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 2
1.3 分析判定相关情况 5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 6
1.5 主要结论 7

2 总则 8

2.1 编制依据 8
2.1.1 环境保护法律 8
2.1.2 环境保护法规、规章 8
2.1.3 环境保护技术规范 12
2.1.4 相关文件及技术资料 13
2.2 评价目的和评价原则 13
2.2.1 评价目的 13
2.2.2 评价原则 14
2.3 环境影响因素和评价因子 14
2.3.1 环境影响因素识别 14
2.3.2 评价因子 15
2.4 评价等级和评价范围 16
2.4.1 评价等级 16
2.4.2 评价范围 24
2.5 评价内容和评价重点 25
2.5.1 评价内容 25
2.5.2 评价重点 26
2.6 评价标准 26
2.7 相关规划及环境功能区划 32
2.7.1 主体功能区划 32
2.7.2 生态环境保护 33

2.7.3 与《清洁生产评价指标体系 陆地油气管道输送行业》（DB65/T 4949-2025）符合性分析 53
2.7.4 生态管控方案符合性判定 54
2.7.5 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析 .85
2.7.6 选址选线合理性分析 87
2.7.7 环境功能区划 87
2.8 环境保护目标 88
3 建设项目工程分析 92
3.1 柯柯牙油田勘探开发概况 92
3.1.1 柯柯牙油田区块勘探环保手续履行情况 94
3.1.2 现依托工程环保手续情况 112
3.1.3 环境影响评价回顾 114
3.1.4 油气处理及集输工艺 119
3.1.5 排污许可证执行情况 120
3.1.6 危险废物管理计划执行情况 121
3.1.7 现状存在的环境问题及“以新带老”措施 121
3.2 拟建工程 121
3.2.1 拟建项目概况 121
3.2.2 主体工程内容 3
3.2.3 公用辅助工程 4
3.2.4 依托工程 5
3.3 工程分析 11
3.3.1 施工期 11
3.3.2 运营期 14
3.3.3 退役期 15
3.4 环境影响因素 17
3.4.1 施工期生态影响分析 17
3.4.2 施工期污染源分析 17

3.4.3 运营期污染源分析 23
3.4.3 退役期污染源及防治措施 32
3.4.4 非正常排放 33
3.4.5 清洁生产分析 33
3.4.6 污染物总量控制分析 39
4 环境现状调查与评价 40
4.1 自然环境概况 40
4.1.1 地理位置 40
4.1.2 地形地貌 40
4.1.3 气象气候 42
4.1.4 区域村庄饮用水源现状调查 44
4.1.5 水文水系 45
4.2 环境质量现状调查与评价 50
4.2.1 大气环境质量现状调查与评价 50
4.2.2 地下水环境质量现状调查及评价 54
4.2.3 地表水质量现状评价 61
4.2.4 声环境现状调查及评价 63
4.2.5 土壤质量现状调查及评价 64
4.2.6 生态环境现状调查与评价 71
5 环境影响预测与评价 80
5.1 施工期环境影响分析 80
5.1.1 施工废气影响分析 80
5.1.2 施工噪声影响分析 82
5.1.3 施工期固体废物影响分析 83
5.1.4 施工期废水影响分析 83
5.1.5 施工期生态影响分析 84
5.2 运营期环境影响评价 87
5.2.1 大气环境影响评价 87

5.2.2 地表水环境影响评价 102
5.2.3 地下水环境影响评价 103
5.2.4 声环境影响评价 124
5.2.5 固体废物影响分析 128
5.2.6 生态影响评价 130
5.2.7 土壤环境影响评价 131
5.2.8 环境风险评价 141
5.3 退役期环境影响分析 156
5.3.1 退役期污染物情况 156
5.3.2 退役期生态保护措施 157
6 环保措施可行性论证 158
6.1 环境空气保护措施可行性论证 158
6.1.1 施工期环境空气保护措施 158
6.1.2 运营期环境空气保护措施 158
6.1.3 退役期环境空气保护措施 159
6.2 废水治理措施可行性论证 159
6.2.1 施工期水环境污染防治措施 159
6.2.2 运营期水环境污染防治措施 159
6.2.3 退役期水环境污染防治措施 161
6.3 噪声防治措施可行性论证 161
6.3.1 施工期噪声处理措施 161
6.3.2 运营期噪声防治措施 161
6.3.3 退役期噪声防治措施 161
6.4 固体废物处理措施可行性论证 162
6.4.1 施工期固体废物处置措施 162
6.4.2 运营期固体废物处置措施 162
6.4.3 退役期固体废物处置措施 165
6.5 生态保护措施可行性论证 166
6.5.1 施工期生态保护措施 166

6.5.2 运营期生态恢复措施 169
6.5.3 退役期生态恢复措施 170
7 温室气体排放影响评价 172
7.1 温室气体排放分析 172
7.1.1 温室气体排放影响因素分析 172
7.1.2 温室气体排放量核算 174
7.2 减污降碳措施 177
7.2.1 工艺技术减污降碳措施 177
7.2.2 电气设施减污降碳措施 178
7.2.3 减污降碳管理措施 178
7.3 碳排放评价结论及建议 178
7.3.1 碳排放评价结论 178
7.3.2 碳排放建议 178
8 环境影响经济损益分析 180
8.1 经济效益分析 180
8.2 社会效益分析 180
8.3 环境措施效益分析 180
8.3.1 环保措施的环境效益 180
8.3.2 环境损失分析 181
8.3.2 环保措施的经济效益 182
8.4 环境经济损益分析结论 182
8.5 环保投资分析 182
9 环境管理与监测计划 184
9.1 环境管理 184
9.1.1 环境管理体系 184
9.1.2 环境管理机构 184
9.1.3 环境管理机构职责 185
9.1.4 环境管理制度 185

9.1.5 管理措施 187
9.2 环境监理 187
9.2.1 环境监理目的 187
9.2.2 环境监理实施机构 188
9.2.3 环境监理时段 188
9.3 环境监测计划 189
9.3.1 监测目的 189
9.3.2 监测计划 189
9.3.3 监测数据的管理 190
9.4 排污口规范化管理 190
9.4.1 排污口的技术要求 190
9.4.2 排污口立标管理 190
9.4.3 排污口建档管理 193
9.4.4 排污许可制度衔接及执行 194
9.5 环境保护措施竣工验收 194
9.6 污染物排放清单 196
9.7 环境影响后评价 197
10 结论 198
10.1 建设项目情况 198
10.1.1 项目概况 198
10.1.2 项目选址 198
10.1.3 产业政策符合性 198
10.1.4 生态环境分区管控符合性判定 198
10.2 环境现状 199
10.2.1 环境质量现状评价 199
10.2.2 环境保护目标 199
10.3 拟采取环保措施的可行性 200
10.3.1 废气污染源及治理措施 200
10.3.2 废水污染源及治理措施 200

10.3.3 噪声污染源及治理措施 200
10.4 项目对环境的影响 201
10.4.1 大气环境影响 201
10.4.2 地表水环境影响 201
10.4.3 地下水环境影响 201
10.4.4 声环境影响 201
10.4.5 固体废物环境影响 201
10.4.6 生态影响 202
10.4.7 土壤影响 202
10.5 总量控制分析 202
10.6 环境风险评价 202
10.7 公众参与分析 203
10.8 项目可行性结论 203

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目（以下简称“柯柯牙油田区块”）位于塔里木盆地西北边缘，柯柯牙油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县县城东北约 6km，油田横跨温宿县和阿克苏市两个行政区，项目所在区域及周边以农田、果园分布为主，地势较为平缓，地面海拔 1188m-1278m，平均 1245m。

根据《柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量新增报告》，柯柯牙油田新增探明含油面积 17.32km^2，探明石油地质储量 941.91×10^{4}t（1048.40×10^{4}m^3），技术可采储量 206.22×10^{4}t（229.54×10^{4}m^3），经济可采储量 167.46×10^{4}t（186.44×10^{4}m^3），剩余经济可采储量 106.09×10^{4}t（118.1010^{4}m^3）；溶解气探明地质储量 4.90×10^{8}m^3，技术可采储量 1.03×10^{8}m^3，经济可采储量 0.86×10^{8}m^3，剩余经济可采储量 0.56×10^{8}m^3。天然气探明地质储量 8.25×10^{8}m^3，技术可采储量 3.86×10^{8}m^3，经济可采储量 3.46×10^{8}m^3，剩余经济可采储量 3.46×10^{8}m^3。

对照《新疆塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田开采方案》本次核准新增探明含油面积 15.64km^2，探明石油地质储量 830.75×10^{4}t（925.30×10^{4}m^3），技术可采储量 181.76×10^{4}t（202.45×10^{4}m^3），累计采油 72.15×10^{4}t（80.31×10^{4}m^3），石油剩余技术可采储量 109.61×10^{4}t（122.00×10^{4}m^3）；探明溶解气地质储量 4.37×10^{8}m^3，技术可采储量 0.92×10^{8}m^3，累计采溶解气 0.37 亿立方米，溶解气剩余技术可采储量 0.55×10^{8}m^3；新增探明天然气含气面积 6.49km^2，探明天然气地质储量 8.25×10^{8}m^3，技术可采储量 3.86×10^{8}m^3，天然气技术剩余技术可采储量 3.86×10^{8}m^3。

评价阶段（2020-2024 年）柯柯牙油田共钻探评价井 122 口，其中 F1 断裂带上盘 91 口、F1 断裂带下盘 31 口。其中红 11 和红 52 断块 2020-2024 年陆续部署和实施了 600m 井距的评价井网，共部署和实施评价井 88 口，完成了红 11 和红 52 断块评价井的钻探。2023-2024 年针对 F1 断裂带下盘潜山古地层圈闭相继部署和钻探评价井 31 口，完成了红 80、柯 2、红 51、柯 3、柯 7、柯 8、

柯 9、红 9 和柯 16 等 9 个含油气断块评价井的钻探

截止 2026 年 3 月 31 日，柯柯牙油田共有采油井 201 口、注水井 7 口；采油井开井 173 口，注水井开井 7 口，日产液 1034.1m^3，日产油 520.4t，日注水 218.4m^3，综合含水 45.1%；累产液 127.49×104m^3，累产油 78.81×104t（本次申请范围内 200 口井产油 72.15×10^4t），累计注水 5.99×$10^4$$m^3$。

为切实推动已探明储量高效转化为现实生产力，落实油田开发规划，保障区域能源供应，提升整体开发效益，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司投资 130925 万元在红 70 平台、红 71 平台、红 80、柯 2、柯 23、柯 158、柯 166 等 7 座井场平台建设 24 口开发井（不涉及管线工程）。本次建设项目单口井设计产油约 2.5t/d，产气约 547.95t/d，本项目的建设对于满足柯柯牙油田开发需要、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于阿克苏地区阿克苏市及温宿县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本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）”，应编制环境影响报告书。

为此，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司于 2026 年 8 月 20 日委托新疆山水木源环保工程有限公司进行本项目的环境影响评价工作。接受委托后，项目负责人根据本项目可行性研究报告的初步分析，依据相关技术方法、导则的技术要求，就相关编写内容组建项目主要编写人员。并于 2026 年 9 月，组织有关评价人员赴现场进行实地踏勘，收集了项目相关资料。参考《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）、《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）及相关环境影响评价的法律法规、技术要求及专项环境影响评价技术导则的章节编写技术要求，对本项目进行初步的工

程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。在环评报告编制期间，建设单位于2026年8月20日在《阿克苏新闻网》网站进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后阿克苏中曼油气勘探开发有限公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2026年11月4日起至2026年11月17日在《阿克苏新闻网》对拟建项目环评信息进行了第二次公示，同时在评价范围内的敏感点张贴了环评信息第二次公示材料，在此期间分别于2026年11月**日、2026年11月**日在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）对拟建项目环评信息进行了公示；阿克苏中曼油气勘探开发有限公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于2026年11月**日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据阿克苏中曼油气勘探开发有限公司提供的《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位编制完成了拟建项目环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，措施论证及环境影响报告书编制阶段。环境影响报告书编制工作程序见图1.2-1。

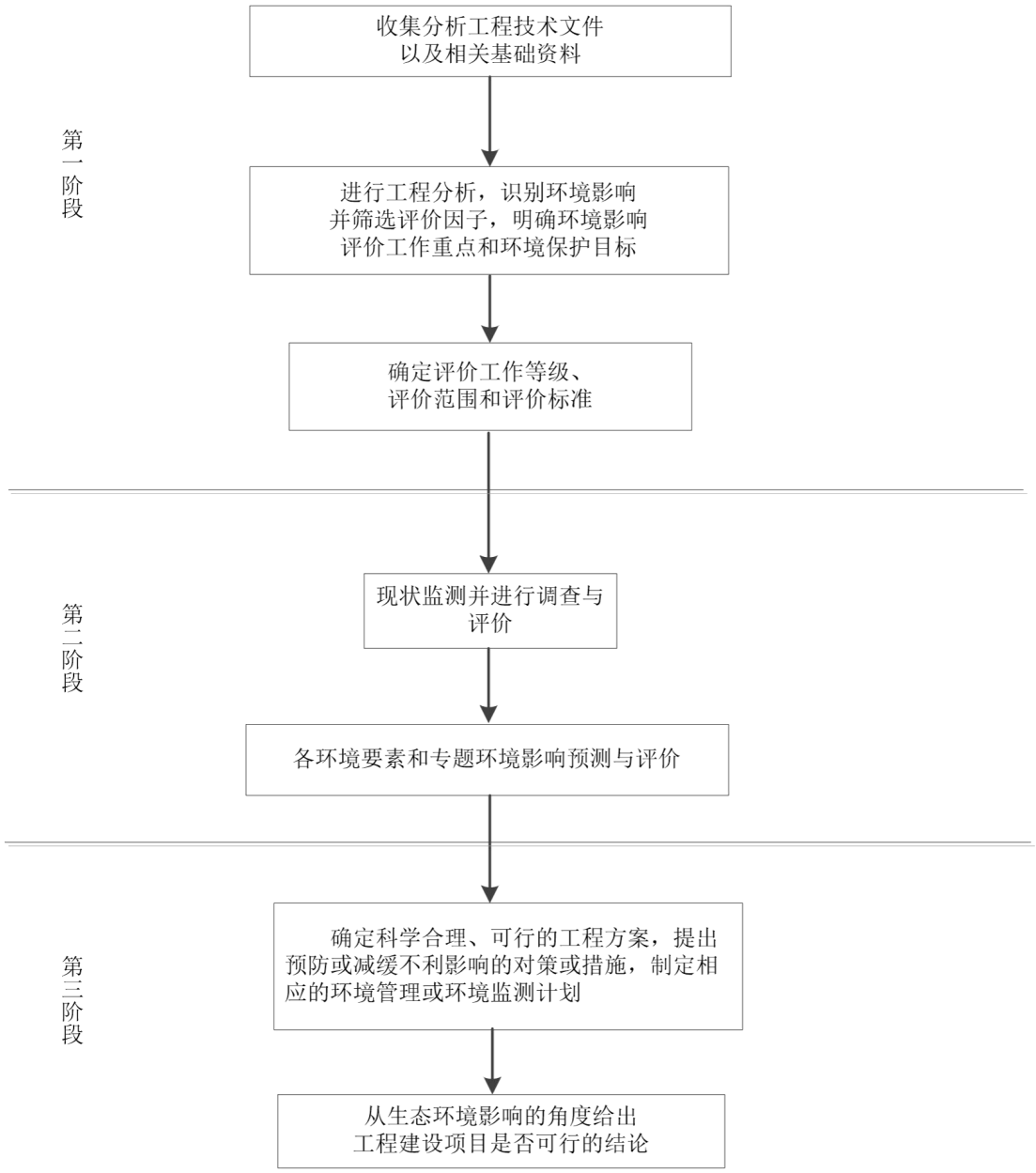


图 1.2-1　环境影响评价工作流程图

编制过程说明：编制单位自承接本建设项目环评报告编制任务后，通过搜集技术文件资料进行初步工程分析，委派编制人员奔赴现场勘察开展环境现状调查和现有工程调查，在此基础上进行环境影响识别和评价因子筛选，明确评价重点和环境保护目标，确定工作等级、评价范围和评价标准，完成第一阶段制定工作方案的工作；接下来开展第二阶段工作，完成工程分析、项目环境现状调查、监测与评价；第三阶段工作在前期工作成果基础上，提出环境保护措施，核算统计污染物排放清单，综合分析得出建设项目环境影响评价结论。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

本项目为石油、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 2023 年第 7 号），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

本项目属于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司油气开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划》。本项目位于柯柯牙油田内，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，本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

本项目距生态保护红线区最近距离约 10.156km，项目建设内容均不占用、不涉及生态保护红线范围。本项目采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本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。本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、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；井场平台地下水环境评价等级为一级；声环境影响评价等级为二级；

井场平台土壤污染型环境评价等级为一级，土壤环境生态影响评价工作等级为二级；生态影响评价等级为三级；环境风险评价等级为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

（1）本项目井场有组织废气颗粒物、二氧化硫、氮氧化物满足《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；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。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）本项目废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水经联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理。即本项目无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

（3）本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）本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，厂界噪声值满足《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）本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服均属于危险废物，分别集中收集至危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期送运至阿克苏市生活垃圾焚烧厂处置。

（6）本项目的建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，本工程可行。

（7）本项目涉及的风险物质主要包括原油、天然气，在采取相应的风险防

控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本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、阿克苏地区生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据阿克苏中曼油气勘探开发有限公司提供的《塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目公众参与说明书》，本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本项目建设可行。

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 日通过，2026 年 8 月 15 日起施行）；

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

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

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

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

（5）《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕

24 号，2023 年 11 月 30 日发布并实施）；

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

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

（8）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号，2010 年 12 月 21 日）；

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

（10）《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 日起实施）；

（11）《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）；

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

（13）《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号，2024 年 11 月 8 日由生态环境部 2024 年第 5 次部务会议审议通过，2025 年 1 月 1 日起实施）；

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

（15）《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）；

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

（17）《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）；

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

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

（20）《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）；

（21）《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）；

（22）《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）；

（23）《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）；

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

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

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

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

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

（29）《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）；

（30）《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）；

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

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

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

（34）《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）；

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

（36）《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 日起施行）；

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

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

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

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

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

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

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

（9）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（10）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（11）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（12）《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 11 月发布）；

（13）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》；

（14）《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）；

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

（16）《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）；

（17）《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）；

（18）《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）；

（19）《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）；

（20）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》；

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

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

（23）《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号，2024 年 10 月）；

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

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

2.1.3 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

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

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

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

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

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

（12）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（13）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

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

（15）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT/43936-2024）；

（16）《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）；

（17）《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884—2018）；

（18）《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）。

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《新疆塔里木盆地温宿区块柯柯牙油气田开采方案》；

（2）环境质量现状监测报告；

（3）阿克苏中曼油气勘探开发有限公司提供的其他资料；

（4）环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地的自然环境及环境质量现状。

（2）针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响因素及其污染因子。

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

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

（5）从技术、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对本项目的建设是否可行给出明确的结论。

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

2.2.2 评价原则

（1）坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

（3）全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据本项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环

境影响因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　环境影响因素识别结果一览表

工程活动 / 环境因素		施工期				营运期	闭井期
		场地平整	钻井	设备安装	材料、废弃物运输	油气开采及输送	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-1D	-2D	--	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--
	地下水	--	-1D	--	--	-1C	--
	声环境	-1D	-2D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1C	-2C	--		--	--
生态环境	物种（种群数量、种群结构）	-1C	-2C	--	--	--	--
	生态系统（植被覆盖度）	-1D	-2C	--	-1D	--	--
	生态敏感区（生态功能）	-1D	-2C	--	-1D	--	--

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，本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、声环境、土壤环境、生态环境要素中的物种、生态系统、生态敏感区等产生一定程度的负面影响；营运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、地下水环境等产生不同程度的直接的负面影响；闭井期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　本项目评价因子一览表

单项工程 / 环境要素	评价因子		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物、SO_2、NO_2、	颗粒物、SO_2、NO_X、非	颗粒物、SO_2、

	非甲烷总烃	甲烷总烃、烟气黑度	NO_2、非甲烷总烃
地表水	BOD_5、COD、SS、NH_3-N	pH、挥发酚、BOD_5、COD、悬浮物、氨氮、石油类	—
地下水	耗氧量、氨氮	石油类	—
土壤	—	PH、石油烃、盐分含量	—
生态	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性	生物多样性、生态系统完整性	地表扰动
噪声	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
固体废物	钻井废弃物、生活垃圾、施工土方、施工废料、废絮凝沉淀渣	落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服、生活垃圾	建筑垃圾、废弃管线

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/m³；

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

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

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

（2）城市农村选项确定

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

本项目估算模式参数取值见表 2.4-1；废气污染源参数见表 2.4-2、2.4-3；相关污染物预测及计算结果见表 2.4-4。

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/℃		40.9
3	最低环境温度/℃		-27.4
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		农作地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表 2.4-2 典型井场主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

表 2.4-3　典型井场主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

表 2.4-4　P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

（4）评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目典型井场外排废气污染物 1%＜P_{max}=6.95%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

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），本项目废水主要为采出水、井下作业废水、生活污水；采出水、井下作业废水经罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理。项目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，不进行预测评价，重点分析该污染治理措施可行性、达标性及合理性分析。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目油气开采井场平台建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

（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他未列入上述敏感分级的环境敏感区a
不敏感	上述地区之外的其他地区
a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

柯柯牙油田各平台、集输管线均位于冲洪积平原，主要分布有双层及多层结构的潜水－承压水含水层，潜水及承压水含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。因此，将柯柯牙油田各平台、集输管线视作一个整体，统一划定地下水调查评价范围。根据《新疆阿克苏河流域水文地质环境地质调查》报告，区内潜水含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为 15～25m/d，连续稳定分布。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式计算法计算其下游迁移距离，公式如下：

$L=\alpha\times K\times I\times T/n_e$

式中：

L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，本次取 2；

K—渗透系数，m/d，项目周边潜水含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为 5～25m/d，本次取平均值 15m/d；

I—水力坡度，无量纲，依据调查评价区等水位线，取均值 3‰；

T—质点迁移天数，本次取值 7300d；

n_e—有效孔隙度，无量纲，依据 HJ610-2016 附录 B 表 B.2 砾砂给水度变化区间，本次取值 0.25。

L=(2×15m/d×0.003×7300d)/0.25=2628m.

考虑到项目场地周边分布有四乡四场阔依其地下水型水源地、温宿镇艾沿格布依村水厂地下水型水源地，本次采用公式法和自定义法相结合的方式确定调查评价范围如下：以项目边界上游（西北侧 1-2）及侧游（东北侧 4-1）各外扩 3km（分布有四乡四场阔依其地下水型水源地、温宿镇艾沿格布依村水厂地下水型水源地），侧游（西南侧 2-3）外扩 1.5km，下游（东南侧 3-4）外扩 3km 为界，总面积约 414.04km^2。详见图 2.4-1。据现场调查，本次建设项目调查评价范围内涉及集中式饮用水水源（四乡四场阔依其地下水型水源地、温宿镇艾沿格布依村水厂地下水型水源地），故本项目地下水环境敏感程度分级为“敏感”。

图 2.4-1　地下水调查评价范围图

（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

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级

柯柯牙油田区块各单井	I类	本次建设项目调查评价范围内涉及集中式饮用水水源（四乡四场阔依其地下水型水源地、温宿镇艾沿格布依村水厂地下水型水源地）	敏感	一

由上表可知，本项目井场平台地下水环境评价等级为一级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

（1）声环境功能区类别

本项目位于柯柯牙油田，周边区域以油气开采和居住为主要功能，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），区域属于 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

本项目红 26 平台东北 50m 处有 3 户散户，柯 1 平台西北侧 200m 处有 12 户散户，柯 8 平台西北侧 50m 处有 3 户散户，柯 16 平台南侧 200m 处有 23 户散户，柯 17 平台西侧 50m 处有 1 户散户，柯 161 平台东侧 80m 处有 1 户散户，柯 26 平台东北侧 50m 处有 4 户散户，红 29 平台北侧 122m 处有 10 户受噪声影响人口数量变化不大，声环境保护目标噪声级增量在 5dB（A）以下。

（3）评价工作等级判定

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

2.4.1.5 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），项目所在区域属于轻度盐化区域（根据检测报告项目区土壤 pH 为 7.72~8.15，含盐量大于 2g/kg），因此本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》（HJ 349-2023），拟建工程井场平台建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

②占地规模

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

本项目井场平台新增永久占地面积21.71hm^2，占地规模为中型。

③建设项目敏感程度

本项目井场平台1000m范围内涉及果园、耕地等敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

④评价工作等级判定

土壤环境污染影响评价工作等级见表2.4-8。

表2.4-8 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
柯柯牙油田各平台	I类	周边1000m范围涉及果园、耕地等敏感目标	敏感	一级

由上表可知，本项目井场平台土壤污染型环境评价等级为一级。

（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》（HJ 349-2023），本项目井场建设内容属于常规石油、天然气开采井场，项目类别为I类；集输管线类别为II类。

②建设项目敏感程度

根据项目土壤监测可知，项目所在区域属于盐化区域（根据检测报告项目区土壤pH为7.72~8.15，含盐量大于2g/kg小于4g/kg，项目所在地干燥度＞2.5且常年地下水位平均埋深＞1.5m）生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

③评价工作等级判定

土壤环境生态影响评价工作等级见表2.4-9。

表2.4-9 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量（g/kg）	环境敏感程度	评价等级
井场	I	>2	较敏感	二级

本项目井场建设内容类别为I类项目、环境敏感程度为较敏感，土壤环境生态影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.1 判定等级如下：

表 2.4-10　　生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本项目
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型项目，项目地表水评价等级为三级B
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及
f	当工程占地规模大于20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	不涉及（本项目永久占地规模为0.2171km^2）
g	除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	本项目为三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	已采用

由上表可知，本项目井场平台生态评价等级均为三级。

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

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

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

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

式中：$q_1,q_2\ldots q_n$ 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。

本项目环境影响评价因子主要为采油平台产生的原油、天然气，存在于厂区储罐及场内集输管线内。本项目开采单井原油密度约 917kg/m^3，天然气密度约 0.67kg/m^3，本次考虑井场内储罐最大存在量（均处于动态变化量）及内部管道（DN250，3.5MPa）最大存在量，各井场平台内部管道长度及管径基本相同，总约 2300m（112.7m^3），本项目总体 Q 值的确定见表 2.4-11。

表 2.4-11　　建设项目 Q 值确定表

注：本项目共钻 25 口单井，配置 50 座单罐容积 50m^3 的储油罐，按有效储存系数 80%计，总有效储油容积为 2000m^3；原油密度取 917kg/m^3，则储罐区总储油能力 1834t；项目管线总容积 112.7m^3，按充满系数 0.95 计，管线最大容积约 107.065m^3，则管线最大原油储存量约 98.18t，天然气储量约为 0.1452t。

经计算 Q=0.78742，本项目，Q＜1，项目环风险潜势为I，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，开展环境风险简单分析。见表 2.4-12。

表 2.4-12　　环境风险评价等级划分

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。见附录A。				

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本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、附图 8。

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	以井场平台为中心边长5km的矩形区域
2	地表水环境	三级B	--
3	地下水环境	一级	以项目边界上游及侧游各外扩3km（分布有四乡四场阔依其地下水型水源地、温宿镇艾沿格布依村水厂地下水型水源地），侧游外扩1.5km，下游外扩3km为界，总面积约414.04km^2。
4	声环境	二级	井场平台边界外200m范围
5	土壤环境（污染影响型	一级	井场平台边界外扩1000m范围
6	土壤环境（生态影响型）	二级	井场边界外扩2000m
7	生态	三级	井场平台边界外扩1000m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

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

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）单井开发现状及环境影响回顾：单井开发环保手续履行情况、单井现依托工程环保手续情况、环境影响评价回顾、工程三废排放情况、油气处理及集输工艺、排污许可证执行情况、危险废物管理计划执行情况、现状存在的环境问题及“以新带老”措施 （2）拟建工程：拟建项目概况、主体工程内容、公用辅助工程、依托工程、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及防治措施、运营期污染源及防治措施、退役期污染源及防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析 （3）工程分析：施工期、运营期、退役期 （4）环境影响因素分析：施工期生态影响分析、施工期污染源分析、运营期污染源分析、退役期污染源及防治措施

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

2.5.2 评价重点

结合项目的建设特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

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。

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：加热炉烟气颗粒物、SO_2、NO_X、烟气黑度满足《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；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。

废水：采出水及井下作业废水经联合站水处理装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中相应限值；运营期井场边界执行《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》（GB 18599-2020）；

危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）。井场储罐清罐产生的含油底泥，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T 7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）相关要求，且石油烃（C_{10}–C_{40}）含量符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB

36600-2018）中第二类用地风险筛选值要求，即石油烃＜4500mg/kg。

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）过渡阶段二级浓度限值
		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
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			
地下	氯化物	≤250		mg/L	

水	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		
	铝	≤0.20		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		
	硫化物	≤0.02		
	钠	≤200		
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1微生物指标中III类
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0		
	氰化物	≤0.05		
	氟化物	≤1.0	mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中III类
	碘化物	≤0.08		
	汞	≤0.001		
	砷	≤0.01		
	硒	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	三氯甲烷	≤0.06		
	四氯化碳	≤0.002		
	苯	≤0.01		

	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05			
	声环境	昼间	60		《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	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
22	1.1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1.2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		

27	氯苯	270		
28	1.2-二氯苯	560		
29	1.4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
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（C10～C40）	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH＞7.5）
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废	加热炉	颗粒物	20	mg/m^3	《锅炉大气污染物排放标准》（GB

气	烟气	SO_2	50		13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值
		NO_X	200		
		烟气黑度	1	级	
		非甲烷总烃	120	mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求
			1.42（8m高排气筒）	kg/h	
	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
废水	采出水、井下作业废水	悬浮固体含量	35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表1 V级水质主要控制指标
		悬浮物颗粒直径中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工噪声	LAeq,T	昼间	70	dB(A)	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
		夜间	55		
厂界噪声	LAeq,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。

本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，是社会主义新农

村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

本项目主要建设内容为井场平台和管线工程建设，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，井场工程和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；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

（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：《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国土空间规划（2021年—2035年）》等。

本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	本项目	符合性
《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要和2035年远景目标纲要》	十四五期间实施能源资源安全战略。坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的	本项目属于油气开采，符合“保持原油和天然气稳产增产，扩大油气储备规模”，有利于促进石油增储稳产	符合

	油气储备体系		
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《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	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.3.2监测计划”	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	本项目不涉及重金属行业污染防控与工业废物处理处置，柯柯牙油田为新开发区块，暂无历史遗留污油泥清理工作	符合
	加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强对重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOCs含量涂料、油墨、胶黏剂、清洗剂等；加强汽修行业VOCs综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOCs排放量	本项目井场无组织废气排放涉及VOCs排放，报告中已针对无组织排放提出密闭措施	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关	符合

		管理要求	
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施VOCs治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOCs在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCs治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCs治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及VOCs排放，报告中已针对无组织排放提出密闭措施	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区域划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水及井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（ HJ610–2016 ）“11.2.2分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目距生态保护红线区最近10.156km，不占用生态保护红线	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区	本项目属于油气开采项目，位于塔里木盆地柯坪隆起东段温宿凸起F2断裂带，符合规划	符合
	矿产资源开发利用调控方向与区域布局 （1）重点开采矿种：符合国家和自治区产业政策，资源量丰富市场需求大、前景好，经济效益显著，能有效控制对环境造成影响的矿种。主要为煤炭、铁、铜、岩盐、金等国内、新疆紧缺和市场需求量较大的矿产。 （2）限制开采矿种：限制开采严重供过于求的矿种以及下游产业产能过剩和耗能大、污染重的矿种；钨、稀土等国家规定实行保护性开采的特定矿种，以及在开采供过于求和严重破坏地质环境的矿产。 （3）禁止开采矿种。禁止开采矿种：可耕地砖瓦用粘土、灰分大于40%或含硫大于3%的煤等矿产。对局部地区生态环境造成重大破坏的矿种亦应列入禁止开发利用矿种行列。禁止开采的矿种不再新设采矿权，已有采矿权按照有关规定实行逐步退出机制，充分运用经济和法律手段建立有效的退出机制予以退出	本项目为石油开采项目，不属于限制和禁止开采矿种	符合
	矿产资源节约与综合利用加强绿色矿业发展。按照“减量化、再利用、资源化”的要求，促进形成有利于节约资源、保护环境的资源开发利用模式。	本项目采出水和井下作业废水拉运至联合站处理后回注地层，不外排；落地油、废防渗材料、含油手套、抹布及防护服等均委托库车红狮环保科技有限	符合

		责任公司处置利用；运营期生活垃圾收集后随班车运至中曼后勤基地统一收集，由环卫部门运至阿克苏市三峰广翰环保发电厂焚烧处理	
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	“十四五”时期，坚持稳粮、优棉、促畜、强果、兴特色，突出绿色化、优质化、特色化、品牌化，依托温宿国家农业科技园区的辐射带动作用，推动农业供给侧结构性改革，重点发展农副产品精深加工业；利用温宿县境内石油、天然气优势资源，围绕产业园区发展规划，依托博孜—大北区块、温宿区块、温宿西区块的油气资源，着力推进油气开采业；利用温宿县石油、天然气、优质煤炭、石灰石和岩盐等资源，加快布局引进石油、天然气精细化工项目，积极发展石油化工产业。创新油地战略合作，围绕油地持续、稳定、健康、有序发展目标，深化油地关系，加强油地共建战略合作，大力支持中石油、中石化加大油气勘探开发投入，积极参与油气资源勘探开发，加快项目联手，打造产业联盟，推进更多石化企业属地化注册，大力发展混合所有制经济，不断推动油地合作向更高层次、更宽领域拓展，逐步提高油气资源开发市场化程度，增强油气资源对地方经济社会发展保障作用	本项目为温宿区块油气勘探开发，区块位于温宿县和阿克苏市行政区划内，符合规划中“大力支持有实力的企业实施矿产资源勘探、开发”	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划环境影响报告书》	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	本项目为新建柯柯牙油田，有利于提高原油采收率、提升资源利用效率，助力区域能源稳产保供	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021年—2035年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严守永久基本农田保护红线：坚决落实	本项目占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，	符合

	最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态保护红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	项目距离生态保护红线最近距离10.156km	
	“两群、两带、三片区”的产业空间布局，打造生态产业体系，优化配置产业资源。阿-温产业集群主要发展农副产品加工、纺织服装、石油天然气化工、现代物流、商务金融、科技服务、数字经济等产业，以及生物医药、节能环保、新一代信息技术等战略性新兴产业；库（车）-沙（雅）-新（和）-拜（城）产业集群主要发展能源化工、农副产品加工、纺织服装、装备制造、建材冶金、现代物流等产业	本项目位于阿-温产业集群，属于石油开采项目，符合区域发展规划要求	符合
《温宿县国土空间总体规划（2021—2035年）》	第七章－矿产资源开发布局 充分发挥能源资源富集区优势，保障资源安全，明确矿产资源保护开发重点区域，划示重点开发区和勘查区范围，促进矿产资源开发结构优化 第一节－矿产资源保护开发重点区域 第98条－保障能源资源基地建设 落实能源资源基地建设要求，协同推进	本项目为温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目，位于阿克苏市及温宿县行政区划内，符合温宿县国土空间总体规划	符合

	塔里木盆地塔河油气能源资源基地、塔里木盆地塔中油气能源资源基地、塔里木盆地克拉苏-克拉2等能源资源基地建设。重点加强博孜一大北区块、温宿区块、温宿西区块等石油天然气勘探开发		

表 2.7-2　新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环评及审查意见符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》及审查意见	按照“整体部署、分步实施”思路进行总体布局，根据建站规模、原油流向、运行管理以及公用工程的可依托性，规划面积1086.264平方千米。规划年限为2021—2025年，计划钻探风险探井、预探井和评价井98口，计划钻探开发井304口，计划建成高峰原油年产60万吨产能。 二、《报告书》在生态环境现状调查和回顾性评价的基础上， （一）坚持绿色发展、协调发展。落实国家、自治区、阿克苏地区发展战略，做好与自治区、阿克苏地区国土空间规划和区域“三线一单”成果的协调衔接，细化、落实区块所在生态环境管控单元的管控要求。坚持以区域环境质量改善为核心，遵循生态保护优先和绿色发展的原则，根据区域实际情况及上位规划要求，合理开展勘探开发。 （二）严守环境质量底线，严格污染物管控。根据规划区域及周边环境质量变化趋势，严格落实污染物削减替代方案，确保区域环境质量改善。优化油田开采工艺，减少挥发性有机废气排放量。加强区域污染源监控，各污染物应长期稳定达标；保障油田采出水处理效率，确保达标回注，减轻对区域地下水和土壤环境的影响；进一步强化各类固体废物的管理和处置。 （三）严格油田勘探开发项目的环境准入。落实《报告书》中提出的环境管控要求和生态环境准入清单，规划内包含的建设项目在实施过程中尽量减少占地面积并避让饮用水源保护区、基本农田、湿地公园等环境敏感区。阿克苏河、台兰河、多浪河等水体岸边1000米范围，	①新疆塔里木盆地温宿区块位于塔里木盆地西北边缘，勘探开发范围涉及阿克苏市、温宿县，本项目位于新疆阿克苏地区阿克苏市及温宿县境内，建设地点、建设规模、建设内容与规划符合 ②根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）第41条规定：“建设项目中防治污染的设施，应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求，不得擅自拆除或者闲置”，为确保项目环保措施与运行同步，本项目废气、固废、废水及公用设施均依托联合站、红6井危废暂存库以及“三废”处理站。 ③本项目不在生态保护红线内。生产过程中，加强生产管理，严格落实废气防治措施，采出水通过集输管网输送至联合站水处理系统处	符合

	划为限制开发区。 （四）强化油气田环境风险管理，强化应急响应联动机制，保障区域环境安全。编制、完善突发环境事件应急预案，配备应急物资，建立应急队伍，定期开展应急演练。 （五）加强环境管理。在施工期、运营期和退役期建立和实施HSE管理体系，确保各项环保设施的正常运行，制定并执行污染源、环境质量监测计划及生态调查方案。 （六）落实环境影响跟踪评价计划。在规划实施过程中，适时开展环境影响跟踪评价；规划范围、规划年限、规模、结构和布局等方面发生重大调整或修编，应重新编制环境影响报告书。 （七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	置；各类危废依托红6井危废暂存间分区储存，定期由有资质单位清运处置，满足相关要求 ④建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并向阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号652922-2024-09-L） ⑤项目运营后定期发布环境信息，并主动接受社会监督	

（2）本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	本项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司已按要求编制了“十四五”规划	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效	本项目为新建柯柯牙油田，属于区块油气开发项目，不属于单井环评	符合

	防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性		
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对单井建设情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态造成影响	符合
	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	建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并向阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号652922-2024-09-L）	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施	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	本项目开发方案设计考虑了柯柯牙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	本项目新增占地规模从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65号）	其他行业企业中载有气态、液态VOCs物料的设备与管线组件密封点大于等于2000个的，应开展LDAR工作。要将VOCS收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准；对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检	本项目为油气开采项目，目前尚未制定泄漏检测与修复（LDAR）计划；根据相关规范要求，后续将在区块建设完成后制定LDAR计划，定期开展检测工作，对检测发现的泄漏点及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，保障生态环境安全	符合
	产生VOCS的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目采用密闭设备	符合
《油气回收处理设施技术标准》（GB/T50759-2022）	5.1.3油气收集系统应密闭连接，不应有泄漏	本项目油气收集管线均采用法兰密闭连接，设置阻火器、紧急切断阀，无泄漏风险	符合
	5.2.1储罐油气收集宜采用单罐单控方式	本项目原油储罐气相管线采用单罐单控的密闭收集方式	符合
	5.3.1挥发性有机液体装载宜采用底部装载方式	本项目原油装车采用底部密闭装载工艺	符合
	5.5.2油气回收装置的处理能力应按最大排放量的100%～110%设计	本项目原油装车采用底部密闭装载工艺，装车作业气相通过密闭管线实现罐车气相平衡，站内不设置独立油气回收装置；装车全过程密闭控污，最大限度削减VOCs挥发损耗。项目严格管控装卸密封点，减少装卸过程无组织挥发	符合
	9.0.6油气回收设施区域防渗设计应符合《石油化工工程防渗技术规范》GB/T 50934的规定	项目罐区、油气回收设施区域已按GB/T 50934要求实施防渗处理，防止含油介质渗漏污染土壤及地下水	符合
《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB	5.1.1VOCs物料应储存于密闭的容器、包装袋、储罐、储库、料仓中	本项目原油全部储存于密闭固定顶储罐中，无敞开式存放，符合物料储存管控要求	符合

37822-2019)	5.2.1挥发性有机液体储罐应按规定设置控制设施，控制储存过程的VOCs排放	本项目原油储罐配套呼吸阀及油气收集系统，有效控制储罐大小呼吸损耗，减少无组织排放	符合
	6.1.1液态VOCs物料应采用密闭管道输送，采用非管道输送方式转移液态VOCs物料时，应采用密闭容器、罐车	本项目原油前期采用密闭罐车拉运至联合站，后期均采用密闭管道输送，无敞口沟渠、无敞口容器中转，避免无组织逸散	符合
	6.2.1挥发性有机液体装卸应采用底部装载、顶部浸没式装载或液下装载方式，并密闭收集废气	本项目原油装车采用底部密闭装载工艺；装车置换油气通过密闭气相管线接入罐车罐体内部，形成密闭气相平衡系统，废气全程密闭循环、无敞口逸散，实现装卸废气密闭收集管控	符合
	8.1企业中载有气态、液态VOCs物料的设备与管线组件，应开展泄漏检测与修复（LDAR）工作	本项目已建立设备管线组件泄漏巡检机制，按要求开展泄漏检测与修复，控制跑冒滴漏	符合
	10.2VOCs废气收集系统应密闭、负压运行，控制收集效率	本项目油气收集系统采用负压运行方式，管线密闭无破损，确保VOCs废气有效收集	符合
《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）	4.2含油废物综合考虑含油率、剩余固相的利用或处置污染控制要求等因素采取适当的利用处置技术，宜采用回收矿物油的方式利用	本项目产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服等含油废物，均统一收集后委托有资质单位接收处置	符合
	5.1含油废物与水基岩屑分开收集。水基岩屑中磺化钻井岩屑单独收集处理，造斜井段和目的层井段等特殊工段及非正常工况下产生的聚合物钻井岩屑单独收集处理	项目已按规范实施固废分类管理，含油危险废物、一般工业固废、生活垃圾分区收集，不混存混运	符合
	5.4含油废物的收集、贮存、转移等环节采取防雨、防渗、防泄漏等措施。属于挥发性有机物（VOCs）物料的，采取有效措施减少VOCs的无组织排放	项目依托危废暂存库对含油废物进行贮存，库体设置防渗、围堰、导流设施，具备防雨、防渗、防泄漏能力	符合

《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）	5.1.1进井场道路用地指保证建井及生产期内通往井场的各型车辆安全通行，并能满足抢险车辆通行的新建或扩建道路所占用的土地	本项目依托井场现有道路，井场道路满足施工、生产及抢险车辆通行要求，道路宽度、占地规模均符合油田工程用地控制指标	符合
	7.1.1首站用地包括生产设施（输油泵区、加热炉区、燃油泵房、清管及阀组区、计量标定区、紧急排空池、储油罐区、燃油罐、压缩空气罐）及辅助设施（变配电间、阴极保护间、消防泵房、消防水池、锅炉房、库房、综合办公室）的用地。其用地指标不应大于表60的规定	本项目后期集输管线及依托联合站用地均按规范控制规模，占地符合管道工程及站场用地指标要求	符合
	9.2.1为石油天然气工程项目配套建设的倒班楼、住宿营地等运行人员居住场所用地指标，执行民用居住类用地指标	本项目不新建倒班楼、住宿营地等居住设施，使用撬装式办公生活区	符合
《挥发性有机物（VOCS）污染防治技术政策》（原环境保护部公告2013年第31号）	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	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012年第18号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水及生活污水，采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理，无废水外排；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。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气输送至联合站集中处理；危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	符合

	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目采用密闭集输方式，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏	符合
	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	本项目含有的少量伴生气，作为井场加热炉燃料回收利用	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。	本项目不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，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、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层	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	本项目属于沙区建设项目，本次环评严格遵照《环境影响评价技术导则生态影响》规范开展评价工作。一是环境可行性论证充分，结合项目所在沙区干旱、风蚀、沙化敏感的生态特征，从选址选线、工程规模、施工工艺、扰动控制、生态承载力等方面系统论证项目建设环境可行性，项目选址避让各类生态敏感区域，优化管线路由缩减扰动范围，建设方案符合沙区生态管控要求。二是影响预测科学可靠，结合区域风沙环境、土壤风蚀、植被分布等现状，针对性预测施工期、运营期地表扰	符合

		动、风蚀沙化、生态扰动等影响，评价参数选取合理、预测方法规范，评价结论真实可信。三是防沙治沙措施可行有效，针对沙区风蚀沙化特点，制定“预防为主、防治结合、综合治理”的防控体系，配套工程固沙、施工扰动管控、植被保护、临时防护、生态修复及常态化运维管控措施，各项措施贴合项目工况、适配区域沙区环境，可有效遏制工程建设加剧局部土地沙化、土壤风蚀问题，措施具备技术可行性、落地有效性和长期稳定性	
	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	经全面现场核查及资料核实，本项目所有井场、集输管线工程均不位于沙化土地封禁保护区范围内，不占用各类生态敏感管控区域。项目依托红旗坡油田管道主干线、柯柯牙油田项目管线及柯柯牙地面工程，最大限度减少地表扰动与生态占地，整体建设规模、施工扰动强度与区域生态环境承载能力相适配，未超出区域生态承载力。本项目仅产生局部、暂时性的地表扰动，无大面积、永久性生态损毁，通过落实完善的防沙治沙及生态修复措施，施工扰动影响可有效减缓且施工结束后可逐步恢复，不会对沙区生态环境造成重大、不可逆不利影响，从源头规避了沙区生态破坏与环	符合

