理措施

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,项目所在区域水土流失治理措施为:重点推进油气资源开发水土流失综合治理工作,主要对矿区周边进行生态修复。

4.2.5.7.2 天然林

评价区域内天然林属新和县林班0002,小班号00670,林木权属为国有,生态区位为荒漠化和水土流失严重地区,地类均为灌木林地,优势种为多枝柽

柳，植被盖度约为 20%~40%，主要作用为防风固沙。拟建工程与天然林的位置关系见附图 12。

4.2.5.7.3 生态保护红线

阿克苏地区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总面积 4563.13hm²，主要分布在新和县、沙雅县和库车市。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

本工程距离生态保护红线区(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)约 10.5km，不在红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图见附图 7。

4.3.5.9 主要生态问题调查

(1) 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，项目所在地属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

新和县沙化土地总面积为 228560.57hm²，占新和县国土总面积的 39.43%。其中：流动沙地 80151.74hm²，占 35.06%；半固定沙地 60911hm²，占 26.65%；固定沙地 41817.01hm²，占 18.30%；戈壁 44219.04hm²，占 19.35%。

(2) 水土流失

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测成果》，阿克苏地区新和县轻度以上风力和水力侵蚀总面积 2091.38km²，占全县面积的 35.87%，其中水力侵蚀面积 38.49km²，占土壤侵蚀总面积的 1.84%，风力侵蚀面积 2052.89km²，占土壤侵蚀总面积的 98.16%。动态变化数据显示，新和 2018 年水土流失面积比 2011 年减少了 2775.33km²。

根据《新疆生态功能区划》，本项目位于“阿克苏河冲积平原荒漠、绿洲

农业生态功能区”，主要生态环境问题为“水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。

4.2.5.10 生态环境变化趋势

根据《新疆生态功能区划》，区域属于“阿克苏河冲积平原荒漠、绿洲农业生态功能区”。2018年~2023年间总体上土地利用类型和植被盖度变化不大，保持原有荒漠生态系统，局部新增工矿交通用地。

4.2.5.11 现有工程生态影响及采取的生态保护措施

本项目现有工程生态影响及采取的生态保护措施具体详见现有工程章节“3.1.3.1 生态影响回顾”。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

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

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

钻前工程不可避免的要占用土地、进行土方施工、道路修建，该过程中将产生一定的施工扬尘；钻井工程进行场地建设、物料运输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) 机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程、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、SO₂、NO_x、C₂H₂等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

(3) 测试放喷废气

储层改造工程中需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

(4) 环境影响分析

油气田开发阶段，钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，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，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工期大气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

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

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	Ⅲ级(黄色)预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96号)
		Ⅱ级(橙色)预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	
		Ⅰ级(红色)预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

(3) 测试放喷废气污染防治措施

- ①放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。
- ②采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

5.1.2 施工期声环境影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 钻井噪声影响分析

① 钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井

噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB(A)左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期钻井噪声源参数一览表(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	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

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

表 5.1-3 施工期钻井噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	68	68	70	55	达标	超标
2	井场	南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，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、夜间均为 62~68dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，井场周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，施工结束后，噪声影响消失。

(2) 储层改造噪声影响分析

① 储层改造噪声源强

压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 施工期储层改造噪声源参数一览表(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	压裂车	--	70~80	60~65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	加压泵	--	50~65	70~75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	测试放喷	--	100	60	2	90/5	—	昼夜

② 施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-5。

表 5.1-5 施工期储层改造噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	75	75	70	55	超标	超标
2		南场界	60	60	70	55	达标	超标
3		西场界	65	65	70	55	达标	超标
4		北场界	66	66	70	55	达标	超标

③ 影响分析

根据表 5.1-5 可知，由预测结果可以看出，压裂、测试放喷对厂界的噪声

贡献值昼间、夜间均为 60~75dB(A)，不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，由于井场周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，同时一般压裂作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

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

(2)应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

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

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工期固废来源及影响分析

本工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

①施工土方

本项目共开挖土方 0.54 万 m³，回填土方 0.68 万 m³，借方 0.14 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于库车市周边砂石料厂，本项目不设置取土场。

②废弃钻井泥浆

拟建工程产生的总废弃泥浆产生量为 565m³，其中废水基膨润土泥浆 294m³，废水基磺化泥浆 271m³。废弃膨润土钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离

后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

③ 钻井岩屑

本项目钻井期内产生的岩屑量最大为 801m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 424m³，磺化泥浆钻井岩屑 377m³。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，膨润土泥浆岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

⑤ 生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾 3.15t，施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

⑥ 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦ 废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻

井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑧ 废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

5.1.3.2 施工期固废污染防治措施

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

(1) 钻井废弃物处理方案

严格执行《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(2) 其它要求或方案

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”。

(3) 危险废物处置

废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料暂存于撬装式危废暂存间中，由具有资质的单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；钻井队结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。钻井队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。

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。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

5.1.4.1 废水产生量分析

(1) 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，井场不设置废水池，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 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。

(3) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水共计产生量为504m³，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理。

(4) 压裂返排液

本项目压裂返排液产生量为 120m³，井场不设置废水池，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

5.1.4.2 地表水影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、压裂返排液、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故施工过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，同时项目周边无地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

5.1.5.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 5000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注；项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.1.5.2 非正常状况下地下水影响分析

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水层套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套

管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

本项目一开及二开上部钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开及二开上部井深基本涵盖了潜水含水层及承压水，区域潜水含水层及承压水均为高矿化度咸水，不具备饮用功能；同时一开及二开上部施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失；根据玉东 7 区块内已完钻井事故情况分析，漏失发生在表层套管以下的四开范围内，发生层位为库姆格列木群，库姆格列木群底砂岩段薄砂层承压能力低，地层地下水矿化度较高，不具备使用功能。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，本项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

5.1.5.3 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-6 及附图 20。

表 5.1-6 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废暂存间	
		泥浆罐区	
		应急池	
		泥浆随钻不落地系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚

		危险化学品间	渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		岩屑池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		放喷池	
		原油储罐区	
		废液收集罐区	
		压裂设备区	

5.1.5.4 施工期水环境保护措施

(1) 合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、放喷池，生活区设置生活污水暂存池、生活垃圾箱，所有的污染物按规定入池、入场，不得随意流失。

(2) 钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用。

(3) 使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，杜绝泥浆排出井场。

(4) 物料及废物不乱堆乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

(5) 在钻进高压油气层前，配备齐全防井喷设施，加强现场防喷技术措施，制定应急预案，防止井喷污染。

(6) 表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求，彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

(7) 完井后回收各种原料，泥浆药品、重晶石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃在井场。

(8) 项目区潜水含水层为苦咸水、不具备饮用价值，采用清水钻进方式。

(9) 压裂选用黄原胶非交联压裂液，属于无毒、低毒的环境友好型压裂液。

5.1.6 施工期生态影响分析

5.1.6.1 生态影响分析

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

将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、植物影响、动物影响、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等方面展开。

