

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
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	4
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 环境功能区划及评价标准	16
2.5 评价工作等级和评价范围	23
2.6 环境保护目标	32
2.7 评价内容和评价重点	32
2.8 评价时段和评价方法	34
3 建设项目工程概况和工程分析	35
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	35
3.2 现有工程	35
3.3 拟建工程	52
3.4 工程分析	65
3.5 相关政策法规、规划符合性分析	102
3.6 选址合理性分析	135
4 环境现状调查与评价	137
4.1 自然环境概况	137
4.2 生态现状调查与评价	139
4.3 地下水环境现状调查与评价	150
4.4 地表水环境现状调查与评价	159
4.5 土壤环境现状调查与评价	159
4.6 大气环境现状调查与评价	169
4.7 声环境现状调查与评价	171

5 环境影响预测与评价	173
5.1 生态影响评价	173
5.2 地下水环境影响评价	180
5.3 地表水环境影响评价	202
5.4 土壤环境影响评价	205
5.5 大气环境影响评价	215
5.6 声环境影响评价	224
5.7 固体废物影响分析	232
5.8 环境风险评价	238
6 环境保护措施可行性论证	248
6.1 生态保护措施可行性论证	248
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	252
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	257
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	258
6.5 大气环境保护措施可行性论证	260
6.6 声环境保护措施可行性论证	261
6.7 固体废物处理措施可行性论证	262
7 温室气体排放影响评价	265
7.1 温室气体排放分析	265
7.2 减污降碳措施	274
7.3 温室气体排放评价结论	275
8 环境影响经济损益分析	276
8.1 环境效益分析	276
8.2 社会效益分析	278
8.3 综合效益分析	278
8.4 环境经济损益分析结论	278
9 环境管理与监测计划	279
9.1 环境管理	279
9.2 企业环境信息披露	284
9.3 污染物排放清单	285
9.4 环境及污染源监测	286
9.5 环保设施“三同时”验收	287
10 结论	291

声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书征求意见稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

1 概述

1.1 建设项目特点

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

英买油气田包括英买力气田群和英买潜山油田，英买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 。英买力气田群有 12 个砂岩凝析气藏投入开发，英买潜山油田有 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 $8417.11 \times 10^4 \text{t}$ 。雄英 1 井区位于塔里木盆地塔北隆起英买力低凸起喀拉玉尔袞构造带处于英买油气田群主产区西部，属于英买采油气管理区外围阵地，行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县。拟建工程位于雄英 1 井区范围内。

为了满足雄英 1 井区产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔里木油田分公司拟投资 11560 万元在新疆阿克苏地区温宿县境内实施“塔里木油田雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组 2026 年产能建设项目”。拟建工程建设性质为改扩建，属于现有雄英 1 井区的改扩建项目，主要建设内容包括：①方案总井数 8 口，其中老井利用 4 口（其中 1 口转注气井，3 口采油井），新建采油井场 4 座；③新建集中脱硫站 1 座；④新建单井集输管线 11.76km，新建集中脱硫站至西干线集输管线 16.52km；配套

道路、供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后2026年设计年产原油8.31万t，2027年至2029年设计年产原油11.85万t。

1.2 环境影响评价工作过程

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

为此，塔里木油田分公司于2025年10月10日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2025年10月10日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2025年10月20日至2025年10月31日在《阿克苏新闻网》对拟建工程环评信息进行第二次公示，在此期间分别于2025年10月22日、2025年10月23日在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）对拟建工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于2025年12月31日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建工程属于石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展和改革委员会令 第7号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油、天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司石油开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（塔里木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24km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级B，声环境影响评价等级为二级，生态影响评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析；井场、站场地下水环境影响评价工作等级为二级，集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级；井场、站场污染影响型土壤环境影响

评价工作等级为二级，集输管线站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级，井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为一级，集输管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目的实施对区域环境空气、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) 拟建工程采取密闭存储及密闭集输工艺，集中脱硫站加热炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求(1.42kg/h)；井场、站场无组织废气中非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。井场无组织排放H₂S满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准，站场无组织排放H₂S、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准，站场无组织排放甲醇满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值要求。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 拟建工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。即本项目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，井场场界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准限值要求。

(5) 拟建工程运营期产生的落地油、废油桶、废防渗材料、废润滑油、废活性炭均属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾集中收集后运至英买7固废场填埋处理。

(6) 拟建工程对区域地表造成扰动，施工完成后，在采取相应措施后施工过程对生态环境造成的影响可自然恢复。从生态影响的角度分析，本工程可行。

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

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，拟建工程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、新疆维吾尔自治区七大片区和阿克苏地区“三线一单”的相关要求；工程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，工程实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目公众参与说明书》，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年2月29日发布）；

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

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

(9)《地下水管理条例》(国务院令 第748号,2021年10月21日发布,2021年12月1日施行);

(10)《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》(国发〔2021〕23号);

(11)《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);

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

(13) 《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);

(14) 《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);

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

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

(17) 《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);

(18) 《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);

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

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

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

(22) 《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);

(23) 《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);

(24) 《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);

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

(26)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕

98号，2012年8月8日发布并实施）；

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

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

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

（30）《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）；

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

（32）《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）；

（33）《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）；

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

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

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

（37）《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（生态环境部公告2024年第4号）；

（38）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

（2）《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》（2018年9月

21日修正，2017年1月1日施行）；

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

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

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

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

(7)《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）；

(8)《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）；

(9)《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(10)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(11)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(12)《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》；

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

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

(17)《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》；

(18)《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）；

(19) 《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)；

(20) 《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)；

(21) 《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)；

(22) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》；

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

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

(25) 《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)；

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

2.1.3 环境保护技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

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

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；

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

(11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(原环境保护部公告 2012

年 第 18 号)；

(12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

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

(15) 《开发建设项目水土保持技术规范》(GB 50433-2018)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 《塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目设计方案》；

(2) 《环境质量现状检测报告》；

(3) 塔里木油田分公司提供的其他资料；

(4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响因素及其污染因子。

(3) 预测本项目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) 分析本项目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、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对本项目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。

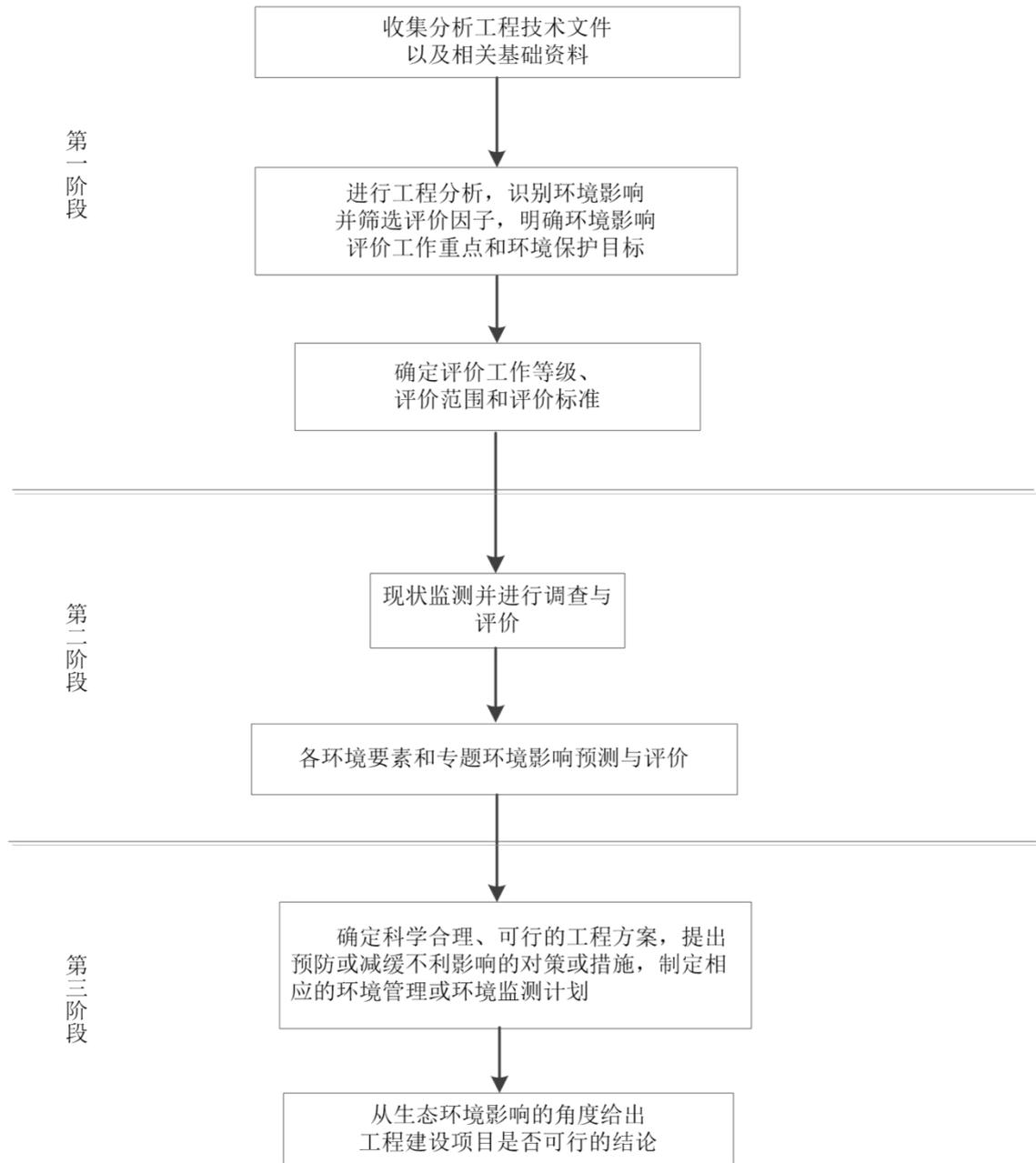


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素		单项工程	施工期		运营期	退役期
			井场、站场工程	油气集输工程	油气开采、处理及集输工程	封井工程
自然环境	环境空气		-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水		—	—	—	—
	地下水		-1D	-1D	-1C	—
	声环境		-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境		-1D	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动		-1D	-1C	—	-1D
	植被覆盖度		-1D	-1C	—	+1C
	土壤肥力		-1D	-1C	—	+1C
	生物量损失		-1D	-1C	—	+1C
	生态敏感区		-1D	-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，项目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、土壤肥力、生物量损失、生态敏感区、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对自然环境的环境空气和声环境的短期负面影响，对生态环境地表扰动的短期负面影响，以及对生态环境其他要素的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	单项工程	油气开采、处理及集输工程		
	时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃、甲醇		颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮		石油类	石油类
土壤	—		石油烃、全盐量	石油烃
生态	地表扰动、植被覆盖度、土壤肥力、生物量损失、生态系统完整性		生态系统完整性	地表扰动
噪声	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)		昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

本项目位于雄英1井区内，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，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区；项目区域以油气开采为主要功能，声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区。

2.4.2 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准；H₂S执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m³的标准，甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

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

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

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

上述各标准的标准值见表 2.4-1 至表 2.4-3。

表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源	
环境空气	PM ₁₀	年平均	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			
	SO ₂	年平均	60			
		24小时平均	150			
		1小时平均	500			
	NO ₂	年平均	40			
		24小时平均	80			
		1小时平均	200			
	CO	24小时平均	4			mg/m ³
		1小时平均	10			
	O ₃	日最大8小时平均	160			μg/m ³
1小时平均		200				
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准		
H ₂ S	1小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值		
甲醇	24小时平均	1000				
		1小时平均	3000			
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	—			

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	—	《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
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		mg/L
	铝	≤0.20		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		
	硫化物	≤0.02		
	钠	≤200		
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1微生物指标中Ⅲ类
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0		
	氰化物	≤0.05		
	氟化物	≤1.0		
	碘化物	≤0.08		
	汞	≤0.001		
	砷	≤0.01		
	硒	≤0.01		
镉	≤0.005			
铬(六价)	≤0.05			
铅	≤0.01			
三氯甲烷	≤0.06			

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准	单位	标准来源
地下水	四氯化碳	≤0.002	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学指标中Ⅲ类
	苯	≤0.01		
	甲苯	≤0.7		参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准
	石油类	≤0.05		
声环境	L _{Aeq, T}	昼间	60	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50	

表 2.4-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表1、表2第二类 用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
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		

续表 2.4-2 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	
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	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	
23	三氯乙烯	2.8			
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5			
25	氯乙烯	0.43			
26	苯	4			
27	氯苯	270			
28	1,2-二氯苯	560			
29	1,4-二氯苯	20			
30	乙苯	28			
31	苯乙烯	1290			
32	甲苯	1200			
33	间/对二甲苯	570			
34	邻二甲苯	640			
35	硝基苯	76			
36	苯胺	260			
37	2-氯酚	2256			
38	苯并[a]蒽	15			
39	苯并[a]芘	1.5			
40	苯并[b]荧蒽	15			
41	苯并[k]荧蒽	151			
42	蒽	1293			
43	二苯并[a,h]蒽	1.5			
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15			
45	萘	70			
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500			
47	镉	0.6			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值(pH>7.5)
48	汞	3.4			
49	砷	25			
50	铅	170			
51	铬	250			

续表 2.4-2 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
52	铜	100	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值 (pH>7.5)
53	镍	190		
54	锌	300		

2.4.3 污染物排放标准

废气：施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值；施工机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；加热炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，非甲烷总烃排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求（1.42kg/h）；井场、站场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求中相应限值；井场无组织排放H₂S执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新扩改建项目二级标准，站场无组织排放H₂S、臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新扩改建项目二级标准，站场无组织排放甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值要求。

废水：运营期废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。

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

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污

染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

表 2.4-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源	
废气	施工扬尘	颗粒物	1.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值	
	燃油机械 设备废气	130kW≤P _m ax≤560kW	CO	3.5	g/kWh	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中第四阶段排放限值
			HC	0.19		
			NO _x	2.0		
			HC+NO _x	—		
			PM	0.025		
	加热炉烟 气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	
		二氧化硫	50			
		氮氧化物	200			
		烟气黑度	1	级		
		非甲烷总烃	120	mg/m ³		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求
	1.42		kg/h			
	无组织废 气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新扩改建项目二级标准	
甲醇		12	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求			
臭气浓度		20	无量纲		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新扩改建项目二级标准	
废水	采出水、 井下作业 废水	悬浮固体含量	≤35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质主要控制指标，储层空气渗透率（μm ² ）≥2.0	
		悬浮物颗粒直径中 值	≤5.5	μm		
		含油量	≤100	mg/L		
		平均腐蚀率	≤0.076	mm/a		
施工 噪声	L _{Aeq, T}	昼间	70	dB (A)	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）	
		夜间	55			
厂界 噪声	L _{Aeq, T}	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			

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 生态影响评价等级

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

（1）本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园。

（2）本项目不涉及生态保护红线。

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

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

（5）本项目永久占地面积 3.84hm^2 ，临时占地面积 23.54hm^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

（6）本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，确定本项目生态环境评价工作等级为三级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目生态影响评价范围为井场、站场周围50m范围，管线中心线两侧300m范围。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地下水环境影响评价等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目建设内容采油井场、站场项目类别为I类；单井集输管线（输送原油）项目类别为II类；集中脱硫站至西干线集输管线（输送天然气）项目类别为III类。

(2) 地下水环境敏感程度

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

表2.5-1 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区

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

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2.5-2,判定结果见表2.5-3。

表2.5-2 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

表2.5-3 地下水评价工作等级判定结果一览表

建设内容	项目类别	环境敏感程度	评价工作等级
井场、站场建设	I类	不敏感	二级
单井集输管线(输送采出液混合物)	II类	不敏感	三级
集中脱硫站至西干线集输管线(输送天然气)	III类	不敏感	三级

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016），项目地下水环境影响评价范围为采油井场、站场地下水流向上游1km，下游2km，两侧外扩1km的区域，管线两侧200m范围。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。同时根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体，地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

本项目重点分析采出水及井下作业废水依托处理设施的环境可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐分含量为4.2g/kg~4.6g/kg，属于HJ964-2018附录D.1中中度盐化地区，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项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

2.5.4.1 土壤环境污染影响型评价等级

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目建设内容采油井场、站场项目类别为I类；单井集输管线（输送采出液混合物）项目类别为II类；集中脱硫站至西干线集输管线（输送天然气）项目类别为IV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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本项目各个场地永久占地面积均 $< 5\text{hm}^2$ ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程周边1km范围及管线两侧200m范围内不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地、居民区、学校、医院、疗养院、养老院等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(4) 评价工作等级判定

土壤环境污染影响型评价工作等级判定结果见表2.5-4。

表 2.5-4 土壤环境污染影响型评价工作等级划分依据一览表

建设内容	项目类别	占地规模	环境敏感程度	评价工作等级
井场、站场建设	I类	小型	不敏感	二级
单井集输管线（输送采出液混合物）	II类	小型	不敏感	三级
集中脱硫站至西干线集输管线（输送天然气）	IV类	可不开展土壤环境影响评价		

(5) 土壤环境污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境影响评价范围为井场、站场边界外扩200m范围，管线工程边界两侧向外延伸200m范围。

2.5.4.2 土壤环境生态影响型评价等级

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目建设内容采油井场、站场项目类别为I类；单井集输管线（输送原油）项目类别为II类；集中脱硫站至西干线集输管线（输送天然气）项目类别为IV类。

(2) 建设项目敏感程度

根据区域监测数据，项目区域土壤盐分含量 $> 4\text{g/kg}$ ，属于土壤盐化中“敏感”；项目区域土壤 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于土壤酸化碱化中“不敏感”；按相

对最高级别判定生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(3) 评价工作等级判定

土壤环境生态影响型评价工作等级判定结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境生态影响型评价工作等级划分依据一览表

建设内容	项目类别	环境敏感程度	评价工作等级
井场、站场建设	I类	敏感	一级
单井集输管线（输送采出液混合物）	II类	敏感	二级
集中脱硫站至西干线集输管线（输送天然气）	IV类	可不开展土壤环境影响评价	

(4) 土壤环境生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境影响评价范围为井场、站场边界外扩 5km 范围，管线工程边界两侧向外延伸 200m 范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

2.5.5.1 大气环境影响评价等级

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

(1) P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录B中模型计算设置说明：当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目周边3km半径范围内不涉及城市建成区，因此，本项目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

本项目估算模式参数取值见表2.5-6；废气污染源参数见表2.5-7坐标以典型井场中心为原点（0,0,0）；相关污染物预测及计算结果见表2.5-8。

表2.5-6 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/°C		40.9
3	最低环境温度/°C		-27.4
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表 2.5-7 主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	工况烟气流速(m/s)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	评价因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
集中脱硫站加热炉烟气			1069	8	0.1	8.7	683	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0092
											PM _{2.5}	0.0051
											SO ₂	0.0024
											NO ₂	0.0952
											非甲烷总烃	0.0101

表 2.5-8 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
单座井场无组织废气			1072	40	30	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00306
										硫化氢	0.000256
集中脱硫站无组织废气			1069	90	50	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.0533
										硫化氢	0.000576
										甲醇	0.0008

注：本项目新建4座采油井场，无组织废气污染源强和治理措施一致，因此仅对单座井场无组织废气进行预测分析。

表 2.5-9 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	集中脱硫站加热炉烟气	PM ₁₀	1.23876	450	0.28	6.15	91	—
		PM _{2.5}	0.63288	225	0.28			
		SO ₂	0.23721	500	0.05			
		NO ₂	9.22483	200	4.61			
		非甲烷总烃	0.9773	2000	0.05			
2	单座井场无组织废气	非甲烷总烃	38.606	2000	1.93	6.15	35	—
		H ₂ S	0.21836	10	2.18			
3	集中脱硫站无组织废气	非甲烷总烃	58.516	2000	2.93	6.15	45	—
		H ₂ S	0.61456	10	6.15			
		甲醇	5.34762	3000	0.18			

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $1\% < P_{\max} = 6.15\% < 10\%$ ，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，本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.5.2 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ 2.2-2018），项目大气环境影响评价范围为以井场、站场为中心边长 5km 的矩形叠加形成的包络线区域。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于雄英油田，周边区域以油气开采为主要功能，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

项目周围 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，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

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

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 环境风险评价等级

(1) 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

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

本项目存在多种危险物质，则按式（1-1）计算物质总质量与其临界量比值

(Q) :

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.5-10。

表 2.5-10 建设项目 Q 值确定表

站场	风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质 Q值
井场至集中脱硫站集输管线	集输管线	1	原油	—	2.66	2500	0.001
		2	天然气	74-82-8	1.77	10	0.177
		3	硫化氢	7783-06-4	0.009	2.5	0.004
集中脱硫站至西干线	集输管线	1	天然气	74-82-8	2.00	10	0.200
		2	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.000
集中脱硫站	储油罐	1	原油	—	288	2500	0.115
	甲醇储罐	2	甲醇	67-56-1	3	10	0.300
项目Q值Σ							0.797

经计算，本项目 Q 值 < 1 ，风险潜势为 I。

(2) 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.5-11。

表 2.5-11 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表 2.5-11 可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目环境风险评价

等级为简单分析。

2.5.7.2 环境风险评价范围

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

2.6 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；项目井场、站场外延200m范围及管线两侧200m范围内不存在耕地等土壤环境敏感目标，因此不再设置土壤环境（污染型）保护目标，将井场、站场外延5km范围及管线两侧200m范围内的土壤作为运营期土壤环境（生态型）保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标；本项目风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

环境保护目标见表2.6-1至2.6-3。

表2.6-1 地下水环境保护目标一览表

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

表2.6-2 土壤环境敏感目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场、站场边界外扩5km范围及管线边界两侧向外延伸200m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.6-3 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离(m)
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场、站场周围50m范围， 管线中心线两侧300m范围	占用
	重要物种（塔里木兔）		评价范围内分布
	重点保护野生植物（罗布麻）		评价范围内分布

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	<p>区块开发现状及环境影响回顾：英买油气田开发现状、英买油气田“三同时”执行情况、英买油气田环境影响回顾评价、英买油气田污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见</p> <p>现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见</p> <p>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</p> <p>工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析</p> <p>相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析</p> <p>选址选线合理性分析：项目总体布局合理性分析、井场布置的合理性分析、管线选线可行性分析</p>
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价

和环境保护措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

本项目评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

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

3 建设项目工程概况和工程分析

塔里木油田分公司在英买油气田内实施“塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目”，主要建设内容包括：①方案总井数8口，其中老井利用4口（其中1口转注气井，3口采油井），新建采油井场4座；②新建集中脱硫站1座；③新建单井集输管线11.76km，新建集中脱硫站至西干线集输管线16.52km；配套道路、供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后2026年设计年产原油8.31万t，2027年至2029年设计年产原油11.85万t。

为便于说明，本次评价对现有英买油气田开发现状进行回顾，将XY101-1、XY1-3、XY1-2、XY1-H9等4口井钻井工程作为在建工程进行分析，将本次建设内容作为拟建工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	英买油气田开发现状、英买油气田“三同时”执行情况、英买油气田环境影响回顾评价、英买油气田污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见
2	在建工程	在建工程概况、在建工程“三同时”执行情况、工艺流程及产排污节点
3	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
4	工程分析	工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析
5	相关政策法规、规划符合性分析	产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析
6	选址选线合理性分析	项目总体布局合理性分析、井场布置的合理性分析、管线选线可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 英买油气田开发现状

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，主要包括英买力气田群和英买潜山油田，具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位英买采油气管理区负责。

英买油气田包括英买力气田群和英买潜山油田，英买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 9700km²。英买力气田群有 12 个砂岩凝析气藏投入开发，英买潜山油田有 4 个碳酸盐岩油藏、9 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 927.69×10⁸m³，凝析油+原油 8417.11×10⁴t。

英买油气田经过多年开发建设，英买力气田共建成 13 个区块，分别为玉东 2、羊塔 1、羊塔 5、英买 7、英买 21、英买 17、英买 23、羊塔 2、英买 46、英买 463、羊塔 3、玉东 7、玉东 1 区块。目前英买油气田年产石油 62.59 万吨、天然气 19.1 亿立方米。拟建工程位于英买油气田玉东 2 区块。

英买油气田目前主要建设有英买处理站 1 座、英潜联合站 1 座、集气站 10 座（YT1 集气站、YM21 集气站、YM23 集气站、YM465 集气站、YT2 集气站、YM17 集气站、YM7 集气站、YT5 集气站、YD2 集气站、YD1 集气站）、转油站 1 座（英买 2 转油站）、油气水井 302 口及配套环保设施（固废填埋场、污水处理设施及污水池等），油气田内部集输管网及道路。

玉东 2 区块现有井 5 口及 YD2 集气站 1 座。采气速度 3.23%，采油速度 3.45%，天然气产能规模 2.64×10⁸m³/a、凝析油 7.35×10⁴t/a，预测期末累产气 42.47×10⁸m³，累产油 115.36×10⁴t，气、油采出程度分别为 51.88%、55.14%。

3.1.2 英买油气田“三同时”执行情况

英买油气田履行的环境影响评价、环境风险应急预案、排污许可、环境影响后评价等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 英买油气田环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评 手续	英买力气田群开发建设工程	原国家环境保护总局	环监(2007)336号	2007年8月27日	原国家环境保护部	环验(2010)23号	2010年1月21日
2		英买力潜山油藏地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2010)251号	2010年5月17日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2014)673号	2014年6月3日
3		英买力气田群整体开发调整工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2015)699号	2015年6月23日	自主验收	油英买质健安环委(2019)3号	2019年7月22日

续表 3.1-1 英买油气田环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
4	环评手续	雄探1井试采工程(变更)	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2024)367号	2024年6月25日	自主验收	—	2024年11月27日
5	突发环境事件应急预案	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),后续将根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案					
6	排污许可执行情况	塔里木油田分公司英买采油气管理区	塔里木油田分公司英买采油气管理区2024年11月14日变更了排污许可证(证书编号:9165280071554911XG005V)、塔里木油田分公司英买采油气管理区(英潜油气运维中心)2025年1月19日进行了变更登记(登记编号:9165280071554911XG046Z)、塔里木油田分公司英买采油气管理区(英西油气运维中心)2024年11月29日进行了变更登记(登记编号:9165280071554911XG049W)、塔里木油田分公司英买采油气管理区(英买油气运维中心站外)2024年12月16日进行了变更登记(登记编号:9165280071554911XG048X)、塔里木油田分公司英买采油气管理区(沙雅县)2025年2月22日进行了变更登记(登记编号:9165280071554911XG070W)、塔里木油田分公司英买采油气管理区(温宿县)2024年11月29日进行了变更登记(登记编号:9165280071554911XG069X)					
7	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	编制完成《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 英买油气田环境影响回顾性评价