		境污染风险，满足沙区项目源头准入管控要求	
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24号）	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施。	本项目采用密闭工艺	符合
《自治区党委自治区人民政府印发 关于深入打好污染防治攻坚战的实施方案》	严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控，因该项目为新建油田区块产能项目，暂无历史遗留污油泥清理工作	符合
	强化地下水污染协同防治。持续开展地下水环境状况调查评估，实施水土环境风险协同防控，统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学 品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地上、地下协同防治与环境风险管控。	本项目采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续	（一）坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。	本项目属于石油、天然气开采项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目	--

改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）	（二）退出重点行业落后产能。严格执行《产业结构调整指导目录》，依法依规淘汰落后产能。联防联控区进一步提高落后产能能耗、环保、质量、安全、技术等要求，逐步退出限制类涉气行业工艺和装备。	结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令2023年第7号），本项目属于“鼓励类”项目，不属于淘汰落后项目	符合
	（十七）强化挥发性有机物和氮氧化物综合治理。优化含VOCs原辅材料和产品结构，加快推进含VOCs原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOCs含量涂料，严格执行VOCs含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	本项目采取密闭工艺，减少了挥发性有机物的排放	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、拌和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，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
	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
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工	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	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合

作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	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		
《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	本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
《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》	第三条 防沙治沙工作应当坚持预防为主、保护优先、因地制宜、突出重点、分区施策、以水定绿、科学防治、合理利用的原则，统筹推进山水林田湖草沙系统治理，实现生态效益、经济效益和社会效益相统一。	本项目实施过程中已采取相应防沙治沙措施，详见6.5.1.2	符合
《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29号）	严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，少占或不占耕地，节约集约用地，优先使用农村存量建设用地，坚持农地农用。对于确需占用耕地进行农村基础设施等项目建设的，须依法依规办理相关手续。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，坚决防止问题反弹。强化农业设施用地监管，各县（市）要组织力量，全面梳理辖区范围内已实施的设施农用地项目，按要求于2020年12月底前完成设施农用地上图入库，今后在耕地保护检查、土地变更调查、土地执法等工作中，对设施农业用地的认定将依据上图入库信息；对未按要求上图入库的设施农用地，自然资源部门在管理中不予认可。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设的苗头性问题要及时预警处置，构建起早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本项目用地不占用永久基本农田，占用的耕地建设单位已按照国家、自治区相关补偿进行补偿，落实节约集约用地要求，不存在违规占用耕地从事非农建设、“大棚房”等问题，符合文件管控要求	符合
	严禁违法违规批地用地。批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。强化各类非农建设占用耕地审查，建设项目须符合国土空间规划和产业政策、供地政策。不得通过擅自调整县、乡国土空间规划规避占用永久基本	本项目新增用地范围不涉及永久基本农田；项目用地严格按照法定权限和程序报批，不存在未批先占、批少占多、批甲占乙等违法违规情形，目前永久用地相关手续正在按程序办理，用地选	符合

	农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先占、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。	址、用地规模符合国土空间规划、土地管理法律法规及供地政策要求，符合该文件相关管控要求	

表 2.7-4　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划》及规划环评要求，项目为新建塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目	符合
	选址与空间布局	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	符合
	污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
	污染防治与环境影响	2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程	本项目采取密闭工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，井场加热炉使用天然气作为燃料，加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、	符合

		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黄回收工艺，减少二氧化硫排放。	氮氧化物、烟气黑度满足《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，烟气中非甲烷总烃《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求	
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	选址与空间布局	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目运营期采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层	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）和《气田水注	项目仅回注油气开采配套产生的采出水、井下作业废水，不回注无关废水；回注水水质严格执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）	符合

		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。	等现行行业标准。项目同步落实分区防渗、井身密封、地下水定期监测等污染防控措施，严防回注作业造成地下水污染	
		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、含油手套、抹布及防护服、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服等，属于危险废物，收集后委托有资质单位处置，固体废物均妥善处置	符合
	污染防治与环境影响	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合
	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）》《废弃井及长	符合

			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	

综上所述，本项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 与《清洁生产评价指标体系 陆地油气管道输送行业》（DB65/T 4949-2025）符合性分析

参照新疆维吾尔自治区地方标准《清洁生产评价指标体系 陆地油气管道输送行业》（DB65/T4949-2025），从生产工艺与装备要求，资源能源利用指标，污染物产生指标，环境管理要求等四大维度，对本项目油气集输管道工程开展清洁生产符合性分析，判定项目清洁生产水平，具体分析如下：

（1）生产工艺与装备先进性

本项目集输管线采用密闭埋地敷设工艺，全程实现油气、采出水密闭集输，无敞口输送、无放空浪费，完全规避传统开放式输送的油气挥发、无组织排放问题。管线选用耐腐蚀、高强度专用管材，配套RTU远程采集监控系统、压力实时监测装置，可实时捕捉管线压力异常、微小泄漏隐患，设备装备水平符合行业清洁生产先进要求，从工艺源头降低污染物产生及环境风险事故概率。同时项目严格控制管线作业带宽度，采用分段开挖、分段回填、分段恢复的绿色施工工艺，最大限度减少地表扰动与生态破坏，符合清洁生产过程管控要求。

（2）资源能源利用指标符合性

项目油气集输系统密闭化运行，有效降低油气输送损耗，输送损耗率满足行业清洁生产基准限值；生产过程采出水全部收集、处理后回注地层，实现废水资源化循环利用，无外排废水，大幅提升水资源利用率。施工期优先利用现有油田道路，减少临时占地及土方工程，降低能源、土地资源消耗，资源能源

利用水平符合《清洁生产评价指标体系 陆地油气管道输送行业》（DB65/T 4949-2025）管控要求。

（3）污染物产生与排放控制符合性

项目运营期废气主要为井场逸散的无组织废气及加热炉燃烧废物，项目采用密闭集输工艺，加强密闭管道、阀门检修和维护，减少无组织废气逸散；加热炉通过选用清洁燃料，规范操作流程，加强设备运维管控，控制燃烧过程中废气污染物的产生与排放，确保达标排放；采出水、井下作业废水均依托联合站水处理系统处理，生活污水定期委托阿克苏千净环保工程科技有限公司清运至阿克苏污水处理厂处理；固废分类收集、规范处置，实现减量化、无害化管控。施工期扬尘、施工废水、机械尾气等污染物均采取配套防控措施，有效降低污染物产生量；管线全程落实分区防渗措施，杜绝原油、高矿化度采出水泄漏下渗引发的土壤、地下水污染，从源头控制污染物产生与环境影响，污染物产生指标满足行业清洁生产标准要求。

（4）环境管理与风险防控符合性

项目建立完善的巡检维护、隐患排查、生态保护、应急处置管理制度，定期开展管线完整性检测、设备维保、土壤及地下水环境巡查，落实井控安全、防泄漏、防井喷等全套风险防控措施，配套完善的应急物资与专项应急预案，可有效应对管线泄漏、井喷等突发环境风险。同时项目落实施工、运营全过程生态保护措施，严控地表扰动、植被破坏与土壤盐化、沙化风险，环境管理体系完善，符合陆地油气管道输送行业清洁生产管理指标要求。

（5）结论

综上，本项目油气集输管道工程在生产工艺装备、资源能源利用、污染物管控、环境风险防控等方面，均满足《清洁生产评价指标体系 陆地油气管道输送行业》（DB65/T 4949-2025）相关要求，项目整体达到陆地油气管道输送行业清洁生产先进水平，符合区域绿色油田开发、生态环境保护的总体要求。

2.7.4 生态管控方案符合性判定

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕

157 号）；2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）。拟建项目与上述文件中分区管控要求的符合性分析见表 2.7-5 至表 2.7-7，拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意见附图 6，拟建项目与环境管控单元位置关系见附图 7。

表 2.7-5　拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（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。	本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。	本项目不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、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。	本项目不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（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。	本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。	本项目不属于新建危险化学品生产项目	符合
			【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	本项目不涉及	--
			【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。	本项目不涉及	--
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	本项目不涉及相关内容	--

		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	本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。	本项目不涉及相关内容	--
			【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。	本项目不涉及相关内容	--
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及相关内容	--
			【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。	本项目不涉及相关内容	--
		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【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。	本项目不属于重化工、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。	本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	本项目不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合

			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。		
			【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。	本项目不涉及相关内容	--
		A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、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。	本项目与区域主体功能区划目标相协调，符合《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划》及规划环评要求	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。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【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保护红线管控要求	本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	--
	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。	本项目属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】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。	本项目实施后油气采取密闭集输，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOC_S排放对大气环境的影响	符合

			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（V0Cs）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V0Cs“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V0Cs 集中高效处理。	本项目实施后油气采取密闭集输，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		A2.2污染控制措施要求	【A2.2-1】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。	本项目不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--
			【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	本项目不涉及相关内容	--

			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。		
			【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。	本项目不涉及相关内容	--
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本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。	本项目不涉及相关内容	--
			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染	本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；运营期新增用水不会超过用水总量控制指标	符合

			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。		
			【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。	本项目采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏污水处理厂处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
			【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目不涉及相关内容	--
			【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。	本项目不涉及相关内容	--

	A3环境风险防控	A3.1人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“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。	本项目不涉及相关内容	--
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及相关内容	--
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
		A3.2联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮	本项目不涉及相关内容	--

			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。		
			【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。	本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。	本项目不涉及相关内容	--
			【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物品企业、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。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并向阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号	符合

				652922-2024-09-L），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	
			【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。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并向阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号652922-2024-09-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	本项目不涉及相关内容	--
	A4资源利用要求	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。	本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，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%、	本项目不涉及相关内容	--

			99.7%。		
			【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。	本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，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2土地资源	【A4.2-1】土地资源上限指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目不新增占地，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到2025年，自治区万元地区生产总值能耗比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	本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。	本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
			【A4.3-6】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。	本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。	本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

			【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服等，属于危险废物，收集后委托有资质单位处置；固体废物均妥善处置	符合
		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。	本项目不涉及相关内容	--
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	本项目不涉及相关内容	--
			【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥	本项目不涉及相关内容	--

			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。		

表 2.7-6　本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2025年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023年第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕466号）中禁止准入类项目	符合
		1.2国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目为石油天然气开采项目，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
		1.3禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合

		1.5禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、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。	本项目不涉及	-
		1.6禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、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。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		1.7禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
		1.8禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.9禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
		1.11引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建	本项目不属于化工项目	符合

		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。		
		1.12严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不涉及	-
		1.13推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-
		1.14永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不涉及	-
		1.15河湖岸线生态保护红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为10.156km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-
		1.17对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区	本项目不涉及	-

		土壤。		
		1.18严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
		1.19限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目	符合
		1.20严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合
		1.21在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
		1.22严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
		1.23新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不涉及	-
		1.24在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	符合
	污染	2.1新、改、扩建重点行业建设项目应符	本项目符合“三线一	符合

	物排放管控	合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	
		2.2积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭措施，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		2.3加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本项目不涉及	符合
		2.4完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	本项目不涉及	-
		2.5推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		2.6实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及	-

		2.7深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不涉及	-
		2.8提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	-
		2.9严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘	符合
		2.10全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本项目不涉及	-
		2.11推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、	本项目严格执行《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	符合

		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。	工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	
		2.12强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目完工后制定完善的地下水监测计划，建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.13严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		2.14加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及	-
		2.15因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及	-
		2.16聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本项目不涉及	-

		2.17建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本项目不涉及	-
		2.18实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本项目不涉及	-
		2.19全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	本项目不涉及	-
		2.20提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	本项目不涉及	-
		2.21加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	本项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃	-

			井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	
	环境风险防控	3.1对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
		3.2强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
		3.3严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--
		3.4提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年，完成乡镇级集中式饮用水水	本项目评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；本项目不涉及相关内容	--

		源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。		
		3.5有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		3.6在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
		3.7依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
		3.8加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并向阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号	符合

			652922-2024-09-L），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	
		3.9强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并向阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号652922-2024-09-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	资源利用效率	4.1地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目采取节水措施，用水量较小，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目采取节水措施，用水量较小，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.3土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035年）》。	本项目管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能源消费比重增长至18%以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合
		4.5高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁	本项目不涉及	-

		能源。		

表 2.7-7　拟建工程与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290130001阿克苏市一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 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。 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。 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。 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。 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。	1.本工程建设不占用基本农田，占用的耕地已按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿 2.本项目为石油天然气开采项目，不涉及露天矿山 3.本项目不涉及占用基本农田 4.本项目为石油天然气开采项目，不涉及畜禽养殖 5.本项目不涉及向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质 6.本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	符合
	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。 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	1.本项目为石油天然气开采项目，不涉及畜禽养殖 2.本项目为石油天然气开采项目，不涉及使用高毒、高残留农药 3.本项目不涉及种植业 4.本项目为石油天然气开采项	符合

		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。 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。 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。 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。	目，不属于化学品生产企业、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 5.本项目为新建油田区块，不涉及涉重金属行业污染防控，无历史遗留污油泥 6.本项目不涉及	
	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。 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	1.本项目已充分识别对周边未利用地的潜在土壤污染风险，通过源头防渗、过程监控、应急响应和责任落实四重机制，严格落实“发现污染坚决查处、督促防治”的监管要求 2.本项目不涉及危库、病库及尾矿库 3.本项目不占用农用地及耕地	符合

		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。 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。		
	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。 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。 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。	本项目不涉及	--
ZH65292230001温宿县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 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。 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	1.本项目不占用基本农田，占用耕地已按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿 2.本项目为石油天然气开采项目，不涉及露天矿山 3.本项目不涉及占用基本农田 4.本项目为石油天然气开采项目，不涉及畜禽养殖 5.本项目不涉及向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质 6.本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	符合

		染防治要求。 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。 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。 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。		
	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。 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。 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。 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。 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。 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，	1.本项目为石油天然气开采项目，不涉及畜禽养殖 2.本项目为石油天然气开采项目，不涉及使用高毒、高残留农药 3.本项目不涉及种植业 4.本项目为石油天然气开采项目，不属于化学品生产企业、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 5.本项目为新建油田区块，不涉及涉重金属行业污染防控，无历史遗留污油泥 6.本项目不涉及	符合

		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。		
	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。 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。 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。	1.本项目已充分识别对周边未利用地的潜在土壤污染风险，通过源头防渗、过程监控、应急响应和责任落实四重机制，严格落实“发现污染坚决查处、督促防治”的监管要求 2.本项目不涉及危库、病库及尾矿库 3.本项目不占用农用地及受污染耕地	符合
	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。 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。 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。	本项目不涉及	--
ZH65292220004温宿国家农	空间布局约束	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	1.本项目为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委	

业科技园区		类事项。 2.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 3.引进建设项目应符合园区定位、产业布局。	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 2.本项目占用的土地，建设单位已按照国家、自治区相关补偿进行补偿 3.本项目建设符合园区定位、产业布局	
	污染物排放管控	1.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。 2.加强种养结合，推进畜禽粪污资源化利用。 3.加强畜禽养殖、农产品加工产业污染防治，各类污染物排放应达到行业排放标准或综合排放标准要求。	本项目不涉及	
	环境风险防控	1.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及	
	资源利用效率	1.严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	1.本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 2.本项目不涉及 3.本项目不涉及农药的使用 4.本项目不涉及渠道防渗、管道	

		3.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。 4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。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。	输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术	

本项目符合《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、《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元阿克苏市一般管控单元、温宿县一般管控单元及温宿国家农业科技园区相关要求。

2.7.5 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

表 2.7-8 项目与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

名称	文件要求	本项目	符合性
《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》	落实危险废物鉴别管理制度，对于不排除具有危险特性的固体废物，应根据《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7）《危险废物鉴别技术规范》（HJ298）等判定是否属于危险废物，属于危险废物的应按危险废物相关要求进行管理	本项目危险废物主要为落地油以及废防渗材料，分类收集后运至红6井危废物暂存库分区存放，定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处置	符合
	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	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司已建立完善的危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度	符合
	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》（GB15562.2）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	项目均按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定设置危险废物识别标志	符合
	落实危险废物管理计划制度，按照《危	阿克苏中曼油气勘探开发	符合

	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	有限公司已制定危险废物管理计划，并备案	
	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	中曼公司严格落实危险废物管理台账及申报制度，建立了危险废物管理台账，并如实记录有关信息	符合
	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	本项目产生的废机油、含油污泥、粘油防渗膜、废机油桶、集中收集的废劳保用品分类收集后运至红6井危废暂存库分区存放，定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处置	符合
	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》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	本项目严格落实危险废物转移联单制度，并制定电子及纸质台账	符合
	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	本项目已取得固定污染源排污许可证，并严格执行排污许可管理制度的规定；证书编号：91652922MA77UTEN6R004V，现处于变更中	符合
	落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。	建设单位的突发环境事件应急预案已编制，并在阿克苏市及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号652901-2024-043-L、温宿县分局备案号652922-2024-09-L）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
	对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当	本项目含油抹布、手套及防护服与生活垃圾一同收集至垃圾桶，定期随班车	符合

	满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。含油污泥和油基岩屑资源化利用产物应满足国家、地方制定或行业通行的被替代原料生产的产品质量标准，有稳定、合理的市场需求。含油污泥和油基岩屑经资源化利用后的剩余残渣，在满足国家、地方制定的标准条件下，可用于油气田作业区内部铺设通井路、铺垫井场基础材料等	运至中曼后勤基地统一收集，由环卫部门运至阿克苏市三峰广翰环保发电厂焚烧处理	
	含油污泥和油基岩屑资源化利用产物应满足国家、地方制定或行业通行的被替代原料生产的产品质量标准，有稳定、合理的市场需求。含油污泥和油基岩屑经资源化利用后的剩余残渣，在满足国家、地方制定的标准条件下，可用于油气田作业区内部铺设通井路、铺垫井场基础材料等	项目井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使含油污泥回收率达到100%	符合

2.7.6 选址选线合理性分析

根据现场调查井场不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、永久基本农田等敏感目标；根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区域隶属于塔里木河流域水土流失重点治理区，受区域整体规划及地质开发条件限制，井场无法避让该治理区。项目建设及运营期间将严格落实水土保持、防风固沙及生态修复等管控措施，严控施工扰动范围，最大限度减轻人为扰动引发的水土流失，有效维护区域生态结构与生态功能。

综上，本项目井场选址合规、布局规范，从规划、生态及环保角度分析，井场布置合理可行。

2.7.7 环境功能区划

本项目为新建油田开采区块项目，属于油气开发类建设项目，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，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

结合本项目各环境要素评价等级及评价范围划定要求，本次环境保护目标重点涵盖评价范围内的人群聚居区、各类水体、地下水系统、土壤资源、生态植被及敏感点位，具体结合各要素评价范围明确如下：

环境空气：保护以各井场平台为中心、边长 5km 矩形评价范围内的居民住宅、村庄聚居点、学校、医疗机构等大气环境敏感目标，确保区域环境空气质量稳定达到相应评价标准，保障人群呼吸健康。

地表水环境：项目地表水环境评价等级为三级 B，重点保护项目周边区域内现有地表水系、沟渠、水塘、坑塘等各类地表水体，防范项目施工及运营过程中产生的污染物进入地表水体，避免对水体水质及水生生物造成不利影响。

地下水环境：针对一级评价范围，单座井场结合地下水流向划定评价范围为 20km^2 评价范围内的地下水含水层、农村饮用水井及地下水补给径流区，维护区域地下水水质及供水安全，防止地下水受到污染。

声环境：保护井场平台边界外 200m 声环境评价范围内的居民住宅、村落、办公场所等声敏感目标，控制项目施工期施工噪声、运营期设备噪声的影响，确保区域声环境质量达到相应功能区标准，减少噪声对周边人群正常生活的干扰。

土壤环境：污染影响型方面，一级评价范围重点保护井场平台边界外扩 1km 范围内的耕地、园地、林地、建设用地等土壤敏感区域，二级评价范围保护管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围内的土壤环境，防范土壤污染；生态影响型方面，保护各井场边界外扩 2km、集输管线边界两侧向外延伸 200m 范围内的原生土壤、地表覆盖层及土壤生态系统，避免土壤扰动及生态破坏。

生态环境：保护井场平台边界外扩 1000m 范围、集输管线中心线两侧 300m 评价范围内的天然植被、人工植被、陆生动植物栖息地、灌丛及草本群落，维护区域生态系统的完整性和稳定性，减少项目建设对生态植被、野生动物活动的扰动。

环境风险：项目环境风险开展简单分析，重点保护各环境要素评价范围内居民区、水体、地下水、土壤及生态敏感点位，防范事故状态下污染物泄漏、扩散对周边环境及人群健康造成风险影响。

环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1　环境空气保护目标一览表

表 2.8-2　地下水环境保护目标一览表

表 2.8-3　土壤环境保护目标一览表

表 2.8-4　生态保护目标一览表

表 2.8-5　环境风险保护目标一览表

3 建设项目工程分析

3.1 柯柯牙油田勘探开发概况

（1）预探阶段（2018 年—2023 年）

2018 年 1 月中曼石油天然气集团股份有限公司（以下简称中曼石油）中标了温宿区块，快速展开勘探工作。2018 年 12 月-2019 年 2 月，中曼石油在矿权区南部完成满覆盖 377km^2 三维地震I期采集；2021 年 12 月~2022 年 12 月，在矿权区东北部完成满覆盖 440km^2 三维地震II期采集，覆盖次数 360 次，面元 12.5m×25.0m，柯柯牙油田被I期三维地震满覆盖。

2019 年 12 月 30 日，部署在 F1 断裂带上盘的预探井红 11 井完钻，为柯柯牙油田钻探的第一口井；2020 年 4 月 19 日~4 月 25 日，该井在新近系吉迪克组三段IV油组 2027.5-2139.0m、2125.0-2126.5m 井段进行测试，射开 2 层 13.0m，获得高产天然气流，4mm 油嘴日产气 42310m^3、5mm 油嘴日产气 29904m^3、8mm 油嘴日产气量 38400m^3；2020 年 12 月 28 日上返吉迪克组三段III油组 1989.0-1990.5m、2000.3-2001.0m 和 2006.8-2007.8m 井段进行试油，射开 3 层共 3.2m，试油获工业油流，日产油 7.20t；红 11 井在吉迪克组三段III油组和IV油组试油获得工业油气流，发现了柯柯牙油田新近系吉迪克组油（气）藏，从而发现了柯柯牙油田。

2020 年 7 月在 F1 断裂带上盘红 26 背斜部署和钻探了红 26 井，目的是预探潜山油气藏，该井 2020 年 9 月 28 日-10 月 23 日在潜山寒武系肖尔布拉克组 2001.0-2024.0m 井段试油获高产油流，日产油 20.34t，不含水，发现了柯柯牙油田红 26 背斜潜山寒武系油藏。

2021 年 7 月在沿 F1 断裂带上盘构造位置更低的红 52 断块部署了探井红 52 和红 79 井，2021 年 8 月 12 日红 52 井完钻，在新近系吉迪克组钻遇油层 15.9m/7 层，2021 年 10 月在吉迪克组三段IV油组底砾岩 2403.0-2409.8m 井段试油获得工业油流，日产油 8.91t；2022 年 10 月 9 日红 79 井完钻，在新近系吉迪克组钻遇油层 12.4m/7 层，2023 年 6 月在吉迪克组三段III油组 2344.9-2346.6m 井段试油获得工业油流，日产油 9.77t。

2022 年 6 月 16 日部署在 F1 断裂带下盘预探井红 80 井完钻，2022 年 7 月

29 日-8 月 1 日在潜山震旦系奇格布拉克组 2119.7-2129.6m，2130.1-2130.6m，2133.0-2134.6m 井段试油获高产气流，4mm 油嘴日产气 28295m^3、6mm 油嘴日产气 68125m^3、8mm 油嘴日产气 117511m^3。

2023 年 3 月 11 日部署在柯柯牙油田 F1 断裂带上盘红 52 断块红 59 井完钻，2023 年 7 月 22 日-7 月 25 日在南华系 2380.0-2390.0m 井段压裂试油获高产工业油流，日产油 46.52t，日产水 8.23m^3。

2023 年在 F1 断裂带下盘各断块潜山地层圈闭部署和钻探了柯 1、柯 2、柯 5、柯 6、柯 7、柯 8、柯 9、柯 16 等 8 口预探井，分别在柯 2、柯 7、柯 8、柯 9、柯 16 等断块在潜山震旦系奇格布拉克组获得工业油（气）流发现。

2023 年 4 月 17 日部署在柯柯牙油田 F1 断裂带下盘柯 8 井完钻，2023 年 5 月 24 日-5 月 31 日在潜山震旦系苏盖特布拉克组 2369.4-2372.0m，2378.1-2382.6m 井段试油获工业油流，日产油 3.51t，日产水 5.20m^3。

（2）评价阶段（2020 年—2024 年）

2020~2024 年，柯柯牙油田共钻探评价井 122 口，其中 F1 断裂带上盘 91 口、F1 断裂带下盘 31 口。其中红 11 和红 52 断块 2020-2024 年陆续部署和实施了 600m 井距的评价井网，共部署和实施评价井 88 口，完成了红 11 和红 52 断块评价井的钻探。2023-2024 年针对 F1 断裂带下盘潜山古地层圈闭相继部署和钻探评价井 31 口，完成了红 80、柯 2、红 51、柯 3、柯 7、柯 8、柯 9、红 9 和柯 16 等 9 个含油气断块评价井的钻探

截止 2026 年 3 月 31 日，柯柯牙油田共有采油井 201 口、注水井 7 口；采油井开井 173 口，注水井开井 7 口，日产液 1034.1m^3，日产油 520.4t，日注水 218.4m^3，综合含水 45.1%；累产液 127.49×104m^3，累产油 78.81×104t（本次申请范围内 200 口井产油 72.15×10^4t），累计注水 5.99×$10^4$$m^3$。

基于勘探成果及试采认识，2025 年 5 月中曼石油上报《柯柯牙新近系吉迪克组、寒武系肖尔布拉克组和震旦系奇格布拉克组石油天然气新增探明储量报告》，2025 年 12 月 8 日获自然资源部评审备案（自然资储备字〔2025〕257 号）。柯柯牙油田新增探明含油面积 17.32km^2，探明石油地质储量 941.91×10^4t（1048.40×$10^4$$m^3$），溶解气地质储量 4.90×$10^8$$m^3$，天然气地质储量 8.25×$10^8$$m^3$。

本次核准新增探明含油面积 15.64km^2，探明石油地质储量 830.75×10^{4}t（925.30×10^{4}m^3），溶解气地质储量 4.37×10^{8}m^3；新增探明天然气含气面积 6.49km^2，探明天然气地质储量 8.25×10^{8}m^3。

（3）试采阶段（2022 年至今）

2022 年至今，柯柯牙油田利用探井和评价井进行试采，核准范围内柯柯牙油田区块先后投入试采 200 口井。截至 2026 年 3 月 31 日，200 口井均进行过试采，目前采油井 193 口，注水井 7 口；日产液 1034.1m^3，日产油 520.4t，日注水 218.4m^3，综合含水 45.1%；累产液 127.49×104m^3，累产油 72.15×10^{4}t，累计注水 5.99×10^{4}m^3。

3.1.1 柯柯牙油田区块勘探环保手续履行情况

目前柯柯牙油田已开展的环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如下表所示：

表 3.1-1　柯柯牙油田勘探开发现状环保手续一览表

序号	类别	项目	环评批复	批准文号及时间	验收情况
1	环评及验收情况	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红9井作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红9井作业区建设项目环境影响报告表的批复	2019年1月22日（阿地环函字〔2019〕13号）	已完成自主验收（2021.1.4）
2		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红9-1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红9-1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年8月10日阿地环审〔2023〕496号	已完成自主验收（2024.10.9）
3		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红9-2井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红9-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年10月20日阿地环审〔2023〕626号	已完成自主验收（2025.9.9）
4		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11井作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11井作业区建设项目环境影响报告表的批复	2019年11月29日（阿地环函字〔2019〕695号）	已完成自主验收（2021.1.4）
5		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红	2020年12月24日（阿地环函字	已完成自主验收

		11-1井（勘探井）作业区建设项目	11-1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	〔2020〕863号）	（2022.3.24）
6		红11-2井作业区建设项目（勘探井）	关于对红11-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2020年12月17日（阿地环函字〔2020〕823号）	
7		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-3井、红11-6井作业区（勘探井）建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-3井、红11-6井作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2021年5月14日阿地环函字〔2021〕194号	
8		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-4、11-5、11-7井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-4、11-5、11-7井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月1日阿地环审〔2022〕413号	已完成自主验收（2025.2.26）
9		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-8、红11-9、红11-10、红11-11井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-8、红11-9、红11-10、红11-11井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月23日阿地环审〔2022〕459号	已完成自主验收（2025.2.26）
10		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-12、红11-13、红11-14井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红11-12、红11-13、红11-14井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年12月12日阿地环审〔2022〕588号	已完成自主验收（2025.2.26）
11		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020年6月23日（阿地环函字〔2020〕349号）	已完成自主验收（2021.7.8）
12		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26-1井作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26-1井作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020年11月2（阿地环函字〔2020〕682号）	
13		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26-2井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26-2井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告	2020年12月24日（阿地环函字〔2020〕865号）	

			表的批复		
14		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26-3井、红26-6井作业区（勘探井）建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红26-3井、红26-6井作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2021年5月7日阿地环函字〔2021〕175号	已完成自主验收（2022.2.11）
15		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27井、红27-1井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27井、红27-1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020年12月24日（阿地环函字〔2020〕866号）	已完成自主验收（2021.12.28）
16		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27－平1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27－平1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年4月19日阿地环审〔2022〕169号	已完成自主验收（2025.2.26）
17		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-2井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月16日阿地环审〔2022〕239号	已完成自主验收（2025.2.26）
18		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-3、27-4、27-5井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-3、27-4、27-5井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月1日阿地环审〔2022〕412号	红27-4、27-5井已完成自主验收（2025.2.26）
19		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-6井、红27-7井、红27-8井、红27-9井作业区（勘探井）建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-6井、红27-7#、红27-8井、红27-9井作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2022年9月22日阿地环审〔2022〕542号	红27-6井已完成自主验收（2025.2.26）
20		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-10、红27-11、红27-12井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红27-10、红27-11、红27-12井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年12月12日阿地环审〔2022〕587号	已完成自主验收（2025.2.26）

21		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28井作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28井作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020年11月2日阿地环函字〔2020〕683号	已完成自主验收（2021.12.17）
22		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28-1井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28-1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020年12月24日（阿地环函字〔2020〕867号）	
23		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28-2、28-3、28-4井业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28-2、28-3、28-4井业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月1日阿地环审〔2022〕414号	红28-2、28-3井已完成自主验收（2023.5.19）
24		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28-5、红28-6、红28-7井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红28-5、红28-6、红28-7井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2022年9月20阿地环审〔2022〕539号	已完成自主验收（2023.5.23）
25		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红29井、红29-1井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红29井、红29-1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020年12月24日（阿地环函字〔2020〕868号）	已完成自主验收（2022.5.9）
26		红50井作业区建设项目（勘探井）	关于对红50井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2020年12月17日（阿地环函字〔2020〕824号）	已完成自主验收（2021.12.17）
27		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红50-1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红50-1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月16日阿地环审〔2022〕237号	已完成自主验收（2024.12.17）
28		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红50-2、红50-3、红50-4井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红50-2、红50-3、红50-4井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月1阿地环审〔2022〕411号	已完成自主验收（2024.12.17）
29		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红50-5、	2022年9月22阿地环审〔2022〕	红50-5、红50-6

		50-5、红50-6井、红50-7井、红50-8井作业区（勘探井）建设项目	红50-6井、红50-7#、红50-8井作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	543号	井、红50-7井已完成自主验收（2024.12.17）
30		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红51井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红51井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2021年6月11日阿地环函字批〔2021〕243号	已完成自主验收（2023.2.1）
31		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红51-1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红51-1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月16日阿地环审〔2022〕238号	已完成自主验收（2023.5.23）
32		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52作业区建设项目（勘探井）	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2021年6月11日阿地环函字批〔2021〕246号	已完成自主验收（2022.2.11）
33		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-1、52-2、52-3、52-4作业区建设项目（勘探井）	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-1、52-2、52-3、52-4作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月8阿地环审〔2022〕423号	已完成自主验收（2025.4.11）
34		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-5、红52-6、红52-7、红52-8井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-5、红52-6、红52-7、红52-8井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2022年9月20阿地环审〔2022〕538号	红52-5、红52-6、红52-7井已完成自主验收（2025.4.11）
35		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-9、红52-10、红52-11井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-9、红52-10、红52-11井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年3月28阿地环审〔2023〕163号	已完成自主验收（2025.4.11）
36		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红	2023年4月12阿地环审〔2023〕	已完成自主验收

		52-12、红52-13、红52-14、红52-15井作业区建设项目（勘探井）	52-12、红52-13、红52-14、红52-15井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	176号	（2025.4.11）
37		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-16、红52-17、红52-18井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-16、红52-17、红52-18井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年5月7阿地环审〔2023〕257号	已完成自主验收（2025.4.11）
38		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-19井、红52-20井、红52-21井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红52-19井、红52-20井、红52-21井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年3月12日阿地环审〔2024〕154号	已完成自主验收（2025.4.11）
39		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红56作业区建设项目（勘探井）	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红56作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2021年6月11日阿地环函字批〔2021〕245号	已完成自主验收（2023.2.1）
40		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红56-1井（勘探井）建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红56-1井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2022年8月8阿地环审〔2022〕422号	已完成自主验收（2024.12.18）
41		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红56-2井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红56-2井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年1月19阿地环审〔2024〕62号	已完成自主验收（2025.9.9）
42		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红57井（勘探井）建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红57井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2021年6月30日阿地环函字批〔2021〕266号	通过验收（2022.2.11）
43		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58井（勘探井）建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2021年6月30日阿地环函字批〔2021〕267号	已完成自主验收（2023.2.2）
44		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58-1井（勘探井）	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58-1井（勘探井）作业区	2021年9月9日阿地环函字〔2021〕387号	已完成自主验收（2023.2.2

		作业区建设项目	建设项目环境影响报告表的批复		）
45		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58-2、红58-3井（勘探井）建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58-2、红58-3井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2022年8月8阿地环审〔2022〕418号	红58-2井已完成自主验收（2025.2.26）
46		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58-4、红58-5、红58-6井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红58-4、红58-5、红58-6井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月30阿地环审〔2022〕473号	已完成自主验收（2025.2.26）
47		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红59、红59-1、红59-2、红59-3井（勘探井）建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红59、红59-1、红59-2、红59-3井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2022年8月8阿地环审〔2022〕417号	已完成自主验收（2024.12.17）
48		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红59-4、红59-5、红59-6、红59-7、红59-8井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红59-4、红59-5、红59-6、红59-7、红59-8井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年3月28阿地环审〔2023〕164号	已完成自主验收（2024.12.17）
49		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红59-9井、红59-10井、红59-11井、红59-12井、红59-13井、红59-14井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红59-9井、红59-10井、红59-11井、红59-12井、红59-13井、红59-14井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年3月12日阿地环审〔2024〕155号	红59-9井、红59-10井、红59-11井、红59-12井已完成自主验收（2025.4.11）
50		红70井作业区建设项目（勘探井）	关于对红70井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2020年12月17日（阿地环函字〔2020〕825号）	已完成自主验收（2021.12.15）
51		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红70-1、红70-2井作业区建设项目（勘探	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红70-1、红70-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报	2022年7月28阿地环审〔2022〕379号	已完成自主验收（2025.2.26）

		井）	告表的批复		
52		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红70-3、红70-4、红70-5井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红70-3、红70-4、红70-5井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年8月23阿地环审〔2022〕456号	已完成自主验收（2025.2.26）
53		红71井作业区建设项目（勘探井）	关于对红71井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2020年12月17日（阿地环函字〔2020〕826号）	已完成自主验收（2021.12.15）
54		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红72井组（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红72井组（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年4月22日阿地环审〔2024〕256号	已完成自主验收（2025.9.9）
55		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红78、红78-1、红78-2、红78-3、红78-4、红78-5井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红78、红78-1、红78-2、红78-3、红78-4、红78-5井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年3月13日阿地环审〔2024〕173号	红78、红78-1、红78-2、红78-3、红78-4井已完成自主验收（2025.4.11）
56		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月11日阿地环审〔2022〕231号	已完成自主验收（2025.2.26）
57		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-1、红79-2、红79-3、红79-4井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-1、红79-2、红79-3、红79-4井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2022年8月8阿地环审〔2022〕419号	已完成自主验收（2025.2.26）
58		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-5、红79-6、红79-7井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-5、红79-6、红79-7井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年1月6日阿地环审〔2023〕19号	已完成自主验收（2025.4.11）

59		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-8、红79-9、红79-10井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-8、红79-9、红79-10井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年2月17日阿地环审〔2023〕109号	已完成自主验收（2025.4.11）
60		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-11、红79-12、红79-13井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红79-11、红79-12、红79-13井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年3月14日阿地环审〔2024〕174号	正在开展验收工作中
61		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红80井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红80井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月11日阿地环审〔2022〕232号	已完成自主验收（2023.5.19）
62		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红90井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红90井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2021年11月4日阿地环函字〔2021〕472号	已完成自主验收（2023.2.1）
63		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红100-1、红100-2、红100-3、红100-6、红100-7井作业区建设项目（勘探井）	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红100-1、红100-2、红100-3、红100-6、红100-7井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2021年11月9日阿地环函字〔2021〕484号	已完成自主验收（2023.2.1）
64		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红101井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红101井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月16日阿地环审〔2022〕242号	已完成自主验收（2024.12.17）
65		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红102、红102-1、红102-2井（勘探井）建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红102、红102-1、红102-2井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	2022年8月8阿地环审〔2022〕420号	已完成自主验收（2024.12.17）
66		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红102-3、红102-4、红102-5、红102-6井作	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红102-3、红102-4、红102-5、红102-6井作业区建设项	2022年8月30阿地环审〔2022〕470号	已完成自主验收（2024.12.17）

		业区建设项目（勘探井）	目（勘探井）环境影响报告表的批复		
67		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红107井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红107井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年5月16日阿地环审〔2022〕240号	已完成自主验收（2025.7.1）
68		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯1井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2022年12月8阿地环审〔2022〕577号	已完成自主验收（2024.12.17）
69		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯2井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯2井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2022年12月8阿地环审〔2022〕576号	已完成自主验收（2024.12.17）
70		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯2-1井、柯2-2井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯2-1井、柯2-2井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年7月31阿地环审〔2023〕461号	柯2-1井已完成自主验收（2025.4.11）
71		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯3井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯3井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年12月12阿地环审〔2022〕586号	已完成自主验收（2025.4.11）
72		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯3-1井、柯3-2井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯3-1井、柯3-2井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年8月1阿地环审〔2023〕481号	已完成自主验收（2025.4.11）
73		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯3-5-平1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯3-5一平1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年8月6日阿地环审〔2024〕422号	已完成自主验收（2025.9.23）
74		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯7井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯7井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年12月12日阿地环审〔2022〕584号	已完成自主验收（2024.12.17）

75		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯7-1井、柯7-2井、柯7-3井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯7-1井、柯7-2井、柯7-3井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年5月21日阿地环审〔2023〕316号	已完成自主验收（2024.12.17）
76		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯7-4井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯7-4井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年8月10日阿地环审〔2023〕495号	已完成自主验收（2024.12.17）
77		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯8井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯8井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年12月12日阿地环审〔2022〕583号	已完成自主验收（2025.7.1）
78		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯9井作业区（勘探）建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯9井作业区（勘探）建设项目环境影响报告表的批复	2023年1月17阿地环审〔2023〕79号	已完成自主验收（2024.12.11）
79		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯9-1、柯9-2井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯9-1、柯9-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年6月19阿地环审〔2023〕351号	已完成自主验收（2025.4.11）
80		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯9-3井、柯9-4井、柯9-5井、柯9-6井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯9-3井、柯9-4井、柯9-5井、柯9-6井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年9月12阿地环审〔2023〕571号	柯9-3井、柯9-4井、柯9-5井已完成自主验收（2025.9.9）
81		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯16井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯16井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年2月1阿地环审〔2023〕82号	已完成自主验收（2025.4.11）
82		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯16-1井、柯16-5-平2井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯16-1井、柯16-5-平2井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年8月2日阿地环审〔2024〕414号	已完成自主验收（2025.4.11）

83		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯16-5－平1、柯16-6-平1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯16-5－平1、柯16-6-平1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年4月7日阿地环审〔2024〕243号	已完成自主验收（2025.4.11）
84		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯17、柯17-1、柯17-2井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯17、柯17-1、柯17-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年5月23阿地环审〔2023〕303号	已完成自主验收（2024.12.17）
85		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯18、柯18-1、柯18-2井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯18、柯18-1、柯18-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年5月23阿地环审〔2023〕302号	柯18井已完成自主验收（2024.12.31）
86		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯18-6-平1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯18-6－平1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年8月15日阿地环审〔2024〕435号	已完成自主验收（2024.12.31）
87		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯19、柯19-1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯19、柯19-1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年5月23阿地环审〔2023〕304号	柯19井已完成自主验收（2025.9.9）
88		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯19-6－平1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯19-6－平1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年8月5日阿地环审〔2024〕421号	已完成自主验收（2025.9.9）
89		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯20-5-平1井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯20-5-平1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年8月16日阿地环审〔2024〕440号	已完成自主验收（2025.9.23）
90		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯21-6-平1井（勘探井）作业区建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯21-6-平1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2024年12月27日阿地环审〔2024〕637号	已完成自主验收（2025.9.23）

91		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯23井、柯23-1井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯23井、柯23-1井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年5月30阿地环审〔2023〕299号	已完成自主验收（2025.9.9）
92		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯23-2、柯23-3、柯23-4、柯23-5井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯23-2、柯23-3、柯23-4、柯23-5井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年2月23日阿地环审〔2024〕128号	已完成自主验收（2025.9.9）
93		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯26、柯26-1、柯26-2井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯26、柯26-1、柯26-2井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年6月13阿地环审〔2023〕356号	已完成自主验收（2025.8.1）
94		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯26-3井、柯26-4井、柯26-5井（勘探井）作业区建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯26-3井、柯26-4井、柯26-5井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2023年10月12阿地环审〔2023〕608号	柯26-3井已完成自主验收（2025.8.25）
95		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯27-6-平1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯27-6-平1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2024年8月15日阿地环审〔2024〕434号	已完成自主验收（2025.9.23）
96		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯100井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯100井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2022年12月12阿地环审〔2022〕589号	已完成自主验收（2025.9.9）
97		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯101、柯101-1井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯101、柯101-1井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年2月17日阿地环审〔2023〕110号	已完成自主验收（2025.7.1）
98		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯103井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯103井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批	2023年2月17日阿地环审〔2023〕107号	已完成自主验收（2025.8.7）

			复		
99		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯161、柯161-1、柯161-2、柯161-3井作业区建设项目（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯161、柯161-1、柯161-2、柯161-3井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	2023年8月15阿地环审〔2023〕514号	柯161井已完成自主验收（2025.8.7）
100		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目环境影响报告书的批复	2026年7月27日（地环审〔2026〕433号）	正在建设过程中
101	环境应急预案	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案	652901-2024-043-L	阿克苏市分局，2024年7月25日	
102			652922-2024-09-L	温宿县分局，2024年4月12日	
103	排污许可	2023年3月25日取得固定污染源排污许可证，有效期2024年3月25日至2029年3月24日，证书编号：91652922MA77UTEN6R004V			

本项目包含单井，基本情况一览表见表 3.1-2。

表 3.1-2　本项目包含单井基本情况一览表

序号	井号	运行情况	开钻日期	完钻日期	井深
1	红9	正常生产	2019.10.16	2019.10.23	1780m
2	红9-1	正常生产	2023.09.28	2023.10.10	2230m
3	红9-2	正常生产	2023.10.22	2023.11.06	2312m
4	红11	正常生产	2019.12.06	2019.12.15	2250m
5	红11-1	正常生产	2021.02.06	2021.02.14	2310m
6	红11-2	正常生产	2021.01.19	2021.01.30	2407m
7	红11-3	正常生产	2021.08.13	2021.08.28	2264m
8	红11-6	正常生产	2021.07.25	2021.08.03	2286m
9	红11-4	正常生产	2022.11.05	2022.11.13	2285m
10	红11-5	正常生产	2022.10.25	2022.11.01	2211m
11	红11-7	正常生产	2022.10.14	2022.10.23	2227m