5.1.6.1.1 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及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地。

表5.1-7 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(km^2)		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	0.16	1.32	井场永久占地为 $40\text{m} \times 60\text{m}$ ；钻井期井场临时占地面积为 $120\text{m} \times 100\text{m}$ ，生活区 $30\text{m} \times 40$
3	道路工程	0.2	0	道路长度 0.6km ，道路宽度 5m
4	管线工程	0	1.014	管线穿越天然林段宽度按 6m 计，其他管线段宽度按 8m 计
合计		0.46	2.334	—

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；③井场通井道路施工开辟新道路。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；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.6.1.3 对植被的影响分析

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

破坏。

(1) 植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为多枝桤柳群系、盐穗木群系。群落中优势种为多枝桤柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高1~2m。灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。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

拟建工程井场、管线施工区域以林地、草地为主，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 5.1-8。

表 5.1-8 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量(t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
灌木林地	4.5	0	0.15	0.00	0.68
其他草地	1.2	0.46	2.184	0.55	2.62
合计	-	0.46	2.334	0.55	3.3

拟建工程的实施，将造成 0.55t 永久植被损失和 3.3t 临时植被损失。

5.1.6.1.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

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

(2) 对野生动物分布的影响

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

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

(3) 对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 2 种(黑尾地鸦、塔里木兔)及地区特有种(南疆沙蜥)。对于重点保护动物，要重点加强保护，对于上述重点保护动物，较容易在规划实施后找到替代生境，不存在种群消失或灭绝风险。本次现场踏勘在项目范围内，未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

5.1.6.1.5 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地表植被的破坏、土地的占用等，本项目永久占地主要为新增井场及道路占地，临时占地主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢

复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

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

5.1.6.1.6 水土流失影响分析

拟建工程井场、管线等施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成水土流失危害主要有以下几个方面：

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

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

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

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表植被覆盖度较低，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.6.1.7 对天然林影响分析

拟建工程共计占用天然林面积 0.2hm²，全部为临时占地。新建管线约有 0.25km 穿越天然林区，天然林林班 0002，小班号 00670，林木权属为国有，地

类均为灌木林地，植被盖度约为 20%~40%，主要作用为防风固沙。拟建工程与天然林的位置关系见附图。

拟建工程占用天然林地类均为灌木林地，林木种类为柽柳，工程对天然林的影响主要为施工期管线穿越施工对灌木丛的临时破坏，扰动范围主要为 8m 作业带范围内，造成临时植被生物量损失共计 0.9t。若施工过程中不控制作业带宽度，将导致受影响的天然林面积增加。若后期管沟恢复过程中，未对临时作业带附近植被进行恢复，将导致区域林地面积减少，周边区域水土流失严重，整个区域植被覆盖度逐步降低。

5.1.6.1.8 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积 2.794hm² (永久占地面积 0.46hm²，临时占地面积 2.334hm²)，不涉及沙化土地。

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

5.1.6.2 生态影响减缓措施

5.1.6.2.1 地表扰动生态减缓措施

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

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

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

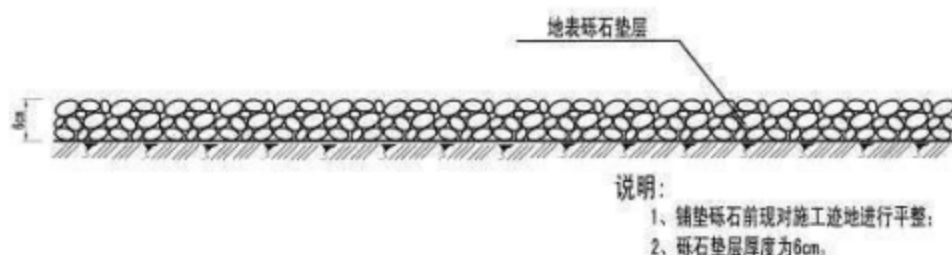


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(4) 设计选线及井场选址过程中，尽量避让天然林，避免破坏植物，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天然林区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

(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。

5.1.6.2.2 动植物影响减缓措施

(1)井场、管线及道路的选址、选线阶段，尽量避让天然林，避免破坏荒漠植物。

(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，最大限度减少对植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

(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。

5.1.6.2.3 维持区域生态系统稳定性措施

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

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

(3)工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

5.1.6.2.4 天然林生态保护措施

(1)根据《森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》等有关规定，依法办理审核、审批林地手续，并依据国家和自治区有关规定缴纳相应的补偿费用。

(2)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。

(3) 采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将管道施工带范围严格控制在 6m 之内。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止天然林区管线风险事故的发生。

(4) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

(5) 项目完工后，要对本项目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。

5.1.6.2.5 水土流失防治措施

5.1.6.2.5.1 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。

5.1.5.2.5.2 管道工程区

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

(2) 防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，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。

5.1.6.2.6 防沙治沙措施

(1) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

(2) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工

区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(3) 针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。针

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

5.1.6.3 生态影响评价自查表

表 5.1-9 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响识别	评价因子	物种 <input type="checkbox"/> 生境 <input checked="" type="checkbox"/> (地表扰动) 生物群落 <input type="checkbox"/> 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失) 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> (物种丰富度) 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> (生态功能) 自然景观 <input type="checkbox"/> () 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： <input type="checkbox"/> km ² ；水域面积： <input type="checkbox"/> km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

续表 5.1-9 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.1.7 施工期土壤环境影响分析

5.1.7.1 土壤环境影响分析

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

(1) 土壤理化性质影响

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。

(2) 钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，一开及二开上部钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、膨润土等，二开下部钻井泥浆及岩屑含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。因此钻井时必须对钻井泥浆及岩屑进行不落地收集和无害化处置。

5.1.7.2 土壤环境保护措施

(1) 施工中要作到分段施工，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。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

本工程位于阿克苏地区新和县,距离该项目最近的气象站为新和县气象站,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定,本次评价气象统计资料分析选用新和县气象站的气象资料。

(1) 温度

根据新和县气象站近 20 年气象资料,区域近 20 年平均温度为 11.4℃,7 月份平均气温最高为 25.2℃,1 月份平均气温最低,为-7.4℃。

表 5.2-1 近 20 年各月温度变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年
温度	-7.4	-0.8	7.9	15.9	20.5	24.0	25.2	23.9	19.1	11.2	2.6	-5.0	11.4

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-2 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
平均风速	1.1	1.4	1.6	1.9	2.1	2.0	1.8	1.7	1.5	1.2	1.1	1.1	1.5

由表 5.1-3 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,11~1 月份平均风速最低为 1.1m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-3,近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-3 近 20 年不同风向对应频率统计一览表 单位: %

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
1月	3	2	9	6	6	1	2	1	1	1	7	5	6	2	2	1	47
2月	3	0	10	8	5	1	2	0	2	1	11	9	5	1	0	1	41
3月	3	1	15	10	11	1	1	0	2	2	7	4	6	1	1	1	32
4月	8	3	11	13	12	2	3	1	3	2	8	5	5	1	1	2	21

