目　录

1 概述 1
1.1 项目由来 1
1.2 环境影响评价工作过程 1
1.3 分析判定相关情况 2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 3
1.5 主要结论 4
2 总则 5
2.1 编制 依据 5
2.2 评价目的和评价原则 9
2.3 环境影响因素和评价因子 11
2.4 评价等级和评价范围 13
2.5 评价内容和评价重点 22
2.6 评价标准 23
2.7 相关规划及环境功能区划 29
2.8 环境保护目标 75
3 建设项目工程分析 77
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 77
3.2 现有工程 93
3.3 在建工程 ..... **错误！未定义书签。**
3.4 拟建项目 96
3.5 依托工程 141
4 环境现状调查与评价 144
4.1 自然环境概况 144
4.2 环境质量现状监测与评价 147
5 环境影响预测与评价 161
5.1 施工期环境影响分析 161
5.2 运营期环境影响评价 177
5.3 退役期环境影响分析 230
6 环保措施可行性论证 232
6.1 环境空气保护措施可行性论证 232
6.2 废水治理措施可行性论证 233
6.3 噪声防治措施可行性论证 235
6.4 固体废物处理措施可行性论证 237
6.5 生态保护措施可行性论证 240
7 温室气体排放影响评价 249

7.1 温室气体排放分析 249
7.2 减污降碳措施 257
7.3 温室气体排放评价结论及建议 258
8 生态环境影响经济损益分析 259
8.1 经济效益分析 259
8.2 社会效益分析 259
8.3 生态环境措施效益分析 259
8.4 综合效益分析 261
8.5 生态环境经济损益分析结论 261
9 生态环境管理与监测计划 262
9.1 生态环境管理 262
9.2 企业生态环境信息披露 271
9.3 污染物排放清单 272
9.4 生态环境及污染源监测 274
9.5 环保设施“三同时”验收一览表 275
10 结论 280
10.1 建设项目情况 280
10.2 环境现状 281
10.3 拟采取环保措施的可行性 282
10.4 项目对环境的影响 283
10.5 总量控制分析 285
10.6 环境风险评价 285
10.7 公众参与分析 285
10.8 项目可行性结论 285

1 概述

1.1 项目由来

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田，资源量约30亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区9处，探矿区17处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。

塔河油田采油一厂所辖区块包含1区、2区奥陶系、2区三叠系、2区东区块、TK7226井区、3区奥陶系、S72区块、3区石炭系、4区、5区、9区、T903区块、西达里亚区、YT区块、AT1区块、KZ1区块、KZ2-GP4区块、AT9区块及于奇区块。

目前塔河油田区块现有单井原油产量下降，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司拟投资3600万元，实施“采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程”，建设内容为：①部署钻井5口，其中新井1口，老井侧钻4口；②新建井场1座（GP4-1X井），4座老井利旧现有设施；③新建单井集输管线1.1km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井产油20t/d，产气1万m^3/d。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于巴州轮台县、尉犁县，项目占用天然林；根据《中华人民共和国生态环境法典》（2026年8月15日起施行）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），拟建项目属于分类管理名录“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（含内部集输管线建设）”，应编制生态环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于2026年11月4日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行拟建项目的生态环境影响评价工作。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，随即开展生态环境影响报告书编制工作。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

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

（2）规划符合性判定

拟建项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。拟建项目位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建项目KZ5-1HCX井距离生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近约1.5km，建设内容均不在生态保护红线范围内；拟建项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放；拟建项目所在区域属于大气环境质量达标区域，拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建项目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、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

（1）拟建项目井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）拟建项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液最终送至联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；后期井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。拟建项目无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

（3）拟建项目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）拟建项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，井场场界噪声值满足《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)拟建项目运营期产生的危险废物落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废防渗材料、废烧碱包装袋等，收集后暂存于侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置；撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置。

（6）拟建项目井场钻探、管线敷设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后，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，拟建项目可行。

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

1.5 主要结论

综合分析，拟建项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的《采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程公众参与说明书》，拟建项目公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建项目建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

（1）《中华人民共和国生态环境法典》（2026年3月12日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过，2026年8月15日起施行）；

（2）《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）；

（3）《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）；

（4）《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）；

（5）《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）；

（6）《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）；

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

（7）《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）；

（8）《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）；

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

（10）《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）；

（11）《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）；

（12）《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）；

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

（14）《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）；

（15）《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）；

（16）《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）；

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

（18）《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）；

（19）《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）；

（20）《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）；

（21）《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）；

（22）《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）；

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

（24）《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）；

（28）《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）；

（26）《关于发布〈危险废物排除管理清单（2026年版）〉的公告》（生态环境部公告 2026年 第2号）；

（27）《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）；

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

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

（6）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（7）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（8）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（9）《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》；

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

（11）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》；

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

（13）《新疆维吾尔自治区实施〈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）；

（14）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

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

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

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

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

（19）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》；

（20）《自治区党委办公厅 自治区人民政府办公厅印发〈关于创新预防体制机制推动新时代水土保持工作高质量发展的实施意见〉的通知》；

（21）《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

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

2.1.3 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（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》（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）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）；

（15）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）；

（16）《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）；

（17）《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）。

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程设计方案》；

（2）《环境质量现状检测报告》；

（3）西北油田分公司提供的其他资料；

（4）环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地的自然环境及环境质量现状。

（2）针对拟建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）预测拟建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）分析拟建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、经济角度分析拟建项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对拟建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。

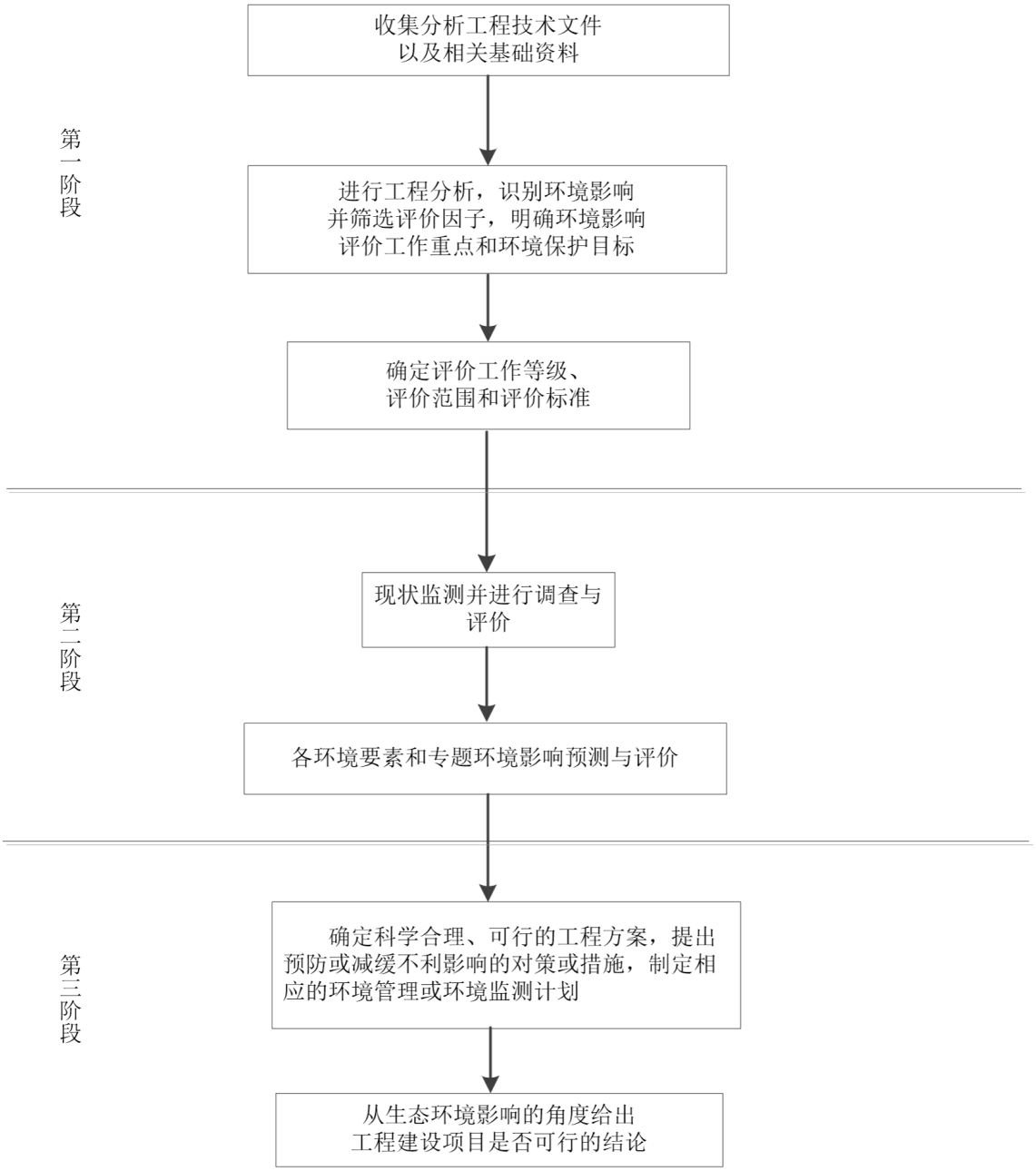


图 2.2-1　　环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建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
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	油气开采、集输工程	封井工程
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—	—	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1D	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1D
	土壤肥力	—	—	—	-1C	--	--
	植被覆盖度	-1C	--	--	-1C	--	+1C
	生物量损失	-1C	--	--	-1C	--	+1C
	生态敏感区	-1C	--	--	-1C	--	+1C
	生物多样性	-1C	--	--	-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、土壤肥力、植被覆盖度、生态敏感区、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境、地表扰动的短期负面影响，以及对植被覆盖度、生态敏感区、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　　拟建项目评价因子一览表

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	颗粒物	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物
地表水	本项目不涉及跨越穿越地表水，故不设置评价因子					
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	耗氧量、氨氮	石油类、耗氧量、氨氮	耗氧量、氨氮
土壤	—	石油烃、盐分含量	石油烃、盐分含量	—	石油烃、盐分含量	—
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性	—	—	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性	生物多样性、生态系统完整性	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性
噪声	L_d、L_n	L_d、L_n	L_d、L_n	L_d、L_n	L_d、L_n	L_d、L_n
环境风险	—	原油、天然气、硫化氢	—	—	原油、天然气、硫化氢	—

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

（1）P_{max}及$D_{10\%}$的确定

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

义公式：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m^3；

ρ_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

（2）城市农村选项确定

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

（3）模型参数和污染源及其预测结果

拟建项目估算模式参数取值见表2.4-1；井场废气污染源参数见表2.4-2和表2.4-3，坐标以单座井场中心为原点（0,0,0）。

表2.4-1 **估算模型参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		42.1
3	最低环境温度/℃		-25.6
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		农田
7	区域湿度条件		干燥气候

续表2.4-1　　估算模型参数一览表

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

表 2.4-2　　井场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（°）									
GP4-1X井场无组织废气	*	*	933	6	6	0	5	8760	正常	H_2S	0.0001
										非甲烷总烃	0.013

表2.4-4　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
1	GP4-1X井场无组织废气	非甲烷总烃	36.57	2000	1.83	2.64	17	--
		硫化氢	0.264	10	2.64			

（4）评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建项目采油井场外排废气污染物1%＜P_{max}=2.64%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，拟建项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），拟建项目废水主要为采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井

下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。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。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建项目采油井场类别为Ⅰ类；集输管线类别为Ⅱ类。

（2）地下水环境敏感程度

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

表2.4-5 **地下水环境敏感程度分级表**

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

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

（3）评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表2.4-6。

表 2.4-6　　地下水评价工作等级划分依据一览表

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

地下水评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7　　地下水评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

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

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

（1）声环境功能区类别

拟建项目位于塔河油田区域，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》（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

项目井场周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

（3）评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于土壤盐化地区；

项目所在区域7.5＜pH＜9.5，属于HJ964-2018附录D.2中无酸化或碱化～中度碱化地区，即工程所在区域属于土壤碱化地区。拟建项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）土壤环境污染影响型评价工作等级

①建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建项目采油井场类别为Ⅰ类；集输管线类别为Ⅱ类。

②占地规模

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

拟建项目各井场永久占地面积为0.42hm^2，占地规模为小型；集输管线地下敷设不新增永久占地，占地规模为小型。

③建设项目敏感程度

拟建项目TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX井场周边1km范围内涉及耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”；GP4-1X、TK7206CX井场1km内及管线200m范围内不涉及耕地、园地、牧草地等环境敏感目标，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见表2.4-8。

表2.4-8 **土壤环境污染影响型评价工作等级一览表**

工程名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX井场	Ⅰ类	敏感	一级
GP4-1X、TK7206CX井场	Ⅰ类	不敏感	二级
集输管线	Ⅱ类	不敏感	三级

拟建项目TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX井场土壤环境污染影响型评价等级为一级，GP4-1X、TK7206CX井场土壤环境污染影响型评价等级为二级，

集输管线土壤环境污染影响型评价等级为三级。

（2）土壤环境生态影响型评价工作等级

①建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建项目采油井场类别为Ⅰ类；集输管线类别为Ⅱ类。

②建设项目敏感程度

项目井场及集输管线区域土壤含盐量大于4g/kg，8.5＜pH＜9.5，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见表2.4-9。

表2.4-9 **土壤环境生态影响型评价工作等级一览表**

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场	Ⅰ	敏感	一级
集输管线	Ⅱ	敏感	二级

拟建项目井场土壤环境生态影响型评价等级为一级，集输管线土壤环境生态影响型评价等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

（1）拟建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）拟建项目不涉及生态保护红线。

（3）拟建项目GP4-1X井场及其集输管线占用天然林（公益林）。

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

（5）项目新增永久占地面积0.47hm^2，临时占地面积8.63hm^2，总面积≤12km^2。

（6）拟建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，拟建项目GP4-1X井场及其集输管线生态评价工作等级为二级，其他井场生态评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

（1）危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

拟建项目在生产、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。

拟建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）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\frac{q_n}{Q_n}\cdot \qquad （式1-1）$$

式中：q_1，q_2…q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2…Q_n 每种危险物质的临界量，t。

当Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

拟建项目涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则HJ169-2018附录B中对应的临界量的比值Q计算结果见表2.4-11。

表 2.4-11　　**建设项目 Q 值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	天然气	74-82-8	0.21	10	0.0210
	2	H_2S	7783/6/4	0.0008	2.5	0.0003
	3	原油	—	8.203	2500	0.0033
项目Q值Σ						0.0246

注：本项目集输管线长度为 1.1km，直径 DN100，管线压力 3MPa。

经计算，拟建项目 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2.4-12。

表2.4-12　　**环境风险评价工作等级划分一览表**

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

对照表2.4-12可知，拟建项目环境风险潜势为Ⅰ，因此拟建项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建项目各环境要素确定的评价等级、拟建项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-13。

表 2.4-13　　**各环境要素评价范围一览表**

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长5km的包络线区域
2	地表水环境	三级B	--
3	地下水环境	二级	井场地下水流向上游1km，下游3km，两侧外扩1km的8km²矩形包络线区域
		三级	集输管线两侧200m的范围
4	声环境	二级	各井场边界外200m范围

续表 2.4-13　　**各环境要素评价范围一览表**

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
5	土壤环境污染影响型	一级	TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX边界外扩1000m
		二级	GP4-1X、TK7206CX井场边界外扩200m
		三级	集输管线边界两侧向外延伸200m范围
6	土壤环境生态影响型	一级	各井场边界外扩5000m
		二级	集输管线边界两侧向外延伸200m范围
7	生态影响	二级	GP4-1X井场周围50m范围
		二级	管线中心线两侧300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km
		三级	其他井场周围50m范围
8	环境风险	简单分析	--

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.5-1。

表 2.5-1　　**评 价 内 容 一 览 表**

序号	项 目	内　　容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响因素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	（1）区块开发现状及环境影响回顾：主要介绍塔河油田各区块开发现状、塔河油田各区“三同时”执行情况、塔河油田各区环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 （2）现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、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。 （3）在建工程：基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点。 （4）拟建项目：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 （5）依托工程：拟建项目涉及依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、周边生活垃圾处置场、周边一般工业固废填埋场等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价

续表 2.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析）
		运营期环境影响预测与评价（大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析）
		退役期影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施可行性论证	针对拟建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及建议
8	生态环境影响经济损益分析	从项目实施后的生态环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的生态环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目生态环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状,确定拟建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、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

（1）环境质量标准

环境空气：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准；H_2S执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

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

（2）污染物排放标准

废气：厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放H_2S执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表1二级新扩改建项目标准。

废水：生活污水经处理后主要用于周边生态林、荒漠的灌溉，执行《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准；采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水由井下作业施工队采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表1Ⅴ级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》（GB12523-2025）中相应限值;运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

（3）控制标准

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

上述各标准的标准值见表2.6-1至表2.6-3。

表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM_{10}	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值
		24小时平均	120		
	$PM_{2.5}$	年平均	30		
		24小时平均	60		
	SO_2	年平均	60		
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m³	
		1小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1小时平均	200		
	非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准
	H_2S	1小时平均	0.01	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值
环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中III类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5～8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
地下水	铜	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中III类
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0		CFU/100mL	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1微生物指标中III类
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05			参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准
声环境	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		

续表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
30	乙苯	28	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
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	䓛	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃（C_{10}～C_{40}）	4500		
47	镉	0.6	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5）
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3　　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	井场无组织废气	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_2S	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准
废水	生活污水	pH值	6～9	--	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准
		化学需氧量	180	mg/L	
		悬浮物	90	mg/L	
		粪大肠菌群	40000	MPN/L	
		蛔虫卵个数	2	个/L	
	采出水、井下作业废水	储层空气渗透率	≥2.0	μm^2	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表1 Ⅴ级水质主要控制指标
		悬浮固体含量	35.0	mg/L	
		悬浮物颗粒直径中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	70	dB（A）	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
		夜间	55		
场界噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

拟建项目未占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域（农产品主产区）。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限

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

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

2.7.2 生态环境保护相关规划、规范文件符合性

（1）相关规划

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十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州国土空间规划（2021年-2035年）》等。

拟建项目与相关规划的符合性分析结果参见表2.7-1。

表2.7-1 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率	拟建工程属西北油田分公司油气开采项目，项目实施有利于塔河油田增储上产	符合
	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉者、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程	拟建工程属西北油田分公司油气开采项目，项目实施有利于塔河油田增储上产	符合

续表 2.7-1　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	拟建工程属西北油田分公司油气开采项目，项目实施有利于塔河油田增储上产	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	加大油气勘探开发。以塔里木盆地、焉耆盆地为重点，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。引导社会资本参与油气、页岩气勘探开发，推动库尔勒、尉犁等区域油气空白区块挂牌出让，形成新的油气资源战略接续区。到2030年，力争全州油气产量当量达3500万吨以上。	拟建工程属西北油田分公司油气开采项目，项目实施有利于塔河油田增储上产	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
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆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。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控	拟建项目不属于涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，塔河油田各区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤的清理	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	拟建项目井场无组织废气排放涉及VOC_S排放，油气采取密闭集输工艺，减少VOC_S排放量	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	拟建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 2.7-1　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查。	报告中已提出环境监测计划	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划生态环境影响报告书》	提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替	拟建项目位于塔河油田内，项目的实施有利于维持塔河油田产能稳定，有利于提高老油田采收率	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国土空间总体规划(2021年-2035年）》	立足巴州资源禀赋和资源环境承载能力，落实国家和自治区发展重大战略，统筹划定永久基本农田、生态保护红线和城镇开发边界。 永久基本农田：确保永久基本农田总量不减少布局稳定，质量有提高。 生态保护红线：生态保护红线内的自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动。 城镇开发边界：城镇开发边界内建设，实行“详细规划许可”的管制方式。	拟建项目占地范围内不占用基本农田，未处于城镇开发边界，井场距离生态保护红线最近距离1.5km	符合
	构建六大矿产资源重点勘查开发区：落实细化国家、自治区矿产资源开发利用布局，以巴州优势矿产为重点，重点加强战略性矿产资源和自治区急需矿产资源的勘查开发，保障国家能源资源安全。“塔北-塔中-罗布泊油气及钾盐资源勘查开发区、东天山能源黑色有色金属勘查开发区、焉耆盆地油气及煤炭资源勘查开发区、阿尔金黑色有色稀有及非金属勘查开发区、西天山能源黑色贵金属勘查开发区、东昆仑（祁曼塔格）黑色有色及非金属勘查开发区”	拟建项目位于塔北-塔中-罗布泊油气及钾盐资源勘查开发区，属于石油开采项目，符合区域发展规划要求	符合

表 2.7-2　**中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”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	拟建项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划生态环境影响报告书》及审查意见	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	拟建项目距离最近的生态保护红线约1.5km，不在生态保护红线范围内；拟建项目符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控方案相关要求；拟建项目严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整	拟建项目位于重点油气开发区域的“塔河地区”，符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。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	拟建项目废气主要为井场无组织废气，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放；固体废物遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置	符合

续表 2.7-2　**中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”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	拟建项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划生态环境影响报告书》及审查意见	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建项目同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑了防沙治沙等相关要求，拟建项目已提出一系列生态环境保护措施	符合
	（五）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施	拟建项目环境管理由西北油田分公司负责，日常环境管理工作纳入西北油田分公司现有HSE管理体系，并长期开展跟踪监测，根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施	符合

（2）拟建项目与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	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	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已按要求编制了“十四五”规划，目前《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划生态环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕147号）	符合

续表 2.7-3 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	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）	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。依托其他防治设施或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建项目位于塔河油田，属于区块滚动开发项目，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。依托其他防治设施或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建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
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	拟建项目井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值	--
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建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
	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	采油一厂已编制了环境应急预案并进行了备案，后续应根据拟建项目生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合

续表 2.7-3　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	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，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建项目开发方案设计考虑了塔河油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线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
《挥发性有机物（VOC_S）污染防治技术政策》（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	项目采出液采用密闭管道输送，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	拟建项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉；危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建项目建设布局合理，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；油气输送至周边联合站集中处理；危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	符合

续表 2.7-3　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	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）	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建项目采出液采用密闭集输方式，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏	符合
	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上	拟建项目采出液中含有的少量伴生气随集输管道一起输送至周边联合站集中处理	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	拟建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	运营期采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	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	拟建项目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
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。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的影响	符合

续表 2.7-3　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行	拟建工程距离生态保护红线最近距离1.5km，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程	拟建工程距离生态保护红线最近距离1.5km，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》	在封禁保护区内进行铁路、公路、石油、天然气开发、电力、通讯等工程建设的，应当经自治区人民政府审核，报国务院或者国务院指定的部门同意	拟建项目不在沙化土地封禁保护区范围内	符合
	在沙化土地范围内从事开发建设活动的，应当依法进行环境影响评价。	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合