12	红11-8	正常生产	2022.12.23	2022.12.30	2220m
13	红11-9	正常生产	2022.12.10	2022.12.16	2211m
14	红11-10	正常生产	2023.01.05	2023.01.16	2340m
15	红11-11	正常生产	2022.09.29	2022.10.07	2220m
16	红11-12	正常生产	2022.12.17	2022.12.24	2236m
17	红11-13	正常生产	2022.12.28	2023.01.07	2268m
18	红11-14	正常生产	2023.01.17	2023.01.24	2230m
19	红26	正常生产	2020.07.03	2020.07.10	2065m
20	红26-1	正常生产	2020.11.14	2020.12.09	2125m
21	红26-2	正常生产	2020.12.26	2021.01.07	2155m
22	红26-3	停井	2021.07.04	2021.07.31	2140m
23	红26-6	间开	2021.07.04	2021.07.31	2150m
24	红27	正常生产	2021.02.24	2021.03.31	2130m
25	红27-1	正常生产	2021.02.08	2021.02.16	2151m
26	红27-平1	正常生产	2022.07.23	2022.08.23	2703m
27	红27-2	正常生产	2022.09.22	2022.10.08	2350m
28	红27-4	正常生产	2022.11.20	2022.12.06	2166m
29	红27-5	正常生产	2022.08.29	2022.09.12	2328m
30	红27-6	正常生产	2022.11.01	2022.11.22	2194m
31	红27-10	正常生产	2023.02.02	2023.02.12	2174m
32	红27-11	正常生产	2023.01.24	2023.02.04	2239m
33	红27-12	正常生产	2022.12.21	2023.01.02	2204m
34	红28	正常生产	2020.12.30	2021.01.04	2139m
35	红28-1	正常生产	2021.01.11	2021.01.21	2237m
36	红28-2	正常生产	2022.08.23	2022.09.02	2147m
37	红28-3	正常生产	2022.09.12	2022.09.19	2181m
38	红28-5	正常生产	2022.09.24	2022.10.02	2138m
39	红28-6	正常生产	2022.09.29	2022.10.09	2166m
40	红28-7	正常生产	2022.09.22	2022.09.29	2115m
41	红29	正常生产	2021.03.20	2021.03.29	2232m
42	红29-1	正常生产	2021.04.02	2021.04.09	2208m
43	红50	正常生产	2021.02.27	2021.03.07	2080m
44	红50-1	正常生产	2023.03.10	2023.03.26	2413m
45	红50-2	正常生产	2023.04.22	2023.05.08	2420m
46	红50-3	正常生产	2023.04.12	2023.04.19	2275m
47	红50-4	正常生产	2023.03.24	2023.03.30	2270m
48	红50-5	正常生产	2023.05.19	2023.05.30	2300m
49	红50-6	正常生产	2023.05.08	2023.05.16	2284m
50	红50-7	正常生产	2023.04.02	2023.04.09	2292m
51	红51	正常生产	2021.10.02	2021.10.12	2394m
52	红51-1	间开	2022.07.20	2022.08.06	2750m

53	红52	正常生产	2021.08.02	2021.08.12	2465m
54	红52-1	正常生产	2023.09.24	2024.02.09	2590m
55	红52-2	作业	2023.09.24	2024.02.09	2588m
56	红52-3	正常生产	2023.09.24	2024.02.09	2535m
57	红52-4	正常生产	2023.09.24	2024.02.09	2520m
58	红52-5	正常生产	2023.09.05	2023.11.09	2550m
59	红52-6	正常生产	2023.09.05	2023.11.09	2522m
60	红52-7	正常生产	2023.09.05	2023.11.09	2540m
61	红52-9	正常生产	2023.12.03	2024.01.13	2550m
62	红52-10	正常生产	2023.12.03	2024.01.13	2532m
63	红52-11	正常生产	2023.12.03	2024.01.13	2560m
64	红52-12	正常生产	2023.07.02	2024.02.25	2594m
65	红52-13	正常生产	2023.07.02	2024.02.25	2610m
66	红52-14	正常生产	2023.07.02	2024.02.25	2500m
67	红52-15	正常生产	2023.07.02	2024.02.25	2610m
68	红52-16	正常生产	2024.02.28	2024.04.11	2570m
69	红52-17	正常生产	2024.02.28	2024.04.11	2560m
70	红52-18	正常生产	2024.02.28	2024.04.11	2610m
71	红52-19	正常生产	2024.03.14	2024.03.30	2646m
72	红52-20	正常生产	2024.03.14	2024.03.30	2650m
73	红52-21	正常生产	2024.03.14	2024.03.30	2556m
74	红56	正常生产	2021.07.13	2021.07.21	2395m
75	红56-1	正常生产	2024.01.07	2024.01.14	2540m
76	红56-2	正常生产	2024.01.22	2024.01.30	2500m
77	红57	正常生产	2021.08.16	2021.08.23	2313m
78	红58	正常生产	2021.08.25	2021.09.07	2250m
79	红58-1	正常生产	2021.10.02	2021.10.10	2320m
80	红58-2	正常生产	2023.02.13	2023.02.19	2270m
81	红58-4	正常生产	2023.02.02	2023.02.09	2250m
82	红58-5	正常生产	2023.01.17	2023.01.29	2250m
83	红58-6	正常生产	2022.12.31	2023.01.10	2260m
84	红59	正常生产	2023.02.27	2023.03.16	2467.5m
85	红59-1	正常生产	2023.02.16	2023.03.01	2433m
86	红59-2	正常生产	2022.12.30	2023.01.15	2430m
87	红59-3	正常生产	2023.01.14	2023.02.01	2490m
88	红59-4	正常生产	2023.03.29	2023.04.07	2490m
89	红59-5	正常生产	2023.04.08	2023.04.21	2450m
90	红59-6	正常生产	2023.04.19	2023.05.03	2447m
91	红59-7	正常生产	2023.03.31	2023.04.13	2460m
92	红59-8	正常生产	2023.03.30	2023.04.14	2473m
93	红59-9	正常生产	2024.03.18	2024.04.13	2526m

94	红59-10	正常生产	2024.03.18	2024.04.13	2633m
95	红59-11	正常生产	2024.03.18	2024.04.13	2540m
96	红59-12	正常生产	2024.03.18	2024.04.13	2480m
97	红70	正常生产	2021.02.28	2021.03.08	2127m
98	红70-1	正常生产	2022.09.18	2022.09.24	2089m
99	红70-2	正常生产	2022.09.09	2022.09.15	2090m
100	红70-3	正常生产	2022.09.30	2022.10.05	2110m
101	红70-4	正常生产	2022.09.20	2022.09.27	2129.85m
102	红70-5	正常生产	2022.09.07	2022.09.16	2113.8m
103	红71	正常生产	2021.02.14	2021.03.05	2089m
104	红72	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2580m
105	红72-1	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2595m
106	红72-2	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2590m
107	红72-3	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2585m
108	红72-4	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2600m
109	红72-5	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2584m
110	红72-6	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2630m
111	红72-7	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2660m
112	红72-8	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2595m
113	红72-9	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2700m
114	红72-10	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2660m
115	红72-15	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2600m
116	红72-16	正常生产	2024.04.26	2024.09.22	2616m
117	红78	正常生产	2024.04.08	2024.04.25	2595m
118	红78-1	正常生产	2024.04.08	2024.04.25	2580m
119	红78-2	正常生产	2024.04.08	2024.04.25	2582m
120	红78-3	正常生产	2024.04.08	2024.04.25	2600m
121	红78-4	正常生产	2024.04.08	2024.04.25	2590m
122	红79	正常生产	2022.09.28	2022.10.12	2800m
123	红79-1	正常生产	2023.01.20	2023.02.02	2530m
124	红79-2	正常生产	2022.10.25	2022.11.07	2530m
125	红79-3	正常生产	2022.10.15	2022.10.25	2510m
126	红79-4	正常生产	2022.11.08	2022.11.20	2540m
127	红79-5	正常生产	2023.01.12	2023.02.27	2549m
128	红79-6	正常生产	2023.01.12	2023.02.27	2560m
129	红79-7	正常生产	2023.01.12	2023.02.27	2510m
130	红79-8	正常生产	2023.02.25	2023.03.30	2530m
131	红79-9	正常生产	2023.02.25	2023.03.30	2530m
132	红79-10	正常生产	2023.02.25	2023.03.30	2516m
133	红79-11	正常生产	2024.03.21	2024.04.10	2635m
134	红79-12	正常生产	2024.03.21	2024.04.10	2583m

135	红79-13	正常生产	2024.03.21	2024.04.10	2660m
136	红80	封井	2022.05.30	2022.06.24	2366m
137	红90	停井	2021.11.11	2021.11.24	2296m
138	红100-1	正常生产	2021.12.09	2022.03.29	2200m
139	红100-2	正常生产	2021.12.09	2022.03.29	2246m
140	红100-3	停井	2021.12.09	2022.03.29	2246m
141	红100-6	正常生产	2021.12.09	2022.03.29	2150m
142	红100-7	正常生产	2021.12.09	2022.03.29	2311m
143	红101	正常生产	2023.06.04	2023.06.14	2373m
144	红102	正常生产	2023.03.25	2023.03.31	2165m
145	红102-1	正常生产	2023.02.26	2023.03.05	2290m
146	红102-2	正常生产	2023.04.16	2023.04.27	2280m
147	红102-3	正常生产	2023.04.28	2023.05.10	2272m
148	红102-4	正常生产	2023.02.13	2023.02.23	2170m
149	红102-5	正常生产	2023.03.10	2023.03.18	2260m
150	红102-6	正常生产	2023.04.05	2023.04.12	2160m
151	红107	正常生产	2022.11.12	2022.11.27	2485m
152	柯1	正常生产	2022.12.16	2022.12.23	2450m
153	柯2	正常生产	2023.01.08	2023.02.17	2449m
154	柯2-1	正常生产	2024.02.19	2024.03.17	2582m
155	柯3	封井	2023.01.29	2023.02.10	2463m
156	柯3-1	正常生产	2023.09.01	2023.10.01	2886m
157	柯3-2	正常生产	2023.09.01	2023.10.01	2663m
158	柯3-5-平1	正常生产	2024.09.19	2024.10.23	3300m
159	柯7	正常生产	2023.04.30	2023.05.13	2466m
160	柯7-1	正常生产	2023.05.24	2023.07.26	2692m
161	柯7-2	正常生产	2023.05.24	2023.07.26	2764m
162	柯7-3	间开	2023.05.24	2023.07.26	2831m
163	柯7-4	正常生产	2023.08.24	2023.09.04	2577m
164	柯8	正常生产	2023.04.02	2023.04.17	2645m
165	柯9	停井	2023.03.01	2023.04.30	2224m
166	柯9-1	正常生产	2023.09.18	2023.10.27	2290m
167	柯9-2	停井	2023.09.18	2023.10.27	2240m
168	柯9-3	封井	2023.10.28	2023.12.19	2600m
169	柯9-4	正常生产	2023.10.28	2023.12.19	2435m
170	柯9-5	正常生产	2023.10.28	2023.12.19	2797m
171	柯16	停井	2023.08.30	2023.09.12	2128m
172	柯16-1	正常生产	2024.08.18	2024.09.11	2340m
173	柯16-5-平2	正常生产	2024.08.18	2024.09.11	2312m
174	柯16-5-平1	正常生产	2024.04.26	2024.05.18	2450m
175	柯16-6-平1	间开	2024.04.26	2024.05.18	2392m

176	柯17	正常生产	2023.06.26	2023.11.12	2430m
177	柯17-1	正常生产	2023.06.26	2023.11.12	2430m
178	柯17-2	正常生产	2023.06.26	2023.11.12	2492m
179	柯18	封井	2023.07.05	2023.07.15	2252m
180	柯18-6-平1	正常生产	2024.08.23	2024.09.21	3026m
181	柯19	封井	2023.11.21	2023.12.04	2313m
182	柯19-6-平1	正常生产	2024.10.12	2024.11.10	2776m
183	柯20-5-平1	正常生产	2024.11.19	2024.12.01	3199m
184	柯21-6-平1	正常生产	2025.01.02	2025.01.31	3040m
185	柯23	作业开抽	2023.12.14	2024.01.16	2500m
186	柯23-1	正常生产	2023.12.14	2024.01.16	2550m
187	柯23-2	正常生产	2024.03.14	2024.04.16	2491m
188	柯23-3	正常生产	2024.03.14	2024.04.16	2545m
189	柯23-4	正常生产	2024.03.14	2024.04.16	2510m
190	柯23-5	正常生产	2024.03.14	2024.04.16	2576m
191	柯26	正常生产	2023.09.28	2023.11.15	2481m
192	柯26-1	停井	2023.09.28	2023.11.15	2680m
193	柯26-2	封井	2023.09.28	2023.11.15	2760m
194	柯26-3	停井	2023.10.18	2023.12.10	2880m
195	柯27-6-平1	正常生产	2024.10.11	2024.11.01	3215m
196	柯100	正常生产	2022.12.28	2023.01.11	2360m
197	柯101	停井	2023.11.19	2024.01.08	2430m
198	柯101-1	正常生产	2023.11.19	2024.01.08	2425m
199	柯103	临时封井	2023.03.25	2023.05.08	2355m
200	柯161	正常生产	2023.09.05	2023.09.22	2775m

3.1.2 现依托工程环保手续情况

本次塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目依托工程均已取得批复并完成环保验收，详见表 3.1-3。

表 3.1-3 柯柯牙油田依托工程环保手续一览表

序号	类别	项目	环评批复	批准文号及时间	验收情况
1	环评及验收情况	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站改扩建建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕715号，2020年11月6日	通过验收（2020年11月15日）
2		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红6井危废贮存库建	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红6井危废贮存库建设项目	阿地环函字〔2020〕732	通过验收（2020年12月23

		设项目	环境影响报告表的批复	号，2020年11月25日	日）
3		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红6井危废贮存库（扩建）项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红6井危废贮存库（扩建）项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕344号，2022年6月24日	通过验收（2022年9月27日）
4		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红30平台撬装污水处理设备建设项目	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红30平台撬装污水处理设备建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕733号，2020年11月25日	通过验收（2021年5月30日）
5		温宿县城生活垃圾处理工程	关于温宿县城生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复	新环评价函〔2012〕1293号，2012年12月9日	通过验收（2020年7月）
6		温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（一期）	关于温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（一期）环境影响报告书的批复	新环环评函〔2019〕957号，2019年12月26日	通过验收（2020年7月20日）
7		温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（二期、三期）	关于温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（二期、三期）环境影响报告书的批复	阿地环函字〔2020〕456号，2020年7月24日	竣工验收中
8		阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目环境影响报告书的批复	2026年7月27日（地环审〔2026〕433号）	正在建设过程中
9		柯柯牙油田地面建设工程	关于柯柯牙油田地面建设工程环境影响报告书的批复	2026年1月29日（地环审〔2026〕31号）	正在建设过程中

10	库车红狮水泥有限公司	2015年8月17日成立，经营范围包括环保技术及环保设备的研发，水泥窑协同处置城市污泥，工业废物收集、贮存、处置。危险废物经营许可证编号：6529230063

3.1.3 环境影响评价回顾

根据区块已有环境影响报告表及钻井竣工环保验收调查报告表中评价结论，结合环评现场调查情况，分环境要素对本项目现有工程进行回顾性分析评价。

3.1.3.1 公辅工程现状

（1）给水

项目主要用水包括钻井用水和生活用水,用水来源为就近拉运(罐车拉运)。

（2）排水

施工期钻井泥浆、钻井岩屑经脱水（固液分离方式）后，固相拉运至“三废”处理站处置，液相（废水）用于泥浆调配；生活污水依托井场现有厕所暂存，定期由阿克苏千净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏污水处理厂处理；营运期采出水和井下作业废水，均依托联合站水处理系统处理。

（3）供电

井场用电就近接国家电网。

（4）供热

冬季取暖方式为电加热器。

3.1.3.2 生态环境影响回顾评价

（1）植被环境影响回顾分析

施工期科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，施工期间未对工程用地范围以外园地产生不良影响。积极遵守有关生态公益林资源保护工程的村规民约、告示、管护目标、管护措施、积极配合护林员管护沿线森林资源，主动或配合做好森林“三防”工作，保护好野生动植物及其栖息环境，未发生毁林采石、采土以及其他毁林行为的发生，杜绝非法征占用林地、耕地、果园。

运营期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响。工程结束后，阿克苏中曼油气勘探有限责任公司承担其恢复生态的责任，及时对临时占地区

域进行平整、修复，防止土地沙漠化。区域临时占地的植被已逐渐得到恢复，占地造成的影响逐步得以恢复。

（2）区域景观生态影响回顾分析

景观格局变化受外界综合、累积性干扰作用影响，是自然环境、生物因素与人类社会活动相互作用的结果。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），柯柯牙油田主要隶属于阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区，区域主要生态问题为：生物多样性及其生境呈中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化呈高度敏感。

油田勘探开发过程中，区块内工矿与交通用地面积有所增加，果园、林地等面积略有减少。但从区域整体土地利用结构来看，果园、林地占比仍远高于工矿与交通用地，未改变区域主导景观类型。油田开发永久占地以果园为主，被构筑物占用后仍属于人工景观范畴，未转变为荒漠或裸地。

经现场踏勘核实，本次油田开发未造成区域荒漠化范围扩大，未引发大面积自然植被破坏，对区域景观格局、生态连通性及主导生态功能未产生明显不利影响。

（3）生态保护措施回顾

柯柯牙油田勘探开发的主要生态影响，来自井场钻井等施工活动对地表的扰动。

经现场调查，油田内各井场均按环评批复及竣工环保验收要求，完成了施工扰动区的生态恢复。针对永久占地范围，结合区域自然条件采取砂石铺垫、场地硬化等防护措施，有效降低了土壤侵蚀强度。

总体来看，柯柯牙油田前期开发对区域生态影响较小，且已采取“边开发、边治理”模式开展绿化与生态修复，未产生突出生态环境问题。后续开采阶段，应重点防范因地表扰动引发的荒漠植被破坏，严格落实施工与生产全过程管控，最大限度减少对沙地的扰动，持续推进区域生态绿化与修复工作

3.1.3.3 大气环境影响回顾分析

钻井期废气主要为柴油机组燃油废气、运输车辆尾气、试油及临时放喷废气。钻井设备与运输车辆均使用合规合格油品；放喷池布设于井口 100m 范围外，周边无居民区等大气环境敏感目标，柯柯牙油田钻井全过程未发生井喷、

异常放喷等突发环保事件。

依据钻井工程环境监理总结报告，施工阶段已建立完善环保管理制度，合理优化施工占地布局，同步采取场地洒水降尘、物料规范堆放等扬尘管控措施，施工扬尘污染得到有效管控。

柯柯牙油田现阶段仅处于试油阶段，暂未正式投产运行，无常态化运营期生产废气排放。结合阶段环境监理及现状监测结果，柯柯牙油田试油阶段无组织挥发性烃类污染物排放可控，区域厂界无组织非甲烷总烃排放浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）企业边界控制限值要求。

综上，柯柯牙油田钻井期、试油阶段各类大气污染物均落实有效的防控措施，排放满足相关标准要求，未对区域大气环境产生明显不利影响。

3.1.3.4 水环境影响回顾评价

钻井期水污染物主要为钻井废水、含油废水、生活污水。根据钻井工程环境监理总结报告及相关监测资料，钻井废水经泥浆不落地系统处理，分离液相全部回用于钻井液配制，实现循环利用、不外排；含油废水采用密闭拉运方式，转运至红 30 井撬装污水处理装置处理达标后规范处置。

施工期严格采用下套管+注水泥固井工艺，对含水层实施有效封隔，切实保护区域地下水环境。生活污水统一排入平台防渗旱厕，定期委托阿克苏千净环保工程科技有限公司清运至阿克苏市污水处理厂处理，全程无污水外排。

运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.5 声环境影响回顾评价

柯柯牙油田施工期噪声主要来自钻机、柴油发电机、泥浆泵及运输车辆等

设备。根据钻井工程环境监理总结报告，施工期已对高噪声设备采取隔声垫、消声器等降噪措施，井场周边 100m 范围内无声环境敏感目标，噪声影响得到有效控制，声环境保护措施可行有效。

项目运行期噪声污染源主要包括：井口、阀组站各类机泵等。项目运行期间选用低噪声设备，并对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据钻井工程环境监理工作总结报告，监测期间各井场四周边界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

总体来看，区块声环境质量良好，柯柯牙油田施工期及试油阶段的噪声防控措施落实到位，对区域声环境影响较小。

3.1.3.6 固体废物影响回顾评价

项目废钻井泥浆及岩屑经不落地收集系统收集后，经脱水（固液分离方式）后，固相拉运至“三废”处理站处置，液相（废水）用于泥浆调配；钻井采用油泥不落地技术，事故状态下含油污泥收集暂存于单井钻井平台污油罐内，与清罐油泥一道定期委托库车红狮环保科技有限公司清运处置；含油废劳保用品、含油污泥及含油废防渗布收集暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期交由库车红狮环保科技有限公司处置；生活垃圾由各平台及办公生活区垃圾桶定点收集，委托温宿县环卫部门定期清运。

区块各井场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行阿克苏中曼油气勘探开发有限公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.7 土壤环境影响回顾评价

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

3.1.3.8 项目区环境变化趋势

本次收集柯柯牙区块各单井环评、验收等现状监测资料，整理汇总，对项目主要污染因子进行统计，详见下表：

表 3.1-4　柯柯牙油田主要污染物排放情况一览表

项目	主要污染因子	2022	2023	2024	2025
大气	非甲烷总烃	0.35mg/m^3	0.58mg/m^3	0.96mg/m^3	1.02mg/m^3
地下水	石油烃	<0.01mg/L	0.02mg/L	0.02mg/L	0.03mg/L
土壤	石油烃	18mg/kg	59mg/kg	102mg/kg	125mg/kg
噪声	噪声	均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求			

根据历年环境现状监测数据，已建井场各单井排放的非甲烷总烃、石油烃均未超标，未对周边大气、声环境、地下水及土壤环境产生明显影响。但从变化趋势来看，上述主要污染物浓度随井场及开采井数量增加呈逐步上升趋势。因此，企业需严格落实各项环保措施，确保各类污染物稳定达标排放。

3.1.3.9 环境风险回顾评价

建设单位的突发环境事件应急预案已编制并在阿克苏地区及温宿县分局完成备案（阿克苏市分局备案号 652901-2024-043-L、温宿县分局备案号

652922-2024-09-L）。根据《突发环境事件应急管理办法》《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》等相关规定，企业应当履行制定突发环境事件应急预案并备案的义务，结合项目实际开展环境风险评估、完善风险防控措施。后续将在区块建设完成后，严格按照相关法规及技术规范要求，编制工程区块突发环境事件应急预案，明确应急组织体系、风险分析、预警处置、应急保障等核心内容，确保预案具备针对性和可操作性，并按规定完成备案手续，防范突发环境事件风险，保障区域生态环境安全。

3.1.4 油气处理及集输工艺

柯柯牙油田现阶段仅处于勘探及试油阶段，尚未开展正式油气开采及规模化集输工程建设，目前无集输管线连接至联合站。试油阶段产生的少量油气，均采用罐车密闭拉运的方式进行转运处置，全程落实密闭管控措施，避免油气泄漏造成环境影响，处理工艺详见图 3.1-1，联合站油气处理工艺详见图 3.1-2 至 3.1-4 所示：

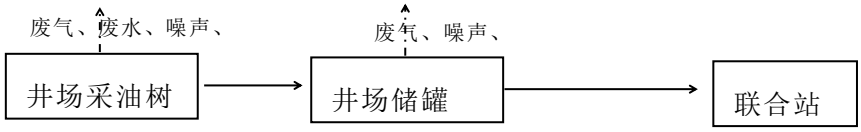


图 3.1-1　油气开采工艺流程图

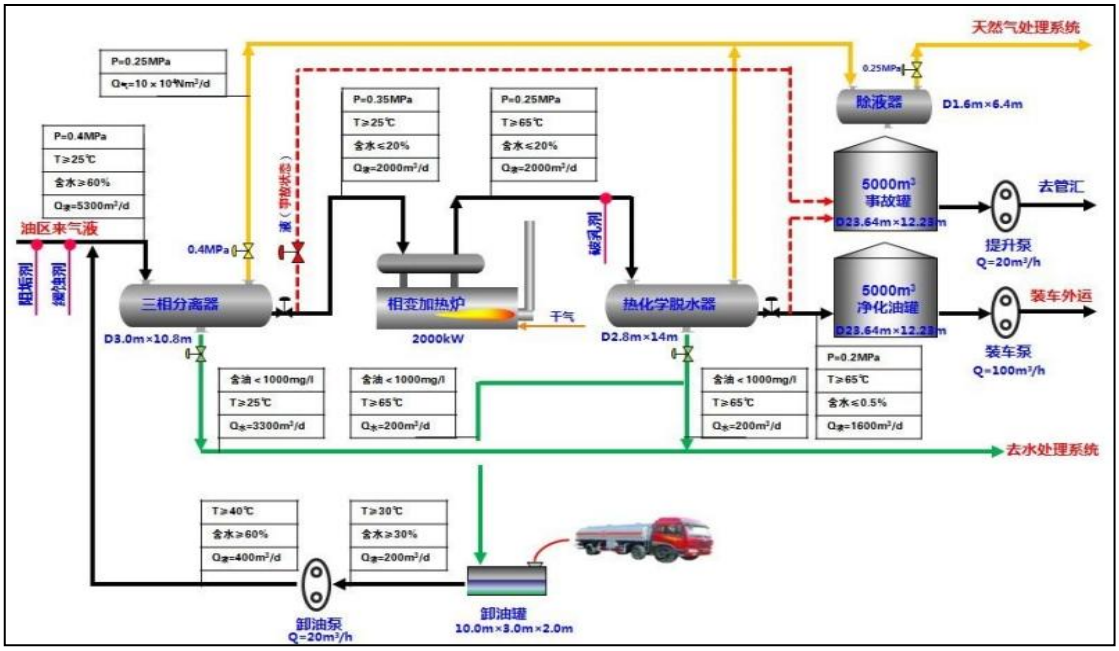


图 3.1-2　联合站原油处理工艺流程图

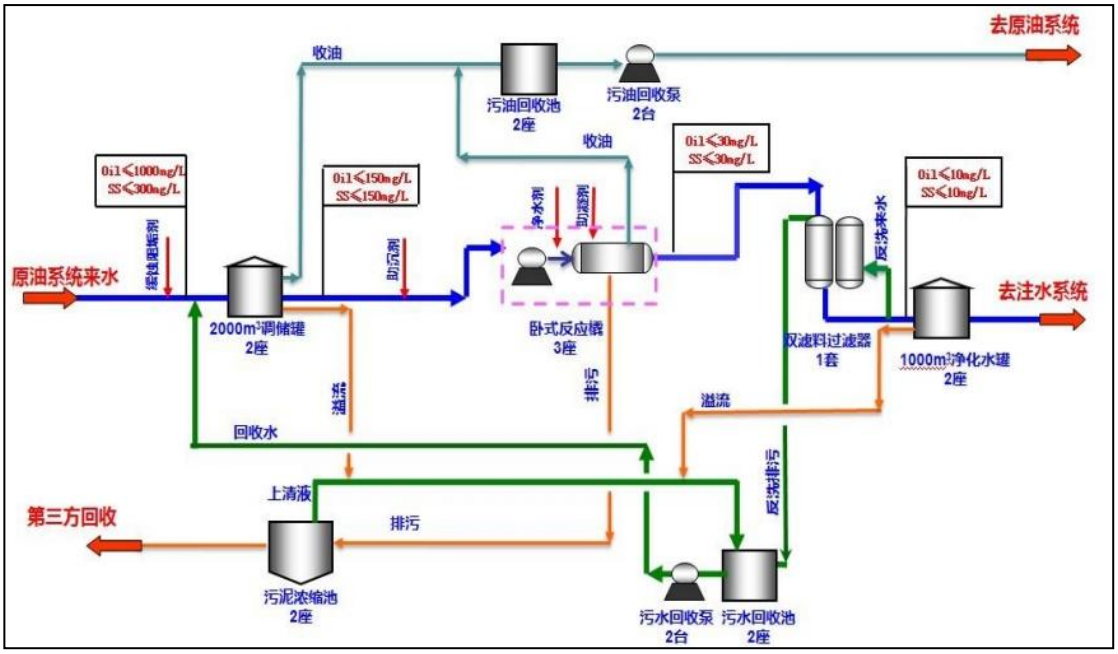


图 3.1-3　联合站水处理工艺流程图

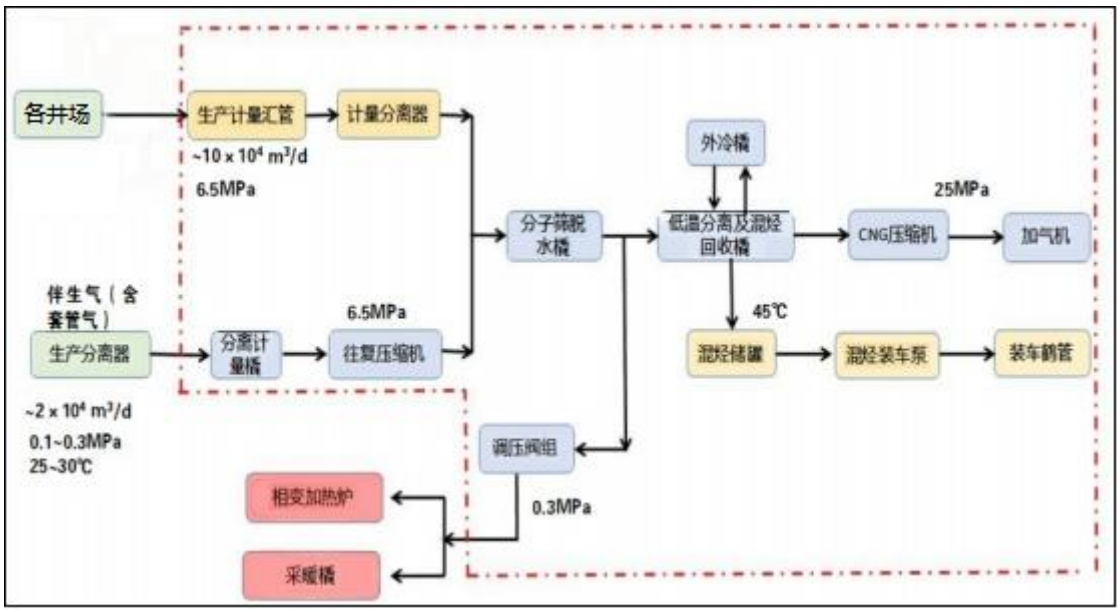


图 3.1-4　联合站天然气处理工艺流程图

3.1.5 排污许可证执行情况

依据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制度衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），阿克苏中曼油气勘探开发有限公司于 2023 年 3 月 25 日取得固定污染源排污许可证，有效期 2024 年 3 月 25 日至 2029 年 3 月 24 日，证书编号：91652922MA77UTEN6R004V。

3.1.6 危险废物管理计划执行情况

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司已按生态环境管理相关要求，编制并备案年度危险废物管理计划。企业严格对照计划内容，规范开展危险废物分类收集、暂存、转运及处置等全流程管理，各项管控措施落实到位，危险废物管理计划整体执行情况良好。

3.1.7 现状存在的环境问题及“以新带老”措施

依据柯柯牙油田单井建设项目验收结论、现状监测以及现场调查，项目存在的环保问题及整改措施如下表：

表 3.1-5 环保问题及整改措施建议一览表

序号	类别	环保问题	整改措施或建议
1	废气	部分井场未对地面覆盖砾石	对井场地面覆盖砾石
2	固体废物	在试油、试采期间，各单井钻井部分平台危废暂存场所不满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求	采用钢制铁桶收集后暂存在各平台撬装式危废暂存间内，暂存间需满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求
3	废水	项目区需加强地下水、土壤保护	加强巡检，及时更换破损防渗材料
4	生态	部分井场平台未砾石覆盖，作业车辆进出单井平台时会造成扬尘及轻微水土流失	水土保持：防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌 防沙治沙：施工土方全部用于井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；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； 对单井平台进行砾石覆盖，制定洒水降尘计划，减少运输作业扬尘及水土流失；试油试采结束后，拆除井场一切临时构筑物并根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的相关要求进行生态恢复，进一步减少对周边农田的影响
		由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差	井场临时占地采取人工种植植被并进行养护的措施，护期间继续在稀疏地块种植植被及浇水养护，加快植被恢复

3.2 拟建工程

3.2.1 拟建项目概况

3.2.1.1 基本概况

（1）项目名称：塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目

（2）建设单位：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司

（3）建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区阿克苏市及温宿县境内。地理位置见附图 1。

（4）建设性质：新建

（5）行业类别：B0711 陆地石油开采

（6）项目总投资：项目建设总投资共计 130925 万元，环保投资约 3800 万元，占比 2.9%。

（7）劳动定员及工作制度：本项目为油气勘探开发项目，新增劳动定员 20 人，年运行 365 天。

（8）建设周期：从 2027 年 3 月至 2029 年 2 月

3.2.1.2 工程组成及建设内容

在红 9 平台、红 11 平台、红 26 平台、红 27 平台、红 28 平台、红 29 平台、红 50 平台、红 51 平台、红 52 平台、红 56 平台、红 57 平台、红 58 平台、红 59 平台、红 70 平台、红 71 平台、红 72 平台、红 78 平台、红 79 平台、红 80 平台、红 90 平台、红 100 平台、红 101 平台、红 102 平台、红 107 平台、柯 1 平台、柯 2 平台、柯 3 平台、柯 7 平台、柯 8 平台、柯 9 平台、柯 16 平台、柯 17 平台、柯 18 平台、柯 19 平台、柯 20 平台、柯 21 平台、柯 23 平台、柯 26 平台、柯 27 平台、柯 101 平台、柯 103 平台、柯 161、柯 158 平台、柯 166 平台平台建设 224 口井，其中 200 口老井，24 口新井，单井原油产能 2.5t/d。

本次部署的 44 个平台 224 口井中，红 71 平台 2 口、柯 7 平台 5 口、柯 8 平台 1 口、柯 9 平台 6 口、柯 26 平台 4 口、柯 103 平台 1 口，合计 6 个平台 19 口开发井位于温宿县行政区划内，其余 38 个平台 205 口开发井均位于阿克苏市行政区划内。总占地面积 217100 ㎡，目前正在办理永久用地手续。

表 3.2-1　项目组成一览表

工程名称		工程内容及规模
主体工程	钻前工程	对7个井场进行平整，安装钻机基础、施工生活营地及井场道路建设等

	钻井工程	新钻24口采油井，采用常规二开井身结构，一开采用φ311.1mm钻头钻至井深200m左右，下入φ244.5mm表层套管，固井水泥浆返至地面；二开采用φ222.2mm钻头钻进至完井深度。下入φ139.7mm套管，固井水泥浆返至地面	
	采油工程	单井井口装置	新建24口标准化采油装置，日液量小于20m³/d的采油井选用CYJ8-3-37型抽油机LS38泵型，泵挂深度800m时，理论排量20m³/d，泵效0.50；日产液量大于20m³/d的采油井选用CYJ10-4.2-53型抽油机，泵挂深度800m时，理论排量30m³/d，泵效0.45。抽油杆柱采用φ22×0.27+φ19×0.73D级杆
		井场采油平台	新建44个采油平台，平台配套建设燃气加热炉
		计量阀组	7个平台，每个平台1套撬装式数控多通阀+质量流量计等装置
	集输工程	井场内输油管线	共计约2300m，管材选用N250材质，井口及集输管线做阴极保护的防腐处理
	地面工程	拉油平台	各井场内建设1个拉油平台，配套安装装车鹤管
辅助工程	道路工程	利用区域现有便道，无需新建道路	
	通信工程	井场数据就近接入现有光缆，实现各井场RTU数据的远程集中监控	
	消防工程	采油井场按照五级场站考虑，不设消防给水设施，配置一定数量的移动式器材	
公共工程	供电	施工期用电接入区域现有配电系统，柴油发电机作为备用，运营期使用井场现有配电系统	
	供水	施工期及运营期均采用罐车拉运	
	供热	施工期无需供热；运营期生产无需用热，办公人员采用空调制热	
	供气	施工期无需供气，运营期加热炉用气为井场采出伴生气	
环保工程	废气	①施工期废气包括施工扬尘：采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；柴油发电机废气：有效使用发电机，减少燃料燃烧产生的废气量；施工机械及车辆尾气：选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放；测试放喷气：科学测算放喷时间，减少天然气点火放空造成的环境污染；柴油发电机废气：项目钻井期间用电由国家电网提供，柴油发电机只做备用，使用时选用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护；储层改造废气：项目暂不涉及储层改造 ②运营期废气主要为井场逸散的无组织废气及加热炉烟气，项目采用密闭集输工艺，加强密闭管道、阀门检修和维护，减少无组织废气逸散，加热炉燃用清洁能源天然气 ③退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施	
	废水	①施工期钻井泥浆、钻井岩屑经脱水（固液分离方式）后，固相拉运至“三废”处理站处置，液相（废水）用于泥浆调配；生活污水依托井场现有厕所，定期由阿克苏干净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏市第二污水处理厂处置；项目暂不涉及压裂工艺，项目后期涉及酸化压裂工艺依托压裂车实施，压裂车配套增设酸化压裂液预处理	

		设施，推荐使用“酸碱调节+加药混凝+高效絮凝沉淀”的预处理工序 ②营运期采出水、井下作业废水均依托联合站水处理系统处理。运营期生活污水定期由阿克苏干净环保工程科技有限公司清运至就近污水处理厂处置 ③退役期无废水产生
	噪声	①施工期主要为钻井设备等产生的噪声，选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间 ②运营期主要为井场采油作业设备产生的噪声，选用低噪声设备，加装基础减振，合理布置高噪声机械设备；运输车辆产生的交通噪声，合理安排运输时间，靠近居民区时禁止鸣笛 ③退役期主要为运输车辆产生的噪声，合理安排作业时间和运输路线
	固废	①施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。钻井泥浆、钻井岩屑经脱水（固液分离方式）后，固相拉运至“三废”处理站处置，液相（废水）用于泥浆调配，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后送温宿县佳木镇一般工业固废填埋场填埋处置；含油废物交由库车红狮环保科技有限责任公司处置；施工土方全部用于井场回填平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至“三废”处理站处置；生活垃圾定期随班车运到中曼后勤基地统一收集，由环卫部门运至阿克苏市三峰广翰环保发电厂焚烧处理 ②运营期产生的固体废物主要为落地油、清罐底泥、废防渗材料、含油手套、抹布及防护服与生活垃圾。落地油、油泥、清罐底泥、废防渗材料、含油手套、抹布及防护服委托库车红狮环保科技有限责任公司处置利用；生活垃圾收集后随班车运到中曼后勤基地统一收集，由环卫部门运至阿克苏市三峰广翰环保发电厂焚烧处理 ③退役期拆除的废弃管线及建筑垃圾集中收集，对这些废管线、建筑垃圾等进行分类集中处置，外运至指定填埋场填埋处置
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场及管线进行巡视
	生态保护	①施工期严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘 ②运营期管线上方设置标志，定时巡查井场、管线 ③退役期地面设施拆除、所有占地恢复原有土地使用功能水平

表 3.2-2　　开发方案井位分布表

井类型	平台	新井数	利用老井
采油井	红9平台	/	红9、红9-1、红9-2
	红11平台	/	红11、红11-1、红11-2、红11-3、红11-4、红11-5、红11-6、红11-7、红11-8、红11-9、红11-10、红11-11、红11-12、红11-13、红11-14
	红26平台	/	红26、红26-1、红26-2、红26-3、红26-6

	红27平台	/	红27、红27-1、红27-平1、红27-2、红27-4、红27-5、红27-6、红27-10、红27-11、红27-12
	红28平台	/	红28、红28-1、红28-2、红28-3、红28-5、红28-6、红28-7
	红29平台	/	红29、红29-1
	红50平台	/	红50、红50-1、红50-2、红50-3、红50-4、红50-5、红50-6、红50-7
	红51平台	/	红51、红51-1
	红52平台	/	红52、红52-1、红52-2、红52-3、红52-4、红52-5、红52-6、红52-7、红52-9、红52-10、红52-11、红52-12、红52-13、红52-14、红52-15、红52-16、红52-17、红52-18、红52-19、红52-20、红52-21
	红56平台	/	红56、红56-1、红56-2
	红57平台	/	红57
	红58平台	/	红58、红58-1、红58-2、红58-4、红58-5、红58-6
	红59平台	/	红59、红59-1、红59-2、红59-3、红59-4、红59-5、红59-6、红59-7、红59-8、红59-9、红59-10、红59-11、红59-12
	红70平台	5	红70、红70-1、红70-2、红70-3、红70-4、红70-5
	红71平台	1	红71
	红72平台	/	红72、红72-1、红72-2、红72-3、红72-4、红72-5、红72-6、红72-7、红72-8、红72-9、红72-10、红72-15、红72-16
	红78平台	/	红78、红78-1、红78-2、红78-3、红78-4
	红79平台	/	红79、红79-1、红79-2、红79-3、红79-4、红79-5、红79-6、红79-7、红79-8、红79-9、红79-10、红79-11、红79-12、红79-13
	红80平台	1	红80
	红90平台	/	红90
	红100-1平台	/	红100-1、红100-2、红100-3、红100-6、红100-7
	红101平台	/	红101
	红102平台	/	红102、红102-1、红102-2、红102-3、红102-4、红102-5、红102-6
	红107平台	/	红107
	柯1平台	/	柯1

	柯2平台	1	柯2、柯2-1
	柯3平台	/	柯3、柯3-1、柯3-2、柯3-5-平1
	柯7平台	/	柯7、柯7-1、柯7-2、柯7-3、柯7-4
	柯8平台	/	柯8、
	柯9平台	/	柯9、柯9-1、柯9-2、柯9-3、柯9-4、柯9-5
	柯16平台	/	柯16、柯16-1、柯16-5-平1、柯16-5-平2、柯16-6-平1
	柯17平台	/	柯17、柯17-1、柯17-2
	柯18平台	/	柯18、柯18-6-平1
	柯19平台	/	柯19、柯19-6-平1
	柯20平台	/	柯20-5-平1
	柯21平台	/	柯21-6-平1
	柯23平台	1	柯23、柯23-1、柯23-2、柯23-3、柯23-4、柯23-5
	柯26平台	/	柯26、柯26-1、柯26-2、柯26-3
	柯27平台	/	柯27-6-平1
	柯100平台	/	柯100
	柯101平台	/	柯101、柯101-1
	柯103平台	/	柯103
	柯161平台	/	柯161
	柯158平台	11	/
	柯166平台	4	/
合计	44	24	200

表 3.2-3　　项目井场工程一览表

井场平台	井场主要工程（设施）	总数量
红9平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	3
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	6
	油水分离器	1
红11平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	15
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	30

	油水分离器	1
红26平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	5
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	10
	油水分离器	1
红27平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	10
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	20
	油水分离器	1
红28平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	7
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	14
	油水分离器	1
红29平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
红50平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	8
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	16
	油水分离器	1

红51平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
红52平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	21
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	42
	油水分离器	1
红56平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	3
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	6
	油水分离器	1
红57平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
红58平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	6
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	12
	油水分离器	1
红59平台	撬装式办公生活区（座）	1

	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	13
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	26
	油水分离器	1
红70平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	11
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	22
	油水分离器	1
红71平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
红72平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	13
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	26
	油水分离器	1
红78平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	5
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	10
	油水分离器	1
红79平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1

	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	14
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	28
	油水分离器	1
红80平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
红90平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
红100平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	5
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	10
	油水分离器	1
红101平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
红102平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0

	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	7
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	14
	油水分离器	1
红107平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯1平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯2平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	3
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	6
	油水分离器	1
柯3平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	4
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	8
	油水分离器	1
柯7平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0

	采油树（口）	5
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	10
	油水分离器	1
柯8平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯9平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	6
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	12
	油水分离器	1
柯16平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	5
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	10
	油水分离器	1
柯17平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	3
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	6
	油水分离器	1
柯18平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2

	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
柯19平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
柯20平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯21平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯23平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	7
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	14
	油水分离器	1
柯26平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	4
	拉油平台	1

	储罐（常压方形，撬装）	8
	油水分离器	1
柯27平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯100平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯101平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	2
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	4
	油水分离器	1
柯103平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2
	油水分离器	1
柯161平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	1
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	2

	油水分离器	1
柯158平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	11
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	22
	油水分离器	1
柯166平台	撬装式办公生活区（座）	1
	配电、通讯等辅助设施（套）	1
	环保厕所（座）	0
	危废暂存间（座）	0
	采油树（口）	4
	拉油平台	1
	储罐（常压方形，撬装）	8
	油水分离器	1

3.2.1.3 总体布局及平面布置

本项目柯柯牙油田 44 个采油平台采用密闭集输工艺,集输至拉油点进行油水分离，分离出的水采用罐车拉运至联合站处理，分离出的油用罐车拉运外售。

本次项目主要建设 24 口开发井，分别位于红 70 平台、红 71 平台、柯 2 平台、柯 23 平台、柯 158 平台、柯 166 平台，建设井场均为标准化井场，除部分根据实际情况调整，基本布置相同。联合站位于各井场平台的西南侧，最远运输直线距离 18.6km，项目总体布局图见附图 3、附图 4。

3.2.1.4 油气资源概况

（1）探明储量

2025 年 11 月新增石油探明储量(关于《柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量新增报告》矿产资源储量评审备案的复函（自然资储备字[2025]257 号)）,探明含油面积 17.32Km^2，探明石油地质储量 941.91×10^{4}t，技术可采储量 206.22×10^{4}t；探明溶解气地质储量 4.9×10^{8}m^3，技术可采储量 1.03×10^{8}m^3；探明天然气地质储量 8.25×10^{8}m^3，技术可采储量 3.86×10^{8}m^3。

本次区块核准探明含油面积 15.64km^2，探明石油地质储量 830.75×10^{4}t，技

术可采储量 181.76×10^{4}t；探明溶解气地质储量 4.37×10^{8}m^3，技术可采储量 0.92×10^{8}m^3；探明天然气地质储量 8.25×10^{8}m^3，技术可采储量 3.86×10^{8}m^3。

柯柯牙油田核准探明储量单元 4 个，生产层位为新近系吉迪克组三段III油组、吉迪克组三段IV油组、寒武系沙依里克组V油组、寒武系肖尔布拉克组VI油组、震旦系奇格布拉克组VII油组。其中红 11 断块含油气面积 5.5Km^2，含油地质储量 417.36×10^{4}t，技术可采储量 90.70×10^{4}t；溶解气地质储量 2.09×10^{8}m^3，技术可采储量 0.43×10^{8}m^3；天然气地质储量 0.59×10^{8}m^3，技术可采储量 0.35×10^{8}m^3；红 52 断块含油气面积 4.21Km^2，含油地质储量 311.21×10^{4}t，技术可采储量 68.57×10^{4}t；溶解气地质储量 1.37×10^{8}m^3，技术可采储量 0.29×10^{8}m^3；F1 断裂带下盘含油气面积 5.93Km^2，含油地质储量 102.18×10^{4}t，技术可采储量 22.49×10^{4}t；溶解气地质储量 0.98×10^{8}m^3，技术可采储量 0.20×10^{8}m^3；天然气地质储量 6.51×10^{8}m^3，技术可采储量 2.98×10^{8}m^3；红 90 断块含气面积 0.77Km^2，地质储量 1.15×10^{8}m^3，技术可采储量 0.53×10^{8}m^3。柯柯牙油田各断块地质储量详见表 3.2-4。