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

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期,根据油气田开发特点,对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油气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。英买油气田经过了多年的开发后,现在已占用了一定面积的土地,使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的

植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，英买油气田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、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。英买油气田位于渭干河流域冲积平原，极端干旱和强烈蒸发的气候导致项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢。种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要的时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油气田开发对地面植被的影响不尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油气田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

图 3.1-1 英买油气田区域现有井场恢复效果

b. 道路和管线

油气田公路和管线建设对植被的影响主要是施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

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

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

图 3.1-2 英买油气田现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油气田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物

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

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

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

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

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

（3）生态保护措施回顾

根据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 水环境影响回顾

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

油气田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，未对水环境产生不利影响。油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油

产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

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

3.1.3.3 土壤环境影响回顾

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

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

英买油气田主要土壤类型为棕漠土、漠境盐土、盐土、风沙土、草甸土等。

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

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，英买油气田内现有的各井场采出油气集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃、硫化氢逸散排放。运营期站场加热炉及导热油炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合英买油气田污染源例行监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新扩改建项目二级标准。

表 3.1-2 英买油气田站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
3#集气站 加热炉	导热油 炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.6~2.2 未检出 79~84 <1级	使用净化后的 天然气作为 燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
YD101-5H 井场加热 炉	加热炉 烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.1~1.5 未检出 116~119 <1级	使用净化后的 天然气作为 燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
YM7 集气站	站场无 组织废 气	非甲烷总烃	0.07~0.25	日常维护，做 好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	达标
YD101-5H 井	井场无 组织废 气	非甲烷总烃	0.20~0.27	日常维护，做 好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	达标
YD104H 井	井场无 组织废 气	非甲烷总烃	0.20~0.29	日常维护，做 好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	达标

续表 3.1-2 英买油气田站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
雄探1井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.76~1.06	日常维护,做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
		硫化氢	未检出~0.004	日常维护,做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准	达标

同时本次回顾引用阿克苏地区例行监测点2020年—2024年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明,英买油气田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃,本次六项基本因子仅分析PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂四项因子。

表 3.1-3 区域2020年—2024年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020年现状浓度 (μg/m ³)	2021年现状浓度 (μg/m ³)	2022年现状浓度 (μg/m ³)	2023年现状浓度 (μg/m ³)	2024年现状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	达标情况
阿克苏地区	PM ₁₀	年平均值	95	87	94	95	81	70	超标
	PM _{2.5}	年平均值	39	35	41	37	35	35	超标
	SO ₂	年平均值	7	6	6	7	5	60	达标
	NO ₂	年平均值	28	29	24	32	27	40	达标

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

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

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

3.1.3.5 声环境影响回顾

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

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

表 3.1-4 英买油气田代表性井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB (A)		主要处理措施	标准	达标情况
3#集气站	昼间	41~44	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	40~42			达标
YD101-5H井场	昼间	41~45	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	40~43			达标
YD104H井场	昼间	41~45	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	40~43			达标
雄探1井场	昼间	49~50	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	45~48			达标
英买处理站	昼间	43~45	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	41~43			达标
英潜联合站	昼间	40~51	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	40~48			达标

3.1.3.6 环境风险回顾

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

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

本次对油气田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内

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

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动检测和报警机制。

（4）管道事故应急措施

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

①按顺序关闭阀门

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

②回收泄漏原油、凝析油

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

（5）管道刺漏事故应急措施

根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定

管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

英买油气田范围隶属于塔里木油田分公司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制定有《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》并进行了备案，备案编号 652925-2023-015-L。英买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。

3.1.3.7 固体废物影响回顾

油气开采不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后循环使用，钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑存放在井场泥浆池，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至英买力钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》

(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求,用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。

同时,塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间,钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间,钻井公司定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关管理要求,落实了危险废物识别标志制度,对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度,并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部 部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

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

总体来说,项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

排污口是否规范,是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出,英买采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌,废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范,废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置按照国家和自治区的相关要求进行规范管理,并自行开展了相关监测。英买采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019版)》规定的范围,已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监(1996)470号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监(1996)463号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石

油天然气开采工业》（HJ1248-2022），英买采油气管理区进一步建立了自行监测制度及排污口规范化管理制度。塔里木油田分公司英买采油气管理区2024年11月14日变更了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG005V）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（英潜油气运维中心）2025年1月19日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG046Z）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（英西油气运维中心）2024年11月29日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG049W）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（英买油气运维中心站外）2024年12月16日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG048X）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（沙雅县）2025年2月22日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG070W）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（温宿县）2024年11月29日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG069X），英买采油气管理区严格按照排污许可自行监测方案落实自行监测制度。

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

3.1.3.9 环境管理回顾

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

英买采油气管理区已编制完成《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)，并严格按照应急预案要求进行应急演练。

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

3.1.4 英买油气田污染物排放情况

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

表 3.1-5 英买油气田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
英买油气田现有污染物排放量	1.039	1.152	39.804	6.267	0.002	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

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

（1）现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

（2）信息披露不够规范。

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

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

（2）健全环境信息披露制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令 第24号）、《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验

收暂行办法》的公告》（国环规环评〔2017〕4号）等进行企业相关信息披露，按照《固体废物污染环境防治信息发布指南》（环办固体函〔2024〕37号）的规定及时发布固体废物相关信息。

3.2 现有工程

本项目利旧4口老井，将其作为现有工程进行介绍。

3.2.1 现有工程概况

井场主要设备为采油树，本项目利旧4口老井的基本情况见表3.2-1。

表3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	老井井号	经度	纬度	井深(m)	日产油(t/d)	投产年份	井型	类型	备注
1	XY101			7084	55	2025.7	直井	生产井	利旧采油井
2	XY102			7188	55	2025.5	直井	生产井	利旧采油井
3	XY103			7301	55	2025.7	直井	生产井	利旧采油井
4	XT1			7442	15	2024.6	直井	生产井	转注气井

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程“三同时”执行情况见表3.2-2所示。

表3.2-2 环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	XT1井	雄探1井试采工程(变更)	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2024)367号	2024年6月25日	自主验收	—	2024年11月27日
2	XY101井、XY102井、XY103井	塔里木油田雄英气田雄英1区块寒武系下丘里塔格组试采项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2024)235号	2024年10月29日	正在组织开展自主验收		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为井场、站场无组织废气，废水主要为采出水及井下作业废水，噪声污染源为采油树、生产等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

类比雄英1井区同类型井场、站场自行监测数据，现有井场、站场四周厂界

无组织废气中无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。采出水随油气混合物最终输送至英潜联合站进行处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。

现有井场、站场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田分公司现场工作人员反馈，各井场、站场产生的落地油和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程，严格执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）及《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）相关要求。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

现有工程污染物年排放情况见表3.2-3。

表3.2-3 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	1.039	1.152	39.804	6.267	0.002	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

现场踏勘期间，井场未见固体废物残留，站场各设备及环保设施全部稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.2 在建工程

在建工程主要包括XY101-1井、XY1-H3井、XY1-2井、XY1-H9井钻井工程，目前四口采油井的钻井工程正在施工过程中。

3.2.1 在建工程概况

在建工程基本概况见表3.2-1。

表 3.2-1 在建工程基本概况一览表

名称内容	XY101-1井	XY1-H3井	XY1-2井	XY1-H9井
坐标				
设计井深	6892m	7241.38	6892m	7241.38
目的层	寒武系下丘里塔格组			
完钻原则	钻至目的层完钻			
完井形式	套管完井			
井场布置	修建钻井平台, 共用岩屑池 (1座, 1000 ³)、应急池 (1座, 100 ³)、放喷池 (2座, 单个容积 100 ³)、生活污水池 (1座, 200 ³) 等设施, 撬装设施主要为发电机房、泥浆罐 (4个, 60 ³ /个)、泥浆循环罐 (10个, 71 ³ /个)、生活水罐 (1个, 18 ³)、生产水罐 (5个, 60 ³ /个)、泥浆泵、柴油罐 (3个, 45 ³ /个)、油罐 (4个, 40 ³ /个)、发电机等			

3.2.2 在建工程“三同时”执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	XY101-1井(勘探井)钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2025)529号	2025.11.25	正在进行钻前地面平整		
2	XY1-H3井(勘探井)钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2025)530号	2025.11.28	正在进行钻前地面平整		
3	XY1-2井(勘探井)钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2025)527号	2025.11.28	正在进行钻前地面平整		
4	XY1-H9井(勘探井)钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2025)514号	2025.11.28	正在进行钻前地面平整		

3.2.3 工艺流程及产排污节点

在建工程 XY101-1 井、XY1-H3 井、XY1-2 井、XY1-H9 井钻井工程, 包括钻前工程 (井场建设、设备搬运及安装)、钻井工程 (含测试放喷)、钻后工程等。

现阶段钻井工程尚未结束, 结合环评阶段产污节点识别, 废气污染源主要为施工扬尘和测试放喷废气, 目前施工过程中已采取了车辆减速慢行、加盖苫布等措施, 经咨询现场作业人员, 测试放喷作业时间可控制在一周内; 废水污染源主要为钻井废水、酸化压裂返排液和生活污水, 钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理, 处理后的液相全部回用于钻井液配制, 不外排;

酸化压裂返排液作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至联合站处置，改造后若再次反排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保站处置；生活污水在生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理；噪声污染源主要为柴油发电机、泥浆泵、钻机、压裂车噪声，采取为柴油发电机、泥浆泵、钻机、压裂车安装减振基础；固体废物主要为泥浆、岩屑、含油废物（危险废物，HW08 071-001-08）、废烧碱包装袋（危险废物，HW49 900-047-49）、废防渗材料（危险废物，HW08 900-249-08）、废机油（危险废物，HW08 900-249-08）、废弃的含油手套、抹布、生活垃圾，钻井泥浆带排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；膨润土体系废弃钻井岩屑和泥浆排入防渗岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后，用于井场平整；聚磺体系废弃钻井岩屑和泥浆在井场环保罐暂存，定期转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路；含油废物（危险废物，HW08 071-001-08）、废烧碱包装袋（危险废物，HW49 900-047-49）、废防渗材料（危险废物，HW08 900-249-08）、废机油（危险废物，HW08 900-249-08）在危废暂存间暂存，定期由有处理资质的单位接收妥善处置；生活垃圾及废弃的含油手套、抹布送至新和县生活垃圾填埋场。

目前，XY101-1井、XY1-H3井、XY1-2井、XY1-H9井正在进行钻前地面平整中，待进行钻井作业时应严格环评废气、废水、噪声、固废处置及生态恢复措施。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

拟建工程基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目	基本情况
项目名称	塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目

续表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目		基本情况		
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		新疆阿克苏地区温宿县境内		
建设性质		改扩建		
建设周期		滚动开发		
总投资		项目总投资 14748 万元，其中环保投资 221 万元，占总投资的 1.5%		
占地面积		总占地面积 27.38hm ² （永久占地面积 3.84hm ² ，临时占地面积 23.54hm ² ）		
建设规模		2026 年设计年产原油 8.31 万 t，2027 年至 2029 年设计年产原油 11.85 万 t		
劳动定员		新增工作人员 18 人		
工作制度		年工作时间为 365 天，采用三班倒工作制度		
工程内容	主体工程	油气开采、集输工程	采油井场	新建采油井场 4 座（XY101-1 井、XY1-H3 井、XY1-2 井、XY1-H9 井）
			集中脱硫站	新建 1 座集中脱硫站，建成后设计处理规模：原油 45×10 ⁴ t/a，天然气 50×10 ⁴ m ³ /d
			管线	新建单井集输管线 11.76km，新建集中脱硫站至西干线集输管线 16.52km
	公辅工程	给排水工程	供电工程	集中脱硫站新建 35kV 供电线路 24km，安装简易变电站 2 座；井场依托钻井期 35kV 供电线路，可满足产能用电
			给排水工程	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。 运营期：运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。 退役期：管道、设备清洗废水输送至英潜联合站处理，达标后回注地层
			道路工程	集中脱硫站新建站场道路 1.1km，站场道路宽约 4.5m，采用水泥混凝土结构；井场依托钻井期井场道路
			供热工程	施工期生活区采取电采暖；运营期集中脱硫站采取加热炉供热
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条； 运营期：加热炉燃用净化后的天然气；单座吸收氧化塔定期对脱硫液进行取样、分析，使其处于最佳反应状态，减少尾气中硫化氢排放；井场、站场采取密闭存储及密闭集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施	

续表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目		基本情况	
工程内容	环保工程	废水	<p>施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理；</p> <p>运营期：运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。</p> <p>退役期：管道、设备清洗废水输送至英潜联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层</p>
		噪声	<p>施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>运营期：采取基础减振措施；</p> <p>退役期：合理安排作业时间</p>
		固体废物	<p>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英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；</p> <p>运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶、废活性炭均属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置；</p> <p>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，管线两端使用盲板封堵</p>
		生态	<p>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；</p> <p>运营期：管道上方设置标志；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识；</p> <p>退役期：地面设施拆除，对场地进行平整、恢复</p>
		环境风险	管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场、站场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪

3.3.2 油气资源概况

3.3.3.1 油气范围

雄英油田位于塔里木盆地塔北隆起英买力低凸起喀拉玉尔袞构造带，位于英买力气田群西部，行政隶属于新疆阿克苏地区温宿县境内，为温带大陆性干旱气候，降雨量少，日照长，冬季寒冷，夏季干热。

3.3.3.2 勘探开发概况

雄英油田为塔里木油田分公司近几年开发的新油田，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为勘探收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形

势为边勘探、边开发。

3.3.2.4 构造特征

项目所在区域为受 F1、F3 断裂控制的断背斜构造，西北高，南东低；南边以 F1 为界，北边以 F3 为界，东、西两侧按油水界面海拔-5814m 圈定含油范围，按构造、断裂特征分为 3 个区块。

3.3.2.5 油气藏特征

雄英 1 区块下丘里塔格组为受断层和构造控制的带凝析气顶的底水块状易挥发油藏，储层中深温度 133.08℃~139.90℃，温度梯度 1.58~1.68℃/100m；地层压力 74.43~75.354MPa，压力系数 1.11~1.13，属于常温常压特征。

地质储量含油面积 11.14km²、原油 1433 万吨（油水界面抬升 58m）溶解气 26.9 亿方；气顶面积 1.50km²，干气 12.8 亿方，凝析油 147 万吨。平面上硫化氢含量波动大，同一口井生产过程硫化氢含量也会不断变化，3.1~9.2g/m³，平均 6.2g/m³，采油气和地面工程需做好相应配套。

3.3.3.6 油气藏流体性质

（1）天然气性质

项目所在区域天然气平均相对密度为 0.8828，天然气甲烷平均含量 76.6%，乙烷平均含量 10.2%，丙烷及以上平均含量 5.6%，氮气（N₂）平均含量 3.6%，CO₂ 含量 4.0%，H₂S 浓度为 7300mg/m³。分析结果表明，油气藏天然气甲烷含量高，含二氧化碳，低含硫化氢，为酸性湿气。

（2）原油性质

项目所在区域 20℃时地面原油密度 0.806g/cm³~0.852g/cm³，50℃时动力粘度 1.477mPa·s~5.336mPa·s，凝固点-32℃~-12℃，平均含蜡 3.9%，胶质 1.16%，沥青质 0.76%，析蜡点 18℃。总体上具有低密度、低粘度、低含硫量、低含蜡量、低胶质+沥青质、低凝点的特点。

（3）地层水性

地层水均为 CaCl₂ 型，地层水中 Cl⁻116300mg/L~122800mg/L，总矿化度 189700mg/L~199500mg/L，密度 1.1268g/cm³~1.1384g/cm³，pH 值 5.07~6.32。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-2，本项目实施后开发指标见表 3.3-3。

表 3.3-2 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	新建井场	口	4	
2		利用老井	口	4	
3		年产原油（最高产量）	万 t/a	11.85	
4		气油比	m ³ /t	862	
4		集中脱硫站产品指标	天然气硫化氢含量	mg/m ³	≤20
5			原油硫化氢含量	mg/kg	≤60
6			硫磺	t/a	1159.834
7		新建单井集输管线	km	11.76	
8		新建集中脱硫站至西干线集输管线	km	16.52	
9		能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	1585
10	天然气耗量		万 m ³ /a	28.8	
11	综合指标	总投资	万元	14748	
12		环保投资	万元	221	
13		新增永久占地面积	hm ²	3.84	
14		新增临时占地面积	hm ²	23.54	
15		劳动定员	人	18	
16		工作制度	h	8760	

3.3.4 工程组成

本项目主要包括油气开采及集输工程、井场及站场建设工程和封井工程等。

3.3.4.1 井场及站场建设工程

(1) 采油井场

拟建工程新建采油井场 4 座（XY101-1 井场、XY1-H3 井场、XY1-2 井场、XY1-H9 井场），利旧老井 4 口（其中 1 口转注气井，3 口采油井）。井口采出气液混合物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 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程单座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	电控信一体化撬	—	座	1
	3	计量装置	DN80	套	1

(2) 注气井场

根据油气藏开发方案，拟建工程利旧老井（XT1 井）于 2026 年转为注气井，设计规模为单井日注气 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，由第三方提供注气服务。注气井场主要工程内容见表 3.3-4。

表 3.3-4 拟建工程排水井场主要工程内容一览表

序号	井号	类别	转注气井时间	气源压力	注气量	主要设备
1	XT1 井	利旧井	2026 年	12.5MPa	$15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	变压吸附注氮装置、注氮压缩机组

(3) 集中脱硫站

① 基本情况

新建 1 座集中脱硫站，原油设计处理规模为 45 万 t/a，天然气设计处理规模为 $50 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ 。集中脱硫站东西长 295m，南北宽 24m，站内分为 5 个功能区，分别为辅助生产区、工艺装置区、配电区、装车区、硫磺回收区。工艺装置区包括进出站阀组区、计量分离区、原油储存区、增压区、脱硫区、外输区；辅助生产区包括药剂加注区、空压站撬等；配电区 35kV 简易变电所和电控信一体化撬。集中脱硫站平面布置图见附图 16。

② 产品指标及流向

集中脱硫站主要产出湿净化气和含水原油两种产品。脱硫净化后天然气的硫化氢含量小于 13ppm，满足二类气含硫化氢含量要求，通过西干线输送至英买处理站脱水脱烃。脱硫后含水原油硫化氢含量小于 $\leq 60 \text{ mg/kg}$ ，车拉至英潜联合站处理。

③ 主要设备

表 3.3-5 集中脱硫站主要设备一览表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
1	油气预处理部分			
	7井式进站阀组撬	7井式进站阀组撬(16MPa)	座	1
	计量分离器撬	φ1200×6000 Q345R(R-HIC)	座	1
	加热炉	500kw	座	1
	生产分离器撬	16MPa Q345R(HIC) 液相处理能力: 0~500t/d 气相处理能力: 0~20×10 ⁴ Nm ³ /d	座	1
	闪蒸分离器撬	DN1200×5950 Q245R 设计压力 1.6MPa	座	1
	闪蒸气压缩机撬	功率 315kw	座	1
	天然气压缩机撬	功率 250kw	座	1
2	天然气脱硫部分			
1)	脱硫单元装置			
	湿净化气分离器撬	--	座	1
	聚结器撬	--	座	1
	贫富液换热器撬	--	座	1
	再生塔重沸器撬	--	座	1
	酸气空冷器撬	--	座	1
	污油闪蒸罐撬	--	座	1
	酸水回流罐撬	--	座	1
	贫液空冷器撬	--	座	1
	闪蒸罐撬	--	座	1
	活性炭过滤器撬	--	座	1
	热贫液泵撬	--	座	2
	胺液收集罐撬	--	座	1
	吸收塔	--	台	1
	再生塔	--	台	1
2)	硫磺回收单元			
	药剂加注撬	--	撬	1
	真空带式过滤机撬	--	撬	2
	循环冷却水撬	--	撬	1
	KOH 溶液配置撬	--	撬	1
	氧化空气鼓风机撬	--	撬	4
	氧化风空冷器撬	--	撬	4
	酸气分离撬	--	撬	1
	溶液喷射泵撬	--	撬	2

续表 3.3-5 集中脱硫站主要设备一览表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
2)	硫磺回收单元			
	溶液空冷器橇	--	撬	2
	吸收氧化塔	--	台	4
	自动装袋机橇	--	撬	2
	工厂风储罐	--	座	1
	检修溶液罐	--	座	1
3	天然气外输部分			
	缓蚀剂加药橇	--	座	1
	甲醇加药橇	--	座	1
	燃气调压橇	--	座	1
4	原油脱硫及装车部分			
	气提塔	0.6MPa D1400×28500mm	座	1
	密闭装车橇	1.6MPa 设计流量: 50m ³ /h	座	2
	50 m ³ 储油罐	50 m ³ 储油罐	座	9
5	辅助生产部分			
	空氮站橇	10m×2.5m (仪表风 50Nm ³ /h, 氮气 50Nm ³ /h)	台	1
	仪表风储罐	Φ 1600H6487 1.03MPa	台	1
	氮气储罐	Φ 1600H6487 1.03MPa	台	1
	放空火炬	DN250 30m	座	1

3.3.4.2 油气集输工程

拟建工程新建单井集输管线 11.76km，集中脱硫站至西干线集输管线 16.52km。

表 3.3-6 管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度 (m)	管径和材质	敷设方式
1	单井集输管线	XY101-1 井场	集中脱硫站	880	DN80 16MPa 玻璃钢	埋地敷设
2		XY1-H3 井场	集中脱硫站	1530	DN80 16MPa 玻璃钢	
3		XY1-2 井场	集中脱硫站	1720	DN80 16MPa 玻璃钢	
4		XY1-H9 井场	集中脱硫站	1640	DN100 16MPa 玻璃钢	
5		XY101 井场	集中脱硫站	3520	DN80 16MPa 玻璃钢	
6		XY102 井场	集中脱硫站	1580	DN80 16MPa 玻璃钢	
7		XY103 井场	集中脱硫站	1600	DN80 16MPa 玻璃钢	
8	集中脱硫站至西干线集输管线	集中脱硫站	西干线	16520	DN168 16MPa L360N PSL2 碳钢	

3.3.4.3 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。

3.3.4.4 公辅工程

（1）供电工程

集中脱硫站新建35kV供电线路24km，安装简易变电站2座；井场依托钻井期35kV供电线路，可满足产能用电。

（2）给排水

①给水

施工期工程用水主要包括生活用水及管线试压用水。生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场及站场地面工程施工人员约30人，施工期约90天，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，本项目施工期生活用水量总计约 270m^3 。

运营期集中脱硫站配备生产人员18人，年工作时间为365天，采用三班倒工作制度，生活用水由罐车拉至站场，生活用水量按 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，生活用水量总计约 $1.8\text{m}^3/\text{d}$ ， $657\text{m}^3/\text{a}$ 。

②排水

施工期废水主要为生活污水、试压废水。生活污水产生量约 216m^3 ，折合 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。管线试压废水约为 44.33m^3 ，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水产生量按用水量的80%计算，则产生量为 $1.44\text{m}^3/\text{d}$ ($525.6\text{m}^3/\text{a}$)，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理，处理达标后用于周边荒漠灌溉。

(3) 供热工程

集中脱硫站冬季采暖利用电采暖，生产用热由加热炉提供，燃料为站场脱硫后的天然气，年用量为 $28.8\text{万}\text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目燃料天然气主要成分见表3.3-7。

表 3.3-7 天然气主要成分一览表 单位：%

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄₊	N ₂	CO ₂	总硫 (mg/m ³)	低位热值/(MJ/m ³)
76.6	10.2	3.6	1.456	0.438	0.106	3.6	4.0	≤20	33.4

(4) 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。RTU通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至联合站SCADA系统进行远程监控，并接收远程关井命令。

(5) 道路工程

随着油气田钻井的不断增多展开，油区内钻井路不断增多，形成更紧密的路网。集中脱硫站新建站场道路1.1km，站场道路宽约4.5m，采用水泥混凝土结构；井场依托钻井期井场道路。

(6) 硫平衡

新建采油井场硫化氢浓度相对较高，H₂S含量平均 $7300\text{mg}/\text{m}^3$ ，天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入集中脱硫站处理。硫平衡图如下。

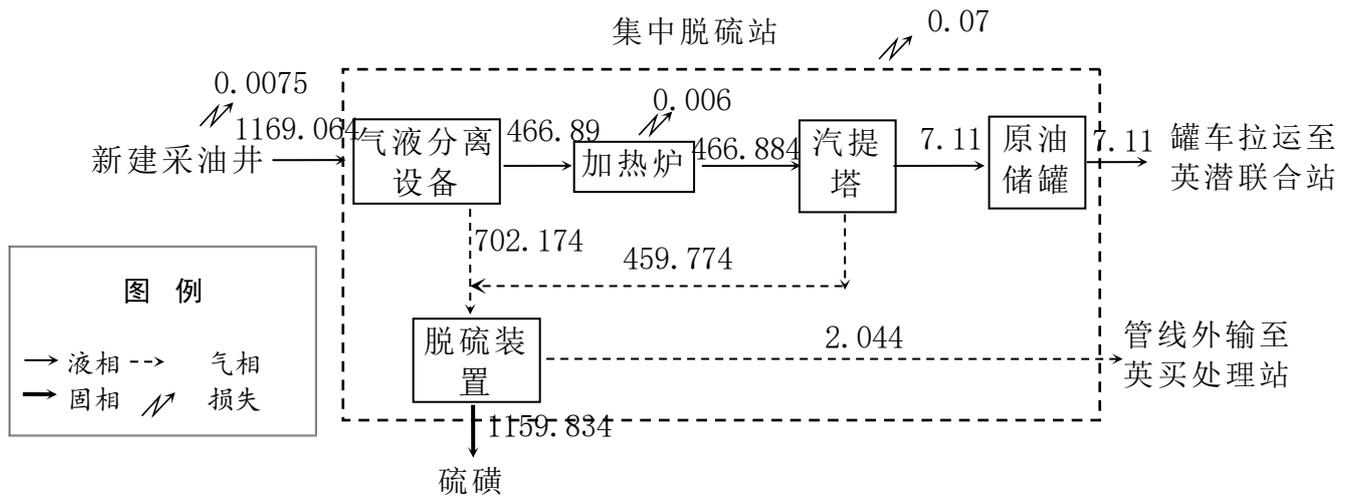


图 3.3-1 硫平衡图(按照最大产量计算) 单位: t/a

3.3.4.5 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条；

运营期：加热炉燃用净化后的天然气；井场、站场采取密闭存储及密闭集输工艺；

退役期：采取洒水抑尘的措施。

(2) 废水处理工程

施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理；

运营期：运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

退役期：管道、设备清洗废水输送至英潜联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层。

(3) 噪声防治工程

施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；

运营期：采取基础减振措施；

退役期：合理安排作业时间。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；

运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶、废活性炭均属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置；