续表 2.7-3　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。	拟建项目不属于高耗能、高排放、低水平项目	符合
	严格执行《产业结构调整指导目录》，依法依规淘汰落后产能。	拟建项目属于“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	符合
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）	一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续	拟建工程不占用国有一级国家级公益林，部分管线占用国家二级公益林，后续将依法办理占用征收林地审核审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》	严格控制占用区划为国家级公益林和自治区级公益林的平原天然林林地。因重点建设、抗洪救灾等确需占用的，应当依法办理审核、审批手续，并依据国家和自治区有关规定缴纳相应的补偿费用。	本项目井场及部分管线占用国家二级公益林，属天然林。项目为西北油田油气勘探开发项目，属于新疆维吾尔自治区重点建设项目，项目开工前，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续，缴纳相关费用	符合
《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业和草原局令第35号）	各类建设项目不得使用Ⅰ级保护林地；建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续	拟建工程不占用Ⅰ级保护林地，井场及部分管线占用国家二级公益林，后续将依法办理占用征收林地审核审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）	第十三条任何单位和个人不得随意改变国家级公益林性质和用途，确需改变的，须按程序上报批准。 第十五条工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少	本项目井场及部分管线国家二级公益林。拟建工程严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》(国家林业和草原局令第35号)有关规定办理使用林地手续。建设单位后续将按照要求办理占用公益林地相关手续并缴纳相关费用	符合

表 2.7-4　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		拟建项目	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《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求，项目为现有塔河油田改扩建项目	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	拟建项目不涉及	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。	拟建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。	拟建项目采取密闭工艺，井场边界《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求	符合
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	拟建项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合

续表 2.7-4　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	拟建项目钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	符合
		5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	拟建项目采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	—
		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%。	拟建项目废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置；运营期制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，产生的危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	拟建项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合

续表 2.7-4　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

综上所述，拟建项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 生态环境分区管控分析

2024年11月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；2024年12月巴州人民政府办公室更新了《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》。拟建项目与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表2.7-5至表2.7-9，拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意见附图4，拟建项目与环境管控单元位置关系见附图5。

表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。	拟建项目属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令 2023年 第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕466号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建项目执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建项目不涉及	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建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、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建项目不占用自然湿地	符合

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
			【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	拟建项目不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建项目不属于新建危险化学品生产项目	符合
			【A1.1-9】严禁新建《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建项目不属于危险化学品化工项目；不占用生态保护红线和永久基本农田	符合

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建项目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
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	拟建项目不涉及	--
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建项目不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建项目不占用永久基本农田	符合
			【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建项目不涉及	--

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建项目不涉及占用湿地	符合
			【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建项目不涉及	--
		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
			【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建项目不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结－鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建项目不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建项目不涉及	--
		A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建项目与区域主体功能区划目标相协调，符合西北油田“十四五”规划及规划环评	符合
			【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.4其他布局要求	【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建项目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
	A2污染物排放管控	A2.1污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建项目属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOC_s排放对大气环境的影响	符合
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现VOCs 集中高效处理。	拟建项目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

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-1】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。	拟建项目不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合
			【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。 钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建项目不涉及	--
			【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。	拟建项目不涉及	--

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-4】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。	拟建项目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。	拟建项目不涉及	--
			【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。	拟建项目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 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建项目采出水随采出液输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
			【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	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。	拟建项目不涉及	--
	A3环境风险防控	A3.1人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建项目不涉及	--

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险防控	A3.1人居环境要求	【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，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。	拟建项目不涉及	--
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建项目不涉及	--
		A3.2联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建项目不涉及	--

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险防控	A3.2联防联控要求	【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建项目不涉及受污染耕地	—
			【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。	拟建项目不涉及	--
			【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。	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，将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
			【A3.2-5】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。	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，将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 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险防控	A3.2联防联控要求	【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建项目不涉及	--
	A4资源利用效率	A4.1水资源	【A4.1-1】自治区用水总量2025年、2030年控制在国家下达的指标内。	拟建项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到2025年，城市生活污水再生利用率力争达到60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到99.3%、99.7%。	拟建项目不涉及	--
			【A4.1-4】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。	拟建项目运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标；不涉及取用地下水	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。	拟建项目各井场不新增永久占地，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化温室气体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	拟建项目核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	项目不涉及	--
			【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建项目核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4资源利用效率	A4.3能源利用	【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建项目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。	拟建项目不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
		A4.5资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	拟建项目运营期产生的危险废物落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废防渗材料、废烧碱包装袋等，收集后暂存于侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置。	符合

续表 2.7-5 **拟建项目与《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			拟建项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4资源利用效率	A4.5资源综合利用	【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建项目不涉及	--
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建项目不涉及	--
			【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。	拟建项目不涉及	--

表 2.7-6 **拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
空间布局约束	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质。	拟建项目不涉及	—

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

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

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
空间布局约束	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。	拟建项目未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严 格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点。	拟建项目不涉及	—
	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整和化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施和场所，合理确定畜禽养殖布局和规模。	拟建项目不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动。	拟建项目距离生态保护红线最近距离1.5km，建设内容不在生态保护红线内	符合

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
空间布局约束	1.13【生态红线允许类】在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括： （1）管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。 （2）原住居民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、用海用岛、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖（不包括投礁型海洋牧场、围海养殖）等活动，修筑生产生活设施。 （3）经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。 （4）按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的树种更新，依法开展的竹林采伐经营。 （5）不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。 （6）必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。 （7）地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，不继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立锂、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。 （8）依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。 （9）根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通视道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。 （10）法律法规规定允许的其他人为活动。	拟建项目距离生态保护红线最近距离1.5km，建设内容不在生态保护红线内	符合

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
空间布局约束	1.14 自治州、各县（市）人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为。	拟建项目未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为。	拟建项目开采完成后采取自然恢复措施	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。	拟建项目属于油气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等；	拟建项目不涉及水源涵养区	符合
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展。	拟建项目不属于“两高一资”项目	—
	1.19 自然保护区核心保护区：共7条。	拟建项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共9条	拟建项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局和环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示。	拟建项目属于《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，不属于限制及禁止项目	符合

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
空间布局约束	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由市县级及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。	拟建项目不属于农业开发项目，不涉及耕地	--
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。	拟建项目不涉及	--
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目。	拟建项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共4条	拟建项目未处于风景名胜区范围内	符合
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出。	拟建项目未处于风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共5条	拟建项目未处于国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动： 共6条	拟建项目未处于国家湿地公园范围内	符合
	1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共3条	拟建项目未处于国家沙漠公园范围内	符合
	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共4条	拟建项目未处于天山自然遗产地范围内	符合
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景区、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书。	拟建项目未处于天山自然遗产地范围内	符合

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
空间布局约束	1.32 【开都河流域空间布局约束】：共7条	拟建项目未处于开都河流域范围内	符合
	1.33 【冰川保护】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川、小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护，采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	拟建项目占地未处于冰川范围内	符合
污染物排放管控	1.34【国家级自然公园】：共5条	拟建项目未处于国家级自然公园范围内	符合
	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水Ⅰ类，空气质量达到一级。	拟建项目不涉及	--
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放。	拟建项目不涉及	--
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。	拟建项目不涉及	--
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放。	拟建项目不涉及	--
	2.5 库尔勒区域（库尔勒市、尉犁县、焉耆县、和静县、博湖县）的火电、钢铁、水泥、石化行业和燃煤锅炉新（改、扩）建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	拟建项目不涉及	--
	2.6 根据水环境保护的需要，在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施。	拟建项目未处于饮用水源地准保护区范围内，运营期间无废水	符合

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

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

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
污染物排放管控	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃。	拟建项目为油气开采项目，采出水随采出液输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放	符合
	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔。	拟建项目运营期撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至周边生活垃圾处置场处置	符合
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场（小区）要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施干湿分流、粪便污水资源化利用。	拟建项目不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质。	拟建项目不涉及	—
	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构。	拟建项目不涉及	—

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
污染物排放管控	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐。	拟建项目属于石油开采项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
	2.20 加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔河南岸作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油（气）资源开发区为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	拟建项目所在区域已加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染	符合
环境风险防控	3.1 强化污染防治区域联防联控。坚持属地管理与区域协调联动共治相结合，强化主体责任，完善跨区域大气污染联防联控工作机制，强化兵地区域同防同治，完善兵地沟通协作、信息共享机制以及生态环境治理体系，积极推进兵地生态环境执法改革，使兵地联合执法、交叉执法成为常态。健全污染过程预警应急响应机制。各县市人民政府负责本行政区内的重污染天气应急响应工作，自治州重污染天气应急指挥部统筹指挥重污染应对工作，成员各司其职、密切配合。州生态环境局、气象局监测监控空气质量和气象条件变化，共享数据、科学预警、有效应对。强化部门间沟通协作，建立健全信息共享机制，充分发挥各部门专业优势，提高联防联控和快速反应能力。	拟建项目不涉及	—
	3.2 提升空气质量预警预报能力。建立健全重污染天气会商制度，加强全州环境空气质量预警预报能力提升建设，逐步建立州、县市为骨干的空气环境质量预报预警体系，开展7天重污染天气监测预警、分析和研判，以及环境空气质量中长期趋势预测分析；完善重污染天气应急减排措施。完善或修订重污染天气应急预案，实施清单化管理	拟建项目不涉及	—

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
环境风险防控	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急方案。	拟建项目不涉及	—
	3.4 自治州、各县（市）人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合。	拟建项目不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设。	拟建项目不涉及	—
	3.6 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共6条	拟建项目不涉及	—
	3.7 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	拟建项目不涉及	—
	3.8 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境和健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	拟建项目不涉及	—
	3.9（农田灌溉风险要求）农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	拟建项目不涉及	—
资源利用效率	4.1 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	拟建项目不涉及	—

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
资源利用效率	4.2 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过2万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	拟建项目不涉及	—
	4.3 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制。	拟建项目不涉及	—
	4.4 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭。	拟建项目不涉及	—
	4.5 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	拟建项目不涉及	—
	4.6 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	拟建项目不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—
	4.7【开都河流域自然资源开发限制】：共8条	拟建项目不属于开都河流域	—

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

文件要求		拟建项目	符合性
资源利用效率	4.8 开都河岸线保护区：共2条	拟建项目不属于开都河流域	—
	4.9 开都河岸线控制利用区：共2条	拟建项目不属于开都河流域	—
	4.10 开都河岸线保留区：共2条	拟建项目不属于开都河流域	—
	4.11 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为1045.50 米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	拟建项目不属于博斯腾湖区域	—
	4.12 【博斯腾湖水资源管理】共4条	拟建项目不属于博斯腾湖区域	—
	4.13 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共2条	拟建项目不属于博斯腾湖区域	—
	4.14 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	拟建项目施工期用水量较小，管线试压水循环使用，试压完成后用于区域洒水抑尘	符合
	4.15 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	拟建项目不涉及	—
	4.16 发展农业节水。推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建项目不涉及	—

续表 2.7-6　**拟建项目与“巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）”中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表**

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

表2.7-7 拟建项目与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH65282230001轮台县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建项目不占用基本农田	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	拟建项目不涉及相关内容	—
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	拟建项目不占用基本农田	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	拟建项目不属于养殖项目	符合
		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。	不涉及	—
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建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	—
	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。	拟建项目不属于养殖项目	符合
		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。	拟建项目不涉及使用农药	--

续表2.7-7 **拟建项目与所在管控单元管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH65282230001轮台县一般管控单元	污染物排放管控	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。	拟建项目不涉及使用农药	--
		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。	拟建项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，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”及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）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
		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。	塔河油田不涉及历史遗留工业企业污染场地	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。	不涉及	—

续表2.7-7 **拟建项目与所在管控单元管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH65282230001轮台县一般管控单元	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	塔河油田内不涉及土壤污染问题	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。	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。	不涉及	—
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	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。	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。	不涉及	—
ZH65282330001尉犁县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建项目不占用基本农田	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	拟建项目不涉及相关内容	—
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	拟建项目不占用基本农田	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	拟建项目不属于养殖项目	符合

续表2.7-7 **拟建项目与所在管控单元管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH65282833000 1 尉犁县一般管控单元	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。	不涉及	—
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建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	—
	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。	拟建项目不属于养殖项目	符合
		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。	拟建项目不涉及使用农药	--
		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。	拟建项目不涉及使用农药	--
		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。	拟建项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，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”及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）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

续表2.7-7 **拟建项目与所在管控单元管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH65282333000 1尉犁县一般管控单元	污染物排放管控	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。	塔河油田不涉及历史遗留工业企业污染场地	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。	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。	塔河油田内不涉及土壤污染问题	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。	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。	不涉及	—
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	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。	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。	不涉及	—

拟建项目符合《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、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》中巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、所在管控单元轮台县、尉犁县一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

2.7.4.1 井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井场均在现有油田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。钻井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、生态保护红线、永久基本农田等敏感目标；根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求，“油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危型场所不小于500m”。拟建项目井场均远离学校及居民区，周边不涉及铁路、高速公路，整体安全距离均满足规范要求。

综上所述，井场布置合理。

2.7.4.2 管线选线可行性分析

拟建项目管线采取直线敷设方式，管线沿线不占用及穿越生态保护红线、国家二级公益林（天然林）、自然保护区、基本农田等敏感目标，采取直线敷设方式最大化减少占地面积及地表扰动面积，植被损失量最小，属于唯一路线。

①拟建项目管线占地范围内无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向范围内不涉及生态保护红线，全线取直敷设，减少对管线沿线植被的破坏。

②管线走向周边无居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）的要求。

③管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

④拟建项目充分利用区域现有道路。

综上所述，拟建项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧10m范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线临时占地类型主要为灌木林地，建设单位正在同步办理项目征地中。从环境保护角度看，管道选线可行。

2.7.5 环境功能区划

区域属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，

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。

2.8 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;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；将各井场外延5000m范围及管线两侧200m范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标；将TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX井场1000m范围内的耕地作为土壤环境污染影响型保护目标；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和预防区、国家二级公益林（天然林）、重要物种（灰胡杨；塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀）作为生态保护目标；将区域环境空气、潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

环境保护目标见表2.8-1至2.8-4。

表2.8-1　　**地下水环境保护目标一览表**

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

表2.8-2　　**土壤环境保护目标一览表**

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外5000m及集输管道周边200m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深
污染影响型		
耕地	TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX井场占地外1000m内	不对土壤环境功能产生明显影响

表2.8-3 **生态保护目标一览表**

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区	各井场周围50m范围，管线中心线两侧300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km	井场、管线占用
	国家二级公益林（天然林）		井场、管线占用
	重要物种（灰胡杨；塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀）		——

表 2.8-4 **环境风险保护目标一览表**

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边3km范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	--	--	--	0
管线周边500m范围内人口数小计						0
井场周边3km范围内人口数小计						0
管线周边200m范围内						0
大气环境敏感程度E值						E3

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

3 建设项目工程概况和工程分析

塔河油田采油一厂所辖区块包含1区、2区奥陶系、2区三叠系、2区东区块、TK7226井区、3区奥陶系、S72区块、3区石炭系、4区、5区、9区、T903区块、西达里亚区、YT区块、AT1区块、KZ1区块、KZ2-GP4区块、AT9区块及于奇区块。拟建项目主要涉及塔河油田1区、2区、AT区块等。塔河油田不涉及中央生态环境保护督察要求退出的井，不在中央生态环境保护督察整改范围内。

为便于说明，本次评价对本次涉及的塔河油田各区块开发现状进行回顾；将现有老井作为现有工程进行介绍；将拟建项目依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、周边生活垃圾处置场、周边一般工业固废填埋场作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表3-1。

表3-1　　工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	主要介绍塔河油田各区块开发现状、塔河油田各区“三同时”执行情况、塔河油田各区环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见
2	现有工程	现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、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
3	拟建项目	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	拟建项目涉及依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、周边生活垃圾处置场、周边一般工业固废填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 塔河油田各区块开发现状

（1）塔河油田各区块主体工程建设情况

表 3.1-1　　塔河油田各区块主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	2区	140口	2号计转站、2-1计转站、2-2计转站、2-3计转站、S72计转站	5	/	油气水依托一号联合站处理
2	1区	69口	1号计转站、TK1115-2号阀组站	2	/	
3	AT区	91口	AT1集气站、GP4站、YT1集气站、KZ1计转站、AT9计转站、YT2计转站、AT2计转站	7	/	

（2）塔河油田公辅工程建设情况

①给排水

塔河油田1区、2区、AT区块各井场、站场为无人值守井站场，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水、井下作业废水和井下作业生活污水，采出水在各联合站处理达标后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层；井下作业废水送至塔河油田绿色环保处理站处理，井下作业生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。

②供热

塔河油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，燃料为各联合站经净化后的天然气。

③供电

塔河油田各区块范围内设置有35kV变电站，用于区域站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

（3）塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

区域井场就近进入塔河油田一号联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前塔河油田周边紧邻沙漠公路、库东公路，油田内部建设有主干路、支

干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 塔河油田各区“三同时”执行情况

塔河油田各区已开展的主要工程环保手续履行情况如表3.1-2所示。

表3.1-2 **塔河油田各区手续情况一览表**

序号	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
塔河油田2区							
1	塔河油田2区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函〔2003〕477号	2003年12月	自主验收	--	2020年1月
2	塔河油田2区三叠系油藏加密调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕903号	2011年9月	原自治区环境保护局	新环函〔2015〕910号	2015年8月
3	塔河油田二区东三叠系断块油藏产能建设项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕463号	2011年5月	原自治区环境保护局	新环评价函〔2012〕907号	2012年9月
4	塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书	编制完成，并于2021年2月25日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕165号）					
1区							
1	新疆塔里木盆地艾协克南-桑塔木油气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环函〔1999〕242号	1999年7月	原国家环境保护总局	环验〔2007〕211号	2007年10月
2	塔河油田一区S41-1井区开发建设项目	原自治区环境保护局	新环监函〔2007〕218号	2007年6月	原自治区环境保护局	新环监验〔2008〕54号	2008年12月
3	塔河油田1区三叠系下油组油藏调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕902号	2011年9月	原自治区环境保护局	新环评价函〔2012〕908号	2012年9月
4	塔河油田1区2017年产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1975号	2017年12月	自主验收	--	2020年1月
AT区							
1	塔河油田AT1区块凝析气田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2007〕219号	2007年6月	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验〔2008〕56号	2008年12月

续表 3.1-2　　**塔河油田各区手续情况一览表**

序号	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
AT区							
2	新疆塔河油田AT2南三叠系油气藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2007〕423号	2007年10月	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验〔2008〕51 号	2008年12月
3	塔河油田YT、AT区环境影响后评价报告书	编制完成，并于2021年2月25日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕162号）					
突发环境事件应急预案							
1	采油一厂2025年12月18日修编了应急预案，并在巴州生态环境局进行了备案（备案编号：652800-2025-16-M）						
排污许可							
1	采油一厂已申领了排污许可证（采油一厂登记编号：91650000742248144Q092X）						

3.1.3 塔河油田各区环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对塔河油田各区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。根据现场调查，井场严格控制占地，在永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。区域环境空气、声环境、地下水、土壤环境质量保持稳定，固体废物均妥善处置，采取了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。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）植被环境影响回顾分析

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

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田各区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（计转站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳及棉花等，西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

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。塔河油田各区位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

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田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草甸土、草甸盐土、结壳盐土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

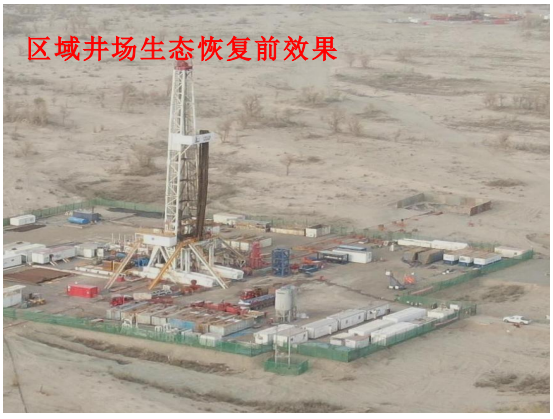




图3.1-1　塔河油田区域现有井场恢复效果

b.道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、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。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。



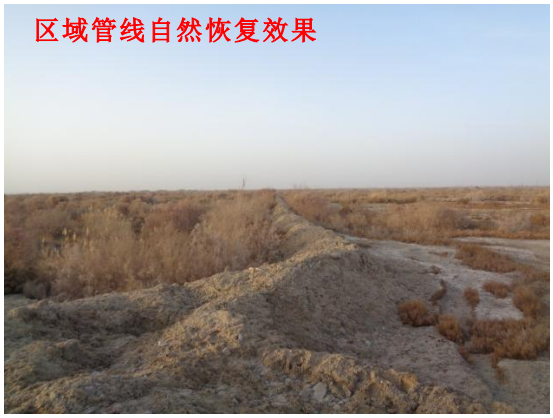


图3.1-2　**塔河油田区域现有道路和管线周边恢复效果**

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程

影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

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

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

主要原因：虽然油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，由于油气田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和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）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

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

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

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

④水土流失防治措施：合理安排了施工进度及施工时间，减少了施工期土壤流失量；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；开展了水土保持“三同时”工作，并严格按照水土保持方案开展了水土保持工作，有效减少水土流失。

⑤防沙治沙措施：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；施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。

⑥管线等临时占地施工结束后根据《临时用地土地复垦方案》，严格落实各项土地复垦措施，占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，恢复为占用前耕地质量水平。



图 3.1-3　**管线周边耕地复垦情况图**

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

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田各区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设

管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，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，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0～20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，塔河油田各采油厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田各联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

（2）“垂直入渗”途径阻断措施

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③塔河油田产生的含油污泥等危险废物均转运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收并进行处理。危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）。

结合塔河油田各区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，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

未因塔河油田的开发建设而明显增加，未对区域土壤产生累积性影响。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于荒漠灌溉。

运营期塔河油田各区采出水经周边联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，联合站污水处理系统出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，根据井场注水需要回注地层；阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注。根据西北油田分公司的规定，落地原油100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

表3.1-3 **废水水质监测结果统计表**

采样地点	检测项目	单位	监测结果	标准	达标分析
一号联合站	悬浮固体含量	mg/L	14～15	35.0	达标
	含油量	mg/L	0.39～1.37	100.0	达标
	pH值	--	5.53～5.56	--	--

本次评价搜集塔河油田历年的环评、后评价报告与区块内地下水例行监测数据中地下水环境质量现状监测数据进行比对，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

综上所述，塔河油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，未对区域地下水环境产

生累积性影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，塔河油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

表3.1-4 **塔河油田井场、站场废气污染物达标情况一览表**

名称	污染源	污染物	排放浓度（mg/m³）	主要处理措施	标准	达标情况
TK135井真空加热炉（0.6MW）	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	3.8～5.9 未检出 89～100 ＜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
TK1112CH井	井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.007	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.71～0.77		《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	
一号联合站	站场无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.07～0.51		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	

本次回顾引用巴州例行监测点2021年～2025年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，塔河油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢，本次基本6项因子仅分析PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2四项因子。