表 3.2-4　　红旗坡油田各断块地质储量表（截止 2026 年 6 月 30 日）

序号	储量评审备案区块简称	矿种	探明含油气面积（平方千米）	探明储量(万吨/亿立方米)		储量评审备案文号	本次申请范围内探明含油气面积（平方千米）	本次申请范围内探明地质储量（万吨/亿立方米）		本次申请范围内累计产量(万吨/亿立方米)	本次申请范围内剩余探明技术可采储量（万吨/亿立方米）	
				地质储量	技术可采储量			地质储量	技术可采储量			
1	红11断块	石油	7.53	528.52	115.16	自然资储备字〔2025〕257号	5.50	417.36	90.70	39.13	51.57	
		溶解气		2.55	0.54			2.02	0.43	0.13		0.30
		天然气		0.59	0.35			0.59	0.35			0.35
2	红52断块	石油	4.21	311.21	68.57		4.21	311.21	68.57	24.22	44.35	
		溶解气		1.37	0.29			1.37	0.29	0.16		0.13
3	F1断裂带下盘	石油	5.93	102.18	22.49		5.93	102.18	22.49	8.80	13.69	
		溶解气		0.98	0.20			0.98	0.20	0.08		0.12
		天然气		6.51	2.98			6.51	2.98			2.98
4	红90断块	天然气	0.77	1.15	0.53		0.77	1.15	0.53			0.53
合计		石油	17.32	941.91	206.22		15.64	830.75	181.76	72.15	109.61	
		溶解气		4.90	1.03			4.37	0.92	0.37		0.55
		天然气		8.25	3.86			8.25	3.86	0		3.86

（2）原油性质

柯柯牙油田新近系吉迪克组三段III油组共分析了 53 口井 64 个地面原油样品，地面原油密度介于 0.876t/m^3-0.955t/m^3，平均 0.911t/m^3；地面原油粘度（50℃）介于 9.44mPa·s-731.83mPa·s，平均 128.62mPa·s；凝固点介于-34.00℃-12.00℃，平均-6.11℃；初馏点介于 70.00℃-220.00℃，平均 135.62℃；含硫介于 0.00%-0.30%，平均 0.20%；含蜡介于 0.52%-7.00%，平均 2.87%；属于低含硫低含蜡中质常规原油。

新近系吉迪克组三段IV油组共分析了 28 口井 28 个地面原油样品，地面原油密度介于 0.829t/m3-0.924t/m3，平均 0.894t/m3；地面原油粘度（50℃）介于 2.67mPa·s-302.20mPa·s，平均 67.82mPa·s；凝固点介于-16.00℃-10.00℃，平均-3.64℃；初馏点介于 63.00℃-196.00℃，平均 114.43℃；含硫介于 0.11%-0.21%，平均 0.17%；含蜡介于 1.10%-8.50%，平均 3.50%；属于低含硫低含蜡中质常规原油。

寒武系沙依里克组V油组共分析了 3 口井 4 个地面原油样品，地面原油密度介于 0.879t/m3-0.914t/m^3，平均 0.904t/m^3；地面原油粘度（50℃）介于 8.84mPa·s-88.11mPa·s，平均 56.80mPa·s；凝固点介于-34.00℃-2.00℃，平均-21.50℃；初馏点介于 83.00℃-152.00℃，平均 114.50℃；含硫介于 0.16%-0.21%，平均 0.19%；含蜡介于 1.80%-4.10%，平均 2.65%；属于低含硫低含蜡中质常规原油。

寒武系肖尔布拉克组VI油组共分析了 9 口井 13 个地面原油样品，地面原油密度介于 0.769t/m3-0.911t/m^3，平均 0.886t/m^3；地面原油粘度（50℃）介于 1.14mPa·s-83.35mPa·s，平均 43.39mPa·s；凝固点介于-22.00℃-12.00℃，平均-8.46℃；初馏点介于 67.00℃-220.00℃，平均 115.00℃；含硫介于 0.10%-0.27%，平均 0.17%；含蜡介于 0.58%-3.90%，平均 1.33%；属于低含硫低含蜡中质常规原油。

震旦系奇格布拉克组VII油组共分析了 21 口井 27 个地面原油样品，地面原油密度介于 0.841t/m3-0.924t/m^3，平均 0.901t/m^3；地面原油粘度（50℃）介于 2.69mPa·s-466.69mPa·s，平均 85.33mPa·s；凝固点介于-34.00℃-16.00℃，平均

-5.37℃；初馏点介于 68.00℃-180.00℃，平均 117.21℃；含硫介于 0.00%-0.27%，平均 0.17%；含蜡介于 0.80%-10.03%，平均 2.81%；属于低含硫低含蜡中质常规原油。

（3）天然气性质

柯柯牙油田新近系吉迪克组三段III油组共分析了 39 口井 41 个天然气样品，天然气相对密度介于 0.5709～0.7020，平均 0.6462；甲烷含量介于 77.54%～96.21%，平均 84.53%；硫化氢含量介于 0.0002%～0.0010%，平均 0.0005%。新近系吉迪克组三段IV油组共分析了 15 口井 16 个天然气样品，天然气相对密度介于 0.6297～0.8712，平均 0.6786；甲烷含量介于 60.04%～87.68%，平均 80.87%；硫化氢含量介于 0.0004%～0.0129%，平均 0.0066%。寒武系沙依里克组V油组共分析了 2 口井 3 个天然气样品，天然气相对密度介于 0.5857～0.670，平均 0.6264；甲烷含量介于 84.20%～94.45%，平均 89.33%。寒武系肖尔布拉克组VI油组共分析了 11 口井 13 个天然气样品，天然气相对密度介于 0.6053～0.8043，平均 0.6392；甲烷含量介于 53.79%～91.73%，平均 86.14%；硫化氢平均 0.0004%。震旦系奇格布拉克组VII油组共分析了 14 口井 20 个天然气样品，天然气相对密度介于 0.5848～0.7784，平均 0.6515；甲烷含量介于 62.82%～94.58%，平均 85.28%；硫化氢含量介于 0.0002%～0.0009%，平均 0.0005%。硫化氢含量为未检出（检出限≤0.001%，即≤10ppm），不含氦气。

（4）地层采水物性

柯柯牙油田新近系吉迪克组三段III油组共分析了 10 口井 11 个地层水样品，总矿化度介于 90282.5mg/l-118782.1mg/l，平均 105229.5mg/l；氯离子含量介于 55693.9mg/l-77538.6mg/l，平均 64976.6mg/l；水型为 $CaCl_2$。新近系吉迪克组三段 IV 油组共分析了 9 口井 10 个地层水样品，总矿化度介于 10389.4mg/l-141212.57mg/l，平均 99689.68mg/l；氯离子含量介于 6235.5mg/l-86887.95mg/l，平均 61250.92mg/l；水型为 $CaCl_2$。寒武系沙依里克组 V 油组共分析了 3 口井 4 个地层水样品，总矿化度介于 119774.1mg/l-122569.8mg/l，平均 121289.4 mg/l；氯离子含量介于 73561.8mg/l-75104.1mg/l，平均 74609.6mg/l；水型为 $CaCl_2$。寒武系肖尔布拉

克组VI油组共分析了4口井4个地层水样品，总矿化度介于95283.1mg/l-103892.8mg/l，平均103366.3mg/l；氯离子含量介于58668.2mg/l-63870.4mg/l，平均63639.9mg/l；水型为$CaCl_2$。震旦系奇格布拉克组VII油组共分析了15口井19个地层水样品，总矿化度介于68221.1mg/l-129736.6mg/l，平均108843.3 mg/l；氯离子含量介于41497.1mg/l-80193.0mg/l，平均67198.0mg/l；水型为$CaCl_2$。

3.2.1.5 油藏产能情况

（1）试油井产能分析

截至2025年5月31日，柯柯牙油田吉迪克组三段III油组共计试油107口井135层次，其中84口井96层均获工业油流，日产油1.1～47.4t，平均日产油10.7t。工业气流井13口13层，单井试油日产气0.5万立方米～19.3万立方米，平均7.7万立方米；储量申报区先后试采和投产了204井次，初期单井日产油1.1吨～95.3吨，平均10.6吨，天然气未试采。

（2）试采井产能分析

截至2026年3月31日，柯柯牙油田共有采油井200口、注水井7口；采油井开井173口，注水井开井7口，日产液1034.1m^3，日产油520.4t，日注水218.4m^3，综合含水45.1%；累产液127.49×10^4m^3，累产油78.81×10^4t（本次申请范围内产油72.15×10^4t），累计注水5.99×10^4m^3。

3.2.2 主体工程内容

本项目新建224口开发井，其中200口老井，24口新井，主要目的层为新近系吉迪克组三段、沙依里克组、肖尔布拉克组、奇格布拉克组，井型包括直井、定向井，单井产能约为2.5t/d。

（1）200口老井基本情况

项目200口采油井基本情况表见表3.2-5，运营期各平台平面布置见附图5。

表 3.2-5　项目井场基本情况一览表

序号	平台名称	井号	井口坐标		靶点坐标		靶点深度（垂深/m）	目的层	平台储罐数量/个	采出液去向
			经度	纬度	经度	纬度				
1	红9	红9	80°21'50.460"	41°17'03.860"	80°21'50.460"	41°17'03.860"	1780	新近系吉迪克组和潜山寒武系	6	输送至井场储罐加热后油水分离，分离出的水由罐车拉运到联合站处理，分离出的油由罐车转运外售
2		红9-1			80°21'49.686"	41°17'05.176"	2230	新近系吉迪克组		
3		红9-2			80°21′50.126″	41°17′5.177″	2312	新近系吉迪克组		
4	红11	红11	80°18′46.200″	41°19′54.720″	80°18′46.200″	41°19′54.720″	2250	古潜山和吉迪克组	30	
5		红11-1			80°18′46.510"	41°19′53.950"	2310	新近系吉迪克组		
6		红11-2			80°18′46.340"	41°19′53.780"	2407	新近系吉迪克组		
7		红11-3			80°18′46.600″	41°19′52.280″	2264	新近系吉迪克组		
8		红11-4			80°18′49.179″	41°19′54.340″	2285	新近系吉迪克组、元古界潜山		
9		红11-5			80°18′48.986″	41°19′54.341″	2211			
10		红11-6			80°18′46.790″	41°19′52.280″	2286	新近系吉迪克组		

11		红11-7			80°18′48.601″	41°19′54.190″	2227	新近系吉迪克组、元古界潜山		
12		红11-8			80°18'48.478"	41°19'51.67"	2220	古潜山和吉迪克组		
13		红11-9			80°18'48.258"	41°19'51.486"	2211			
14		红11-10			80°18'48.094"	41°19'51.420"	2340			
15		红11-11			80°1847.902"	41°19'51.347"	2220			
16		红11-12			80°18′47.646″	41°19′53.833″	2236	新近系吉迪克组、元古界潜山		
17		红11-13			80°18′47.457″	41°19′53.755″	2268			
18		红11-14			80°18′47.265″	41°19′53.683″	2230			
19	红26	红26	80°17'05.300″	41°19'24.120"	80°17'05.300″	41°19'24.120"	2065	新近系吉迪克组	10	
20		红26-1			80°17′200"	41°19′230"	2125	新近系吉迪克组		
21		红26-2			80°23'09.114"	41°18'48.312"	2155	新近系吉迪克组		
22		红26-3			80°17′04.390″	41°19′25.410″	2140	新近系吉迪克组、元古界潜山		
23		红26-6			80°17′04.170″	41°19′25.410″	2150			

24	红27	红27	80°17′39.200″	41°19′27.410″	80°17′39.200″	41°19′27.410″	2130	元古界潜山	20	
25		红27-1	80°17′36.940″	41°19′28.530″	80°17′36.940″	41°19′28.530″	2151			
26		红27-平1	80°17'38.691"	41°19'29.653"	80°17'38.691"	41°19'29.653"	2703	新近系吉迪克组、元古界潜山		
27		红27-2	80°17'40.193"	41°19'30.881"	80°17'40.193"	41°19'30.881"	2350			
28		红27-4	80°17'39.771"	41°19'30.820"	80°17'39.771"	41°19'30.820"	2166			
29		红27-5	80°17'39.559"	41°19'30.789"	80°17'39.559"	41°19'30.789"	2328			
30		红27-6	80°17'39.348"	41°19'30.759"	80°17'39.348"	41°19'30.759"	2194			
31		红27-10	80°17'38.504"	41°1930.636"	80°17'38.504"	41°1930.636"	2174			
32		红27-11	80°1738.293"	41°19'30.606"	80°1738.293"	41°19'30.606"	2239			
33		红27-12	80°1738.082"	41°19'30.575"	80°1738.082"	41°19'30.575"	2204			
34	红28	红28	80°16'54.001"	41°19'3.001"	80°16'54.001"	41°19'3.001"	2139	新近系吉迪克组	14	
35		红28-1	80°17'01.792"	41°19'07.208"	80°16'54.001"	41°19'3.001"	2237	元古界潜山		
36		红28-2	80°16'55.573"	41°19'04.055"	80°16'55.573"	41°19'04.055"	2147	新近系吉迪克组		

37		红28-3			80°16'55.788"	41°1904.056"	2181			
38		红28-5			80°16′53.706″	41°19′3.111″	2138			
39		红28-6			80°17'00.999"	41°19'06.699"	2166			
40		红28-7			80°17'01.869"	41°19'06.744"	2115			
41	红29	红29	80°18'12.866"	41°19'31.704"	80°18′3.860″	41°19′28.960″	2232	新近系吉迪克组	4	
42		红29-1			80°18′3.850"	41°19′29.280"	2208			
43	红50	红50	80°19'27.599"	41°20'18.518"	80°19′13.310″	41°20′13.190″	2080	新近系吉迪克	16	
44		红50-1			80°19’20.430"	41°20’16.060"	2413			
45		红50-2			80°19′18.700″	41°20′14.740″	2420			
46		红50-3			80°19'26.824"	41°20'18.124"	2275			
47		红50-4			80°19'27.018"	41°20'18.284"	2270			
48		红50-5			80°19′20.593″	41°20′15.226″	2300			
49		红50-6			80°19'27.618"	41°20'18.271"	2284			
50		红50-7			80°19'27.753	41°20'18.373"	2292			

					"					
51	红51	红51	80°21'15.765"	41°20'47.501"	80°21′09.160″	41°20′42.300″	2394	新近系吉迪克组III油组、震旦系	4	
52		红51-1			80°21′9.084″	41°20′44.092″	2750	新近系吉迪克组、元古界潜山		
53	红52	红52	80°21'03.881"	41°21'23.091"	80°20′52.590″	41°21′18.820″	2465	新近系吉迪克组III油组、震旦系	42	
54		红52-1			80°20'58.871"	41°21'17.078"	2590	阿克苏群变质岩		
55		红52-2			80°20′58.902"	41°21'17.38"	2588			
56		红52-3			80°20'59.932"	41°21'17.399"	2535			
57		红52-4			80°20'58.963"	41°21'17.599"	2520			
58		红52-5			80°20'54.920"	41°21'19.035"	2550	新近系吉迪克组III、IV、V油组		
59		红52-6			80°21'04.636"	41°21'24.3340"	2522			
60		红52-7			80°21'04.655"	41°21'24.108"	2540			
61		红52-9			80°20'54.984"	41°21'16.481"	2550	阿克苏群变质岩		
62		红52-10			80°21'05.952"	41°21'23.980"	2532			

63		红52-11			80°21'05.570"	41°21'23.370"	2560			
64		红52-12			80°20'54.984"	41°21'16.481"	2594			
65		红52-13			80°21'02.640"	41°21'22.260"	2610			
66		红52-14			80°21'02.490"	41°21'21.900"	2500			
67		红52-15			80°21'02.290"	41°21'21.490"	2610			
68		红52-16			80°20'54.984"	41°21'16.481"	2570			
69		红52-17			80°21'02.620"	41°21'24.160"	2560			
70		红52-18			80°21'02.580"	41°21'23.890"	2610			
71		红52-19			80°20′57.713″	41°21′17.752″	2646	新近系吉迪克组III、IV油组		
72		红52-20			80°21'05.701"	41°21'21.153"	2650			
73		红52-21			80°21'05.645"	41°21'20.631"	2556			
74	红56	红56	80°19'59.972"	41°20'56.1010"	80°19'51.440"	41°20'51.950"	2395	新近系吉迪克组III油组、震旦系	6	
75		红56-1			80°19′53.293″	41°20′50.358″	2540	新近系吉迪克组		

76		红56-2			80°19′51.520″	41°20′51.430″	2500	新近系吉迪克组		
77	红57	红57	80°19'44.153"	41°20'34.856"	80°19′35.132″	41°21′18.820″	2313	新近系吉迪克组	2	
78	红58	红58	80°18'55.132"	41°20'18.935"	80°18'54.160"	41°20'18.780"	2250	新近系吉迪克组III油组、震旦系	12	
79		红58-1			80°18′49.679"	41°20′12.594″	2320			
80		红58-2			80°18'49.314"	41°20'15.927"	2270	新近系吉迪克组、元古界潜山		
81		红58-4			80°18'49.314"	41°20'15.927"	2250			
82		红58-5			80°18'49.511"	41°20'15.990"	2250			
83		红58-6			80°18'49.709"	41°20'16.054”	2260			
84	红59	红59	80°20'25.103"	41°21'09.966"	80°20′16.141″	41°21′2.265″	2467.5	新近系吉迪克组III、IV、V油组	26	
85		红59-1			80°20'22.851"	41°21'08.480"	2433			
86		红59-2			80°20'23.120"	41°21'08.550"	2430			
87		红59-3			80°20'23.451"	41°21'08.420"	2490			
88		红59-4			80°20′16.151″	41°21′2.265″	2490	阿克苏群变质岩		

89		红59-5			80°20'23.961"	41°21'08.492"	2450			
90		红59-6			80°20'24.290"	41°21'08.510"	2447			
91		红59-7			80°20'24.590"	41°21'08.480"	2460			
92		红59-8			80°20'24.730"	41°21'08.520"	2473			
93		红59-9			80°20′18.198″	41°21′6.933″	2526	新近系吉迪克组III油组		
94		红59-10			80°20'25.450"	41°21'11.670"	2633			
95		红59-11			80°20'26.070"	41°21'11.690"	2540			
96		红59-12			80°20'26.630"	41°21'11.680"	2480			
97	红70	红70	80°16'26.378"	41°19'13.719"	80°16'17.950"	41°19'10.020"	2127	元古界潜山	12	
98		红70-1			80°16′19.990″	41°19′10.940″	2089	新近系吉迪克组、元古界潜山		
99		红70-2			80°16′20.190″	41°19′10.890″	2090			
100		红70-3			80°16′20.390″	41°19′10.840″	2210			
101		红70-4			80°16′20.601″	41°19′10.791″	2129.85			

102		红70-5			80°16′20.801″	41°19′10.733″	223.8			
103	红71	红71	80°16'18.626"	41°18'53.822"	80°16′10.170″	41°18′49.870″	2089	元古界潜山	2	
104	红72	红72	80°21'45.941"	41°22'00.737"	80°21′37.661″	41°21′56.290″	2580	南华系	26	
105		红72-1			80°21'47.742"	41°22'02.264"	2595			
106		红72-2			80°21'47.764"	41°22'02.030"	2590			
107		红72-3			80°21'47.701"	41°22'01.570"	2585			
108		红72-4			80°21'47.742"	41°22'01.251"	2600			
109		红72-5			80°21'47.563"	41°22'00.939"	2584			
110		红72-6			80°21'47.576"	41°22'00.588"	2630			
111		红72-7			80°21'46.210"	41°22'01.630"	2660			
112		红72-8			80°21'46.021"	41°22'01.251"	2595			
113		红72-9			80°21'46.129"	41°22'01.769"	2700			
114		红72-10			80°21'46.110"	41°22'01.168"	2660			

115		红72-15			80°21'46.119"	41°22'00.090"	2600			
116		红72-16			80°21'46.268"	41°22'00.446"	2616			
117	红78	红78	80°21'04.675"	41°21'41.367"	80°21′4.531″	41°21′40.992″	2595	震旦系奇格布拉克组	10	
118		红78-1			80°21'03.960"	41°21'41.421"	2580			
119		红78-2			80°21'03.990"	41°21'40.859"	2582			
120		红78-3			80°21'04.101"	41°21'41.583"	2600			
121		红78-4			80°21'04.437"	41°21'41.021"	2590			
122	红79	红79	80°21'31.232"	41°21'41.818"	80°21′25.536″	41°21′39.968″	2800	新近系吉迪克组、元古界潜山	28	
123		红79-1			80°21'25.499"	41°21'39.878"	2530	新近系吉迪克组		
124		红79-2			80°21'25.463"	41°21'39.718"	2530			
125		红79-3			80°21'25.428"	41°21'39.558"	2510			
126		红79-4			80°2125.392"	41°21'39.98"	2540			
127		红79-5			80°21'25.200"	41°21'38.391"	2549			

128		红79-6			80°21'31.831"	41°21'41.442"	2560			
129		红79-7			80°21'31.891"	41°21'41.468"	2510			
130		红79-8			80°21'25.093"	41°21'37.911"	2532	南华系		
131		红79-9			80°21'31.790"	41°21'41.280"	2510			
132		红79-10			80°21'31.768"	41°21'40.959"	2500			
133		红79-11			80°21'22.634"	41°21'35.069"	2635			
134		红79-12			80°21'31.232"	41°21'40.901"	2583			
135		红79-13			80°21'32.049"	41°21'42.668"	2660			
136	红80	红80	80°19'01.712"	41°19'20.412"	80°18'54.978"	41°19'17.774"	2366	新近系吉迪克组、元古界潜山	2	
137	红90	红90	80°16'12.783"	41°21'20.688"	80°16′06.595″	41°21′15.192″	2296	新近系吉迪克组、元古界潜山	2	
138	红100	红100-1	80°17'06.744"	41°19'34.613"	80°16′58.861″	41°19′30.580″	2200	新近系吉迪克组、元古界潜山	10	
139		红100-2			80°17'06.251"	41°19'34.873"	2246			
140		红100-3			80°17'06.493"	41°19'34.867"	2246			

141		红100-6			80°17'06.691"	41°19'34.845"	2150			
142		红100-7			80°17'06.884"	41°19'34.857"	2311			
143	红101	红101	80°17'40.540"	41°19'57.657"	80°17′47.491″	41°19′57.452″	2373	新近系吉迪克组	2	
144	红102	红102	80°18'25.321"	41°19'42.028"	80°18′17.688″	41°19′38.430″	2165	新近系吉迪克组	14	
145		红102-1			80°18'24.837"	41°19'41.831"	2290			
146		红102-2			80°18'25.253"	41°19'41.832"	2280			
147		红102-3			80°18'19.160"	41°1939.010"	2272			
148		红102-4			80°18'19.369"	41°19'39.050"	2170			
149		红102-5			80°18'19.577"	41°19'39.090"	2260			
150		红102-6			80°18'19.785"	41°1939.130"	2160			
151	红107	红107	80°19'56.217"	41°21'41.864"	80°19′48.597″	41°21′33.861″	2485	新近系吉迪克组	2	
152	柯1	柯1	80°19'53.251"	41°19'21.337"	80°11′45.949"	41°19′58.169"	1852	新近系吉迪克组	2	
153	柯2	柯2	80°20'11.877"	41°19'52.674"	80°20′04.343"	41°19′45.610"	2449	新近系吉迪克组	4	

154		柯2-1			80°20′4.279"	41°19′48.00"	2582			
155	柯3	柯3	80°21'40.976"	41°21'08.699"	8021′33.118"	41°21′4.962"	2463	新近系吉迪克组	8	
156		柯3-1			80°21′31.317″	41°21′4.094"	2886	新近系吉迪克组III、IV、V油组		
157		柯3-2			80°21'40.405"	41°21'08.306"	2663			
158		柯3-5-平1			80°21'33.870"	41°21'05.140"	3300	新近系沙依里克组		
159	柯7	柯7	80°22'44.576"	41°19'29.856"	80°22'37.407"	41° 19'26.362"	2466	新近系吉迪克组	10	
160		柯7-1			80°22′36.149″	41°19′25.109″	2692			
161		柯7-2			80°22'44.238"	41°19'29.696"	2764			
162		柯7-3			80°22'44.479"	41°19'29.558"	23831			
163		柯7-4			80°22'38.272"	41°19'26.230"	2577			
164	柯8	柯8	80°22'25.489"	41°18'30.025"	80°22'25.489"	41°18'30.025"	2645	新近系吉迪克组、元古界潜山	2	
165	柯9	柯9	80°22'21.021"	41°17'18.112"	80°22'21.021"	41°17'18.112"	2224	新近系吉迪克组、元古界潜山	12	
166		柯9-1			80°22'24.292"	41°17'17.331"	2290	新近系吉迪克组		

167		柯9-2			80°22'24.238"	41°17'17.488"	2240			
168		柯9-3			80°22'21.021"	41°17'18.112"	2600			
169		柯9-4			80°22'31.042"	41°17'20.938"	2435			
170		柯9-5			80°22'31.236"	41°17'20.554"	2797			
171	柯16	柯16	80°21'8.586"	41°14'16.910"	80°21'8.586"	41°14'16.910"	2128	新近系吉迪克组	10	
172		柯16-1			80°21′9.415″	41°14′16.028″	2170	肖尔布拉克组		
173		柯16-5-平2			80°21'17.447"	41°14'20.111"	2312			
174		柯16-5-平1			80°21'11.430"	41°14'15.548"	2450	肖尔布拉克组		
175		柯16-6-平1			80°21'18.096"	41°14'20.192"	2392	震旦系奇格布拉克组		
176	柯17	柯17	80°17′58.462″	41°19′13.082″	80°17′58.462″	41°19′13.082″	2430	新近系吉迪克组	6	
177		柯17-1			80°18'02.927"	41°19'13.773"	2430			
178		柯17-2			80°18'03.005"	41°19'14.012"	2492			
179	柯18	柯18	80°18'29.427"	41°19'19.561"	80°18'29.427"	41°19'19.561"	2252	新近系吉迪克组	4	

180		柯18-6-平1			80°18'37.156"	41°19'23.155"	3026	震旦系奇格布拉克组		
181	柯19	柯19	80°19′08.701″	41°19′39.006″	80°19′08.701″	41°19′39.006″	2313	新近系吉迪克组	8	
182		柯19-6-平1			80°19'02.420"	41°19'39.960"	2276	新近系吉迪克组、元古界潜山		
183	柯20	柯20-5-平1	80°17'17.678"	41°19'11.331"	80°17'17.678"	41°19'11.331"	3199	肖尔布拉克组		
184	柯21	柯21-6-平1	80°20'18.287"	41°19'46.412"	80°20'18.287"	41°19'46.412"	3040	新近系沙依里克组		
185	柯23	柯23	80°20′41.545″	41°20′38.899″	80°20′41.545″	41°20′38.899″	2500	新近系吉迪克组III、IV、V油组	12	
186		柯23-1			80°20'19.411"	41°20'49.024"	2550			
187		柯23-2			80°20′20.731″	41°20′49.462″	2491	新近系吉迪克组		
188		柯23-3			80°20'18.9845"	41°20'48.8925"	2545			
189		柯23-4			80°20'19.643"	41°20'49.010"	2510			
190		柯23-5			80°20'20.417"	41°20'49.055"	2576			
191	柯26	柯26	80°23′18.350″	41°18′44.750″	80°23′18.350″	41°18′44.750″	2587	新近系吉迪克组	8	
192		柯26-1			80°23'08.766"	41°18'48.254"	2672			

193		柯26-2			80°23'10.042"	41°18'48.487"	2612			
194		柯26-3			80°23′18.350″	41°18′44.750″	3032			
195	柯27	柯27-6-平1	80°19′41.979″	41°20′13.362″	80°19′41.979″	41°20′13.362″	3215	潜山后需钻穿南华系地层	2	
196	柯100	柯100	80°17′51.406″	41°21′21.858″	80°17′51.406″	41°21′21.858″	2360	新近系吉迪克组	2	
197	柯101	柯101	80°17′02.123″	41°22′12.942″	80°17′02.123″	41°22′12.942″	2430		4	
198		柯101-1			80°17′03.844″	41°22′12.927″	2425			
199	柯103	柯103	80°16′24.894″	41°21′30.802″	80°16′24.894″	41°21′30.802″	2355	新近系吉迪克组	2	
200	柯161	柯161	80°22'12.683	41°22'07.620"	80°22'12.683	41°22'07.620"	2775	新近系吉迪克组	2	

（2）24 口新井钻井工程建设内容

本次新部署 24 口新井，生产层位新近系吉迪克组，24 口井井身结构设计说明见表 3.2-9。

表 3.2-9　　钻井设计

开钻次序	套管尺寸 mm	设计说明
一开	244.5	采用（311.2mm钻头钻至井深708m左右（钻入泥岩段5米），下入（244.5mm表层套管，固井水泥浆返至地面。为下部安全钻进建立井口创造条件。
二开	177.8	采用（222.25mm钻头钻入至潜山10米完钻（2060mMD/1813.4mTVD左右）。下入（177.8mm生产套管，固井水泥浆返至地面。
三开	114.3	采用（152.4mm钻头钻进，沿设计轨迹钻穿A、B靶点后完钻。

（3）钻井液体系

钻井液体系见表 3.2-10，钻井液性能见表 3.2-11。

表 3.2-10　　钻井液体系

井段m	钻井液体系	选择依据
一开	膨润土-聚合物钻井液	采用高浓度预水化膨润土浆配合聚合物增粘剂，稳定井壁，携岩性好。
二开	低固相聚合物钻井液	采用低固相聚合物钻井液体系，抑制性强，稳定井壁，控制低固相和提高携岩性能。

表 3.2-11　　钻井液性能

项目	性能指标	
	一开	二开及三开
密度g/cm3	1.05～1.15	1.10～1.20
漏斗粘度s	50～65	35～50
API失水ml	≤15	12～5
API泥饼mm	≤1.0	≤0.5
静切力Pa	/	1～3/3～10
pH值	8-9	8-9.5
含砂量%	≤0.5	≤0.3
总固含%	/	≤10
摩阻系数	/	≤0.10
动切力Pa	/	4～8
塑性粘度mPa·s	/	10～25
膨润土含量%	5～6	2.5～3.5

（4）固井方案

水泥返高，水泥塞长度和人工井底达到地质、工程设计要求，封固段的油气水层不窜不漏，环空不带压，封固段声幅值必须达到《固井质量评价》（Q/SY73-2003）要求，固井水泥必须返至地面。

（5）完井方式

本次新增钻井采用套管射孔完井方式。

（6）钻井工程主要设备设施

钻井使用 ZJ40 型钻井，并根据运行钻机情况选用合适的钻机。另外钻井作业过程中，需配套齐全的辅助设备。项目柴油发电机作为备用，因此井场内不单独设置柴油储罐，使用时罐车拉运即可。项目单座井场需要的设备设施情况见表 3.2-12。

表 3.2-12　　单座井场施工所用设施一览表

名称		型号	载荷（kN）	功率（kW）	备注
钻机		ZJ-40	2250	/	/
井架		JJ225/42K	2250	/	/
提升系统	绞车	JC-40	/	/	/
	天车	TC225	/	/	/
	游钩	YG225	/	/	/
	水龙头	SL225	/	/	/
转盘		ZP-205	/	/	/
循环系统配置	钻井泵	F1600/KLF1600	/	1150	2台
钻机动力系统	柴油机1#	G12V190PZL1	/	/	备用柴油发电机3台
	柴油机2#	G12V190PZL1	/	/	
	柴油机3#	G12V190PZL1	/	/	
发电机组	联动机	LDJ130	/	/	3台
	MCC房		/	/	1栋
钻机控制系统	自动压风机	VF-6.5/12.5	/	/	6.5m^3/min
	电动压风机	SF22-10	/	/	6.5m^3/min
	气源净化装置	/	/	/	/
	刹车系统	/	/	/	/
	辅助刹车	/	/	/	/

（7）主要原辅材料及能源消耗情况

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗

的原辅料及能源，主要有水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等。

钻井工程原材料除柴油及水外，均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于井场原辅材料存放区内。原材料消耗见表 3.2-13。

表 3.2-13　　单口井原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	单口井用量	备注
1	柴油	t	预计5	柴油发电机组作为备用
2	水	m3	642.1	配置泥浆
3	水泥	t	135	用于固井
4	膨润土	t	21	用于配置泥浆
5	烧碱NaOH	t	5	调节pH值
6	纯碱Na2CO3	t	2	提高粘土造浆率
7	生物聚合物XC	t	3	絮凝、黏结性能
8	PHPA（聚丙烯酰胺）	t	4	具有抑制性、包被性，包被剂
9	KPAM（聚丙烯酰胺钾盐）	t	4	具有包被性、防塌性能，包被剂
10	复合铵盐	t	6	降滤失剂
11	PAC-LV（聚阴离子纤维素）	t	10	降滤失剂
12	ZM-MAGICSEAL	t	10	屏蔽暂堵剂
13	超细碳酸钙	t	12	加重剂
14	液体润滑剂	t	5	/
15	石灰石粉$Ca2CO_3$	t	103	/
16	碳酸氢钠$NaHCO_3$	t	1	/

柴油：轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，碳原子数约（10~22）混合物。外观为淡黄色略带粘稠液体，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。沸点范围有 180℃～370℃和 350℃～410℃两类。为项目钻井液的基料。

水泥：粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中硬化，主要用于将钻井液中各组分充分混合。

膨润土：膨润土是以蒙脱石为主要矿物成分的非金属矿产，加水后能膨胀成糊状，用手指搓磨时有滑感，有控制滤失、悬浮重晶石和提供足够的粘度保证井眼清洁能力的多用途添加剂。

石灰石粉：石灰石主要成分碳酸钙（$CaCO_3$），无臭、无味的白色粉末或

无色结晶，不溶于水，溶于酸。用于钻井泥浆、修井泥浆和封隔液中提高流体密度的添加剂。

PHPA（聚丙烯酰胺）：钻井液用聚丙烯酰胺可吸附在金属或粘土颗粒表面形成液膜，从固体表面的摩擦变为液体摩擦，从而润滑钻头、钻具、降低泥饼摩擦系数，减少井下事故，还可吸附在井壁上并堵塞地层空隙，阻止钻井液的漏失。该添加剂无致畸性、无致癌性、无致突变性，常用于饮用水的净水助凝剂，为无毒、无副作用的添加剂范围。

KPAM（聚丙烯酰胺钾盐）：主要由水、聚丙烯酰胺钾盐、聚阴离子纤维素、预糊化淀粉、乳化石蜡、封堵剂、黄原胶、岩屑复配而成，各原料在较低用量下表现出对破碎性泥岩地层良好的抑制性和封堵性，能够有效避免井漏、井塌等事故，提高钻井施工的安全性和成功率。该产品主要由聚丙烯酰胺均聚而成，成分中不含有毒物质。

PAC-LV（聚阴离子纤维素）：白色至淡黄色粉末或颗粒，成分多为纤维素，无味无毒，吸湿性强，易溶于冷水和热水中。具有很好的耐热稳定性和耐盐性，抗菌性强。可使泥浆流体具有良好的降失水性、抑制性、耐温性。

ZM-MAGICSEAL：粉状添加剂，由 30-50 份包覆 AlOOH 的碳球、10-20 份丙烯酰胺、10-20 份 N-异丙基丙烯酰胺、2-4 份六亚甲基四胺、在 0.01-0.05 份引发剂下反应制得的产品与 30-50 份的乙酸乙烯酯-乙烯共聚乳液在 2-5 份分散剂的复配而成，该添加剂主要成分均为易降解有机物，无毒无害，用于增强井眼稳定性和减小孔隙压力传递，该添加剂更容易分散进入页岩微裂缝中，与盐水共同作用形成高效的半渗透膜，能够更好的封堵井壁缝隙。

3.2.3 公用辅助工程

3.2.3.1 给排水

（1）给水系统

项目井场施工用水、生活用水均依托后勤基地统一供给，采用罐车拉运方式输送至各井场生活区储水罐储存使用。单座井场施工人员 30 人，单井施工周期 30d，生活用水定额按 100L/人·d 核算，经计算单座平台生活用水量为 90m³；本项目共计 24 口井，施工期生活用水总产生量为 2160m³。

运营期用水主要为场区值守工作人员生活用水，项目新增在岗人员 20 人，按生活用水量 100L/d·人计，经核算运营期生活用水总量约 730m^3/a，运营期生活用水同样采用罐车拉运至井场及生活区储水设施内储存使用。

（2）排水系统

施工期废水主要为工作人员生活污水。经核算，施工期生活污水产生量约 1728m^3，生活污水定期由阿克苏千净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏污水处理厂处理；

运营期废水以场区值守人员生活污水为主，生活污水产生量约 584m^3/a，污水统一收集贮存，定期由阿克苏千净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏污水处理厂处理，无生产废水外排。

3.2.3.2 供暖

施工期无需供热；运营期井场采用井口加热工艺，通过加热炉加热后外输或外运。加热炉燃料气气源为井场伴生天然气。本项目单座井场加热炉年使用时间 4800h，燃料气年消耗量 27.49 万 m^3。其组分详见油气资源概况章节。

3.2.3.3 供电

接入现有井场配电系统，施工期设备、生活、办公等用电，柴油发电机作为井场备用电源。

3.2.3.4 道路

本项目道路依托区域现有道路，无需新建道路。

3.2.4 依托工程

3.2.4.1 联合站、转油站

联合站、转油站位于温 7 区块，联合站、转油站于 2022 年 3 月 31 日取得阿克苏地区生态环境局《关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温北油田地面建设工程项目环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2022〕122 号），联合站于 2024 年 3 月 13 日竣工验收完成（转油站已完成建设，目前正在开展验收工作）。

（1）联合站、转油站

柯柯牙油田各采油平台油气水前期通过罐车拉运至联合站进行处理，后期

均通过集输管道输送至联合站进行处理。联合站中心地理位置坐标：E80°11′14.09″，N41°18′9.14″，距柯柯牙油田最近井场（红 76）直线距离为 5.38km，联合站原油处理规模 50×104t/a（1369.9t/d）、水处理规模 4000m^3/d、天然气处理规模 50×104Nm^3/d、注水规模 2000m^3/d，配套设施包括卸油台、装车区、地磅以及值班室、门卫、化验室等；主要设备包括 2 台三相分离器、2 台相变加热炉、2 台热化学脱水器、2 座 5000m^3 浮顶油罐、分子筛脱水橇、污油罐橇、混凝储罐等（已验收竣工环境保护验收）。转油站主要负责温 17 断块的油气集输，转油站中心地理位置坐标：E80°14′44.49″，N41°18′39.11″，转油站原油转输规模 2000m^3/d、注水规模 2000m^3/d。转油站主要设施设备包括 2 台一体化油气加热装置、混输泵、加药装置、放空火炬、事故罐等（转油站目前正在开展验收工作）。

联合站处理工艺流程：转油站及集油区来气液进入联合站，依次经过三相分离器-相变加热炉-热化学脱水器，进行油、气、水三相分离，处理后的净化油去净化油罐；分离出的油田采出水进入水处理系统，依次经过调储罐-卧式反应橇-双滤料过滤器进一步进行油水分离，去除大部分乳化油及悬浮物，最后在投加次氯酸钠杀菌后通过注水泵输送至油田作为回注水；分离出的伴生气及油区来气进入天然气处理装置区，依次经过分离计量撬-往复压缩机-分子筛脱水－低温分离器及混烃回收装置处理后，分离出的气体供槽车充装使用，混烃输送至带压混凝储罐进行储存，经液烃泵进入用户罐车外运。

本项目新增 24 口开采井，建设完成后柯柯牙油田日产油能力约 547.95t/d，产生废水量为 1100.58t/d，联合站原油及水处理规模均满足本项目区块总体处理量。

3.2.4.2 红 6 危险废物暂存库

项目运营期产生的落地油、清罐底泥、废防渗材料、含油手套、抹布及防护服、机修过程中产生的含油废劳保用品、废机油、废油桶、废药剂包装等危险废物暂存在红 6 危废贮存库定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处置。

红 6 危废贮存库位于温宿县县城西北红 6 采油平台范围内，距离本次新建柯柯牙油田井场平台最远直线距离约 17.5km，各平台至红 6 危废贮存库均有现

成道路，中心地理坐标为 E：80°12′39.53″，N：41°21′28.73″。项目于 2020 年 11 月 25 日取得环评批复，批复文号阿地环函字〔2020〕732 号。2020 年 12 月 23 日项目通过自主验收，红 6 危废贮存库扩建项目于 2022 年 6 月 24 日取得环评批复，批复文号阿地环函字〔2022〕344 号，2022 年 9 月 27 日项目通过自主验收。红 6 危废贮存库总占地面积 60m^2，暂存能力 180t，各类危险废物采用专用双层复合编织袋密封包装（内层为塑料袋，外层为编织袋），分区、分类暂存，定期由库车红狮环保科技有限责任公司统一进行危险废物转移处置，红 6 危废贮存库依据相关标准建设，包括 6 个钢制的污油池，污油池顶部设防晒顶棚，危废在项目场地内的最长存储时间不超过 1 个月，日常为 1 个月清运一次，每次的周转量最大 180t，年最大暂存量 2160t，红 6 危废贮存库现最大贮存量为 1160t/a，富余贮存能力 1000t/a。

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）可知，红 6 危险废物暂存库属于贮存库（贮存库：用于贮存一种或多种类别、形态危险废物的仓库式贮存设施），本项目与《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）一般规定及贮存库规定相符性见下表。

表 3.2-14　红 6 危险废物暂存库与《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相符性分析

规范要求		建设情况	符合性
一般规定	贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。	项目危险废物收集、运输、贮存容器、托盘不易破损、变形，可有效地防止渗漏、扩散，并耐酸腐蚀，并粘贴有危废标签。	符合
	贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。	红6危废贮存库按照危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求分区贮存，定期交由库车红狮环保科技有限公司处置。	符合
	贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。	红6危废贮存库贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等采用砂浆水泥硬	符合

		化，并涂抹环氧树脂涂层，表面无裂缝。	
	贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于10^{-7}cm/s），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于10^{-10}cm/s），或其他防渗性能等效的材料。	红6危废贮存库贮存地面、导流沟采用2mmHDPE+5cm基础水泥砂浆防腐层+8～12mm环氧树脂涂层三层防渗措施；废液池采用20cm混凝土+2mm砂浆水泥防腐层+8～12mm环氧树脂涂层三层防渗措施。	符合
	同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗漏液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。	红6危废贮存库地面进行重点防渗，配有导流沟、废液池等，并配备通讯设备、计量设备、照明设施、视频监控设施；项目墙外设立警示标志。	符合
	贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。	红6危废贮存库严格管控进入人员，并在贮存中心内外均设置监控。	符合
贮存库规定	贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。	红6危废贮存库分区贮存，并采用过道分隔。	符合
	在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。	红6危废贮存库依据相关标准建设，包括6个钢制的污油池，污油池顶部设防晒顶棚，危废在项目场地内的最长存储时间不超过1个月，日常为1个月清运一次，每次的周转量最大180t，年最大暂存量2160t，满足液态废物总储量1/10。	符合
	贮存易产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物贮存库，应设置气体收集装置和气体净化设施；气体净化设施的排气筒高度应符合GB16297要求。	红6危废贮存库主要贮存含油污泥、废防渗膜等，基本无气体挥发。	符合

依据项目工程分析，红 6 危废暂存库收纳暂存项目施工期、运营期产生的各种危险废物共计 57.46t/a，本产能项目危险废物依托红 6 暂存库暂存可行。

3.2.4.3 阿克苏市污水处理厂

阿克苏污水处理厂位于阿克苏市以南 8km，阿克苏河以东，距柯柯牙油田最近井场（柯 16）直线距离 18km，服务范围为阿克苏经济技术开发区、温宿县和阿克苏市中心城区。2016 年 7 月 27 日取得新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局（原环境保护局）的环评批复，文号为阿地环函字〔2016〕290 号，2022 年 1 月 24 取得阿克苏地区生态环境局《关于阿克苏污水处理厂改扩建三期工程环境影响报告表的批复》，文号为阿地环函字〔2022〕19 号。污水处理厂采用“格栅+细格栅曝气沉砂池+厌氧微孔曝气氧化沟+高密度沉淀池+活性砂滤池+紫外线消毒”工艺，扩建后全厂污水处理规模达到 18 万 m3/d。新疆阿克苏水务环保集团股份有限公司已于 2019 年 8 月 15 日取得排污许可证，证书编号：91652901572525785R001U，有效期限：2023 年 6 月 8 日至 2028 年 6 月 7 日。

本项目新增劳动定员 20 人，新增生活污水约为 8.8m^3/d，因此，项目运营期生活污水依托入阿克苏市污水处理厂是可行的。

3.2.4.4 温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目

温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（一期）于 2019 年 12 月 26 日取得《关于温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（一期）环境影响报告书的批复》（新环评价函〔2019〕957 号），温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（一期）于 2020 年 7 月竣工并完成验收。温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（一期）位于阿克苏地区温宿县，西南距温宿县约 29 公里，东距温宿县产业园区约 9 公里（本项目东北侧约 24km）。建设第II类一般工业固体废物填埋场，主要接纳处理处置温宿产业园区内各企业产生的第II类一般工业固体废物。填埋场占地面积 4 万平方米，设计库容 10 万立方米。