续表 5.2-3 近 20 年不同风向对应频率统计一览表 单位：%

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
5月	11	4	12	8	11	3	4	2	3	2	7	2	4	1	2	2	22
6月	11	4	10	9	10	2	5	2	4	2	6	2	5	1	4	2	21
7月	10	3	10	8	8	3	5	2	4	1	4	3	5	2	3	3	24
8月	11	3	8	8	12	2	6	2	4	1	2	1	3	1	2	2	31
9月	6	2	10	10	10	1	4	2	2	2	4	2	2	1	1	1	41
10月	3	1	8	8	9	1	1	1	1	1	5	4	3	1	1	0	52
11月	1	1	7	6	5	1	1	0	1	1	10	7	5	0	1	0	53
12月	2	1	8	5	4	0	1	1	1	1	7	7	6	0	1	0	54
全年	6	2	10	8	9	2	3	1	3	1	7	4	5	1	2	1	37

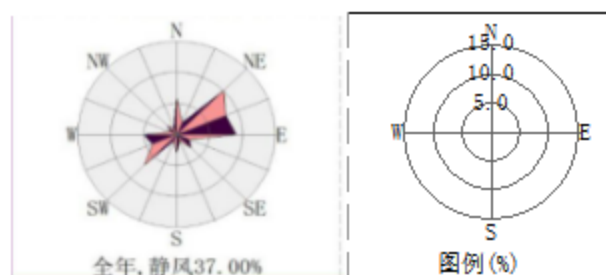


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.1-4 分析可知，新和县近 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 E 风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的**最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 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)	/

续表 5.2-4 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
2	最高环境温度/°C		40.5
3	最低环境温度/°C		-25.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		草地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-5，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-5 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	*	*	1000	10	10	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.004

表 5.2-6 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	43.248	2.16	2.16	45	—

由表 5.2-6 可知，无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 43.248 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 2.16%。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对站场四周贡献浓度情况如表 5.2-7。

表 5.2-7 厂界四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	场界	贡献值	现状值	预测值
采油井场无组织废气	非甲烷总烃	东场界	8.97	—	—
		南场界	11.01		
		西场界	8.97		
		北场界	11.01		

本项目实施后，采油井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.97\sim 11.01\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

5.2.1.5 大气环境保护距离

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

5.2.1.6.1 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。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 5.2-8。

表 5.2-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^{\circ}$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口	0	60	962	15	10	0	2	0.17	非正常	非甲烷总烃	0.8

5.2.1.6.2 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 5.2-9。

表 5.2-9 非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)
1	放喷口	非甲烷总烃	10913.2	545.66	545.66	18

由表 5.2-9 计算结果表明,非正常工况条件下,井场放喷池非甲烷总烃最大落地浓度为 $10913.2\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 545.66%。

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤ 4.0	0.035

5.2.1.8 评价结论

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

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

拟建工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO ₂ 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>			附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2022)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>			主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{10%} 最大占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{10%} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
大气环境影响预测与评价	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{10%} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{10%} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{10%} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C _{10%} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	C _{10%} 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{10%} 占标率 > 100% <input checked="" type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{95%} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{95%} 不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				k > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m							

续表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a	VOC _s : () t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水, 采出水前期随采出液一起进入玉东 7 转油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, 运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 玉东 7 转油站采出水处理单元

拟建工程建成投运后, 采出水随采出液经管道输送进入玉东 7 转油站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压, 通过注水系统回注, 可保持油层压力, 使油藏有较强的驱动力, 以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-12 玉东 7 转油站采出水处理规模一览表

序号	名称	项目内容	设计最大处理规模	预计富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	玉东 7 转油站	采出水(m ³ /d)	1000	880	4.1	依托可行

(2) 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站采取“均质除油+絮凝沉淀+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、悬浮物等去除, 从而达到水质净化的目的, 处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)指标要求, 用于油层回注用水, 处理规模为 300m³/d, 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力

可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

综上，拟建工程废水不外排，同时在管线穿越河流处采取相关措施，可有效降低对区域地表水环境影响。拟建工程实施对地表水环境整体可接受。

表 5.2-13 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级A <input type="checkbox"/> ；三级B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	

5.2.3 地下水环境影响评价

本次评价区域内水文地质部分资料引用《塔北西部英买力油田群地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价专题报告》中相关资料，项目井场和管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

(1) 区域地层

该区自上而下发育的地层为：新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组，侏罗系阳霞组，三叠系克拉玛依组、俄霍布拉克组，古生界二叠系，志留系塔塔埃尔塔格组、志留系柯坪塔格组。缺失古生界石炭系、泥盆系。各地层岩性特征见表 5.2-14。

表 5.2-14 玉东 7 井区碎屑岩油气藏地层一览表

层位			厚度(m)	岩性
界	系	组(段)		
新生界	第四系	-	-	岩性为黄灰色粘土层、粉砂质粘土层，夹浅灰色细砂。

续表 5.2-14 玉东 7 井区碎屑岩油气藏地层一览表

层位			厚度(m)	岩性
界	系	组(段)		
新生界	新近系	库车组	2904~3100	岩性整体呈上粗下细的特征。上部为灰色、浅灰色含砾砂岩、粉~细砂岩与泥岩、粉砂质泥岩互层；中下部为中~厚层状细砂岩、泥质粉砂岩、粉砂岩与同色泥岩互层。
		康村组	650~680	岩性中上部为中~巨厚层状泥岩、粉砂质泥岩为主，夹薄~厚层状粉砂岩、泥质粉砂岩；下部为细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩不等厚互层。
		吉迪克组	63~670	以厚~巨厚层状棕褐色、棕色泥岩为主，上部夹棕褐色泥质粉砂岩及蓝灰色泥岩，中下部夹棕褐色石膏质泥岩。
	古近系	上膏泥岩段	130~160	以棕红色泥岩、泥质粉砂岩为主，夹薄层棕色膏质泥岩、白色膏岩。
		膏盐岩段	70~120	为一套区域分布稳定的白色巨厚层状盐岩。
		下膏泥岩段	70~100	以棕红色泥岩、含膏泥岩、膏质泥岩、泥质粉砂岩呈略等厚互层为主，夹薄层灰色粉砂岩、白色石膏。
中生界	白垩系	巴什基奇克组	130~180	岩性为褐、黄褐、灰色细砂岩、粉砂岩，夹薄层状褐色膏质细、粉砂岩及泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩。
		巴西改组	40~50	岩性可分为上下两部分，上部以厚层褐色泥岩为主，有时夹很少的薄层粉砂岩；下部以中~厚层状浅棕色细砂岩、粉砂岩为主，夹薄层褐灰色泥岩。
		舒善河组	30~117	岩性以中厚~巨厚层状泥岩、粉砂质泥岩为主，夹中厚~厚层状粉砂岩、泥质粉砂岩。
	侏罗系	阳霞组	0~100	岩性可分为上下两部分，上部岩性为中~厚层状灰色细砂岩、细砾岩、粉砂岩；下部岩性以厚~巨厚层状砂砾岩、含砾砂岩、细砾岩为主，夹薄~中层褐色泥岩。
		克拉玛依组	50~60	自上而下将钻遇克拉玛依组、俄霍布拉克组
	三叠系	俄霍布拉克组	60~80	上部地层以褐色、黄褐色泥岩为主，夹少量薄层泥质粉砂岩，其中顶部可能残存 10m 左右的砂岩；下部地层以灰色、绿灰色中厚~厚层状粉砂岩、含砾细砂岩、砾状砂岩、砂砾岩为主，夹褐色泥岩，底部为厚层状含砾砂岩。
二叠系		-	400~450	上部地层为紫灰色玄武岩、安山岩、及灰色凝灰岩互层，下部地层为巨厚层状紫灰色玄武岩。
古生界	志留系	塔塔埃尔塔格组	40~50	分为上下两段。上段为一套潮上-潮间带沉积，岩性以薄层状泥岩、粉砂质泥岩为主夹薄层粉砂岩及细砂岩。下段为一套潮控三角洲潮汐水道沉积，岩性为浅灰色细砂岩、灰色细砂岩夹浅灰色泥岩、粉砂质泥岩。
		柯坪塔格组	200~250	上部以薄~巨厚层状细砂岩、夹薄~厚层状泥岩、粉砂质泥岩，以海相滨岸砂沉积为主；下部为厚层状灰色、灰绿色泥岩夹薄~厚层状细砂岩。
	奥陶系	-	100~400	岩性为巨厚层状灰色泥晶灰岩夹薄-中厚层状浅灰色颗粒灰岩。