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，管线两端使用盲板封堵。

(5) 生态影响减缓措施

施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；

运营期：管道上方设置标志；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识；

退役期：地面设施拆除，对场地进行平整、恢复。

(6) 环境风险措施

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、站场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪。

3.3.4.6 依托工程

(1) 英买处理站

① 英买处理站基本情况

英买处理站是一座集油、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、3个罐区、5个站、2座火炬等共22个单元，以及相应配套的供电系统、自动化系统、仪表系统、

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。英买处理站与拟建工程管线最近距离约 56km。

英买处理站于2007年8月27日取得原国家环境保护总局批复(环审(2007)336号),2010年1月21日取得环境保护部验收意见(环验(2010)23号),并于2024年11月14日变更了排污许可证(许可证编号:9165280071554911XG005V)。

图 3.3-2 英买处理站现状

②英买处理站总工艺流程

由羊塔克、玉东1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。

图 3.3-3 英买处理站油气处理流程图

③ 依托可行性

拟建工程井场采出油气分离出的天然气最终输送至英买处理站进行处理，依托英买处理站富余情况如表 3.3-8 所示。

表 3.3-8 英买处理站处理能力一览表

英买处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
天然气 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	700	531	169	28	可依托

由上表可知，因此英买处理站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

(2) 英潜联合站

① 基本情况

英潜联合站主要接受英潜区块产液，集中进行油气分离、原油脱水、污水处理及回灌、净化油外输。脱除的污水处理后就地回灌；伴生气就地外销给 CNG 公司；净化油管输至已建东一联合站，利用已建东一联外输系统统一输往轮一联。英潜联合站于 2010 年 5 月 17 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2010〕251 号），并于 2014 年 6 月 3 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2014〕673 号）。英潜联合站与拟建工程井场最

近距离约 75km。

图 3.3-4 英潜联合站现状

②原油处理装置处理工艺

原油脱水单元采用两段密闭脱水工艺，一段采用三相分离器进行游离水脱除，二段采用热化学沉降脱水。其处理流程为：站外来油气水混液在三相分离器进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输至东一联。

③污水处理装置处理工艺

采取“压力沉降-聚结除油器除油-两级过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，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，用于油层回注用水。

④依托可行性

英潜联合站运行负荷见表 3.3-9。

表 3.3-9 英潜联合站运行负荷统计表 单位 m³/d

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	原油	45 万 t/a	30 万 t/a	15 万 t/a	11.85 万 t/a	可依托

续表 3.3-9

英潜联合站运行负荷统计表

单位 m³/d

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
2	井下作业废水	4000m ³ /d	2500m ³ /d	1500m ³ /d	1.09m ³ /d	可依托
3	采出水				57m ³ /d	可依托

综上所述，英潜联合站污水处理装置可以满足拟建工程原油和废水处理要求，依托可行。

(3) 英买采油气管理区生活基地污水处理设施

①基本情况

英买采油气管理区生活基地污水处理设施位于英买处理站，用于接受处理英买采油气管理区的生活污水，处理能力为 96m³/d。生活基地与拟建工程管线最近距离约 56km。

②处理工艺

英买采油气管理区生活基地污水处理设施采用“化粪池+一体化设备污水处理”工艺，处理后的污水达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 中 C 级标准后，用于周边荒漠灌溉。

③依托可行性

拟建工程施工期生活污水产生量约 216m³，折合 2.4m³/d，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理；运营期生活污水产生量为 1.44m³/d(525.6m³/a)，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施处理能力校核与适应性分析见表 3.3-10。

表 3.3-10 英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量(m ³ /d)	现状处理量(m ³ /d)	富余量(m ³ /d)	拟建工程需处理量(m ³ /d)	依托可行性
1	施工期生活污水	96	60	36	2.4	可依托
2	运营期生活污水				1.44	

(4) 英买 3km 处固废填埋场

①基本情况

英买 3km 处固废填埋场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买处理站南侧 3km 处，共有 10 个工业固废填埋池，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³。

英买 3km 处固废填埋场主要收集塔里木油田分公司英买采油气管理区建设过程中产生的一般工业固废（不包括含油废物等危险固废）。英买 3km 处固废填埋场于 2007 年 8 月 27 日取得原国家环境保护总局批复（环审（2007）336 号），2010 年 1 月 21 日取得环境保护部验收意见（环验（2010）23 号）。项目东距英买 3km 处固废填埋场 56km。

②依托可行性

英买 3km 处固废填埋场处理能力校核与适应性分析见表 3.3-11。

表 3.3-11 英买 3km 处固废填埋场运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量 (m ³)	现状处理量 (m ³)	富余量 (m ³)	拟建工程需处理量 (m ³)	依托可行性
1	一般工业固体废物	8000	3000	5000	4.8	可依托

注：一般工业固体废物密度按照 0.5t/m³ 计算，废分子筛按照近 3 年产生量考虑。

(5) 英买 7 固废场

①基本情况

英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买 7 集气站西南侧 800m 处。日均处理生活垃圾量 1.5t、工业固废 2.74m³，年均处理生活垃圾量 547.5t、工业固废 1000m³。共有 4 个固废填埋池，其中生活垃圾填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 10.44 年；工业固废填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 8 年。填埋场与拟建工程管线最近距离约 60.5km。

英买 7 固废场主要收集塔里木油田分公司英买采油气管理区各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废（不包括含油废物等危险固废）。英买 7 固废场于 2017 年 12 月 16 日取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字

(2017) 656号)，并于2019年7月22日完成自主验收工作（油英买质健安环委〔2019〕3号）。

② 依托可行性

英买7固废场处理能力校核与适应性分析见表3.3-11。

表3.3-12 英买7固废场运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量 (m ³)	现状处理量 (m ³)	富余量 (m ³)	拟建工程需处理量 (m ³)	依托可行性
1	生活垃圾	8000	4500	3500	10.95	可依托

注：生活垃圾密度按照0.3t/m³计算。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本工程施工期分为井场及站场建设工程、油气集输工程，工艺流程及排污节点分述如下：

(1) 井场及站场建设工程

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

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至英买7固废场工业固废填埋池填埋处置。

(2) 油气集输工程

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3.4-1。

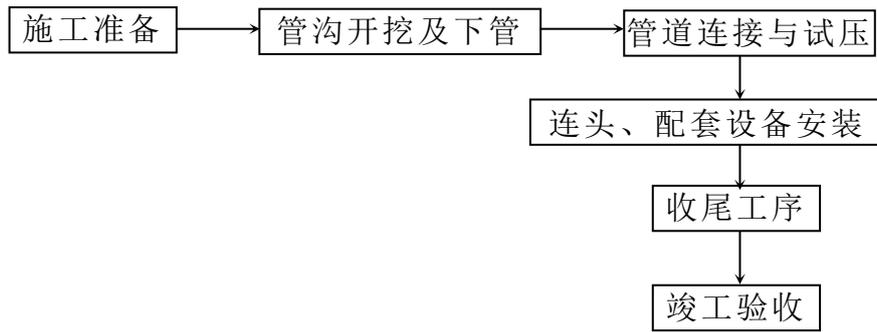


图3.4-1 施工方案工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约6m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，保证新铺设管沟与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有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1.0m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1.25，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。管道采用地下埋设方式，埋深为管顶距自然地坪1.2m。本项目管道涉及穿越道路，穿越砂石道路采用大开挖的施工方式，穿越沥青道路采用顶管穿越的施工方式。

管道施工示意图见图3.4-2~3.4-3。

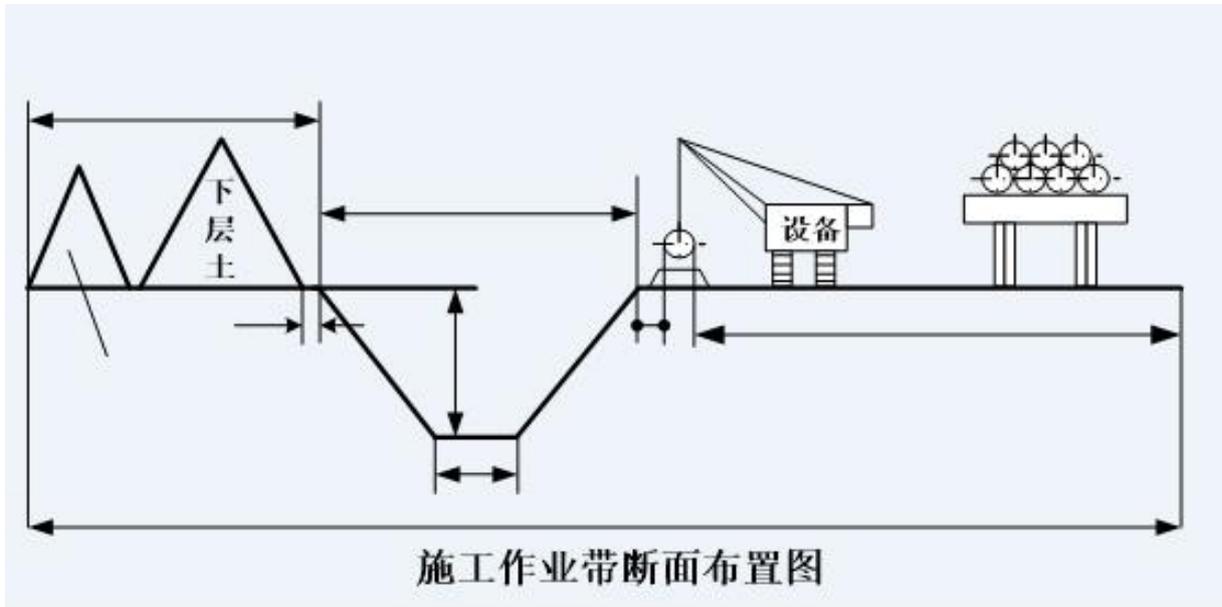


图 3.4-2 一般地段管道施工方式断面示意图

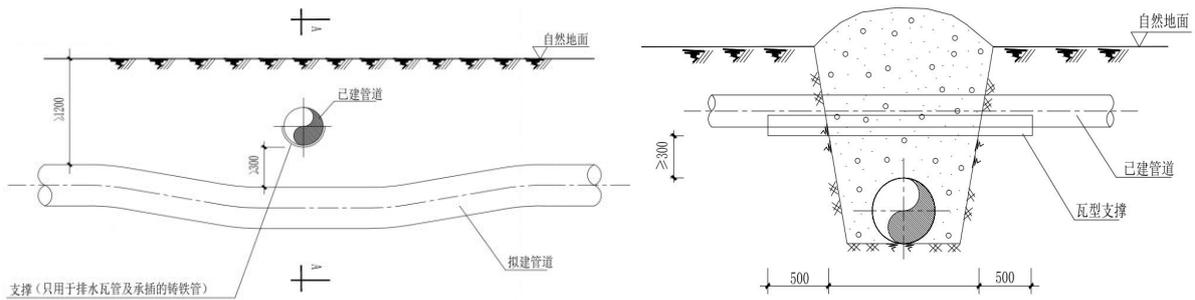


图 3.4-3 管道交叉施工作业示意图

③管道连接与试压

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

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。

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。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、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，焊接过程使用合格无毒焊条；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；废水污染源主要为管线试压废水，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、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英买7固废场工业固废填埋池填埋处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、处理、集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据英买油气田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采。为了保证地层压力，油田公司会实施注气工程，本项目利旧老井（XT1井）于2026年转为注气井，通过注氮压缩机组将氮气注入地层；。

(2) 油气处理、集输

新井采用“油气混输、常温输送、集中脱硫外输”的工艺技术路线；在集中脱硫站投产后3口老井采出液输送至集中脱硫站处理。4口新井和3口老井井口产物通过针形阀油嘴一级节流至13~14MPa通过新建井场至集中脱硫站集油管道输送至集中脱硫站，进站压力13MPa，在集中脱硫站轮换计量、加热、气液分离后，分离出的天然气进入脱硫装置脱硫后净化气通过新建天然气管道外输西干线，外输压力13MPa。脱硫后原油由密闭罐车拉至英潜联合站处理。

新建集中脱硫站具有进站分离计量，天然气脱硫，硫磺回收，原油闪蒸分离、原油加热气提脱硫，闪蒸气增压回收等功能。集中脱硫站天然气处理设计规模 50 万 m^3/d ，原油处理设计规模 45 万 t/a 。

①油气预处理单元

站外新井来油气(13MPa、28℃)，通过 4 井式进站阀组，一路去计量分离器计量，一路加热后去生产分离器进行气液分离，分离出天然气去脱硫单元，分离出的液相通过汇管进入闪蒸分离器(0.2MPa)，闪蒸后液相去气提塔，闪蒸气增压后汇入去天然气脱硫单元汇管。

②天然气脱硫单元

原料气进入原料气-净化气换热器，与塔顶湿净化气换热后进入 MDEA 吸收塔下部，与由塔上部进塔的 MDEA 贫液逆流接触，天然气中几乎全部 H_2S 被 MDEA 贫液吸收进入液相被脱除。脱硫后的湿净化天然气进入原料气-净化气换热器与原料气换热降温后通过集输管线外输至英买处理站，外输前通过加药撬加入甲醇和缓蚀剂。

吸收了酸气的 MDEA 富液从吸收塔底部抽出，经液位控制降压后进入富液闪蒸罐，闪蒸压力 0.5MPa，闪蒸出部分溶解的烃类气体，溶液中溶解的烃类在闪蒸罐内分离，分离出的闪蒸气加压后重新进入 MDEA 吸收塔。

从富液闪蒸罐底部抽出的 MDEA 富液经三级过滤器(内部填充活性炭)过滤后进入贫富液换热器换热。富液在贫/富液换热器中与从再生塔底来的贫液换热，对贫液进行冷却，MDEA 富液温度升至 90℃，由再生塔上部进入再生塔，自上而下流动，与塔内自下而上的蒸汽逆流接触，在塔内解析出酸性组分从而恢复脱硫活性成为 MDEA 贫液，由再生塔底部出塔。贫液出塔后先经过贫富液换热器冷却至 75℃左右，再进入增压泵增压至 0.5MPa 后，进入贫液冷却器冷却至 50℃，再经循环泵增压至 8.5MPa 后进入吸收塔循环利用。再生热量由再生塔重沸器提供，重沸器采用电加热方式。

由再生塔顶部出来的 106.4℃的酸性气体经酸气空冷器冷却后，分离出酸性冷凝水进入酸水回流罐，然后经酸水回流泵送至再生塔顶部作回流。

冷却后的酸性气体进入吸收氧化塔中，酸气从顶部进入吸收氧化塔，而后

通过分布器均匀的将酸气分布于吸收区，从喷嘴喷出的酸性气与脱硫液逆向接触发生反应，硫化氢中的 S^{2-} 被转化为硫单质，向下沉降至锥底，脱硫液中的 Fe^{3+} 被还原成 Fe^{2+} ，在密度差的作用下从吸收区底部进入氧化区进行再生，酸性气体经吸收净化后与鼓风机鼓入的空气(含极少量未脱除干净的硫化氢)一并从吸收氧化塔顶部以无组织形式排放。

吸收氧化塔锥形底部的硫磺浆中硫磺的浓度达到一定比例时(5%~15%wt)，关闭硫浆泵至吸收氧化塔的循环管线处的隔膜阀，打开至真空带式过滤机橇的开关阀，进行硫磺过滤。硫磺浆进入真空带式过滤机后，被分布于滤布上。通过过滤机的马达驱使滤布滚动，同时真空泵抽取足够空气使硫磺脱除脱硫液形成硫磺饼。过滤后的脱硫液由滤液增压泵增压打回吸收氧化塔内。硫磺饼装袋后存放于硫磺仓库，定期外售。

③原油脱硫单元

闪蒸分离器来油压力为 0.2MPa，通过加热炉加热后温度为 50℃，进入气提塔。气提气由天然气脱硫装置引接，调压至 0.25MPa 后进入气提塔天然气与原油在气提塔内逆向对流进行接触，天然气将原油中的硫化氢气提出来，气提后原油硫化氢含量控制在 60mg/kg 以下。塔顶含硫气去天然气处理单元进行脱硫化氢处理。脱硫后的原油进入原油储罐，定期由罐车拉运至英潜联合站进行处理。

(3) 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、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。

运营期废气污染源主要为集中脱硫站加热炉废气 (G_1)、集中脱硫站无组织废气 (G_2)、采油井场无组织废气 (G_3)，加热炉燃用清洁能源天然气，通过 1 根 8m 高烟囱排放；集中脱硫站采用密闭存储和密闭集输工艺，井场采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水 (W_1)、井下作业废水 (W_2) 和生活污水 (W_3)，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一

起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管区生活基地污水处理设施处理；噪声污染源主要为井场采油树、集中脱硫站生产设备运行产生的噪声，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 ）、废油桶（ S_3 ）、废润滑油（ S_4 ）、废活性炭（ S_5 ），均属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛（ S_6 ）属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾（ S_7 ）在垃圾收集箱暂存，定期拉运至英买7固废场处置。

图 3.4-4 油气开采、处理及集输工艺流程图

本项目运营期主要排污节点详见下表。

表3.4-1 主要排污节点一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	集中脱硫站加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、非甲烷总烃	连续	燃用净化后的天然气
	G ₂	集中脱硫站无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S、甲醇	连续	密闭储存及输送
	G ₃	井场无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	密闭输送
废水	W ₁	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理
	W ₂	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理
	W ₃	生活污水	—	间歇	排入生活污水池暂存，定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施
噪声	N ₁	采油树	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	计量分离器	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₃	生产分离器	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₄	加热炉	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₅	药剂加注撬	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₆	真空过滤机	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₇	压缩机	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₈	鼓风机	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₉	泵类	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₁₀	变压吸附注氮装置	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₁₁	注氮压缩机组	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S ₃	废油桶	含油废物	间歇	
	S ₅	废活性炭	废活性炭	间歇	
	S ₄	废润滑油	含油废物	间歇	废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用
	S ₆	废分子筛	废分子筛	间歇	收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置
	S ₇	生活垃圾	生活垃圾	间歇	生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期拉运至英买7固废场处置

3.4.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，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。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；废水污染源主要为管道、设备清洗废水，输送至英潜联合站处理，达标后回注地层；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；固体废物主要为废弃管线及建筑垃圾，其中建筑垃圾收集后送周边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。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

拟建工程施工内容主要包括井场及站场建设工程、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。

3.4.2.1 生态影响因素

井场、站场施工以及管线开挖过程中需要占用土地，占用过程中需要对区域

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

3.4.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘和机械车辆尾气和焊接烟气。

(1) 施工扬尘

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

(2) 机械车辆尾气和焊接烟气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_2 、 C_mH_n 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水

拟建工程施工过程中废水包括施工人员生活污水和管线试压废水。

(1) 生活污水

拟建工程施工人员30人，施工期90d，生活用水量按100L/人·d计算，生活用水量总计约270m³；生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为216m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-N、SS等；类比区域内油气田现状，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；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

(2) 管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于2km的管

道，每2km试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于2km的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为44.33m³，管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.4.2.4 噪声

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

3.4.2.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料和施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

本项目共开挖土方3.418万m³，回填土方3.418万m³，无借方和弃方，开挖土方主要为井场和站场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场和站场回填、管沟回填。本项目土石方平衡见下表3.4-2。

表 3.4-2 土石方挖填方平衡表 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	0.080	0.080	0	—	0	—
站场工程	0.254	0.254	0	—	0	—
管道工程	2.985	2.985	0	—	0	—
道路工程	0.099	0.099	0	—	0	—
合计	3.418	3.418	0	—	0	—

(2) 施工废料

施工废料为施工过程中产生的废弃零件、边角料、焊接及废防腐材料等。根据类比调查，施工期预计产生的施工废料为1.5t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填

埋处置。

(3) 生活垃圾

拟建工程施工人员 30 人，施工期 90d，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程中生活垃圾产生量共计 1.35t。生活垃圾定点收集后送英买 7 固废场生活垃圾填埋池填埋处置。

表 3.4-3 拟建工程施工期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	土石方	—	建筑垃圾 (SW70 900-001-S70)	全部回填	全部妥善处置，不外排
2	施工废料	1.5t	工业固体废物 (SW17 900-099-S17)	首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买 3km 处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置	
3	生活垃圾	1.35t	生活垃圾 (SW64 900-099-S64)	送英买 7 固废场生活垃圾填埋池填埋处置	

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884—2018)等要求对废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-4。

表 3.4-4 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	集中脱硫站加热炉烟气	颗粒物	15	使用净化后的天然气作为燃料	8	683	15	0.0102	4800	0.049
		二氧化硫	3.52				3.52	0.0024		0.012
		氮氧化物	139.51				139.51	0.0952		0.457
		非甲烷总烃	14.77				14.77	0.0101		0.048
		烟气黑度	<1 级				<1 级	—		—

续表 3.4-4 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
2	单座井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.00306×4	8760	0.027×4
		硫化氢	--		--	--	--	0.000256×4	8760	0.002×4
3	集中脱硫站无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭储存及输送	--	--	--	0.0533	8760	0.467
		硫化氢	--		--	--	--	0.008576	8760	0.075
		甲醇	--		--	--	--	0.0008	8760	0.007
		臭气浓度	--		--	--	51(无量纲)	--	8760	--

注：本项目新建4座采油井场，无组织废气污染源强和治理措施一致。

源强核算过程：

(1) 有组织废气核算--加热炉

拟建工程集中脱硫站设置1台加热炉（500kW），其燃料气为集中脱硫站净化处理后的天然气。加热炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，经8m高烟囱排放。

① 加热炉燃气量计算公式如下：

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

式中：A 为燃气量，m³；

P 为加热炉功率，MW；

ε 为加热炉热转化效率，加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，燃气取 33.4MJ/m³；

t 为加热炉运行时间，h。

则集中脱硫站加热炉（500kW）每小时燃气量为 60m³。

② 标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(C_m H_n) - \varphi(O_2) \right]$$

$$= 9.66 \text{m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO 、 H_2 、 H_2O 、 C_mH_n 、 O_2 ——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $10.43\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_o^g = 1 + L_0 - [1.5\text{H}_2 + 0.5\text{CO} - (\frac{n}{4} - 1) \times \text{C}_m\text{H}_n + \frac{n}{2} \text{C}_m\text{H}_n + \frac{3}{2} \text{H}_2\text{S}]$$

$$= 9.48\text{m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_o^s = V_o^g \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 11.38\text{m}^3/\text{m}^3$$

标态下集中脱硫站加热炉 (500kW) 的实际干烟气量为 $60 \times 11.38\text{Nm}^3/\text{h} = 683\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

⑤加热炉烟气中各污染物排放浓度核算

根据《污染源源强核算技术指南锅炉》(HJ991-2018)中5.4产污系数法：

$$E_j = R \times \beta_j \times (1 - \frac{\eta}{100}) \times 10^{-3}$$

式中： E_j ——核算时段内第j种污染物排放量，t；

R ——核算时段内燃料耗量，t或万 m^3 ；

β_j ——产污系数，kg/t或kg/万 m^3 ，参见全国污染源普查工业污染源普查数据(以最新版本为准)和HJ953，拟建工程使用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告2021年第24号)中的《工业锅炉(热力供应)行业系数手册》和《工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数手册》，二氧化硫产污系数为0.02S(S为含硫量)，氮氧化物为15.87，挥发性有机物为1.68；

η ——污染物的脱除效率，%。

上述公式计算可得，拟建工程运营期集中脱硫站加热炉烟气中 SO_2 、 NO_x 和非甲烷总烃的排放速率分别为：0.0024kg/h、0.0952kg/h、0.0101kg/h。

拟建工程运营期集中脱硫站加热炉烟气中 SO_2 、 NO_x 和非甲烷总烃的排放浓度分别为：3.52mg/ m^3 、139.51mg/ m^3 、14.77mg/ m^3 。

类比现有同等类型和功率的加热炉，本项目加热炉烟气中颗粒物浓度取15mg/ m^3 ，集中脱硫站加热炉烟气中颗粒物排放速率为0.0102kg/h。

根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)中第4.5条：燃油、燃气锅炉烟囱不低于8米，拟建工程加热炉排气筒高度设置为8m。根据《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)第7.4条：新污染源的排气筒一般不应低于15m。若某新污染源的排气筒必须低于15m时，其排放速率标准值按7.3的外推计算结果再严格50%执行。根据外推法计算非甲烷总烃排放速率如下：

$$Q = Q_c (h/h_c)^2$$

式中：Q—某排气筒的最高允许排放速率；

Q_c —表列排气筒最低高度对应的最高允许排放速率，10kg/h；

h —某排气筒的高度，取8m；

h_c —表列排气筒的最低高度，15m。

根据计算，8m高排气筒非甲烷总烃的最高允许排放速率为1.42kg/h。拟建工程运营期集中脱硫站加热炉烟气中非甲烷总烃排放浓度和排放速率均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求(1.42kg/h)。

拟建工程运营期集中脱硫站加热炉烟气中 SO_2 、 NO_x 和颗粒物排放浓度和排放速率均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。加热炉按照年有效运行时间为4800h，则拟建工程运营期集中脱硫站加热炉烟气中 SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃和颗粒物排放量总计分别为：0.012t/a、0.457t/a、0.048t/a、0.049t/a。

(2) 无组织废气核算

① 非甲烷总烃

I、设备与管线组件泄漏量

拟建工程运营过程中井场、站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 3.4-5 设备与管道组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.002
	其他	0.073

$WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.73。根据设计单位提供的数据，项目井场、站场涉及的密封点数量如表 3.3-6 所示。

表 3.4-6 拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
单座井场挥发性有机物流经的密封点						
1	阀门	15	0.064	0.00288	8760	0.025
2	法兰件	30	0.002	0.00018	8760	0.002
合计				0.00306	/	0.027