温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（二期、三期）于 2020 年 7 月 24 日取得《关于温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（二期、三期）环境影响报告书的批复》（阿地环函字〔2020〕456 号），温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目（二期、三期）位于阿克苏地区温宿县，西南距温宿县约 29 公里，东距温宿县产业园区约 9 公里。建设第II类一般工业固体废物填

埋场，主要接纳处理处置温宿产业园区内各企业产生的第II类一般工业固体废物。填埋场占地面积 16 万平方米，设计库容二期 10 万立方米、三期 30 万立方米。因此本项目产生的一般工业固体废物依托温宿产业园区一般工业固废填埋场建设项目可行。

3.2.4.5 阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目、阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红旗坡油田新近系吉迪克组石油探明储量区块产能建设项目

本项目仅建设平台内汇管及平台外短距离连接管线，平台外主干集输管线依托阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目及阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红旗坡油田新近系吉迪克组石油探明储量区块产能建设项目主干线管网密闭集输系统。依托工程于 2026 年 7 月 27 日取得《关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2026〕433 号）《关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红旗坡油田新近系吉迪克组石油探明储量区块产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2026〕434 号），目前项目处于建设状态中。

依托工程柯柯牙油田新建集输管线总长 86km，各井场产出液管线均就近接入红旗坡油田新建主干管网（35.3km），全线采用埋地方式敷设，最终送至联合站进行集中处理。依托工程集输管网覆盖了柯柯牙油田各平台，各井场至红旗坡主干线距离均在 86km 以内，管网布局与本项目井场分布高度吻合，接驳条件充分。

本项目平台外连接管线就近接入依托工程主干管网，输送介质、压力等级与依托系统匹配，无需单独穿越环境敏感区，不新增长距离管线路由。依托工程采用管线密闭集输工艺，配套防渗、泄漏检测及事故截断措施，环境风险可控。

3.3 工程分析

3.3.1 施工期

施工期工程建设内容包括钻前工程、钻井工程、油气测试。

（1）钻前工程

钻前工程包括设备基础建设、应急池和放喷池建设、活动房搭建等。单座井场工程内容及工程量见表 3.3-1。

表 3.3-1　　单座井钻前工程主要内容和工程量一览表

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路（依托现有道路即可）和井场建设。井场建设根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，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，由车辆拉建筑碎石对井场进行铺垫。钻前工程施工过程及产污环节见图 3.3-1。

图 3.3-1　钻前工程施工过程及产污环节示意图

（2）钻井工程

项目使用的钻机为电钻机，根据钻井深度和岩层，选用 ZJ30/ZJ40 钻机。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，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。红旗坡油田钻井全过程使用水基钻井液（非磺化钻井液），随钻井加深及岩性变化，泥浆体系替换为环保低固相聚合物钻井液，以增加堵漏防塌性能。

项目固井方式采用单级单封，无需注入中间液，固井水泥返至地面。项目直井和定向井均采用套管射孔完井方式,水平井考虑到固井和射孔的作业难度，同时为了增大泄油面积以提高油井产能和降低投资，不同层位的水平井采用不同的完井方式，其中不需防砂的采用割缝筛管裸眼完井，需要考虑防砂，采用筛管外砾石充填完井和套管固井射孔完井。钻井工程施工过程及产污环节见图3.3-2。

图 3.3-2　钻井工程施工过程及产污环节示意图

（3）测井、录井过程

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

（4）测试放喷

在钻井施工完毕后对目的层进行油气测试。油气测试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，原油回收罐等。

油气测试包括通井（用钻杆或油管带通井规下入井内，清除井壁上附着的固体物质，如钢渣、固井残留水泥等，同时检查套管是否有影响试油工具通过的弯曲等）、试压（用气体或液体介质，对地面流程、井口设备、井下套管等进行耐压程度检验）、射孔（利用专用设备和射孔枪，对套管和井壁进行射孔，建立地层与井筒之间的通道）等操作，然后在井口安装分离器，对获取的地层

油、气、水进行取样。

如有油气资源，则产出液体经两相分离器分离后，液相（油、水）进入储油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间（一般为 1~2 天）。油气测试过程产污环节图见图 3.3-3。

图 3.3-3　油气测试过程产污环节图

（5）完井、井场建设

施工期主要为设备安装及井场内管线连接。井场及井场内设备实施均为成品外购，用施工车辆运至指定位置即可。

施工期设置施工车辆临时停放场地，将采油设备及阀组拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装、水泥基础等，收集后统一送至温宿产业园区一般工业固废填埋场处理。

表 3.3-2　　施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

3.3.2 运营期

本项目运营期为油气同采，采用自喷/抽油机+螺杆泵联合举升工艺，产出为油气水三相混合物。井内油气水混合物经井口采气采油树节流、计量后进入井场撬装气液分离器进行油气水初步分离；分离后的液相（原油+采出水）经场内集输管线输送至储罐暂存，再由罐车拉运，采出水送至采出水联合站处置，原油外售；分离后的气相天然气单独计量，一部分作为井场加热炉燃料燃烧利用，剩余天然气经集气管网密闭输送至柯柯牙处理站集中净化处理后外售。对于地层能量不足、无法自喷的井，采用抽油机、螺杆泵辅助举升，保障油气连续稳定产出。

项目运营期油藏产能衰减后，按需利用移动式压裂车现场实施酸化压裂增产作业，不新建固定酸化、压裂地面处理设施。

油气水集输路线：井口→气液分离器→液相（油+采出水）→场内集输管线→储罐→罐车拉运→采出水联合站，原油外售；井口→气液分离器→气相（天然气）→计量后，一部分供井场加热炉燃烧，剩余密闭外输至柯柯牙处理站净化处理。井场工艺流程见图 3.3-7。

图 3.3-7　井场采油工艺流程图

本项目储罐为常压方形撬装储罐，设计压力 1.6MPa，储罐尺寸（长×宽×高）为 8m×2.5m×2.5m，容积为 50m^3/个。采出液经加热后（65-85℃）油水分离，分离出的水经罐车拉运至中曼联合站污水处理系统处理，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；分离出的油经油罐车转运外售。

图 3.3-8　井场储罐结构图

产污环节：

单井油气开采期间废气污染源主要为井场采油树阀门、储罐泄漏形成的无组织挥发性有机废气及加热炉烟气，油气采取密闭措施，通过加强检修和维护

从源头减少阀门等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水、井下作业废水及生活污水，采出水及井下作业废水依托联合站水处理系统处理后回注油层，生活污水经井场厕所暂存，定期由阿克苏干净环保工程科技有限公司吸污车清运至就近污水处理厂处置；噪声污染源主要为采油树、泵等噪声，采取基础减振、距离衰减等措施；固体废物主要为开采过程中产生的落地油、防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服等，落地油、清罐底泥、废防渗材料及含油手套、抹布及防护服运至红 6 危废贮存库,定期交由库车红狮环保科技有限公司处置。

本项目运营期污染源及治理措施一览表见表 3.3-3。

表 3.3-2　运营期产污环节及污染治理措施汇总一览表

3.3.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压的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。

封井作业完成后，依次开展地面设施拆除及场地清理工作：拆除采油树、加热炉、抽油机、箱变、管线、阀组、值班室等全部地面生产及辅助设施；切

割拆除浅层表层套管，清理井场范围内硬化平台、砂砾铺垫、围墙及各类建构筑物；同步收集清理场区各类生产废弃物、生活垃圾及建筑垃圾。

设施拆除完毕后，结合区域原生地貌、植被及周边环境现状，开展井场土地整治与生态恢复，对扰动区域进行平整、覆土恢复，使井场区域恢复至原有自然地貌状态，最大限度降低工程占地带来的生态影响。

退役期环境影响及防治措施如下：

（1）废气：主要为设施拆除、场地清理、土方平整产生的无组织施工扬尘，作业过程中采取定时洒水抑尘、湿法作业等方式，减少扬尘扩散影响；

（2）噪声：主要来源于拆除机械、运输车辆运行噪声，通过选用低噪声设备，合理安排作业时间，减少噪声影响；

（3）废水：主要为清罐废水、地面清洗废水，全部密闭收集后密闭收集，转运至联合站处理后回注。

（4）固体废物

①废弃管道与设备

主要为废弃集输管线、采油树、抽油机、泵、阀组、加热炉、电缆、罐体等。其中金属构件优先回收利用；含油、沾染油污的管道设备属于危险废物，收集后委托资质单位处置。

②建筑垃圾

主要为地面硬化、基础、平台、围墙、房屋等拆除废物，属于一般工业固体废物，收集后运至温宿产业园区一般工业固废填埋场处理。

③清罐底泥

储罐、管线退役前进行清罐作业，产生的清罐底泥、油泥、残油属于危险废物，集中收集后清运至红 6 危废贮存库，定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处理。

④其他固体废物

含油填料、废防渗材料、含油抹布、防护服等集中收集后清运至红 6 危废贮存库，定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处理；生活垃圾收集后定期随班车运到中曼后勤基地统一收集，由环卫部门定期送运至阿克苏市生活垃圾

焚烧厂处置。

项目退役期严格落实封井、清罐、设施拆除、固废分类处置及生态恢复措施，废弃管道设备、建筑垃圾、清罐底泥等固体废物均得到规范管控，可有效控制对大气、噪声、土壤、地下水的环境影响，环境风险可控。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；退役期产生的废管线、建筑垃圾等进行分类集中处置，外运至指定填埋场填埋处置，采取以上措施可以有效控制退役期固体废物对区域环境的影响。

3.4 环境影响因素

3.4.1 施工期生态影响分析

施工期主要污染来自地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、施工机械噪声、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

生态影响主要体现在井场建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括施工便道的临时占地（依托现有道路，无需新增临时道路用地），永久占地主要为采油井场的永久占地。

本项目为勘探开发建设项目，施工期主要为井场建设，建设过程占地类型为永久占地。本项目新增占地面积为 8760m^2，占地类型主要为耕地；植被为一年生棉花农作物。棉花为季节性栽培作物，施工前由承包户完成采收，棉花秸秆可资源化回收利用；本占地为永久占地，占地后不再继续种植棉花，项目主要造成当季农作物生产损失，不存在多年生植被永久性生物量损失。

项目闭井后，按照耕地复垦要求对占地区域开展土壤改良、土地平整，恢复耕地条件，复耕种植棉花，恢复原有土地利用类型，降低对农业生产的影响。

3.4.2 施工期污染源分析

（1）废气

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：施工扬尘、运输车辆和施工机械尾气、测试放喷废气以及备用柴油发电机废气。

①施工扬尘

施工扬尘主要产生于场地平整、池体开挖、车辆运输等过程。由于施工过程中池体开挖、周期较短，采取洒水抑尘，避开大风天气，运输车辆减速慢行和苫盖防尘等措施后，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②运输车辆和施工机械尾气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，尾气中的主要污染物为颗粒物、NOx、SO_2等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

③测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备等，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO_2、NOx 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

④柴油发电机废气

本项目钻井期间用电由国家电网提供，柴油发电机只做备用。柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，项目使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的，对周边环境影响较小。

⑤储层改造废气

依据柯柯牙油田原油物性，项目属普通稠油井，暂不涉及储层改造。后期储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

（2）废水

施工期产生的废水主要包括钻井废水、酸化压裂返排液及施工人员生活污水。

①钻井废水

钻井废水主要来源于冲砂作业、油（水）井钻井过程中起降钻具带出的部分地层水以及钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册--钻井作业废水排污系数 18.81t/100m 进行估算。项目单井进尺低于 2.5km，本项目总进尺 38400m，则钻井废水产生量为 7223.04t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂返排液

依据红旗坡油田原油物性，项目属普通稠油井，目前无压裂需要，后期如需压裂工艺，则会产生废压裂返排液。依据红旗坡油田砂岩类型，项目优选适合酸化解堵工艺，酸化压裂返排液间歇排放。

参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》--1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表，项目参照低渗透井酸化压裂工艺，项目酸化压裂返排液产排污系数 150.49m^3/井（后期若实施压裂工艺，本项目 24 口井共产生酸化压裂返排液 3611.76m^3）。压裂废液具有黏度大、浊度高、含盐量高等特点，由于含有大量高分子有机物，COD 浓度高，如果返排至地面不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水系统造成严重的污染。项目后期酸化压裂工艺依托压裂车实施，压裂车配套增设酸化压裂液预处理设施，本次评价依据类比资料推荐使用“pH 酸碱调节+加药混凝+高效絮凝沉淀”的预处理工序。一般的酸化压裂返排液 pH 在 4-6 之间，在添加药剂前，需要使用酸碱调节剂进行调整 pH。调节 pH 要在 PAC 药剂添加之前完成，污水进入处理系统后，首先添加 PAC，再添加 PAM。通过搅拌将其与污水混合均匀，充分混合后进入高效絮凝沉淀池进行固液分离，混合均匀的固液混合物通过斜板进行沉降，沉降后的废絮凝沉淀渣定期清运收集至红 6 危险废物暂存库，定期交由库车红狮环保科技有限责任公司处置及有危废资质单位处置，沉淀池的上清液回用于压裂工序不外排。

③生活污水

本项目单井钻井施工人员 30 人，单井钻井施工周期 30d，生活用水定额按 100L/人·d 核算，经计算单座平台生活用水量为 90m³；本项目共计 24 口单井施工期生活用水总产生量为 2160m³，排水量按用水量的 80%计算，则本项目施工期间生活污水产生量约为 1728m³，主要的污染物为 COD、SS、氨氮等。采用井场现有环保厕所收集，定期委托阿克苏千净环保工程科技有限公司拉运至阿克苏污水处理厂处理。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、挖掘机、吊机等，产噪声级在 85～105dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

（4）固体废物污染源

项目施工期固体废弃物主要是施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、沾染的烧碱废包装袋、废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋、废絮凝沉淀渣及钻井队产生的生活垃圾。

①施工土方

本工程施工期开挖土方主要产生于站场设备基础建设、池体建设等环节。根据工程初步设计，本工程挖方总量约 1.1m³，填方总量为 2.2m³，其中 1.1m³ 为外购天然砂砾铺垫井场。

表 3.4-2　　程土石方平衡表 单位：万 m³

②废钻井泥浆、钻井岩屑

钻井全过程使用水基钻井液（非磺化钻井液），随钻进加深及岩性变化，泥浆体系替换为环保低固相聚合物钻井液（非磺化钻井液），以增加堵漏防塌性能。钻井液主要成分为水、膨润土、纯碱以及少量化学助剂。

钻井泥浆的使用量依井的深度而增加，计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V——排到地面的泥浆量（m^3）；

D——井眼的平均直径（0.2m）；

h——井深（m）。

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，随泥浆循环泵带出井口，钻井岩屑的产生量可按经验公式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times 2.2$$

式中：W—平台岩屑产生量，t；

D—钻井直径，m；

h—钻井深度，m；

d—岩石密度，t/m^3，取 $2.2t/m^3$。

根据表 3.2-8 项目井身结构设计相关参数计算可知，项目 24 口井共计产生钻井泥浆 $5043.9m^3$。钻井岩屑产生总量为 4175.51t（约 $1897.96m^3$），本项目废弃泥浆与岩屑属于一般固废，钻井泥浆采用不落地技术处置，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站处理。

③含油废物

本项目钻井期间可能会产生一定量的含油废物，包括落地油（油泥）、废防渗膜等，根据企业提供资料，已建钻井可知其产生量约为 0.5t/井。预计 24 口钻井共产生含油废物约 12t。含油废物属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。含油废物集中收集后暂存红 6 危废贮存库，定期交由库车红狮环保科技有限责任公司处置及有危废资质单位处置。

④沾染的烧碱废包装袋

沾染的烧碱废包袋属于危险废物（HW49 其他废物 900-047-49），根据企业提供资料，已建钻井可知其产生量约为 0.05t/井，则本项目产生量共计 1.2t，暂存于平台设置的带盖 PE 桶内，统一收集至红 6 井危废物暂存库分区存放，

定期交由库车红狮环保科技有限责任公司处置及有危废资质单位处置。

⑤废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋

项目钻井泥浆配置作业时产生废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋，根据企业提供资料，已建钻井可知产生量约为 0.45t/井，则本项目产生量共 10.8t，属于一般固体废物，外售进行综合利用。

⑥废絮凝沉淀渣

本项目酸化压裂工艺依托压裂车实施，压裂车配套增设酸化压裂液预处理设施，本次评价依据类比资料推荐使用“酸碱调节+加药混凝+高效絮凝沉淀”的预处理工序。一般的酸化压裂返排液 pH 在 4-6 之间，在添加药剂前，需要使用酸碱调节剂进行调整 pH。调节 pH 要在 PAC 药剂添加之前完成，污水进入处理系统后，首先添加 PAC，再添加 PAM。通过搅拌将其与污水混合均匀，充分混合后进入高效絮凝沉淀池进行固液分离，混合均匀的固液混合物通过斜板进行沉降，沉降后的废絮凝沉淀渣（产生量约为 18t）定期清运收集至红 6 危险废物暂存库，定期交由库车红狮环保科技有限责任公司处置及有危废资质单位处置。

⑦生活垃圾

本项目扩建 24 口开发井计划施工周期为 250 天，本工程施工期每人每天产生生活垃圾以 1kg 计算，钻井队工作人员 30 人，则项目施工期共产生 7.5t。

表 3.4-3　　施工期污染物排放汇总

3.4.3 运营期污染源分析

3.4.3.1 源强核算

1.废气

（1）井场阀门、法兰无组织废气

本项目运营期采用密闭措施，废气主要为运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃，依据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册”中设备动静密封点挥发性有机物排放量计算公式进行估算。

$$E_{设备} = 0.003 \times \sum_{i=1}^{n} (A \times EF \times t_i)$$

式中：E 设备——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF——排放系数，kg/h/排放源；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（EF）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 设备动静密封点排污系数一览表

序号	设备类型	排放速率（kg/h/排放源）
1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.030
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
6	法兰	0.085

根据设计单位提供的数据及上述公式计算的本项目涉及设备连接件、阀门、泵、法兰等位置无组织排放的非甲烷总烃量，详见表 3.4-4 所示。

表 3.4-4　项目单口井无组织废气一览表

经过核算，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建项目单口井无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0004kg/h（0.0372t/a），本项目 224 口井无组织排放的非甲烷总烃共计排放量 8.3328t/a。

（2）原油装载无组织废气

本工程原油装载过程中逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中“5.2.3.1.4 挥发性有机液体装载过程排放的挥发性有机物年许可排放量”计算，相关参数取值采用生态环境部下发的《石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格》进行校核。

挥发性有机液体装载过程的挥发性有机物许可排放量采用下式计算：

$$E_{装载}=\frac{L_L\times Q}{1000}(1-\eta_{去除})$$

式中：$E_{装载}$——挥发性有机液体装载过程排放系数，kg/m³；

Q——排污单位设计物料装载量，m³/a；

$\eta_{去除}$——去除效率，%，一般控制区取 95%，重点控制区取 97%；

$$L_L=1.20\times10^{-4}\times\frac{S\times P_T\times M_{vap}}{273.15+T}$$

式中：S——饱和系数，无量纲，一般取值 0.6，船舶装载汽油和原油以外的油品时取值 0.5；

P_T——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；（取 2500Pa）

M_{VAP}——油气分子量，g/mol；（取 60g/mol）

T——装载物料温度，℃，取近 1 年平均值。（取 20℃）

通过上述公式计算可知，原油装载中非甲烷总烃排放量为 0.43t/a。

（3）加热炉烟气

本项目共 44 座井场，均产出伴生气，每座井场各配套 1 台 0.525MW（0.75 吨）加热炉。加热炉烟气主要污染物包含颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，废气经由 8 米高烟囱对外排放。

①0.525MW 加热炉燃气量计算公式如下：

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

式中：A 为燃气量，m^3；

P 为真空加热炉功率，MW，真空加热炉 1 小时满负荷取 0.525MW；

ε为加热炉热转化效率，本项目加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m^3，根据燃气分析结果，燃气取 $36.66MJ/m^3$；

t 为加热炉运行时间，h。

则单台加热炉每小时燃气量为 $57.28m^3$。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量（m^3/m^3）

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

$=8.35m^3/m^3$

式中 CO、H_2、H_2O、H_2S、CmHn、O_2——天然气中气体相应成分体积分数（%）。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $8.35m^3/m^3$。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量（m^3/m^3）

$$V_\partial^g=1+L_0-\left[1.5H_2+0.5CO-\left(\frac{n}{4}-1\right)\times C_mH_n+\frac{n}{2}C_mH_n+\frac{3}{2}H_2S\right]$$

$=7.58m^3/m^3$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量（m^3/m^3）

$V_\partial^s=V_\partial^g\div(1-3.5\%/21\%)=9.1m^3/m^3$

标态下单井加热炉的实际干烟气量为 $57.28\times9.1Nm^3/h=521.25Nm^3/h$

⑤单台加热炉天然气耗量核算：每小时耗气量 57.28m³，年有效运行时间 4800h，单座井场年耗气量=57.28×4800=274944m³/a≈27.49 万 m³/a，本项目 44 座井场年耗气量=27.49 万 m³/a×44≈1209.56 万 m³/a。

本项目燃用天然气中全硫含量按《天然气》（GB17820-2018）中规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO_2 浓度=20×64/32/9.1=4.4mg/m³。

初始烟气中颗粒物浓度类比同类型加热炉监测数据（颗粒物浓度为 20mg/m³）。所类比加热炉属于建设方已建温北油田现有 0.525MW 加热炉，使用燃料均为天然气，烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排，类比加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似。所引用真空加热炉中颗粒物检测浓度可以作为本项目排放取值依据。类比现有加热炉数据可行。

氮氧化物选用《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算，本项目采用低氮燃烧技术，氮氧化物排放系数为 15.87 千克/万立方米原料，则单台 0.525MW 真空加热炉总排放量为 0.436t/a；总排放速率为 0.091kg/h；排放浓度为 174.26mg/m³。

非甲烷总烃排放量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.4-5　燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表－燃气锅炉

锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米－燃料	1.68

单座井场加热炉天然气耗量核算：每小时耗气量 57.28m³，年有效运行时间 4800h，单座年耗气量=57.28×4800=274944m³/a≈27.49 万 m³/a。本项目共 44 座井场平台，总耗气量=27.49×44≈1209.56 万 m³/a。根据排污系数计算 44 座井场加热炉污染物总排放情况如下：

非甲烷总烃总排放量：（27.49×1.68÷1000）×44=2.032t/a；

非甲烷总烃总排放浓度=（0.046×10^9）/（521.25×4800）=18.38mg/m³。

排放速率=（18.38×521.25）/1000/1000=0.01kg/h；

综上可得，单台加热炉烟气中颗粒物浓度为 20mg/m³，SO_2浓度为 4.4mg/m³，NO_x浓度为 174.26mg/m³，44 座井场加热炉烟气污染物浓度与单台一致，排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。

非甲烷总烃浓度为 18.38mg/m^3。根据《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中第 4.5 条：燃油、燃气锅炉烟囱不低于 8 米，本项目真空加热炉排气筒高度设置为 8m。根据《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）第 7.4 条：新污染源的排气筒一般不应低于 15m。若某新污染源的排气筒必须低于 15m 时，其排放速率标准值按 7.3 的外推计算结果再严格 50%执行。根据外推法计算非甲烷总烃排放速率如下：

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

式中：Q—某排气筒的最高允许排放速率；

Qc—表示排气筒最低高度对应的最高允许排放速率，10kg/h；

h—某排气筒的高度，取 8m；

hc—表列排气筒的最低高度，15m。

根据计算，8m 高排气筒非甲烷总烃的最高允许排放速率为 1.42kg/h。本项目 55 座井场加热炉非甲烷总烃总排放速率为 0.01kg/h，远低于 1.42kg/h，浓度为 18.48mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求。

（4）井场储罐无组织废气

本项目 44 个平台共设置 448 座储罐；依据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册”中挥发性有机液体储存挥发性有机物排放量计算公式进行估算，相关参数取值采用附表 6 固定顶罐油品挥发性有机物产污系数表进行校核。

$$D = \sum\left(k_1 \times Q_i + n \times k_2\right)$$

式中：D——挥发性有机液体储存过程中挥发性有机物的产生量，kg/a；

K_1——工作损失排放系数，kg/t-周转量；（0.1801）

K_2——静置损失排放系数，kg/a；（65.078kg/a）

n——相同物料、储罐类型、储罐容积、储存温度下的储罐个数；

Q_1——物料的年周转量，t/a；（20 万 t/a）

本项目储罐分两个阶段运营，前期采用储罐拉油模式，后期改用管道运输模式，通过上述公式计算可知，原油储存过程中非甲烷总烃排放量为 29.15t/a。

2.废水

废水主要是采出水、井下作业废水以及生活污水。

（1）采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。井场不单独设置油水分离设施，经集输管网输送至联合站处理，依托联合站水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不向地表水体排放。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数核算详见表 3.4-6。

表 3.4-6　石油和天然气开采行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
稠油	稠油油田＜70%	蒸汽驱	所有规模	化学需氧量	克/吨－产品	1240A/(1-A)	物理+回注（去除效率100%）	0
				氨氮	克/吨－产品	6.82A/(1-A)		0
				石油类	克/吨－产品	24.86A/(1-A)		0
				总氮	克/吨－产品	69.57A/(1-A)		0
				挥发酚	克/吨－产品	0.74A/(1-A)		0
				工业废水量	吨/吨－产品	A/(1-A)		0

根据企业提供资料，本项目单口井产油量最高为 2.5t/d，综合含水率为 45.1%（含掺水），故 A 取 0.451，224 口井年产油 200000t，计算本项目采出

水中污染物产生量见表 3.4-7。

表 3.4-7　采出水中污染物产生量一览表

根据上表分析，本项目产生废水量 164298.72t/a，其中化学需氧量产生量为 203.73t/a，产生浓度 1240.00mg/L；氨氮产生量为 1.12t/a，产生浓度 6.82mg/L；石油类产生量为 4.08t/a，产生浓度 24.86mg/L；总氮产生量为 57.15t/a，产生浓度 69.57mg/L；挥发酚产生量为 0.61t/a，产生浓度 0.74mg/L。

（2）井下作业废水

井下作业主根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-8　石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	吨/井	34679	回收回注	0
				石油类	吨/井	6122	回收回注	0

根据本项目开采方案，柯柯牙油田开发层系包含新近系吉迪克组三段III、IV油组，寒武系沙依里克组V油组、肖尔布拉克组VI油组以及震旦系奇格布拉克组VII油组；其中新近系吉迪克组三段III油组为中孔-中渗储层，IV油组属于特低孔、特低渗储层，寒武系沙依里克组V油组、肖尔布拉克组VI油组、震旦系奇格布拉克组VII油组均为低孔、特低渗碳酸盐岩储层。开发过程中为解除储层污染、改善井筒工况，需要开展洗井等井下作业，本项目油藏整体属于低渗透油藏，因此采用低渗透油井洗井作业产排污系数。

按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.565t、化学需氧量 17339.5g、石油类 3061g，则本项目 24 口采油井井下作业工程产生的井

下作业废水、化学需氧量、石油类分别为325.56t/次、0.42t/次、0.073t/次。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至联合站水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层。

（3）生活污水

运营期新增劳动定员20人，生活用水量按每人每天100L计，则项目用水量为730m^3/a，排放量按耗水量的80%计算，本工程运营期生活污水总产生量为584m^3/a，主要的污染物为COD、SS、氨氮等。

3.噪声

本项目运营期主要为井场设备噪声，采油树及泵源强65-85dB（A）。考虑到项目井场周边存在学校及居住区等敏感点，为有效控制噪声影响，已采取基础减振、选用低噪声设备等针对性降噪措施，可将设备运行噪声有效衰减，确保厂界噪声满足相关排放标准，不会对周边学校、居住区等敏感点声环境产生不利影响。

4.固体废物污染源

（1）落地油

落地原油主要产生于油井采油（气）树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油、油泥。根据企业现有实际运行情况，按照单井落地油产生量约0.1t/a计算，本项目运行后落地油产生量约22.4t/a，集中收集后暂存红6危废贮存库，定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处理。

（2）废防渗材料

工程运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用3年左右。单块防渗膜重约250kg（12m*12m），每口井作业2块，则本项目224口油井作业1次共产生废弃防渗膜约56t，油井作业频次为2年/次，则本项目产生废弃防渗膜最大量约28t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中

900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，含油防渗布集中收集后委托库车红狮环保科技有限责任公司处理。

（3）清罐底泥

本项目井场储罐定期清理会产生少量的清罐底泥，根据企业提供资料可知，本项目清罐底泥产生量约为 4.82t/a，收集后危废贮存库内暂存，定期由危废处置资质单位接收处置。

（4）含油手套、抹布及防护服

根据企业提供资料可知，项目单口井年产生废含油手套、抹布及防护服约 0.01t，则本项目 224 口井产生量为 2.24t/a，集中收集后暂存红 6 危废贮存库，定期委托库车红狮环保科技有限责任公司处理。

（5）生活垃圾

项目运营期新增人员 20 人，生活垃圾产生量按 1.0kg/人·d 计算，则生活垃圾总产生量为 7.3t/a，生活垃圾统一收集至井场内垃圾桶后，定期拉运至就近生活垃圾填埋场处置。

3.4.3.2 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-9。

表 3.4-9　运营期污染物排放汇总

3.4.3 退役期污染源及防治措施

3.4.3.1 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。

3.4.3.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.3.3 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。

3.4.3.4 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建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送符合生态环境部门要求的工业固废填埋场填埋处置。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置、废弃管线、废弃建筑残渣等，地下截去一定深度的表层，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域通过人工恢复和自然恢复相结合。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散

落。

3.4.3.5 退役期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。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，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

（4）将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.4.4 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力异常、设备管线故障检修、前期罐车拉运装卸等工况产生的非正常放空及无组织逸散排放情况。本次评价将井口超压临时泄放、前期罐车装卸逸散作为非正常排放工况分析，非正常排放参数见表3.4-11。

表 3.4-11　　井场非正常排放情况一览表

3.4.5 清洁生产分析

3.4.5.1 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）本项目钻井新鲜水使用量为19t/100m标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤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

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司在各个区块内新建钻井，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。

3.4.5.2 运营期清洁生产工艺

（1）采油及处理清洁生产工艺

①采用天然能量（边水驱）开发，不注水、不注气，无注入药剂消耗，从

源头上避免地下水污染和化学品环境风险。

②原油处理采用重力沉降分离，不添加破乳剂、降粘剂等化学药剂，避免化学添加剂对土壤和地下水的潜在污染。

③伴生气（甲烷含量 86.09%～93.18%，无 H_2S）全部供水套炉自用，利用率约 99%，不外排、不燃放，实现资源循环利用。

（2）节能及清洁生产措施

①本项目依托区内已有老井 200 口及已建井场平台开展开发建设，同时存在部分新增占地；项目优化工程布局，严控新增用地规模，最大限度降低项目建设带来的生态扰动。

②储油罐及分离设备采取保温措施，减少热量损失，降低水套炉燃料消耗。

③选用节能型电气设备，井场动力、供电等设备按设计负荷选型，选用高效节能产品，降低生产能耗。

④采油区采用自动化管理，减少值守人员数量，降低生活用水和污水产生量。

（3）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田 QHSE 管理体系，对员工进行环保和 HSE 培训，使员工自觉遵守管理要求。建立健全环境污染事故预防和应急管理制度，制定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。

根据阿克苏中曼油气勘探开发有限公司近年来完成的清洁生产审核，本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-12 及表 3.4-13。

表 3.4-12　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15

源消耗指标		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4)污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	乙类区≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分	
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	无毒钻井液	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具备	5
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	不落地	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(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 3.4-13　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程	
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		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 3.4-14　采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

续表 3.4-14　采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分

100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.4.5.3 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用水基钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.4.6 污染物总量控制分析

3.4.6.1 总量控制因子

根据国家“十五五”污染物总量控制要求，结合本项目采油、加热炉燃烧、储罐挥发及生活污水排放等排污特点，确定本项目污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs、NOx。

废水污染物：COD、总磷。

3.4.6.2 工程污染物排放总量

1.废气

NOx：加热炉烟气排放量为 23.99t/a；

VOC_S：加热炉烟气（2.54t/a）+井场无组织 VOC_S（37.9128t/a），总量为 40.4528t/a

2.废水

本项目在正常运行期间，井场采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏市污水处理厂处理，无废水外排。

综上所述，本项目总量控制指标为：NO_X23.99t/a，VOC_S 40.4528t/a，COD 0t/a、总磷 0t/a。

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

阿克苏市位于新疆维吾尔自治区西部，东与沙雅县相邻，西与柯坪、乌什县毗连，南与阿瓦提、洛浦、策勒县接壤，北与温宿、新和县为界。地理坐标为北纬 39°30′～41°27′，东经 79°39′～82°01′。市境总面积 18369.9km^2。东接巴音郭楞蒙古自治州，南隔塔克拉玛干沙漠与和田地区相望，西南连接喀什地区和克孜勒苏柯尔克孜自治州，北以天山为分水岭同伊犁哈萨克自治州相连，西北同吉尔吉斯斯坦、哈萨克斯坦交界。

温宿县地处阿克苏地区的西北部，位于新疆西部天山中段托木尔峰南麓、塔里木盆地北缘，地处东经 79°28′～81°28′，北纬 40°52′～42°21′之间，北以天山山脊克尔斯克尔为界与昭苏县相依，东隔木扎提河和拜城县、新和县为邻，南与阿克苏市毗连，西隔托什干河与乌什县相望，西北与吉尔吉斯斯坦和哈萨克斯坦共和国接壤。总面积 1.46 万 km^2。

4.1.2 地形地貌

阿克苏市城区坐落于阿克苏河－台南河冲积洪积扇、天山山地与塔里木盆地西北边缘的交汇处。地貌基本轮廓受天山纬向构造带、北东向构造带、塔里木地块控制；由于第四系以来新构造运动活动强烈，经内外力作用形成区域内形态各异的地貌景观。整个地势北高南低，城区中部有一陡坎横贯南北，东高西低，坎坡以西为老城区，地形由西北向东南倾斜，坡度 2.5‰，坎坡以东为新城区，地形由东北向西南倾斜，坡度 4.0‰。小区域地势自东北向西南倾斜，属冲积平原，地势平坦，东西向自然地面略有起伏，多浪河自西北向东南从城市西边缘穿过。

温宿县位于南天山山地与塔里木盆地西北缘的交汇处，北部为山区，占全县面积的 56.17%。北部山区地形崎岖，峰峦峻拔，冰川伸入峡谷，冰融汇流成河，是温宿县各条河流之源，林木和高山、亚高山、草地分布其间，是传统的畜牧业生产基地。中部为低山丘陵区，南部为姑母别孜冲洪积平原，冲洪积平原可分为山前洪积砾质平原、细土平原和南部的冲积平原。地势北高南低，中

部东西走向的中低山丘陵，海拔 1700m 以上。南部的山前洪积平原区，占全县总面积的 43.83%，洪积倾斜砾质平原之上，冲洪沟发育，切割深度一般为 0.2m—0.5m。山前倾斜平原海拔 1200m—1400m，地面坡度 7‰，倾向南东。

4.1.2.1 区域构造位置

柯柯牙油田工作区构造上处于塔里木盆地柯坪隆起温宿凸起 F1 断裂带上下盘，构造为一北东倾向的单斜构造。

温宿凸起位于塔里木盆地西北缘柯坪隆起东段、塔北隆起西段，是一个经历多期构造运动且继承性发育的古隆起。温宿凸起呈北东－南西向展布，位于乌什凹陷、拜城凹陷和阿瓦提凹陷之间，北以古木别兹断裂与乌什凹陷、东以喀拉玉尔滚断裂和拜城凹陷相过渡，南以沙井子断裂与阿瓦提凹陷相分开。温宿凸起是长期发育的残余古隆起，向东部方向倾斜的一个单斜构造。受海西末期 －印支期大规模的造山运动，喀拉玉尔滚断裂的形成，错断了乌什－温宿与库车－塔北地区，形成了两个构造带。北东向的沙井子断裂和古木别兹断裂具有左旋走滑特征，喀拉玉尔滚断裂具有右旋走滑特征，造成了温宿凸起上断裂复杂。

温宿凸起为塔里木盆地的二级构造单元，其构造演化受全盆地构造演化的制约，控制其形成和演化的主要断裂为沙井子断裂和古木别孜断裂，次级断裂控制了凸起内部构造单元的划分，柯柯牙油田是温宿凸起的一个三级构造单元。

4.1.2.2 地层层序

根据钻井揭示的地层情况，柯柯牙油田自上而下发育的地层为：新近系吉迪克组三段（N_1j_3）、寒武系沙依里克组（C_2s）、寒武系肖尔布拉克组（Cx）、震旦系奇格布拉克组（Zq）。新近系吉迪克组三段主要发育滨浅湖和辫状河沉积，寒武系沙依里克组（C_2s）和肖尔布拉克组（Cx）、震旦系奇格布拉克组（Z_2q）主要发育微生物丘滩相、潮坪相沉积。各层位具体地层特征描述如下：

（1）新近系吉迪克组三段（N_1j_3）

新近系吉迪克组三段 I 油组储层岩性主要为粉砂岩和细砂岩，储集空间类型为孔隙型，以粒间孔、粒间溶孔及岩屑溶孔为主。有效储层岩心解释孔隙度 13.9%～28.6%，中值 23.5%，渗透率 4.90 毫达西～737.23 毫达西，中值 156.98

毫达西，属于中孔、中渗储层。

新近系吉迪克组三段IV油组储层岩性主要为灰质砾岩、砂质砾岩、含灰含砂砾岩，储集空间类型为裂缝－孔隙型，以次生孔隙为主。有效储层岩心解释孔隙度 6.0%～18.9%，中值 8.8%，渗透率 0.53 毫达西～29.41 毫达西，中值 1.68 毫达西，属于特低孔、特低渗储层。

（2）寒武系沙依里克组（C_2s）、寒武系肖尔布拉克组（Cx）

寒武系沙依里克组及肖尔布拉克组储层岩性主要为白云岩，储集空间类型为裂缝－孔洞型，以次生孔隙为主，其次为溶洞和裂缝。有效储层岩心解释孔隙度 1.9%～11.9%，中值 4.2%，渗透率 0.21 毫达西～6.19 毫达西，中值 0.84 毫达西，属于低孔、特低渗储层。

（3）震旦系奇格布拉克组（Zq）

震旦系奇格布拉克组储层岩性主要为白云岩，储集空间类型为裂缝－孔洞型，以次生孔隙为主，其次为溶洞和裂缝。有效储层岩心解释孔隙度 2.0%～11.4%，中值 3.3%，渗透率 0.10 毫达西～7.91 毫达西，中值 0.31 毫达西，属于低孔、特低渗储层。

4.1.3 气象气候

阿克苏市属暖温带干旱气候地区，降雨量稀少，蒸发量大，气候干燥。平均年降水量为 44.6—60.8mm，年际变化很大，蒸发量大、全年水面蒸发量为 1897—2602mm，是降水量的 39 倍；无霜期 205—219d，冬季相对温暖，夏季相对凉爽，春季干旱多大风，伴有浮尘扬沙天气。

光热、风能气候资源丰富。年均太阳总辐射量为 130-141kcal/cm^2，年内四季均可利用太阳能，多年平均风速为 1.84m/s，最大月平均风速为 3.96m/s，全年盛行北风。年平均气温为 11.3℃，最热月为 7 月，平均气温 24.2℃；最冷月为 1 月，平均气温-6.6℃。

（1）气温

全年平均气温 9.9-11.5℃，以元月份最冷，平均气温为-8.2℃～9.0℃，极端最低气温-27.6℃；最热为七月份，平均气温为 23.8℃～26.3℃，极端最高气温 40.7℃。气温日较差大，平均日较差 13～15℃。

（2）蒸发量

降水稀少，平均年降水量为 60.8mm。蒸发量大，年蒸发量为 1896.5mm。

（3）风速、风向

阿克苏市由于天山屏障作用，全年风速很小，平均风速约为 1.7—2.4m/s，全年盛行偏北风；最大风速一般在 20m/s 左右，以西北风和北为主。春夏季风速大，冬季小。阿克苏市属于风能贫乏区。

主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　阿克苏市主要气象参数

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	℃	9.9—11.5	年平均降雨量	mm	60.8
最热月平均气温	℃	23.8—26.3	年平均蒸发量	mm	1896.5
最冷月平均气温	℃	-8.2— -9	最大冻土深度	cm	62—78
极端最高气温	℃	40.7	年平均日照时数	h	2855—2967
极端最低气温	℃	-27.6	年平均水汽压	mPa	6.6—7.6
气温年较差	℃	32.8—34.5	年平均风速	m/s	1.6
年主导风向	/	N	年均相对湿度	%	47—57
最大风速极限	m/s	20	历年平均雷暴日数	d	22—34

温宿县位于远离海洋的欧亚大陆腹地，气候具有典型的大陆性干旱气候特征。冬季寒冷干燥，夏季炎热少雨。另外，由于全县地势差异较大，辖区内气候具有垂直分布的特点。山区气候温凉，降水多于平原，没有明显四季，昼夜温差悬殊。平原地区为典型的大陆性干旱气候，热量丰富，降水少，光照充足，夏季炎热，温差大。

气温：平原地区年均气温为 8.4～10.1℃。七月平均气温最高达 22.4～24.1℃；一月平均气温最低为-9.2～-11.5℃。

无霜期：温宿县境内无重霜冻，无霜期初日为 3 月 27 日，终日为 10 月 25 日。

无霜期中部为 211.7 天，东部为 202.3 天，西部为 185.3 天。全县年无霜期 185 天。平原地区作物积极生长期内一般无重霜冻危害。

降雨：温宿南部平原降雨量少，平均年降水量为 65.4～78.7mm。北部山区降雨随海拔升高而增多。雨水 7 月、8 月两月最多。平原地区年平均雷阵雨量

占全年降雨量的 80%以上，连阴雨较少，最长持续 6 天。四季降水量：春季占 17%～21%，夏季占 55%～58%，秋季占 15%，冬季占 9%～11%，降雨年际变化大。多雨年份，南部平原降雨量达 100mm 以上；北部山区海拔 2000m 处达 400mm 以上;海拔 2650～3500m 处可达 500mm。少雨年份，平原地区少于 30mm，山区少于 70mm。

降雪：平原地区降雪少。年降雪日数平均为 8.7 天～9.1 天。11 月 7 日为最初日，4 月 20 日为最终日。山区海拔 2000m 以下，降雪比平原多 10 天～20 天，最大积雪深度达 15m 以上，海拔 4200m 以上终年积雪。

风：温宿县年均风速不大，北部山区略大于南部平原。年平均风速：北部山区为 2.18m/s，南部平原区为 1.6～1.8m/s。瞬间最大风速北部山区小于南部平原区。平原区风速达 40m/s。北部山区多西风，暖季略多于冷季。东部平原多东北风，四季变化不大，春夏季略多，秋冬季多东北风或北风。西部平原多西北或东风。平原地区春季以东灌大风为主，占全年的 36%；夏季大风频繁，多为西侵大风，占全年 56%；秋季大风较少，占全年的 8%；冬季无大风。大风常伴随风沙，形成浮尘天气，影响人畜健康。全县年平均浮尘天气为 52.2～64.3 天，占全年的 14.4%～17.6%。山区无浮尘，平原地区均受浮尘之害。

区域主要气象要素，见表 4.1-2。

表 4.1-2　温宿县主要气象参数

气象要素	数据	气象要素	数据
年平均气温	10.1℃	年平均风速	1.62m/s
极端最高气温	40.9℃	平均年降水量	65.4mm
极端最低气温	-27.4℃	年平均蒸发量	1883.6mm
最大积雪深度	13cm	年平均气压	891.3hPa
年最大冻土深度	80cm	年均主导风向	N

4.1.4 区域村庄饮用水源现状调查

经现场实地调查及走访周边村组，本项目评价范围内及周边村庄居民生活用水均统一由台兰河灌区四乡四场水厂及温宿镇艾沿格布依村水厂地下水型水源地集中供水，属于城镇集中式市政供水体系，经水厂统一净化、消毒后管网输送至各村住户。项目评价范围内周边散户及村组均无自备浅层水井、泉水等

分散式饮用水水源，区域居民无分散取水、自打井供水情况。本项目占地范围、井场及管线沿线均不涉及集中式饮用水水源保护区，也不涉及分散式饮用水水源地，不存在饮用水源环境敏感目标制约因素。

4.1.5 水文水系

4.1.5.1 地表水

温宿县、阿克苏两地地表水资源较为丰富，其中项目区评价范围内主要河流自西向东分布阿克苏河、柯克亚河。其中，阿克苏河的上游支流为托什干河及库玛拉克河（另名“昆玛力克河”），库玛拉克河东支进入平原区后称多浪河。

（1）阿克苏河

阿克苏河是塔里木河的主要源流之一，属国际跨界河流，源自吉尔吉斯斯坦境内，流入中国境内后，流经克州阿合奇县、阿克苏地区乌什县、温宿县、阿克苏市和阿瓦提县及第一师所属 16 个农牧团场，地理位置为东经 75°35′～81°00′，北纬 40°25′～42°28′。阿克苏河由源自吉尔吉斯斯坦境内天山南脉的托什干河与源自捷尔斯克伊阿拉套山的库玛拉克河两大源流汇集而成，两源流入中国境内后，分别流经 368km 和 115km，在温宿县喀拉都维村汇合，以下河流始称阿克苏河。自两源流汇合口至入塔里木河河口，阿克苏河干流段河长 132km，境内流域面积 6.31 万 km^2。

阿克苏河流域地势西北高东南低，自西北向东南倾斜。流域北部为横亘东西走向的天山南脉，西北以天山南脉山脊为界，与吉尔吉斯斯坦和哈萨克斯坦毗邻，西南以天山南脉支脉喀拉铁热克山脊为分水岭与喀什噶尔河流域接壤，北以天山南脉支脉哈尔克他乌山脊为界与伊犁河流域相依，东部与渭干河流域相接，东南部为塔克拉玛干沙漠，中部的平原绿洲海拔在 950～1400m。阿克苏河干流段位于平原区，河谷宽阔，水流分散，多沙洲，下游河床最宽达 3 千米，纵坡极平缓，河水常四处散溢流淌。