表3.1-5　区域2021年～2025年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2021年现状浓度（μg/m³）	2022年现状浓度（μg/m³）	2023年现状浓度（μg/m³）	2024年现状浓度（μg/m³）	2025年现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	达标情况
巴州	PM_{10}	年平均值	83	81	82	74	60	60	超标/达标
	$PM_{2.5}$	年平均值	27	27	26	26	21	30	达标
	SO_2	年平均值	4	5	5	5	6	60	达标
	NO_2	年平均值	25	20	14	23	21	40	达标

从表中可以看出，区域PM_{10}部分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；$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2年平均值均处于一个逐步降低的过程，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、硫化氢不属于基本6项因子，所在区域非甲烷总烃、硫化氢监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，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。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

塔河油田各区域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直接在井场进行无害化处理，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）中相应指标要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。

同时，西北油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废贮存点，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贮存点，定期委托有资质单位接收处置。钻井公司定期委托有资质单位接收处置；撬装

化危废贮存点地面进行防渗处理，防渗层为防渗膜，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，满足防渗要求。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《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

生活污水撬装化处理装置产生的污泥经脱水后，和生活垃圾一起送至周边生活垃圾处置场处置。

目前塔河油田各区内的历史遗留废弃物已全部清理干净，并进行了验收，各井场已无历史遗留废弃物残留。现状各阶段产生的固体废物基本得到妥善处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油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。开发期噪声对环境造成的影响属可接受范围。

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

表3.1-6 **塔河油田井场、站场噪声达标情况一览表**

位置	监测值 dB（A）		主要处理措施	标准	达标情况
1号计转站四周	昼间	44.5～47.1	低噪声设备、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	43.4～45.5			达标

续表 3.1-6　**塔河油田井场、站场噪声达标情况一览表**

位置	监测值 dB（A）		主要处理措施	标准	达标情况
TK324井场四周	昼间	42.1～47.6	低噪声设备、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	39.7～45.8			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

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

根据调查，塔河油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

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

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

塔河油田各区由采油一厂管理。采油一厂已编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，采油一厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油一厂按照《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）《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），采油一厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油一厂已申领了排污许可证（采油一厂登记编号：91650000742248144Q092X）。

3.1.3.9 退役设施情况

塔河油田部分区块涉及长停井，长停井部分已按照西北油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

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

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

图 3.1-4　　**塔河油田区域长停井封井效果**

3.1.4 区块污染物排放情况

目前塔河油田各区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令 第11号），完成了排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告中的区域已建工程污染物排放相关情况，目前塔河油田各区块现有污染物年排放情况见表3.1-7。

表3.1-7 **塔河油田各区块污染物排放情况一览表** 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田1区、2区、AT区现有污染物排放量	6.56	0.91	42.90	25.89	0.67	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田各区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

①信息公开不够规范。

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田2027年整改计划中，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：

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》（部令第24号，2021年12月11日发布，2022年2月8日实施）及《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）、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）等进行企业相关信息披露。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

（1）基本情况

现有工程4口老井因产能降低不具备开采价值而暂时关停，基本情况如下表所示。

表3.2-1　　现有工程基本情况一览表

序号	老井井号	井场状态	接入计转站	最终进入联合站	管线长度km
1	TK7206井	停产状态	S72计转站	一号联合站	2.1
2	TK1115井	停产状态	TK1115-1#阀组站	一号联合站	0.2
3	TK1115-5H井	停产状态	TK1115-1#阀组站	一号联合站	0.58
4	KZ5-1H井	停产状态	GP4站	一号联合站	5.28

（2）工艺流程

现有工程井场油气通过已建集输管线输送至临近计转站，最终输送至周边联合站进行处理。

（3）主要设备设施

现有工程井场设备设施如下表所示。

表3.2-2　　井场主要设备设施一览表

序号	设备名称		型号	单位	数量
1	TK7206井、TK1115井、KZ5-1H井	采油树	/	座	1
2		抽油机	/	座	1
3		高压节流阀	/	套	1
4		流量控制仪	/	台	1
5		可燃气体检测报警仪	/	台	1
1	TK1115-5H井	采油树	/	座	1
2		泵撬	/	台	1
3		高压节流阀	/	套	1
4		流量控制仪	/	台	1
5		可燃气体检测报警仪	/	台	1

3.2.2 现有工程手续履行情况

现有工程手续履行情况见表3.2-3所示。

表 3.2-3　　**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	TK7206井	塔河油田二区东三叠系断块油藏产能建设项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕463号	2011年5月	原自治区环境保护局	新环评价函〔2012〕907号	2012年9月
2	TK1115井、TK1115-5H井	塔河油田1-5区环境影响后评价	自治区生态环境厅	新环环评函〔2021〕165号	2021年2月	自主验收	--	2021年12月
3	KZ5-1H井	塔河油田YT、AT区环境影响后评价	自治区生态环境厅	新环环评函〔2021〕162号	2021年2月	自主验收	--	2021年12月

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加热炉废气、无组织废气，废水污染源为采出水、井下作业废水，噪声污染源为采油树等设备噪声，固废主要为落地油、沾油废物等。

根据验收监测及企业同类型井场监测数据，井场厂界无组织废气中非甲烷总烃浓度在0.89mg/m^3～1.34mg/m^3，硫化氢浓度为未检出～0.007mg/m^3，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放H_2S满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表1二级新扩改建项目标准。

根据验收监测及企业同类型井场自行监测数据，井场四周厂界噪声监测值昼间在46～48dB（A），夜间在39～41dB（A），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。

采出水经周边联合站污水处理系统处理达标后回注。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

现有工程现场踏勘期间，井场无历史遗留废弃物产生，结合西北油田分公司现场工作人员反馈，各井场产生的含油废物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。

3.2.4 现有工程周边生态恢复情况

现有工程已运行多年，集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施，根据现场踏勘，井场周围及管线沿线植被已得到恢复。

3.2.5 现有工程污染物年排放量

根据例行监测报告及后评价开展期间进行的污染源监测数据，计算现有工程正常生产期间污染物年排放情况见表3.2-4。

表3.2-4 **现有工程污染物排放情况一览表** 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H_2S		
现有工程排放量	0	0	0	0.456	0.004	0	0

3.2.6 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

拟建项目现有4口老井均处于停产状态，现场踏勘期间，井场未见固体废物残留，现场调查过程中未发现环境问题。

3.4 拟建项目

3.4.1 项目概况

项目基本情况见表3.4-1。

表3.4-1 **项目基本情况一览表**

项目	基 本 情 况
项目名称	采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司
建设地点	新疆巴州轮台县、尉犁县境内
总投资	项目总投资3600万元，其中环保投资170万元，占总投资的4.86%
建设周期	建设周期6个月
建设规模	项目建成后单井产油20t/d，日产气1万m^3/d

续表 3.4-1　　**项目基本情况一览表**

项目			基 本 情 况	
工程内容	主体工程	钻前工程	建设井场、设备基础施工、防渗等	
		钻井工程	部署钻井5口，其中新井1口，老井侧钻4口	
		储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺	
		油气集输工程	井场工程	新建井场1座（GP4-1X井），4座老井利旧现有设施
			管道工程	新建单井集输管线1.1km
	公辅工程	供电	就近挂接区域电网	
		给排水	施工期：钻井废水按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注，管线试压废水泼洒抑尘，生活污水经撬装化污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉； 运营期：采出水通过管道输送至区域联合站处理达标后回注区域地层；井下作业废水运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉； 退役期：管道、设备清洗废水输送至周边联合站处理，达标后回注地层	
		供热系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热；	
		道路系统	新建井场道路0.1km，井场道路宽约5m，用砂石路面结构	
		自控工程	各井场设置1套RTU，井场温度、压力等信号接入液控柜成套RTU系统，RTU通过通讯设备将数据传至联合站监控系统	
	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；焊接作业时使用无毒低尘焊条； 运营期：采出液密闭输送； 退役期：采取洒水抑尘的措施	
		废水	施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入一体化污水处理装置，处理达标后用于荒漠灌溉； 运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉； 退役期：管道、设备清洗废水输送至周边联合站处理，达标后回注地层	

续表 3.4-1　　**项目基本情况一览表**

项目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理后，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油、废机油桶、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场危废贮存点内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边一般工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至周边生活垃圾处置场处置； 运营期：落地油、废机油、废机油桶、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于危废贮存设施，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；一般工业固废委托周边一般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，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵
		环境风险	运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
	依托工程	采出水	采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理
		井下作业废水	井下作业废水依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
		危险废物	落地油、废防渗材料、废机油、废烧碱包装袋、废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置
占地			项目总占地面积9.1hm^2，其中永久占地0.47hm^2，临时占地8.63hm^2
劳动定员			拟建项目依托塔河油田现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作365d，年工作8760h

组织机构	新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.4.2 油气资源概况

3.4.2.1 油田范围

塔河油田位于巴州轮台县、尉犁县和阿克苏地区库车市和沙雅县，主要包括塔河油田1区～12区、托甫台区等，1997年伴随着S48井的投产，全面进入开发阶段,探明面积2794.91km^2,探明储量165215.27万吨,动用储量105818.94万吨，可采储量16533.98万吨，采收率15.62%。

3.4.2.2 勘探开发概况

塔河油田位于阿克库勒凸起轴部和翼部，截至目前，累计提交探明面积445km^2，石油地质储量29593×10^{4}t，动用储量26767×10^{4}t，标定可采储量为4768×10^{4}t，采收率为17.63%。塔河主体区1997年投入开发，现有采油井324口，开井率90.0%，日产油水平2639t，综合含水60%，采油速度0.39%，累产油2287.69×10^{4}t，累产水1149.51×10^{4}t。采出程度8.6%，年折算自然递减率23.5%，年综合递减16.25%，整体进入中高含水开发阶段。

3.4.2.3 地质构造

塔河油田位于阿克库勒凸起轴部和翼部，奥陶系顶面现今地貌形态整体上表现为由北东向南西倾斜的大型鼻状凸起，形成于海西早期，海西晚期基本定型。主体区T74顶面构造整体上表现为北东高、南西低的趋势，由北向南呈现出岩溶残丘-斜坡-缓坡形态。主体区T74等深度图和褶曲分布图可看出，剥蚀区残丘幅度大，局部构造发育区残丘以相对高、陡残丘为主。

结合投产井生产情况，可划分为5个构造单元：北东部S46-S48鼻状构造高、S62残丘发育区、中部S74-S76长轴断隆、南东部S79-T701构造斜坡、南西部S86-S91断隆缓坡。S46-S48鼻状构造高、S62残丘发育区和S74-S76长轴断隆中北部位于上奥陶剥蚀区，S74-S76长轴断隆南部与S79-T701构造斜坡、S86-S91断隆缓坡位于上奥陶覆盖区。

3.4.2.4 区带或层系

全区主干深大断裂、伴生次级断裂共解释了14组，为区块主要断裂，主要发育三条断裂带，形成了全区的断裂体系。其中主干深大断裂6组，伴生8组

主要次级断裂，都为区域挤压应力形成的逆断层，且以逆冲断层为主。

第一条断裂带位于主体区西部，发育由F1-F3三组断裂构成的逆冲断裂，为区域性挤压地质应力作用在刚性基底上形成的一组逆冲断裂，以“Y”自型为主，形成局部背形低幅构造。第二条断裂带位于主体区中部，主要由F6、F7两组北北东向深大主干平行断裂构成，主要为区域性挤压地质应力作用下形成的扇状褶皱构造样式，两条主干深大断裂共同作用形成了断隆构造。第三条断裂带为主体区东部，主要由F11北北东向主干深大断裂构成，主要为区域挤压地质应力形成的单支状深大主干断裂，主干断裂深入基底，伴生多条北北西向次级断裂。

3.4.2.5 储层特征

受到多期构造运动和岩溶作用的影响，塔河地区奥陶系基质物性总体表现相对比较差，储集空间应以溶洞、溶孔、裂缝为主，其中溶洞、溶孔为主要的储集体核心空间，主要受多期次的大规模溶蚀作用形成，形成多个岩溶体系。主要经历了加里东中期表生岩溶、海西早期裸露风化岩溶和埋藏期层状岩溶等三期岩溶作用过程；海西早期裸露风化岩溶是缝洞系统的主要形成时期，该期的古岩溶地貌和古水动力条件是缝洞系统发育的主要影响因素；缝洞系统经历了被不断埋藏所产生的溶蚀和充填改造作用，深部热液作用形成了以层状分布为特征的溶蚀孔洞；塔河油田碳酸盐岩缝洞系统具有类型多样、大小悬殊和分布规律复杂的特点。

3.4.2.6 油气藏流体性质

（1）原油性质

塔河油田原油密度介于0.8285～1.0575g/cm^3，平均0.9465g/cm^3，属于中-重质原油；原油运动粘度介于7.8～29629mm^2/s，平均为1823mm^2/s。凝固点介于－35℃～－1℃，平均在－25.2℃；平均含硫2.78%，平均含蜡量为5.16%；析蜡点为22℃左右；含盐量介于10.21mg/L～35437.08mg/L，平均3691mg/L。

（2）天然气性质

天然气甲烷含量为40.73%～91.49%，平均73.96%，相对密度为0.6196～

1.1220，平均0.8091，重烃（C_2^+）含量平均17.98%，N_2含量平均5.07%，CO_2含量平均2.96%。天然气总体特征是甲烷含量较高、重烃含量较低，属于湿气。天然气中检测到的硫化氢平均为634.54mg/m^3。

（3）地层采出水物性

目前主体区平均地层水密度为1.141g/cm^3，pH值为6.3；总矿化度为218033mg/L，Cl^-为133522mg/L。为$CaCl_2$型水，属封闭环境下高矿化度地层水。

3.4.3 主要技术经济指标

拟建项目主要技术经济指标见表3.4-2。

表3.4-2 **拟建项目主要技术经济指标一览表**

序号	项目		单位	数量
1	动用储量	石油地质储量	万t	36.5
2	开发指标	老井侧钻数量	口	4
3		新钻井数量	座	1
4		新建井场	座	1
5		原油总产量	t/d	100
6		天然气总产量	10^4m^3/d	5
7		集输管线	km	1.1
10		储层改造工艺	/	酸化压裂
11	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a	4
12		钻井耗水量	m^3/100m	19
13	综合指标	总投资	万元	3600
14		环保投资	万元	170
15		永久占地面积	hm^2	0.47
16		临时占地面积	hm^2	8.63
17		劳动定员	人	无人值守
18		工作制度	h	8760

3.4.4 工程组成

拟建项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程及封井工程五部分内容。

3.4.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边500m至1km处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容。具体建设内容及工程量如表3.4-3所示。

表3.3-3 **单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表**

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	hm^2	1.2	新建，100m×120m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	主放喷池	$100m^3$	座	1	新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
3	副放喷池	$100m^3$	座	1	新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	非磺化岩屑池	$400m^3$	座	1	暂存非磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	磺化岩屑池	$300m^3$	座	1	暂存磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	固井水泥应急池	$60m^3$	座	1	固井水泥暂存
6	生活区	50m×70	m^2	3500	新建，人员生活
7	撬装式污水处理站	处理规模$20m^3/d$	座	1	包括1套微生物处理系统，1座调节反应池、1套生物降解反应器、1套曝气系统、1套杀菌装置、1套脱色装置
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置，单座井场42座活动房
	环保厕所坑	--	座	1	2.5m×2.5m×2m，生活区内

3.4.4.2 钻井工程

（1）井位部署

本次共部署钻井5口，其中新井1口，老井侧钻4口。其中轮台县2口、尉犁县2口。井位部署见表3.4-4。

表3.4-4 **井位部署一览表**

序号	井号	井型	井口坐标		所属行政区域
			X	Y	
1	GP4-1X井	斜井	*	*	尉犁县

2	KZ5-1HCX井	侧钻井	*	*	尉犁县
3	TK1115CX	侧钻井	*	*	轮台县
4	TK1115-5HCX	侧钻井	*	*	轮台县
5	TK7206CX	侧钻井	*	*	轮台县

（2）井身结构

本项目新井采用的井身结构包括“新三级”，老井侧钻采用的井身结构包括“裸眼一开”“开窗一开”“开窗二开”。

（3）钻井液体系设计

新钻井一开采用膨润土-聚合物体系，设计密度1.05～1.15g/cm^3；二开上部采用KCl聚合物体系；二开下部(约3000m开始)转KCl聚磺体系，设计密度1.10～1.30g/cm；

为保证老井侧钻钻井液抑制性最优，使用油基钻井液体系，油水比≥80:20，破乳电压≥500V。

（4）固井方案

采用套管+筛管完井或裸眼完井。

（5）钻机选型及钻井周期

钻井使用ZJ70型钻机，同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。

项目单座井场工程井队人数约60人，单座新井施工天数150d，单座老井侧钻施工天数40d。

（6）主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表3.4-5。

表3.4-5　　**单座井场施工所用机械一览表**

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	ZJ70钻机	—	—	1套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1套

续表 3.4-5　　**单座井场施工所用机械一览表**

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1套
天车	TC450	4500	kN	1套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1套
转盘	ZP375	5850	kN	1套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2台
循环罐	—	60	m^3	7个
振动筛	—	—	m^3/h	2台
除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2

（7）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表3.4-6。

表 3.4-6　　**单座井场钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	430	--	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	10	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料（膨润土）	t	27	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料（Na_2CO_3）	t	2	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液pH值
5	烧碱/NaOH	t	5	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液pH值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4等	t	2	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV等	t	1	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	1	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐NP-2等	t	1	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤试剂/HX-E/TSH-2等	t	6	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	10	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	11	酚醛树脂和腐植酸缩合物	抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	51	主要成分$BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至2.0g/cm^3	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	23	主要成分$CaCO_3$，可溶于含CO_2的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	2	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01等	t	3	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂

续表 3.4-6　　**单座井场钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	4	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1等	t	5	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	10	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	4	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆pH值
21	固体润滑剂/SHR-102等	t	1	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2等	t	2	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵性能，粘附性强。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	1	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂
24	钻井液用润滑剂/LU-99	t	4	白油（95%）	改善油基钻井液润滑性，钻井液润滑剂
25	矿物油基泥浆系统	t	5	矿物油，　石油馏分	配制油基泥浆

3.4.4.3 储层改造工程

（1）储层改造工艺

塔河油田储层基质物性差，油田后续单井不能保证都能自然放喷投产，有必要采取储层改造措施来获得产能。根据塔河油田现有井场改造情况，采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液/滑溜水激活天然裂缝；采用不同酸液体系进行近、中、远井区域的刻蚀。结合本区块改造的需求，具体用液组合需根据不同改造工艺优选改造液组合。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比和详细成分。

（2）改造材料及配方

酸液体系：根据区块改造储层岩心酸溶蚀实验确定酸液浓度，并配套相关

添加剂。主体酸配方：8%～12%HCl+3.6%缓蚀剂+常规添加剂。

压裂液体系：预测储层温度160℃，选择压裂液体系：0.4%～0.45%超级瓜胶+0.5%助排剂+0.8%温度稳定剂+0.4%交联调节剂+2.0%KCl+0.1%杀菌剂。

支撑剂体系：采用高强度陶粒，段塞粒径：70目～140目；主加砂支撑剂：40目～70目、尾追30目～50目陶粒。按改造液量1000m^{3}计，最高支撑剂浓度340kg/m^3，支撑剂砂量60m^{3}左右。

（3）酸压设备配置

酸压施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表3.4-7。

表3.4-7　　**单座井场酸压施工所用机械一览表**

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

3.4.4.4 油气集输工程

（1）井场工程

拟建工程新建井场1座，4座老井利旧现有设施，不新增地面设施；井场采出液通过新建集输管线经计转站最终输送至周边联合站处理，井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表3.4-8。

表 3.4-8　　**拟建工程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	备注
新建GP4-1X井场	1	采油树	--	座	1	新建
	2	真空加热炉	400kW	台	1	新建
	3	高压节流阀	DN75，16MPa	套	1	新建
	4	流量控制仪	--	台	1	新建
	5	可燃气体检测报警仪	--	台	1	新建
	6	硫化氢检测报警仪	--	台	1	新建

（2）油气集输工程

拟建工程新建单井集输管线 1.1km，采用埋地敷设方式；侧钻老井利旧原有集输管线。管线敷设情况见表 3.4-9。

表 3.4-9　　**集输管线部署一览表**

序号	起点	终点	长度（km）	管径和材质
1	GP4-1X井	GP4站	1.1	集输管线 柔性复合管 DN100 3MPa

3.4.4.5 封井工程

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

3.4.4.6 公辅工程

（1）供电工程

新建井场设置双杆杆上式变压器 1 台，电源就近 T 接 10kV 架空线路，井场

设低压配电柜1台。老井侧钻利旧井场现有变压器和配电柜，老井侧钻利旧井场现有变压器和配电柜。

（2）供排水工程

①给水

项目钻井用水由罐车拉至井场，井场生产用水量约1566m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，单座井场工程井队人数约60人，单口新井施工天数150d，单口老井侧钻施工天数40d。项目新钻井1口，老井侧钻井4口，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约1860m³。

运营期5座井场侧钻4次，侧钻施工天数40d，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约4800m³，生活用水由罐车拉至井场和生活区。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、酸化压裂废水。生活污水产生量约1488m³,每座井场钻井期间单独建设1座撬装化污水处理站，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表2的B级标准后用于荒漠灌溉。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。管线试压废水约为8.6m³，试压结束后用于洒水抑尘。酸化压裂废水产生量为1500m³，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水直接排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

运营期采出水随油气混合物输送至周边联合站处理，处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉。

（3）供热工程

拟建项目钻井期供暖方式采取电采暖。

（4）道路工程

依托井场现有道路。

（5）危废贮存点

拟建项目钻井期井场设置有一座撬装式危废贮存点，危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少2mm厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s。危废贮存点内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存点内，由有危废处置资质单位接收处置。贮存点贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆；贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过3吨；采取防风、防雨、防晒和防止危险废物流失、扬散等措施。

3.4.4.7 环保工程

塔河油田现有环保设施比较齐全，依托的联合站配套有采出水处理系统，区域还建有阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。运营期采出水处理、落地油等危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.4.5 工艺流程及产排污节点

3.4.5.1 施工期

拟建项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.5.1.1 钻前工程

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准后，用于荒

漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾定期送至周边生活垃圾处置场处置。

3.4.5.1.2 钻井工程

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。项目钻井过程中需使用水基泥浆和磺化泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

侧钻工艺：侧钻为在原有井身结构基础上，采用开窗侧钻的方式进行侧钻，侧钻作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其黏性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。由于地层构造岩性局部存在差异性，长水平段摩阻控制难度增大，在井斜较大的井段，钻具与井壁的接触面积大，滑动钻进的摩擦阻力也大，而且随着钻进施工的延续，钻井液中固相含量增加，密度上升，摩阻控制难度增大。由于水平井及斜井轨迹的特殊性，为了保障井壁稳定和减小井壁对钻具、管柱的摩阻，提高泥浆的润滑性，采用油基泥浆体系。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录