续表 3.4-6 拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
集中脱硫站挥发性有机物流经的密封点						
1	阀门	66	0.064	0.01267	8760	0.111
2	法兰件	86	0.002	0.00052	8760	0.005
3	压缩机	20	0.073	0.00438	8760	0.038
4	泵	20	0.074	0.00444	8760	0.039
5	其他	10	0.073	0.00219	8760	0.019
合计				0.0242	/	0.212

经核算，拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.00306kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，单座井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.027t/a；本项目共新建 4 座井场，井场无组织废气非甲烷总烃排放量共计为 0.108t/a。

集中脱硫站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0242kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，集中脱硫站无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.212t/a。

II、原油储罐呼吸废气

根据储罐呼吸计算公式：

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

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

式中： L_B ——储罐的呼吸排放量(kg/a)；

M ——储罐内蒸汽的分子量；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力(Pa)；

D ——罐的直径(m)；

H ——平均蒸汽空间高度(m)；

ΔT ——一天之内的平均温差(°C)；

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

C ——用于小直径罐的调节因子(无量纲)，直径在 0~9m 之间的罐体，

$C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于9m的 $C=1$ ；

K_c ——产品因子(石油原油取0.65，其他液体取1.0)。

L_w ——固定顶罐的工作损失(kg/m^3 投入量)；

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

表 3.4-7 各参数取值一览表

序号	项目	M	P/Pa	D/m	H/m	$\Delta T/^\circ\text{C}$	F_p	C	K_c	K_N
1	原油	150	4000	4	1.5	13	1.25	0.6925	0.65	0.295

通过上述公式计算可知，原油储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为0.0291kg/h，0.255t/a。

III、无组织非甲烷总烃汇总

按年有效工作时间8760h计算，经过核算，拟建工程单座井场和集中脱硫站无组织废气非甲烷总烃排放量见表3.4-8。

表 3.4-8 井场、站场无组织挥发性有机物排放量

井场、站场	污染物排放速率(kg/h)	污染物排放量(t/a)
单座井场	0.00306	0.027
集中脱硫站	0.0533	0.467

②硫化氢

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

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

式中： G_c ——为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K ——为安全系数，一般取1~2，井场取1，站场取2；

C ——压力系数，取0.182；

V ——为设备和管道内部容积， m^3 ，井场核算值为1.6，站场取2.3；

M ——为设备和管道内的有害气体和蒸气，拟建工程取16；

T ——为设备和管道内部气体绝对温度，K，拟建工程取333。

经过核算，井场 G_c 取值为 0.064kg/h，集中脱硫站 G_c 取值为 0.144kg/h，硫化氢在天然气中占比最大约为 0.4%，则单座井场无组织硫化氢排放速率为 $0.064 \times 0.4\% = 0.000256\text{kg/h}$ ，按年有效工作时间 8760h 计算，硫化氢年排放 0.002t；本项目共新建 4 座井场，井场无组织废气硫化氢排放量共计为 0.008t/a。

集中脱硫站设备连接处无组织废气硫化氢排放速率为 $0.144 \times 0.4\% = 0.000576\text{kg/h}$ ，按年有效工作时间 8760h 计算，集中脱硫站设备连接处无组织废气硫化氢年排放量为 0.005t。

集中脱硫站天然气脱硫单元冷却后的酸性气体进入吸收氧化塔中，酸性气体经吸收净化后与鼓风机鼓入的空气(含少量未脱除干净的硫化氢)一并从吸收氧化塔顶部排出，未设置排气筒，为无组织排放，类比相同装置，单座吸收氧化塔尾气中硫化氢排放速率为 0.002kg/h，排放量为 0.0175t/a；本项目集中脱硫站共新建 4 座吸收氧化塔，吸收氧化塔尾气中硫化氢排放量共计为 0.070t/a，排放速率为 0.008kg/h。

综上，集中脱硫站无组织废气硫化氢年排放量为 0.075t，排放速率为 0.008576kg/h。

③甲醇

拟建工程集中脱硫站甲醇缓蚀剂加注撬为 1 个密闭的轻质板房，内部包括 1 个 5m^3 甲醇密闭储罐，甲醇无组织排放主要为储罐大小呼吸废气，根据储罐呼吸计算公式：

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

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

式中：

L_B ——固定顶罐的呼吸排放量(kg/a)；

M ——储罐内蒸汽的分子量，32；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力(Pa)，35000Pa；

D ——罐的直径(m)，1.6m；

H ——平均蒸汽空间高度(m)，0.2m；

ΔT ——一天之内的平均温差($^{\circ}\text{C}$)， 15°C ；

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

C ——用于小直径罐的调节因子(无量纲), 直径在 0~9m 之间的罐体, $C=1-0.0123(D-9)^2$, 计算得 0.33;

K_c ——产品因子(石油原油取 0.65, 其他液体取 1.0)。

L_w ——固定顶罐的工作损失(kg/m^3 投入量);

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

通过上述公式计算可知, 甲醇储罐呼吸废气甲醇排放量为 0.007t/a。

综上, 拟建工程集中脱硫站无组织排放废气中甲醇年排放量为 0.007t/a, 按年有效工作时间 8760h 计算, 排放速率为 0.0008kg/h。

④臭气浓度

本报告引用张欢等在《恶臭污染评价分级方法》中基于韦伯-费希纳公式所建立的臭气强度与臭气浓度的关系, 将国外臭气强度 6 级法与我国《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 结合(详见下表), 该分级法以臭气强度的嗅觉感觉和实验经验为分级依据, 对臭气浓度进行等级划分, 提高了分级的准确程度。

表 3.4-9 与臭气强度相对应的臭气浓度限值

分级	臭气强度(无量纲)	臭气浓度(无量纲)	嗅觉感觉
0	0	10	未闻到有任何气味, 无任何反应
1	1	23	勉强能闻到有气味, 但不宜辨认气味性质(感觉阈值)认为无所谓
2	2	51	能闻到气味, 且能辨认气味的性质(识别阈值), 但感到很正常
3	3	117	很容易闻到气味, 有所不快, 但不反感
4	4	265	有很强的气味, 很反感, 想离开
5	5	600	有极强的气味, 无法忍受, 立即逃跑

项目脱硫工序的吸收氧化塔中除了产生少量硫化氢废气外, 相应的会伴有异味, 需要作为恶臭进行管理和控制。该过程的臭气强度一般在 1~2 级, 本次评价按 2 级考虑, 折合臭气浓度为 51(无量纲), 以无组织形式排放。该类异味覆盖范围仅限于脱硫工序生产设备区域边界, 对外环境影响较小, 满足《恶臭

污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值二级新扩改建标准限值要求。

3.4.3.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目预测开发指标，项目采出水最大为 $20805\text{m}^3/\text{a}$ ，折合 $57\text{m}^3/\text{d}$ 。采出水中主要污染物为SS、石油类等。采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

(2) 井下作业废水

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

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

表 3.4-10 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	非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，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建工程共部署1座采油井场，则每年单座井场井下作业废水产生量为 99.46m^3 ，本项目4座井场井下作业废水产生量为 $397.84\text{m}^3/\text{a}$ ，折合 $1.09\text{m}^3/\text{d}$ 。井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐

车拉运至英潜联合站污水处理装置处理。

(3) 生活污水

拟建工程集中脱硫站新增工作人员 18 人，采用三班倒工作制度，生活用水量按 100L/d·人计，生活用水量总计约 1.8m³/d。生活污水产生量按用水量的 80% 计算，则产生量为 1.44m³/d(525.6m³/a)，生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施，处理达标后用于周边荒漠灌溉。

废水污染源及其治理措施表 3.4-11。

表 3.4-11 拟建工程废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /a)	排放量 (m ³ /a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	20805	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，处理达标后回注地层
	W ₂	井下作业废水	397.84	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站处理，处理达标后回注地层
	W ₃	生活污水	525.6	0	SS、COD、氨氮、BOD ₅	间歇	生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施进行处理

3.4.3.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程产噪设备主要为井场采油树、变压吸附注氮装置、注氮压缩机，集中脱硫站计量分离器、生产分离器、加热炉、药剂加注撬、真空过滤机、压缩机、鼓风机、泵类等设备噪声，噪声值为 80~90dB(A)。拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响。本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 井场、站场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油井场	采油树	1	80	基础减振	15
2	注气井场	变压吸附注氮装置	1	85	基础减振	15
3		注氮压缩机组	1	90	基础减振	15
4	集中脱硫站	计量分离器	1	80	基础减振	15

续表 3.4-12 井场、站场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/ (台/套)	源强 (dB (A))	降噪措施	降噪效果 (dB (A))
5	集中脱硫站	生产分离器	1	80	基础减振	15
6		加热炉	1	80	基础减振	15
7		药剂加注撬	3	85	基础减振	15
8		真空过滤机	2	85	基础减振	15
9		压缩机	2	90	基础减振	15
10		鼓风机	4	90	基础减振	15
11		泵类	5	90	基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、废活性炭、废分子筛和生活垃圾。

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢产生的落地油。类比同类型采油井场，单座采油井场落地油产生量为 0.2t/a，本项目 4 座采油井场落地油产生量为 0.8t/a；集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，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，作业频次为 1 次/2 年，则单座井场产生废防渗材料约 0.25t/a，本项目 4 座采油井场废防渗材料产生量为 1.0t/a。作业施工结束后，集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置。

(3) 废润滑油及废油桶

本项目井场各泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型采油井场、站场，本项目废润滑油产生量约为 0.5t/a，废油桶产生量约为 0.02t/a。废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利

用，废油桶集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置。

(4) 废活性炭

本项目集中脱硫站三级过滤器会产生废活性炭，根据设计资料，废活性炭产生量约为0.5t/a，集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置。

(5) 废分子筛

空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，根据设计资料，空氮站分子筛更换频次为3年，每次产生废分子筛约0.9t，折合0.3t/a，废分子筛收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置。

(6) 生活垃圾

拟建工程集中脱硫站新增值班人员18人，采用三班倒工作制度，年工作时间为365天，值班人员生活垃圾产生量按0.5kg/人·d计算，则生活垃圾总产生量为3.285t/a，生活垃圾集中收集后定期拉运至英买7固废场处置。

表 3.4-13 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	0.8t/a	危险废物 (HW08 071-001-08)	集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	1.0t/a	危险废物 (HW08 900-249-08)		
3	废油桶	0.02t/a	危险废物 (HW08 900-249-08)		
4	废活性炭	0.5t/a	危险废物 (HW49 900-039-49)		
5	废润滑油	0.5t/a	危险废物 (HW08 900-217-08)	收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用	
6	废分子筛	0.3t/a	一般固废 (SW59 900-009-S59)	收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置	
7	生活垃圾	3.285t/a	生活垃圾	集中收集后送英买7固废场处置	

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，主要为对井场地表进行砾石压盖；对临时占地区域进行平整、恢复；严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限

度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；加强野生动物保护，严禁惊扰、猎杀野生动物；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线及周边生态恢复情况，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

3.4.4.2 退役期废水污染防治措施

退役期严格按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《油气田开发生产井报废管理规范》（Q/SY01036-2022）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。管道、设备清洗废水输送至英潜联合站处理，达标后回注地层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

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

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

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井开采后期，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。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，将施工作业带宽度控制在8m以内，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) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

3.4.5 非正常排放

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。

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池点燃放空。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中第9.2.3 火炬排放污染物量公式（21）计算。拟建工程非正常排放情况见表3.4-11。

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

式中： S_i —采出液中的硫含量， kg/m^3 ，（ H_2S 取最大 $4600\text{mg}/\text{m}^3$ ）；

Q_i —放喷池流量， m^3/h ，（取 $125\text{m}^3/\text{h}$ ）；

t_i —放喷池*i*的年运行时间， h/a ，（取 0.5h ）；

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

n —火炬个数，1 个。

表 3.4-14 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)	年发生频 次/次	单次持续 时间/h	排放量/kg
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.25	1	0.5	0.125
		SO_2	1.082			0.541
		NO_x	6.75			3.375

3.4.6 清洁生产分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

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

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

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。井站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，

从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

拟建工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用QHSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守QHSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制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）》，分别对井下作业、采油作业等2个油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-15及表3.4-16。

表 3.4-15 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

续表 3.4-15 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					拟建工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	措施	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5	
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	采取防溢设备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	原油回收	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	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15	
		开展清洁生产审核		20	已开展	20	
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20	
定量指标						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	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	稀油: ≤65 稠油: ≤160	55(稀油)	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

续表 3.4-15 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

由表计算得出：拟建工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的情况见表 3.4-16。

表 3.4-16 拟建工程实施后“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气						废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	甲醇		
现有区块排放量	1.039	1.152	39.804	6.267	0.002	0	0	0
在建工程排放量	0	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程新增排放量	0.049	0.012	0.457	0.623	0.083	0.007	0	0

续表 3.4-16 拟建工程实施后“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气						废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	甲醇		
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	1.088	1.164	40.261	6.890	0.085	0.007	0	0
拟建工程实施后增减量	+0.049	+0.012	+0.457	+0.623	+0.083	+0.007	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOC_s、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.2 拟建工程污染物排放总量

(1) 废水

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。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。

(2) 废气

① 有组织排放

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发[2014]197号）及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（新环发[2016]126号）要求，废气污染物排放总量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告2021年第24号）中4430锅炉产排污量核算系数手册及工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.4-17 排放源统计调查产污核算方法和系数手册中排放系数

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87(低氮燃烧-国内一般) ^②	—
锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数	
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68	

注：低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 $100\text{mg}/\text{m}^3$ (@3.5% O_2) ~ $200\text{mg}/\text{m}^3$ (@3.5% O_2)。

拟建项目新建集中脱硫站加热炉天然气耗量为 28.8 万 m^3/a ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

NO_x 排放量： $28.8 \times 15.87 / 1000 = 0.457\text{t}/\text{a}$

非甲烷总烃排放量： $28.8 \times 1.68 / 1000 = 0.048\text{t}/\text{a}$

②无组织排放

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期井场、站场无组织 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 0.575t/a。

综上所述，拟建项目总量控制指标为： NO_x 0.457t/a，VOCs0.623t/a(其中，有组织 0.048t/a，无组织 0.575t/a)。按照总量替代原则氮氧化物指标由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司减排量中平衡解决。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令 2023年第7号)，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点

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

拟建工程位于温宿县境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，位于主体功能区中的限制开发区域（农产品主产区）-国家级农产品主产区天山南坡主产区，其发展方向和开发原则包括：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。拟建工程主要建设井场和集输管线，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；项目位于英买油气田内，不属于水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区。综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

3.5.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，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》等。

本项目与相关规划的符合性分析结果参见表3.5-1。

表 3.5-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区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	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	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雄英油田开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出自行监测计划及信息公开制度	符合
	加强重点行业VOC _s 治理。实施VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOC _s 排放量	本项目井场、站场无组织废气排放涉及VOC _s 排放，油气采取密闭集输工艺，减少VOC _s 排放量	符合
	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	本项目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 3.5-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC _s 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC _s 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC _s 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC _s 治理，加快更换装载方式	本项目井场、站场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC _s 排放量	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划	本项目不涉及土壤污染，不涉及历史遗留油泥坑，施工期、运营期和退役期产生的固体废物均得到妥善处置，不会对周边土壤造成污染	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、地下水协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施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

续表 3.5-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021年-2035年）》	<p>严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。</p> <p>严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。</p> <p>严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。</p> <p>严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局</p>	本项目占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，项目距离生态保护红线最近距离24km。	符合

表 3.5-2 塔里木油田“十四五”发展规划环评及审查意见符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	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，可保证雄英1井区精益生产	符合

续表 3.5-2 塔里木油田“十四五”发展规划环评及审查意见符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	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>拟建工程有组织废气为加热炉烟气, 采用净化后的天然气作为原料; 无组织废气主要为井场、站场无组织废气, 采取密闭存储及密闭输送的措施; 运营期废水主要是采出水、井下作业废水和生活污水, 采出水随采出液一并输至集中脱硫站, 气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理, 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理, 生活污水排入生活污水池暂存, 定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施; 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; 运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶、废活性炭均属于危险废物, 废润滑油收集后暂存于危废间, 定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用, 落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置。废分子筛收集后送至英买 3km 处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置; 生活垃圾集中收集后定期拉运至英买 7 固废场处置。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

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

本项目与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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)	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按要求编制了“十四五”规划,目前《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得自治区生态环境厅审查意见(新环审(2022)214号)	符合
	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。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	本项目属于雄英1井区改扩建项目,不属于单井环评	符合
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	本项目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	本项目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,避免对区域生态造成影响	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910号)	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	英买采油气管理区制定有《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》(温宿县备案编号652922-2023-046-L),后续应根据本工程生产过程中存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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	本项目开发方案设计考虑了雄英1井区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和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)	产生 VOC _s 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行。	本项目采取密闭集输工艺	符合
《挥发性有机物(VOC _s)污染防治技术政策》(原环境保护部公告2013年第31号)	液态 VOC _s 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOC _s 物料时,应采用密闭容器、罐车	项目采用密闭管道输送,加强设备管理	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	本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水,采出水随采出液一并输至集中脱硫站,气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理,井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理,生活污水排入生活污水池暂存,定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施;废润滑油收集后暂存于危废间,定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用,落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置;无石油类污染物排放	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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。	本项目建设布局合理，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；废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；废分子筛收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目采用密闭集输方式，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏	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）	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取保护措施，保护零散自然湿地。	本项目不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管道采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理，生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施	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	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
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24号）	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	拟建工程采用密闭储存及密闭集输工艺	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《自治区党委自治区人民政府印发关于深入打好污染防治攻坚战实施方案》	严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目不涉及涉重金属行业污染防治，提出相应土壤污染防治措施	符合
	强化地下水污染协同防治。持续开展地下水环境状况调查评估，实施水土环境风险协同防控，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的地上、地下协同防治与环境风险管控。	运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理，生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施；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
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源部2021年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。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	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

表 3.5-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局 1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有雄英1井区改扩建项目	符合

续表 3.5-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性	
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家 and 自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	符合
	污染防治与环境影响	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
		2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取密闭存储及密闭集输工艺，井场、站场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，井场、站场边界H ₂ S排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新扩改建项目二级标准；加热炉燃用净化后的天然气，加热炉烟气中SO ₂ 、NO _x 和颗粒物排放浓度和排放速率均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；集中脱硫站采取高效的硫磺回收工艺减少硫化氢排放	符合
		3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施	符合

续表 3.5-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理	符合
	5. 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层	—
	6. 钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目产生的固体废物均得到妥善处置，其中废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置，并制定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账。废分子筛收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾集中收集后定期拉运至英买7固废场处置。	符合
7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合	

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》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响

评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

2024年11月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；2024年10月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。本项目与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表2.7-5至表2.7-14，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图5，本项目与环境管控单元位置关系见附图3。

表3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

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

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束 A1.1 禁止开发建设的活动	<p>【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。</p>	<p>拟建工程不涉及自然湿地</p>	—
		<p>【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。</p>	<p>拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目</p>	符合
		<p>【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。</p>	<p>拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业</p>	符合
		<p>【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。</p>	<p>拟建工程不属于新建危险化学品生产项目</p>	符合

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

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

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.2 限制开发建设的活动	<p>【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。</p>	拟建工程不涉及占用基本农田 符合
		<p>【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。</p>	拟建工程不涉及相关内容 —	
		<p>【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。</p>	拟建工程不涉及占用湿地 符合	
		<p>【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。</p>	拟建工程不涉及相关内容 —	
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	<p>【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。</p>	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目 符合	
		<p>【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。</p>	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目 符合	

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	<p>【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风机5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。</p>	<p>拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能</p> <p>符合</p>
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	<p>【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p> <p>--</p>
	A1.4 其他布局要求	<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和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。</p>	<p>拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”规划及规划环评</p> <p>符合</p>
	A1.4 其他布局要求	<p>【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。</p>	<p>拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目</p> <p>符合</p>
	<p>【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求</p>	<p>拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目</p> <p>符合</p>	

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

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

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区 总体管控要求	A2.2 污染物排放要求		
	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	—
	【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
	【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	—
【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合	

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2.2 污染物排放管控要求	运营期废水均得到妥善处置，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”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合	
		【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。		
		【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目不涉及涉重金属行业污染防治，提出相应土壤污染防治措施	符合
		【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	—
A3 人居环境风险防控要求		【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-2】对跨境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区 A3 环境风险 总体管控要求	A3.1 人居环境要求	【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
		【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
A3 环境 风险 防控	【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	【A3.2-6】强化兵地联防联控联控，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	—
新疆 维吾尔 自治 区 总 体 管 控 要 求	【A4.1-1】自治区用水总量2025年、2030年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到2025年，城市生活污水再生利用率力争达到60%。	拟建工程不涉及相关内容。	—
	【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到99.3%、99.7%。		
	【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
A4 · 2 土 地 资 源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4.3 能源利用 资源利用效率	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到2025年，自治区万元国内生产总值能耗比2020年下降14.5%。 【A4.3-3】到2025年，非化石能源占一次能源消费比重达18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	拟建工程不涉及相关内容。	--
		【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
	A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4.5 资源综合利用 资源利用效率	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	本项目产生的固体废物均得到妥善处置	符合
		【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程不涉及相关内容。	--

续表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	资源利用效率	A4.5 资源综合利用 【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价值组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容。	—

表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

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

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求 空间布局约束	1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目产生的危险废物集中收集后委托有资质单位接收处置	-
	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高风险的工业项目	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不属于化工项目、“两高”项目，本项目不涉及生态保护红线。本项目占地范围内不涉及基本农田	符合
	1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目占地范围内不涉及基本农田	符合

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为24km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-
		1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	-
		1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
		1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目	符合
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合
		1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
		1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
		1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	空间 布 局 约 束	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政主管部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	-
	污 染 物 排 放 管 控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合生态环境分区管控、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本项目不涉及	-
		2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	本项目不涉及	-
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施	符合
		2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及	-

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不涉及	-
	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	-
	2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本项目不涉及	-
	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业聚集区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目制定完善的地下水监测计划，切实保障地下水生态环境安全	符合	

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性

分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及	-
	2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及	-
	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本项目不涉及	-
	2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本项目不涉及	-
	2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本项目不涉及	-
	2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	本项目不涉及	-

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性
分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总体管控要求	2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	本项目不涉及	-
	2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合
	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	—
3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	—	
3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目不涉及相关内容	—	

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性

分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
	3.6 在高敏感性县、市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
	3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔里木油田分公司现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 3.5-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023年）》符合性

分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035年）》。	符合
		4.4 到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能源消费比重增长至18%以上。	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及

表 3.5-7 拟建工程与“温宿县一般管控单元”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 230001 温宿县 一般管 控单元	空间 布局 约束	1. 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	符合
		2. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	不符合
		3. 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	符合
		4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	不符合

续表 3.5-7 拟建工程与“温宿县一般管控单元”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 230001 温宿县 一般管 控单元	空间 布局 约束	5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建工程不涉及	-
		6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目产生的危险废物集中收集后委托有资质单位接收处置	-
	污染物 排放 管控	1. 强化畜禽粪污资源化利用, 改善养殖场通风环境, 提高畜禽粪污综合利用率, 减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及	--
		2. 严格控制林地、草地、园地农药使用量, 禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及	--
		3. 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效, 全面推广测土配方施肥, 引导推动有机肥、绿肥替代化肥, 集成推广化肥减量增效技术模式, 加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动, 健全农田废旧地膜回收利用体系, 提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用, 不断完善秸秆收储运用体系, 形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及	--
		4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域, 逐步开展地下水环境状况调查评估, 加强风险管控	拟建工程制定完善的地下水监测计划; 切实保障地下水生态环境安全	符合
		5. 严控土壤重金属污染, 加强油(气)田开发土壤污染防治, 以历史遗留工业企业污染场地为重点, 开展土壤污染风险管控与修复工程	塔里木油田各区已开展历史遗留油污泥清理工作, 已完成受污染土壤清理工作	符合
		6. 因地制宜推进农村厕所革命, 分类分区推进农村生活污水治理, 全面提升农村生活垃圾治理水平, 建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合, 整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及	--
	环境 风险 防控	1. 加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管, 发现土壤污染问题的, 要坚决查处, 并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	塔里木油田各区已开展历史遗留油污泥清理工作, 已完成受污染土壤清理工作	符合
		2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库, 要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库, 完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	拟建工程不涉及	--
		3. 依法推行农用地分类管理制度, 强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案, 鼓励采取种植结构调整等措施, 确保受污染耕地全部实现安全利用	拟建工程不涉及	--

续表 3.5-7 拟建工程与“温宿县一般管控单元”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 230001 温宿县 一般管 控单元	1. 全面推进秸秆综合利用,鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用,推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及	—
	2. 减少化肥农药使用量,增加有机肥使用量,实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及	—
	3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术,完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉,推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络,提高农业用水效率,降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—

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

3.6 选址合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于雄英油田内,位于城市建成区以外,除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外,不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区;从现状调查结果看,项目永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地,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。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施,以减小因工程建设带来的不利影响,从而减少水土流失。

拟建工程周边无城市规划区、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,距离最近的村庄为西北侧29.5km处的五团青年连,总体布局合理。本次评价要求油田开发严格按照开发方案划定区域进行,认真落实环评提出的环境保护措施,项目与其他建构筑物距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求,根据现场调查,井口距高压线及其他永久性设施大于75m,距村庄最近为29.5km,周边

无铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所大于500m。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①拟建工程管道周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感点，同时管道敷设区域不涉及地质灾害易发区和潜发区，施工结束后，对管道沿线上方植被进行自然恢复，管线等临时占地依法办理用地审批手续。

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，减少管线的长度。管道两侧评价范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标。从环境保护角度看，管道选线可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

温宿县位于新疆维吾尔自治区西部天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘。东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤。全县总面积 14569.3km²。

本项目位于新疆阿克苏地区温宿县境内，区域以油气开采为主，井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域，距离最近的村庄为西北侧 29.5km 处的五团青年连。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

温宿县位于南天山山地与塔里木盆地西北缘的交汇处，北部为山区，占全县面积的 56.17%。北部山区地形崎岖，峰峦峻拔，冰川伸入峡谷，冰融汇流成河，是温宿县各条河流之源，林木和高山、亚高山、草地分布其间，是传统的畜牧业生产基地。中部为低山丘陵区，南部为姑母别孜冲洪积平原，冲洪积平原可分为山前洪积砾质平原、细土平原和南部的冲积平原。地势北高南低，中部东西走向的中低山丘陵，海拔 1700m 以上。南部的山前洪积平原区，占全县总面积的 43.83%，洪积倾斜砾质平原之上，冲洪沟发育，切割深度一般为 0.2m~0.5m。山前倾斜平原海拔 1200m~1400m，地面坡度 7‰，倾向南东。地貌按成因类型分为构造剥蚀地貌、剥蚀堆积地貌。