（2）柯柯牙河

①柯柯牙河，又名帕克勒克苏河、卡各墨西尔苏河，为阿克苏河下游左岸支流，发源于天山南脉南坡冰川带，流经阿克苏地区温宿县、阿克苏市，河流全长 100km，山口以上河长 34km。

河流源区共发育有冰川 33 条，冰川面积 124.34km^2，河流源流科契卡尔巴西苏河发源于巨大的科契卡尔巴西苏冰川，该冰川一直延伸至海拔 6347m 的科其喀尔峰，长达 26km，冰川面积达 83.56km，冰舌末端海拔 3060m.科契卡尔巴西苏河向东南流经 4km，左岸接纳源于衣什塔尔吉冰川的衣什塔尔吉苏河。下游始称阿托衣纳克苏河。阿托衣纳克苏河向东南流 7km，接纳右岸常支流达什喀力克河后，转向南流，进入前山丘陵区，以下河流改称柯柯牙河。经 12km 流程后，河流穿越东为阿拉卡衣山、西为哈马塔拉山，长约千米的峡谷流出山口。

②卡尔斯亚沟是红旗坡农场的界沟，是一条洪水沟，也是一条泉水沟，长 30km。有三条支流：勾尔得坎沟（柯柯牙河水系）、依来克沟和库木吾斯塘沟（台兰河水系），三条沟总长 40～50km。三条支流将山前带及前山带的区间雨洪、柯柯牙河余水汇入卡尔斯亚河沟，最终下泄阿克苏河。

（3）库玛拉克河

库玛拉克河，又名昆马力克河，为阿克苏河两大源流之一，发源于天山以南西段中部的汗腾格里峰的西侧，流经吉尔吉斯斯坦进入我国新疆阿克苏地区的温宿县，库玛拉克河上游在吉尔吉斯斯坦境内称为萨雷扎兹河，有奎柳河、卡英德河、乌利乔利河、阿克西亚克河、伊内尔切克河等 13 条支流；在我国境内称为库玛拉克河，主要有托木尔河、英沿河、阿合奇河 3 条支流。协合拉水文站控制流域面积 12816km^2，河长 293km。

流域地处欧亚大陆腹地的天山南坡，发源于吉尔吉斯斯坦海拔 6995m 汗腾格里峰附近的南天山山脉，流域内海拔 4000m 以上的北部高山山区，山势巍峨、高峰林立，年平均气温在 0℃以下区域内终年积雪，冰川十分发育，素有天山冰川中心之称，冰川总面积 3207km^2。库玛拉克河上游发育有冰川堰塞湖，极易发生灾害性洪水。

4.1.5.2 地下水

依据阿克苏地区区域水文地质普查报告（1:20 万）资料，将温宿县及阿克苏红旗坡农场区域可分为两个水文地质单元（山区和平原区）。北部山区基岩裂隙水（或裂隙、孔隙水）以泉水的形式向山谷河道排泄。南部平原区松散岩

类孔隙水，地下水接受北部山区各河流的入渗及侧向补给，北部山区为地下水的补给区；山前洪积平原区为地下水的补给、径流区。

（1）基岩裂隙水（或裂隙、孔隙水）

主要分布于北部的基岩山区，根据岩石结构，区内地下水类型主要为层状岩类、块状岩类裂隙水和碎屑岩类裂隙、孔隙水。

a 层状岩类基岩裂隙水

基岩裂隙水广泛分布于哈尔克套山群，裂隙水的赋存主要受地形和构造断裂控制。区内岩性主要为泥盆系的黑云母片岩、砂质页岩，岩层较完整，断裂、

裂隙不发育，二叠系由砂岩、页岩、灰岩等组成，侏罗系由粉砂岩、泥灰岩、砂岩、砾岩，岩层不完整，断裂、裂隙发育。且山势陡峻，河谷深切，裂隙水以泉水的形式排泄，在 3000m 以上均为冻结层水，向下海拔 1500m 左右的中山带泉水较多。调查区内泉水主要分布于 1100～3000m 地段，水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4$—Ca·Na，单泉流量一般在 0.1～1.0l/s。

b 块状岩类基岩裂隙水

广泛分布于哈尔克套山群，岩性为花岗岩及花岗闪长岩，泉水分布较少，溶解性总固体含量一般在 0.2～0.5g/l，水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4$—Ca·Na，单泉流量一般 0.1～1l/s。

c 碎屑岩类裂隙、孔隙水

砾岩夹泥岩，在砂岩裂隙孔隙中出露泉水，溶解性总固体含量大于 1.0g/l，单泉流量一般 0.01～2.6l/s。

（2）松散岩类孔隙水

地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水，分布于各河流冲洪积扇以南的平原区，岩性为卵石、砂砾石、砂、粉质粘土、粉土等。根据地下水特征及分布规律，可分为：单一结构的潜水区和多层结构的潜水、承压水区。

a.单一结构的潜水

主要分布在库托河山前洪积平原上部，主要接受大气降水、河流、渠道垂直入渗补给和北部山区基岩裂隙水的侧向补给，地下水一般由北向南径流，主要以侧向径流的方式向南排泄。在冲洪积扇上部，地下水位埋深大于 50m，地下水

富水性为 10～100m^3/d, 含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为 5～10m/d。冲洪积扇中下部，地下水位埋深 10～40m，地下水富水性为 100～1000m^3/d, 含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为 15～25m/d。单一潜水区地下水主要接受山前地表河流和山区地下水的侧向入渗补给，总体径流方向由北向南。由于补给充分，含水层径流条件好，科克亚尔河冲洪积扇中下部水化学类型为 HCO_3·SO_4-Ca（或 HCO_3·SO_4·Cl -Ca·Mg·Na）型，溶解性总固体含量小于 0.1724～0.493g/L，水质较好。

b.多层结构的潜水、承压水含水层

库托河、台兰河冲洪积平原中下部的细土平原：上部潜水富水性在克孜勒乡、实验林场一带小于 20m^3/d，地下水水位埋深在 1.5～3.7m 之间。在水稻农场～吐木秀克镇一带，地下水位埋深在 0.0～1.0m 之间，为地下水溢出带，含水层岩性为细砂、中细砂，渗透系数为 3.0～15.0m/d，含水层厚度 8～25m 之间。下部承压水富水性在 20～200m^3/d 之间， 含水层岩性为粗砂、中细砂、细砂等，渗透系数为 5～25.0m/d。承压水顶板埋深在 40～55m 之间，在国道 314 线以南的地段，上部潜水富水性在 20～200m^3/d, 含水层岩性为砂砾石、粗砂、中细砂，渗透系数为 10.0～25.0m/d，含水层厚度 15.0～40.0m 之间。下部承压水富水性在 200～1000m^3/d 之间， 含水层岩性为砂砾石、粗砂、中砂等，渗透系数为 20.0～25.0m/d。承压水顶板埋深在 40～55m 之间，主要接受地表水引水渠系、田间水灌溉入渗和北部地下水侧向径流补给，径流方向由西北向东南，沿途通过人工开采、侧向径流、潜水蒸发、植被蒸腾作用排泄。由于补给充分，径流条件变差，由北向南潜水水质变差。潜水溶解性总固体含量由小于 1g/L 过渡为大于 1g/L，水化学类型由 HCO_3-Ca·Mg 型变为 HCO_3·SO_4—Ca·Mg 型、SO_4·HCO_3-Ca·Mg 型、SO_4·Cl-Ca·Mg 型、Cl·SO_4-Ca·Mg 型；下部承压水主要接受北部地下水的侧向径流补给，水化学特征主要受冲积平原上部补给源地下水的水质及径流条件影响，由北向南，随着径流距离的加大，溶解性总固体含量由低逐渐变高，由小于 0.5g/L 逐渐升高至 1g/L 左右，水化学类型从 HCO_3-Ca·Mg·N 型、HCO_3·SO_4—Ca·Mg·Na 型逐渐变为 CL·SO_4-Na 型水。

4.1.5.3 动植物资源

野生动植物资源丰富。有珍稀野生动物 63 种，属国家一级保护动物的有野骆驼、雪豹、中华秋沙鸭、黑颈鹤等 13 种，属国家二级保护动物的有猞猁、马鹿、棕熊、黑熊、盘羊、荒漠猫等 50 种。禽类有 19 目、40 科、161 种，其中鸟类有 65 种 5 亚种，约占托木尔峰山区繁殖鸟类总数的 75.3%；蛇虫类有 10 目、53 科、151 种。牲畜主要有牛、马、绵羊、山羊、猪、骆驼、驴等 10 余种，被列为新疆“百万绒山羊繁育和生产基地”。

植物有高等植物 4 门、59 科、382 种；真菌有 12 目、185 种；地衣有 11 科、26 种；野生药用植物有手掌参、党参、黄芪、甘草、麻黄、独活、当归、雪莲等 200 多种；牧草有 200 多种。采得的生物化石有 5 类、49 属、125 种及亚种。

4.1.5.4 土壤、植被

（1）土壤

温宿县、阿克苏市主要有以下几种土壤：

草原土、栗钙土、棕钙土、棕漠土、砾质棕漠土、灌淤土、潮土、草甸土、盐土、水稻土、沼泽土、新积土、风沙土。其分布位置如下：山地土壤：2900～3600m 为草甸土；2600～2900m 为草原土；2200～2600m 为栗钙土；1900～2200m 为棕钙土；1900 以下为棕漠土。

山前冲洪积扇土壤：扇顶部为砾质棕漠土；扇形地上部为棕漠土、灌淤土；扇形地中部为灌淤土、潮土、草甸土、盐土。

细土平原区土壤：主要有灌淤土、潮土、水稻土、沼泽土、草甸土、盐土、新积土、风沙土。

各类土壤所占比例为：潮土 21%、灌淤土 9.4%、水稻土 1.3%、草原土、草甸土 23.3%、棕漠土 12.2%、沼泽土 1.9%、栗钙土、棕钙土 1.06%、新积土 0.06%、风沙土 2.56%、盐土 27.2%。

（2）植被

温宿县境内可耕地面积 56.15 万亩，其中水稻田 7.88 万亩、水浇地 44.97 万亩、旱地 3.30 万亩。现有天然草场 800.97 万亩，其中夏秋草场 155.62 万亩、冬春草场 294.84 万亩、四季草场 350.51 万亩，夏秋草场主要分布在海拔 2600～

3600m 的中山草原带地区、冬春草场主要分布在海拔 1300～2700m 的山前带上部及中山带下部、四季草场零星分布南部平原附近。

野生林 139.8 万亩，其中山区针叶林 26.5 万亩其中幼林 22.2 万亩、蔬林 2.7 万亩、灌木 0.86 万亩、林地 0.74 万亩。针叶林分布于托木尔峰南麓的博孜墩乡、博孜墩牧场和塔格拉克牧场，海拔 1800～3000m 的天山中段。荒漠林 400.0 万亩，分布在海拔 1100m 的降水稀少，无灌溉设施，土壤盐分较高的区段，主要有胡杨林 13.3 万亩、红柳 100 万亩、草场 286.7 万亩。

人工林 14.71 万亩，其中防护林 6.27 万亩、用材林 2.41 万亩、薪炭林 2.93 万亩、经济林 3.1 万亩。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 大气环境质量现状调查与评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

（1）数据来源

根据项目的具体位置和当地的气象、地形以及当地的实际情况，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，优先引用国家或地方生态环境主管部门公开发布的环境质量公报数据。本项目区域环境空气现状调查与评价采用阿克苏地区生态环境监测站编制的《2025 年 12 月和 1—12 月阿克苏地区环境空气质量状况》中的数据。本次环评引用监测数据符合 3 年时效性要求，可以有效反映拟建项目周围环境质量现状。

（2）评价标准

基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段浓度限值二级标准。

（3）评价方法

基本污染物按照《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）中各项的年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足 GB3095 中浓度限值要求的即为达标。

（4）空气质量达标区判定

空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1　阿克苏地区 2025 年空气质量现状评价结果一览表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率%	达标情况
SO_2	年平均	7	60	11.67	达标
NO_2	年平均	23	40	57.5	达标
CO	24小时平均第95百分位数	800	4000	20	达标
O_3	最大8小时平均第90百分位数日平均	89	160	55.63	达标
PM_{10}	年平均	244	60	406.67	超标
$PM_{2.5}$	年平均	72	30	240	超标

由上表可知：项目所在地 2025 年 SO_2、NO_2 年平均浓度、CO24 小时平均浓度、O_3 日最大 8 小时平均浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级标准要求；PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均浓度超标，其超标原因与当地气候条件干燥、自然扬尘较多有密切关系。区域为非达标区。根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。拟建工程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。

4.2.1.2 其他污染物

本次大气环境质量现状评价引用《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目环境影响报告书》中的大气现状监测数据。监测时间为 2026 年 3 月 31 日—2026 年 4 月 6 日，连续监测 7 天，监测因子及点位布设详见引用报告。本项目与产能建设项目同属柯柯牙油田同一区块，地理位置及环境敏感目标一致，引用数据可满足本项目大气评价要求。

（1）监测频次

采样频次按《环境监测技术规范》（大气部分）执行，非甲烷总烃、硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

（2）评价方法

采用单因子污染指数法进行评价，其评价模式为：

$P_i=C_i/C_{oi}$

式中：P_i—i 污染物的单项污染指数；

C_i—i 污染物的监测浓度值，mg/m^3；

C_{oi}—i 污染物的评价标准，mg/m^3。

当 $P_i>1$ 时，说明环境中 i 污染物含量超过标准值，当 $P_i<1$ 时，则说明 i 污染物符合标准。某污染物的 P_i 值越大，则污染相对越严重。

（3）监测结果与分析

其他污染物监测结果见表 4.2-2。

表 4.2-2　污染物监测结果及评价结果

排放标准（详解）》中推荐值 2.0mg/m^3 要求；硫化氢监测浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 中 10μg/m^{3}的浓度限值。

4.2.2 地下水环境质量现状调查及评价

4.2.2.1 监测点位布设

区域地下水流向西北向东南，本次地下水环境质量现状监测共设置 7 个潜水监测点位、3 个承压水监测点位、20 个水位监测点位，其中引用《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉格组石油天然气探明储量区块产能建设项目》地下水监测数据（潜水 5 个、承压水 2 个、14 个水位），引用《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红旗坡油田新近系吉迪克组石油探明储量区块产能建设项目环境影响报告书的批复》地下水监测数据（潜水 2 个，承压水 1 个，水位 6 个），覆盖本项目上、中、下游及项目区侧游，项目监测数据点位、数量、频次均符合地下水导则一级评价布点要求，各监测点名称及位置、坐标见表 4.2-3，地下水监测布点见附图 19。

表 4.2-3　地下水现状监测点的位置

4.2.2.2 监测项目及分析方法

监测项目：pH 值、色度、臭和味、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氟化物、碘化物、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类、铁、锰、铜、锌、铝、汞、砷、硒、镉、铅、钾离子、钙离子、钠离子、镁离子、碳酸根离子、碳酸氢根离子、氯化物、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、氰化物、六价铬等。

本次环评水质现状监测、采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）、《环境水质监测质量保证手册》及《水和废水监测分析方法》有关规定和要求执行。

4.2.2.3 评价标准及评价方法

评价标准：地下水水质现状评价采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中表 1III类标准进行评价。

评价方法：采用单项标准指数对监测结果进行评价。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i=C_i/C_{si}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的实际浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的评价标准，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$pH_i \leq 7.0$ 时；$P_{pH}=（7.0-pH）/（7.0-pH_{sd}）$

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数；

pH—pH 的监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

4.2.2.4 评价标准

水质现状评价选用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准。

4.2.2.5 监测及评价结果

监测点地下水水质监测结果见表 4.2-4，引用地下水水质监测结果见表 4.2-5。

表 4.2-4　地下水水质检测结果

由表 4.2-4 及 4.2-5 分析可知，监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）限值要求。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。

4.2.2.6 包气带现状调查

（1）项目区包气带特性

根据温宿县地质资料可知，项目区包气带厚度为 2.70～81.42m 不等，包气带岩性主要为中砂、砾砂等。表层中砂垂向渗透系数最小为 4.63×10^{-4}cm/s，最大为 5.56×10^{-3}cm/s，平均为 5.18×10^{-3}cm/s。包气带渗透系数相对较大，天然防渗性能弱，使该区地下较易受到污染。因此，包气带隔污能力“弱”。

（2）项目区包气带现状监测

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，为了解项目所在区域的包气带的现状情况，本次工程引用阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目包气带污染现状监测，测试分析结果如下表 4.2-4。

表 4.2-4　包气带现状检测结果

4.2.3 地表水质量现状评价

（1）评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中：$S_{i,j}$—评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$—评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si}—评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$S_{pH,j}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{sd})(pH_i\leq 7.0)$

$S_{pH,j}=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)(pH_i>7.0)$

式中：$S_{pH,j}$—i 监测点的 pH 评价指数；

pH_j—i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

（2）评价标准

柯克亚尔河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（3）地表水引用现状监测结果与评价

引用区域地表水环境水质监测结果见表 4-2-5

表 4-2-5　　区域地表水水质现状监测及评价结果一览表

由表 4-2-5 可知，监测期间柯克亚尔河监测断面除溶解氧外各监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求；溶解氧超标主要与当地光照强度有关，属于自然生态现象。

4.2.4 声环境现状调查及评价

为了解项目所在区域的声环境质量的现状情况，本次环境影响评价委托阿克苏天鸿检测境有限公司于2026年10月30日对项目区域进行了声环境质量现状监测。

4.2.4.1 监测因子及监测频率

监测因子为：LeqdB（A）。

监测频率：连续监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次。

4.2.4.2 监测点位

本项目声环境监测布点为红 29 平台北侧居民区，引用《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目》红 26 平台东北侧散户、柯 1 平台西北侧散户、柯 8 平台西北侧居民区、柯 16 平台南侧居民区、柯 17 平台西侧散户、柯 161 平台东侧居民区、采气井柯 26 平台东北侧居民区监测数值。

4.2.4.3 监测结果与评价

声环境现状监测结果及评价结果见表 4.2-6，引用监测结果及评价见表 4.2-7。

表 4.2-6　项目区声环境现状监测结果　　单位：Leq：dB（A）

表 4.2-7　引用声环境现状监测结果　　单位：Leq：dB（A）

根据现状监测结果可知，项目所在区域声环境昼、夜间监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.2.5 土壤质量现状调查及评价

4.2.5.1 土壤分布类型

项目区土壤由西向东为棕漠土、盐化草甸土、灌淤土等。土壤类型分布见附图 9。

（1）棕漠土

棕漠土，也称灰棕色荒漠土，为温带荒漠地区的土壤，是温带漠境气候条件下粗骨母质上发育的地带性土壤。有机质含量低，介于灰漠土和棕漠土之间。

其成土过程表现为石灰的表聚作用、石膏和易溶性盐的聚积、残积粘化和铁质化作用。地表为一片黑色砾漠，表层为发育良好的灰色或浅灰色多孔状结皮，厚 1～2 厘米；其下为褐棕色或浅紧实层，厚 3～15 厘米，粘化明显，多呈块状或团块状结构；再下为石膏与盐分聚积层。腐殖质累积极不明显，表层有机质含量＜0.5%，胡敏酸与富里酸比值为 2～4；表层或亚表层石灰含量达 7%～9%，向下急剧减少；石膏聚积层的石膏含量可达 20%以上，盐分含量达 1%以上，以硫酸盐为主。土壤呈碱性或强碱性反应，pH 值 8.0～9.5；交换量不超过 10 毫克当量；粘粒硅铁铝率 3-3.4，粘土矿物以水云母为主。

（2）盐化草甸土

盐化草甸土是在地势低洼、地下水位较高、草甸植被发育并伴随盐分表聚作用下形成的隐域性土壤，多分布于河流两岸、湖滨洼地、冲积平原低地及地下水浅埋区。其成土过程表现为草甸腐殖质累积、地下水毛管上升强烈、盐分组分表聚、弱潜育化共同作用。剖面层次清晰，表层为暗灰色草甸层，植物根系密集，有机质积累较明显，含量一般 1.0%～2.5%；中部为锈纹锈斑层，受地下水升降影响明显；下部可见潜育特征。土体含盐量较高，盐分以硫酸盐、氯化物为主，地表常出现盐霜或盐斑；碳酸钙含量中等，无明显石灰盘结。土壤呈碱性至强碱性反应，pH 值 8.3～9.4；交换量较低，黏土矿物以水云母为主。该类土壤水分条件好，但盐化程度较高，对植物生长具有一定抑制作用。

（3）灌淤土

灌淤土是干旱、半干旱地区在长期引水灌溉、泥沙淤积和人为耕作熟化作用下形成的人为土壤，多分布于绿洲、河谷平原及古老灌区，属于区域性耕作土壤。其成土过程以灌溉淤积、熟化培肥、碳酸钙均匀分布及弱淋溶作用为主要特征。土层深厚，剖面发育明显，自上而下可分为灌淤层、耕作层、淀积层及母质层；灌淤层厚度大，质地均一，多为壤土或砂壤土，结构性好，疏松透气。腐殖质累积明显，耕作层有机质含量一般在 0.6%～1.5%；碳酸钙在剖面中分布均匀，无明显表聚现象；全剖面盐分含量较低，无石膏富集层。土壤呈微碱性至碱性，pH 值 7.8～8.7；阳离子交换量中等，保肥供肥能力较强；粘粒硅铁铝率 3.0～3.5，粘土矿物以水云母为主。灌淤土土层深厚、肥力较高，是干旱区重要的农业生产土壤。

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测与评价

根据土壤评价等级判定结果，本项目评价等级为一级。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点原则，本次评价采用资料引用+现场补充监测相结合的方式开展土壤环境现状监测，其中引用《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目》土壤监测数据，含占地范围内 5 个柱状样点、6 个表层样点及占地范围外 6 个表层样点，本次现场补充监测占地范围内 2 个柱状样点、2 个表层样，占地范

围外 1 个表层样点，叠加后点位总数满足导则一级评价布点要求，本项目评价范围内土壤类型均为棕漠土、盐化草甸土、灌淤土。监测布点见表 4.2-8，监测数据见表 4.2-9。

表 4.2-8　监测点布设及监测因子

4.2.5.3 分析和采样方法

项目区农用地采样和分析方法按照《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，项目用地范围内和项目用地范围外的其他用地的建设用地土壤采样和分析方法按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值（基本项目及其他项目）执行。

4.2.5.4 评价标准与方法

项目区农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，项目用地范围内的建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值（基本项目及其他项目）。评价方法采用监测值与标准值直接比较的方法。

4.2.5.5 监测及评价结果

表 4.2-9　土壤检测值结果

表 4.2-10　井场外土壤监测值结果

由土壤环境现状监测结果可知，项目区外农用地土壤因子现状满足《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，其他监测点项目区内土壤因子现状均满足《土壤环

境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值，说明项目所在区域土壤环境质量现状较好。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 生态环境功能区划

项目隶属阿克苏地区阿克苏市及温宿县，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区，生态功能区划见表 4.2-11。

表 4.2-11 新疆生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给	水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

项目区属阿克苏河冲积平原绿洲区域，区域生态服务功能主要为农产品生产、荒漠化控制，此区域主要生态环境问题是土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多，区域生态生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感，区域主要生态保护目标为保护农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失，保护土壤不受污染。据此，项目应保证评价区生态服务功能不发生改变。

4.2.6.2 项目区生态环境概况

项目区区域内地形地貌、地表土壤、植被等生态要素特点见表 4.2-12。

表 4.2-12 项目区生态环境概况表

本项目位于阿克苏市及温宿县境内，根据现场调查，项目区周边 1km 范围内多为人工种植植被（主要为红枣、苹果、核桃等），属于人工生态系统，是人工建立、经营的生态系统，此类生态系统主要为果园和少量建设用地。由于依赖人的长期管理，人的作用非常突出，其主要成分是人工种养的生物，抗逆性较差，结构简单，稳定性较低，易受旱涝灾害和病虫害的影响，如果没有人的管理，生态平衡很容易遭受破坏。

本项目井场占地类型主要为果园用地（红枣、苹果、核桃等），根据现场勘查，项目井场未对四周园地土壤、植被产生影响，同时项目在用地范围内采用砂砾覆盖，减少水土流失。

4.2.6.3 土地利用现状

通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要为耕地（果园）、未利用土地，项目区土地利用见附图。

4.2.6.4 植被现状调查与评价

项目位于阿克苏市及温宿县境内，海拔 1140～1270m，项目区主要地貌类型为阿克苏河冲积平原，区内大部分地区土壤表层为棕漠土，本项目区块北部和南部主要为三维地震勘探区，三维勘探区大部分为自然生态环境。

（1）调查与评价方法

本次评价植被现状调查与评价采用实地调查与遥感影像相结合的方法。

①调查方法

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19—2022）中附录 B，本次评价采用资料收集法、现场调查法和遥感调查法相结合的方法，调查评价范围内植被生长分布状况及主要群落类型特征，包括植被高度、盖度、密度、物种数量等。

②生态制图

采用 GIS 的空间信息技术，完成数字化的植被类型图，进行生态环境质量的评价。

③调查范围

本项目生态环境影响评价工作等级为二级。以项目区井场厂界外扩 1000m，管线两侧 300m 为评价范围。

④植被现状

根据现场勘查，项目区以人工种植果树、防风林为主，自然植被较少，主要为苦豆子芦苇、芨芨草、狗尾草为主。本工程区位于中曼油田中部区块，大部分为农田（果园），主要种植红枣、苹果、核桃等经济果树（人工植被不再罗列）。区域植被类型表见表 4.2-13，区域植被类型图见附图。

表 4.2-13　评价区主要植物名录

种中文名	种拉丁名	属名	科名
苦豆子	SophoraalopecuroidesL.	槐属	豆科
芦苇	Phragmitesaustralis(Cav.)Trin.exSteud.	芦苇属	禾本科
芨芨草	Achnatherumsplendens(Trin.)Nevski.	芨芨草属	禾本科
狗尾草	Setariaviridis(L.)Beauv.	狗尾草属	禾本科

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021 年 9 月 7 日国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 15 号）；国务院 2021 年 8 月 7 日批准）以及《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月 9 日，新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅）可知，本项目区无重点保护植物。

4.2.6.5 野生动物现状评价

（1）调查方法

本次调查采用查阅文献、访谈咨询和现场调查相结合的方式。

文献资料收集：查阅之前有关动物考察的资料，收集当地及其邻近地区的相关文献，初步拟出该地区的动物名录。

访问调查：走访当地相关部门的工作人员、熟悉野生动物的村民和护林员，请他们介绍在当地见到过的动物，并描述其主要特征，以了解当地动物的种类、数量和分布。

（2）动物区系

项目位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原和阿克苏河绿洲平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区内因人为活动较为频繁，植被大多

被人工植被占，动物种类贫乏，主要是适应于荒漠和草原种类，以啮齿类和有蹄类最为繁盛。调查发现区域内包括沙蜥、野兔等动物，并未发现大型哺乳类动物及国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。主要动物名录见表 4.2-14。

表 4.2-14　项目区主要动物种类及分布

序号	纲名	物种名称	学名	科名
1	爬行纲 REPTILIA	南疆沙蜥	Phrynocephalus forsythii	鬣蜥科 Physignathus
2	鸟纲Aves	小嘴乌鸦	Corvus corone	鸦科 Corvidae
3	鸟纲Aves	家麻雀	Passer domesticus	文鸟科 Ploceidae
4	兔形目 Lagomorgha	草兔	Lepus capensis	兔科Rabiidae
5	啮齿目Rodentia	小家鼠	Mus musculus L.	鼠科Muridae

4.2.6.6 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《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。

项目所在区域阿克苏市及温宿县属于塔里木河流域重点治理区。

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

项目水土流失现状：根据项目区实地情况调查，对项目区地形地貌特征，土壤质地和植被覆盖情况进行综合分析，本工程土壤侵蚀的主要类型为风力侵蚀。本项目已建井场地面均采用砂石覆盖，严格控制占地范围，可大大降低水土流失。

水土流失预防措施为：塔里木盆地北部农田防护水源涵养区塔里木河干流段外围注重保护现有植被。加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.2.6.7 土地沙化现状

根据新水水保〔2019〕4 号文，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；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、天山北坡诸小河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据中华人民共和国水利部办公厅关于《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）和《新疆维吾尔自治区水利厅关于印发〈新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知〉》（新水〔2019〕4 号），项目区属于 II3 自治区级塔里木河流域重点治理区。根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目区属于以风力侵蚀为主的“三北”戈壁沙漠及沙地风沙区，容许土壤流失量 1000t/km^2·a。

根据《2024 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，温宿县、阿克苏市水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 76.11%，主要侵蚀土地利用类型为草地、裸地。

4.2.6.8 防沙治沙措施

本项目地处塔里木河流域沙化重点治理区，区域气候干旱、风大沙多、土壤风蚀敏感性高，生态环境脆弱。为严格落实《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）、《环境影响评价技术导则 生态影响》等相关管控要求，坚持预防为主、防治结合、综合治理的原则，从源头规避沙区生态破坏风险，杜绝工程建设加剧区域土地沙化、土壤风蚀，本次结合项目井场建设、管线开挖、施工运输全过程，制定完善、可行、有效的防沙治沙专项保护方案，具体如下：

（1）法律法规、技术规范

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

③《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）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

⑤《环境影响评价技术导则 生态影响》

（2）制定方案的原则与目标

①制定原则

本项目防沙治沙方案严格遵循合规性与实操性统一原则，具体包括：科学性、前瞻性与可行性相结合；定性目标与定量指标相结合；注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；节约用水和合理用水相结合；坚持因地制宜、分区管控、低扰动开发原则，全面适配沙区脆弱生态环境特征。

②治理目标

通过落实全过程防沙治沙及生态修复措施，最大限度降低工程施工对区域地表结构、原生植被的扰动，维持区域现有植被覆盖度，有效遏制局部沙化土地扩展趋势，抑制土壤风蚀，就地起沙问题，保障区域沙化生态总体稳定，实现工程建设与沙区生态保护协调发展，持续维护区域生态环境功能稳定。

（3）全过程防沙治沙专项措施

本项目严格落实沙区项目源头管控要求，项目不涉及沙化土地封禁保护区、生态保护红线、永久基本农田等敏感区域，通过优化管线路由，依托红旗坡油田管道主干线优化本项目管线至 86km，大幅缩减扰动范围，整体建设规模与区域生态承载力相匹配，不会对沙区生态造成重大、不可逆不利影响。针对工程建设全过程，落实工程固沙、扰动管控、植被保护、生态修复一体化防沙治沙措施。

①井场防沙固沙措施

项目井场选址充分结合周边植被分布及地形现状，在满足生产工艺、安全

设计要求的前提下合理微调站位布局，最大限度缩减占地面积，避让原生植被集中分布区域，减少地表扰动。井场平整完成后全面实施砾石压盖固沙措施，硬化及压实裸露地表，防止场地地表松散土体受风蚀起沙；对井口、套管基础周边重点加固防护，规避风蚀掏蚀造成基础破损，从源头降低井场区域风沙侵蚀、土地沙化风险。

②管线施工防沙治沙措施

严格管控管线施工作业带宽度，严禁超范围开挖、超占扰动、碾压周边原生荒漠植被，优先避让原生植被完好区域，最大限度保留地表天然结皮与固沙结构。管沟施工采用分段开挖、分段回填、分段平整、分段恢复的精细化施工模式，大幅缩短地表裸露时长，减少风蚀起沙源。施工结束后第一时间对管沟作业带、临时施工区域开展土地平整、覆土压实工作；针对沙质地段、风蚀敏感地段，配套采取砾石压盖、草方格沙障辅助固沙措施，强化区域固沙防风效果，有效抑制管线沿线土壤风蚀与二次沙化。

③施工机械及运输扰动管控措施

施工期严格划定固定施工活动范围、机械行驶路线及运输通道，所有施工机械、重型设备、运输车辆仅限指定道路、指定区域作业通行，严禁随意绕行、穿插碾压地表。安排专人现场管控巡查，杜绝无序施工破坏土壤结构和原生植被，有效规避人为扰动加剧区域土地荒漠化问题，实现沙区施工“定点、定线、定范围”规范化管控。

④施工期临时防护措施

施工期间对临时堆土、裸露作业面、临时堆料区全部采用防尘网全覆盖遮盖，设置临时挡沙、防风设施，有效抵御风力侵蚀，减少就地起沙；严控施工扰动强度，杜绝大面积地表长期裸露，最大程度保护沙区原生生态结构。

（4）措施实施计划与完成期限

本项目所有防沙治沙工程措施、生态修复措施、临时防护措施均与主体工程同步施工、同步落实、同步验收，所有防沙治沙及生态恢复工作必须在井场、管线工程建成投入运行前全部完成，严格执行“治沙到位、再投运”的管控要求，严禁防沙治沙措施未落实、生态修复未完成即投入生产运行。

（5）方案实施保障措施

①组织领导保障

防沙治沙是沙区项目生态安全管控的核心内容，本项目明确阿克苏中曼油气勘探开发有限公司为防沙治沙工作第一责任人，各施工单位为措施落实主体责任人。建设单位全程对施工防沙治沙工作统筹管控，细化施工目标、管控标准及岗位职责，将防沙治沙要求贯穿施工全流程，确保各项措施落地见效。

②技术保障措施

主动对接林业及生态主管部门，组织开展防沙治沙专项技术培训，提升施工及管理人员沙区生态保护、防沙治沙施工规范操作能力。施工全过程强化节水管控，提升施工用水重复利用率，适配沙区缺水生态特征。本项目防沙治沙专项投资已纳入项目环保投资，资金由建设单位足额筹措、专款专用，保障防沙治沙工程质量与实施效果。

（6）施工期环境监理管控

项目委托专职生态环境监理人员开展全过程生态监理工作,采用现场巡检、旁站核查的方式，重点监督野生动植物保护、施工范围管控、物料堆放规范、防沙治沙措施落实、植被保护与生态修复等核心内容。将生态防沙监理要求纳入项目施工招标及合同管理，压实施工单位生态保护主体责任，全程保障防沙治沙措施规范、有效落实。

（7）其他生态恢复及长效管控措施

施工结束后及时对全部施工场地、临时占地、作业便道开展平整复原工作，为区域原生荒漠植被自然恢复创造条件；严格按照主管部门要求落实植被损毁生态保护补偿制度，足额落实生态补偿。运营期建立常态化风沙巡检、风蚀隐患排查制度，定期清理场地积沙、检查防护固沙设施完好性，持续巩固防沙治沙成效，实现沙区生态长期稳定。

综上，本项目严格依据《环境影响评价技术导则 生态影响》及沙区环评管控政策要求，全面开展项目环境可行性论证，针对性制定系统化、全流程防沙治沙措施。项目选址合规、不涉及沙化封禁保护区，建设规模与区域生态承载力匹配，不会造成沙区重大不可逆生态影响。本次采取的工程固沙、施工管

控、植被保护、生态修复、长效监理等防沙治沙措施技术成熟、经济可行、防控有效，可有效抑制工程扰动引发的土壤风蚀、土地沙化问题，从源头预防沙区生态破坏，满足沙区建设项目防沙治沙环保管控要求。

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井工程、配套地面工程建设等，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，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声、施工土方和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外,为了施工方便还将有一部分临时占地，新建采油平台呈点状分布在开发区块内，而内部现有道路将各采油平台、联合站等连接起来呈带状分布。

5.1.1 施工废气影响分析

施工期废气污染源主要包括钻井作业废气（柴油发电机废气）、运输车辆废气和施工扬尘。

（1）钻井工程废气

红旗坡油田各采油平台电源就近接入附近的线路，本项目钻井期间用电由国家电网提供，柴油发电机只做备用。柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，项目使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的，对周边环境影响较小，影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且绝大多数油井所在地有利于烟气的扩散，因此，柴油发电机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

（2）施工扬尘

本项目施工扬尘主要是井场的场地平整、平台设备运输和安装，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，物料的堆放均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：

①导致环境空气中的 TSP 浓度升高；

②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产；

③影响施工沿线附近村民的身体健康。

根据类比调查，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 1.0mg/m^3）。柯柯牙油田地表分布有耕地、园地、村庄，项目施工扬尘，将会对居民及农作物产生不利影响。

为减轻项目施工扬尘对周边环境的影响，环评要求项目施工期间，对进场道路进行泥结砂石硬化，运输道路及作业区采取洒水抑尘措施，频次不少于 2 次/d。

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量影响不大。随着施工期的结束，影响将会消失。在施工过程中，施工单位应严格采取本次环评提出的防治措施，将施工期产生的扬尘对周围环境的影响降至最低，不会对项目区内居民造成影响。

（3）运输车辆废气

本项目施工期建筑材料及设备的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源较小，故施工期车辆燃烧尾气对大气环境影响不大。况且该污染属于局部的、短暂的，施工期完成后就会消失，因此，对大气环境的影响也是有限的。

（4）测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO_2、NOx 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

（5）储层改造废气

依据柯柯牙油田原油物性，项目属普通稠油井，暂不涉及储层改造。后期储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为HCl等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

5.1.2 施工噪声影响分析

施工期的噪声源主要是钻机、泥浆泵、发电机、挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、吊管机、发电机组等发出的噪声，噪声源强在80~110dB（A），对环境影响较大。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。主要有：在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约10dB（A）左右。

由于油区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大设备进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

$$L_p = L_0 - 20\lg\left(r/r_0\right)$$

式中：L_P—距声源r处的声压级；L_0—距声源r_0处的声压级。主要施工机械噪声随距离衰减情况见表5.1-2。

表5.1-2　施工机械噪声源强统计表　单位：dB（A）

施工工序	源强	10m	20m	30m	50m	100m	200m
场地清理	84	64	58	54	50	44	38
挖土方	89	69	63	59	55	49	43
地基施工	88	68	62	58	54	48	42
安装	84	64	58	54	50	44	38
运输工程	90	70	64	60	56	50	44

按《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）的规定，昼间噪声限值为70dB（A）B，夜间限值为55dB（A）。根据表5.1-2的噪声预测结果表明：昼间施工机械噪声在距施工场地20m以外可基本达到标准限值；夜间在100m以

外可基本达到标准限值。

钻井工程高噪声设备主要在井场平台施工中使用，本项目新增采油井口周围最近敏感点距离约 300m，本项目施工时间较短，所以施工噪声对周围环境影响不大。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

项目施工期固体废弃物主要是废钻井泥浆、钻井岩屑、废含油废物（包括油泥及废防渗膜等）、沾染的烧碱废包装袋、废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋及钻井队产生的生活垃圾。

本项目施工土方主要为池体开挖，土方施工量较少，均用于井场回填平整；废弃泥浆与岩屑一并拉运至“三废”处理站处置。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废贮存点，统一收集至红 6 危暂存库，定期交由有资质的单位进行处置；沾染的烧碱废包袋暂存于平台设置的带盖 PE 桶内，统一收集至红 6 井危废物暂存库分区存放，定期交由有资质的单位拉运处置。废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋外售进行综合利用。生活垃圾拉运至温宿县生活垃圾填埋场（或就近生活垃圾填埋场）处置。

5.1.4 施工期废水影响分析

钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流，或因雨水的冲刷而随地表径流漫流，依据项目工程分析，钻井过程中产生的废水、固体废物均得到妥善收集和处置，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体影响地表水水质的可能。钻井过程对区域地表水的影响主要来自非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有原油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，雨季随地表径流漫流，则会间接地影响到地表水。根据柯柯牙油田单井试采测压资料，吉迪克组油藏的压力系数为 0.96~1.05，为正常压力系统，需要人工注水补充地层能量，井喷的可能性微乎其微，是可以得到防范的。钻井队生活污水由各施工场地配置移动厕所收集，由吸污车定期清运至就近污水处理厂处理。钻井废水与钻井泥浆岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。废水不会对区域地下水环境造成影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

根据油田开采特点，生态环境的影响以施工期为主。施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，项目施工期环境影响是可以接受的。

5.1.5.1 土地利用影响分析

本项目新增 24 口开发井，其中 15 口井布置于 2 座新建采油平台，涉及新增永久占地；剩余 9 口井依托既有老井场平台布设，不新增平台永久占地。项目新增永久占地以耕地为主，平台建设将改变原有土地利用功能，土地利用类型由耕地永久性转为工程建设用地，改变土地原有自然结构与生态功能。项目占地分散分布于柯柯牙区块内，单座新建采油平台占地面积较小；井场建设同步实施场地平整、覆土、地面硬化，地表压实后铺设砾石、碎石，降低区域风蚀风险。综合来看，项目新增永久占地对区域现状土地利用格局影响有限。从区域宏观层面分析，施工活动与工程占地在油区内呈点、线状分散布局，项目临时占地规模较小，不会引起区域土地利用结构的明显变化。管线工程施工完成后，及时对管线敷设临时占地开展土地整治与生态恢复，管线临时占地对土地利用造成的影响可逐步消除。

5.1.52 植被影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在管线开挖施工对地表植被的扰动和破坏（特别是农业生产）。在施工过程中，作业区将清表，植被将全部被破坏（本项目植被均外售移栽）。

本项目对植被影响主要为对人工栽培植被的影响：人工栽培植被主要为苹果、核桃、红枣，均为一般农田，主要为后期自垦。项目施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，新增植被损失主要来自占地影响，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.5.3 动物影响分析

本项目对野生动物的生存环境及种群数量都有一定的影响。直接影响是建设项目占地，人类活动增加，使野生动物生存环境被破坏或改变，间接影响主

要表现为由于植被减少或污染破坏，占用或污染水源而引起食物减少。施工机械的轰鸣声也对野生动物产生干扰。经实地考察，项目区为农业绿洲区，动物为伴人性的动物，群体数量较小，因此，项目对野生动物的影响不大。

5.1.5.4 对土壤的影响分析

本项目施工过程中最直接的环境影响是井场占地对农田土壤环境的影响，占地主要土壤类型为棕漠土。

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15～25cm，是农作物根系生长和发达的层次。总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，项目的实施不会对区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，项目闭井后对项目区植被恢复，使项目施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将项目对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.5 水土流失的影响分析

（1）水土流失影响分析

本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。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，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破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目区虽植被覆盖度高，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路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。

5.1.5.6 施工期防沙治沙分析

项目实施过程中对周边沙化土地的影响

（1）占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

柯柯牙油田位于农田绿洲区，联合站位于防沙治沙区，项目总占地27.87hm^2，大部分为园地，其中裸地占比很小，无戈壁、沙地等沙化土地。周边土地沙化较轻。

（2）弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目管线开挖平整时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填铺垫井场，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，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、废渣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）

本项目占地主要为园地、耕地，占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整等，地面工程、建筑物建设、设备安装等。池体开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

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。

5.1.5.7 生态影响评价自查表

表 5.1-3　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；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、植被覆盖度、生物量损失、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：（0.2171）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□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（　　）”为内容填写项。		

5.2 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

（1）近 20 年的气象统计资料

阿克苏地处南疆中部，全地区北高南低，北部多山峰，南部是塔克拉玛干沙漠，中部为山麓砾质扇形地冲积平原区、戈壁、绿洲相间。阿克苏地区属暖温带大陆性气候，气候干燥，降雨量少，日照长，年日照时数为 2831 小时，太阳总辐射量为 5340～6220MJ/m^2，是全国太阳辐射量较多的地区之一，光热资源十分丰富，昼夜温差大，无霜期长，具有冬季干冷和夏季干热的气候特点。

春季：通常在 2 月中下旬持续到 5 月中下旬。升温迅速而不稳，天气多变，

平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，春季多风。

夏季：5 月下旬到 9 月上中旬。炎热干燥，空气湿度很小，无闷热感。降水较集中，多阵性风雨天气。

秋季：9 月上中旬到 11 月中下旬。秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。

冬季：11 月下旬到翌年 2 月中下旬。寒冷漫长，有些年份有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

以下为阿克苏气象站近 30 年主要气象参数：

年平均风速：1.6m/s

最大风速：18.5m/s，出现于 2009 年 4 月 16 日

年主导风向：北风（N）

年平均气温：10.9℃

极端最高温：39.6℃出现两次，分别是 1997 年 7 月 20 日、2000 年 7 月 12 日

极端最低温：-23.2℃，出现于 1984 年 12 月 25 日

年平均相对湿度：57%

平均降水量：83.9mm

日最大降水量：31.8mm，出现于 2013 年 6 月 17 日

年最大降水量：186.2mm，出现于 1996 年

最长降水连续日数：9 天，出现于 2013 年

平均年蒸发量：1736mm/年

最大蒸发量：2217.2mm 出现于 1985 年

日照时数：2831 小时

年平均气压：891.3hPa

（2）评价基准年污染气象

根据《环境空气影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的一级评价要求，本次评价气象资料采用阿克苏气象站 2025 年连续一年的逐日、逐次的常规气象观测资料。阿克苏气象站位于阿克苏市，距离本项目小于 50km。本评

价收集的气象资料满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对气象观测资料的要求。基准年观测气象数据及模拟气象数据见下表。

5.2-1 地面气象数据

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标	数据年份	气象要素
阿克苏气象站	51628	基本站	E:80.38 N:41.12	2025	风向、风速、总云、干球温度

5.2-2 高空气象数据

站点编号	模拟点坐标/m		数据年份	模拟气象要素
	经度	纬度		
51628	80.38	41.12	2025	不同离地高度的气压、温度、风速、风向等

统计情况如下：

①风向、风频

项目所在区全年盛行北（N）风、东北偏北（NNE），出现频率分别为16.97%和11.67%，其次是东北（NE）和西北偏北（NNW）风出现频率均为9.62%和8.88%。该区静风频率全年为0.11%，主要为秋、冬季静风频率在0.14%到0.32%之间。年、季、月风频变化情况见下表和图5.2-1