井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

拟建项目使用放射源用于测井，提供服务的主要为西北油田分公司服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂废水，根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂作业结束后的酸化压裂废水收集在罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取低噪声设备、基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺，分离后的液体回用于钻井液配备，其中废水基泥浆及岩屑进入无害化处理装置进一步处理，最终岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；废油基泥浆及岩屑收集后由有危废处置资质单位接收处置。废机油、废机油桶、废防渗材料、废烧碱包装袋收集后，均暂存于井场撬装式危废贮存点内，定期由钻井队委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同清运至周边生活垃圾处置场处置。

3.4.5.1.3 储层改造工程

（1）射孔

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

（2）酸化压裂

酸化压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存,通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。

（3）测试放喷

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

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

储层改造工程主要废气为放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至周边生活垃圾处置场处置。

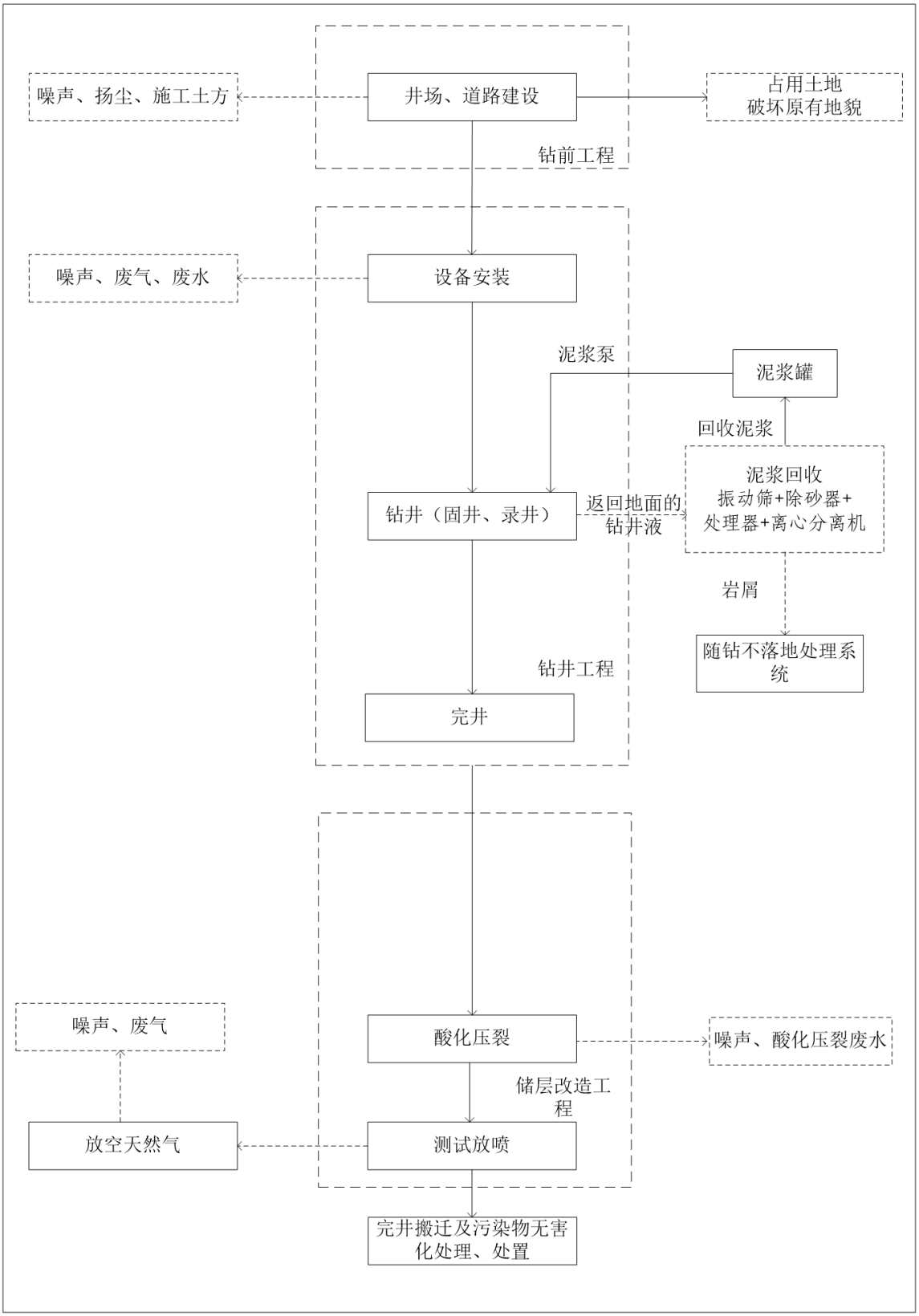


图 3.4-2　钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3.4.5.1.4 地面井场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；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；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托周边一般工业固废填埋场合规处置；生活垃圾收集后统一送至周边生活垃圾处置场处置。

3.4.5.1.5 油气集输工程

油气集输管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、收尾工序等。施工方案见图3.4-3。

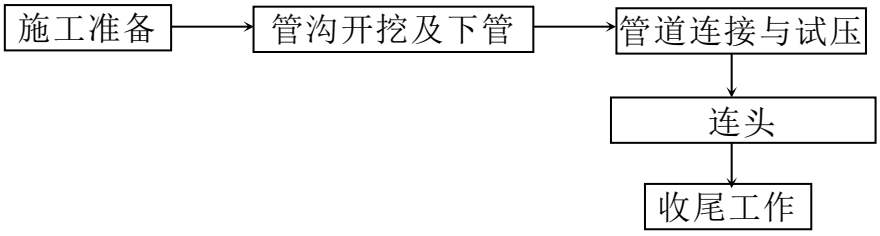


图3.4-3　　施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地，施工期间可依托已有道路进行作业。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线保持一定距离:距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟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。拟建项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度≥400μm）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。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。拟建项目集输管线最小管顶埋深1.2m。管道施工示意图见图3.4-4。

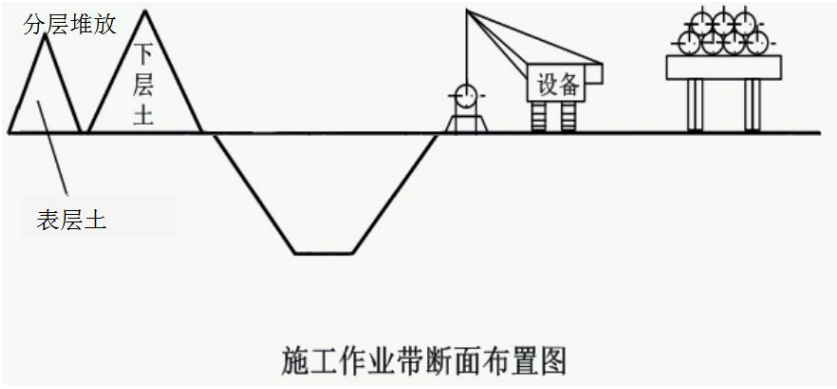


图3.4-4　　**一般地段管道施工方式断面示意图**

（3）管道连接与试压

管线试压介质采用洁净水，管道试压分段进行，管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域降尘。

（4）连头

管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接。

（5）收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行回填，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，作为管道上方土层自然沉降富余量，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。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。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、焊接废气和施工车辆尾气；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；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；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；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边一般工业固废填埋场合规处置。

3.4.5.2 运营期

拟建项目工艺流程主要包括油气开采、管线集输及井下作业。

（1）油气开采

根据塔河油田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为自喷开采。

（2）管线集输

采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，通过新集输管线密闭输送至周边计转站计量，最终输至联合站进行处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、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，运营期井场侧钻4次，其工艺流程详见“3.4.5.1.2 钻井工程”及“3.4.5.1.3 储层改造工程”。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。

井场工艺流程见图3.4-6。

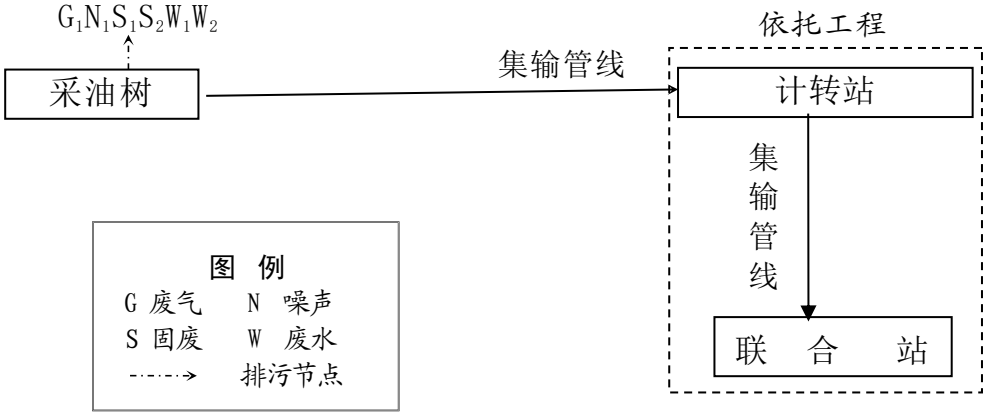


图 3.4-5 新建井场油气开采及集输工艺流程图

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气（G_1），采取密闭集输工艺减少无组织废气排放；同时井下作业期间废气主要为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。

废水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起进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业施工人员生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，处理达标后，用于荒漠灌溉。

噪声污染源主要为采油树（N_1）等设备运行产生的噪声，采取低噪声设备、基础减振的降噪措施；同时井下作业期间噪声为侧钻噪声（N_2）、压裂噪声（N_3）等，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。

固废污染源主要为井油气开采、集输、井下作业环节产生的落地油（S_1）、钻井岩屑（S_2）、钻井泥浆（S_3）、废机油（S_4）、废机油桶（S_5）、废防渗材料（S_6）、废烧碱包装袋（S_7）、撬装式污水处理站产生的污泥（S_8）及生活垃圾（S_9）；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，废油基泥浆及岩屑收集后由有危废处置资质单位接收处置。落地油、废机油、废机油桶、废防渗材料、废烧碱包装，委托有资质单位接收处置；井下作业撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置。

3.4.5.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗通道，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，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。

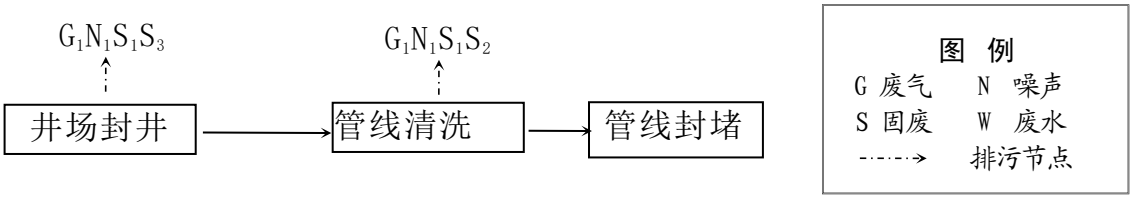


图 3.4-6　**退役期工艺流程图**

退役期废气污染源主要为施工扬尘（G_1），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（W_1），输送至周边联合站处理，达标后回注地层；噪声污染源主要为车辆噪声（N_1），要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油（S_1）、废弃管线（S_2）及一般工业固废（S_3），其中落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置，一般工业固废收集后送周边一般工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，集输管线进行氮气吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.6 施工期污染源及其防治措施

3.4.6.1 生态影响因素

井场施工以及管线开挖过程中需要占用大量土地，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。

3.4.6.2 废气

（1）测试放喷废气

拟建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。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1～2d。

（2）施工扬尘

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

（3）车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。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。

3.4.6.3 废水

①钻井废水

钻井废水主要由冲洗钻台、钻具、地面、设备等冲洗水、钻井泵等机械冷

却废水、废钻井液及泥浆无害化处理装置滤液等组成，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等。根据类比目前塔河油田钻井实际情况，一般每口井产生钻井废水约400m^3，本工程部署钻井5口，产生的钻井废水约为2000m^3。

钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程酸化压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为500m^3，则单座井场酸化压裂废水产生量为300m^3，拟建项目共部署钻井5口，项目酸化压裂废水产生量为1500m^3，储层改造过程中产生的酸化压裂废水排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

③生活污水

本项目新钻井施工天数150d，老井侧钻施工天数40d，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约1860m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为1488m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-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、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各井场钻井期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到COD 60mg/L、BOD_5为20mg/L、NH_3-N为15mg/L、SS为20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，试压结束后就地泼洒抑尘。

3.4.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，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实际情况，产噪声级在70～90dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程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。

3.4.6.5 固体废物

拟建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、废弃磺化钻井泥浆、磺化钻井岩屑、废油基泥浆及岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。

①土石方

本项目共开挖土方0.51万m^3，回填土方0.57万m^3，借方0.06万m^3，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场。拟建项目土石方平衡见下表3.4-11。

表3.4-11 **土方挖填方平衡表** 单位：万m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.07	0.13	0.04	周边砂石料场	0	—
管道工程	0.42	0.42	0.00	0	0	—
道路工程	0.00	0.02	0.02			
合计	0.51	0.57	0.06	—	0	—

②废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆罐中的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被排放的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。废弃钻井泥浆呈液态细腻乳状，一般呈碱性，其主要成分取决于钻井泥

浆的类型以及满足钻井要求而加入的钻井液添加剂，对环境的影响与其本身的组成成分关系较大。

废弃钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$V=0.125\pi D^2h+18（h-1000）/500+116$

式中：

V—废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D—钻井的直径，m；

h—钻井的深度，m；

本项目钻井过程中新井一开和二开上部(3000m以上)采用水基膨润土泥浆，本工程新钻井1口，根据计算，则废弃膨润土泥浆约294m^3；新井二开下部及三开采用水基磺化泥浆，废弃磺化泥浆约169m^3。

本项目侧钻井均采用油基泥浆，侧钻井4口，根据计算，则废弃油基泥浆约500m^3。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期水基钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的废弃水基泥浆经无害化处理装置处理后，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。废油基泥浆采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

③钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，侧钻井取平均值0.15m；

h——井深。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取2，本项目钻井过程中新井一开和二开上部（3000m以上）采用水基膨润土泥浆，本工程新钻井1口，则膨润土钻井岩屑约424m^3；新井二开下部及三开采用水基磺化泥浆，磺化钻井岩屑约176m^3。

本项目侧钻井均采用油基泥浆，侧钻井4口，根据计算，则油基钻井岩屑约140m^3。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约0.05t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边一般工业固废填埋场合规处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，采用钢制铁桶收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油约为0.3t/口，拟建项目部署钻井5口，钻井期间产生的废机油（属HW08类危险废物）量约为1.5t，桶装收集后暂存于各钻井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料（属HW08类危险废物），类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，拟建项目部署钻井5口，钻井期间产生的废防渗材料量约为1.0t，袋装收集后暂存于各钻井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋（属HW49类危险废物），及时回收废烧碱包装袋暂存于危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为0.1t/口，拟建项目部署钻井5口，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为0.5t，袋装收集后暂存于各钻井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

⑥撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到60%含水

率后，送至周边生活垃圾处置场处置。污泥脱水经污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。生活污水SS产生浓度为200mg/L，经污水处理站处理后SS浓度为20mg/L，井场污水产生量为1488m³，则井场污泥产生量为0.27t。

⑦生活垃圾

本项目新钻井施工天数150d，老井侧钻施工天数40d，钻井期间，常住井场人员按60人计算，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。施工期生活垃圾产生总量为9.3t，现场集中收集，送至周边生活垃圾处置场处置。

3.4.7 运营期污染源及其防治措施

3.4.7.1 废气污染源及其治理措施

本项目现有4口侧钻老井已履行过环评、验收手续，其污染物排放量已在现有区块排放量中核算,故不再核算现有4口侧钻老井井场无组织废气排放量，仅核算新建井场废气污染源。

废气污染源主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为、非甲烷总烃、硫化氢。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2026）等要求对源强进行核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表3.4-12。

表3.4-12 **本项目废气污染源及其治理措施一览表**

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m³）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m³/h）	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年排放量（t/a）
1	GP4-1X井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	--	密闭输送	--	--	--	0.013 0.0001	8760	0.114 0.001

源强核算过程：

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOC_S）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建项目而言，VOC_S主要为非甲烷总烃。拟建项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2026）“5.2.3.1.2 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项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-13　　**设备与管道组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表**

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

$WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-14 所示。

表 3.4-14　　**拟建项目无组织废气核算一览表**

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
单座采油井场原油流经的密封点						
1	阀门	27	0.064	0.0035	8760	0.030

2	法兰件	56	0.085	0.0095	8760	0.084
合计						0.114

经核算，拟建项目单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.013kg/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0.114t/a；根据油气水物性参数，天然气中非甲烷总烃占比约20%，天然气中H_2S含量最大为0.2%，经计算，拟建项目井场H_2S无组织排放量为0.001t/a。

（2）井下作业工程车辆扬尘

运行期扬尘主要为井场侧钻、修井、洗井等作业期间工程车辆扬尘。侧钻、修井、洗井等作业工程车辆在作业期进出频度较大，环评要求作业期间应对井场道路采取洒水降尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

（3）井下作业工程车辆尾气

在井下作业施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X、C_mH_n等。施工机械和运输车辆运行时间一般较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对大气环境的影响是有限的。

3.4.7.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、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。根据项目设计，后期开采含水量约1460m^3/a·井。采出水中主要污染物为SS、石油类等。采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，可保持油层压力，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，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3.4-15 **与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表**

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

按井下作业每2年1次计算，拟建项目共部署5座井场，则每年井下作业废水产生量为500t，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

（3）井下作业工程生活污水

拟建项目运营期侧钻施工天数40d，按生活用水量100L/d·人计，运营期侧钻4次，生活用水量总计约3840m^3；生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为2304m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-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、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各井场侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，出水可达到COD 60mg/L、BOD_5为20mg/L、NH_3-N为15mg/L、SS为20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于荒漠灌溉。

表3.4-16 **拟建项目井场废水情况一览表**

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	7300	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层

续表 3.4-16　　**拟建项目井场废水情况一览表**

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_2	井下作业废水	500	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	送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
	W_3	生活污水	3840	0	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	间歇	经井场撬装式污水处理站处理后，满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于荒漠灌溉

3.4.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.4-17。

表 3.4-17　　**单座井场噪声污染源强一览表**

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB（A））	降噪措施	降噪效果（dB（A））
1	井场	采油树	1	80	低噪声设备、基础减振	15

拟建项目井场产噪设备主要为采油树设备噪声，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实际情况，产噪声级在 80dB（A）之间。项目采取低噪声设备、基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB（A）。

3.4.7.4 固体废物及其治理措施

（1）危险废物

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型单座井场落地油产生量约 0.2t/a，拟建项目共部署 5 座井场，运行后井场落地油总产生量约 1.0t/a，定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

井下作业侧钻过程中机械检修时会产生少量废机油，采用钢制铁桶收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点中。类比同类钻井工程，拟建项目运营期侧钻4次，井下作业侧钻过程产生的废机油约为6t，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

拟建项目井下作业侧钻过程中会产生少量废防渗材料（属 HW08 类危险废

物），类比同类钻井工程，拟建项目运营期侧钻4次，井下作业侧钻过程中产生的废防渗材料量约为4t，井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

拟建项目井下作业侧钻过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋（属HW49类危险废物），及时回收废烧碱包装袋暂存于危废贮存点中。类比同类钻井工程，拟建项目运营期侧钻4次，井下作业侧钻过程中产生的废烧碱包装袋约为2t，井下作业施工结束后，废烧碱包装袋人工打包收集后，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

（2）废弃油基钻井泥浆

废弃油基钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$V=0.125\pi D^2h+18（h-1000）/500+116$

式中：

V—废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D—钻井的直径，m；

h—钻井的深度，m；

本项目井下作业侧钻期间采用油基钻井泥浆，本工程运营期侧钻4次，废弃油基泥浆约2500m^3。废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

（3）油基钻井岩屑

拟建项目井下作业侧钻过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取平均值0.15m；

h——井深。

本项目井下作业侧钻过程中采用油基泥浆，运营期侧钻4次，利用上述公

式计算，钻井岩屑膨胀系数取4，则油基钻井岩屑约700m^3。废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

（4）撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，井下作业侧钻过程中井场污泥产生量为0.69t，脱到60%含水率后，送至周边生活垃圾处置场处置。

（5）生活垃圾

本工程运营期侧钻4次，拟建项目侧钻施工天数40d，钻井期间井场人员按60人计算，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。运营期侧钻4次，井下作业侧钻过程中生活垃圾产生量为24t，现场集中收集至垃圾箱，定期送至周边生活垃圾处置场处置。

表3.4-18　**拟建项目主要固体废物及治理措施一览表**

序号	污染源名称	产生量（t/a）	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	落地油	1.0	危险废物（HW08 071-001-08）	收集后由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	6	危险废物（HW08 900-249-08）	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置	
3	废机油	4	危险废物（HW08 900-214-08）		
4	废烧碱包装袋	2	危险废物（HW49 900-041-49）		
5	生活垃圾	24	生活垃圾	送至周边生活垃圾处置场处置	
6	污泥	0.69	一般工业固体废物（S90 462-001-S90）		
7	废油基泥浆及岩屑	3200	危险废物（HW08 071-002-08）	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	

3.4.7.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，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。

3.4.8 退役期污染源及其防治措施

3.4.8.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.8.2 退役期水环境污染防治措施

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）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，避免发生油水串层。管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理，达标后回注地层。

3.4.8.3 退役期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.8.4 退役期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生一般工业固废，应集中清理收集，收集后送至周边一般工业固废填埋场填埋处置；落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，集输管线进行氮气吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

3.4.8.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。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5m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。

（5）井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.4.9 非正常排放

拟建项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。拟建项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出液进行放喷。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.4-19 **非正常排放参数表**

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/h
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.003		

3.4.10 清洁生产分析

3.4.10.1 钻井工艺清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业

废水回用率达到90%以上，钻井液循环率达到95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

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

（8）先进性分析

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

3.4.10.2 运营期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①单井采出液通过井口模块一级节流后经集输管线最终输送至周边联合站处理。全过程密闭措施，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网及原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

拟建项目将环境管理和环境监测纳入油气田安全生态环境部门负责，采用QHSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守QHSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督。

本次评价参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-20及表3.4-22。

表 3.4-20　**钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						拟建项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	乙类区≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建项目评价得分	
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	无毒钻井液	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具备	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5

续表 3.4-20　**钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建项目评价得分	
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	不落地	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	开展	20
		制定节能减排工作计划		5	制定	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	满足法规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	制定减排措施	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.4-21　**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						拟建项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

续表 3.4-21　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建项目	
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	具备原油回收设施	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过认证		15	建立HSE管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-22　**采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

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

续表 3.4-22　**采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建项目	
						实际值	得分
（3）污染物产生指标	40	采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

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

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

3.4.11 三本账

拟建项目“三本账”的排放情况见表3.4-23。

表 3.4-23　　**拟建项目“三本账”的排放情况一览表**　　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		
现有区块排放量	6.56	0.91	42.90	25.89	0.67	0	0
拟建项目排放量	0	0	0	0.114	0.001	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建项目实施后排放量	6.56	0.91	42.90	26.004	0.671	0	0
拟建项目实施后增减量	0	0	0	+0.114	+0.001	0	0