(2) 地下水的埋藏及分布特征

本区域赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压水含水构造。

① 潜水

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层的渗透系数为 $2.38\sim 6.78\text{m}/\text{d}$ ，水位埋深 $3\sim 10.5\text{m}$ ，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。详查区内的潜水水质差，矿化度 $0.42\sim 72.58\text{g}/\text{L}$ ，溶解性总固体含量在 $1\text{g}/\text{L}$ 以上，多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 、 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型咸水，不适合生活用水。

② 承压水

第四系沉积厚度在调查区为 $200\sim 300\text{m}$ 。赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m ，单层最小厚度为 10m 。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 $75\text{m}\sim 200\text{m}$ 。钻孔的单位涌水量为 $62\sim 111\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，富水性为中等 ($100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$)，含水层的渗透系数 $1.30\sim 3.71\text{m}/\text{d}$ 之间，承压水的水头在 $+0.5\sim -1.32\text{m}$ 之间，承压水含水层的富水性为水量中等，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 及 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca})$ 型水。

(3) 地下水补给、径流及排泄条件

项目区处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小 (1% 左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

(4) 地下水水化学特征

本区降水较少，因此降雨相对于塔里木河与渭干河对本区地下水的影响几可忽略不计，但本区气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，并且地下水径流较为

缓慢，所以本区地下水矿化度较高。地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 Cl-Na 型。

5.2.3.2 玉东 7 区块水文地质条件

(1) 地层岩性

玉东 7 区块地表岩层均为第四系松散沉积物，地层岩性主要为黄灰色粘土层、粉砂质粘土层，夹浅灰色细砂，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，玉东 7 区块均位于冲洪积平原区，地下水主要为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般 3~5m，含水层厚度 20~40m；承压水含水层岩性为粉细砂、细砂，赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m，单层最小厚度为 10m。承压水和潜水含水层之间有约 3~6m 的稳定粉质粘土层隔开，因此本项目地下水评价目标含水层均为潜水含水层。

(3) 地下水类型及赋存特征

玉东 7 区块位于冲洪积平原区，区块范围内地下水均为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，依据玉东 7 区块 YM17 钻孔抽水试验结果，含水层的渗透系数为 0.11m/d，水位埋深一般 3~5m，含水层厚度 20~40m，富水性微弱。承压水含水层岩性为粉细砂、细砂，赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m，单层最小厚度为 10m。水文地质平面图及剖面图分别见附图 16。

(4) 地下水补径排及动态特征

潜水可接受大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(0.5%左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流-停滞状态。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

(6) 地下水开发利用现状

根据调查区域处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农

业开发，仅在石油勘探开发期间开采少量地下水作为工业用水。

(7) 包气带

根据《塔北西部英买力油田群地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价专题报告》YM17 钻孔资料，揭露厚度 50m 内的地层岩性主要为粉土和细砂，包气带厚度约 3~7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。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，综合判定天然包气带防污性能为“弱”。

(8) 区域地下水污染源调查

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

5.2.3.3 地下水环境影响评价

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，采出水随采出液一起进入玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

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

量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管线

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

5.2.3.3.2 非正常状况

(1) 采油井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

① 预测因子筛选

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

表 5.2-15 评价因子及评价标准一览表

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

② 预测源强

泄漏量取单井产油 45t/d，全部渗入潜水含水层，采取措施 0.5 天后停止泄漏，原油含水率以 10%计，则石油类进入地下水的量为 20.25t。

③ 预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据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一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_w —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20250kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果，渗透系数取0.11m/d。水力坡度I为1‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=0.11\text{m/d} \times 1\text{‰}/0.18=0.0006\text{m/d}$ ；

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

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.006\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.0006\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④预测内容

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

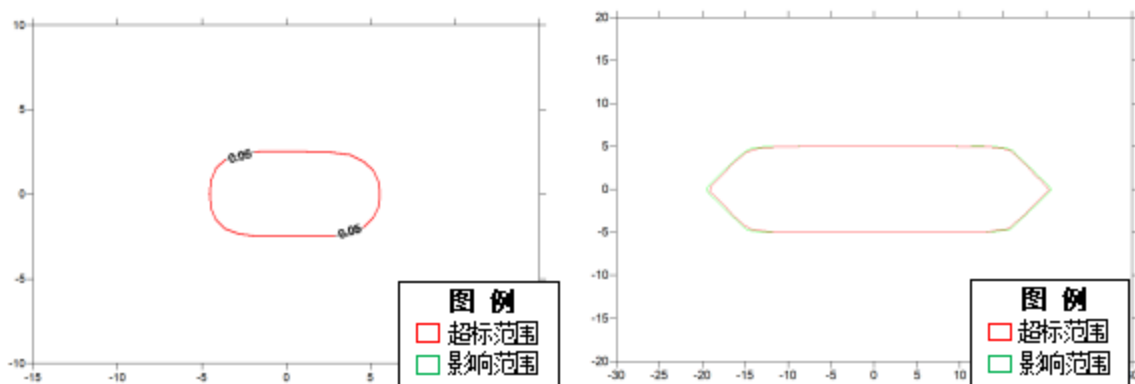
标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-16。

表 5.2-16 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围(m ²)	超标范围(m ²)	最大运移距离(m)	晕中心浓度(mg/L)	超标范围是否运移出井场边界
100d	45.0	44.8	5.5	1572787	否
1000d	344.5	342.3	22	157279	否
7300d	2580.8	2301.1	57	21545	否