拟建工程位于温宿县塔克拉玛干沙漠区，地形简单，地貌单一。

4.1.3 工程地质

拟建工程所在场地地层主要由第四系全新统冲洪积（Q₄^{al+pl}）粉砂及粗砂组成，现将场地各岩土层特征从上至下分述如下：

①层粉砂（Q₄^{al+pl}）：黄褐色，稍密，稍湿，主要矿物成分石英、长石、云母等矿物颗粒为主，土质均匀，级配不良，局部夹粉质黏土薄层，表层 15cm

为碎石。

该层在场地内连续分布，层厚 2.40~2.80m，层底埋深 2.40~2.80m，层底高程 1068.16~1068.62m，土石工程等级为 I 级，一类土。

②层粗砂 (Q_4^{al+pl})：黄褐色~青灰色，中密-密实，稍湿-饱和，成分以石英、长石、云母等矿物颗粒为主，土质均匀，级配不良。

该层在场地内连续分布，未揭穿，最大揭露厚度 17.20m，土石工程等级为 II 级，二类土。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 水文

项目区域河流为台兰河。台兰河发源于西南天山托木尔峰南麓，上游由大台兰河、小台兰河在距山口前 8km 处汇合后称台兰河，出山口后，由西向东汇入支流塔克拉克河，最终汇入山前洪积扇地带，流向自北向南，为一典型内陆河，该河为独立水系。台兰河流域河源冰川较丰富，为主要产水区，全年径流补给以冰川融水和地下补给为主，汛期则伴有季节性积雪消融和降雨补给。河流出山口以下，进入径流散失区。由于该区域河床由卵石砾石及细砂组成，结构疏松，透水性强，且干旱少雨，水量损失较少，除地下水山前侧向补给及降水形成径流外，绝大部分区域不产流。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，西距台兰河最近约 49km。

4.1.4.2 水文地质

台兰河冲洪积平原由台兰河等山前短小河流冲洪积形成。山前巨厚的第四纪松散堆积物为地下水贮存、运移提供了空间。可分为：

(1) 单一结构潜水区

含水层由晚更新世洪积砂卵石组成，厚度 400m 左右。洪积平原上部为厚层砾石卵石，颗粒粗大，直径一般为 10cm~18cm，50m 深度以下粒径变小；平原中部粒径减少至 5cm~15cm，磨圆及分选性差，埋深 60m 以下有粉土及粉质粘土。在山口至佳木镇一线含水层岩性为单一粗大的砂卵石。

(2) 多层结构潜水—承压水区

承压水区地层出现不连续的隔水层，潜水过渡为承压水，从而形成多层结

构的含水层。

工程所在区域地下水分为两大类，一类是山坡上风化裂隙水，一类是沟谷孔隙水，受大气降水和雪山融雪补给，水位波动较大。在山区地下水径流速度较快，在山谷、河流阶地等地势平坦地区径流速度变缓。

4.1.5 气候气象

温宿县地处天山中段的托木尔峰南麓，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长。温宿县的主要气象要素数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 温宿县主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.2℃	6	年平均蒸发量	1853.9mm
2	年极端最高气温	40.9℃	7	年最大冻土深度	0.93m
3	年极端最低气温	-27.4℃	8	年平均相对湿度	58%
4	年平均降水量	65.4mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	891.3hPa	10	年均日照	2247.3h

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2025 年 10 月 20 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为井场、站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 范围。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

①基础资料收集

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

科研论文。

② 土地利用现状调查

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

③ 植被及植物资源调查

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

④ 野生动物资源调查

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

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，生态功能区划图见附图 4。

表 4.2-1 区域生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
IV塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV ₁ 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	56.阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给	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	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	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 4.2-1 可知，项目位于“阿克苏河冲积平原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”，适宜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。

本工程属于油气开采项目，主要工程内容是井场、站场建设和油气管道敷设，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土地沙漠化、土壤盐渍化造成影响。本工程的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本工程废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向不冲突。

4.2.3 生态系统调查与评价

(1) 生态系统类型

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

(2) 生态系统特征

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

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

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，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。

拟建工程生态评价区土地利用类型为盐碱地。生态现状调查范围土地利用类型见表4.6-1，生态现状调查范围土地利用现状见附图7。

表4.2-2 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型	面积 (km ²)	比例/%
盐碱地	15.90	100

由上表可知，评价区土地利用类型为盐碱地，面积为15.90km²，占评价区总面积的100%，结合现场调查情况，评价区范围内的盐碱地，植被覆盖度较低。

4.2.5 植被现状调查与评价

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、新疆荒漠亚区、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，盖度为10%~15%。区域主要的野生植物具体名录见表4.2-3。植被类型见附图8。

表4.2-3 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>	无
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>	无
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>	无
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>	无
	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	无
豆科	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	无
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	无
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>	无
菊科	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	无

续表 4.2-3 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	无
夹竹桃科	罗布麻	<i>Apocynum venetum</i>	地方 I 级

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号），区域内涉及重点保护野生植物-罗布麻，项目占地范围及周边主要植被为多枝柽柳、盐穗木等。项目周边植被概貌见图 4.2-1。

表 4.2-4 重要野生植物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危等级	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	罗布麻	地方 I 级	无危	是	否	主要分布在河流两岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

图 4.2-1 本工程周边植被概貌图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

工程区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为却勒塔格山前冲洪积平原和塔里木河冲积平原，呈平原微丘地貌，气候极端干燥，地处荒漠，生境简单。

工程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 4.2-5。

表 4.2-5 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	3 种		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
鸟类	15 种		
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galerida 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	
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

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物 1 种，为塔里木兔。

表 4.2-6 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称 (中文名/ 拉丁名)	保护 级别	濒危 级别	特有种 (是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情 况(是/否)
1	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二 级	近危 NT	是	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	附近偶尔可见

由于项目区地处干旱荒漠区, 动物生境较差, 偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研, 项目所在区域环境敏感区主要包括生态保护红线区、重点公益林、水土流失重点治理区等。

4.2.7.1 生态保护红线

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

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主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。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。

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 24km, 管线未穿越红线, 不在生态保护红线范围内。拟建工程与生态保护红线区位置关系示意图见附图 5。

4.2.7.2 重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱, 对国土生态安

全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

拟建工程所在区域公益林主要是塔里木河流域荒漠灌丛，林地类型为荒漠灌木林，主要植被为柽柳，主要作用为防风固沙。拟建工程南距国家二级公益林 3.5km。

4.2.7.4 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（4361.6km²）、塔里木河中上游重点预防区（15254.3km²）；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区（30052km²）、天山北坡诸小河流域重点治理区（90496km²）、塔里木河流域重点治理区（129213km²）、伊犁河流域重点治理区（34202km²）。其中塔里木河流域重点治理区范围包括阿克苏地区温宿县，本项目位于阿克苏地区温宿县境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失的成因

①自然因素

I 土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。根据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于 20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。

II 植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，

荒漠光板地在20cm高度的粗糙度为0.0914cm，柽柳灌丛为9.6819cm，生长较好的胡杨林为22.407cm，比光板地高234.2倍。在高2m高处荒漠光斑地上8天平均风速为2.84m/s，在柽柳灌丛林地为1.24m/s，降低56.7%；在胡杨疏林地为1.63m/s，降低了42.9%；在胡杨密林地0.09m/s，降低了86.8%，几乎成为静风区。

III大风和频繁的起风沙

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

②人为因素

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

(3) 水土流失的发展趋势

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

(4) 水土保持基础功能类型

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水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(5) 水土流失预防措施

项目所在区域水土流失预防措施为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发

展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

（6）水土流失治理措施

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

（7）水土流失治理范围与对象

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河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

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。

拟建项目类型属于油气开采项目，以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；设置限行彩条旗，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；管道施工结束后回覆，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；管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，拟建项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施；为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区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；对区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.8 主要生态问题调查

4.2.8.1 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2018年自治区级水土流失动态监测报告》，温宿县沙化土地总面积为294747.47hm²，占温宿县国土总面积的19%。其中：流动沙地64.07hm²，占0.02%；半固定沙地50058hm²，占17.00%；固定沙地1997.74hm²，占0.68%；戈壁236403.19hm²，占80.21%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度水力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为2600t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为2200t/km²·a。

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

4.2.8.2 土地沙化现状调查

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆具有明显沙化趋势的土地面积为437.96万公顷，占监测区总面积的2.79%，其中喀什地区、阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州具有明显沙化趋势的土地分布面积较大，其中阿克苏地区有明显沙化趋势的土地的面积为83.75万公顷，占具有明显沙化趋势土地面积的19.12%。经调查，拟建工程井场及站场建设涉及沙化土地，位于半固定沙地。

4.2.8.3 区域荒漠化土地现状调查

根据《新疆第六次荒漠化监测报告》，新疆荒漠化土地面积为10686.62万公顷，占监测区总面积的75.78%。荒漠化土地按类型划分：风蚀8133.15万公顷，占荒漠化土地面积的76.11%；水蚀1149.75万公顷，占10.76%；盐渍化897.05万公顷，占8.39%；冻融506.67万公顷，占4.74%。与第五次荒漠化监测（2014年）结果相比，荒漠化土地面积净减少19.56万公顷，平均每年减少3.91万公顷。荒漠化土地面积占比较大的有巴音郭楞蒙古自治州、和

田地区、哈密市、阿克苏地区、阿勒泰地区五个地区（州、市），其中阿克苏地区为 988.46 万公顷。阿克苏地区荒漠化土地面积减幅较大的县市有阿克苏市、温宿县、库车市、乌什县、阿瓦提县和柯坪县，其中温宿县减少 10.26 万公顷。经调查，拟建工程位于半固定沙地。

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

4.2.8.4 其他生态问题调查

（1）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

（2）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 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 个具有饮用水开发价值的承压水监测点。工程所在区域有承压水，区域矿化度在 1g/L-4g/L，不具备饮用价值，故不再设置承压水监

测点。拟建工程所在区域地下水流向为西北向东南，本次评价引用5个潜水监测点地下水监测数据，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。

4.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-1，监测点具体位置见附图12。

表4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		井深(m)	水位埋深(m)	备注
					检测分析因子	监测因子			
1#	1#雄英201井西北1km处		潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计8项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类共30项	19.3	7.5	引用
2#	2#雄英201井东南						12.5	1.1	引用
3#	3#采油管线K2+600处东350m处						20.5	17.5	引用
4#	4#雄英201井东14km处						15.5	1.0	引用
5#	5#采油管线K3+890处东南14.4km处						17.3	1.5	引用

4.3.1.2 监测时间及频率

本次评价期间雄英201井西北1km处、雄英201井东南监测点监测时间为2025年5月26日，其他监测点监测时间为2023年10月19日，监测1天，采样1次。

4.3.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行，并给出各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4.3-2。

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

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色	《水质 色度的测定 稀释倍数法》(HJ 1182-2021)	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第4部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023) 6.1 嗅气和尝味法	—
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	—
4	pH	《水质 pH值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	—
5	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
6	溶解性总固体		—
7	硫酸盐	《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)	0.018 mg/L
8	氯化物		0.007 mg/L
9	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
10	锰		0.01 mg/L
11	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)	0.05 mg/L
12	锌		0.05 mg/L
13	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
14	挥发性酚类	《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
15	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) 4.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
16	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
17	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
18	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) 5.2 滤膜法	—
19	菌落总数	《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	—
20	亚硝酸盐	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
21	硝酸盐	《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
22	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第5部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
23	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
24	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

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

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	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	5×10^{-4} mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 第6部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023)	0.004 mg/L
29	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	2.5×10^{-3} mg/L
30	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
31	K ⁺	《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
32	Na ⁺		0.02 mg/L
33	Ca ²⁺		0.03 mg/L
34	Mg ²⁺		0.02 mg/L
35	CO ₃ ²⁻	《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
36	HCO ₃ ⁻		1 mg/L
37	Cl ⁻	《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)	0.018 mg/L
38	SO ₄ ²⁻		0.007 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

4.3.2.1 评价方法

(1) 采用单因子标准指数法,其计算公式为:

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

式中: P_i ——第 i 个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值,mg/L;

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值,mg/L。

(2) 对于 pH 值,评价公式为:

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

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

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。

4.3.2.2 评价标准

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

4.3.2.3 水质监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
色	≤15	监测值（铂钴色度单位）	未检出	未检出	5	5	5
		标准指数	—	—	0.333	0.333	0.333
嗅和味	无	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
肉眼可见物	无	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH	6.5~8.5	监测值	7.7	7.5	7.5	7.7	7.8
		标准指数	0.467	0.333	0.333	0.467	0.533
总硬度	≤450	监测值（mg/L）	574	43	88	189	110
		标准指数	1.276	0.096	0.196	0.420	0.244
溶解性总固体	≤1000	监测值（mg/L）	3410	738	1680	1850	1730
		标准指数	3.410	0.738	1.680	1.850	1.730
硫酸盐	≤250	监测值（mg/L）	363	96.3	198	164	197
		标准指数	1.452	0.385	0.792	0.656	0.788
氯化物	≤250	监测值（mg/L）	1600	240	704	882	731
		标准指数	6.4	0.96	2.816	3.528	2.924

续表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
铁	≤0.3	监测值 (mg/L)	0.04	0.10	未检出	未检出	0.24
		标准指数	0.133	0.333	--	--	0.800
锰	≤0.10	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	0.01	0.01
		标准指数	--	--	--	0.100	0.100
铜	≤1.00	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
锌	≤1.00	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铝	≤0.20	监测值 (mg/L)	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 (mg/L)	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 (mg/L)	0.50	0.52	0.62	0.50	0.72
		标准指数	0.167	0.173	0.207	0.167	0.240
氨氮	≤0.50	监测值 (mg/L)	0.076	0.062	0.476	0.132	0.352
		标准指数	0.152	0.124	0.952	0.264	0.704
硫化物	≤0.02	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
钠	≤200	监测值 (mg/L)	1220	284	654	667	671
		标准指数	6.1	1.42	3.27	3.335	3.355
总大肠菌群	≤3.0	监测值 (CFU/100mL)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
菌落总数	≤100	监测值 (CFU/mL)	60	61	44	32	34
		标准指数	0.60	0.61	0.44	0.32	0.34
亚硝酸盐	≤1.00	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

续表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
硝酸盐	≤20.0	监测值 (mg/L)	2.29	3.15	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.115	0.158	--	--	--
氰化物	≤0.05	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值 (mg/L)	0.36	0.31	5.00	3.64	4.97
		标准指数	0.36	0.31	5.00	3.64	4.97
碘化物	≤0.08	监测值 (mg/L)	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 (mg/L)	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 (mg/L)	0.0026	0.0043	0.0036	未检出	0.0038
		标准指数	0.26	0.43	0.36	--	0.38
镉	≤0.005	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铬(六价)	≤0.05	监测值 (mg/L)	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 (mg/L)	未检出	未检出	0.003	0.0028	0.0044
		标准指数	--	--	0.30	0.28	0.44
石油类	≤0.05	监测值 (mg/L)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

由表 4.3-3 分析可知, 监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物存在一定程度超标外, 其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准; 各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。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、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等。

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		1#	2#	3#	4#	5#
监测值 (mg/L)	K ⁺	5.45	2.48	1.56	5.52	1.52
	Na ⁺	1220	284	654	667	671
	Ca ²⁺	136	13.0	23.8	19.8	25.7
	Mg ²⁺	67.4	3.36	8.22	34.0	8.74
	CO ₃ ²⁻	--	--	--	--	--
	HCO ₃ ⁻	306	311	189	180	197
	Cl ⁻	1600	240	704	882	731
	SO ₄ ²⁻	363	96.3	198	164	197
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	81.10	93.05	93.83	88.44	93.56
	Ca ²⁺	10.35	4.86	3.92	2.99	4.11
	Mg ²⁺	8.55	2.09	2.25	8.57	2.33
	CO ₃ ²⁻	--	--	--	--	--
	HCO ₃ ⁻	8.70	36.77	11.45	9.45	11.56
	Cl ⁻	78.18	48.76	73.30	79.60	73.74
	SO ₄ ²⁻	13.12	14.47	15.25	10.95	14.70

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以 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 4.3-5。

表 4.3-5 潜水监测井监测统计分析结果一览表

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
色 (铂钴色度单位)	5	未检出	--	--	60	0
嗅和味	无	无	--	--	--	0
肉眼可见物	无	无	--	--	--	0

续表 4.3-5 潜水监测井监测统计分析结果一览表

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
pH	7.8	7.5	7.6	0.13	100	0
总硬度 (mg/L)	574	43	201	215.23	100	20
溶解性总固体 (mg/L)	3410	738	1882	962.87	100	80
硫酸盐 (mg/L)	363	96.3	203.7	98.19	100	20
氯化物 (mg/L)	1600	240	831	492	100	80
铁 (mg/L)	0.24	未检出	--	--	60	0
锰 (mg/L)	0.01	未检出	--	--	40	0
铜 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
锌 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
铝 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
挥发性酚类 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
耗氧量 (mg/L)	0.72	0.5	0.572	0.096	100	0
氨氮 (mg/L)	0.476	0.062	0.220	0.185	100	0
硫化物 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
钠 (mg/L)	1220	284	699	334	100	100
总大肠菌群 (CFU/100mL)	未检出	未检出	--	--	0	0
菌落总数 (CFU/mL)	61	32	46.2	13.83	100	0
亚硝酸盐 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
硝酸盐 (mg/L)	3.15	未检出	--	--	40	0
氰化物 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
氟化物 (mg/L)	5	0.31	2.86	2.366	100	60
碘化物 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
汞 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
砷 (mg/L)	0.0043	未检出	--	--	80	0
镉 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
铬 (六价) (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0
铅 (mg/L)	0.0044	未检出	--	--	60	0
石油类 (mg/L)	未检出	未检出	--	--	0	0

(4) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 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	XT1 井采油井场	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
			1.0m	>500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

本项目废水不外排，不涉及穿（跨）越地表水水域功能Ⅲ类及以上水体，故不再开展地表水环境现状监测。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源：二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为棕漠土。区域土壤类型见附图 9。

4.5.2 土壤理化性质调查

为了解区域土壤理化特征，在调查评价范围内选取了 1 个点位进行了土壤理化性质调查。土壤理化性质见表 4.5-1。土体结构剖面调查表见 4.5-2。

表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

点号		集中脱硫站原油储罐区	时间	2025.10.16
深度		表层	中层	深层
现场记录	颜色	浅黄色	浅黄色	浅黄色
	结构	疏粒状	疏粒状	疏粒状
	质地	砂壤土	砂壤土	砂壤土
	砂砾含量	8%	12%	6%
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值	7.30	7.43	7.31
	阳离子交换量 cmol^+/kg	1.3	1.5	1.3
	氧化还原电位 mV	389	385	376
	饱和导水率 mm/h	1.96	1.95	1.97
	土壤容重 g/cm^3	1.2	1.1	1.2
	孔隙度%	55	58	55

表 4.5-2 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
集中脱硫站原油储罐区		①砂壤土：0~0.5m，浅黄色，松散~稍密，主要由砂壤土组成
		②砂壤土：0.5~1.5m，浅黄色，稍密，主要由砂壤土组成
		③砂壤土：1.5~3.0m，浅黄色，稍密，主要由砂壤土组成

4.5.3 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。本评价在占地范围内设置3个柱状样和5个表层样，占地范围

外设置6个表层样。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表4.5-2。

表4.5-2 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地 范围 内	1	集中脱硫站原油储罐区	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、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉) 共计49项因子
			中层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
			深层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	2	XY1-2井场	浅层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
			中层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
			深层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	3	XY1-H9井场	浅层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
			中层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
			深层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	4	XY101-1井场	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
5	XY1-H3井场	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)	
6	XY1-2井场	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)	
7	XY1-H9井场	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)	
8	集中脱硫站脱硫装置区	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)	
占地 范围 外	9	XY101-1井场南侧50m	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	10	XY1-H3井场南侧50m	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	11	XY1-2井场南侧50m	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	12	XY1-H9井场南侧50m	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	13	集中脱硫站南侧50m	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)
	14	集输管线南侧50m	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)

(3) 监测时间及频率

监测时间为2025年10月16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4.5-3。

表4.5-3 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	pH值	《土壤pH值的测定 电位法》 (HJ 962-2018)	PHSJ-4F 实验室pH计	——
2		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
3		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
4		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
5		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
6		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
7		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

续表 4.5-3 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	
8	土壤	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	
9		铬			4 mg/kg	
10		锌			1 mg/kg	
11		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
12			氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
13			氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
14			1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
15			1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
16			1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
17			顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
18			反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
19			二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
20			1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
21			1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
22			1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
23			四氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
24			1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
25			1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
26			三氯乙烯			1.2×10^{-3} mg/kg
27			1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
28			氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
29			苯			1.9×10^{-3} mg/kg
30			氯苯			1.2×10^{-3} mg/kg
31			1,2-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
32		1,4-二氯苯	1.5×10^{-3} mg/kg			
33		乙苯	1.2×10^{-3} mg/kg			
34		苯乙烯	1.1×10^{-3} mg/kg			

续表 4.5-3 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/ 最低检出浓度
35	土壤	挥发性有机物	《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
36		甲苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
37		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
38		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)		0.09 mg/kg
39		硝基苯			0.09 mg/kg
40		苯胺			0.06 mg/kg
41		2-氯酚			0.1 mg/kg
42		苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
43		苯并[a]芘			0.2 mg/kg
44		苯并[b]荧蒽			0.1 mg/kg
45		苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
46		蒽			0.1 mg/kg
47		二苯并[a,h]蒽			0.1 mg/kg
48		茚并[1,2,3-cd]芘	0.1 mg/kg		
48	萘	0.09 mg/kg			
49	全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》(LY/T 1251-1999) 3.1 质量法	BSA124S 电子天平	0.1 g/kg	
50	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	
51	石油烃 (C ₆ -C ₉)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定 吹扫捕集/气相色谱法》(HJ 1020-2019)	8860 气相色谱仪	0.04 mg/kg	
52	石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》(HJ 1051-2019)	JLBG-121U 红外分光测油仪	4 mg/kg	

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值；占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设用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4.5-4、表4.5-5。

表4.5-4 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位:mg/kg (pH值除外)

监测因子			集中脱硫站原 油储罐区	监测因子			集中脱硫站原 油储罐区
			监测点 0.5m				监测点 0.5m
pH	—	监测值	7.30	砷	筛选值 60	监测值	4.56
		标准指数	—			标准指数	0.076
镉	筛选值 65	监测值	0.22	铬(六价)	筛选值 5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.0034			标准指数	—
铜	筛选值 18000	监测值	18	铅	筛选值 800	监测值	8.0
		标准指数	0.001			标准指数	0.01
汞	筛选值 38	监测值	0.244	镍	筛选值 900	监测值	22
		标准指数	0.006			标准指数	0.024
四氯化碳	筛选值 2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯甲烷	筛选值 37	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烷	筛选值 9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯 乙烷	筛选值 5	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烯	筛选值 66	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺-1,2-二氯 乙烯	筛选值 596	监测值	未检出	反-1,2- 二氯乙烯	筛选值 54	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 616	监测值	未检出	1,2-二氯 丙烷	筛选值 5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2- 四氯乙烷	筛选值 10	监测值	未检出	1,1,2, 2-四氯乙 烷	筛选值 6.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.5-4 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位:mg/kg (pH 值除外)

监测因子			集中脱硫站原 油储罐区	监测因子			集中脱硫站原 油储罐区
			监测点 0.5m				监测点 0.5m
四氯乙烯	筛选值 53	监测值	未检出	1, 1, 1- 三氯乙烷	筛选值 840	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1, 1, 2-三氯 乙烷	筛选值 2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 2.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1, 2, 3-三氯 丙烷	筛选值 0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 0.43	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值 4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 270	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1, 2-二氯苯	筛选值 560	监测值	未检出	1, 4-二氯 苯	筛选值 20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值 1200	监测值	未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值 640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 76	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯胺	筛选值 260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 2256	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并(a)蒽	筛选值 15	监测值	未检出	苯并(a) 芘	筛选值 1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并(b)荧 蒽	筛选值 15	监测值	未检出	苯并(k) 荧蒽	筛选值 151	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
蒽	筛选值 1293	监测值	未检出	二苯并 (a, h) 蒽	筛选值 1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并(1, 2, 3-c, d)芘	筛选值 15	监测值	未检出	萘	筛选值 70	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.5-4 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位:mg/kg (pH 值除外)

监测因子		集中脱硫站原油储罐区		监测因子			集中脱硫站原油储罐区	
		监测点					监测点	
		0.5m				0.5m		
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 4500	监测值	未检出	全盐量 (g/kg)	--	监测值	4.2	
		标准指数	--			标准指数	中度盐化	
石油烃 (C ₆ -C ₉)	--	监测值	未检出	石油类	--	监测值	未检出	
检测项目		集中脱硫站原油储罐区		XY1-2 井场			XY1-H9 井场	
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	24	未检出	未检出	未检出	
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	
	标准指数	--	--	0.005	--	--	--	
全盐量 (g/kg)	监测值	4.4	4.2	4.5	4.5	4.3	4.2	
	标准指数	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	
石油烃 (C ₆ -C ₉)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
石油类	监测值	未检出	未检出	29	未检出	未检出	4	
pH	监测值	7.43	7.31	8.09	7.95	7.92	7.79	
检测项目		XY1-H9 井场		XY101-1 井场	XY1-H3 井场	XY1-2 井场	XY1-H9 井场	集中脱硫站脱硫装置区
采样深度		1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	26	未检出	21	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	0.006	--	0.005	--	--
全盐量 (g/kg)	监测值	4.2	4.3	4.5	4.3	4.2	4.2	4.4
	标准指数	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化
石油烃 (C ₆ -C ₉)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	监测值	未检出	未检出	32	未检出	25	未检出	未检出
pH	监测值	6.95	6.91	7.08	7.01	7.77	7.92	7.05