3.4.12 污染物总量控制分析

3.4.12.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑拟建项目的排污特点，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、NH_3-N。

3.4.12.2 拟建项目污染物排放总量

（1）废水

拟建项目在正常运行期间，井场采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

（2）废气

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOC_S)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。拟建工程采用密闭集输工艺，在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOC_S)主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为VOC_S排放控制因子。根据计算，本次无组织VOC_S排放量为0.114t/a。

巴州生态环境局对无组织排放非甲烷总烃无管控要求，综上，本项目总量

控制指标按最大允许排放浓度核算为：NO_X 0t/a，VOC_S 0t/a，COD 0t/a，、NH_3-N 0t/a。

3.5 依托工程

3.5.1 一号联合站

塔河油田一号联合站包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。于1999年7月7日取得原国家环境保护总局批复（环函〔1999〕242号），2007年10月9日取得原国家环境保护总局竣工环保验收意见（环验〔2007〕211号）。其中原油处理系统设计规模270×10^4t/a，包括1套120×10^4t/a中质油处理系统和1套150×10^4t/a重质油处理系统；原油稳定系统设计规模200×10^4t/a；轻烃处理系统设计规模80万m^3/d，包括1套30万m^3/d轻烃处理和1套50万m^3/d轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为15500m^3/d，包括1套6500m^3/d污水处理系统和1套9000m^3/d污水处理系统。截至目前，实际原油处理量为117.5×10^4t/a、水14120m^3/d、气72万m^3/d。

（1）原油处理系统

中质油处理系统目前主要负责塔河油田1、2、3、4、5、9、于奇西区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及1、3、4、5区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

（2）原油稳定系统

经过脱水处理后的中质原油经进料加热炉加热后与经过脱水处理后的重质原油混合进入原油稳定塔进行负压闪蒸，原稳塔底油经原稳塔底泵提升后进原油外输首站或进储罐储存。塔顶气经增压、冷却进塔顶三相分离器进行油气水三相分离，分离器顶部的气体计量后去轻烃回收装置，分离器分出的轻烃经轻烃提升泵提升后进轻烃回收装置，分离器分出的污水去塔河联合站污水处理装

置。

（3）轻烃装置

轻烃装置主要处理塔河油田1区、2区、3区、4区、5区、9区、AT2南区块、YT2区块、T903区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。$30\times10^4m^3/d$轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。$50\times10^4m^3/d$轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX（重接触塔）+丙烷辅助制冷工艺。

（4）污水处理系统

一号联合站采出水处理系统承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理任务，主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统，采出水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注。

（5）依托可行性分析

拟建项目依托一号联合站运行负荷见表3.5-1。

表3.5-1　　**一号联合站运行负荷分析表**

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	拟建项目需处理量	依托可行性
1	原油$10^4t/a$	*	*	*	*	可依托
2	天然气$10^4m^3/d$	*	*	*	*	可依托
3	采出水m^3/d	*	*	*	*	可依托

综上可知，一号联合站富余量可以满足拟建项目油气处理要求，依托可行。

3.5.2 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站于2016年9月27日取得环评批复（新环函〔2016〕1395号），并于2017年1月10日取得竣工环保验收批复（新环函〔2017〕58号），主要建设年处理15万吨受浸泥土生产线，处理塔河油田落地油、污油泥、管线刺漏油泥等受原油污染的废油泥。

2020年12月16日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保工作站废液处理及减量化系统改造工程生态环境影响报告书的批复》（新环审〔2020〕242号）。废液处理及减量化装置废液处理采用“化学、机械破胶+絮凝沉降+沉渣减量化”工艺，处理规模为60m³/h，含油污泥减量化系统采用“调质+分离”技术，处理规模为14t/h，废液年处理量为50万m³，含油污泥年处理量为15万t，该项目于2022年7月完成自主验收。排污许可证编号：91652923778950680R001V。

拟建项目井下作业废水、废油基泥浆及岩屑等由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理，依托富余情况如表3.5-2所示。

表3.5-2 **阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站运行情况一览表**

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统(m³/d)	*	*	*	*	可行
2	污油泥处理系统(t/a)	*	*	*	*	可行

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

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

拟建项目位于新疆巴州轮台县、尉犁县境内，区域以油气开采为主。拟建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

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

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

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平

原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

拟建项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔930m～940m，地形简单，地貌单一。

4.1.3 地表水

所在区域河流主要为塔里木河。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长1321km，流域面积1.76万km^2，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为HSO_4·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

拟建项目距离塔里木河最近距离8.5km。

4.1.4 水文地质

（1）地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。该区域地下潜水水位埋深一般为10m左右，东北部地区埋深小于10m。

区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深3.47m～29.7m左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度10.5m～48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为

145.04m^3/d～221.39m^3/d，水量中等；渗透系数为1.02m/d～3.88m/d。

（3）区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于1m地段，地表土层普遍积盐，形成厚达10cm～20cm的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠。

4.1.5 气候气象

区域地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据轮台县气象站近20年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表4.1-1。

表4.1-1 **轮台县主要气候要素一览表**

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

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

表4.1-2 **尉犁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	11.4℃	6	年平均蒸发量	2256.7mm
2	年极端最高气温	42.2℃	7	年日照时数	3052.4

续表 4.1-2　　**尉犁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
3	年极端最低气温	-24.4℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.6	9	多年平均风速	1.5m/s
5	年平均大气压	7.1hPa	-	-	-

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价根据收集了2025年1月1日至2025年12月31日期间巴音郭楞蒙古自治州例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.2-1所示。

表 4.2-1　　**巴音郭楞蒙古自治州环境空气质量现状评价一览表**

污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
$PM_{2.5}$	年平均值	30	21	70	达标
PM_{10}	年平均值	60	60	100	达标
SO_2	年平均值	60	6	10	达标
NO_2	年平均值	40	21	52.5	达标
CO	24小时平均第95百分位数值	4000	800	20	达标
O_3	最大8小时滑动平均值的第90百分位数值	160	118	73.75	达标

巴音郭楞蒙古自治州各污染物现状浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准要求，属于达标区。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果，评价区域硫化氢1小时平均浓度均满足《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小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准。

4.2.2 地下水环境现状监测

潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；各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。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、氟化物等因子呈梯度变化。

4.2.3 声环境现状监测与评价

现有井场厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准；新建井场声环境监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

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

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

（1）调查范围及时间

评价单位于2026年12月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场周围50m范围，管线中心线两侧300m；管线穿越天然林段，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km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。

4.2.5.2 生态功能区划

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

表4.2-19 **工程区生态功能区划**

项 目		主 要 内 容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感

续表 4.2-19　　工程区生态功能区划

项　目	主　要　内　容
主要保护目标	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
适宜发展方向	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢

由表 4.2-19 可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”，主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标为“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”，适宜发展方向为“加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢”。

拟建项目属于石油开采项目，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域地表形态、动植物产生明显影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位。

4.2.5.3 生态系统调查

（1）生态系统类型

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

（2）生态系统特征

①荒漠生态系统

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植

物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

②农田生态系统

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

③灌丛生态系统

灌丛生态系统主要是稀疏灌丛，分布于天然林区，以灌木、半灌木为优势类群，主要灌木为多枝柽柳，伴生有盐穗木等，灌木层高度2～3m，植被盖度为20%～50%。

4.2.5.4 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。生态现状调查范围内土地利用类型为灌木林地、采矿用地、其他草地以及裸土地，生态现状调查范围土地利用现状见附图9。

4.2.5.5 植被现状评价

（1）区域自然植被区系类型

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

被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（刺蓬）等。区域主要的野生植物具体名录见表4.2-20，区域植被类型图见附图11。

表4.2-20　　**项目周边区域野生植物名录**

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	*Populus pruinosa Schrenk*
蓼科	沙拐枣	*Calligonum mongolicunl*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
	盐节木	*Halocnemum shrobilaceum*
	盐生草	*Halogeton glomeratus*
藜科	碱蓬	*Suaed salsa*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
豆科	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
夹竹桃科	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
菊科	花花柴	*Karelinia caspica*

（2）野生植物重要物种

根据《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）及《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），区域内分布的灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表4.2-21　　**重点保护野生植物表**

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）	图片

1	灰胡杨（*Populus pruinosa Schrenk*）	自治区Ⅱ级	无危	否	否	主要分布在塔里木河两岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否（占地范围不涉及）	

①灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达20米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

（3）评价区域植被类型

拟建项目所在区域分布3个群系，即多枝柽柳群系、疏叶骆驼刺群系、人工植被群系。各群系主要的群落特征如下：

①多枝柽柳群系

群系中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度2～3m，群落中偶有胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。

②疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在农田区空地及边缘的草甸盐土和残余盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅或芦苇组成群落。

在农田区外缘干燥的残余盐土、残余盐化草甸土上，地下水更深，大多数植物都因缺水而死亡,仅留下生长不良的骆驼刺;植株一般高在30～40cm之间。混生有少量芦苇、花花柴、刚毛柽柳和西伯利亚白刺等。

③人工植被群系

除了上述自然植被外，油区内道路、输变电线路等基础设施齐全，为附近农民垦荒提供便利条件，局部新增耕地，主要种植棉花、小麦。

（4）植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及多枝柽柳群系、疏叶骆驼刺群系，单个群落设置3个样方，共调查样方6个，现场调查植被样方见下表。

植物样方调查要求：设1m×1m的草本植被样方3个，5m×5m的灌丛植被样方3个，记录该样方的GPS坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄2～3次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。

4.2.5.6 野生动物现状评价

（1）区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表4.2-22。

表4.2-22　　**项目区主要动物种类及分布**

序号	种名	拉丁学名	保护级别
两栖类			
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	*Agama stoliczkana Blanford*	
3	密点麻蜥	*Eremias multionllata Günther*	
4	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii Strauch*	
5	赤麻鸭	*Tadorna ferruginea Pallas*	
6	绿头鸭	*Anas platyrhynchos Linnaeus*	

续表 4.2-22　　项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
爬行类			
7	鸢	*Milvus korschum*	
8	苍鹰	*Accipiter gentilis Linnaeus*	国家二级
9	红隼	*Faloco tinnunculus*	国家二级
10	环颈雉	*Phasianus colchicus Linnaeus*	
11	银鸥	*Larus argentatus*	
12	红嘴鸥	*Larus ridibundus Linnaeus*	
13	原鸽	*Columba livia Gmelin*	
14	欧斑鸠	*Streptopelia turtur Linnaeus*	
15	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto Frivaldszky*	
16	沙百灵	*Calandrella rugescens*	
17	凤头百灵	*Galerida cristata Linnaeus*	
18	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris Linnaeus*	
19	喜鹊	*Pica pica Linnaeus*	
20	小嘴乌鸦	*Corvua corone Linnaeus*	
21	漠即鸟	*Oenanthe deserti Temminck*	
22	沙白喉莺	*Rhodopechys obsoleta Lichenstein*	
23	漠雀	*Rhodopechys Cabaris, Mus.Heis.*	
24	云雀	*Alauda arvensis*	国家二级
25	白尾地鸦	*Podoces biddulphi*	国家二级
哺乳类			
26	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家二级
27	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	
28	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	
29	子午沙鼠	*Euchoreutes naso Pallas*	
30	大耳猬	*Hemiechinus auritus Gmelin*	
31	沙狐	*Vulpes corsac Linnaeus*	国家二级
32	鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*	国家二级

（2）野生动物实地样线调查

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿各类型植被设置调查样线，样线调查时记录所见到的动物种类和数量，野生动物调查样线见4.3-1。

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

图4.2-1　　**野生动物调查样线示意图**

根据实地样线调查，主要发现鼠类、鸟类等动物。

（3）野生动物重要物种

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《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物7种，分别为鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀、白尾地鸦。

表 4.2-23　　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	鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家二级	濒危 EN	否	鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，主要分布于塔里木河沿岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	区域偶尔可见
2	沙狐（*Vulpes corsac*）	国家二级	近危 NT	否	要栖息于干荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林，主要分布于塔里木河灌木林中		否
3	塔里木兔（*Lepus yarkandensis*）	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田		区域偶尔可见
4	苍鹰（*Accipiter gentilis*）	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		否
5	红隼（*Falco tinnunculus*）	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		否
6	云雀（*Alauda arvensis*）	国家二级	无危 LC	否	栖息于开阔的草地环境，喜欢天然草地，栖息地很少或没有木本植被，大多数繁殖种群处于适合的农业环境中		区域偶尔可见
7	白尾地鸦（*Podoces hiddulphi*）	国家二级	近危 NT	是	主要栖息于干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

根据《陆生野生动物重要栖息地名录（第一批）》（国家林业和草原局公告 2023 年第 23 号），鹅喉羚、沙狐等重要物种主要分布于新疆沙雅塔里木河上游湿地兽类及鸟类重要栖息地，项目占地区域不涉及新疆沙雅塔里木河上游湿地兽类及鸟类重要栖息地。由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，现场勘查时未见沙狐、苍鹰、红隼、白尾地鸦等保护动物，偶尔可见鹅喉羚、塔里木兔、云雀的踪迹。

4.2.5.7 生态敏感区调查

（1）水土流失重点防治分区

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19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。经查询《国家级水土流失重点预防区和重点治理区查询系统》，项目所在区域不涉及国家级水土流失重点预防区和重点治理区。

②水土保持基础功能类型

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

③水土流失治理对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，项目所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；④其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

④水土流失治理措施

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

（2）重点公益林（天然林）

评价区域内天然林属重点公益林，重点公益林是指生态区位极为重要或生

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

根据《新疆维吾尔自治区轮台县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林（地）按保护等级划分，一级保护面积41591.49 hm^2，占国家级公益林（地）面积的21.06%；二级保护面积155866.42hm^2，占国家级公益林（地）面积的78.94%。

评价区域内国家二级公益林（天然林）主要为防风固沙林，属于稀疏灌丛，主要植物种类为多枝柽柳，灌木层高度2～3m，植被盖度为5%～25%，伴生有疏叶骆驼刺、盐穗木等，项目不占用公益林（天然林）。本工程TK956CX井场、KZ5-1HCX井场、GP4-1X井场距离重点公益林（天然林）约1.5km，不占用公益林（天然林），与重点公益林（天然林）位置关系图见附图3。

（3）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，灰胡杨等珍稀野生植物。

本工程KZ5-1HCX井场距离生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约1.5km，不在红线内。本工程与生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）位置关系示意见附图4。

4.2.5.8 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区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，其中巴音

郭楞蒙古自治州有明显沙化趋势的土地面积为69.19万公顷，占具有明显沙化趋势土地面积的15.80%。经调查，拟建工程所在区域涉及沙化土地。

拟建工程所在地沙化土地类型属于半固定沙地，生态评价范围内沙化土地程度属于中度。根据现场调查结果，工程所在沙地地表覆盖植被主要为多枝柽柳和骆驼刺等，植被覆盖度约5%～25%。地表结皮类型主要为盐碱结皮，盐碱结皮能够增加表层土壤的水分含量，增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

（2）水土流失

根据《新疆维吾尔自治区2024年水土流失动态监测年报》，2024年巴音郭楞蒙古自治州轻度侵蚀面积65933.17km^2，占水土流失总面积的30.88%；中度侵蚀面积93464.53km^2，占水土流失总面积的43.77%；强烈及以上侵蚀面积54115.98km^2，占水土流失总面积的25.35%

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

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），拟建项目位于“塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”，主要生态环境问题为“河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

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

5.1.1 施工废气影响分析

（1）施工扬尘

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

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

（2）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程在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，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（3）测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放喷气体的毒性。

（4）环境影响分析

油气田开发阶段，钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟气、机械设备和车辆废气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 钻井噪声影响分析

（1）钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约15dB（A）左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-1。

表5.1-1 **施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）**

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB（A）/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	低噪声设备、基础减振	昼夜

续表 5.1-1　　**施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）**

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB（A）/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	低噪声设备、基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-2。

表 5.1-2　　**施工期钻井噪声预测结果一览表**　　单位：dB（A）

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

（3）影响分析

根据表 5.1-2 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62～68dB（A），昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 储层改造噪声影响分析

（1）储层改造噪声源强

储层改造主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-3。

表5.1-3 **施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）**

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB（A）/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	--	70～80	60～65	1.5	80/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
2	酸罐车	--	90～100	80～85	1.5	80/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
3	加压泵	--	50～65	70～75	1.5	90/5	低噪声设备、基础减振	昼夜
4	测试放喷	--	100	60	2	90/5	--	昼夜
5	混砂车	--	80～100	70～80	1.5	80/5	低噪声设备、基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.1-4。

表5.1-4 **施工期储层改造噪声预测结果一览表** 单位：dB（A）

序号	站场		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	75	75	70	55	超标	超标
2		南场界	60	60	70	55	达标	超标
3		西场界	65	65	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标

（3）影响分析

根据表5.1-4可知，由预测结果可以看出，储层改造对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为60～75dB(A)，不满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)

场界噪声限值要求，项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，同时一般储层改造周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

5.1.2.3 管线施工噪声影响分析

（1）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-5。

表5.1-5　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

（2）施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$L_r=L_{ro}-20lg（r/r_o）$

式中：L_r——距声源r处的A声压级，dB（A）；

L_{ro}——距声源r_o处的A声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表5.1-6。

表 5.1-6　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB（A）]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装
5	焊接机器	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	

（3）影响分析

根据表 5.1-6 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。施工期间通过采取设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

（1）土石方

本项目共开挖土方 0.51 万 m^3，回填土方 0.57 万 m^3，借方 0.06 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。

（2）废弃水基钻井泥浆及钻井岩屑

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的废水基泥浆及钻井岩屑经无害化处理装置处理，最终岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。

（3）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等，送至周边一般工业固废填埋场合规处置。

（4）危险废物

钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑（属HW08类危险废物），采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油、废机油桶，收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，袋装收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋,属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于危废贮存点中,由有危废处置资质单位接收处置。

（5）撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到60%含水率后，送至周边生活垃圾处置场处置。污泥脱水经污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。

（6）生活垃圾

拟建项目施工期生活垃圾现场集中收集，送至周边生活垃圾处置场处置。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

5.1.4.1 废水产生量分析

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，井场不设置废水池，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

（2）管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，试压结束后就地泼洒抑尘。

（3）生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉。

（4）酸化压裂废水

拟建项目井场不设置废水池，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

5.1.4.2 地表水影响分析

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

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

5.1.5.1 正常状况下地下水影响分析

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

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉。拟建项目施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.1.5.2 非正常状况下地下水影响分析

(1)井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

本项目一开及二开上部钻井泥浆主要成分为膨润土浆,不含有毒有害物质，一开及二开上部井深基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此本项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开下部施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开下部范围内，二开下部范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

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

(2)井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。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。区域气候干旱，降水稀少，不会因降雨形成地表径流，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，同时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。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.1.5.3 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，本评价确定防渗要求见表5.1-7及附图14-15。

表5.1-7 **分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废贮存点	
		泥浆罐区	
		应急池	
		泥浆随钻不落地系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
		危险化学品间	
		岩屑暂存池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
		放喷池	
		原油储罐区	
		废液收集罐区	
		酸压设备区	

5.1.6 施工期生态影响分析

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

5.1.6.1 地表扰动影响分析

拟建项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为钻井井场、管道占地等。

表5.1-8　　拟建项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	0.42	1.55	灌木林地、其他草地、采矿用地	新建1座井场占地面积60m×70m，钻井期井场临时占地面积为100m×120m，生活区占地面积50m×70m
2	道路工程	0.05	0		道路长度0.1km，道路宽度5m
3	管线工程	0	0.88		单井集输管线1.1km，管线作业带宽度按5m计
合计		0.47	8.63	—	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面:①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度地加剧。

工程占地主要为井场工程占地、管道施工占地等。根据占地类型统计，项目占用的土地类型主要为灌木林地、其他草地、采矿用地。从宏观整体区域看，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程及线路工程施工完毕后，对施工临时占地进行恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.1.6.2 对土壤肥力的影响分析

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其他方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

根据相关资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，即使在实行分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 30%～40%左右，氮下降 30%～40%，磷下降 14%～46%，钾下降 10%～35%，这表明即使对表层土实行分层堆放和分层覆土，工程开挖对土壤养分仍具有明显的影响。因此在土石方开挖、回填过程中，必须严格对表层土实行分层堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤肥力的影响。

5.1.6.3 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管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

拟建项目占地区域植被群系主要为多枝柽柳群系、疏叶骆驼刺群系。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高2～3m。灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

5.1.6.4 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，由于施工机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和哺乳

类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类。

（3）对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物7种，分别为鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀、白尾地鸦。苍鹰、红隼这些鸟类主要分布于保护区及周边的林地内，不会集群分布，栖息地范围广阔。本评价区主要是猛禽的觅食场所，极少在工程区繁殖和育幼。由于猛禽数量稀少，飞行高度很高，工程区周边觅食场所广阔，因此，拟建项目施工期对猛禽影响较小。鹅喉羚、沙狐、塔里木兔主要分布于塔里木河沿岸植被丰富的林地及林缘灌丛生境，工程占地和建筑施工会减少它们的适宜生境，对其在评价范围内的生存和种群数量存在一定影响。但考虑到拟建项目所在区域附近类似生境很多，这些兽类可以向周围相似生境中迁移，并且施工范围内分布范围较少，不会对其生存生活和种群数量产生大的影响。

5.1.6.4 生态系统完整性的影响

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

从整个评价区来看，拟建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

区内的生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.6.5 生态敏感区影响分析

（1）生态保护红线影响分析

拟建项目KZ5-1HCX井距离生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近距离1.5km，不在生态保护红线区范围内。根据生态保护红线划定结果，拟建项目充分考虑了避让红线，没有占用和穿越生态保护红线。另外，施工期控制人为活动范围，减少对原生地表的破坏；施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，严禁向生态保护红线内堆放任何物料、固体废物等；避让生态保护红线，不得占用及穿越生态保护红线；项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

（2）公益林（天然林）影响分析

由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一，林型、林龄均与周围临近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本项目使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设需严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》(国家林业局第35号令)要求，不得占用国家一级公益林；井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的，因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在8m范围内；管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被，将重点公益林的影响降到最低。

5.1.6.6 水土流失影响分析

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

要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表整体植被覆盖率相对较低，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。

5.1.6.7 防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

拟建项目总占地面积9.1hm^2（其中永久占地面积为0.47hm^2，临时占地面积为8.63hm^2），对照《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目所属区域属于半固定沙地，拟建工程与第六次沙化监测沙化土地类型关系见附图12。

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相对较低，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）。