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 45.0m²，超标范围 44.8m²，最大运移距离 5.5m，晕中心最大浓度为 1572787mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 344.5m²，超标范围 342.3m²，最大运移距离 22m，晕中心最大浓度为 157279mg/L；7300d 后，含水层污染物影响范围 2580.8m²，超标范围 2301.1m²，最大运移距离 57m，晕中心最大浓度为 21545mg/L。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.2-4，表 5.2-16。



(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

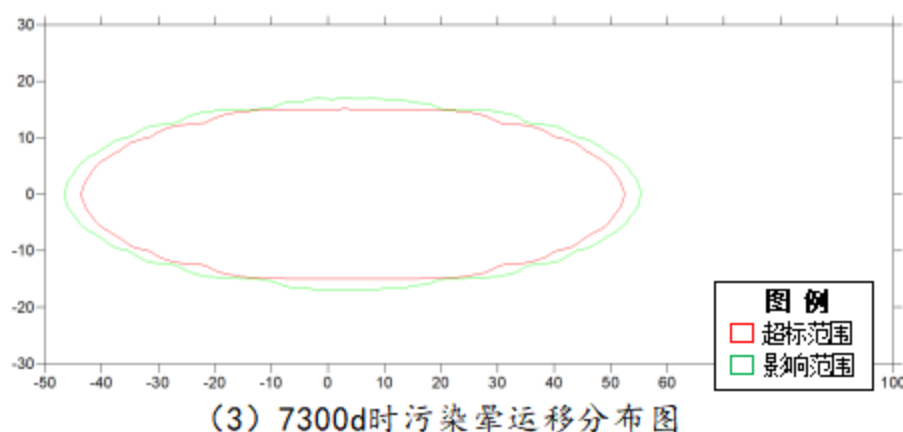


图 5.2-2 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

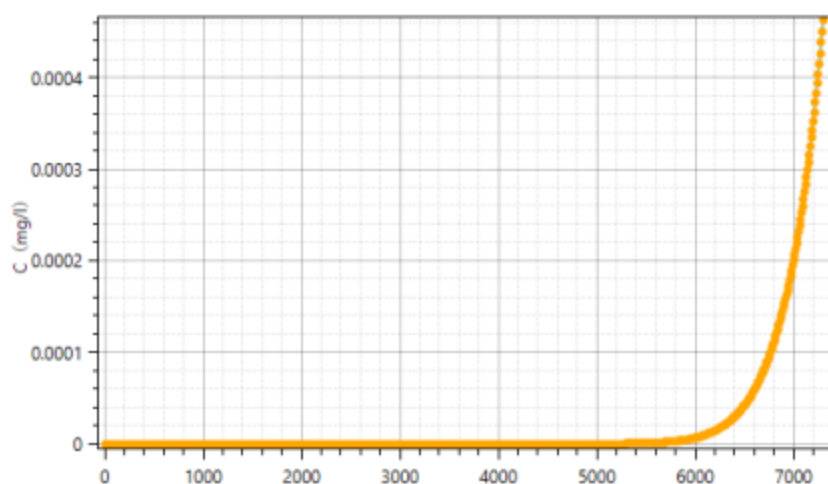


图5.2-3 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

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 0.00046mg/L，未超标(0.05 mg/L)。据模型 20 年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范围逐渐增大，污染物晕中心浓度不断降低，井场边界处未出现超标现象。

(2)集油管道泄漏事故对地下水的影响

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

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

本工程非正常状况下，集油管道泄漏如不及时修复，少量原油可能下渗，

对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且本项目地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

⑥加强对集油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补损坏井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

⑦油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(2) 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)及《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 5.2-17，天然包气带防污性能分级参照表见表

5.2-18, 地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-19。

表 5.2-17 污染控制难易程度分级参照表

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

表 5.2-18 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 5.2-19 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
	中—强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则, 本项目各分区防渗等级具体见表 5.2-20。

表 5.2-20 厂区各区域防控措施一览表

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		
一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行

(3) 地下水环境监测与管理

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

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

① 监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求，结合区域水文地质特征，设置 3 眼跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域的对地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 5.2-21。地下水监控井相对位置见附图 22。

表 5.2-21 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
YM11	YD7-4-1H 井西北 14.5km	潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	每半年 1 次
YM14	YD7-4-1H 井西北 3.3km					
YM17	YD7-4-1H 井东北 1.1km					

② 监测频率

i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。

ii. 遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。

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

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

5.2.3.5 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 5.2-5。



图 5.2-4 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。依据区域水文地质条件，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

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

施。

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

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

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

评项目区域位于塔里木河以北，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 3~7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d，天然包气带防污性能为“弱”。潜水含水层岩性均为细砂，含水层的渗透系数为 0.11m/d，水位埋深一般 3~5m，含水层厚度 20~40m，富水性微弱。承压水含水层岩性为粉细砂、细砂，赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m，单层最小厚度为 10m。

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、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

正常状况下，各站场内采油树、集油管线等装置完好无损且井场严格按照

《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934)相关要求采取了防渗措施,可避免采出液泄露而对地下水产生污染影响。

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

(3) 地下水环境污染防治措施

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

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

5.2.4.1 预测模式

a)应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减,计算预测点的声级:

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

L_w —由点声源产生的声功率级(A计权或倍频带), dB;

D_c —指向性校正,它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

D_c —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_i} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_j} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eq}) 为:

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{max}} + 10^{0.1L_{amb}})$$

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_{amb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程井场产噪设备见下表。

表 5.2-22 井场噪声源参数一览表(室外)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强(声功率级) [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	20	10	1	80	基础减振	昼夜
2	空气源热泵	60kW	15	15	1	90	基础减振	昼夜
3	加药撬	--	20	20	1	90	基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程新建噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-23。

表 5.2-23 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	厂界		噪声现状值 /dB(A)		本工程噪声贡献值 /dB(A)		叠加后贡献值/dB(A)		噪声标准 /dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	采油井场	东场界	—	—	45	45	—	—	60	50	达标	达标
2		南场界	—	—	47	47	—	—	60	50	达标	达标
3		西场界	—	—	44	44	—	—	60	50	达标	达标
4		北场界	—	—	43	43	—	—	60	50	达标	达标

由表 5.2-23 可知项目实施后,采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 43~47dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

综上, 拟建工程实施后从声环境影响角度, 项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.2-24。

表 5.2-24 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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
现状评价	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	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 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					

续表 5.2-24 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子： <input type="checkbox"/>	监测点位数 <input type="checkbox"/>	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“ <input type="checkbox"/> ”为内容填写项。				

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第43号), 拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 收集后直接由有危废处置资质单位接收处置, 井场内不暂存。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-25。

表 5.2-25 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	0.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

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

危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表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 5.2-6 所示；

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

图 5.2-6 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-7 所示。

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

图 5.2-7 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库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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