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

采样点	采样层位	监测结果	监测因子												
			pH	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	全盐量 (g/kg)	石油烃 (C ₆ -C ₉)	石油类
		筛选值	>7.5	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300	4500	—	—	—
XY101-1 井场南侧50m	0.2m	监测值	7.07	0.16	0.198	5.86	8.0	50	18	18	20	未检出	4.6	未检出	未检出
		标准指数	—	0.533	0.083	0.195	0.067	0.250	0.180	0.180	0.080	—	中度盐化	—	—
XY1-H3 井场南侧50m	0.2m	监测值	7.49	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	4.5	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化	—	—
XY1-2 井场南侧50m	0.2m	监测值	7.48	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	4.4	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化	—	—
XY1-H9 井场南侧50m	0.2m	监测值	7.71	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	4.5	未检出	4
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化	—	—
集中脱 硫站南 侧50m	0.2m	监测值	7.91	0.20	0.243	6.31	5.9	57	21	25	25	未检出	4.5	未检出	5
		标准指数	—	0.333	0.071	0.252	0.035	0.228	0.210	0.132	0.083	—	中度盐化	—	—
集输管 线南侧 50m	0.2m	监测值	7.85	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	4.4	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化	—	—

由表 4.5-4 和 4.5-5 分析可知,占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值,同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化、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,同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化、无酸化碱化。

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

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

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	81	115.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	35	100	达标
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	27	67.5	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	1600	40.0	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	160	132	82.5	达标

由表4.6-1可知,项目所在区域阿克苏地区PM₁₀年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(生态环境部公告2018年第29号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大,是造成空气质量不达标的主要因素。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价在拟建集中脱硫站南侧1.5km设置1个大气环境现状监测点。监测点位基本信息见表4.6-2,具体监测点位置见附图12。

表 4.6-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	
			1小时平均	24小时平均
1	拟建集中脱硫站南侧1.5km		非甲烷总烃、硫化氢、甲醇	甲醇

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为2025年10月15日~2025年10月21日，监测7天。甲醇24小时平均浓度每天采样不小于20小时；非甲烷总烃、硫化氢、甲醇1小时平均浓度每天采样4次，每次采样不少于45分钟，具体时间为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.6-3。

表4.6-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》(HJ 604-2017)	JK-CYQ003 真空气体采样器 GC9790II 气相色谱仪	mg/m ³	0.07
2	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》(GB 11742-89)	崂应2050型 环境空气综合采样器 GC9790Plus 气相色谱仪	mg/m ³	0.005
3	甲醇	《居住区大气中甲醇、丙酮卫生检验标准方法 气相色谱法》(GB 11738-89)	崂应2050型 环境空气综合采样器 GC9790Plus 气相色谱仪	mg/m ³	0.10

(4) 各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢、甲醇。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

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_{0i}——i评价因子评价标准（mg/m³）。

(5) 评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》

(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准,甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

(6) 特征污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据,特征污染物环境质量现状评价结果见表4.6-4。

表4.6-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	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/%	超标频率 /%	达标 情况
拟建集中脱 硫站南侧 1.5km	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.20~0.29	14.5	—	达标
	硫化氢	1小时	0.01	未检出	—	—	达标
	甲醇	1小时	3.0	未检出	—	—	达标
		24小时	1.0	未检出	—	—	达标

根据监测结果,监测点硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准,甲醇1小时平均浓度和24小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值要求。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

4.7.1 声环境现状监测

(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、站场进行声环境质量现状监测。具体布置情况见表4.7-1。

表4.7-1 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	XY101-1井场	1	$L_{\text{Aeq, T}}$
2	XY1-H3井场	1	$L_{\text{Aeq, T}}$
3	XY1-2井场	1	$L_{\text{Aeq, T}}$
4	XY1-H9井场	1	$L_{\text{Aeq, T}}$
5	集中脱硫站	1	$L_{\text{Aeq, T}}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

监测时间 2025 年 10 月 15 日~10 月 16 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，每次声环境监测时间 10 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的规定进行。

4.7.2 声环境现状评价

(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、站场周边执行《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

声环境监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB（A）

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	XY101-1 井场	40	60	达标	38	50	达标
2	XY1-H3 井场	39	60	达标	38	50	达标
3	XY1-2 井场	41	60	达标	39	50	达标
4	XY1-H9 井场	40	60	达标	39	50	达标
5	集中脱硫站	39	60	达标	37	50	达标

由上表可知，拟建工程新建井场、站场监测值昼间为 39~41dB（A），夜间为 37~39 dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场及道路占地，临时占地主要为井场、站场、管道占地等。

表5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	0.8	0.2	单座井场永久占地为 40m×50m, 施工期临时占地 2000m ²
2	集中脱硫站	2.54	0.5	永久占地面积为 25400m ² , 施工期临时占地 5000m ²
3	管线工程	0	22.62	单井集输管线 11.76km, 集中脱硫站至西干线集输管线 16.52km, 管线作业带宽度按 8m 计
4	道路工程	0.50	0.22	集中脱硫站新建站场道路 1.1km, 站场道路宽约 4.5m
合计		3.84	23.54	—

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、站场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路；③站场道路施工开辟新道路。上述施工过程中，井场、站场施工因占地面积小，且影响范围主要集中在井场、站场周围，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。

5.1.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建工程施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程，项目管沟开挖深度为 1.6m，管沟底宽 1.0m，边坡比为 1:1.25，开挖过程中以机械开

挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.1.3 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线、通信工程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、通信工程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桧柳群系。群落中优势种为多枝桧柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度1~2m。灌木层下草本很少。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，但项目施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

② 生物量损失

拟建工程永久占地面积3.84hm²，临时占地面积为23.54hm²，拟建工程施工区域以裸土地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y-永久性生物量损失，t；

S_i -占地面积，hm²；

W_i -单位面积生物量，t/hm²，参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》，项目区平均生物量为0.3t/hm²。

生物量损失见表5.1-2。

表5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积 (hm ²)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
盐碱地	0.3	3.84	23.54	1.152	7.062

项目施工过程中预计将造成 8.214t 生物量损失。

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

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

(2) 对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

(3) 对重要物种的影响

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 1 种，自治区级重点保护动物 1 种：塔里木兔。对于重点保护动物，要重点加强保护，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。对于上述重点保护动物，较容易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，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

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井场、站场占地，临时占地主要为管线施工占地。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对农田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。

5.1.1.6 水土流失影响分析

拟建工程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，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

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

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

(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，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。

5.1.1.7 防沙治沙分析

按照《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024年12月3日发布，2025年1月1日施行）及《关于加强沙区建设项目环境影

响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中相关要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

（1）项目背景说明

①项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

拟建工程性质属于扩建项目，项目总投资14748万元。建设内容包括：①方案总井数8口，其中老井利用4口（其中1口转注气井，3口采油井），新建采油井场4座；③新建集中脱硫站1座；④新建单井集输管线11.76km，新建集中脱硫站至西干线集输管线16.52km；配套道路、供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后2026年设计年产原油8.31万t，2027年至2029年设计年产原油11.85万t。

②项目区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，项目总占地面积27.38hm²（永久占地面积3.84hm²，临时占地面积23.54hm²）。

③项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。形成的山前倾斜平原具有干旱-半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了该区地下水的形成、埋藏与分布。区域为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系—新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。区域内包气带岩层主要为砂砾卵石层，地面表层含有较薄的粉细砂层，天然包气带防污性能为“弱”。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

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27.38hm²（永久占地面积3.84hm²，临时占地面积23.54hm²）。

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。

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

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

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

运营期主要影响集中在井场、站场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，主要影响集中在井场、站场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置或综合利用，对地表植被无不良影响。

(3) 生态系统完整性影响分析

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

5.1.3 退役期生态影响分析

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

5.1.4 生态影响评价结论

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

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

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

综上，从生态影响的角度，本工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-3 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"/>
	评价因子	物种 <input checked="" 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 type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 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 type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>	
评价范围	陆域面积: (15.90) km ² ; 水域面积: () km ²	
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input 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 type="checkbox"/> ; 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 定性和定量 <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 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"/>
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 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 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: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

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

5.2.1.1 区域水文地质条件概况

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

工程所在区域为却勒塔格山洪积冲积平原及台兰河冲积平原尾缘地段，与塔里木河冲积平原相衔接，地貌上属细土平原带。油气田区域地表岩性以粘土、亚粘土、亚沙土、粉细砂为主，局部有固定和半固定沙丘及洪水冲沟分布，油气田区域为荒漠地区。

含水层的特征为：区域内水文地质条件因地形地貌的变化有一定的差异，工程区位于台兰河洪冲积平原边缘与塔里木河冲积平原交界处，表层岩性为粘土、亚粘土及粉细砂、亚砂土，部分地区土壤盐渍化严重，地下水径流滞缓，属弱富水的潜水及承压水区，潜水位 2m~10m，潜水矿化度大于 3g/L。根据已有的资料在 150m 内有潜水和三层承压含水层。

(2) 含水层的分布及富水性

潜水含水层岩性为细砂、亚砂土，含水层厚度在 25m~35m，第一层承压含水层顶板埋深 45m~55m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度 12m~16m；第二层承压含水层顶板埋深 70m~80m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度 10m~15m；第三层承压含水层顶板埋深 90m~100m，含水层岩性为粉细砂、细砂，含水层厚度 15m~20m。承压含水层富水性弱，单位涌水量 0.8L/s·m~1L/s·m 左右，渗透系数 3m/d~5m/d，水质较差，矿化度 1g/L-3g/L 左右，水化学类型为 $\text{HCO}_3^- \cdot \text{Cl}^- - \text{Ca}^{2+} \cdot \text{Na}^+$ 。

(3) 水文地质分区

本区域内地下主要有单一结构富水性极强的潜水层，多层结构富水性中等的潜水及富水性较强的承压水含水层，多层结构富水性弱的潜水及承压水含水层三种类型，上中部含水层颗粒粗大，为单一潜水层，单井出水量 1000m³/d~5000m³/d，为 $\text{HCO}_3 - \text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型水，矿化度小于 0.5g/L，下部为多层结构，潜水量亦丰富，单井出水量达 1000m³/d 以上。库车地段承压水顶板埋深 20m~40m，最大出水量 270m³/d~829m³/d，属 $\text{Cl} - \text{Na}$ 或 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3 - \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型水，矿化度小于 0.3g/L，而大涝坝、二八台、新和、温宿地区，承压水顶板埋深 7m~42m，最大出水量 1025m³/d~5514m³/d，矿化度 0.3g/L~0.6g/L，新和南可增至 11.97g/L。

5.2.1.2 评价区水文地质条件

(1) 地层岩性

评价区地表岩层均为第四系松散沉积物，地层岩性主要为黄灰色粘土层、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，评价区位于冲洪积平原区，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 $1.25\sim 10.5\text{m}$ ，补给来源主要为台兰河洪积扇侧向补给，其次为雨水、渠水等入渗补给；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 $3\sim 6\text{m}$ 的稳定粉质粘土层隔开，因此拟建工程地下水评价目标含水层均为潜水含水层。水文地质平面图及剖面图分别见附图 11 和附图 12。

(3) 地下水化学类型

评价区内仅研究地表以下 70m 内的地下水情况，该区域地下水受地表情况与区域内河流影响最大。区域降水较少，降雨量相对于塔里木河与台兰河对本区地下水的影响几乎忽略不计，但区域气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，并且地下水径流较为缓慢，所以地下水矿化度较高。地下水阴离子以 Cl^- 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型为主。

(4) 地下水补径排及动态特征

工程区处于台兰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。潜水可接受人工渠系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（ 1.8% 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。

(5) 地下水开发利用现状

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。

(6) 工程场区包气带调查

工程所在区域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、粉砂，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。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”。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。

① 管线试压废水

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

② 生活污水

施工期产生的生活污水水量小、水质简单，排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒。

拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况地下水环境影响评价

(1) 废水

拟建工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。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，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

（3）集输管线

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

（4）集中脱硫站原油储罐泄漏对地下水的影响

原油储罐被腐蚀破坏出现泄漏事故对地下水的影响，原油储罐下方采取防渗措施，并设置围堰，泄漏事故发生后原油不会进入土壤污染地下水，并易于被巡视人员发现，及时采取应急措施，第一时间上报有关负责人同时进行有效处理，因此不会对地下水产生污染影响。

5.2.3.2 非正常状况地下水环境影响评价

（1）采油井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦发生事故，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

采油井场套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表5.2-1。

表 5.2-1 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	未检出

②预测源强

泄漏量取单井原油流量的最大值 50t/d，采取措施 1d 后停止泄漏。石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 586.3g（ $50 \times 1 \div 0.8528 \times 10 = 586.3\text{g}$ ）。

③预测模型

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

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

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

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 30m；

m_m —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 586.3g；

u —地下水流速度，m/d；含水层岩性主要为细砂，渗透系数取 6.78m/d。水力坡度 I 为 1.8‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=6.78\text{m/d} \times 1.8\text{‰}/0.28=0.044\text{m/d}$ ；

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 $n=0.28$ ；

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 $D_L=\alpha_m \times u=0.44\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.044\text{m}^2/\text{d}$ ；

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 5.2-2。

表 5.2-2 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离 (m)	超标范围是否 出场界
100d	390.5	231.5	0.005	0.399	0.404	30.3	否
1000d	2355.2	--	0.005	0.04	0.045	93.3	--
7300d	--	--	0.005	--	--	--	--

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

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

图 5.2-1 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 390.5m^2 ，超标范围为 231.5m^2 ，污染晕最大迁移距离为 30.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.399mg/L ，叠加背景值后的浓度为 0.404mg/L ；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 2355.2m^2 ，无超标范围，污染晕最大迁移距离为 93.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.04mg/L ，叠加背景值后的浓度为 0.045mg/L ；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

图 5.2-2 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

在非正常状况条件下，井场下游边界监测到石油类波动，在 7300d 的模拟期内，最大浓度为 0.034mg/L ，未超标 (0.05mg/L)。根据模型 20 年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范围先增大后减小，且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) 原油储罐破裂且围堰内存在裂缝对地下水的影响

集中脱硫站原油储罐被腐蚀破坏出现泄漏事故对地下水的影响，原油储罐下方采取防渗措施，并设置围堰，泄漏事故发生后原油不会进入土壤污染地下水。原油储罐破裂发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，原油储罐破裂且围堰内存在裂缝，导致围堰内物料持续下渗，石油类对潜水含水层水质产生影响。

本次评价对非正常状况下原油储罐破裂且围堰内存在裂缝情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

I、预测因子筛选

原油储罐破裂且围堰内存在裂缝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 5.2-3。

表 5.2-3 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	未检出

II、预测源强

原油储罐破裂且围堰内存在裂缝，导致围堰内物料持续下渗，假设原油液池底裂缝尺寸为 $1\text{m} \times 1\text{cm}$ ，液池高度 0.1m ，包气带渗透系数为 $2.23 \times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，泄漏量按照达西公式计算，泄漏量为 $Q=1.93 \times 10^{-3}\text{m}^3/\text{d}$ 。假定自原油储罐破裂开始至发现及处理完成时间为 1h ，即原油向地下渗漏 1h ，则原油渗漏量为 0.00008m^3 ，瞬时注入的石油类质量为 0.065kg 。

III、预测模型

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

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

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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.065kg；

u—地下水流速度，m/d；含水层岩性主要为细砂，渗透系数取6.78m/d。水力坡度I为1.8‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=6.78\text{m/d} \times 1.8\% / 0.28=0.044\text{m/d}$ ；

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 $n=0.28$ ；

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 $D_L=\alpha_m \times u=0.44\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.044\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

IV、预测内容

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

标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界
100d	222.2	--	0.005	0.044	0.049	17	否
1000d	--	--	--	--	--	--	否
7300d	--	--	--	--	--	--	否

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

(1) 100d 时污染晕运移分布图

图 5.2-3 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 222.2m²，无超标范围，污染晕最大迁移距离为 17m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.044mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.049mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后石油类污染晕影响范围消失。

(3) 生活污水池泄漏事故对地下水的影响

拟建工程非正常状况主要是生活污水池因老化或腐蚀等原因导致破损，生活污水池下方及四周采取防渗措施，泄漏事故发生后废水不会进入土壤污染地下水。生活污水池破损发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，生活污水池破损且防渗层存在裂缝，导致废水持续下渗，对潜水含水层水质产生影响。

本次评价对非正常状况下生活污水池破裂且防渗层存在裂缝情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

I、预测因子筛选

拟建工程生活污水池废水污染物主要为 pH、SS、COD、氨氮等污染物。本评价选取部分特征污染物 COD 作为代表性污染物进行预测。选取的废水污染因子为 COD，而地下水环境的评价因子为耗氧量，为使污染因子 COD 与评价因子耗氧量在数值关系上对应统一，在模型计算过程中，参照国内学者胡大琼(云南省水文水资源局普洱分局)《高锰酸盐指数与化学需氧量相关关系探讨》一文得出的耗氧量与化学需氧量线性回归方程 $Y=4.76X+2.61$ (X 为耗氧量，Y 为 COD) 进行换算。耗氧量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的 III 类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-22。

表 5.2-5 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)
耗氧量	3	0.05	2.38

II、预测源强

生活污水池破裂且防渗层存在裂缝，导致防渗层内物料持续下渗，假设生活污水液池底裂缝尺寸为 $10\text{m} \times 10\text{cm}$ ，液池高度 0.2m ，包气带渗透系数为 $2.23 \times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，泄漏量按照达西公式计算，泄漏量为 $Q=0.386\text{m}^3/\text{d}$ 。假定自生活污水池破裂开始至发现及处理完成时间为 3d ，即生活污水向地下渗漏 3d ，则生活污水渗漏量为 1.16m^3 ，生活污水池中 COD 浓度约为 400mg/L (折算耗氧量指数浓度为 83.49mg/L)，则瞬时注入的耗氧量为 0.096kg 。

III、预测模型

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

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

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

动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

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

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.096kg；

u —地下水流速度，m/d；含水层岩性主要为细砂，渗透系数取6.78m/d。水力坡度 I 为1.8‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=6.78\text{m/d} \times 1.8\% / 0.28=0.044\text{m/d}$ ；

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 $n=0.28$ ；

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 $D_L=\alpha_m \times u=0.44\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.044\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

IV、预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取耗氧量的检出下限值等值线作为影响范围，耗氧量取《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的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5.2-23。

表 5.2-6 事故状况下耗氧量在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
100d	11.1	--	2.38	0.064	2.444	3	否
1000d	--	--	--	--	--	--	否
7300d	--	--	--	--	--	--	否

(1) 100d 时污染晕运移分布图

图 5.2-4 非正常状况下，耗氧量渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，耗氧量污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 11.1m²，无超标范围，污染晕最大迁移距离为 3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.064mg/L，叠加背景值后的浓度为 2.444mg/L；耗氧量污染物泄漏 1000d 后耗氧量污染晕影响范围消失。

(4) 输油管线泄漏对地下水环境的影响

地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：采油管线截面 100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下输油管线截面 100%断裂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

输油管线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 5.2-7。

表 5.2-7 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

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生泄漏事故，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。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中： V_{rel} —输油管线油品泄漏量，bb1（1 桶=0.137 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， r 取 0.04m，长度取 3887.14m；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bb1。

截断阀关闭前泄漏量：根据实际生产数据该管线外输原油量为 50t/d，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 0.35t。

阀门关闭后泄漏量：本次评价的破裂管线内径 80mm，长 3887.14m，管道体积为 19.54m³。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为 0.49t。在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 5.75g（0.49 ÷ 0.8528 × 10 = 5.75g）。

③ 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，模型假设条件及预测公式详见“采油井场套管破损泄漏对地下水环境的影响”章节。

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。

表 5.2-8 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离 (m)	超标范围是否 出场界
10d	13.6	--	0.005	0.04	0.045	5.3	--
100d	--	--	0.005	--	--	--	--

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

图 5.2-5 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图（10d）

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 10d 后污染晕影响范围为 13.6m^2 ，无超标范围，污染晕最大迁移距离为 5.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.04mg/L ，叠加背景值后的浓度为 0.045mg/L ；石油类污染物泄漏 100d 后石油类污染晕影响范围消失。

5.2.3.3 地下水环境污染预测评价结论

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

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

5.2.3.4 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。

（1）源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

（2）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，结合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 5.2-9，天然包气带防污性能分级参照表见表 5.2-10，地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-11。

表 5.2-9 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 5.2-10 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 5.2-11 地下水污染防渗分区参照表

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

续表 5.2-11 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 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，拟建工程分区防渗等级具体见表 5.2-12，井场分区防渗示意图见图 5.2-6。

表 5.2-12 厂区各区域防控措施一览表

井场、站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
井场	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行
集中脱硫站	一般防渗区	原油储罐区	弱	易	其他类型	
		生产装置区	弱	易		
		生活污水池	弱	易		

(3) 地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握英买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。

表 5.2-13 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	监测因子	监测频次
1#监测井	上游地下水井	潜水含水层	跟踪监测井	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	每半年1次
2#监测井	项目区地下水井(位于集中脱硫站)				
3#监测井	下游地下水井				

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到监测计划里。

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 5.2-6。

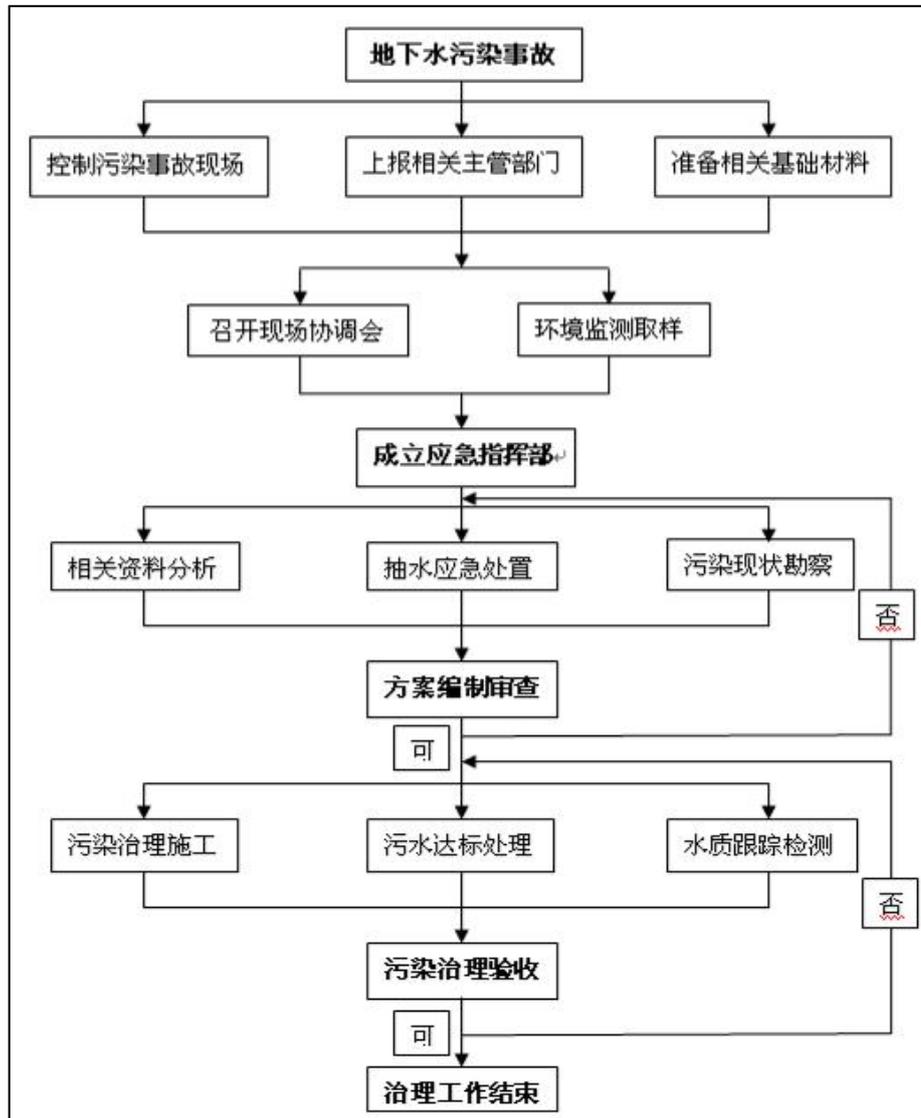


图 5.2-6 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

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

(3) 治理措施

项目所在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。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期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，正常情况下不会对地下水环境造成污染影响。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

工程区域位于塔里木河以北，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、粉砂，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、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为100~1000m³/d，含水层的渗透系数为2.38~6.78m/d，水位埋深2.25~10.5m，补给来源主要为台兰河洪积扇侧向补给。

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

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

(2) 地下水环境影响

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后, 结合地下水污染监控及应急措施, 场界内因子能满足相应标准要求; 非正常状况下, 由地下水污染预测结果可知, 各污染物污染晕超标范围均未运移出井场边界, 地下水中各评价因子满足相应标准要求。综上, 依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 10.4.1内容, 可得出, 拟建工程各个不同阶段, 地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防控措施

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

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。其中管线试压废水主要污染物为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; 生活污水水量小、水质简单, 排入防渗生活污水池暂存, 定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理

设施处理。

拟建项目产生的生活污水依托英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施采用“化粪池+一体化设备污水处理”工艺，处理后的污水达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2中C级标准后，用于周边荒漠灌溉。英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施处理能力为 $96\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $36\text{m}^3/\text{d}$ ，可接收并处理拟建项目生活污水 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ 。拟建项目施工期生活污水依托英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施处理可行。

正常情况下井场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，影响地表水水质的可能。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

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

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）英潜联合站污水处理装置

拟建工程建成投运后，井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至英潜联合站污水处理装置处理。英潜联合站采取“压力沉降-聚结除油器除油-两级过滤”工艺对废水进行净化处理，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，用于油层回注用水。英潜联合站污水处理装置运行负荷见表5.3-14。

表 5.3-1 英潜联合站污水处理装置运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	采出水	4000m ³ /d	2500m ³ /d	1500m ³ /d	57m ³ /d	可依托
2	井下作业废水				1.09m ³ /d	可依托

由上表可知，英潜联合站污水处理装置可以满足拟建工程采出水和井下作业废水处理要求，依托可行。

(2) 英买作业区公寓生活污水处理设施

英买作业区公寓生活污水处理设施采用“化粪池+一体化设备污水处理”工艺，处理后的污水达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2中C级标准后，用于周边荒漠灌溉。英买作业区公寓生活污水处理设施处理能力为96m³/d，现状处理量为60m³/d，富余处理能力36m³/d，拟建工程生活污水产生量为1.44m³/d，因此英买作业区公寓生活污水处理设施处理能力可满足拟建工程需求。