拟建项目占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

5.1.6.8 生态影响评价自查表

表 5.1-11 **生态影响评价自查表**

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园☐；自然保护区☐；自然公园☐；世界自然遗产☐；生态保护红线☑；重要生境☐；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域☐；其他☑
	影响方式	工程占用☐；施工活动干扰☑；改变环境条件☐；其他☐
	评价因子	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态敏感区、生物多样性、生态系统完整性
评价等级		一级☐ 二级☑ 三级☐ 生态影响简单分析☐
评价范围		陆域面积：（ ）km^2；水域面积：（ ）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面☐；专家和公众咨询法☐；其他☐
	调查时间	春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☑ 丰水期☐；枯水期☐；平水期☐
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化☐；盐渍化☑；生物入侵☐；重要物种☐；生态敏感区☐；其他☐
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区☑；其他☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性☐；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区☑；生物入侵风险☐；其他☐
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☐；生态补偿☑；科研☐；其他☐
	生态监测计划	全生命周期☐；长期跟踪☐；常规☑；无☐
	环境管理	环境监理☐；环境影响后评价☑；其他☐
评价结论	生态影响	可行☑；不可行☐
注：“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.1.7 施工期土壤环境影响分析

5.1.7.1 土壤环境影响分析

（1）土壤理化性质影响

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

的影响较大。

（2）钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。

拟建项目产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH值后进行循环利用。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

5.1.7.2 土壤环境保护措施

（1）划定施工作业范围，避免对施工范围外的土壤扰动；严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）钻井场严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求，将钻井平台、危废贮存点、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s。

（3）钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

（4）施工机械及运输车辆按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压；施工完毕后采取土地平整措施。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

拟建工程位于轮台县、尉犁县境内，距离拟建工程最近的气象站为轮台县气象站，项目周边地形、气候条件与轮台县一致，本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分

析选用轮台县气象站的气象资料。

表5.2-1　　观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.120	41.780	56	976	2024	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据轮台县气象站近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5.2-2。

表5.2-2　　近20年各月平均温度月变化统计表

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

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

（2）风速

区域内近20年各月平均风速变化情况见表5.2-3。

表5.2-3　　近20年各月平均风速变化统计表

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

由表5.2-3分析可知，区域近20年平均风速为1.6m/s，5月份平均风速最大为2.1m/s，1月、12月份平均风速最低，为1.0m/s。

（3）风向、风频

区域近20年平均各风向风频变化情况见表5.2-4，近20年风频玫瑰图见图5.2-1。

表 5.2-4　　近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率（%）	6.2	5.8	14.9	10.2	3.6	3.0	2.1	1.8	2.7
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率（%）	5.1	12.0	8.2	5.1	3.4	3.5	4.0	8.4	

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

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

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

表5.2-5　　估算模型参数一览表

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

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.2-6和表5.2-7。

表5.2-7　　井场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（°）									
井场无组织废气	*	*	933	6	6	0	5	8760	正常	H_2S	0.0001
										非甲烷总烃	0.013

（3）预测结果

表5.2-8　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	36.57	2000	1.83	2.64	17	--
		硫化氢	0.264	10	2.64			

项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为36.57μg/m³、占标率为2.83%；H_2S最大落地浓度为0.26μg/m³、占标率为2.64%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表5.2-9。

表5.2-9　　井场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
井场无组织废气	非甲烷总烃	10.381	9.732	9.732	10.381
	硫化氢	0.012	0.011	0.011	0.012

由表5.2-9预测结果可知，拟建项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值均为9.732～14.853μg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

（1）污染源强

拟建项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液进行放喷。非正常工况下污染物源强情况见表5.2-10。

表 5.2-10　　**非正常工况下污染物排放一览表**

面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	X	Y									
放喷口	0	60	933	6	6	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.003
										非甲烷总烃	0.1

（2）影响分析

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

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
1	放喷口	H_2S	49.89	498.98	498.98	10	1025
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

由表 5.2-11 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 1640μg/m³，占标率为 82.19%，$D_{10\%}$对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为 49.89μg/m³，占标率为 498.98%，$D_{10\%}$对应距离为 1025m。

5.2.1.6 污染物排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表5.2-13。

表 5.2-13　　**大气污染物无组织排放量核算表**

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《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	0.114
		硫化氢	密闭工艺	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.001

5.2.1.7 评价结论

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

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

拟建项目大气环境影响评价自查表见表5.2-15。

表5.2-15 **大气环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥ 2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（H_2S、非甲烷总烃）			包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$□
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录D ☑	其他标准 □
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	（2025）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑	主管部门发布的数据□		现状补充监测☑
	现状评价	达标区☑		不达标区□	
污染源调查	调查内容	拟建项目正常排放源☑ 拟建项目非正常排放源☑ 现有污染源☑	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□

续表 5.2-15　　**大气环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD □</td><td>ADMS □</td><td colspan="2">AUSTAL2000□</td><td>EDMS/AEDT □</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型 □</td><td>其他 ☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥ 50km□</td><td colspan="4">边长5～50km □</td><td colspan="2">边长=5km ☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="6">预测因子（H_2S、非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次$PM_{2.5}$□
不包括二次$PM_{2.5}$□</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">$C_{拟建项目}$最大占标率≤100%☑</td><td colspan="4">$C_{拟建项目}$最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="4">$C_{拟建项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{拟建项目}$最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="4">$C_{拟建项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{拟建项目}$最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放1h浓度贡献值</td><td>非正常持续时长（0.17）h</td><td colspan="4">$C_{非正常}$占标率≤100% □</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率＞100%☑</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="5">$C_{叠加}$达标□</td><td colspan="4">$C_{叠加}$不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="5">k≤-20%□</td><td colspan="4">k＞-20%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="5">监测因子：（）</td><td colspan="3">有组织废气监测 □
无组织废气监测 □</td><td>无监测☑</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="5">监测因子：（）</td><td colspan="3">监测点位数（）</td><td>无监测☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="9">可以接受 ☑　　不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="9">距（　　）厂界最远（　　）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="2">SO_2（0） t/a</td><td colspan="2">NO_x：（0）t/a</td><td colspan="3">颗粒物：（0）t/a</td><td colspan="2">VOC_s：（0.114）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="11">注：“□”为勾选项，填“√”；“（　）”为内容填写项</td></tr>
</table>

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建项目废水主要为采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；

井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。拟建项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）采出水处理单元

拟建项目建成投运后，采出水随采出液一起进入一号联合站处理。联合站采出水处理工艺流程为：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油气层压力，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。

表 5.2-16　**联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表**　　m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建项目需处理量	依托可行性
塔河油田一号联合站	15500	14120	1380	16	可依托

综上可知，联合站采出水处理单元满足拟建项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理站现有1座9000m^3废液接收池、1套处理能力1430m^3/d的一体化设备配套处理设施、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注。目前，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理规模为65m^3/h，现状处理量为9.2m^3/h，富余处理能力55.8m^3/h，拟建项目井下作业废水产生量为300m^3/a（折合0.04m^3/h），因此阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理废液装置处理能力可满足拟建项目需求。

综上，拟建项目采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水不外排，故拟建项目实施对地表水环境可接受。

表5.2-17　　**地表水环境影响评价自查表**

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

5.2.3 地下水环境影响评价

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

5.2.3.1 区域地形地貌

塔河油田区块位于塔里木盆地北缘，区域北部为渭干河、库车河冲洪积平原，中部为塔里木河冲积平原，南部为风积沙漠，总体地势北高南低，西高东低。其中，北部渭干河、库车河冲洪积平原地势北高南低，西高东低，海拔950～990m，地形坡降1‰～3‰左右，其上河流、渠道发育；中部塔里木河冲积平原南北高、中间低，西高东低，海拔930～990m，地形坡降1‰～3‰左右，其上河网发育；南部塔克拉玛干沙漠地势东南高西北低，海拔940～1100m，地形起伏变化较大，由半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约1～5m不等。

（1）冲洪积平原

广泛分布于塔河油田区块，地表由第四系冲洪积物构成，包气带岩性为粉土、粉质粘土和细砂，厚度较大，探井开挖深度内未揭穿。地形较平坦，总体地势北高南低、西高东低，河流渠道发育，人类活动频繁，地表以城镇、农田、村庄为主。

（2）冲积平原

主要分布于塔里木河南北两岸，塔河油田区块东南侧部分属于该平原，地

表岩性为细砂、粉质粘土、粉土。地势南北高、中间低，西高东低，其上河网纵横交错，地下水埋藏较浅，有零星沼泽分布。沿河流两岸有村庄和农田，南岸有茂盛胡杨林分布。

5.2.3.2 地质概况

（1） 地质构造

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

（2） 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。

5.2.3.3 水文地质条件

（1） 含（隔）水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主,在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于5m/d，水位埋深一般2.5～9m，含水层厚度10～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于10m/d，100m钻孔揭露的含水层厚度为20～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚2～5m的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深3～10m，富水性中等，单井涌水量100～1000m^3/d。

（2）地下水补径排条件

调查区内降雨量小，只有暴雨洪流存在少量入渗补给，补给来源主要为渠系入渗和田间灌溉，以及地下水侧向径流补给。地下水径流方向主要为自西向东，水力梯度小于1‰。最终以人工开采、潜水蒸发、植物蒸腾和补给塔里木河方式排泄。

（3）各含水层之间及与地表水之间水力联系

①各含水层之间的关系

调查区内孔隙水含水层主要为上更新统冲洪积含水层和全新统冲积含水层。两含水层交互沉积，互相衔接为一体，地下水体互相传递，具有统一的水动力特征和统一的水面，构成完整的上、下游地下水补径排系统。

调查区内潜水和承压含水层之间存在2～5m的粉质粘土层，为分布稳定的隔水层，使潜水和承压水之间水力联系较弱。此外，承压含水层内部存在多层粉质粘土层，将承压含水层分割为多层结构。

②地表水与地下水的关系

调查区南部塔里木河自西向东穿过，该河为区域性河流，调查区内河流北岸地下水接受塔里木河向北补给地下水。此外，调查区内农业灌溉渠道和引水渠尾修建的排碱渠会使少量地表水补给地下水。

③地下水动态变化特征

调查区内地下水动态类型以渗入-蒸发型为主。动态曲线呈现为多峰型：每年1～2月地下水处于低水位期，3月份水位开始上升，至4月～5月达到高水位，之后水位开始回落；平水位期为11月底或3月底。

（4）地下水开发利用

经过调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类型主要以Cl·SO_4-Na型为主，区域地下水以工业、农业用水为主。

（5）水位统测

①统测频率

塔河油田位于塔里木盆地北缘库车河冲洪积平原，属于其他平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表4地下水环境现

状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次塔河油田地下水环境水位统测开展一期。

②统测结果

引用2024年9月对塔河油田区块进行水位统测的数据，具体统测结果见表5.2-18。

表5.2-18　　**塔河油田地下水水位统测点统计表**

序号	坐标		井深（m）	地面标高（m）	丰水期（2024年9月）	
	X	Y			水位埋深（m）	水位标高（m）
1	*	*	30	946.75	5.36	941.39
2	*	*	30	940.08	4.56	935.52
3	*	*	30	951.28	4.55	946.73
4	*	*	30	946.22	4.64	941.58
5	*	*	30	939.33	3.64	935.69
6	*	*	30	943.02	4.62	938.4
7	*	*	30	940.82	5.15	935.67
8	*	*	30	939.73	4.65	935.08
9	*	*	30	935.28	9.16	926.12
10	*	*	30	929.74	5.52	924.22
11	*	*	30	932.56	5.83	926.73
12	*	*	20	931.08	5.93	925.15
13	*	*	30	925.43	2.85	922.58
14	*	*	20	937.95	3.61	934.34

（6）包气带特征及防污性能

①岩性特征

根据塔河油田区块内钻孔资料，揭露厚度100m内的地层岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂。

②包气带防污性能

塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度2.5～9m，粉质粘土垂直渗透系数5.56×10^{-5}～$1.11\times$

10^{-4}cm/s，粉土垂直渗透系数1.67×10^{-4}～6.67×10^{-4}cm/s，细砂垂直渗透系数为6.11×10^{-4}～8.89×10^{-4}cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参照表（见表5-3-5），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，综合判定塔河油田天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.4 区域地下水污染源调查

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

5.2.3.5 地下水环境影响预测

拟建项目地下水环境影响评价等级为“二级”，项目场地位于冲洪积平原区，水文地质条件较为简单，污染物的渗漏对地下水流场基本不会产生影响，含水层水文地质参数变化很小。因此，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），为了解项目实施对地下水环境的影响，本次评价采用解析法进行地下水环境影响预测工作。

5.2.3.5.1 正常状况

（1）废水

拟建项目运营期间废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。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。石油对土壤的污染最多可下渗到50cm。由于油田气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的

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

（3）井场

拟建项目正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）管线

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

5.2.3.5.2 非正常状况

（1）井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

①测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表5.2-19。

表5.2-19 **评价因子及评价标准一览表**

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

②预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值20t/d（单座井场），考虑采出液流量的10%渗入潜水含水层，采取措施1天后停止泄漏。套管破损泄漏后，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0.02kg。

③预测模型

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

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x,y,t）—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约25m；

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0.02kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果，渗透系数取1m/d。水力坡度I为0.4‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=1m/d×0.4‰/0.18=0.002m/d；

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

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.02m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.002m^2/d；

π—圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，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5.2-20。

表5.2-20　**在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表**

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	晕中心浓度（mg/L）	超标范围是否运移出井场边界
100d	235.5	—	20	0.038	否
1000d	—	—	—	—	—
7300d	—	—	—	—	—

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生100d后，含水层污染物影响范围235.5m^2，无超标范围，最大运移距离20m，晕中心最大浓度为0.038mg/L；1000d、7300d后，污染晕消失，无影响和超标范围。在非正常状况条件下，井场下游边界未监测到石油类波动。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图5.2-2。

图5.2-2　　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

（2）集输管线泄漏事故对地下水的影响

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

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

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

（3）燃料气管道泄漏对地下水环境的影响

非正常状况下，燃料气管道等破损，造成天然气泄漏，但管道内天然气均为经过净化处理后的干气，泄漏后气相直接逸散至大气环境中，不会对区域地下水产生影响。

5.2.3.6 地下水环境保护措施与对策

按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2004）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水，防止发生井漏等事故。

⑤加强对管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

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

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。拟建项目各分区防渗等级具体见表5.2-21。

表5.2-21 **厂区各区域防控措施一览表**

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≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参考GB16689执行

（3）地下水跟踪监控措施

根据拟建项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及

地下水监测布点原则，利用塔河油田现有例行监测井为拟建项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表5.2-22。

表5.2-22　　**地下水监测点布控一览表**

名称	监测层位	功能	井深	监测因子	相对位置	监测频次
塔河2026-4#	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	S72计转站西北0.2km	每半年1次
塔河2026-8#					KZ5-1HCX井东南1.8km	
KZ-1#					AT2-17X井南侧5.1km	

5.2.3.7 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5.2-3。

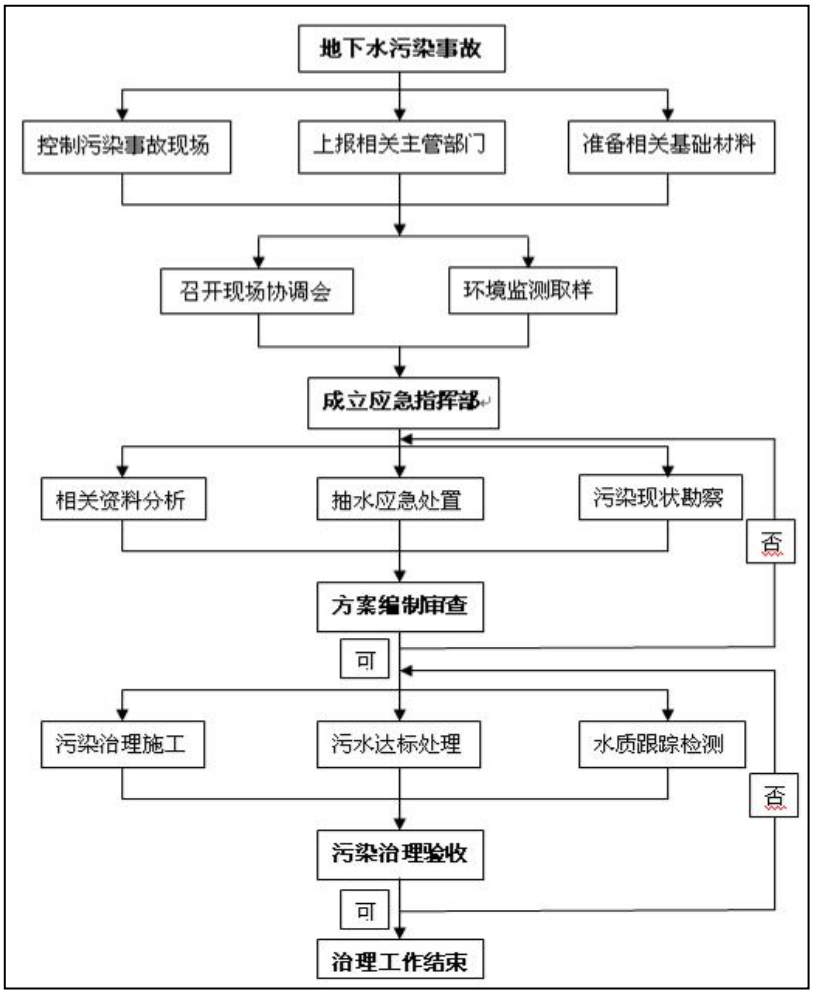


图5.2-3　　**污染应急治理程序框图**

（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，拟建项目可选用水动力控制法和抽出处理法。由于地下水污染治理具有很强的专业性，在发生地下水污染风险时，建议聘请专业地下水污染治理团队制定地下水污染治理方案，科学合理选择污染治理技术。

（3）治理措施

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

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

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

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

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

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

5.2.3.8 评价结论

（1）环境水文地质现状

拟建项目位于塔里木河冲积平原，地下水主要赋存于第四系松散岩类孔隙中，地下水主要为多层潜水－承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般2.5～9m，含水层厚度10～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，含水层顶板埋深40m左右，100m钻孔揭露的含水层厚度为20～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。

区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

由地下水环境现状监测结果可知，评价范围内潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

（2）地下水环境的影响

正常状况下，各站场内采油树、管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求采取了防渗措施，可避免采出产液泄漏而对地下水产生污染影响。

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

（3）地下水污染防控措施

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

（4）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

拟建项目管线埋设在地下，埋深大于1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目产噪设备主要为井场采油树、加热炉等。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置r_0处的声压级，dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的A声级L_A（r）可按下式计算：

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

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；

△L_i—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB（A）；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d）工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

拟建项目井场噪声源噪声参数见表5.2-23。

表5.2-23 **单井场噪声源强调查清单（室外声源）**

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强[dB（A）]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	井场	采油树	--	30	30	1	80	低噪声设备、基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对各井场四周场界的贡献声级值见表5.2-24。

表5.2-24 **井场噪声预测结果一览表** 单位：dB（A）

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	45	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	46	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	48	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表5.2-24可知，井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为43～48dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类昼间、夜间标准要求。

运营期井下作业使用不同的施工机械，如钻机、吊机、泥浆泵、压裂车等，与施工期钻井工程噪声、储层改造噪声相同，详见“5.1.2.1 钻井噪声影响分析”及“5.1.2.2 储层改造噪声影响分析”；井下作业期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，从声环境影响角度，拟建项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表5.2-25。

表5.2-25 **声环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□			
	评价范围	200m☑	大于200m□	小于200m□			
评价因子	评价因子	等效连续A声级☑最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	国外标准□			
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区☑	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期□	近期☑	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□	收集资料□			
	现状评价	达标百分比	100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☑	已有资料☑	研究成果□			
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑	其他□				
	预测范围	200m☑	大于200m□	小于200m□			
	预测因子	等效连续A声级☑	最大A声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标□				
	声环境保护目标处噪声值	达标□	不达标□				
环境监测计划	排放监测	厂界监测□固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测☑		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测□			
评价结论	环境影响	可行☑	不可行□				
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。							

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物类别

拟建项目产生的固体废物主要为落地油，以及井下作业期间产生的固体废物主要为废油基泥浆及岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾，固体废物类别及处理措施见下表。

表5.2-26　**拟建项目固体废物类别及处置措施一览表**

序号	污染源名称	产生量（t/a）	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	落地油	0.6	危险废物（HW08 071-001-08）	收集后由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	2.4	危险废物（HW08 900-249-08）	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置	
3	废机油	3.6	危险废物（HW08 900-214-08）		
4	废烧碱包装袋	1.2	危险废物（HW49 900-041-49）		
5	生活垃圾	14.4	生活垃圾	送至周边生活垃圾处置场处置	全部妥善处置，不外排
6	污泥	0.41	一般工业固体废物（S90 462-001-S90）		
7	废油基泥浆及岩屑	2350	危险废物（HW08 071-002-08）	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	

5.2.5.2 一般工业固体废物环境影响分析

拟建项目井下作业侧钻过程产生的撬装式污水处理站产生污泥属于一般工业固体废物。撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾清运至周边生活垃圾处置场处置。综上，拟建项目一般工业固体废物全部妥善处置。

5.2.5.3 危险废物

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），拟建项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.2-27。

表5.2-27　**危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T,I	收集后由有危废处置资质单位接收处置

续表 5.2-27　**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
废防渗材料	HW08	900-249-08	2.4	侧钻场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置
废机油	HW08	900-214-08	3.6	侧钻设备检修	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	1.2	侧钻配制泥浆	固态	废烧碱包装袋	废烧碱	/	T/In	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置
废油基泥浆及岩屑	HW08	071-002-08	2350	侧钻环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置

（1）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

拟建项目井下作业期间，侧钻期井场设置有一座撬装式危废贮存点（30m^2），危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18957-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为2mm厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s。井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等集中收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置，贮存设施可行。

（2）危险废物收集过程中的环境影响分析

定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料后，落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。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5.2-4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5.2-5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。

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

图 5.2-4　危险废物类别标识示意图



图 5.2-5　危险废物相关信息标签

（3）危险废物运输过程影响分析

拟建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。

拟建项目产生的危险废物运输过程由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站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。

（4）危险废物委托处置环境影响分析

拟建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，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建项目含油废物委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站（危险废物经营许可证编号：6529230040）进行处置，阿克苏塔河环保工程有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建项目HW08危险废物,处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥25万m^3/a，富余处理能力12.5万m^3/a。因此，拟建项目含油废物全部委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

（5）运输过程的污染防治措施

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

拟建项目所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005〕9号）执行；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上,危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012）中的相关要求。综上，拟建项目危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

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

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

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被及天然林产生不利影响。运营期加强巡线，特别是天然林段，发现问题及时采取紧急关闭阀门及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响分析

拟建项目管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割

作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。拟建项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

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

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建项目建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

（1）项目类型

拟建项目井场建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为Ⅰ类；集输管线类别为Ⅱ类，燃料气管线为Ⅳ类。

（2）影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建项目位于土壤盐化、碱化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，井场未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油管道连接处破裂，井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建项目采出液盐分含量较高、属于弱酸性水，当出现泄漏时，采出液中的盐分及酸性成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、pH呈酸性变化，拟建工程所在区域属于碱化地区，不会造成区域土壤进一步碱化。影响类型见表5.2-28。

表 5.2-28　　**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

拟建项目集输管线泄漏输送介质为原油，集输管线泄漏破裂时，原油中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-29。