表5.2-3　阿克苏2025年风频的月、季、年变化统计一览表

风频（%）	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	13.04	10.62	12.23	9.01	7.12	4.57	3.76	4.7	6.59	5.11	4.3	2.15	3.49	3.36	3.9	6.05	0
2月	17.41	13.1	11.01	8.48	7.74	3.42	4.02	5.06	9.67	4.91	3.87	1.19	1.79	1.19	2.23	4.76	0.15
3月	13.98	9.14	9.41	10.35	13.84	6.85	4.7	4.84	6.32	4.57	3.63	2.96	1.88	0.67	1.34	5.51	0
4月	13.61	7.5	9.44	8.33	15.28	5.42	4.03	3.75	4.86	2.78	4.17	2.64	3.33	3.61	3.33	7.92	0
5月	11.83	8.33	7.93	9.01	11.16	3.76	2.69	2.42	5.11	4.3	2.96	1.34	3.76	4.97	7.93	12.5	0
6月	17.36	9.17	8.19	7.36	8.89	4.03	3.47	2.78	3.89	1.53	3.61	2.64	1.81	4.44	8.47	12.36	0
7月	15.05	9.14	7.26	6.59	5.91	6.45	3.09	1.21	5.51	4.57	4.97	3.49	3.09	4.84	8.87	9.95	0
8月	16.53	11.16	9.68	6.72	9.54	9.14	3.49	1.21	3.23	2.28	2.42	2.02	3.76	2.96	6.32	9.54	0
9月	19.72	17.64	10.69	7.5	9.58	7.36	6.94	1.81	3.19	2.5	1.67	0.28	1.39	0.42	1.81	7.36	0.14
10月	26.75	16.94	11.69	4.7	8.47	4.57	3.36	2.02	2.96	3.09	1.61	1.75	1.75	1.61	1.48	7.12	0.13
11月	21.11	12.78	10.14	4.17	3.61	2.5	2.78	2.08	5	5	2.78	4.17	3.06	2.64	3.06	15	0.14
12月	17.47	14.65	7.93	6.72	6.72	4.03	2.15	2.82	4.97	5.11	3.76	3.9	4.7	3.09	2.82	8.33	0.81
全年	16.97	11.67	9.62	7.41	9	5.19	3.7	2.88	5.08	3.81	3.31	2.39	2.83	2.83	4.32	8.88	0.11
春季	13.13	8.33	8.92	9.24	13.41	5.34	3.8	3.67	5.43	3.89	3.58	2.31	2.99	3.08	4.21	8.65	0
夏季	16.3	9.83	8.38	6.88	8.11	6.57	3.35	1.72	4.21	2.81	3.67	2.72	2.9	4.08	7.88	10.6	0
秋季	22.57	15.8	10.85	5.45	7.23	4.81	4.35	1.97	3.71	3.53	2.01	2.06	2.06	1.56	2.11	9.8	0.14
冬季	15.93	12.78	10.37	8.06	7.18	4.03	3.29	4.17	6.99	5.05	3.98	2.45	3.38	2.59	3.01	6.44	0.32

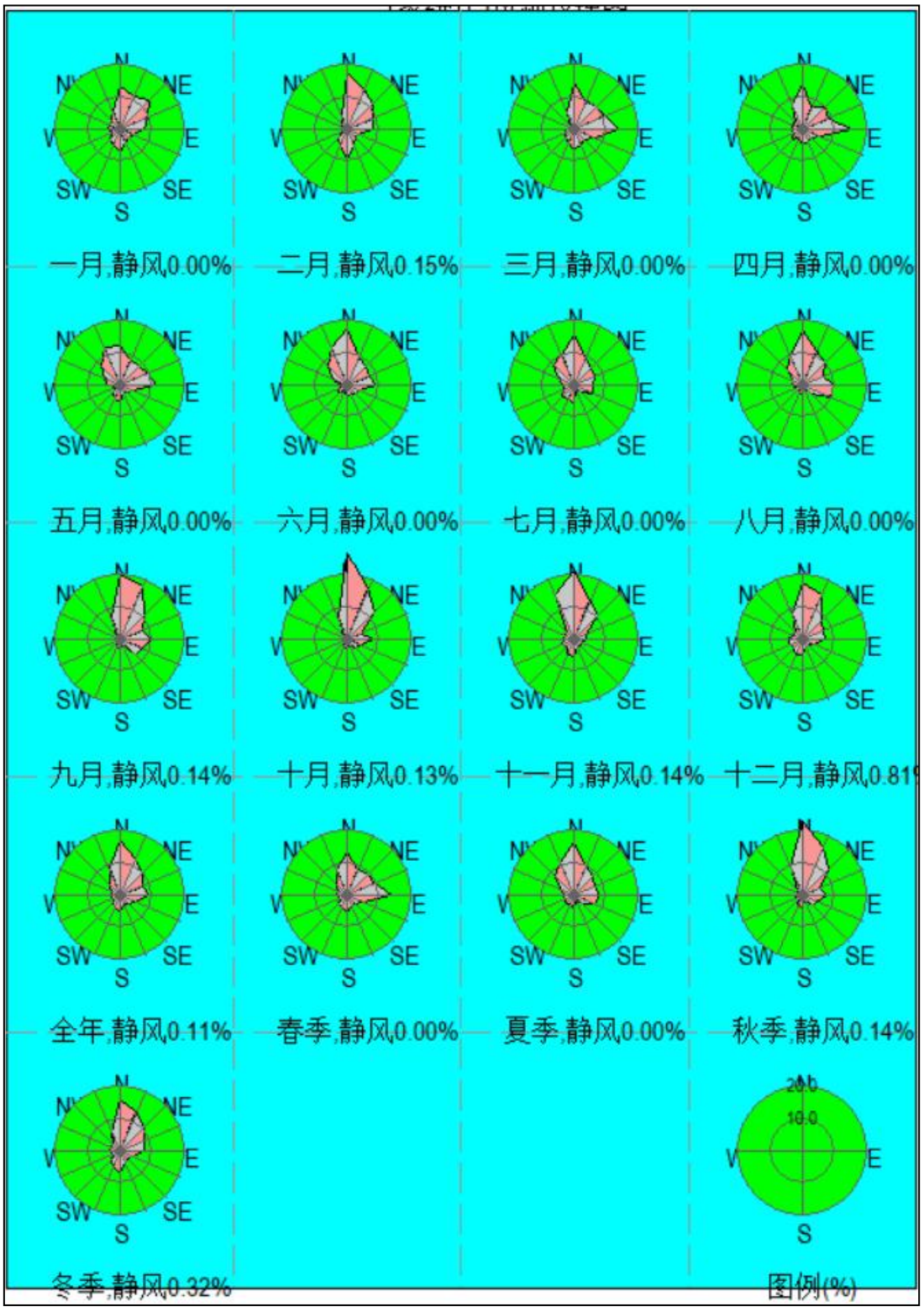


图 5.2-1　2025 年阿克苏风频玫瑰图

②风速

评价区域地面风速从年变化情况看：平均风速为 1.9m/s，春、夏季风速较大，均为 2.23m/s，冬季风速最小为 1.38m/s。年、月、季各风向平均风速见表 5.2-4，风速月变化曲线见图 5.2-2。

表 5.2-4　阿克苏 2025 年年均风速的月变化一览表　　单位 m/s

时间	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
1 月	1.28	1.39	1.40	1.13	1.22	1.39	1.37	1.52	1.65	1.42	1.29	1.02	1.10	0.93	1.04	1.19	1.30
2 月	1.56	1.55	1.60	1.35	1.52	1.27	1.66	1.69	2.11	2.14	1.56	1.44	1.26	0.88	1.23	1.39	1.59
3 月	1.66	1.55	1.58	1.65	2.30	2.19	2.18	2.35	2.36	2.23	2.22	1.84	1.86	1.30	1.56	1.60	1.92
4 月	1.76	1.56	1.67	1.92	2.73	2.18	2.57	2.50	2.73	3.25	2.80	2.26	2.68	2.80	2.38	1.92	2.23
5 月	2.02	1.66	2.03	2.14	2.71	2.66	1.99	2.76	3.72	3.67	2.95	2.33	3.88	3.18	2.64	2.60	2.56
6 月	1.94	1.91	1.99	2.10	2.28	2.48	2.81	2.80	3.22	2.75	2.77	1.88	1.98	2.68	3.13	2.59	2.36
7 月	1.84	1.95	1.60	1.71	2.27	2.44	2.42	2.28	3.14	3.58	2.72	1.95	2.08	2.43	2.87	2.44	2.30
8 月	1.91	1.69	1.80	1.56	2.06	2.24	2.54	2.31	2.68	2.69	2.15	1.72	1.70	2.35	2.09	2.53	2.04
9 月	1.69	1.62	1.54	1.61	1.91	2.40	2.43	2.68	2.80	2.15	2.12	1.05	1.69	2.47	2.74	1.78	1.88
10 月	1.64	1.65	1.59	1.52	2.19	1.81	1.88	2.43	2.44	1.84	1.79	1.50	1.32	3.28	1.80	1.91	1.78
11 月	1.42	1.53	1.52	1.24	1.33	1.30	1.19	1.57	1.75	1.91	1.61	1.37	1.55	1.78	1.40	1.73	1.53
12 月	1.25	1.28	1.18	1.12	1.23	1.47	1.15	1.43	1.53	1.58	1.35	1.26	1.03	1.15	1.11	1.51	1.28
全年	1.65	1.60	1.61	1.61	2.11	2.08	2.09	2.12	2.44	2.37	2.13	1.66	1.89	2.25	2.29	2.03	1.90
春季	1.80	1.59	1.75	1.89	2.58	2.30	2.27	2.49	2.90	3.00	2.64	2.09	3.01	2.90	2.46	2.18	2.23
夏季	1.90	1.84	1.80	1.79	2.19	2.35	2.59	2.56	3.05	3.19	2.61	1.87	1.90	2.50	2.75	2.52	2.23
秋季	1.58	1.61	1.55	1.49	1.92	2.02	2.03	2.21	2.23	1.95	1.80	1.40	1.51	2.37	1.87	1.79	1.73
冬季	1.36	1.40	1.41	1.20	1.32	1.39	1.43	1.56	1.82	1.69	1.39	1.21	1.09	1.01	1.11	1.38	1.38

表 5.2-5　阿克苏 2025 年季度小时平均风速的日变化

小时（h） 风速（m/s）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.65	1.93	1.78	1.85	1.75	1.82	1.86	1.91	2	2.18	2.42	2.33

夏季	1.84	1.97	1.73	1.83	1.87	1.87	1.81	1.76	1.82	2.14	2.44	2.51
秋季	1.57	1.53	1.55	1.57	1.6	1.66	1.56	1.57	1.6	1.67	1.97	1.91
冬季	1.34	1.37	1.25	1.33	1.21	1.32	1.41	1.24	1.26	1.31	1.37	1.42
小时（h） 风速（m/s）	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.47	2.73	2.89	3.19	3.14	2.94	2.84	2.78	1.96	1.74	1.74	1.72
夏季	2.59	2.7	3.12	3.18	3.18	3.03	2.87	2.42	2.01	1.67	1.57	1.66
秋季	1.87	2	2.16	2.19	2.41	2.23	1.9	1.22	1.13	1.36	1.58	1.71
冬季	1.35	1.33	1.6	1.71	1.85	1.92	1.78	1.38	1.17	1.04	1.1	1.17

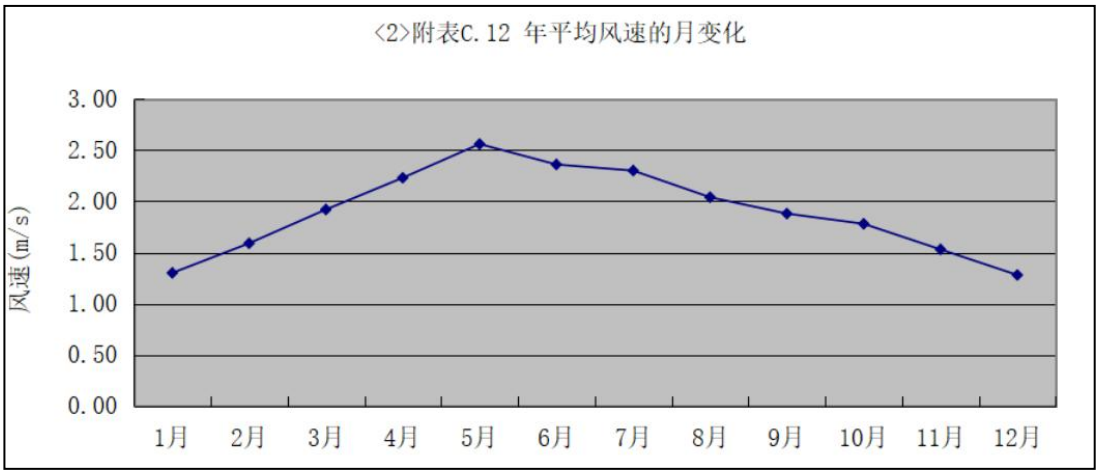


图 5.2-2　年平均风速的月变化曲线图

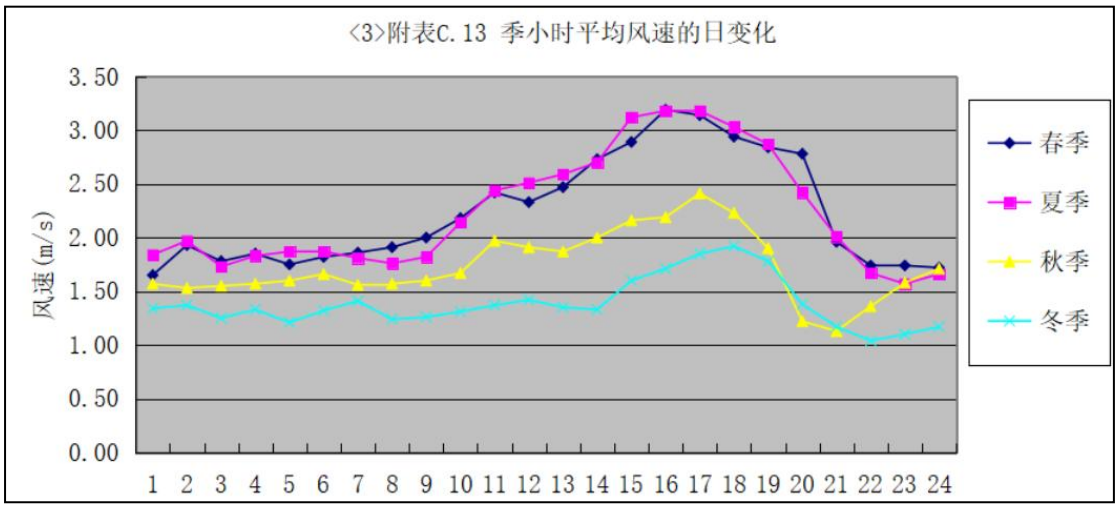


图 5.2-3　季小时平均风速的日变化曲线图

③温度

阿克苏 2025 年平均温度月变化见表 5.2-6，变化曲线见下图。

表 5.2-6　温度月变化一览表　　单位：℃

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
温度	-7.03	-1.22	7.6	17.68	24.25	27.16	26.44	23.9	20.34	12.72	2.84	-2.77

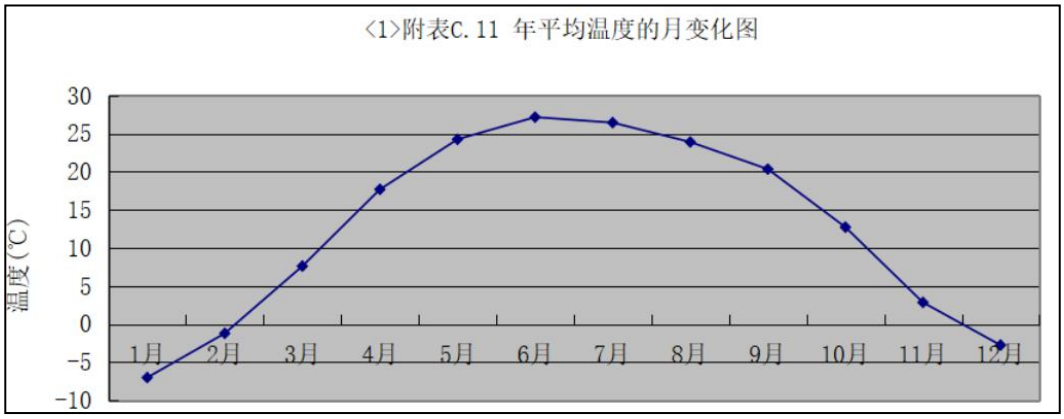


图 5.2-4　年平均温度的月变化图

④稳定度

阿克苏 2025 年月、季、年稳定度见表 5.2-7。

表 5.2-7　阿克苏 2025 年月、季、年稳定度一览表　　单位：%

时间	A	B	B-C	C	C-D	D	D-E	E	F
1月	0.00	11.16	0.00	2.82	0.00	35.89	0.00	7.39	42.74
2月	0.00	16.07	0.45	7.29	0.00	32.89	0.00	6.70	36.61
3月	0.00	11.29	3.49	7.12	0.13	37.77	0.00	7.12	33.06
4月	0.00	15.14	5.69	5.42	0.28	43.75	0.00	5.56	24.17
5月	0.67	14.38	6.72	5.78	1.48	44.09	0.00	4.70	22.18
6月	1.11	20.69	3.61	6.25	0.14	39.72	0.00	6.53	21.94
7月	0.40	11.56	4.84	5.11	0.13	51.75	0.00	4.44	21.77
8月	0.00	20.83	3.76	4.97	0.13	30.78	0.00	7.66	31.85
9月	0.00	17.78	3.47	5.97	0.14	23.75	0.00	6.94	41.94
10月	0.00	15.46	1.88	7.53	0.00	18.68	0.00	8.20	48.25
11月	0.00	16.25	0.00	7.78	0.00	15.14	0.00	12.22	48.61
12月	0.00	6.99	0.00	2.82	0.00	48.12	0.00	4.57	37.50
全年	0.18	14.76	2.84	5.72	0.21	35.26	0.00	6.83	34.20
春季	0.23	13.59	5.30	6.11	0.63	41.85	0.00	5.80	26.49
夏季	0.50	17.66	4.08	5.43	0.14	40.76	0.00	6.20	25.23
秋季	0.00	16.48	1.79	7.10	0.05	19.18	0.00	9.11	46.29
冬季	0.00	11.25	0.14	4.21	0.00	39.17	0.00	6.20	39.03

⑤污染系数

阿克苏 2025 年污染系数变化见表 5.2-8

表 5.2-8　阿克苏 2025 年污染系数变化一览表

时间	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
1月	10.19	7.64	8.74	7.97	5.84	3.29	2.74	3.09	3.99	3.60	3.33	2.11	3.17	3.61	3.75	5.08	4.88
2月	11.16	8.45	6.88	6.28	5.09	2.69	2.42	2.99	4.58	2.29	2.48	0.83	1.42	1.35	1.81	3.42	4.01
3月	8.42	5.90	5.96	6.27	6.02	3.13	2.16	2.06	2.68	2.05	1.64	1.61	1.01	0.52	0.86	3.44	3.36
4月	7.73	4.81	5.65	4.34	5.60	2.49	1.57	1.50	1.78	0.86	1.49	1.17	1.24	1.29	1.40	4.13	2.94
5月	5.86	5.02	3.91	4.21	4.12	1.41	1.35	0.88	1.37	1.17	1.00	0.58	0.97	1.56	3.00	4.81	2.58
6月	8.95	4.80	4.12	3.50	3.90	1.63	1.23	0.99	1.21	0.56	1.30	1.40	0.91	1.66	2.71	4.77	2.73
7月	8.18	4.69	4.54	3.85	2.60	2.64	1.28	0.53	1.75	1.28	1.83	1.79	1.49	1.99	3.09	4.08	2.85
8月	8.65	6.60	5.38	4.31	4.63	4.08	1.37	0.52	1.21	0.85	1.13	1.17	2.21	1.26	3.02	3.77	3.14
9月	11.67	10.89	6.94	4.66	5.02	3.07	2.86	0.68	1.14	1.16	0.79	0.27	0.82	0.17	0.66	4.13	3.43
10月	16.31	10.27	7.35	3.09	3.87	2.52	1.79	0.83	1.21	1.68	0.90	1.17	1.33	0.49	0.82	3.73	3.59
11月	14.87	8.35	6.67	3.36	2.71	1.92	2.34	1.32	2.86	2.62	1.73	3.04	1.97	1.48	2.19	8.67	4.13
12月	13.98	11.45	6.72	6.00	5.46	2.74	1.87	1.97	3.25	3.23	2.79	3.10	4.56	2.69	2.54	5.52	4.87
全年	10.28	7.29	5.98	4.60	4.27	2.50	1.77	1.36	2.08	1.61	1.55	1.44	1.50	1.26	1.89	4.37	3.36
春季	7.29	5.24	5.10	4.89	5.20	2.32	1.67	1.47	1.87	1.30	1.36	1.11	0.99	1.06	1.71	3.97	2.91
夏季	8.58	5.34	4.66	3.84	3.70	2.80	1.29	0.67	1.38	0.88	1.41	1.45	1.53	1.63	2.87	4.21	2.89
秋季	14.28	9.81	7.00	3.66	3.77	2.38	2.14	0.89	1.66	1.81	1.12	1.47	1.36	0.66	1.13	5.47	3.66
冬季	11.71	9.13	7.35	6.72	5.44	2.90	2.30	2.67	3.84	2.99	2.86	2.02	3.10	2.56	2.71	4.67	4.56

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（选城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.7
最低环境温度/℃		-27.6
土地利用类型		农田
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是 否
	地形数据分辨率/m	90m
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 5.2-10。

表 5.2-10 典型井场主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

表 5.2-11 典型井场主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

表 5.2-12　Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

5.2.1.3 废气源对四周厂界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对站场四周无组织贡献浓度情况如下表 5.2-13。

表 5.2-13　典型井场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：mg/m³

由表 5.2-13 预测结果可知，本项目实施后，各采油平台无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

5.2.1.4 大气环境防护距离

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

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

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

井口压力异常、设备管线故障检修、前期罐车拉运装卸等工况产生的非正常放空及无组织逸散排放情况。本次评价将井口超压临时泄放、前期罐车装卸逸散作为非正常排放考虑，非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-14。

表 5.2-14　非正常工况下污染物排放一览表

5.2.1.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-15。

表 5.2-15　**非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表**　单位：μg/m³

由表 5.2-15 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 773.59μg/m³，占标率为 36.68%，$D_{10\%}$对应距离为 77m。

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

5.2.1.6 污染物排放量核算

（1）有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-16。

表 5.2-16　大气污染物有组织排放量核算表

（2）无组织排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.2-17。

表 5.2-17　大气污染物无组织排放量核算表

5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、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

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-18。

表 5.2-18 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+NOx排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a☑			
	评价因子	基本污染物 （$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$□			
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录D☑	其他标准 □		
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2024）年							
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据□		现状补充监测☑			
	现状评价	达标区□				不达标区☑			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑	

评价	预测范围	边长≥50km□	边长5～50km □		边长=5km ☑
大气环境影响预测与评价	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）			包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$□
	正常排放短期浓度贡献值	C本项目最大占标率≤100%□		C本项目最大占标率＞100% □	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C本项目最大占标率≤10%□	C本项目最大标率＞10% □	
		二类区	C本项目最大占标率≤30%□	C本项目最大标率＞30% □	
	非正常排放1h浓度贡献值	--	C非正常占标率≤100% □	C非正常占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C叠加达标 □		C叠加不达标 □	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □		k>-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □			
评价结论	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（ ）m			
评价结论	污染源年排放	SO_2(0.154)t/a	NOx:(23.99)t/a	颗粒物：（0.6875）t/a	VOCs:(37.9128)t/a

	量				
注：“□”为勾选项，填“√”；“（　　）”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、生活污水。采出水、井下作业废水均送联合站处理，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，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏市污水处理厂处理，均不外排；本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）联合站现有水处理装置处理能力 4000m^3/d，主工艺流程为：调储罐-卧式反应橇-双滤料过滤器-次氯酸钠杀菌，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，联合站现状处理量为 500m^3/d，富余处理能力 3500m^3/d，本项目采出水、井下作业废水产生量为 10.15m^3/d，因此联合站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

（2）本项目生活污水排入阿克苏污水处理厂处置。该污水处理厂采用格栅+细格栅+曝气沉砂池+厌氧微孔曝气氧化沟+高密度沉淀池+活性砂滤池+紫外线消毒处理工艺，扩建完成后全厂污水处理设计规模可达 18 万 m^3/d。本项目生活污水产生量仅 8.8m^3/d，水量规模较小，阿克苏污水处理厂现有处理余量充足，处理能力可满足本项目污水接纳要求。

综上，本项目采出水、井下作业废水、生活污水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

表 5.2-19　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□

	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	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

5.2.3.1 区域地形地貌

（1）地形地貌

区块所在的温宿县、阿克苏市位于塔里木盆地西北边缘，总体地形为北高南低，地貌部位属托木尔山南麓柯克亚河山前冲洪积扇尾部，总体地势北高南低，东高西低，地面高差 1237—1138m，最大相对高差为 99m，地形坡降率为 7-8‰左右，总体地形平坦开阔。属农田绿洲区，附近为大量的农田、园地，多种植核桃、红枣、苹果及水稻。地表植被较为发育。

评价区总体地形地貌单一，复杂程度简单。

（2）地层岩性

评价区出露地层均为第四系松散沉积物，经野外勘察和室内试验分析结果，评价范围内地层岩性单一，为第四系全新统－上更新统冲积物（$Q_{3\text{-}4}^{pl}$），岩性以灰白色、灰黑色砂砾石等为主。拟建项目所在评价区主要地层自上而下依次为填土、中砂、圆砾，现分层描述如下：

①灰褐色含砾亚砂土，层厚 2.5～5.5m，平均厚度 4.0m；砾石含量红色 5%～10%左右，干燥、松散，主要成分为石英、长石、云母等。

②砂砾石，根据收集的钻孔资料，最大揭露厚度 160m，勘探深度内未揭穿；青灰色，稍湿～饱和，砾石直径为 5～20mm 左右，砾石磨圆好，分选好，成

分为砂岩、长石等，粗砂充填。砾石含量占60%左右，其余为粗砂。

本次调查评价区位于砾质平原区，为第四系松散堆积物，地层单一且连续、稳定。

5.2.3.2 区域水文地质环境

本项目地下水水文地质资料引用《新疆阿克苏河流域水文地质环境地质调查》报告，调查评价区位于南部冲积砾质平原区，地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，本次评价目标含水层为潜水含水层。

（1）潜水含水层特征及其富水性

调查评价区北部（冲洪积扇上部）艾沿格布依村至萨依巴格村一带，地下水位埋深大于50m，地下水单井涌水量为10～100m^3/d，含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为5～10m/d，富水性相对较弱，属于水量贫乏区；调查评价区中部（冲洪积扇中部）萨依巴格村－阿克提其村一带，地下水位埋深10～40m，地下水单井涌水量为100～1000m^3/d, 属于水量中等区，含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为15～25m/d；调查评价区南部（冲洪积扇中部）萨依巴格村海楼村一带，地下水位埋深10～40m，地下水单井涌水量为100～1000m^3/d, 属于水量中等区，含水层岩性为卵石、卵砾石、粗砂，渗透系数为15～25m/d。由于补给充分，含水层径流条件好，科克亚尔河冲洪积扇中下部水化学类型为HCO_3·SO_4-Ca（或HCO_3·SO_4·Cl -Ca·Mg·Na）型，溶解性总固体含量小于0.1724～0.493g/L，水质较好。项目区地质水文图见图5.2-5。

（2）隔水层划分

调查评价区主要分布在柯克亚河形成的冲积平原区，主要为单一结构平原单一结构潜水，南部的零星地区分布有多层结构潜水－承压水。在南部潜水含水层底部（80m以下）分布连续稳定的下更新统泥钙质胶结的粘土层，视为相对隔水层。

（3）包气带岩性特征及防污性能

根据水位统测结果，调查评价区包气带厚度为16.01～55.08m不等，包气带岩性主要为粗砂、砂砾石等。根据《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》（新疆绿佳环保科技有限公司，2020.12）资料，表层粗

砂垂向渗透系数最小为 4.63×10^{-4}cm/s，最大为 5.56×10^{-3}cm/s，平均为 5.18×10^{-3}cm/s，天然防渗性能弱（渗透系数均大于 1.0×10^{-4}cm/s）。因此，依据 HJ610-2016 判定，调查评价区内包气带天然防污性能为“弱”。

（4）抽水试验

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的评价要求，充分收集拟建项目区水文地质资料，根据前人在评价区内开展的调查及抽水试验结果，得到评价区内地下水位标高在 1275～1125m 之间，水力坡度为 3‰～5‰左右，含水层厚度 10～30m 左右，渗透系数在 14.20～19.12m/d 左右。

表 5.2-20　收集抽水试验参数特征统计一览表

图 5.2-5　项目区地质水文图

5.2.3.3 地下水补径排特征

阿克苏一温宿县降水稀少而蒸发强烈，调查评价区内潜水主要接受山前地表河流、山区地下水的侧向入渗补给和大气降水补给，总体径流方向由西北向东南，水力坡度 3‰～5‰。排泄方式主要为人工开采和侧向径流。

5.2.3.4 水位统测

调查评价区位于温宿县东北侧，属于柯克亚河冲洪积平原中下部，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，本次评价分别于 2025 年 8 月（丰水期）、2026 年 3 月（枯水期）对评价区潜水含水层 14 眼井开展了两期水位统测，井深 30～60m，并绘制了潜水流场图，详见表 5.2-20、图 5.2-6 和图 5.2-7。

表 5.2-20　调查评价区潜水水位统测结果一览表

图 5.2-6　评价区丰水期（2025.8）潜水等水位线图

图 5.2-7　评价区枯水期（2026.3）潜水等水位线图

5.2.3.5 地下水化学特征及动态变化

（1）潜水地下水化学特征

主要受地表水因素的控制，地下水矿化度由北向南，由低变高，水化学类型由 HCO_3 型渐变为 $HCO_3 \cdot SO_4$ 型、$SO_4 \cdot HCO_3$ 型、$SO_4 \cdot Cl$ 型、$Cl \cdot SO_4$ 型至 Cl 型。在库玛拉克河地段，河水水质较好，水化学类型为 HCO_3-Ca·Mg 型，矿化度＜1g/L，受其补给，地下水水化学类型以 HCO_3-Ca·Mg 型和 $HCO_3 \cdot SO_4$-Ca·Mg 型为主，地下水矿化度＜1g/L。在台兰河等山前河流冲洪积平原，受水质较好的河水补给，地下水水化学类型为 HCO_3-Ca·Mg 型，矿化度＜1g/L。在阿克苏河冲积平原的阿克苏市－阿瓦提县一带，为人类活动集中区，地下水水化学特征同地表水关系密切，受各种作用混合影响，沿主要渠系及河道地下水水质较好，向两侧变差，地下水水化学类型由 $HCO_3 \cdot SO_4$ 型过渡为 $SO_4 \cdot Cl$ 型，矿化度也由小于 1g/L 过渡为大于 5g/L。

（2）地下水动态变化特征

调查评价区潜水地下水水位动态类型为渗入－径流型动态，主要受人为活动的控制，9～10 月引水量减少，水位逐渐下降；11～12 月初，进入冬灌期，同时蒸发量减少，水位开始回升，并出现短暂的相对高水位期；1～2 月，引水量减少，水位下降，3 月春灌，引水量增加，水位逐渐回升，至 7～8 月份水位升至最高。由于水位下降，目前已呈不连续串珠状，年际地下水位总体呈下降趋势。

5.2.3.6 地下水环境影响预测

本次地下水污染模拟过程未考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。这样选择的理由是：

①从保守性角度考虑，假设污染质在运移中不与含水层介质发生反应，可以被认为是保守型污染质，只按保守型污染质来计算，即只考虑运移过程中的

对流、弥散作用。

②有机污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染浓度衰减。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在困难。

③在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的成功实例，保守型考虑符合工程设计的思想。

5.2.3.6.1 预测范围及边界条件

依据调查评价区环境水文地质条件及区域流场特征，最终确定地下水预测评价范围与调查评价范围一致：西北侧（1-2）接受上游地下水侧向补给，视为流入边界；东南侧（3-4）向下游排泄，视为流出边界；其余边界（2-3、4-1）近乎垂直于等水位线，视为零通量边界，总面积约 336km^2。详见图 5.2-8。

图 5.2-8　评价区（预测）范围示意图

上边界：本次评价目标含水层为潜水含水层，潜水含水层的自由水面为地下水数值模拟的上边界，通过该边界，潜水与系统外发生垂向水量交换（包括入渗补给等）。

下边界：根据当地项目周边实际调查，潜水含水层与深层水水力联系差，因此本模型只建立单层数值模拟。本次预测将潜水层与深层承压水层间的粘土层作为模型的隔水底板，潜水含水层底界埋深约 80m，因此本次以地表高程平均深入 80m，作为本次模型底板隔水边界。

5.2.3.6.2 地下水系统概念模型

（1）含水层概化

根据项目周边地下水的埋藏条件、水力特征，本次拟建模型评价目标含水层为潜水含水层。该含水组底板埋深在 50m 左右，岩性以卵石、卵砾石、粗砂

为主。

（2）地下水流场概化

从空间上看，评价区地下水流整体上以水平运动为主、垂向运动为辅，地下水系统符合质量守恒定律和能量守恒定律，地下水运动符合达西定律；评价区地下水流在剖面上基本水平流动，可忽略渗流速度的垂直分量，只考虑水平方向的分速度，因此评价区地下水流属于二维流；地下水系统的输入输出随时间、空间变化，故地下水为非稳定流；含水介质大致相同，各含水介质参数不随空间发生变化，体现了系统的均质性。综上所述，评价区可概化成均质、各向同性、二维非稳定地下水流系统。

（3）水文地质参数分区

地下水水流模型中的渗透系数 K 和给水度μ，主要依据在本区收集的水文地质钻探和抽水试验成果，并结合模拟区岩性特征和经验值给定初始值。根据模拟区岩性渗透系数特征，各项共性特征，最后通过模型模拟调试，最终获得模拟所需的水文地质参数。

模拟区地层条件简单，均为第四系含水层，模拟区为一个整体，不再单独进行分区。项目周边潜水含水层岩性以卵石、卵砾石、粗砂为主，根据掌握的前人资料，潜水含水层渗透系数 K 约 14.20～19.12m/d，本次 K 取平均值 15m/d；给水度参照 HJ610 附录 B 表 B.2 松散岩石给水度，本次给水度μ参考值砾砂，初始取值 0.25。

5.2.3.6.3 模拟区源汇项计算

（1）地下水均衡区和均衡期的确定

本次计算的均衡区为模拟区范围，将一个完整水文年作为一个均衡期，均衡期为 1 年。

（2）地下水补给

①大气降水入渗补给

包气带接受大气降水入渗补给区内潜水含水层，在模型中大气降水入渗补给量的计算公式为：

$$Q_{降}=\sum_{i}\alpha_i\ P_i\ A_i$$

式中：$Q_{降}$—大气降水入渗补给量（m^3/d）；

α_i—各计算分区大气降水入渗系数；

P_i—各计算分区降水量（m/d）；

A_i—各计算分区面积（m^2）。

依据有关降水入渗资料，并参考包气带岩性、潜水位埋深、地形、植被等因素，给出各模拟区降水入渗系数平均值。根据面积、降水量以及降水入渗系数计算大气降水入渗补给量，加在模型对应的剖分网格单元上。

通过区域气象水文资料得知，本区多年平均降水量为 60.8mm/a。本次数值模拟各区降雨入渗系数分区与初始渗透系数分区相同，详见表 5-3-6。经计算，大气降雨入渗补给量约为 453.13 万 m^3/a。

表 5.2-21　降雨入渗补给量

分区号	降雨入渗系数	多年平均降水量（mm/a）	面积（km^2）	补给量（万m^3/a）
I	0.18	60.8	414.04	453.13

②井灌回归补给

本次数值模拟位于砾质平原地区，区内地层单一，范围内多为农田，故不再进行详细分区。灌溉用水量为 14563.86 万 m^3/a，灌溉入渗系数为 0.18，经计算，井灌回归补给量约为 2621.49 万 m^3/a。

③侧向径流补给

模拟区内侧向补给量主要为上游地下水的侧向补给量，计算过程依据达西定律进行计算，公式如下：

$$Q_{侧向补给}=365\times K\times M\times L\times I\times 10^{-4}$$

式中：$Q_{侧向补给}$－边界侧向入渗补给量（10^4m^3）；

K－断面渗透系数（m/d）；

M－断面含水层厚度（m）；

L—断面宽度（m）；

I－断面水力梯度。

表 5.2-22　侧向径流入渗补给量计算结果

断面编号	断面长度m	垂直断面的水力坡度	含水层厚度m	渗透系数m/d	侧向补给量万m^3/a
1-2	17150	0.003	15	14.56	410.14

经计算，侧向径流补给量约为 599.78 万 m^3/a。

④河流侧向补给量

模拟区内柯克亚河自北向南蜿蜒而过，洋河侧向排泄量可依据达西定律进行估算，公式如下：

$$Q_{侧向流出}=2\times365\times K\times M\times L\times I\times10^{-4}$$

式中：$Q_{侧向排泄}$－边界侧向排泄量（10^4m^3）；

K－断面渗透系数（m/d）；

M－与河流接触处含水层厚度（m）；

L—河流长度（m）；

I－断面水力梯度。

表 5.2-23　河流侧向排泄量计算结果

河流长度m	垂直断面的水力坡度	河流含水层厚度m	渗透系数m/d	侧向补给量万m^3/a
27000	0.003	5	14.56	430.47

经计算，河流补给地下水量约为 430.47 万 m^3/a。

（3）地下水的排泄

①人工开采量

依据开发利用情况调查，潜水人工开采主要用于农业灌溉，依据《新疆维吾尔自治区农业用水定额》（新水厅〔2023〕67 号），本项目所在区域属于 V-35 南疆塔里木盆地西部中区地带、冬小麦通用值 335m^3/亩，模拟区内耕地面积约为 434742 亩（约占调查评价区 70%面积），则灌溉用水量为 14563.86 万 m^3/a。经现场调查，潜水开采占比约为总用水量的 20%，则地下水人工开采量约为 2912.77 万 m^3/a。

②蒸发量

极限蒸发深度按照 4m 考虑，模拟区内水位埋深均大于 4m，故本次蒸发排

泄量忽略不计。

③侧向径流排泄

采用断面法计算侧向流出量，公式如下：

$$Q_{侧向流出}=365\times K\times M\times L\times I\times 10^{-4}$$

式中：$Q_{侧向流出}$－边界侧向流出量（10^4m^3）；

K－断面渗透系数（m/d）；

M－断面含水层厚度（m）；

L—断面宽度（m）；

I－断面水力梯度。

表 5.2-24　侧向径流排泄量计算结果

断面编号	断面长度m	垂直断面的水力坡度	含水层厚度m	渗透系数m/d	侧向补给量万m^3/a
3-4	17150	0.005	22	14.56	1002.56

经计算，模拟区侧向径流排泄量约为 1002.56 万 m^3/a。

（4）地下水均衡计算

经计算，模拟区均衡期内年地下水补给量为 3915.23 万 m^3，地下水排泄量为 3927.38 万 m^3，年补给量与年排泄量的差值为-0.07 万 m^3，计算误差较小。计算结果详见表 5.2-25。

表 5.2-25　地下水补给排泄量计算统计表

地下水补给量		地下水排泄量	
大气降水补给量	453.13万m^3/a	人工开采排泄量	2912.77万m^3/a
井灌回归补给量	2621.49万m^3/a	侧向排泄量	1002.56万m^3/a
侧向径流补给量	410.14万m^3/a	-	-
河流侧向补给量	430.47万m^3/a	-	-
总补给量	3915.23万m^3/a	总排泄量	3915.33万m^3/a
补排差		-0.10万m^3/a	

5.2.3.6.4 模型概化

1.模型软件简介

选用通用的地下水模型软件 Visual Modflow4.2 建立研究区的地下水流模拟模型，基于美国地质调查局的地下水流有限差分计算程序 MODFLOW、由加

拿大滑铁卢大学水资源研究所开发的地下水模拟软件。

2.数学模型的建立

（1）渗流模型

通过对评价区地下水系统做了详尽分析，依据渗流的连续性方程和达西定律，结合评价区地下水系统的实际水文地质条件，建立了与评价区地下水系统水文地质概念模型相对应的二维渗流数学模型。潜水二维非稳定流控制方程表达式如下：

$$\frac{\partial}{\partial \mathrm{x}}\left[K_{\mathrm{x}}(H-z)\frac{\partial H}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[K_{y}(H-z)\frac{\partial H}{\partial y}\right]+W=\mu\frac{\partial H}{\partial t};$$

$$H(\mathrm{x},\ \mathrm{y},\ \mathrm{t})\big|_{\mathrm{t}=0}=H_{0}'(\mathrm{x},\ \mathrm{y});\ (\mathrm{x},\ \mathrm{y})\in \mathrm{D};$$

$$K(H-\mathrm{z})\frac{\partial H}{\partial \mathrm{n}}\Big|_{\mathrm{p}_2}=\mathrm{q}_2(\mathrm{x},\ \mathrm{y},\ \mathrm{t});\ (\mathrm{x},\ \mathrm{y})\in \mathrm{P}_2,\ \mathrm{t}>0;$$

式中：Kx，Ky，为含水层 x 方向，y 方向的渗透系数（m/d）；

H—地下水水位（m）；

$H_{0}'(\mathrm{x},\ \mathrm{y})$—评价区水位观测值；

z—含水层底板标高（m）；

W—源汇项（m^3/d）；

μ—给水度；

D—评价区范围。

P_2—二类边界；

K—渗透系数（m/d）；

n—边界 P_2 的外法线方向；

$q_2(x,y,t)$—二类边界上单位面积的侧向补给量或流出量（m^3/d）。

（2）溶质运移模型

地下水污染物在评价区内的运移可用二维溶质运移模型来描述，其数值模型可表示为：

$$n_e=\frac{\partial C}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial x_i}\left(nD_{ij}\frac{\partial C}{\partial x_i}\right)-\frac{\partial}{\partial x_i}\left(nCV_i\right)\pm C'W \qquad D_{ij}=\alpha_{ijxy}\frac{V_xV_y}{|V|}$$

其中：

α_{ijxy}—含水层弥散度；

V_x、V_y—分别为x和y方向上的速度分量；

|V|—速度模；

C—模拟污染物浓度；

n_e—有效孔隙度；

C'—模拟污染物的源汇浓度；

W—源汇单位面积上的通量；

V_i—渗流速度。

3.数学模型的求解

数值模型建立后，如果给定含水层的水文地质参数和定解条件，就可以求解水头值。模型采用 Visual Modflow4.2 对上述模型进行求解，水流求解方法采用 WHS 计算器，运用双共轭梯度稳定（Bi-GGSTAB）加速度程序。溶质扩散求解方法采用 GCG 广义共轭梯度解算器程序包。

4.网格剖分

根据评价区域大小及计算精度要求，采用 100m×100m 的矩形单元对模型进行剖分，同时在污染源处进行加密处理，垂向分为一层，高程数据以文本文档形式采用克里金法进行插值。网格剖分见图 5.2-9。

图 5.2-9　评价区网格剖分示意图

5.模型的识别和验证

模型的识别与验证过程是整个模拟中极为重要的一步工作，通常要在反复修改参数和调整某些源汇项基础上才能达到较为理想的拟合结果。此模型的识别与检验过程采用的方法称为试估—校正法，属于反求参数的间接方法之一。

模型的识别和验证主要遵循以下原则：①模拟的地下水流场要与实际地下水流场基本一致，即要求地下水模拟等值线与实测地下水位等值线形状相似；②从均衡的角度出发，模拟的地下水均衡变化与实际要基本相符；③识别的水文地质参数要符合实际水文地质条件。根据以上三个原则，对模拟区地下水系统进行了识别和验证。通过反复调整参数和均衡量，识别水文地质条件，确定了模型结构、参数和均衡要素。

（1）模型识别

本次评价根据水文地质调查资料插值生成项目预测的初始流场，并利用

2025 年 8 月收集的实测水位数据对初始流场进行参数识别，模型所刻画的流场基本能够反映项目所在区域地下水实际流场，初始流场识别结果参见图 5.2-10。

图 5.2-10　初始流场（2025.8）识别图

（2）模型验证

为进一步验证模型的可靠性，本评价利用 2025 年 8 月实测流场作为初始流场，对所建立的模型进行初始拟合，由 2025 年 8 月到 2026 年 3 月作为模型验证期，利用 2026 年 3 月实测流场对所建立的模型模拟流场进行验证，模型经识别与验证水文地质参数调整见表 5.2-26，流场拟合情况见图 5.2-11。

图 5.2-11　评价区验证流场（2026.3）验证图

表 5.2-26　水文地质参数最终统计表

分区号	渗透系数K(m/d)	给水度
I	14.56	0.21

综上分析可知，所建立的数值模型是可靠的，可以用于污染物迁移计算。

5.2.3.7 地下水污染途径分析

5.2.3.7.1 正常状况

（1）废水

①采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。采油平台不设油水分离设施，随油气送至联合站处理，依托联合站水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。

②井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，考虑经济性，洗井采用热水洗井工艺，洗井废水由罐车收集清运至联合站采出水处理系统处理后回注油层，末端治理效率100%。

（2）含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的石油类最多可下渗到 20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，既无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响可接受。

（3）井场

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

（4）集输管线

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

5.2.3.7.2 非正常状况

（1）井场套管破损泄漏对地下水的污染影响

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，距离下游四乡四场阔依其地下水型水源地最近的柯6钻井平台套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响。

①预测因子筛选

距离下游四乡四场阔依其地下水型水源地最近的柯6钻井平台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。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，选取《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。评价因子检出限及评价标准见表5.2-27。

表5.2-27 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

泄漏量取单井原油流量的最大值5t/d，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。类比同类油气开采企业并结合工程分析，套外返水石油类浓度按200mg/L考虑。