综上，拟建工程评价范围内无地表水体，采出水、井下作业废液及生活污水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期管道、设备清洗废水输送至英潜联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层不外排，且项目周边无地表水体，在加强环境管理的情况下，不会对地表水环境造成污染影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

综上，本项目废水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <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 <input type="checkbox"/> ；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

续表 5.3-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响途径	直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input 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 <input type="checkbox"/> ；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"/>

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。其中管线试压废水主要污染物为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；生活污水水量小、水质简单，排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

正常状况下，施工期废水不会进入包气带进而下渗进入下层土壤，且施工期废水中均不含重金属等有毒物质，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土壤环境产生不利影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

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

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐分含量为4.2g/kg~4.6g/kg，属于HJ964-2018附录D.1中中度盐化地区，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项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，均得到妥善处理，不外排，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管道连接处破裂，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建工程采出水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出水中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

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

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

拟建工程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、站场正常运行过程中如管线发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；集中脱硫站原油储罐泄漏可能下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2 污染影响型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、站场管线破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
集中脱硫站原油储罐泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

② 生态影响型

考虑最不利情况，采油井场、站场管线破损泄漏导致其中高含盐液体渗入包气带中，泄漏物质在包气带中淤积最终污染下层土壤，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.4-3 生态影响型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、站场管线破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
集中脱硫站原油储罐泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.4.2.2 现状调查与评价

(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）、《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），土壤生态影响型项目现状调查范围为井场、站场边界外扩 5km 范围，集输管线两侧向外延伸 200m 范围，土壤污染影响型现状调查范围为井场、站场边界外扩 200m 范围，集输管线两侧向外延伸 200m 范围。

(2) 敏感目标

土壤评价范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，因此不再设置土壤环境（污染型）保护目标。将井场外延 5km 范围内的土壤作为运营期土壤环境（生态型）保护目标。

(3) 土地利用类型调查

① 土地利用现状

根据现场调查结果，项目占地现状为盐碱地。

② 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为盐碱地，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。

5.4.2.3 土壤环境影响预测与评价

5.4.2.3.1 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，本次评价对采油井场、站场管线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 5.4-3。

表 5.4-4 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
壤土	3	0.5	0.42	1.2	1	1.43×10 ³

(4) 预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对采油井场管线接口破损泄漏石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场管线接口破损泄漏	石油烃	852000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

采油井场管线接口破损泄漏，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 852000mg/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 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-6。

图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.4-6 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。

5.4.2.3.2 生态影响型

(1) 预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

①采油井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出液流量的最大值 $164\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入土壤，采取措施 1h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 $229000\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=6.8 \times 229000 = 1557200\text{g}$ 。

②集输管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏水事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处排水继续泄漏，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“5.2.3.6 地下水环境影响评价”中源强可知，排水管线输送全管径泄漏最大泄漏量为 1.1m^3 ，排水中总矿化度为 $229000\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=1.1 \times 229000 = 251900\text{g}$ 。

(3) 预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E. 1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： 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

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4) 预测结果

① 采油井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 40m×50m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.2 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 4.6g/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 0.267g/kg，叠加现状值后的预测值为 4.867g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后

对周边土壤环境生态影响可接受。

②集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 $20m \times 20m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.2 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 $4.6g/kg$ 。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 $0.245g/kg$ ，叠加现状值后的预测值为 $4.845g/kg$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.4.2.4 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；

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

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0

$\times 10^{-7}$ 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 5.4-7。

表 5.4-7 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场井口区域	柱状样(采样深度分别为50cm、150cm、300cm)	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、全盐量、pH	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)表2第二类用地筛选值	每年一次
2	集中脱硫站内原油储罐区				

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期管道、设备清洗废水输送至英潜联合站处理，达标后回注地层；对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

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。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，区域土壤盐碱化程度加剧。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-8 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 checked="" 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（评价范围内土壤）、方位（）、距离（）				
	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（）				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、全盐量				
	特征因子	污染影响型	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
		生态影响型	全盐量			
	所属土壤环境影响评价项目类别	井场、站场	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
		单井集输管线	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
集中脱硫站至西干线集输管线		I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input checked="" type="checkbox"/>				
敏感程度	污染影响型	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>				
	生态影响型	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	井场、站场	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			污染影响型	
	单井集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>				
	井场、站场	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			生态影响型	
	单井集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input 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	—				
	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	0.5m、1.5m、3m	
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、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)共计49项因子 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)					
现状评价	评价因子					

续表 5.4-8 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
现状评价	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input 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	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()			
	预测分析内容	污染影响范围: 井场、站场周围; 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	
	跟踪监测	2	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	每3年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施, 从土壤环境影响的角度, 本工程建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

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

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。在油气处理工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等，施工机械废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

(3) 环境影响分析

油气田开发阶段，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备车辆尾气等对区域环境空气影响可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 常规气象资料分析

拟建工程位于温宿县境内，距离拟建工程最近的气象站为温宿县气象站，该地面观测站与项目厂址距离78km，项目周边地形、气候条件与温宿县一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可采用温宿县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用温宿县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
温宿县	51629	一般站	80.120°	41.260°	78	1132	2002-2021	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

5.5.2.2 多年气候统计资料分析

根据温宿县气象站近20年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

区域内近20年各月平均气温变化情况见表5.5-2。

表5.5-2 近20年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.3	-1.1	8.0	15.8	20.2	23.1	24.4	23.2	18.9	11.7	2.9	-4.9	11.2

由表5.5-2分析可知，区域近20年平均温度为11.2°C，4~10月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为24.4°C，1月份平均气温最低，为-7.3°C。

(2) 风速

区域内近20年各月平均风速变化情况见表5.5-3。

表5.5-3 近20年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	0.9	1.1	1.4	1.7	1.8	1.9	1.8	1.7	1.4	1.0	0.9	0.9	1.4

表5.5-3分析可知，区域近20年平均风速为1.4m/s，6月份平均风速最大为1.9m/s，1月、11月和12月份平均风速最低，为0.9m/s。

③ 风向、风频

区域近20年各月、各季及全年平均风向频率见表5.5-4，近20年风频玫瑰图见图5.5-1。

表5.5-4 近20年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
全年	10.6	9.8	6.3	3.7	4.8	3.6	5.0	4.7	5.7	3.7	2.9	2.0	3.4	6.3	6.9	8.3	12.1

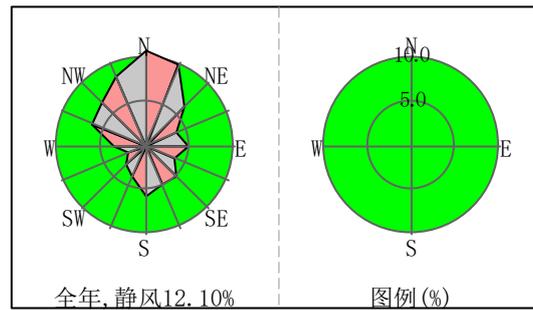


图 5.5-1 近 20 年风频玫瑰图

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

5.5.2.2 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表 5.5-5 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/°C		40.9
3	最低环境温度/°C		-27.4
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<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 5.5-6 及 5.5-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	工况烟气流速(m/s)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
集中脱硫站加热炉烟气			1069	8	0.1	8.3	683	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0092
											PM _{2.5}	0.0051
											SO ₂	0.0024
											NO ₂	0.0952
											非甲烷总烃	0.0101

表 5.5-7 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
单座井场无组织废气			1072	40	30	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00306
										硫化氢	0.000256
集中脱硫站无组织废气			1069	90	50	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.0533
										硫化氢	0.000576
										甲醇	0.0008

注：本项目新建4座采油井场，无组织废气污染源强和治理措施一致，因此仅对单座井场无组织废气进行预测分析。

表5.5-8 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)	
1	集中脱硫站加热炉烟气	PM ₁₀	1.23876	450	0.28	6.15	91	—
		PM _{2.5}	0.63288	225	0.28			
		SO ₂	0.23721	500	0.05			
		NO ₂	9.22483	200	4.61			
		非甲烷总烃	0.9773	2000	0.05			
2	单座井场无组织废气	非甲烷总烃	38.606	2000	1.93	35	—	
		H ₂ S	0.21836	10	2.18			

续表5.5-8 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
3	集中脱硫站无组织废气	非甲烷总烃	58.516	2000	2.93	6.15	45	—
		H_2S	0.61456	10	6.15			
		甲醇	5.34762	3000	0.18			

由表 5.2-8 可知，拟建工程废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $1.23876 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.28%； $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.63288 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.28%； SO_2 最大落地浓度为 $0.23721 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.05%； NO_2 最大落地浓度为 $9.22483 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 4.61%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $58.516 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 2.93%；硫化氢最大落地浓度为 $0.61456 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 6.15%， $D_{10\%}$ 均未出现；甲醇最大落地浓度为 $5.34762 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.18%， $D_{10\%}$ 均未出现。

5.5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，全厂无组织废气对井场四周贡献浓度情况如表 5.5-9。

表 5.5-9 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	东场界	南场界	西场界	北场界
单座井场无组织废气	非甲烷总烃	12.214	11.056	12.748	11.974
	H_2S	0.182023	0.208757	0.197356	0.182023
集中脱硫站无组织废气	非甲烷总烃	26.328	25.294	26.593	26.320
	H_2S	0.685462	0.705368	0.697861	0.686547
	甲醇	3.258649	3.786215	3.451395	3.365781

由表 5.5-9 预测结果可知，拟建工程实施后，单座井场无组织废气排放非甲烷总烃四周场界浓度为 $11.056\sim 12.748 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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； H_2S 浓度为 $0.182023\sim 0.208757 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。集中脱硫站无组织废气排放非甲烷总烃四周场界浓度为 $25.294\sim 26.593 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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； H_2S 浓度为 $0.685462\sim 0.705368 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂

界二级标准值；甲醇浓度为 $3.258649 \sim 3.786215 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值要求。

5.5.2.4 非正常排放影响分析

(1) 污染源强

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

拟建工程新建油气分离设备若出现设备压力过高，天然气将通过管道送入火炬进行点燃。本次评价将设备压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表5.5-10。

表 5.5-10 非正常工况下污染物排放一览表

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔高度(m)	火炬等效高度(m)	等效出口内径(m)	烟气温度(°C)	等效烟气流速(m/s)	排放小时数(h)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率(kg/h)		
	经度(°)	纬度(°)								燃烧物质	燃烧速率(kg/h)	总热释放速率(cal/s)	非甲烷总烃	二氧化硫	氮氧化物
火炬	81.204119	41.243283	1076	25.2	2.1	800	12.73	0.5	非正常	天然气	4167	10093047.2	8.334	32.502	225.018

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表5.5-11。

表 5.5-11 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	火炬	非甲烷总烃	13.71291	0.69	185.12	240
		二氧化硫	53.48	10.68		240
		氮氧化物	370.2486	185.12		240

由表5.5-11计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 $13.71291 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为0.69%；二氧化硫最大落地浓度为 $53.48 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为10.68%；氮氧化物最大落地浓度为 $370.2486 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为185.12%。

185.12%。

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

5.5.2.5 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.5-12。

表 5.5-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	污染源名称	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
1	集中脱硫站加热炉烟气	颗粒物	15	0.0102	0.049
		SO ₂	3.52	0.0024	0.012
		NO _x	139.51	0.0952	0.457
		非甲烷总烃	14.77	0.0101	0.048

(2) 无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表 5.5-13。

表 5.5-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年总排放量(t/a)
				标准名称	1小时浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.575
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.083
2	站场无组织废气	非甲烷总烃	密闭储存、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	0.575
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.083
		甲醇		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值	甲醇≤12	0.007
		臭气浓度		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	臭气浓度≤20	—

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表5.5-14。

表 5.5-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.049
2	SO ₂	0.012
3	NO _x	0.457
4	非甲烷总烃	0.623
5	H ₂ S	0.713
6	甲醇	0.007

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场清理会产生少量扬尘，施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。同时本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目退役完成之后影响就会消失。

5.5.4 大气环境影响评价结论

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

5.5.5 大气环境影响评价自查表

表 5.5-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <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 _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢、甲醇)		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"/>

续表 5.5-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
现状评价	环境功能区	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	(2024)年							
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <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 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 $\geq 50\text{km}$ <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 checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 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(0.5)h		C _{非正常} 占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>			C _{非正常} 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 _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k $\leq -20\%$ <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、硫化氢、甲醇)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input checked="" 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							
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ (0.012) t/a	NO _x :(0.457) t/a	颗粒物:(0.049)t/a		VOC _s :(0.623)t/a			

注：“”为勾选项，填“”；“()”为内容填写项

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

(1) 井场、站场施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场建设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.6.2.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

序号	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	53	53	70	55	达标	达标
2		南场界	52	52	70	55	达标	达标
3		西场界	53	53	70	55	达标	达标
4		北场界	52	52	70	55	达标	达标
5	集中脱硫站	东场界	51	51	70	55	达标	达标
6		南场界	53	53	70	55	达标	达标
7		西场界	52	52	70	55	达标	达标
8		北场界	53	53	70	55	达标	达标

③施工噪声影响分析

根据表 5.6-2 可知，施工期噪声源对井场和集中脱硫站四周场界的噪声贡

献值昼间、夜间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求。拟建工程井场周边 200m 范围内无村庄等声环境敏感目标，且施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边声环境的影响。从声环境影响角度，项目可行。

（2）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目集输管线施工噪声主要包括管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

②施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg (r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-4。

表 5.6-4 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

根据表 5.6-4 各种施工机械噪声预测结果可知，昼间距施工设备 60m，夜间 300m，即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，且管线沿线 300m 范围内无居民区、村庄等声环境敏感点，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。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 预测模式

(1) 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。

(2) 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；

(3) 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；

(4) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(5) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本工程产噪设备主要为井场采油树、变压吸附注氮装置、注氮压缩机组，集中脱硫站计量分离器、生产分离器、加热炉、药剂加注撬、真空过滤机、压缩机、鼓风机、泵类等设备噪声。

表 5.6-5 本工程噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB (A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采油井场	采油树	--	20	30	1	80	基础减振	昼夜
2	注气井场	变压吸附注氮装置	--	20	30	1	85	基础减振	昼夜
3		注氮压缩机	--	25	30	1	90	基础减振	昼夜
4	集中脱硫站	加热炉	500kW	40	70	1	80	基础减振	昼夜
5		计量分离器	--	42	85	1	80	基础减振	昼夜
6		生产分离器	--	50	85	1	80	基础减振	昼夜

续表 5.6-5 本工程噪声源强调查清单（室外声源）

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			
7	药剂加注撬	22MPa DN100	88	95	1	85	基础减振	昼夜	
			90	95	1				
			92	95	1				
8	真空过滤机	装车流量 40m ³ /h	135	30	1	85	基础减振	昼夜	
			150	30	1				
9	压缩机	—	135	90	1	90	基础减振	昼夜	
		—	140	90	1				
10	集中 脱硫站	鼓风机	—	88	25	1	90	基础减振	昼夜
			—	90	25	1			
			—	98	25	1			
			—	100	25	1			
11	泵类	—	90	95	1	90	基础减振	昼夜	
			120	90	1				
			130	50	1				
			120	40	1				
			140	30	1				

注：以井场、站场西南角作为坐标原点。

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程新建采油井场和注气井场、站场噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-6。

表 5.6-6 井场、站场噪声预测结果一览表

厂界		贡献值/dB(A)	标准值/dB(A)		结论
			昼间	夜间	
采油井场	东场界	41.1	60	50	达标
	南场界	42.2			
	西场界	41.1			
	北场界	42.6			

续表 5.6-6 井场、站场噪声预测结果一览表

厂界		贡献值/dB(A)	标准值/dB(A)		结论
			昼间	夜间	
注气井场	东场界	41.2	60	50	达标
	南场界	42.4			
	西场界	43.5			
	北场界	47.2			
集中脱硫站	东场界	40.2	60	50	达标
	南场界	45.6			
	西场界	42.3			
	北场界	46.7			

由表 5.6-6 可知项目实施后，井场、站场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，本项目周边无声环境保护目标，设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场、站场噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。退役期设备拆除等过程中噪声源均为暂时性的，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-7 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <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"/>		
	现状调查方法	现场实测法 <input type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input checked="" 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 checked="" 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"/>					
声环境影响预测与评价	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"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input 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 checked="" type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程主要包括井场、站场工程和油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

本项目共开挖土方 3.418 万 m³，回填土方 3.418 万 m³，无借方和弃方，开挖土方主要为井场和站场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场和站场回

填、管沟回填。

(2) 施工废料

施工废料为井场施工过程中产生的废弃零件、边角料、焊接及废防腐材料等。施工期预计产生的施工废料为1.5t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置。

(3) 生活垃圾

拟建工程施工人员30人，施工期90d，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计1.35t。生活垃圾定点收集后送英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生及处置情况

运营期产生的固体废物主要是落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、废活性炭、废分子筛和生活垃圾。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号），废润滑油、废油桶、落地油、废防渗材料、废活性炭属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置。

(1) 一般固体废物

空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，根据设计资料，空氮站分子筛更换频次为3年，每次产生废分子筛约0.9t，折合0.3t/a，废分子筛收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置。

(2) 危险废物

本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.7-1。

表 5.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置
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	
废油桶	HW08	900-249-08	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废活性炭	HW49	900-039-49	0.5	三级过滤	固态	炭、废矿物油	油类物质	1次/年	T	
废润滑油	HW08	900-217-08	0.15	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后暂存于危废间,定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集过程中的环境影响分析

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.7-1 所示；

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2 所示；

d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 5.7-1 危险废物类别标识示意图

图 5.7-2 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输过程环境影响分析

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）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，在严格落实相关要求的前提下，项目危险废物厂外运输对环境影响较小。

(3) 危险废物委托处置的环境影响分析

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。

通过调查可知，距离项目较近的轮台县三和源石油技术服务有限责任公司、巴州联合环境治理有限公司的信息统计情况如下表。

表 5.7-2 拟建工程周边危废处置单位情况一览表

企业名称	危险废物经营类别	经营规模 (t/a)	许可证号
巴州联合环境治理有限公司	《国家危险废物名录（2021年版）》中34 大类372种，HW08 900-249-08、HW49 900-039-49等	155000	6528010110
轮台县三和源石油技术服务有限责任公司	HW08 071-001-08等	70000	6528220114

由表 5.7-2 分析可知，拟建工程周边涉及巴州 2 家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足拟建工程危废处理需求，同时建议拟建工程优先选择拟建工程较近的有资质危废处置单位，尽量

避免危险废物处置长途运输过程中带来的潜在风险。

(4) 危险废物综合利用环境影响分析

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；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

(5) 环境管理要求

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

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

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

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

⑤落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

⑥落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

⑦落实排污许可制度，执行排污许可管理制度的规定。

⑧落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）《危险废

物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

5.7.3 退役期固体废物影响分析

地面设施拆除，井场、站场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

综上所述，固体废物均妥善处理，可有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境的影响和损害程度，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。

5.8.1 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及甲醇，存在于集输管线和储罐内。具体见表5.8-1。拟建项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

表 5.8-1 项目风险源调查概况一览表

站场	风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质Q值
井场至集中脱硫站集输管线	集输管线	1	原油	—	2.66	2500	0.001
		2	天然气	74-82-8	1.77	10	0.177
		3	硫化氢	7783-06-4	0.009	2.5	0.004
集中脱硫站至西干线	集输管线	1	天然气	74-82-8	2.00	10	0.200
		2	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.000
集中脱硫站	储油罐	1	原油	—	288	2500	0.115
	甲醇储罐	2	甲醇	67-56-1	3	10	0.300
项目Q值 Σ							0.797

5.8.2 环境风险潜势初判

根据“2.5.7.1 环境风险评价工作等级”判定内容，项目Q值小于1，环境风险潜势为I。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及甲醇。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表5.8-2。

表 5.8-2 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限1.1%-6.4%（v）；自然燃点380-530℃	集输 管线、 储罐
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限16%，爆炸下限4.8%，蒸汽压：53.32kPa（-168.8℃），闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度0.42（-164℃）	
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限4.0%~46.0V%，溶于水、乙醇	
4	甲醇	分子式CH ₃ O，分子量32.04，无色澄清液体，有刺激性气味；熔点：-97.8℃；沸点：64.8℃；相对密度（水=1）：0.79；相对蒸气密度（空气=1）：1.11；饱和蒸气压：13.33kPa（21.2℃）；闪点：11℃。溶于水，可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂。易燃，其蒸汽与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。	储罐

5.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于集输管线和储罐内。

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.8-3。

表 5.8-3 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	地层压力异常、井口设备老化、腐蚀和损坏等	井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。	大气、地表水、地下水

续表 5.8-3 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂, 导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后, 遇火源会发生火灾、爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件, 采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件, 油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水
集中脱硫站	原油储罐泄漏	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、爆炸事故	原油泄漏后, 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, 油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水
	甲醇储罐泄漏	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、爆炸事故	甲醇泄漏后, 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, 甲醇在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 集输管道破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

拟建工程集输管道破裂采出液泄漏时, 从管道中释放出的硫化氢及挥发性有机物会对周围大气环境造成一定的影响。泄漏采出液遇明火或点火源后, 可能发生火灾、爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

拟建工程所在区域较空旷, 周边无大气环境敏感目标, 大气扩散条件良好, 且井场内设置有流量控制仪及压力变送器, 当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。发生火灾、爆炸事故时, 整体对大气环境影响可防控。

(2) 地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围, 加之泄漏油品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, 因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后, 正常状态下无废水直接外排。非正常状态下, 油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响, 不易迁移至含水层, 但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下, 石油类在下渗过程受包气带的吸附作

用以后，也可能对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.2 井喷事故风险评价

(1) 井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m，一般需要1~2天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

(2) 井喷对地表水环境风险评价

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

(3) 井喷对地下水环境风险评价

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

5.8.5.4 原油、甲醇储罐破裂事故影响分析

(1) 大气环境风险分析

原油、甲醇储罐破裂泄漏时，原油、甲醇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。拟建工程原油、甲醇储罐采用质量较好的材质，采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，原油、甲醇储罐泄漏发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，周围无环境敏感目标，风险物质的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于风险物质稀释，对大气环境产生的环境风险可防控。

（2）地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成原油、甲醇储罐泄漏主要集中在集中脱硫站区域范围，加之泄漏油品基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

非正常状态下，原油、甲醇储罐发生事故泄漏后，液态物料会泄漏至工艺装置区，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，对区域地下水造成污染的环境风险可接受；本评价要求建设单位加强环境管理，定期进行检查，避免因原油、甲醇储罐质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成原油、甲醇泄漏对地下水水质造成污染影响。因此在事故下造成原油、甲醇储罐泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 环境风险防范措施及应急要求

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

（1）井下作业事故风险预防措施

- ①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。
- ②井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。
- ③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。
- ④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、

井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（2）管道事故风险预防措施

①施工阶段的事故防范措施

I 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。

II 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

I 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管理 and 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。

II 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。

III 定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

IV 制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

V 利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

VI 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。

（3）H₂S 气体泄漏风险防范措施

①制定施工方案，确保其符合所有相应规范和公认的做法。在进行井下作业之前，作业公司、承包公司、专业服务公司以及其他相关代表宜一起讨论有关井的数据和资料。

②作业人员宜至少每周进行一次预防井喷演练，确保井控设备能正常运行，作业队人员明确自己的紧急行动责任同时达到训练作业人员的目的。

③操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

④所有产出气都应以确保人身安全的方式排放或燃烧。严格执行“禁止吸烟”的规定。

⑤设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，防止易燃易爆物料泄漏。

⑥在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。

(4) 原油、甲醇储罐泄漏风险防范措施

①管理措施

- a. 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。
- b. 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。
- c. 定期检查罐体和井场设备上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生；定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。
- d. 储罐设置液位计，定期巡检。
- e. 站场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况，罐区和装载区域一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。
- f. 罐区采取重点防渗措施，并设置围堰，定期检查防渗层完好性。

②加强防腐措施

- a. 根据储罐和站场设备所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。
- b. 建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.6.2 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2) 火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

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。

5.8.6.3 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），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 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。

5.8.6.4 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司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气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏、原油和甲醇储罐泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源

会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有天然气、油品、甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司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。

(4) 环境风险评价结论与建议

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

环境风险自查表见表 5.8-4。

表 5.8-4 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目		
建设地点	新疆阿克苏地区温宿县境内		
中心坐标	东经		北纬
主要危险物质及分布	原油、天然气、硫化氢、甲醇，存在于井场、站场设备和集输管线内		
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气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等		
风险防范措施要求	具体见“5.8.6 环境风险管理”		

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(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、站场地表进行砾石压盖或硬化处理，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4)充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

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

类比油田同类项目采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.1.1.2 维持土壤肥力措施

(1)严格限定施工范围，严格控制管道施工带范围，严禁自行扩大施工用地范围。在植被密集区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

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

6.1.1.3 动植物保护措施

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

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

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

(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。

类比油田同类项目采取的动植物保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.4 维持区域生态系统完整性措施

(1) 施工应严格限定作业范围，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) 施工结束后，对井场、站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。

6.1.1.6 水土流失防治措施

(1) 井场、站场工程区

① 砾石压盖：新建井场、站场改扩建区域采取砾石压盖，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、站场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