表 5.2-29　　**土壤环境影响源及影响因子识别表**

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

②生态影响型

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

表 5.2-30　　**土壤环境影响源及影响因子识别表**

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

5.2.7.2 现状调查与评价

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土

壤生态影响型现状调查范围为各井场外扩5km、集输管线边界两侧向外延伸0.2km范围；土壤污染影响型现状调查范围为TK956CX井场、AT2-17X井场边界外扩1000m，KZ5-1HCX井场、GP4-1X井场边界外扩200m，集输管线边界两侧向外延伸0.2km范围。

（2）敏感目标

将各井场外延5000m范围及管线两侧200m范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标；将TK956CX井场、AT2-17X井场外延1000m范围内的耕地作为土壤环境污染影响型保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为采矿用地、灌木林地、其他草地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为采矿用地、灌木林地、其他草地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

拟建项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国1公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为风沙土、草甸土、盐土。区域土壤类型见附图10。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

（1）预测情景

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

石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景；拟建项目土壤评价范围内土壤类型为风沙土、草甸土、盐土等，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），风沙土的渗透性最好，故本次选取风沙土作为代表性土壤进行预测石油烃对土壤垂直下渗的污染。

（2）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录E中预测方法对拟建项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类Dirichlet边界条件：

a.连续点源：

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

b.非连续点源：

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

第二类Neumann零梯度边界条件：

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

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表5.2-31。

表5.2-31　　**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）
风沙土	3	4.5	0.53	0.12	1	1.25×10^3

（4）预测源强

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

表5.2-32　　**土壤预测源强表**

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	946500	瞬时
井场套管破损泄漏	石油烃	946500	瞬时

（5）土壤污染预测结果

井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为946500mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），预测时间节点分别为，T1：1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图5.2-6所示。预测结果见表5.2-33。

图5.2-6 **石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况**

表 5.2-33　　土壤预测情况表

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

由图 5.2-32 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

5.2.7.3.2 生态影响型

（1）预测情景

拟建项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。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”，综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征，本次评价对集输管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

（2）预测源强

①管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 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。管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 0.11m^3，采出液中总矿化度为 218033mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=0.11×218033=23983.63g。

②井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出液流量的最大值 20t/d（21.1m^3），全部渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液含水率为采出液中总矿化度为 218033mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=21.1×218033=4600496.3g。

（3）预测模型

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$S=S_b+\triangle S$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

（4）预测结果

①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，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为1.45×10^3kg/m^3，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为49.8g/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0.01g/kg，叠加现状值后的预测值为49.81g/kg。

②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，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心100m×100m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为1.45×10^3kg/m^3，根据区域土壤盐分监测结

果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为49.8g/kg。预测年份为0.054a（20天）。根据上述计算结果，在20天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.05g/kg，叠加现状值后的预测值为49.85g/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；且拟建项目建设RTU采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.2.7.4 土壤污染防护措施

（1）源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

（2）过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

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，将井口装置区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握拟建项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建项目实施土壤跟踪监测。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》

（HJ964-2018）相关要求，制定监测计划，详情见表5.2-34。

表5.2-34　　**土壤跟踪监测点位布设情况一览表**

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场内	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值	每3年1次

5.2.7.5 结论与建议

拟建项目占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；各监测点土壤属于未盐化～极重度盐化，无酸化或碱化～中度碱化。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，拟建项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

拟建项目土壤环境影响评价自查表见表5.2-35。

表5.2-35　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑	
	占地规模	小型	
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（井场周边）、距离（90m）	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）	
	全部污染物	盐分、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）	

续表 5.2-35　　**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	特征因子	盐分、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	井场	Ⅰ类☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□			
		集输管线	Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□			
		燃料气管线	Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类☑			
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感☑				污染影响型
		敏感☑；较敏感□；不敏感□				生态影响型
评价工作等级		井场	一级☑；二级☑；三级□			污染影响型
		集输管线	一级□；二级□；三级☑			
		井场	一级☑；二级□；三级□			生态影响型
		集输管线	一级□；二级☑；三级□			
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				
	理化特性	--				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	6	0.2m	
		柱状样点数	5	0	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，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量				
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（ ）				
	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小		生态影响范围：集输管线泄漏点；影响程度：盐碱化程度加剧		

续表 5.2-35　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）☑ 不达标结论：a）□；b）□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
防治措施	跟踪监测	代表性井场	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	每3年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

（1）风险调查

拟建项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线、燃料气管线内。

（2）环境敏感目标调查

拟建项目周边敏感特征情况见表2.8-5。

（3）环境风险潜势初判

项目Q值小于1，环境风险潜势为Ⅰ。

5.2.8.2 环境风险识别

（1）物质危险性识别

拟建项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及火灾爆炸次生污染物CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表5.2-36。

表 5.2-36　　**物质危险性一览表**

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限1.1%～6.4%（v）；自然燃点380-530℃	集输管线
2	天然气	无色无味气体,爆炸上限16%,爆炸下限4.8%,蒸汽压:53.32kPa（-168.8℃),闪点:-188.8℃,熔点:-182.5℃,沸点:-161.5℃,相对密度0.42（-164℃）	集输管线
3	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物
4	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限4.0%～46.0V%，溶于水、乙醇	集输管线

（2）生产系统危险性识别

①集输管线危险性识别

拟建项目集输管线输送介质为采出液，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物。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。

②燃料气管线危险性识别

本工程燃料气管线输送介质为天然气，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。

③井场危险性识别

井场危险性分为施工期和运营期两个阶段。在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤及地下水。运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。

（3）可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到

易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.2-37。

表5.2-37 **油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表**

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，油类物质渗流至地下水。	大气、地下水
	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含Ca^{2+}、Na^{+}等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
管线	管线、泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，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；油类物质渗流至地下水	大气、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

（1）管道泄漏风险评价

①大气环境风险分析

在管道或设备压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

事故影响主要集中于风险源附近区域，在及时控制和处理集输管线全管径泄漏的情况下，及时疏散周边人员，不会造成附近居民中毒、死亡等严重后果。发生泄漏事故后，通过采取及时疏散周边人员。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

同时拟建项目油气管线、设备等采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，西北油田分公司负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在

油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，天然气中H_2S的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于H_2S稀释，对周围环境及人员影响较小。

②地表水环境风险分析

拟建项目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完全回收，且项目距塔里木河较远，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

③地下水环境风险分析

拟建项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

④对重点公益林（天然林）影响分析

在集油管线发生破裂泄漏时，事故造成油品泄漏主要集中在管线泄漏点区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，对周边重点公益林（天然林）产生影响较小。油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的重点公益林（天然林）受到灼伤。在油田开发过程中，应加强管道管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、腐蚀老化破损造成油品泄漏；同时与维抢修单位和地方环境应急部门密切配合，做好油品泄漏控制工作。若一旦发生事故，应立即启动事故应急预案，将事故影响降至最低。因此在事故下造成油品泄漏发生火灾爆炸事故，对周边重点公益林（天然林）造成环境风险可防控。

（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，积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，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，拟建项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

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。

④对周边环境敏感区的影响分析

拟建工程井场距离国家公益林（天然林）、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较近，当井喷事故发生时，事故泄漏的油气会覆盖植物叶片，阻碍光合作用致其枯萎死亡，同时渗透土壤破坏根系生存环境，导致区域植被退化；此外，油气污染会打破生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）和国家公益林（天然林）内物质循环与能量流动平衡，破坏栖息地完整性等；采油一厂负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类

环境风险防范措施，以便在井喷事故发生时能够及时发现并采取措施，在采取突发环境事件应急预案中规定的防范措施后，井喷事故发生概率较低。发生井喷事故后，通过采用生物降解、物理吸附等环保型技术清除地表与土壤中的残留油气，在修复后持续监测保护区的植被覆盖率、物种数量、土壤与水体质量，建立生态恢复档案，若发现生态功能退化迹象，及时调整修复方案，可最大程度降低对周边环境敏感区的影响。因此井喷事故对周边环境敏感区造成污染的环境风险可防控。

（3）井漏事故影响分析

拟建项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。在开采层和含水层之间有多个地层分隔，区域上比较稳定，为相对隔水层。同时为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.4.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井HSE管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

（1）开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

（2）严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部24h值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

（3）钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在井口附近准备一根放喷单根

（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

（4）按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

（5）严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

（6）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

（7）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

（8）钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

（9）发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

（10）关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的80%和地层破裂压力三者中的最小值；

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.2.8.4.3 井漏风险预防措施

（1）在固井工艺上，为防止采出液从井管串入其它地层，对油井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关

标准、规范。

（2）油井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝石油开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出液对非气层和地下含水层的污染;仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出液进入钢管内的通道。

（3）油管内外壁防腐处理，避免采出液和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.2.8.4.4 管道泄漏事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

②管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

（2）运行阶段的事故防范措施

①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，避免爆管事故发生。

②每半年检查一次管道安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道在超压时能得到安全处理。

③对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手

册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法;按计划进行定期维护;有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）原油泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善管线的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.4.5 H_2S 气体泄漏风险防范措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

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

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

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

（2）预防措施

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

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

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

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

（3）泄漏事故风险防范措施

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

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③作业区应配备满足要求的正压式空气呼吸器、充气泵、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒；钻井队在实施井控作业中放喷时，通过放喷管线放出的含硫油气应点火烧掉。

5.2.8.5 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。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处理。

（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，油气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

拟建项目根据以往经验，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，针对管线泄漏事件，采取以下措施：

①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；

②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；

③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。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油一厂2025年12月18日修编了应急预案，并在巴州生态环境局进行了备案（备案编号：652800-2025-16-M）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建项目建设内容纳入西北油田分公司现有突发环境事件应急预案中。目前西北油田分公司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。西北油田分公司已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.8 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，

油类物质渗流至地下水。

（2）环境敏感性及事故环境影响

项目周边属于环境低度敏感区，拟建项目实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂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

综上，拟建项目环境风险是可防控的。

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。

环境风险自查表见表5.2-38。

表5.2-38　　**环境风险简单分析内容表**

建设项目名称	采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程			
建设地点	新疆巴州轮台县、尉犁县境内			
中心坐标	*	*	*	*
主要危险物质及分布	原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线、燃料气管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，拟建项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当

油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、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，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘、落地油和一般工业固废，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理，达标后回注地层。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、一般工业固废等固体废物，对一般工业固废等进行集中清理收集,收集后送周边一般工业固废填埋场填埋；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，集输管线进行氮气吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态的改善。

5.3.2 退役期生态保护措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

（2）对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

（1）在管线作业带内施工作业，施工现场设置围挡、出入车辆冲洗、定时洒水抑尘、作业面要保持一定湿度、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、建筑材料和土方等采用防尘布苫盖、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。

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.1.3 测试放喷废气

（1）在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

（2）采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气

污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

（1）油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

拟建项目井场阀门、采油树属于成熟设备，已在塔河油田区域稳定运行多年，结合前述统计的区域同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求。

有组织废气和无组织废气均可达标排放，属于成熟可靠技术，因此拟建项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水和施工队生活污水。

（1）钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

（2）酸化压裂废水

酸化压裂作业结束后返排的酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏

塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

（3）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，试压结束后洒水降尘。

（4）施工队生活污水

生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。

各井场均建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准后，主要用于荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

单座井场撬装化污水处理站设计处理规模20m^3/d，实际单座井场污水产生规模为4.8m^3/d，可满足井场生活污水处理需求。根据区域钻井验收期间收集的撬装化污水处理站监测数据，出口监测结果中COD浓度31mg/L、SS浓度3mg/L、pH值6.8、粪大肠菌群600个/L，监测结果满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准。

综上所述，施工期采用的废水处理措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

（1）采出水

拟建项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，在油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

一号联合站采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，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周边联合站可行。

（2）井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理系统运行稳定，且富余量远大于项目产生的废水量，可以满足项目井下作业废水处理需求。

（3）井下作业生活污水

井下作业期间井场均建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准后，主要用于荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。单座井场撬装化污水处理站设计处理规模20m^3/d，实际单座井场污水产生规模为4.8m^3/d，可满足井场生活污水处理需求。

井下作业周期相比于钻井周期时间较短，单次周期按40天考虑，单个井场每天生活污水产生量为4.8m^3，非灌溉季处理达标后的生活污水可送至采油一厂基地现有生活污水暂存池暂存。生活污水拉运过程中采用专用密闭罐车拉运，拉运过程中严格按照规划好的路线进行行驶，拉运过程中按要求做好转移记录，相关记录保存备查；严禁随意倾倒生活污水的现象发生。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

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）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）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，避免发生油水串层。管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理，达标后回注地层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，储层改造工程高噪声污染源主要是酸罐车、压裂车、加压泵，测试放喷时产生的高压气流噪声。采取的隔声降噪措施如下：

（1）合理安排施工

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

②施工现场设置施工标志。

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

④合理安排施工时间，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声影响。

（2）采取噪声控制措施

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

②管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

类比塔河油田同类项目采取的井场噪声防治措施，拟建项目采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（2）对采油树、加热炉等设备采取低噪声设备、基础减振措施；

（3）泥浆泵做好基础减振；

（4）井下作业期间定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备。

类比塔河油田同类井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏

感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 危险废物处理措施

钻井施工过程中产生的废机油、废烧碱包装袋和废防渗材料，废机油桶装密闭收集、废防渗材料、废烧碱包装袋折叠打包收集后暂存于各钻井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.2 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的，经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于60%。

根据《生活垃圾焚烧污染控制标准》（GB 18485-2014）及修改单中：“6.2在不影响生活垃圾焚烧炉污染物排放达标和焚烧炉正常运行的前提下，生活污水处理设施产生的污泥和一般工业固体废物可以进入生活垃圾焚烧炉进行焚烧处置”。同时根据周边生活垃圾处置场现状运行情况，当污泥含水率低于60%状态下入炉，污泥掺烧比例小于等于10%时，对生活垃圾焚烧厂的影响较小，生活垃圾焚烧发电厂可协同焚烧处置污水处理站污泥。

综上所述，生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同送至周边生活垃圾处置场处置可行。

6.4.1.3 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废

渣等。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边一般工业固废填埋场合规处置。

类比塔河油田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建项目采取的固体废物处理可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 一般工业固体废物产生及处置情况

拟建项目井下作业侧钻过程产生的撬装式污水处理站产生污泥属于一般工业固体废物。撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾清运至周边生活垃圾处置场处置。

6.4.2.2 危险废物产生及处置情况

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），拟建项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表6.4-1。

表6.4-1 **危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T,I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	2.4	侧钻场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置
废机油	HW08	900-214-08	3.6	侧钻设备检修	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	1.2	侧钻配制泥浆	固态	废烧碱包装袋	废烧碱	/	T/In	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置

续表 6.4-1 **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
废油基泥浆及岩屑	HW08	071-002-08	2350	侧钻环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.3 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存及运输

拟建项目产生的危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（2）危险废物处置单位

拟建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，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建项目危险废物全部委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处置，站场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-2。

表 6.4-2 **阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理类别、处置能力一览表**

地点	运营单位	危险废物经营代码	经营许可证有效期限	危险废物经营类别	危险废物经营代码
巴州轮台县	阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022年1月27日至2027年1月26日	HW08	071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理资质及处置类别涵盖了拟建项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏塔河环保工

程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥25万m^3/a，富余处理能力12.5万m^3/a。因此，拟建项目危险废物全部委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建项目退役期固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油及其余一般工业固废，其中落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；一般工业固废收集后送周边一般工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态保护措施

西北油田分公司负责监督施工单位在工程建设过程中落实相关环境保护措施和环境保护管理要求，对建设项目环境保护管理执行情况进行监督检查，以确保施工单位严格落实相关环境保护措施和环境保护管理要求。

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

（1）控制井场施工占地范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

（2）严格控制管线施工作业带宽度，可根据地形、地貌条件酌情适当减少作业宽度。

（3）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（4）充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

（5）管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放，开挖产生的土方堆放于管沟一侧的临时堆土区并用防尘网苫盖，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

（6）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，全线避让重点保护野生植物，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

类比塔河油田现有井场、管线等采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建项目采取的生态环境保护措施可行。

区域井场恢复效果　　区域井场恢复效果

图 6.5-1　塔河油田地表扰动恢复情况

6.5.1.2 维持土壤肥力措施

（1）严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在5m之内，严禁自行扩大施工用地范围。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。

6.5.1.3 动植物保护措施

（1）管线选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

（2）合理划定施工范围，控制施工人员、车辆活动范围，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

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

（5）调整工程施工时段和方式，防止噪声对野生动物的惊扰。选用性能良好的低噪声设备，或者加装消声器、对噪声较大的机械运行场地设置临时声屏障等措施，减轻对周边保护动物及鸟类的影响。

（6）加强野生动物保护，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。施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，购置动物救护设备及药品，救助受到影响的野生动物。

（7）设置警示牌。施工期间，在临时占地处及各主要施工作业区设置生态保护警示牌。警示牌上标明工程施工区范围，禁止越界施工占地或捕猎野生动物，减少占地造成的动物栖息地和对野生动物的伤害。

（8）工程完工后尽快做好生态环境的恢复工作，以减少生境破坏对动物的不利影响。

类比塔河油田现有井场采取的动植物保护措施，拟建项目采取的生态环境

保护措施可行。

6.5.1.4 维持区域生态系统完整性措施

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

（2)施工结束初期,对井场等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。

6.5.1.5 生态保护红线生态保护措施

（1）施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，严禁向生态保护红线内堆放任何物料、固体废物等；

（2）生活污水等禁止在生态保护红线范围内泼洒；

（3）施工机械和车辆充分利用区域现有道路，禁鸣低速行驶，禁止随意开辟道路，严禁破坏生态保护红线内土壤和植被。

（4）在生态保护红线交界处设置警示宣传标识，提醒施工人员禁止随意进入生态保护红线，将施工活动严格限制在拟建项目开发范围内。

（5）加强对施工人员的管理和教育，设置环保宣传栏，强调生态保护红线要求，明确各方职责和生态保护责任。

类比塔河油田已采取的生态保护红线保护措施，拟建项目采取的生态保护红线保护措施可行。

6.5.1.6 重点公益林（天然林）生态保护措施

（1）管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

（2）采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将管道施工带范围严格控制在5m之内。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止天然林区管线风险事故的发生。

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

（4）施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极配合护林员管护沿线森林资源，保护好野生动植物及其栖息环境；防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生，杜绝非法征占用林地。

类比塔河油田已采取的重点公益林（天然林）保护措施，拟建项目采取的重点公益林（天然林）保护措施可行。

6.5.1.7 水土流失防治措施

（1）井场工程区

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

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

（2）管道工程区

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

②防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，拟建项目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。

④洒水降尘：施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定期洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

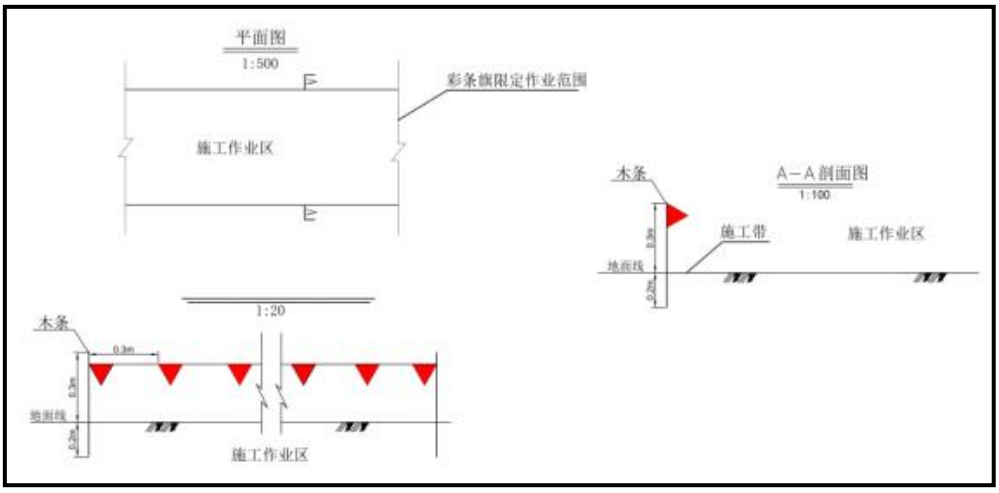


图 6.5-2　**限行彩条旗典型措施设计图**

类比塔河油田已采取的水土流失防治措施，拟建项目采取的水土流失防治措施可行。

6.5.1.8 防沙治沙措施

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138 号）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，土地沙化扩展趋势得到遏制。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

拟建工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

（4）植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

（7）方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。拟建工程防沙治沙工程中西北油田分公司为第一责任人，施工队作为措施落实方，属于主要责任人。西北油田分公司应在施工队施工过程中，提出具体的目

标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

1）邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2）塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用于区域洒水抑尘。

（8）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资概算预计10万元，由西北油田分公司自行筹措，已在总投资中考虑。

（9）生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，土地沙化扩展趋势得到一定的遏制。

类比塔河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。

6.5.2 运营期生态恢复措施

拟建项目实施后，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。

（1）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。

（2）在道路边、油田区，设置“防止水土流失、保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 退役期生态恢复措施

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）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对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，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，集输管线进行氮气吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建项目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CO_2排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4逃逸排放、CH_4回收利用量、CO_2回收利用量、净购入电力和热力隐含的CO_2排放。

（1）燃料燃烧CO_2排放

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

拟建项目井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的CO_2排放量。

（2）火炬燃烧排放

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

拟建项目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CO_2和CH_4排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的CH_4或CO_2气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建项目不涉及工艺装置泄放口，不涉及有意释放到大气中的CH_4或CO_2气体。

（4）CH_4逃逸排放

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

拟建项目井场法兰、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。

拟建项目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。

拟建项目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。

拟建项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建项目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	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO_2	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2和CH_4	有组织
3	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
4	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建项目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	采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）燃料燃烧CO_2排放 （2）火炬燃烧排放 （3）CH_4逃逸排放 （4）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建项目涉及燃料燃烧CO_2排放、火炬燃烧排放、CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的CO_2排放量。具体核算过程如下：

（1）燃料燃烧CO_2排放

企业的化石燃料燃烧CO_2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：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$ECO_{2_燃烧}$为企业的化石燃料燃烧CO_2排放量，单位为吨CO_2；

i为化石燃料的种类；

j为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$为燃烧设施j内燃烧的化石燃料品种i消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$为设施j内燃烧的化石燃料i的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万Nm^3为单位；

$OF_{i,j}$为燃烧的化石燃料i的碳氧化率，取值范围为0～1。天然气取值为0.99。

拟建项目共计新增1台400kW真空加热炉，根据核算，单座真空加热炉每小时燃气量为48m^3，加热炉年运行时间为4800h，则年天然气消耗量为23.04万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427.4吨。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气CH_4含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑CO_2及CH_4排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬} \right) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG-火炬}$-火炬燃烧产生的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的CO_2排放，单位为吨CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的CO_2排放，单位为吨CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的CH_4排放，单位为吨CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的CH_4排放，单位为吨CH_4；

GWP_{CH4}-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_{CH4}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；