许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建工程落地油委托库车畅源环保科技有限公司进行处置，库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 46 万 t/a，富余处理量为 25 万 t/a。因此，拟建工程危险废物委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

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

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005年]第9号)、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、林地立地条件、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油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被及天然林产生不利影响。运营期加强巡线，特别是天然林段，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

(4) 生态系统完整性影响分析

本项目道路、管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；井场道路、集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。道路建设过程中分割作用对动物有所影响，由于区域动物以鸟类、爬行类为主，因此道路建设对鸟类的隔离作用很小，爬行类均为常见物种，适应能力较强，在受到不利影响后，会主动向周边适宜生境中迁移。

在油田开发如管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界

干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，本工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

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

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油管道连接处破裂，采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.2-26。

表 5.2-26 建设项目影响类型表

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

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

本项目集油管线输送介质为采出液，集油管线破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-27。

表 5.2-27 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
集油管线泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
采油井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

② 生态影响型

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

表 5.2-28 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
集油管线泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
采油井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤生态影响型现状调查范围为采油井场外扩 5km、集油管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围；土壤污染影响型现状调查范围为采油井场外扩 1km、集油管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建工程土壤评价范围内涉及天然林环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为草地、林地。

(2) 土地利用历史

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

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为漠境盐土、风沙土。项目区土壤类型分布见附图。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

(1) 预测情景

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

(2) 预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q --渗流速度, m/d;

z --沿 z 轴的距离, m;

t --时间变量, d;

θ -土壤含水率, %。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

a. 连续点源:

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

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

b. 非连续点源:

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

(3)预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 预测模型参数取值见表 5.2-29。

表 5.2-29 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
壤土	3.5	0.45	0.41	0.8	1	1.44×10 ³

(4)预测源强

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

表 5.2-30 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集油管线泄漏	石油烃	7957000	瞬时
采油井场套管破损泄漏	石油烃	7957000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

① 集油管线泄漏石油烃预测结果

集油管线出现破损泄漏，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 7957000mg/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。

由图 5.2-8 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，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污染影响可接受。

② 采油井场套管破损泄漏石油烃预测结果

采油井场套管破损泄漏，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 7957000mg/L (考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度)，预测时间节点分别为，T1: 1d, T2: 3d, T3: 10d, T4: 20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-9 所示。预测结果见表 5.2-31。

表 5.2-31 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.2-34 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢，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污染影响可接受。

5.2.7.3.2 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，本次评价对集油管线破

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 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100% 断裂进行评价。根据“5.2.3.3.4 预测源强”中源强可知，管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 0.36m³，采出液中总矿化度为 196500mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=0.36×196500=70740g。

② 采油井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出液流量的最大值 45m³/d，全部渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液含水率为采出液中总矿化度为 196500mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=45×196500=8842500g。

(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：ΔS-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_0 + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_0 -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4)预测结果

①集油管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以集油管线泄漏点为中心 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 $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 6.5g/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 0.02g/kg，叠加现状值后的预测值为 6.52g/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采油井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 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 $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 9.9g/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 0.16g/kg，叠加现状值后的预测值为 10.06g/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。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1)源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，

减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

(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、天然气处理装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-32。

表 5.2-32 土壤跟踪监测点位布置情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井口区	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值	每年1次

5.2.7.5 结论与建议

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 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目

需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-33。

表 5.2-33 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 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				
	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标(天然林)、方位 0、距离 0				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	污染影响型	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
		生态影响型	全盐量			
	所属土壤环境影响评价项目类别	采油井场	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
		集油管线	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
敏感程度	生态影响型	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
	污染影响型	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	生态影响型	采油井场	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			
		集油管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			
	污染影响型	采油井场	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			
		集油管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	6	0.2m	
	柱状样点数	3	--	0.5m、1.5m、3m		

续表 5.2-33 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注		
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)		
现状评价	评价因子						
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()					
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求					
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)					
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他(类比分析) <input checked="" type="checkbox"/>					
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小					
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()					
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次			
		1	石油类、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年一次	井口区		
信息公开指标	石油类、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH						
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施, 从土壤环境影响的角度, 本工程建设可行					

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气，存在于集输管线及井场内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表 2.8-4。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

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

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-34。

表 5.2-34 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%(v)；自然燃点 380-530℃	油井、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℃)	油井、集输管线
3	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.2.8.2.2 生产系统危险性识别

(1) 集输管线危险性识别

本工程集输管线输送介质为采出液，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇明火后产生的燃烧热辐射伤害和爆炸冲击波伤害，原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物。

(2) 井场危险性识别

井场危险性分为施工期和运营期两个阶段。在钻井过程中，当钻穿高压油

气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤及地下水。运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。

5.2.8.2.3 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油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-35。

表 5.2-35 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 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，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，英买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，周围无环境敏感目标，燃烧产生的次生 CO 扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 CO 稀释，对周围环境及人员影响较小。

(2) 地表水环境风险分析

本工程建设项目管道全封闭埋地敷设，运营期间无废水外排；在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水排放；非正常状态下，集输管线中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，但在管道泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成管道泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.2.8.3.2 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，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事

故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.4.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(2) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；

(3) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(4) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(5) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(6) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

(7) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；

(8) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度

要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.2.8.4.3 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 管道敷设安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

② 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

② 管线外防腐采用聚乙烯塑料包裹，外加强制电流阴极保护；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③ 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，如有突发事情启动应急预案。

④ 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。

5.8.8.5 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2)火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3)管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。英买采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》，备案编号为 652925-2023-015-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司英买采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司英买采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前英买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。英买采油气管理区已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.8 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

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，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，

油类物质渗流至地下水。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司英买采油气管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 5.2-36。

表 5.2-36 环境风险自查表

建设项目名称	英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案			
建设地点	新疆阿克苏地区新和县境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气，原油、天然气存在于集输管线内			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体

废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至区域一般工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 退役期生态保护措施

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

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

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

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

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

(3)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

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

6.1.1.2 机械设备和车辆废气

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

6.1.1.3 测试放喷废气

(1)放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

(2)采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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

(1)油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，

容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

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

(3) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

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

本项目井场采油树、加药撬等属于成熟设备，已在英买力油气田区域稳定运行多年，结合“3.1.3.4 大气环境影响回顾”的英买力油气田玉东 7 区块同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。因此本项目运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

(1) 钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 管道试压废水

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

(3) 施工队生活污水

生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污

水处理厂处理。

(4) 压裂返排液

压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

拟建工程采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理，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。玉东 7 转油站采出水处理系统采用“压力除油+两级过滤”工艺，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求，处理规模为 1000m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废液处理系统采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”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《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，处理能力 300m³/d，本项目实施后，预计井下作业废水产生量为 100t/a，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤

函[2020]72号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)以及《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号)等要求进行施工作业,首先进行井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵,储层改造工程高噪声污染源主要是压裂车、加压泵,测试放喷时产生的高压气流噪声。采取的隔声降噪措施如下:

- (1) 泥浆泵做好基础减振;
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备;
- (3) 需要测试放喷的井场,采用修建地面放喷池,周边用砂土作堆,堆高超过 2m,尽量缩短放喷时间;
- (4) 合理控制施工作业时间;
- (5) 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) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内,管线的作业带宽度为 8m。

类比英买力油气田同类项目采取的井场噪声防治措施,拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

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

(2) 采取基础减振措施。

类比同类井场,运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。因此,所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

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

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本工程在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，钻井泥浆进入泥浆罐循环使用储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置。

6.4.1.2 危险废物处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。废机油、废防渗材料、烧碱包装袋必须由具有资质的机构接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 生活垃圾处置措施

生活垃圾收集后送至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，根据《国家危险废

物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号), 本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 6.4-1。

表 6.4-1 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	油气开采、管道集输	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

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

拟建工程本项目产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输, 运输过程中全部采用密闭容器收集储存, 转运结束后及时对转运路线进行检查和清理, 确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上, 危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置单位

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

运行，设计处置含油污泥 46 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

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

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

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

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

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4) 设计选线及井场选址过程中，尽量避让天然林，避免破坏植物，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天然林区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

(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。

图 6.5-1 英买力油气田区域地表扰动恢复效果

类比英买力油气田现有井场、管线、道路等采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

(1)井场、管线及道路的选址、选线阶段，尽量避让天然林，避免破坏荒漠植物。

(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，最大限度减少对植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

(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。

图 6.5-2 英买力油气田区域植被恢复效果

类比英买力油气田已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.5.1.3 天然林生态保护措施

(1) 根据《森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》等有关规定，依法办理审核、审批林地手续，并依据国家和自治区有关规定缴纳相应的补偿费用。

(2) 管线在选线设计、施工作业时尽量避免灌木茂密区域，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。

(3) 采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将管道施工带范围严格控制在 8m 之内。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止天然林区管线风险事故的发生。

(4) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

(5) 项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(6) 施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极配合护林员管护沿线森林资源，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。

类比英买力油气田已采取的天然林保护措施，拟建工程采取的天然林保护措施可行。

6.5.1.4 水土流失防治措施

根据工程建设特点和当地的自然条件,拟建工程施工结束后进行场地平整,对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护,在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界,进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比英买力油气田同类项目采取的水土流失减缓措施,拟建工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.5.1.5 防沙治沙措施

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

(2)施工结束,对施工场地进行清理、平整,防止土壤沙漠化。

(3)施工期间严格执行生态保护措施,杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

(4)工程施工结束后,应对施工临时占地内的土地进行平整,恢复原有地貌。进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏,减缓水土流失,抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施,拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2 运营期生态恢复措施

拟建工程实施后,运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管线的破坏;设置水土保持监测小区。在道路边、油田区,设置“防止水土流失、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。

图 6.5-3 英买力油气田区域设置监测小区、警示牌

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

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

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

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

(4)退役期井场集输管线维持现状，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。

7 碳排放影响评价

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

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

拟建工程井场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

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

拟建工程施工期测试放喷过程中产生的天然气通过井场火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

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

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

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

(4) CH_4 逃逸排放

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

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

(5) CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

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

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

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

拟建工程实施后，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	火炬燃烧排放	井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案	包括油气勘探、油气开采各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH₄逃逸排放、净购入电力和热力隐含的CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧(主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量)。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气CH₄含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑CO₂及CH₄排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{CO_2-火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中，

i-火炬系统序号；

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

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

上式中，

J-事故次数；

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

$T_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时;

$CC_{(非CO_2),j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

$V_{(CO_2),j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度;

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度;

② 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场测试放喷过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速(万 Nm^3/h)	持续时间(h)	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量(吨碳/万 Nm^3)	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	井场	正常工况	0.0208	48	5.47	0.98	0.014	0.7973

根据表中参数, 结合公式计算可知, 井场测试放喷过程中火炬燃烧排放温室气体量为 22.08 吨。

(2) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

油气开采业务 CH_4 逃逸排放计算公式:

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

式中,

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

J-不同的设施类型;

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

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

$Num_{gas,j}$ -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

拟建工程涉及原油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	装置类型	设施逃逸)	装置数量/天然气年处理量
1	采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	1 个

根据表中参数，结合公式计算可知，温室气体排放量为 4.83 吨。

(3) 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_{CO_2} -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_{CO_2} -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 367.92MWh，电力排放因子根据《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》(环办气候函[2023]43 号)中 2022 年度全

国电网平均排放因子为 0.5703 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的温室气体排放量为 209.82t。

(4) 碳排放核算结果汇总

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

$$E_{GHG} = E_{CO_2_{\text{燃烧}}} + E_{GHG_{\text{火炬}}} + \sum_s (E_{GHG_{\text{工艺}}} + E_{GHG_{\text{逃逸}}})_s - R_{CH_4_{\text{回收}}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_{\text{回收}}} + E_{CO_2_{\text{净电}}} + E_{CO_2_{\text{净热}}}$$

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_{\text{燃烧}}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG_{\text{火炬}}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂当量；

$E_{GHG_{\text{工艺}}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂当量；

$E_{GHG_{\text{逃逸}}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂当量；

s-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4_{\text{回收}}}$ -企业的 CH₄回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄相比 CO₂的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2_{\text{回收}}}$ -企业的 CO₂回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2_{\text{净电}}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_{\text{净热}}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0.00
	火炬燃烧排放	22.08	9.33
	工艺放空排放	0	0.00

续表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建工程	CH ₄ 逃逸排放	4.83	2.04
	CH ₄ 回收利用量	0	0.00
	CO ₂ 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	209.82	88.63
	合计	236.73	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程不包含净购入电力、热力隐含的碳排放温室气体排放量为 26.91 吨，拟建工程温室气体总排放量为 236.73 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载

损耗相对较低)、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品, 实际功率和负荷相适应, 达到降低能耗, 提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

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

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后, 温室气体总排放量为 236.73 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。

7.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理, 减少甲烷逸散损耗, 定期开展能源及碳排放管理培训, 提升管理水平;

(2) 积极开展源头控制, 优先选择绿色节能工艺、产品和技术, 降低化石燃料消费量;

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存 (CCUS) 技术, 进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

拟建工程投资 6000 万元，环保投资 180 万元，环保投资占总投资的比例为 3.00%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

(2) 废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置；可避免对周围环境产生影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

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

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

8.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为林地、草地，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，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

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

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

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

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了英买力油气田 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。

8.1.1.3 环境管理职责

英买采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的

归口管理部门，主要职责是：

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司英买采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事件的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1250-2022) 中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	保护灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	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	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理		
运营期	正常工况	固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置；废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；废弃磺化泥浆及钻井岩屑拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		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		
		废水	采出水随采出液一起通过管线送至玉东 7 转油站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理		
		废气	密闭集输		
运营期	事故风险	固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置	建设单位	当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		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	

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.3 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。塔里木油田分公司英买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。

英买采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.4 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防

治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(中华人民共和国主席令第九号)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求,油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后,区域井场、管线等工程内容发生变化,应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作,对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.6 排污许可