（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。

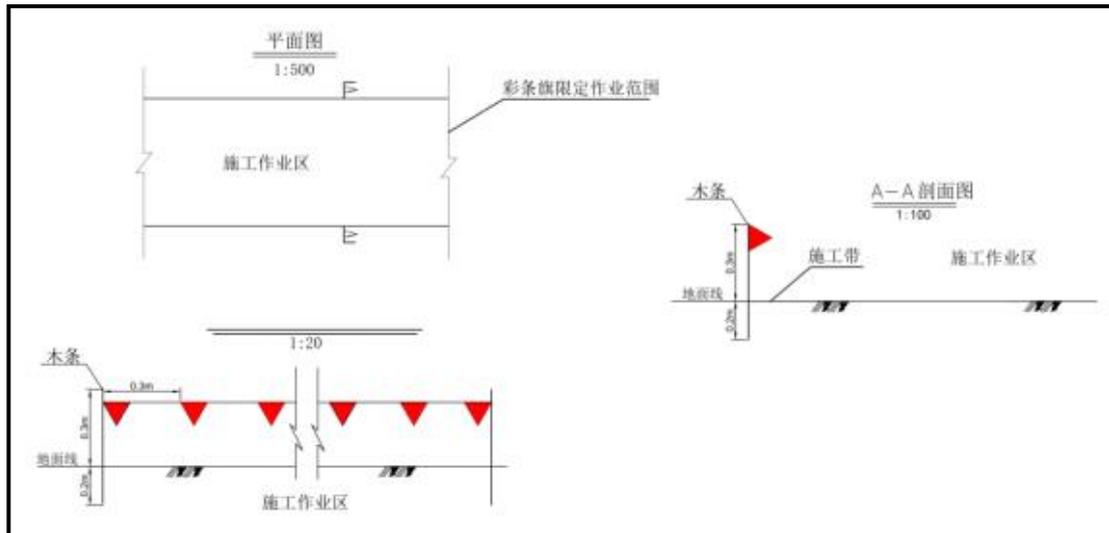


图 6.1-1 限行彩条旗典型措施设计图

类比油田同类项目已采取的水土流失防治措施，拟建工程采取的水土流失防治措施可行。

6.1.1.7 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。

（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) 井场、站场改扩建区域平整后，采取砾石压盖及硬化处理；施工土方全部用于井场、站场平整及管沟回填，严禁随意堆置。遇到易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘时间，同时作业处覆以防尘网。在施工过程中，不得随意碾压区域内其它植被；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(4) 相关防沙治沙措施要求在项目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。

类比油田同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.1.2 运营期生态保护措施

拟建工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。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。

类比油田同类项目采取的生态保护措施，拟建工程采取的生态保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

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）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）及《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 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) 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) 建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。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，定期通过吸污车拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施处理。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

(2) 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 6.2-1，天然包气带防污性能分级参照表见表 6.2-2，地下水污染防渗分区参照表见表 6.2-3。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

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

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性 有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；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，拟建工程各分区防渗等级具体见表 6.2-4。

表 6.2-4 厂区各区域防控措施一览表

井场、站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度		
井场	一般 防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行
集中脱硫站	一般 防渗区	原油储罐区	弱	易	其他类型	
		生产装置区	弱	易		
		生活污水池	弱	易		

(3) 地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握项目所在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，项目所在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，设置跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域的对地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	监测因子	监测频次
1#监测井	上游地下水井	潜水含水层	跟踪监测井	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	每半年1次
2#监测井	项目区地下水井(位于集中脱硫站)				
3#监测井	下游地下水井				

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。

6.2.2.2 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

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

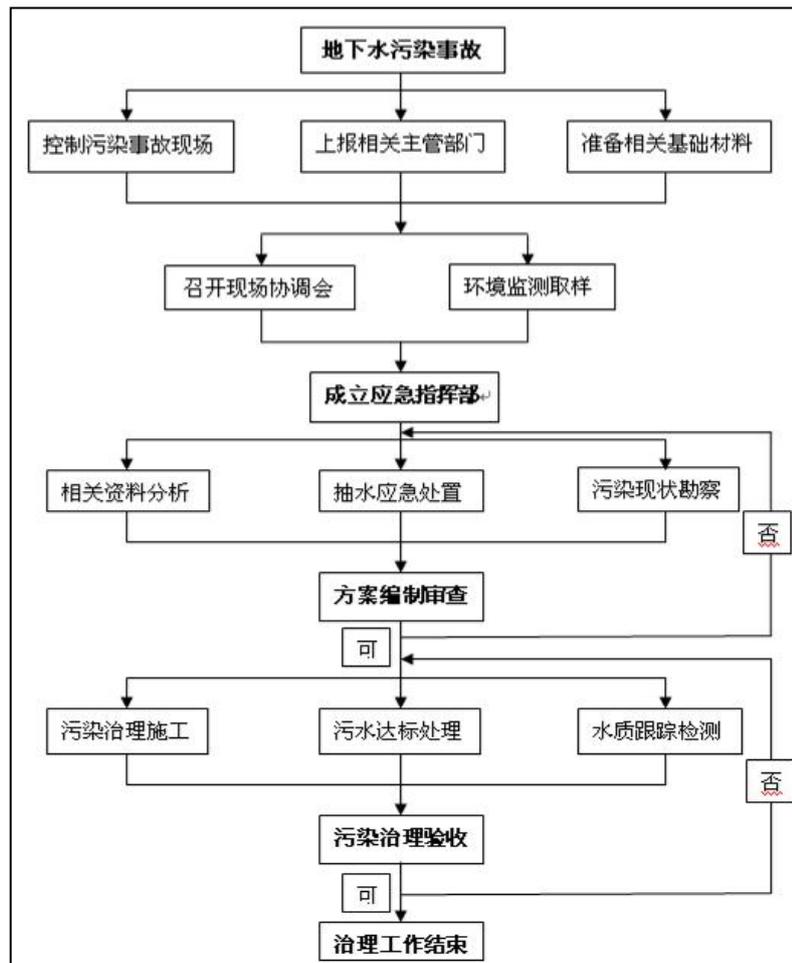


图 6.2-1 污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

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

（3）治理措施

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

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；
- ②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；
- ③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；
- ④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；
- ⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

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

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

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

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

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

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至英潜联合站采出水处理装置处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SY TZ0495-2020）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY 01028-2019）、《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，避免发生油水窜层；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）管道试压废水

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

（2）施工队生活污水

生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施处理。拟建项目产生的生活污水依托英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施采用“化粪池+一体化设备污水处理”工艺，处理后的污水达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2中C级标准后，用于周边荒漠灌溉。英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施处理能力为 $96\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $36\text{m}^3/\text{d}$ ，可接收并处理拟建项目生活污水 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ 。拟建项目施工期生活污水依托英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施处理可行。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层；生活污水排入防渗生活污

水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。要求日常加强油气处理和集输过程的动态监测，避免事故泄漏污染土壤和地下水。

英潜联合站采出水处理装置运行稳定，采出水处理规模富余量满足项目采出水和井下作业废水处理要求，且区域地层可回注水量仍有较大缺口，项目采出水处理依托英潜联合站可行，运行负荷见下表。

表 6.3-1 英潜联合站污水处理装置运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	采出水	4000m ³ /d	2500m ³ /d	1500m ³ /d	57m ³ /d	可依托
2	井下作业废水				1.09m ³ /d	可依托

英买作业区公寓生活污水处理设施采用“化粪池+一体化设备污水处理”工艺，处理后的污水达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级标准后，用于周边荒漠灌溉。英买作业区公寓生活污水处理设施处理能力为 96m³/d，现状处理量为 60m³/d，富余处理能力 36m³/d，拟建工程生活污水产生量为 1.44m³/d，因此英买作业区公寓生活污水处理设施处理能力可满足拟建工程需求，生活污水处理依托英买作业区公寓生活污水处理设施可行。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至英潜联合站采出水处理装置处理，废水产生量较小，英潜联合站采出水处理装置富余处理能力可满足处置需求，废水处理达标后回注地层。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 井场、站场施工结束后，及时清理施工过程中的固体废弃物和生活垃圾；

(2) 井场、站场竣工投运前，对永久和临时占地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

(3) 生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买作

业区公寓生活污水处理设施处理。

(4) 施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发

现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

(2) 过程防控措施

①建设单位应当按照《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》要求，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场内	表层样	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2 第二类用地筛选值	每3年1次
2	集中脱硫站内	表层样			每3年1次

类比现状同类油气开发项目采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至英潜联合站处理，达标后回注地层；对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

(1) 在作业带内施工作业，施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(2) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3) 施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.5.1.2 机械、车辆尾气和焊接烟气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备、车辆废气和焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

项目运营期间井场加热炉采用清洁能源天然气，加热炉烟气经8m高烟囱排放，烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，非甲烷总烃排

放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求(1.42kg/h)。

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、站场的设备、阀门、储罐等检查、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)加强采油井生产管理,减少烃类的跑、冒、滴、漏,做好采油井的压力监测,并准备应急措施。

类比同类型井场、站场污染源监测数据,井场、站场无组织废气可满足相关标准控制要求。

综上,拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

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

(2)应合理安排施工作业,避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3)运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛。

类比同类项目采取的噪声防治措施,拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1)提高工艺过程的自动化水平,尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对井场采油树变压吸附注氮装置、注氮压缩机组，集中脱硫站计量分离器、生产分离器、加热炉、药剂加注撬、真空过滤机、压缩机、鼓风机、泵类等设备采取基础减振措施。

根据噪声预测结果，井场和站场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，因此本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

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

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

6.7.1.1 土石方处理措施

开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，全部用于井场回填、管沟回填无弃方产生。

6.7.1.2 生活垃圾处理措施

生活垃圾在现场集中收集至垃圾箱，定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置。

6.7.1.3 施工废料处理措施

施工废料为井场施工过程中产生的废弃零件、边角料、焊接及废防腐材料等，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置。

类比同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

运营期产生的固体废物主要是落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、废活性炭和生活垃圾。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第

74号)，废润滑油、废油桶、落地油、废防渗材料、废活性炭属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表6.7-1。

表6.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置
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	
废油桶	HW08	900-249-08	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废活性炭	HW49	900-039-49	0.5	三级过滤	固态	炭、废矿物油	油类物质	1次/年	T	
废润滑油	HW08	900-217-08	0.15	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

拟建工程产生的危险废物运输过程由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。

通过调查可知，距离项目较近的轮台县三和源石油技术服务有限责任公司、巴州联合环境治理有限公司的信息统计情况如下表。

表 6.7-2 拟建工程周边危废处置单位情况一览表

企业名称	危险废物经营类别	经营规模（t/a）	许可证号
巴州联合环境治理有限公司	《国家危险废物名录（2021年版）》中34大类372种，HW08 900-249-08、HW49 900-039-49等	155000	6528010110
轮台县三和源石油技术服务有限责任公司	HW08 071-001-08等	70000	6528220114

由表 6.7-2 分析可知，拟建工程周边涉及巴州 2 家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足拟建工程危废处理需求，同时建议拟建工程优先选择拟建工程较近的有资质危废处置单位，尽量避免危险废物处置长途运输过程中带来的潜在风险。

（3）危险废物利用单位

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；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

本项目退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

7 温室气体排放影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业温室气体排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程集中脱硫站设置 1 台 500kW 加热炉，需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到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 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场放空火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 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。

拟建工程脱硫工序的吸收氧化塔会排放脱除硫化氢后的酸气。

(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	温室气体排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	加热炉燃烧过程排放的废气	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场、站场非正常放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	工艺放空排放	天然气处理过程中酸气脱除工序	CO ₂	无组织
4	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
5	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) 工艺放空排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积 (万 Nm^3) 为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 $0\sim 1$ 。天然气取值为 0.99 。

拟建工程燃料燃烧温室气体排放计算主要核算新井，共涉及 1 台 500kW 加热炉，根据核算， 500kW 加热炉每小时燃气量为 60m^3 ， 500kW 加热炉每小时燃气量为 96m^3 。加热炉年运行时间为 4800h ， 500kW 加热炉年天然气消耗量为 28.8万 m^3 。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 539.6 吨。

(2) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目不涉及正常工况下的火炬气燃烧；天然气处理装置发生异常超压的情况下，超压气体通过放空火炬燃烧排放。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{\text{GHG}_{\text{火炬}}} = E_{\text{CO}_2_{\text{正常火炬}}} + E_{\text{CO}_2_{\text{事故火炬}}} + (E_{\text{CH}_4_{\text{正常火炬}}} + E_{\text{CH}_4_{\text{事故火炬}}}) \times GWP_{\text{CH}_4}$$

式中，

$E_{\text{GHG}_{\text{火炬}}}$ - 火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2_{\text{正常火炬}}}$ - 正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2_{\text{事故火炬}}}$ - 由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -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、站场泄压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	单座井场	非正常 工况	0.38	48	5.66	0.98	0.0032	0.756
2	集中脱硫 站	非正常 工况	0.35	48	5.66	0.98	0.0404	0.756

根据表中参数，结合公式计算可知，单座井场发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放温室气体量为 8.62 吨 CO₂，本项目 4 座井场发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放温室气体量为 34.48 吨 CO₂；集中脱硫站发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放温室气体量为 8.90 吨 CO₂。

(3) 工艺放空排放

① 计算公式

$$E_{CO_2\text{-酸气脱除}} = \sum_{k=1}^N (Q_{in,k} \times V_{CO_2,in,k} - Q_{out,k} \times V_{CO_2,out,k}) \times \frac{44}{22.4} \times 10$$

式中，

$E_{CO_2\text{-酸气脱除}}$ 为酸气脱除过程中产生的 CO₂ 年排放量，单位为吨 CO₂；

k 为脱酸设备序号；

$Q_{in,k}$ 为进入第 k 套酸气脱除设备处理的气体体积，单位为万 Nm³；

$V_{CO_2,in,k}$ 第 k 套酸气脱除设备入口处(未处理)气体中 CO₂ 体积浓度，取值范围 0~1；

$Q_{out,k}$ 为经过第 k 套酸气脱除设备处理后的气体体积，单位为万 Nm³；

$V_{CO_2,out,k}$ 为经过第 k 套酸气脱除设备处理后的气体中 CO₂ 体积浓度，取值范

围 0~1;

44 为 CO₂ 气体的摩尔质量，单位为 kg/kmol。

② 计算结果

本项目核算工艺放空排放主要为酸气脱除过程中 CO₂ 排放量。相关参数如下表。

表 7.1-4 酸气脱除过程相关参数一览表

序号	工艺过程	Q _{in,k} /万 Nm ³	V _{CO₂,in,k}	Q _{out,k} /万 Nm ³	V _{CO₂,out,k}	CO ₂ 年排放量
1	酸气脱除过程	365	0.8218	320	0.9363	6.70

根据表中参数，结合公式计算可知，酸气脱除过程中 CO₂ 排放量为 6.70 吨 CO₂。

(4) CH₄ 逃逸排放

① 计算公式

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

式中，

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

J-不同的设施类型；

Num_{oil,j}-原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{oil,j}-原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

Num_{gas,j}-石油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{gas,j}-石油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

② 计算结果

拟建工程相关参数取值见下表。

表 7.1-5 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	个数
1	XY101-1 井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1
2	XY1-H3 井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1
3	XY1-2 井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1
4	XY1-H9 井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1
5	集中脱硫站	集中脱硫站	5.6 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，CO₂排放量为 15.6 吨。

(5) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

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

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

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

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 15850MWh/a，电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》（生态环境部公告 2024 年 第 33 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6231 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 9876.1t。

(6) 温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

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

E_{GHG-火炬}-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-工艺}-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-逃逸}-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

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

按照上述 CO₂ 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 7.1-6 所示。

表 7.1-6 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	539.6	5.15
	火炬燃烧排放	43.38	0.41
	工艺放空排放	6.70	0.06
	CH ₄ 逃逸排放	15.6	0.15
	CH ₄ 回收利用量	0	0.00

续表 7.1-6 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
拟建工程	CO ₂ 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	9876.1	94.23
	合计	10481.38	100

由上表 7.1-6 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 10481.388 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，同时结合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）中相关建议要求，提出如下措施。

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

火炬放喷过程中，天然气点燃放空；同时加强工艺系统的优化管理，减少火炬放喷作业时间。

7.2.3 节能降碳技术

(1) 井场、站场内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作。泵的选型满足国家对泵效的技术要求；

(2) 井场、站场内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料；

(3) 选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

(4) 各级配电装置设无功电容补偿，以降低网损、补偿后功率因数可达 0.96 以上。

(5) 选用能效 I 级的变压器。

(6) 配电开关等电气元件均选用国家推广使用低损耗的产品。

(7) 照明灯具选用高效、节能、长寿命 LED 光源，采用分散控制方式，节约电能。

(8) 电缆按经济电流选择截面，合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，温室气体总排放量为 10481.388 吨。在工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业温室气体排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程井场采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油气泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

(2) 废水

拟建工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、废活性炭、废分子筛和生活垃圾。落地油、废防渗材料、废油桶、废

润滑油、废活性炭属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾集中收集后定期拉运至英买7固废场处置。

(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；厂区地表采取砾石压盖，减少水土流失。

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

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场及管线建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

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。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

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

项目的开发建设中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。

8.1.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

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

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。

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

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

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

9.1.1.3 环境管理职责

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) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的QHSE管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的QHSE管理体系纳入英买采油气管理区QHSE系统统一管理。

(2) 协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和

科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免的面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役期提出拟建工程的环境管理计划。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	土地占用	严格控制施工占地面积，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	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	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
	防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
污染防治	废气	本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃；施工扬尘采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，避免大风天作业等；施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条；	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

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；生活污水定期通过吸污车拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施处理	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买 3km 处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾收集后定期清运至英买 7 固废场生活垃圾填埋池填埋处置	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	废气	采用密闭工艺流程	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	废水	运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，满足标准后回注地层；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油区生活基地污水处理设施处理		
	固体废物	废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买 3km 处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾集中收集后定期拉运至英买 7 固废场处置		
	噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	温室气体	加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平		
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	废水	管道、设备清洗废水输送至英潜联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层		
	固体废物	建筑垃圾收集后送周边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，管线两端使用盲板封堵；废弃设备由厂家回收利用		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第37号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，油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，工程内容发生变化，应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），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，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 企业环境信息披露

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：新疆阿克苏地区温宿县境内

主要产品及规模：①方案总井数8口，其中老井利用4口(其中1口转注气井，3口采油井)，新建采油井场4座；③新建集中脱硫站1座；④新建单井集输管线11.76km，新建集中脱硫站至西干线集输管线16.52km；配套道路、供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后2026年设计年产原油8.31万t，2027年至2029年设计年产原油11.85万t。

(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3.4-3~表3.4-8。

拟建工程污染物排放标准见表2.4-3。

拟建工程污染物排放量情况见表3.3-10。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司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 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和

理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；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	集中脱硫站加热炉	加热炉烟气	加热炉燃烧净化后的天然气	—	颗粒物 SO ₂ NO _x 烟气黑度 非甲烷总烃	4800	683	15 3.52 139.51 <1级 14.77	8	0.15	NO _x : 0.457 VOCs: 0.623	颗粒物≤20; SO ₂ ≤50; NO _x ≤200 烟气黑度<1级 非甲烷总烃 排放浓度≤120, 排放速率 ≤1.42kg/h
	集中脱硫站	无组织废气	采取密闭输送, 加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃、H ₂ S、 甲醇、臭气浓度	8760	—	—	—	—		场界非甲烷总烃≤4.0, 场界硫化氢 ≤0.06, 场界 甲醇≤12, 场 界臭气浓度 ≤20(无量纲)
废气	井场	无组织废气	采取密闭输送, 加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃、H ₂ S	8760	—	—	—	—	场界非甲烷总烃≤4.0, 场界硫化氢 ≤0.06	
类别	噪声源		污染因子	治理措施				处理效果	执行标准			
噪声	井场采油树、 变压吸附注氮装置、注氮 压缩机组、站 场生产设备		L _{Aeq, T}	基础减振				降噪 15dB(A)	厂界昼间≤60dB (A)；夜间≤50 dB (A)			

续表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标	执行标准 (mg/L)
废水	采出水、井下作业废水、生活污水	SS、石油类	其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站，气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理，井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买采油气管区生活基地污水处理设施处理	—	—	—	—
固废	废油桶、落地油、废防渗材料、废活性炭		集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置				全部妥善处置
	废润滑油		收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用				
	废分子筛		收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；				
	生活垃圾		集中收集后定期拉运至英买7固废场处置				
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.8.6 环境风险管理”				

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

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

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工

程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，结合现有例行监测计划，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	集中脱硫站加热炉	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次
	集中脱硫站无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向厂界外 10m 范围内	每季度 1 次
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	3 口地下水环境跟踪监控井分别为上游地下水井、项目区地下水井（位于集中脱硫站）、下游地下水井	每半年 1 次
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、全盐量、pH	井场井口区域、集中脱硫站内原油储罐区，柱状样（采样深度分别为 50cm、150cm、300cm）	每年 1 次
生态		临时占地恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成）	井场、站场周围、管线沿线	每年 1 次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	5	—
	2	机械、车辆尾气和焊接烟气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	5	—

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						
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--	--
	2	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至英买作业区公寓生活污水处理设施处理	不外排	5	--
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	生活垃圾	生活垃圾收集后定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置	妥善处置	5	--
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置	妥善处置	5	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围；井场、站场、管线、道路建设做到土方平衡	临时占地恢复到之前状态	20	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	10	落实水土保持措施
		防沙治沙	及时对临时占地区域进行平整、恢复	防止土地沙化	10	落实防沙治沙措施
环境 监理		开展施工期环境监理	--	--	10	--
运营期						
废气	1	集中脱硫站加热炉烟气	燃烧净化后的天然气+8m高排气筒	颗粒物 \leq 20mg/m ³ ; SO ₂ \leq 50mg/m ³ ; NO _x \leq 200mg/m ³ 烟气黑度 $<$ 1级 非甲烷总烃排放浓度 \leq 120mg/m ³ , 排放速率 \leq 1.42kg/h	5	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
废气	2	井场无组织废气	采取密闭流程, 加强设备管理, 加强阀门的检修与维护等措施	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	5	《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; 《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表1新改扩建项目二级标准; 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值
	3	集中脱硫站无组织废气	采取密闭储存和密闭集输流程, 加强设备管理, 加强阀门的检修与维护等措施	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 场界甲醇 $\leq 12\text{mg}/\text{m}^3$ 场界臭气浓度 ≤ 20 (无量纲)	10	
废水	1	采出水	采出水随采出液一并输至集中脱硫站, 气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理, 满足标准后回注地层; 井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理, 满足标准后回注地层	不外排	20	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准
	2	井下作业废水				
	3	生活污水	排入防渗生活污水池暂存, 定期通过吸污车拉运至英买采油气管管理区生活基地污水处理设施处理			—
噪声	1	井场采油树、变压吸附注氮装置、注氮压缩机组	基础减振	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
	2	集中脱硫站生产设备				
固废		落地油	集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	30	—
		废防渗材料				
		废油桶				
		废活性炭				
		废润滑油	收集后暂存于危废间, 定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用			
		废分子筛	收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置			
	生活垃圾	集中收集后定期拉运至英买7固废场处置				

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						
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	—	—	—
环境监测		土壤、 地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标 排放	30	—
风险防范措施		井场、站场	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	10	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
废水	1	管道、设备清洗 废水	管道、设备清洗废水输送至英潜联合站处理，达标后回注地层	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准
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	10	—
	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	21	—
合计				—	221	—

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木油田雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组 2026 年产能建设项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设内容：①方案总井数 8 口，其中老井利用 4 口(其中 1 口转注气井，3 口采油井)，新建采油井场 4 座；③新建集中脱硫站 1 座；④新建单井集输管线 11.76km，新建集中脱硫站至西干线集输管线 16.52km；配套道路、供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：拟建工程建成后 2026 年设计年产原油 8.31 万 t，2027 年至 2029 年设计年产原油 11.85 万 t。

项目投资和环保投资：项目总投资 14748 万元，其中环保投资 221 万元，占总投资的 1.5%。

劳动定员及工作制度：新增工作人员 18 人，年工作时间为 365 天，采用三班倒工作制度。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区温宿县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、生态保护红线、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

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

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

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（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24km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭工艺，从源头减少泄漏产生的无组织废气；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测表明：监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；各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。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化、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，同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化、无酸化碱化。

环境空气质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m³的标准，硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值，甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

声环境质量现状监测结果表明：井场、站场昼间、夜间噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区标准。

10.3.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；项目井场、站场外延200m范围及管线两侧200m范围内不存在耕地等土壤环境敏感目标，因此不再设置土壤环境(污染型)保护目标，将井场、站场外延5km范围及管线两侧200m范围内的土壤作为运营期土壤环境(生态型)保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标；本项目风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

10.4 污染物排放情况

本项目污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。本项目各主要污染物具体排放见表10.4-1。

表 10.4-1 本项目污染物年排放量一览表 单位：t/a

类别	废气						废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	甲醇		
拟建工程排放量	1.167	1.182	40.992	6.887	0.009	0.007	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、

植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

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

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程评价范围内无地表水体，采出水、井下作业废液及生活污水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用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，石油烃满足《土壤环境质量建设用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。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5.5 大气环境影响

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下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及站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

施工期噪声源均为暂时性的，通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场、站场噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。退役期设备拆除等过程中噪声源均为暂时性的，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

本项目运营期产生的固体废物主要是落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、废活性炭、废分子筛和生活垃圾。废润滑油、废油桶、落地油、废防渗材料、废活性炭属于危险废物，废润滑油收集后暂存于危废间，定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用，落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置；空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废，收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置；生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置，全部妥善处置，不会对周围环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司英买采油气管理区制定了应急预案，本项目实施后，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，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

(1) 项目运营期间井场加热炉采用清洁能源天然气，加热炉烟气经8m高烟囱排放，烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度排放满足《锅炉大气污染物排

排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值,非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求(1.42kg/h)。

(2)油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程,容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料,严格控制油品泄漏对大气环境影响。

(3)定期对井场、站场的设备、阀门、储罐等检查、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)加强采油井生产管理,减少烃类的跑、冒、滴、漏,做好采油井的压力监测,并准备应急措施。

10.6.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水,其中采出水随采出液一并输至集中脱硫站,气液分离后随原油一起由罐车拉运至英潜联合站处理;井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后拉运至英潜联合站污水处理装置处理;生活污水排入防渗生活污水池暂存,定期通过吸污车拉运至英买采油气管理区生活基地污水处理设施处理。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场、站场周围地形空旷,产生的噪声在采取有效的基础减振措施后,再通过距离衰减,控制噪声对周围环境的影响。

10.6.4 固体废物及处理措施

本项目运营期产生的固体废物主要是落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油、废活性炭、废分子筛和生活垃圾。废润滑油、废油桶、落地油、废防渗材料、废活性炭属于危险废物,废润滑油收集后暂存于危废间,定期拉运至英买处理站或英潜联合站回收利用,落地油、废油桶、废防渗材料、废活性炭集中收集后暂存于危废间定期委托有资质单位接收处置;空氮站产生的废分子筛属于一般工业固废,收集后送至英买3km处固废填埋场工业固废填埋池填埋处置;生活垃圾定期清运至英买7固废场生活垃圾填埋池填埋处置。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组2026年产能建设项目公众参与说明书》，本项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于项目建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气开采处理过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。