$CC_{非CO2}$-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_{CO2}-火炬气中CO_2的体积浓度，取值范围为0～1；

V_{CH4}-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；

$CC_{（非CO2）j}$-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；

$V_{(CO2)_j}$-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4}-事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

拟建项目核算火炬气温室气体排放主要为井场测试放喷过程中火炬气排放量，相关参数如下表。

表 7.1-3　　**火炬燃烧排放活动相关参数一览表**

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	井场	正常工况	0.004	48	6.03	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为12.4吨 CO_2。

（3）CH_4 逃逸排放

①计算公式

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

式中，

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

J-不同的设施类型；

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

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

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

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

②计算结果

拟建项目涉及原油开采，相关参数取值见下表。

表7.1-4　　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	1座井场	井口装置	0.23吨/年•个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，CO_2排放量为4.8吨。

（4）净购入电力和热力隐含的CO_2排放

①计算公式

a.净购入电力的CO_2排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

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

AD电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF电力为电力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/MWh。

b.净购入热力的CO_2排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

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

AD热力为企业净购入的热力消费量，单位为GJ；

EF热力为热力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/GJ。

②计算结果

拟建项目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40MWh，电力排放因子根据《关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告》（2025年第47号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为0.6021吨CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的CO_2排放量为24.1t。

（4）温室气体排放核算结果汇总

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

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

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨CO_2；

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

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

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

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

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的CH_4回收利用量，单位为吨CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4相比CO_2的全球变暖潜势值。取值21；

$R_{CO2-回收}$-企业的CO_2回收利用量，单位为吨CO_2。

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

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

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建项目实施后温室气体排放总量见表7.1-5所示。

表7.1-5 **温室气体排放总量汇总一览表**

项目	源类别	排放量（吨CO_2）	占比（%）
拟建项目	燃料燃烧CO_2排放	427.4	91.2
	火炬燃烧排放	12.4	2.6
	工艺放空排放	0	0.0
	CH_4逃逸排放	4.8	1.1
	CH_4回收利用量	0	0.0
	CO_2回收利用量	0	0.0

	净购入电力、热力隐含的CO_2排放	24.1	5.1
	合计	468.7	100.00

由上表7.1-5分析可知，拟建项目温室气体总排放量为468.7吨。

7.2 减污降碳措施

拟建项目从工艺技术、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 清洁运输减污降碳措施

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

测试放喷过程中，天然气点燃放空；同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 节能降耗减污降碳措施

拟建项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO_2排放量。具体措施主要有：

（1）鼓励依托井场闲置土地资源建设光伏发电，加快绿色电力引进。

（2）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（3）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（4）选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗、维护方便等显著特点。

7.2.4 减污降碳管理措施

西北油田分公司建立温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

后续加快研究建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善西北油田分公司甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实时掌握甲烷气体排放量。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

拟建项目实施后，温室气体总排放量为468.7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，有利于减少二氧化温室气体排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建项目吨产品温室气体排放强度相对较低。

8 生态环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

拟建项目投资3600万元，环保投资170万元，环保投资占总投资的比例为4.86%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

拟建项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、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。拟建项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此拟建项目具有良好的社会效益。

8.3 生态环境措施效益分析

8.3.1 环保措施的环境效益

（1）废气

拟建项目真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

拟建项目运营期废水包括采出水、井下作业废水、井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水送至

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉。

（3）固体废弃物

拟建项目运营期产生的危险废物落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废防渗材料、废烧碱包装袋等，收集后暂存于侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、基础减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

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

拟建项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建项目选用先进、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，大大降低其对周围环境的影响。

8.3.2 生态环境损失分析

拟建项目在建设过程中，由于老井侧钻、新建井场、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被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采矿用地、其他草地、灌木

林地等，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，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.2 环保措施的经济效益

拟建项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 综合效益分析

拟建项目通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目的，其环境保护效果显著。

8.5 生态环境经济损益分析结论

拟建项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

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

9 生态环境管理与监测计划

9.1 生态环境管理

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

（1）西北油田分公司及二级单位成立HSE委员会、分委会，基层单位成立HSE领导小组，负责研究 HSE 重大问题，决策重要事项，部署重点工作。HSE委员会办公室设在安全环保质量管理部门。

（2）西北油田分公司HSE委员会下设油气勘探、油气开发、钻井工程、生产运行、地面工程及设备、教育培训、社区安全、公共安全等分委会，负责专业领域HSE管理，分委会办公室设在业务管理部门。

（3）HSE委员会、分委会议题由主任确定，会议由主任主持，每季度不少于 1 次。HSE例会议题、参会人员由主要负责人确定，会议由主要负责人主持，每月不少于1次。

（4）HSE委员会、分委会办公室应对会议安排的重点工作跟踪、督办，并在下一次会议上汇报工作完成情况。

（5）西北油田分公司设置HSE总监和安全生产相关专业的副总师，主要生产单位设置HSE总监、副总监，二级单位设置HSE管理部门，基层单位设置HSE主管和HSE监督员。

（6）西北油田分公司设置安全环保督察大队，主要生产单位设置安全环保督察队，负责对生产经营和施工现场进行全覆盖督查，具有紧急停工权和问责建议权。

（7）实验检测技术中心为油田公司环境监测机构。

（8）石油工程监督中心负责物探、钻井、修井、测井、录井、地面建设等业务范围内承包商工程施工现场 QHSE 监督管理，在生产会议和HSE检查通报分析会议上通报监督情况。

9.1.1.2 职责

（1）油田公司按照“党政同责、一岗双责、齐抓共管、失职追责”的原则，建立HSE责任体系。各单位、部门应落实属地和业务范围内的HSE责任，建立全员岗位HSE责任制。

（2）油田公司HSE委员会统筹 HSE 管理体系的建设和运行管理，明确体系各要素的主管部门。专业分委员会牵头负责专业领域的HSE管理工作，为 HSE 管理体系运行提供专业指导。各要素主管部门牵头负责将体系管理要求融入专业管理制度，并督促落实。

（3）油田公司HSE委员会办公室负责建立完善体系要素监测、报告、分析、持续改进工作机制，负责HSE管理体系运行的监督管理；制定体系审核计划，组织各要素主管部门开展体系审核，指导和监督体系的有效运行。

（4）油田公司定期对HSE责任制进行评审，当法律法规、部门职责变化时，应及时修订完善。

（5）安全环保质量管理部负责建立责任落实考核机制，党委组织部负责将 HSE 履职情况纳入领导干部考核管理，各单位、部门负责本单位、部门岗位员工 HSE 履职考核，考核结果纳入员工绩效管理。

9.1.2 生态环境保护管理

9.1.2.1 总体要求

（1）各单位实施全过程污染防治和生态保护，建设“无异味工厂”“无废工厂”，推进“碳达峰”“碳中和”进程，做到依法合规，实现绿色洁净发展。

（2）各单位、部门应将环境保护纳入规划、计划、勘探开发、生产、经营、建设和科研的全过程，同步规划、同步实施、同步发展，积极采取新工艺和新技术，实现资源再利用，从源头削减污染物的产生。

（3）各单位、部门应按照污染物达标排放、总量控制要求，对污染物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程实施监督管理，将污染物总量减排、达

标排放、合规处置及清洁生产等指标纳入监督考核。

（4）纳入排污许可管理的单位，应按照国家和地方政府要求申领排污许可证，持证排污、按证排污，许可证有效期内有关事项发生变化的应及时申请变更。

（5） 各单位、部门应严格落实自行监测，按要求及时、如实向社会公开相关环境信息，按时足额缴纳环境保护税。纳入排污许可管理的单位应做好台账记录、执行报告上报和信息公开等工作，主动自证守法排污。

（6）各单位应健全环境风险评估隐患排查治理机制，鼓励投保环境污染责任险。

9.1.2.2 水污染防治

（1）各单位应按照“清污分流、污污分治”的原则，提升废水循环利用率，降低新鲜水消耗，减少废水排放。

（2）油气开采单位应配套建设采油污水处理系统，采油（气）过程中应积极采用稳油控水技术，减少采油（气）污水产生量；采取回注、回用等技术，提高污水重复利用率。

（3）钻井、作业废水过程中产生的废液应回收处理，达到回注水技术要求后用于工艺回注。钻井泥浆池、污水池应符合防渗要求，管线阀门、接箍处防渗处理，施工过程严防跑冒滴漏。

（4）加强固井质量、油水井套管的检测和维护、生产装置和废水处理设施管理，防止油水泄漏污染地下水。

9.1.2.3 废气污染防治

（1）各单位应优化能源结构、优选清洁燃料、采用先进技术，强化过程管理，监测评估装置脱硫效果，加热炉应使用合格天然气作为燃料，减少废气及污染物排放量；

（2）各单位应采取高效密封、密闭吹扫、收集处置、泄漏检测和修复（LDAR）等措施，开展无组织源废气的排放控制，满足国家、地方标准和要求；

（3）原油处理过程中应采取原油稳定或油罐烃回收措施，液化烃等产品应按要求密闭装卸，减少非甲烷总烃排放。

9.1.2.4 固体废物污染防治

（1）各单位应按照“减量化、资源化、无害化”原则，制定合理的固体废物管理目标和计划，并按要求报送地方政府生态环境部门审批或备案后实施。

（2）各单位应对固体废物来源、种类、特性进行全面识别、 判定、分类，制定固体废物管理清单，分类分级管控，必要时应进行危险废物鉴别。

（3）各单位应遵循分类管理及全过程监管原则，规范固体废物的收集、贮存、运输、利用和处置，制定应急处置方案，并按要求进行备案。

（4）各单位应建立固体废物综合台账和单项台账，如实记录每种固体废物产生、收集、贮存（出入库）、综合利用或内部处置、外委转运处置及过程检测的全生命周期监管情况。

（5）各单位应依法合规处理处置或利用工业固体废物、生活垃圾和建筑垃圾。

9.1.2.5 危险废物管理

（1）产生危险废物的单位应按要求制定年度管理计划，向县级及以上生态环境部门备案后执行；

（2）危险废物贮存场所、设施或容器应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18957-2023）要求，危险废物应按照特性分类收集、贮存，按要求设置标识和标签。贮存场所应建立危险废物贮存及进出登记台账；

（3）落实生产者责任延伸管理，危险废物的转移、处置应委托有资质单位开展，转移过程应严格按《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）和 地方政府相关规定执行，并对外委活动进行全过程跟踪、监督；

（4）危险化学品及其包装物废弃后应严格按照危险废物进行管理，收集、转运、贮存及处置等环节应满足危险废物管理要求。

9.1.2.6 噪声污染防治

（1）业务管理部门、单位应在设计、采购时选取低噪设备、设施，施工及运行期应采取减振、消声、隔声、吸声、综合控制及优化作业时间等措施，减少噪声污染。

（2）厂界噪声排放应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

（GB12348-2008）要求。

9.1.2.7 土壤和地下水污染防治

（1）新、改、扩建设项目环境影响评价时，应按照技术规范要求开展土壤和地下水环境影响评价，提出预防或者减轻不良影响的措施和对策。

（2）各单位应对自有工业用地、关停退出生产设施所在区域、拟征用区域以及可能存在污染的停用或废弃用地制定土壤和地下水调查方案和监测计划，并组织实施。

（3）油田公司应建立、完善土壤、地下水监测点网，各单位应建立动态监控台账和地下水监测井维护巡检制度。土壤、地下水监测项目、点位、频次应纳入年度监测计划，重点关注油田特征污染物和风险管控污染物。

（4）各单位应将土壤、地下水隐患排查纳入日常管理，采取措施防控有毒有害物质渗漏、流失、扬散，重点排查应包括：

a）危险化学品的生产区域或设施；

b）固体废物贮存、堆放、装卸等区域；

c）穿越敏感区内的油气管道；

d）应急处置后的周边区域；

e）废水、固体废物处理和综合利用区域。

（5）生产装置、储罐、管道、污水处理池、应急池、危险废物贮存及填埋场等重点设施和场所，应按照标准要求设计、建设和安装防腐蚀、防泄漏设施，预防土壤和地下水受到污染。

9.1.2.8 生态保护与修复

（1）油田公司应开展生态监测、生态调查和生物多样性保护工作，监测、分析所在区域生态环境各指标的变化趋势，为污染防治工作提供参考依据。

（2）建设项目选址（选线）时应避绕生态敏感区，无法避绕的应按照生态敏感区主管部门要求开展专项论证，并取得政府主管部门许可。

（3）各单位应在建设、生产、关停、退役等各个环节，落实生态环境影响评价及批复中提出的生态保护要求和措施，对造成的生态扰动开展生态恢复，确保生态功能维持原有功能。

（4）生产运行管理部应按要求组织开展土地复垦工作。

9.1.2.9 环境监测

（1）按照“属地自行监测、外委合规监测、过程监督监测”要求，分区分类开展环境质量、污染源及生态因子监测工作；

（2)实验检测技术中心应根据污染源分布及污染物排放制定年度环境监测计划，安全环保质量管理部审定后实施；环境监测计划中应明确分级监测责任、项目、频次、评价依据等相关内容，环境监测布点、项目及频次应符合相关技术规范要求；

（3）各单位应按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》（原国家环境保护局 环监〔1996〕470 号）、《排污许可管理条例》要求规范排污口设置及标识，开展排污许可合规监测，建立主要污染物动态监测管理台账。

9.1.3 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的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 **拟建项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
			设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；在管线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；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		

续表 9.1-1　　**拟建项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	动物	加强施工人员的管理，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；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		建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		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	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷分离出的天然气引至放空火炬点燃，同时控制测试放喷时间；焊接作业时使用无毒低尘焊条	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置；危险废物收集后暂存在井场危废贮存点内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理		
		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	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门

续表 9.1-1　　**拟建项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于荒漠灌溉	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废气	加热炉使用净化后的天然气作为燃料；采出液采取密闭输送		
		固体废弃物	拟建项目运营期产生的危险废物落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废防渗材料、废烧碱包装袋等，收集后暂存于侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置		建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		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	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	废水		管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理		
	固体废物		落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；一般工业固废收集后送周边一般工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵		
	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		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		

9.1.4 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国生态环境法典》（2026年3月12日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过，2026年8月15日起施行）、《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）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求，

油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。拟建项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在3～5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，落实相关补救方案和改进措施，接受生态环境部门的监督检查。

9.1.5 固体废物管理制度

西北油田分公司采油一厂固体废物管理应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》（HJ1033-2019）等相关要求执行。

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

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）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）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，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）和《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。

9.1.6 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），拟建项目应纳入西北油田分公司采油一厂排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时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。

根据《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）要求，项目应以各采油厂为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，落实环境管理台账记录的责任单位和责任人，明确工作职责，并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。一般按日或按批次进行记录，异常情况应按次记录。

9.2 企业生态环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆巴州轮台县、尉犁县境内

主要产品及规模：①部署钻井5口，其中新井1口，老井侧钻4口；②新建井场1座（GP4-1X井），4座老井利旧现有设施；③新建单井集输管线1.1km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井产油20t/d，产气1万m^3/d。

（2）排污信息

拟建项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.4-12～表3.4-18。

拟建项目污染物排放标准见表2.6-3。

拟建项目污染物排放量情况见表3.4-23。

（3）环境风险防范措施

拟建项目环境风险防范措施见采油一厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建项目环境监测计划见表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生态环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时生态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。

9.3 污染物排放清单

拟建项目污染物排放清单见表9.3-1。

表 9.3-1　　**拟建项目污染物排放清单一览表**

项目		工程组成情况	
主体工程	钻前工程	建设井场、设备基础施工、防渗等	
	钻井工程	部署钻井5口，其中新井1口，老井侧钻4口	
	储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺	
	油气集输工程	井场工程	新建井场1座（GP4-1X井），4座老井利旧现有设施；
		管道工程	新建单井集输管线1.1km

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/m³）
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	标况烟气量Nm³/h	排放浓度mg/m³	排气筒高度m	内径m		
废气	井场	无组织废气	密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	NO_X：0.48 VOC_S：0	非甲烷总烃≤4.0
				—	硫化氢	8760	—	—	—	—		硫化氢≤0.06mg/m³

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准
噪声	采油树、加热炉	L_A（r）	低噪声设备、基础减振	降噪15dB（A）	厂界昼间≤60dB(A)；夜间≤50dB(A)

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标	执行标准（mg/L）
废水	采出水	SS、石油类	采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注地层	—	—	—	—
废水	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	—	—	—	—

表 9.3-1　　拟建项目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	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉	—	—	—	《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表2的B级标准

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	落地油	危险废物（HW08 071-001-08）	收集后由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置
	废防渗材料	危险废物（HW08 900-249-08）	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置	
	废机油	危险废物（HW08 900-214-08）		
	废烧碱包装袋	危险废物（HW49 900-041-49）		
	废油基泥浆及岩屑	危险废物（HW08 071-002-08）	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	
	生活垃圾	生活垃圾	送至周边生活垃圾处置场处置	
	污泥	一般工业固体废物（S90 462-001-S90）		
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”		

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。

通过对拟建项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、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。拟建项

目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

9.4.3 监测计划

根据拟建项目生产特征和污染物的排放特征，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）《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）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建项目的监测计划。

拟建项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表9.4-1。

表9.4-1 **拟建项目监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
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	采油厂地下水环境跟踪监控井	每年2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、盐分含量、pH	代表性井场内	每3年1次
生态		植被恢复情况（植被覆盖率）	井场及管线周围	每5年1次

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建项目环保设施“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	台（套）	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	—	—	—	落实环保措施
	2	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	—	—	
	3	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	—	

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	台（套）	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期							
废水	1	钻井废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注	—	—	—	不外排
	2	生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉	—	—	6	
	3	酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	—	—	2	
	4	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	—	—	—	
噪声	1	运输车辆、吊装机、钻机、泥浆泵、振动筛	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
固废	1	废油基泥浆及岩屑	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置	30	经有资质单位处置
	2	废机油	采用桶装密闭收集，暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置	5	经有资质单位处置
	3	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置		经有资质单位处置
	4	废防渗材料					
	5	施工废料	不可回收利用部分委托周边一般工业固废填埋场合规处置	—	—	1	妥善处置
	6	污泥	经脱水装置脱水后送至周边生活垃圾处置场处置（污泥脱水经污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉）	—	—	2	妥善处置
	7	生活垃圾	现场集中收集，送至周边生活垃圾处置场处置	—	—		妥善处置

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	台（套）	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期							
生态		生态恢复	将施工作业带宽度控制在5m以内	—	临时占地恢复到之前状态	10	恢复原有地貌
			管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土				
		水土保持、防沙治沙		—	防止水土流失	10	落实水土保持措施
井场		设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌		—	将环境风险控制在可防控范围内	10	—
运营期							
废气	1	无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
				—	场界硫化氢≤0.06mg/m³	—	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，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）
	2	井下作业废水	收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	—	—	2	
	3	井下作业生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉	—	—	6	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准

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	台（套）	治理效果	投资（万元）	验收标准
运营期							
噪声		采油树	低噪声设备、基础减振	—	厂界达标：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类排放限值
固废		落地油	收集后由有危废处置资质单位接收处置	—	—	4	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）
		废防渗材料、废烧碱包装袋、废机油	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置				
		废油基泥浆及岩屑	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置	60	
		污泥	经脱水装置脱水后送至周边生活垃圾处置场处置	—	—	3	妥善处置
		生活垃圾	现场集中收集，送至周边生活垃圾处置场处置	—	—		
防渗		将井口装置区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于1.0×10^{-7}cm/s	6	—
环境监测		废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	—	—
后评价		拟建项目实施后，应在5年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		—	对存在问题提出补救方案	—	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	6	—
退役期							
废水	1	管道、设备清洗废水	管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理，达标后回注地层	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	一般工业固废	现场收集、合规暂存，委托周边一般工业固废填埋场合规处置	—	妥善处置	1	—

续表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	投资（万元）	验收标准
退役期							
固废	2	落地油	收集后由有危废处置资质单位接收处置	--	妥善处置	1	—
	3	废弃管线	管线内物质应清空干净，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵				
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	5	—
合计				—		170	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设内容：①部署钻井5口，其中新井1口，老井侧钻4口；②新建井场1座（GP4-1X井），4座老井利旧现有设施；③新建单井集输管线1.1km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后单井产油20t/d，产气1万m^3/d。

项目投资和环保投资：项目总投资3600万元，其中环保投资170万元，占总投资的4.86%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建项目位于新疆巴州轮台县、尉犁县境内。区域以油气开采为主，不占用及穿越自然保护区、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。

10.1.3 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，拟建项目的建设符合国家产业政策要求。

拟建项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。拟建项目位于塔河油田内，项目占地范围内不占用及穿越生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 生态环境分区管控符合性判定

拟建项目KZ5-1HCX井距离生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近约1.5km，建设内容均不在生态保护红线范围内；拟建项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，井下作业期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放；拟建项目所在区域属于大气环境质量达标区域，拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建项目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、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于达标区；根据监测结果，硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明:潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

声环境质量现状监测结果表明：现有井场厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准；新建井场声环境监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2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；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；同时各监测点土壤属于未盐化～极重度盐化，无酸化或碱化～中度碱化。

10.2.2 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;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；将各井场外延5000m范围及管线两侧200m范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标；将TK1115CX、TK1115-5HCX、KZ5-1HCX井场1000m范围内的耕地作为土壤环境污染影响型保护目标；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和预防区、国家二级公益林（天然林）、重要物种（灰胡杨；塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀）作为生态保护目标；将区域环境空气、潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

（1）油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

10.3.2 废水污染源及治理措施

拟建项目运营期废水包括采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标

技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建项目井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的低噪声设备、基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建项目运营期产生的危险废物落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废防渗材料、废烧碱包装袋等，收集后暂存于侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

拟建项目位于环境质量达标区，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。拟建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。拟建项目实施后大气环境影响可以接受。

10.4.2 地表水环境影响

拟建项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水。采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；各井场井下作业期间均建设1座撬装式污水处理站，井下作业工程生活污水经污水处理站处理后，出水可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于荒漠灌溉。拟建项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废水、井下作业工程生活污水不外排，故拟建项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

拟建项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为43～48dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类昼间、夜间标准要求，从声环境影响角度，拟建项目建设可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建项目运营期产生的危险废物落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废防渗材料、废烧碱包装袋等，收集后暂存于侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至周边生活垃圾处置场处置。项目固体废物均妥善处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

拟建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、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生态敏感区、生物多样性、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，拟建项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

拟建项目占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风

险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；各监测点土壤属于未盐化～极重度盐化，无酸化或碱化～中度碱化。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，拟建项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建项目排放特征，确定项目总量控制指标为NO_X 0 t/a，VOC_S 0t/a，COD 0t/a，氨氮0t/a。

10.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂制定了应急预案，拟建项目实施后，负责实施的采油一厂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。

10.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据西北油田分公司提供的《采油一厂碎屑岩油藏2027年第二期短半径侧钻及地面工程公众参与说明书》，拟建项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

拟建项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、巴州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十五个五年规划纲要》《西北油田分公司“十四五”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。