依据《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 736 号)第二条规定:依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者,应当依照本条例规定申请取得排污许可证;未取得排污许可证的,不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)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英买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,同时英买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：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区新和县境内

主要产品及规模：①部署新钻水平井 1 口 (YD7-4-1H 井)；②新建采油井场 1 座；③新建集输管线 1.33km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。项目建成后单井产油 45t/d、产天然气 5000m³/d。

(2) 排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-14~表 3.2-20。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.2-26。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.2.12 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英买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 公开方式及时间要求

公开方式：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。

公开时间要求：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；英买采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度(m)	内径 (m)		
废气	井场、站场	无组织废气	采取管道密闭输送	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs:0	厂界非甲烷总烃≤4.0
类别	噪声源	污染因子	治理措施			处理效果		执行标准				
噪声	采油树	L _{噪,eq} T	基础减振			降噪 15dB(A)		厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)				
	空气源热泵	L _{噪,eq} T	基础减振			降噪 15dB(A)						
	加药撬	L _{噪,eq} T	基础减振			降噪 15dB(A)						
类别	污染源	污染因子	处理措施		处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)				
废水	采出水	SS、石油类	采出水随采出液一起进入玉东 7 转油站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 回注地层		—	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)				
	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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理		—	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)				
类别	污染源名称	固废类别	处理措施			处理效果						
固废	落地油	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置			全部妥善处置						
	废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)										
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行										

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

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

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

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

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	井场下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	YM11、YM14、YM17	每半年 1 次

续表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₉ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	井场内	每年 1 次
生态		植被恢复情况(植被覆盖率)	管线穿越天然林段	每年一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	1	—
	2	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	—
	3	放喷废气	点燃放空	--	2	—
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--	—
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--	—
	3	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至库车市经济技术开发区污水处理厂处理	不外排	2	—
	4	压裂返排液	压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	不外排	1	—
噪声	1	钻机、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	废弃膨润土、泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	5	—
	2	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	妥善处置	30	—

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
施工期						
固废	3	废机油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	3	—
	4	废防渗材料				
	5	废烧碱包装袋				
	6	生活垃圾	收集后送至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置	妥善处置	2	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复	临时占地恢复到之前状态	30	落实生态恢复措施
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	14	落实水土保持措施
		防沙治沙		防止土地沙化	10	落实防沙治沙措施
防渗		钻井区、放喷池、危废暂存间、泥浆罐区等，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	—	15	按要求防渗
		泥浆罐区、泥浆泵、岩屑池，按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能	—	5	按要求防渗
环境 监理		开展施工期环境监理		—	3	—
运营期						
废气	1	无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0 \text{mg/m}^3$	2	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
废水	1	采出水	随采出液一起输送至玉东 7 转油站处理，达标后回注地层	不外排	—	—
	2	井下作业废水	收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	不外排	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						
噪声	1	采油树	基础减振	场界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类排放限值
	2	空气源热泵				
	3	加药撬				
固废		落地油 废防渗材料	收集后,由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	3	—
	防渗	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	—	—	—
环境监测		废气、土壤、地下水、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	3	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	2	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	5	—
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵	妥善处置	—	—
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵,地面设施拆除,恢复原有自然状况	恢复原貌	40	—
合计				—	180	—

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：英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案

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部署新钻水平井 1 口 (YD7-4-1H 井)；②新建采油井场 1 座；③新建集输管线 1.33km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构等相关辅助设施。

建设规模：项目建成后单井产油 45t/d、产天然气 5000m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 6000 万元，其中环保投资 180 万元，占总投资的 3.00%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区新和县境内。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《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

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

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。拟建工程位于英买力油气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建工程距生态保护红线(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)最近为 10.5km,不在生态保护红线内;拟建工程采出液密闭输送,从源头减少泄漏产生的无组织废气;运营期产生的采出水随采出液一起进入玉东 7 转油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,运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理;拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量;工程在正常状况下不会造成土壤污染,不会增加土壤环境风险;水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标;满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求,符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度值超标,本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明,监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

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

声环境质量现状监测结果表明:新建井场监测值昼间为 40dB(A),夜间为 39dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明:占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值,同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化~重度盐化,无酸化碱化;占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土

壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值,石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值,同时占地范围外监测点土壤属于中度盐化~重度盐化,无酸化碱化。

10.2.2 环境保护目标

拟建工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域,以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等,不设置环境空气保护目标;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;将土壤污染影响评价范围内的天然林作为土壤环境保护目标,将土壤生态影响评价范围内的天然林作为土壤环境保护目标;将生态影响评价范围内重要物种(塔里木兔、黑尾地鸦、南疆沙蜥)、天然林、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标;将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

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

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

(3)加强油井生产管理,减少烃类的跑、冒、滴、漏,做好油井的压力监测,并准备应急措施。

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

10.3.2 废水污染源及治理措施

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玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期落地油、废防渗材料属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

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。

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入玉东 7 转油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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 43~47 dB(A)，满足

《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建工程排放特征，确定拟建工程总量控制指标为： NO_x 0t/a， VOC_s t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司英买采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的英买采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.7 碳排放影响

本项目实施后，温室气体总排放量为 236.73 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。

10.8 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过三次网络公示、二次报纸公示征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

10.9 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》及《塔里木油田“十四五”发展规划》。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	24
2.6 评价标准	25
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划	31
2.8 环境保护目标	60
3 建设项目工程分析	62
3.1 现有工程	62
3.2 拟建工程	75
3.3 拟建工程实施后玉东 7 区块建设情况汇总	120
3.4 依托工程	122
4 环境现状调查与评价	126
4.1 自然环境概况	126
4.2 环境质量现状监测与评价	128
5 环境影响预测与评价	166
5.1 施工期环境影响分析	166
5.2 运营期环境影响评价	190
5.3 退役期环境影响分析	238
6 环境保护措施及其可行性论证	240
6.1 环境空气保护措施可行性论证	240
6.2 废水治理措施可行性论证	241
6.3 噪声防治措施可行性论证	243
6.4 固体废物处理措施可行性论证	244
6.5 生态保护措施可行性论证	246
7 碳排放影响评价	251
7.1 碳排放分析	251

7.2 减污降碳措施	258
7.3 碳排放评价结论及建议	259
8 环境影响经济损益分析	260
8.1 经济效益分析	260
8.2 社会效益分析	260
8.3 环境措施效益分析	260
8.4 环境经济损益分析结论	262
9 环境管理与监测计划	263
9.1 环境管理	263
9.2 企业环境信息公开	268
9.3 污染物排放清单	269
9.4 环境及污染源监测	270
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	271
10 环境影响评价结论	274
10.1 建设项目情况	274
10.2 环境现状	275
10.3 拟采取环保措施的可行性	276
10.4 项目对环境的影响	277
10.5 总量控制分析	278
10.6 环境风险评价	278
10.7 碳排放影响	279
10.8 公众参与分析	279
10.9 项目可行性结论	279