③预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）确定本模型的

预测时段选取为 100d、1000d、10a、20a。

④预测结果

本次模拟根据非正常状况下设定主要污染源的分布位置，选定优先控制污染物，在考虑环境质量现状监测值的基础上，预测在非正常状况下，污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和迁出柯 6 钻井平台边界后浓度变化。同时，分别在最近保护目标一四乡四场阔依其地下水型水源地处设置 1 眼浓度观测井（BH1#），在柯 6 钻井平台下游东南侧边界处设置 1 眼浓度观测井（CJ1#），以观测下游井场和最近保护目标处污染物浓度变化。

柯 6 钻井平台油井套管发生破损泄漏，套外返水进入潜水含水层，地下水石油类浓度预测结果表明，渗漏发生 100d 后，含水层中污染物影响范围 2607m^2，无超标范围，污染晕中心最高浓度 0.012mg/L，最大运移距离 115.5m；1000d 后，含水层中污染物污染晕已完全消失。至模拟期 20a 结束，污染物超标范围未运移出井场边界。详见图 5.2-12，表 5.2-13。

（1）100d 时污染晕运移分布图　　(2)1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-12　石油类浓度地下水含水层预测图

表 5.2-28　石油类污染预测结果表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围(m^2)	污染晕中心浓度（mg/L）	现状监测值（mg/L）	叠加后晕中心最高浓度（mg/L）	最大运移距离（m）	超标范围是否运移出井场边界
100d	2607	0	0.012	ND	0.012	115.5	否

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围(m^2)	污染晕中心浓度（mg/L）	现状监测值（mg/L）	叠加后晕中心最高浓度（mg/L）	最大运移距离（m）	超标范围是否运移出井场边界
1000d	—	—	—	—	—	—	否

图 5.2-13　各观测井石油类时间-浓度关系曲线图

根据图 5.2-13 各观测井石油类时间－浓度关系曲线图，在非正常状况条件下，井场下游东南侧边界处（CJ1#井）处石油类最大观测浓度为 0.015mg/L。据模型 20 年运行结果，随着时间推移污染晕范围先增大后减小直至完全消失，污染晕中心浓度不断降低，且最近保护目标（BH1#）处均未出现超标现象。

（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油气的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本工程非正常状况下，集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，且本项目地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.7.3 对地下水环境保护目标的影响

根据地下水预测结果，在非正常状况下废水渗漏污染物进入潜水含水层，并沿地下水流方向向下游运移，石油类污染物污染晕超标范围均未超出下游井场边界，也未运移至最近地下水保护目标处（四乡四场阔依其地下水型水源地处）。因此，本项目在采取严格的地下水防渗措施后，对周边地下水保护目标的影响是可接受的。

5.2.3.8 地下水环境保护措施与对策

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

（1）源头控制措施

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

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

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④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。本项目各分区防渗等级具体见表 5.2-29。

表 5.2-29 厂区各区域防控措施一览表

站场	项目		防渗要求
营运期井场	重点防渗区	井口、储罐、危废暂存间	等效黏土防渗层Mb≥6m，渗透系数为1×10^{-7}cm/s；

（3）地下水跟踪监控措施

根据本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，利用油田现有例行监测井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-30。

表 5.2-30　地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
柯柯牙油田内地下水井	项目区上游、下游方向、项目区内各布设1个	潜水含水层	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬

5.2.3.9 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 5.2-14。

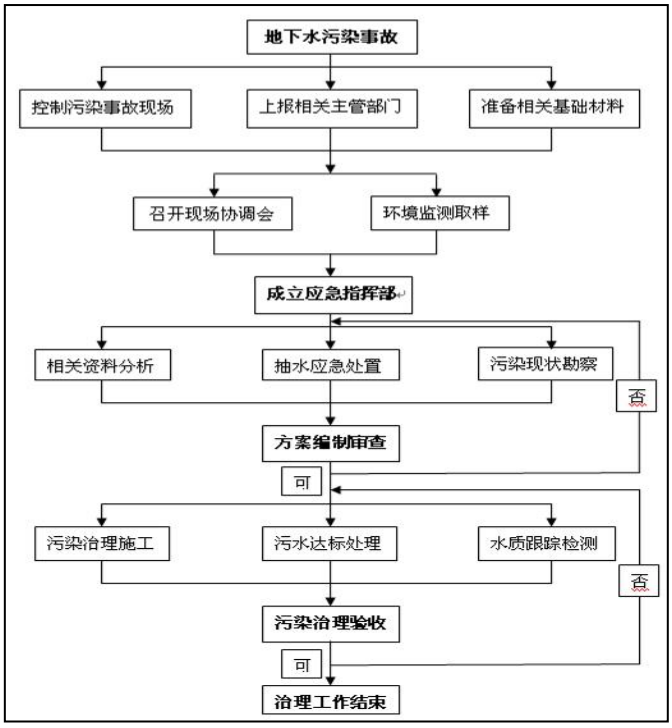


图 5.2-14　污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

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

（3）治理措施

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。

5.2.3.10 评价结论

（1）地下水环境的影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

（2）地下水污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。①依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其他应急预案相协调。④通过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。

（3）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

本项目产噪设备主要为采油树、抽油机、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；

$\triangle L_i$—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—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，则本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

本项目噪声源噪声参数见表 5.2-31。

表 5.2-31　典型采油井场噪声源强调查清单（室外声源）

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，本项目各噪声源对站场四周场界的贡献声级值见表 5.2-32。

表 5.2-32　本项目噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

由预测可知，采油平台产噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

综上，从声环境影响角度，本项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.2-33。

表 5.233　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

1.危险废物产生种类及数量

本项目运营期的主要固体废物为落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服、生活垃圾等。本项目落地原油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服分类集中收集后清运至红 6 危废贮存库暂存，定期委托库车红狮环保科技有限公司清运处置。

表 5.2-34 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

运营期新增员工 20 人，本工程施工期每人每天产生生活垃圾以 1kg 计算，则生活垃圾产生量为 7.3t/a，生活垃圾一同收集至垃圾桶，定期清运至阿克苏市生活垃圾焚烧厂处置。

2.危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求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。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

本工程运营期产生的固体废物采用专用容器收集后清运至红 6 危废贮存库暂存。危险废物内部转运作业采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本项目运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本项目运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按照要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

3.危险废物的处置

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本项目运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物

收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

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，切实增强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。

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

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

（1）项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程采油平台建设属于I类，集输管线属于II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）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）以及监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 2g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中轻度盐化地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，土壤影响类型为生态影响型及污染影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况下采油平台套管发生破损泄漏、管线破损泄漏，石油类可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。影响类型见表 5.2-35。

表 5.2-35　建设项目影响类型表

（3）影响源及影响因子

①土壤污染型影响源

本项目采油平台非正常运行工况下，若井下套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差驱动下，可能发生垂直入渗进入土壤环境；项目集输管线输送介质为采出液，管线破裂发生介质泄漏时，物料中的石油烃同样可通过垂直入渗途径污染土壤。综上，本次土壤污染预测选取石油烃作为代表性污染物开展影响预测。

②土壤生态型影响源

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

本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-36。

表 5.2-36　土壤环境影响源及影响因子识别表

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），土壤现状调查范围为井场外扩 1km，管两侧 200m 范围。

（2）敏感目标

将井场外延 1km 范围，管线边界两侧向外延 0.2km 范围的果园、居住区作为土壤环境保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，本项目占地现状为果园及耕地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为果园及耕地，局部区域已受油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

④土壤理化性质调查

土壤理化性质调查详见 4.2.5 章节。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

一、污染影响型

（1）预测情景

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

（2）预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c-－污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，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

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b.非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-37。

表 5.2-37　垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数(m^2/d)	土壤容重（kg/m^3）
壤土	3.5	0.45	0.41	0.8	1	1.44×103

（4）预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对输油管线破损泄漏及注水井场套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-38　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
井场套管破损泄漏	石油烃	895000	瞬时
集输管线泄漏	石油烃	895000	瞬时

（5）土壤污染预测结果

①井场套管破损泄漏石油烃预测结果

井场套管破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 895000mg/L（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 5.2-15 所示。预测结果见表 5.2-39。

图 5.2-15　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-39　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 5.2-15 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。

②集输管线泄漏石油烃预测结果

集输管线出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 895000mg/L，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-16 所示。

图 5.2-16　石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-16 土壤模拟结果可知，入渗 10 天后，污染深度为 32cm，整体渗漏速率较慢。

二、生态影响型

（1）预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生

油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采油井场套管、管道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

泄漏量取单井采出水流量的最大值 45m^3/d，全部渗入土壤，采取措施 0.5h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 199500mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 187031g。

本次预测选取《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 推荐土壤环境影响预测方法一，该方法适用于某种物质可概化为以面源形式进入土壤环境的影响预测，包括大气沉降、地面漫流以及盐、酸、碱类等物质进入土壤环境引起的土壤盐化、酸化、碱化等。具体方法如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：

$$\Delta S = n(I_S - L_S - R_S)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS--单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_S--预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_S-－预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_S--预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb-－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；

n-－持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S_b--单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S--单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

表 5.2-41 预测参数表

（4）预测结果

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 4.53g/kg，叠加现状值后的预测值为 6.83g/kg。从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.2.7.4 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。

⑤严控套管施工质量，按照行业规范完成固井、套管下入与密封作业，完工后开展密封性试压检测，验收合格方可投产运行。建立套管全周期监测体系，

定期开展完整性探伤、壁厚检测，提前研判腐蚀、破损隐患，从源头规避套管破损渗漏问题。

（2）过程防控措施

①土壤生态类防控措施

1）严格规范施工及生产活动范围，巡检车辆、施工机械严格按照指定道路、指定路线行驶作业，严禁超范围碾压、随意穿行，避免破坏井场及管线周边土壤结皮与土壤结构，防止加剧区域土壤风蚀、沙化及生态退化，最大限度保护沿线原有荒漠植被、人工果园植被及土壤生态功能。

2）落实施工分区精细化生态管控，施工期严格控制井场、管线作业带宽度，杜绝超占扰动地表；管沟采用分段开挖、分段回填、分段恢复的施工模式，大幅缩短地表裸露时间，有效减少土壤扰动频次与裸露面积，降低风蚀、水蚀引发的生态破坏风险。

3）强化施工期地表防护管控，对施工临时堆土、裸露地表采用防尘网全覆盖防护，配套设置临时挡护、排水措施，有效防范风力侵蚀、水土流失问题，避免区域土壤结构破损、土地沙化加剧。

4）严格落实土壤生态保护要求，施工及运营期间严禁随意开挖、取弃土，严禁损毁、碾压周边原生荒漠植被与人工经济林植被，维持区域土壤表层完整性与抗风蚀能力；施工结束后及时对扰动区域开展土地平整、覆土压实、砾石固沙等生态修复措施，杜绝人为扰动引发的土壤退化与生态功能衰减。

②土壤污染类防控措施

1）严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区、阀组区、设备操作区、临时危废暂存区划分为重点防渗区，井场道路、空地等辅助区域划分为简单防渗区。严格把控防渗工程施工质量，防渗体系设计使用年限不低于本项目主体工程设计使用年限，从源头阻断采出水、原油等污染物下渗途径，杜绝土壤污染、土壤盐化等环境问题。

2）强化生产运行全过程泄漏防控，依托项目配套 RTU 采集监测系统，实现生产工况 24 小时实时监控、异常预警；定期对集输管线、井口设备、阀门、

法兰等关键设施开展巡检、维护与保养，及时排查设备老化、接口松动、管线破损等安全隐患，杜绝原油、高矿化度采出水跑冒滴漏现象，避免污染物落地引发土壤盐分累积、土壤盐化污染。

3）建立常态化土壤污染隐患排查机制，定期对井场、管线沿线及生产区域土壤环境开展专项巡查与监测，重点排查土壤盐化、局部油污污染、地表异常裸露等问题；发现土壤污染隐患或异常情况时，立即采取污染物清理、受污染土壤清运、土壤覆土改良等管控修复措施，持续稳定区域土壤环境质量。

（3）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-42。

表 5.2-42　土壤跟踪监测点位布设情况一览表

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-43。

表 5.2-43　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	井场为中型、集输管线为小型				
	敏感目标信息	敏感目标 ①绿化新村，红90平台西南侧1.35km ②核桃新村，红76平台西南侧1.35km ③沿格博依村，红76平台东南侧0.8km ④农口村，红71平台东南侧1.9km ⑤衡地村，红102平台西北0.11km ⑥阔依其村，柯10平台东南侧1.2km ⑦苏盖提艾日克村，柯16平台东南侧0.3km ⑧萨依巴格村，红76平台南侧1.5km ⑨上萨合提村，柯21平台东南侧1km ⑩戈壁新村二组，红18平台西北侧1.4km				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量				
	特征因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类□；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		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	6	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、				

现状评价	评价因子	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		
	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（ ）			
影响预测	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小			
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）☑ 不达标结论：a）□；b）□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑;源头控制☑;过程防控☑;其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
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1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，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气，存在于厂区储罐及管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目周边为果园、耕地、村庄及学校，周边环境风险敏感目标调查结果见表 5-2-44。

表 5-2-44　建设项目环境敏感特征表

注*：距离为风险评价范围内敏感点目标靠近项目侧与项目边界的最近距离。

注：根据《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018），环境风险受体指在突发环境事件中可能受到危害的企业外部人群、具有一定社会价值或生态环境功能的单位或区域等。因此环境空气敏感特征统计厂址周边人口时不包含工业企业内部人口。

5.2.8.1.3 环境敏感目标调查

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

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.2.8.2.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性情况见表 5.2-45。

表 5.2-45　物质危险性一览表

5.2.8.2.2 危险物质分布情况

根据本工程生产工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别。生产系统危险性识别结果见表 5.2-46。

表 5.2-46　生产系统危险性识别结果一览表

5.2.8.2.3 环境风险类别及危害分析

根据工程分析，本工程开发建设过程中油气集输等环节均接触易燃、易爆的危险物质，可能造成环境危害的风险事故主要包括泄漏、火灾、爆炸等，具

体危害和环境影响可见表 5.2-47。

表 5.2-47　生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

5.2.8.2.4 风险识别结果

本工程风险识别结果见表 5.2-48。

表 5.2-48　环境风险识别表

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 储罐及管线泄漏风险评价

（1）大气环境风险分析

储罐泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。本项目井场罐体、设备等采用质量较好的材质，管理区负责管理拟建工程的运行管理，制定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，以便在储罐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，储罐及工艺管线泄漏发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

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

（3）地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下,石油类在下渗过程受到包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对场内设备及管线进行检查，避免因阀门、法兰质量缺陷、腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.3.2 井喷事故风险评价

（1）井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1～2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水及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，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水体造成污染的环境风险可防控。

5.2.8.4 环境风险管理

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

5.2.8.4.1 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

（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。

5.2.8.4.2 罐体事故风险预防措施

（1）管理措施

①加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

②按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

③定期检查罐体和井场设备上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生；定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。

④储罐均有液位计，每天进行巡检。

⑤井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况，罐区和装载区域一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

⑥建（构）筑物增加相应的防雷措施。对于爆炸、火灾危险场所内可能产 生静电危险的设备，采取静电接地措施。

（2）加强防腐措施

①根据储罐及井场设备所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.2.8.4.3 管道事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①管道敷设安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2)运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

②定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

③制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

④利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

⑤在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.4.4 环境风险应急处置措施

（1）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（2）储罐破损泄漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定是否发生泄漏，针对多功能储集器和稀油地罐破损泄漏事件，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，关闭罐体最近两侧阀门；

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，对罐体进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复罐体泄漏区域地表地貌，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。

（3）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，应尽量防止泄漏凝析油移动。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。

5.2.8.4.5 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。项目区红旗坡油田已编制环境应急预案并取得备案。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入柯柯牙油田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。

5.2.8.4.6 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入柯柯牙油田现有突发环境事件应急预案中。目前柯柯牙油田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。红旗坡油田已针对油气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 管道和储罐事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①管道敷设安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。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。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

（2）运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线及储罐进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③利用管线和储罐的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.2 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。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）储罐泄漏事故应急措施

①迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置做紧急停工处理，防止污染扩散。

②查明风向，确定并封锁受污染区域。

③现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。

④如有人员中毒受伤，由应急救援人员采取有效措施后，进入附近医院抢救。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度,确定危害程度，及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

（3）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，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。

（4）管道刺漏事故应急措施

本项目现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

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）井喷事故及事后生态应急恢复措施

井喷事故为项目极端环境风险事故，一旦发生，易造成油气、伴生气大量逸散，污染周边大气、土壤及地表植被，需坚持“先控险、后治理、再修复”的原则，开展应急处置与生态恢复工作，具体措施如下：

①紧急控源与险情处置

发生井喷事故后，现场人员第一时间上报调度中心，立即启动井喷专项应急预案，关停井口设备、切断生产流程，采用压井、封堵、泄压等专业工艺快速控制井喷态势，终止油气持续逸散、泄漏；同步划定事故警戒区，疏散周边作业人员及就近农牧民，禁止人员、车辆进入污染区域，杜绝明火源，防范次生火灾、爆炸事故。同时根据现场风向、风速，动态调整警戒范围，降低有毒有害气体扩散影响范围。

②大气污染应急管控

井喷逸散的伴生气、油气废气会造成局部大气污染，事故处置期间安排专

人开展不间断环境监测，重点监测非甲烷总烃、硫化氢等特征污染物浓度；对局部滞留污染气体区域，采取通风、雾化喷淋稀释等措施加速污染物扩散降解，待大气污染物浓度恢复至环境本底值、满足环境质量标准后，方可解除大气警戒。

③土壤及地表污染清理

井喷溢出的原油、油水混合物会落地污染地表土壤、植被，险情受控后立即开展全域污染排查，划定土壤污染范围。对地表漂浮油品、油膜、油泥采用吸油毡、围油栏拦截收集，人工配合机械清理回收可利用油品；对受污染表层土壤、枯死植被、含油废弃物全部集中清运，交由具备危险废物处置资质的单位规范处置，严禁就地填埋、随意堆放，彻底消除土壤表层污染隐患。

④水环境应急防控

排查事故区域周边低洼地带、沟渠、小型汇水区域，修筑临时围堰、挡油坝，防止含油废水、污染泥水漫流扩散，避免污染周边地表水及地下水环境；将收集的污染废水、冲洗废水统一收集至事故应急池，严禁外排，经预处理达标后回用生产，杜绝水环境次生污染。

⑤场地清理与地貌复原

污染清理完毕后，对井场及周边受影响区域进行全面平整，清除施工垃圾、废弃物料及污染残留物，修复受损地表土层，压实平整场地，恢复原有地形地貌，消除施工及事故造成的地形破损、土壤裸露问题，避免水土流失。

⑥植被生态恢复措施

结合项目区域干旱荒漠、戈壁草场的生态特征，有针对性开展生态修复工作。对事故区域受损、枯死的天然植被进行清理，选取本地耐旱、耐贫瘠、适应性强的乡土草本、灌木品种进行补植补种，杜绝引入外来入侵物种；修复期间定期浇水、养护，保障植被成活率，逐步恢复区域地表植被覆盖度，修复受损生态系统结构与功能。

⑦后期跟踪监测与长效管控

事故处置及生态修复完成后，建立长期跟踪监测机制，持续监测修复区域土壤质量、植被生长状况、大气及地下水环境质量，对比事故前环境本底数据，

评估生态修复效果；同时强化井口设备、管线日常巡检、压力监测及设备维保，完善井控安全管理制度，优化应急值守机制，从源头杜绝井喷事故再次发生，保障区域生态环境持续稳定。

5.2.8.5.3 井喷失控风险应急处置措施

根据井场的具体情况，在施工设计中应做好防井喷措施：

（1）选择合理的压井液。测试放喷施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染；

（2）选择合理的射孔方式；

（3）规定上提钻具的速度。井内下有大直径工具（工具外径超过油层套管内径 80%以上）的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷事故；

（4）对放喷装置的配备要有明确要求；

（5）选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

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）气层钻进中，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，在大门坡道上准备一根放喷单根（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，或其他辅助作业，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，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，关井求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；

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

5.2.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；原油储罐泄漏原油逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

（2）环境敏感性及事故环境影响

本项目周边均为果园及耕地，实施后的环境风险主要有原油储罐及管道泄漏，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，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

（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阿克苏中曼油气勘探开发有限公司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，本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。

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-55。

表 5.2-55　环境风险防范措施“三同时”验收一览表

表 5.2-56　环境风险自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	集输管线			储罐	
		名称	原油	天然气	名称	原油
		存在总量/t	545.42	3.066	存在总量/t	15300
风险调查	环境敏感性	大气	500m范围内人口数1489人		5km范围内人口数4816人	
			每公里管段周边200m范围内人口数（最大）			260 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1☐	F2☐	F3☑
			环境敏感目标分级	S1☐	S2☐	S3☑
		地下水	地下水功能敏感性	G1☑	G2☐	G3☐
			包气带防污性能	D1☑	D2☐	D3☐
物质及工艺系统危险性		Q值	Q<1☐	1≤Q<10☑	10≤Q<100☐	100≤Q☐
		M值	M1☐	M2☑	M3☐	M4☐
		P值	P1☐	P2☐	P3☑	P4☐
环境敏感程度		大气	E1☑		E2☐	E3☐
		地表水	E1☐		E2☐	E3☑

<table>
<tr><td colspan="2"></td><td>地下水</td><td colspan="2">E1☑</td><td colspan="2">E2☐</td><td colspan="2">E3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+☐</td><td colspan="2">IV☐</td><td colspan="2">III☑</td><td>II☐</td><td>I☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="2">一级☐</td><td colspan="2">二级☑</td><td colspan="2">三级☐</td><td>简单分析☐</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="4">有毒有害☐</td><td colspan="4">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="4">泄漏☑</td><td colspan="4">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="3">大气☑</td><td colspan="3">地表水☐</td><td colspan="2">地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="3">计算法☑</td><td colspan="2">经验估算法☐</td><td>其他估算法☐</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="3">SLAB☐</td><td colspan="2">AFTOX☑</td><td>其他☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="6">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td colspan="6">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 27 m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="7">最近环境敏感目标 ，到达时间 h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="7">下游厂区边界到达时间 d</td></tr>
<tr><td colspan="7">最近环境敏感目标四乡四场阔依其地下水型水源地，到达时间4050 d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="7">具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="7">本工程运行过程中存在泄漏、火灾、爆炸、中毒风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可防控</td></tr>
<tr><td colspan="9">注：“☐”为勾选项，“ ”为填写项。</td></tr>
</table>

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、落地油和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除并用水泥灌注封井、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。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至区域一般工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，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、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

（2）加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

（3）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.1.2 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。

6.1.2 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）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）项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

（3）增强对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

本项目采油平台设备设施属于成熟设备，已在红旗坡油田稳定运行多年，结合前述统计的区域同类型站场污染源监测数据，站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。

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

项目施工期水环境污染源为管道试压废水和施工队生活污水。

（1）管道试压废水

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

（2）酸化压裂返排液

柯柯牙油田原油物性，项目属普通稠油井，目前无压裂需要，后期如需压裂工艺，则会产生废压裂返排液。项目后期酸化压裂工艺依托压裂车实施，压裂车配套增设酸化压裂液预处理设施，本次评价依据类比资料推荐使用“PH 酸碱调节+加药混凝+高效絮凝沉淀”的预处理工序。一般的酸化压裂返排液 pH 在 4-6 之间，在添加药剂前，需要使用酸碱调节剂进行调整 pH。调节 pH 要在 PAC 药剂添加之前完成，污水进入处理系统后，首先添加 PAC，再添加 PAM。通过搅拌将其与污水混合均匀，充分混合后进入高效絮凝沉淀池进行固液分离，混合均匀的固液混合物通过斜板进行沉降，沉降后的废絮凝沉淀渣定期清运收集至红 6 危险废物暂存库，交由有资质的单位进行处置，沉淀池的上清液回用于压裂工序不外排。

（3）生活污水

阿克苏污水处理厂采用“格栅+细格栅曝气沉砂池+厌氧微孔曝气氧化沟+高密度沉淀池+活性砂滤池+紫外线消毒”工艺，扩建后全厂污水处理规模达到 18 万 m^3/d，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 类标准后用于生态灌溉和中水回用，项目生活污水委托阿克苏千净环保工程科技有限公司清运。本项目施工期施工人员高峰期生活污水产生量约 $5.76m^3/d$，远小于阿克苏市污水处理厂的处理能力，依托可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水、井下作业废水和生活污水。

采出水、井下作业废水送至联合站采出水处理系统处理，处理后的污水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中注水水质的回注油层。生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏市污水处理厂处理。

（1）污水处理工艺可行性分析

根据《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）文件要求，在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）等相关标准要求后回注。

项目采用重核—催化强化絮凝技术，利用罐内微涡旋流反应理论，使重核、催化剂、混凝药剂与含油污水充分混合反应，出水在沉降段进行沉降分离，从而得到油、絮体悬浮物和水的分离。其中根据设备厂家提供资料，项目石油类综合处理效率 99%，悬浮物综合处理效率 96.7%。处理后的污水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中注水水质的基本要求，回注油层。

（2）水质达标可行性分析

依据生态环境部下发的《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《07 石油和天然气开采业行业系数手册》，联合站水处理工艺所采用的过滤分离/上浮分离+化学混凝法，石油类去除效率 74%，处理后水质石油类浓度 6.46mg/m^3，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中注水水质要求。

依据排污许可证，项目采出水进入联合站原油处理系统 2 座 2000m^3 调储罐进行油水分离，其中 1 座作为重力除油罐，1 座作为调储罐，除油后对水量、水质进行调节，经初步沉降后可除去部分浮油和悬浮物，出水经反应提升泵加压进入 2 座卧式反应器反应，去除大部分乳化油及悬浮物，出水自压进入双滤料过滤器，项目采出水悬浮物处理效率 96.7%，出口水质指标达到悬浮物≤10mg/L 要求。

过滤后的水采用电解食盐水技术杀菌后，即可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中注水水质要求转输至各采油平台注水。

本项目运营期人员生活污水产生量约 8.8m^3/d，远小于阿克苏市污水处理厂的处理能力，依托可行。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声处理措施

施工过程中，推土机、挖掘机、运输车辆等都会产生噪声。

根据《中华人民共和国噪声污染防治法》，为减小施工噪声对周边环境敏感目标产生的影响，要求建设单位采取以下措施：

合理控制施工作业时间；运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。类比同类型施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）相关标准要求。

6.3.2 运营期噪声防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

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

本项目采取的噪声污染防治措施可行。

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

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

①严格执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准；

②妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在采油平台。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐（桶）储存，并回收；

③所有固体废物必须进行规范处理，施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

④施工期固废必须做到“日产日清”。

拟建工程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 固体废物处置措施

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及防护服等其他间歇排放的危险废物委托库车红狮环保科技有限公司进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。危险废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理；生活垃圾集中收集后定期送至阿克苏市生活垃圾焚烧厂处置。

具体管理要求如下：

加大监督力度，最大限度控制含油污泥产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使含油污泥回收率达到 100%。

危险废物的管理主要要求如下：

①含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环

保规定。

②主要管理职责

含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③监督管理

危险废物产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④贮存、运输、处置主要管理规定

危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过

程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

项目运行期间，加强固体废物的分类管理，危险废物要严格按照相关要求安全处置。危险废物的收集、贮存、运输须符合《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）和《危险废物转移联单管理办法》要求，相关资料存档备查。危废在暂存间储存时间不得超过一年，环境保护措施可行，环境影响可接受。

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物分类收集后，“日产日清”至红 6 暂存库，定期委托有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

中曼油气勘探开发有限公司制定了《危险废物管理办法》，红 6 暂存库有专人负责建立危险废物的接收、登记台账。本项目转移处置危险废物前，报请中曼油气勘探开发有限公司安全环保部批准，执行转移联单制度，未经批准，不得进行转移。转移处置危险废弃物时，交由具备处置资质的企业处置，确保收集、储存、运输、处置符合法律法规及政策规定要求。

（2）危险废物处置可行性分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议”。

目前已和阿克苏中曼油气勘探开发有限公司签订危废协议处置的单位为库车红狮环保科技有限公司。

库车红狮环保科技有限公司，2015 年 8 月 17 日成立，经营范围包括环保技术及环保设备的研发，水泥窑协同处置城市污泥，工业废物收集、贮存、处置。库车红狮环保科技有限公司、库车红狮水泥有限公司水泥窑协同处置危险废物项目已于 2018 年 10 月 10 日获得经营许可资质。经营危险废物类别：HW04 农药废物（900-003-04）；HW06 废有机溶剂与含有机溶剂废物（900-402-06，900-403-06，900-404-06，900-406-06，900-408-06，900-410-06）；HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08，071-002-08，072-001-08，251-001-08，251-002-08，251-003-08，251-006-08，251-012-08，900-214-08）；HW11 精（蒸）馏残渣（251-013-11，252-001-11，252-002-11，252-003-11，252-004-11，252-005-11，252-007-11，252-009-11，252-010-11，261-015-11，321-001-11，772-001-11，900-013-11）；HW12 染料、涂料废物（264-012-12，264-013-12，900-250-12，900-252-12，900-255-12，900-299-12）；HW13 有机树脂类废物（265-101-13，265-102-13，265-103-13，265-104-13）；HW17 表面处理废物（336-052-17，336-054-17，336-055-17，336-056-17，336-057-17，336-058-17，336-059-17，336-062-17，336-063-17，336-064-17）；HW18 焚烧处置残渣（772-002-18，772-003-18，772-004-18，772-005-18）；HW21 含铬废物（不含铬渣）（193-001-21，193-002-21，261-044-21，261-137-21，261-138-21，315-001-21，315-002-21，336-100-21，397-002-21）；HW46 含镍废物（261-087-46，900-037-46）；HW48 有色金属冶炼废物（321-002-48，321-023-48，321-024-48，321-027-48，323-001-48）；HW49 其他废物（900-039-49，900-040-49，900-042-49，900-046-49）；HW50 废催化剂（251-016-50，251-017-50，261-183-50，263-013-50，271-006-50），共 13 大类 78 小类。本项目危险废物属于委托处置危险废物处置单位所经营的危废类别，委托处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

本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建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位接收处置，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无

残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

6.5.1.1 生态环境保护措施

（1）施工占地生态保护措施

对油田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，对井场永久性占地进行地面硬化或砾石压盖，以减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

①在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖，尽量减少对周围植被的破坏；

②本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；

③严禁任何施工活动进入温宿县各类保护地生态保护红线区内；

④施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；

⑤严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响；

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物；

⑦及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。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、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（2）对野生动植物的生态保护措施

①设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强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；

②注意施工后的地表修复，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆

积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地；

③建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

（3）自然景观保护措施

①对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能地加以保护；

②严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展；

③油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

（4）施工对周围农作物的保护措施

①划定灌溉设施防护区域，安排专人巡查管护，严防设施损毁与水源污染。

②对果实实施全覆盖防护，分级严格控制扬尘，通过错峰作业降低污染影响。

③严格管控施工边界，设置隔离围挡，杜绝机械碾压损毁农作物。

④规范处置固体废物与废水，严防污染农田土壤及灌溉水源。

6.5.1.2 防沙治沙措施

由于本工程位于平原内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定、《国家林业和草原局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（2013 年 8 月 26 日发布）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

目前国家林草局组织国家林业和草原规划院对治理沙化土地进行了深入研究，结合新疆第七次沙化监测报告，目前已初步梳理成果，本项目所在区域属

于非沙化土地，本项目属于非沙化区，在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集－－临时存放－－施工结束后再覆盖－－洒水的方式。禁止人为破坏项目区以外的植被。不得随意碾压项目区内其他植被。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。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

6.5.1.3 水土流失防治措施

本工程位于阿克苏市及温宿县行政区划内，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为砂砾石砾幕所覆盖，植被分布稀疏，主要为盐节木，属于典型荒漠生态系统。根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在本工程进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土保持以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①井场防治区

井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②道路防治区

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。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土

保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业；

③加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被；

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加；

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期间水土流失产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施；

⑥施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

6.5.1.4 施工期土壤污染防治措施

（1）应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）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的施工废料不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

6.5.2 运营期生态恢复措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定；

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的

环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度；

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态保护措施

工程实施后，营运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，同时需处理施工期遗留问题。

①对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油；

②定时巡查井场等，及时清理含油污泥；

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实；

④井场施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.5.3 退役期生态恢复措施

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）临时占地范围内具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场

恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 温室气体排放影响评价

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

7.1 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。

本项目采油平台设置真空加热炉，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。

本项目不涉及火炬燃烧，不再核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业

业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本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。

本项目采油平台法兰、阀门、储罐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排放总量中予以扣除。

本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排放总量中予以扣除。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。

本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。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

本项目生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	排放因子	排放形式
1	燃料燃烧CO_2排放	井场加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO_2	有组织
2	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门、储罐等处逸散的废气	CH_4	无组织
3	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

本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	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）燃料燃烧CO_2排放 （2）CH_4逃逸排放 （3）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

本项目涉及燃料燃烧 CO_2 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：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{CO2_燃烧}$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。

本项目燃料燃烧温室气体排放计算主要核算井场 55 座加热炉，根据核算，加热炉年天然气消耗量为 1570.8 万 m^3。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3}吨碳/GJ，天然气低位发热量为 332.7GJ/万 m^3，根据换算得出天然气中含碳量为 5.09 吨碳/万 m^3。

根据上述公式核算，燃料燃烧CO_2排放量为29049.59吨。

（2）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；

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

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

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

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

②计算结果

拟建工程为石油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-3　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 9.9 吨，折算温室气体排放量为 207.9 吨 CO_2。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

E_{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

本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 292.5MWh，电力排放因子取《关于发布 2024 年电力碳足迹因子数据的公告》（生态环境部 国家统计局 国家能源局 公告 2025 年第 19 号），全国电力平均碳足迹因子 0.5777kgCO_2e/kWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 1032.64t。

（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，则本项目实施后温室气体排放总量合计为 30290.12 吨。

7.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，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 工艺技术减污降碳措施

本项目定期组织人员进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

本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）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，与实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理;能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细

规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，$C0_2$总排放量为 30290.12 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理

培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

本项目投资 130925 万元，环保投资 3800 万元，环保投资占总投资的比例为 2.9%。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

本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。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求,严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.3.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本项目采取密闭措施，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

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水和生活污水，采出水及井下

作业废水经联合站水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏市污水处理厂处理。

（3）固体废弃物

本项目运营期产生的落地油、清罐底泥、废防渗材料、含油手套、抹布及防护服等均属于危险废物，分别收集后，危废贮存点暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，降低了噪声污染。

（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，减少水土流失。

本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。本项目选用先进、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 环境损失分析

本项目在建设过程中需要占用一定的土地，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，项目占地类型为果园，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能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

本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 环境经济损益分析结论

本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，经估算该项目环境保护投资约 3800 万元，环境保护投资占总投资的 2.9%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8.5 环保投资分析

项目总投资 130925 万元，环保投资约 3800 万元，占总投资的 2.9%。本工程环保投资估算见表 8.5-1。

表 8.5-1　项目环保投资　单位：（万元）

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理体系

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）的要求，结合《中华人民共和国安全生产法》，在施工期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》（OHS18000）有关要求。施工期、运营期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）施工期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等。

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

本项目建设对环境主要影响是运营期产生的污染、风险事故。为最大限度地降低油田生产对区域内环境空气、水环境、声环境、土壤环境及生态环境的影响，减少污染、防止事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

9.1.2 环境管理机构

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司设立的 QHSE（质量、健康、安全和环境）管理科，负责柯柯牙区块现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理。

一切进入阿克苏中曼油气勘探开发有限公司作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.3 环境管理机构职责

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，环境管理归阿克苏中曼油气勘探开发有限公司，逐级落实岗位责任制；相应基层单位井场作业区管理人员为 HSE 体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

（1）施工期的环境管理职责

①施工前应指定专人，成立相应机构，负责规划施工期间的环境管理工作；

②施工组织设计中应对环境保护有明确要求和具体安排；

③落实设计中环保工程和行业环保对策和措施。

（2）运营期的环境管理职责

①贯彻国家及油田有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；

②根据实际需要，组织和配合编制环境保护计划，制定年度环保工作计划并组织实施；

③认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；

④领导和组织环境监测，掌握建设项目周边的环境质量状况演变趋势，提出防治建议并上报上级；

⑤监督检查开发作业区内各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

⑥建立环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

⑦负责环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

⑧领导和组织环境保护宣传活动，推广先进技术和管理经验，增强全体职工的环境意识。

9.1.4 环境管理制度

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，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，分施工期和营运期提出本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　本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，尽量少占用林地、果园和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用，合理处置弃土等等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及生态环境部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
	污染防治	废气	施工扬尘：采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；施工机械及车辆尾气等；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放；		
		废水	管道试压废水：试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；生活污水依托井场现有厕所，定期由阿克苏千净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏市污水处理厂处理		
		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		
		固体废物	施工土方：施工过程中产生的土方全部用于管沟回填及井场平整；施工废料及生活垃圾收集后拉运至就近生活垃圾填埋场处置		
运营期	正常工况	废气	采用密闭措施，加强密闭管道、阀门检修和维护，减少无组织废气逸散	建设单位	建设单位环保部门及生态环境主管部门
		废水	采出水、井下作业水经联合站水处理设施处理达标后，回注油层；生活污水定期由阿克苏千净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏市污水处理厂处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		固体废物	落地油、清罐底泥、废防渗材料、含油手套、抹布及防护服等委托库车红狮环保科技有限责任公司处置；生活垃圾集中收集，拉运至阿		

			克苏市生活垃圾焚烧厂处置		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案		

9.1.5 管理措施

（1）阿克苏中曼油气勘探开发有限公司应将 HSE 管理体系放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

（2）公司各级员工时刻将 HSE 责任放在心中；

（3）制定和落实一岗一责制；

（4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；

（5）做好现场审核和整改；

（6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

同时应按 HSE 管理要求，制定准许作业手册。应为各种关键操作制定准许手册，这是 HSE 的关键文件之一，主要包括以下方面的内容：

（1）当前操作正在进行时的限制；

（2）在特殊条件下，操作参数的允许变动范围；

（3）异常状态下应如何处置的指示。本规划施工建设和作业，都要求与有资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，并将环境影响报告书及其批复意见等有关内容及时传递给相关方。

9.2 环境监理

9.2.1 环境监理目的

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求；	环评中环保措施

		②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、噪声、废渣等污染是否达标排放。	落实到位
2	其他	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及 时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.2.2 环境监理实施机构

本项目应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2～3 名。

9.2.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

（1）设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

（2）施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计（方案）中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

②施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计（方案）、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站

等环境监理方式对施工期污染防治措施、本项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

（3）试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理必不可少的一部分，也是环境管理规范化的重要手段，对企业主要污染物进行监测分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门进行环境规划、管理及执法提供依据。

根据建设项目的工程影响分析可知：本项目在运营过程中由于环保设施的运行状况，可能出现大气污染物超标排放、地下水污染等以及事故发生后引发的环境问题，这些都可能对当地环境造成影响，所以，运行期进行定期的监测是很有必要的。

9.3.2 监测计划

本项目环境监测工作由阿克苏中曼油气勘探开发有限公司的 HSE 部门进行，负责柯柯牙油田的环境管理和环境监测工作。大气、声环境的监测工作由建设单位委托有相应监测资质的单位进行，以利于在指导生产的同时接受当地政府生态环境部门的监督和检查。各污染物监测和分析方法按照《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）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。监测计划详细内容见表 9.3-2。

表 9.3-2　主要监测计划一览表

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）根据实际情况参照表 4 对各类场站周边环境空气、地下水和土壤开展监测。

表 9.3-3　周边环境质量影响监测指标及最低监测频次

9.3.3 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关生态环境管理部门，对于常规监测部分应进行公开，此外，如果发现污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

9.4 排污口规范化管理

排污口是企业单位排放污染物进入环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

9.4.1 排污口的技术要求

（1）排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查；

（2）排污口的位置必须合理确定，按《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）要求进行规范化管理；

（3）排放的采样点设置应按《污染源监测技术规范》要求，设置在排气筒等废气排放口。

9.4.2 排污口立标管理

（1）各污染物排放口，应按国家《环境保护图形标志》（15562.1-1995）与（GB15562.2-1995）的规定，设置国家环境部统一制作的环境保护图形标志牌；危险废物应当按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）设置标识。

（2）污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。

（3）在固定噪声源对厂界噪声影响最大处设置环境保护图形标志牌。

（4）固体废物储存场所要有防火、防扬散、防流失、防渗漏、防雨措施，固体废物贮存场所在醒目处设置一个标志牌。

排放口规范化图标见表 9.4-1 以及表 9.4-2。

表 9.4-1　排放口规范化图形标志

序号	提示图形符号背景颜色：绿色图形颜色：白色	警告图像符号背景颜色：黄色图形颜色：黑色	名称
1			一般固体废物储存
2			噪声源
3			废水排放口

表 9.4-2　危险废物规范化图形标志

序号	版危险废物贮存、利用、处置设施标志样式示意图	危险特性警示图形	名称

1			危险废物
2			
3			
4	/		

危险废物的转移实行转移联单制度，并委托有资质的单位进行处置，其管理按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）相关要求，具体包括以下几点：

（1）分类管理要求

①危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期根据产生危险废物的单位的管理类别确定；

②有条件的地区在危险废物环境重点监管单位推行电子地磅、视频监控、电子标签等集成智能监控手段，如实记录危险废物有关信息，有条件的可与国家危险废物信息管理系统联网。

（2）危险废物管理计划制定要求

①危险废物环境重点监管单位的管理计划制定内容应包括单位基本信息、设施信息、危险废物产生情况信息、危险废物贮存情况信息、危险废物自行利用、处置情况信息、危险废物减量化计划和措施、危险废物转移情况信息；

②危险废物简化管理单位的管理计划制定内容应包括单位基本信息、危险废物产生情况信息、危险废物贮存情况信息、危险废物减量化计划和措施、危险废物转移情况信息；

③危险废物登记管理单位的管理计划制定内容应包括单位基本信息、危险废物产生情况信息、危险废物转移情况信息。

（3）危险废物管理台账制定要求

①产生危险废物的单位应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任；

②产生危险废物的单位应根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账；

③危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式。产生危险废物的单位可通过企业自建信息管理记录电子管理台账。

（4）危险废物申报要求

①产生危险废物的单位定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料；

②产生危险废物的单位应根据危险废物管理台账记录归纳总结申报期内危险废物有关情况，保证申报内容的真实性、准确性和完整性，按时在线提交至所在地生态环境主管部门，台账记录留存备查；

③产生危险废物的单位可以自行申报，也可以委托危险废物经营许可证持有单位或者经所在地生态环境主管部门同意的第三方单位代为申报。

9.4.3 排污口建档管理

（1）要求使用国家环境部统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志

登记证》，并按要求填写有关内容；

（2）根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

9.4.4 排污许可制度衔接及执行

2016 年 11 月，国务院办公厅发布了《控制污染物排放许可制实施方案》，方案指出："环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企事业单位生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。"

2021 年 3 月 1 日起实施的《排污许可管理条例》第二条：

"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（以下简称排污单位），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"。

排污许可制是企事业单位生产运营期排污的法律依据，是确保环境影响评价提出的污染防治设施和措施落实落地的重要保障。

根据《排污许可管理条例》第十五条：

在排污许可证有效期内，排污单位有下列情形之一的，应当重新申请取得排污许可证：

（一）新建、改建、扩建排放污染物的项目；

（二）生产经营场所、污染物排放口位置或者污染物排放方式、排放去向发生变化；

（三）污染物排放口数量或者污染物排放种类、排放量、排放浓度增加。

本项目在报批环评报告书后、项目实际运行前，应尽快申请工程排污许可证，作为本项目合法运行的前提。

9.5 环境保护措施竣工验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项

目竣工环保“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1　项目运营期“三同时”竣工环境保护验收一览表

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	治理目标	执行标准
1	废气	厂区内	非甲烷总烃	密闭措施	厂内监控点处1h平均浓度值≤10mg/m^3 厂内监控点处任意一次浓度值：≤30mg/m^3	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）标准
2		厂界	非甲烷总烃		厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9边界污染物控制要求
3		加热炉烟气	颗粒物、SO_2、NO_X、烟气黑度	清净燃料+8m高排气筒	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3 烟气黑度＜1 级	《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
4	噪声	采油树、抽油机、加热炉		采取有效隔声、减振、降噪措施	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类标准
5	废水	采出水、井下作业废水、压裂返排液	COD、石油类等	拉运至联合站处理	经联合站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层	
		生活污水	COD、氨氮等	委托阿克苏千净环保工程有限公司定期拉运至阿克苏市污水处理厂处理		
6	固体废物	生活垃圾	统一收集至井场内垃圾桶，定期送至阿克苏市生活垃圾焚烧厂处置		合理处置	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
		含油手套、抹布及防护服	红6危废库暂存，定期清理后交由库车红狮环保科技有限公司处置			《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》
		落地油				

		废防渗材料			（HJ2025-2012）
		清罐底泥			
7		废药剂包装			
8	环境风险		完善应急预案、定期培训和应急演练		
9	防渗	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于6.0m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
		一般防渗	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
		简单防渗区	地面硬化		进行一般地面硬化
10	环境管理		环境管理制度		健全
			排污口标识齐全		准确
			危险废物管理计划		健全
			危险废物管理台账		完整
			危险废物申报		及时
11	生态环境		生态恢复：尽量避开植被较丰富的区域；严格控制作业带宽度；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围；井场、管线建设做到土方平衡		严格按照要求执行
			水土保持：防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌		严格按照要求执行
			防沙治沙：施工土方全部用于井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；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		严格按照要求执行

9.6 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.6-1。

表 9.6-1　项目污染物排放清单一览表

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田油气勘探开发项目

建设单位：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司

建设内容：新建 24 口开发井

项目投资和环保投资：项目总投资 130925 万元，其中环保投资 3800 万元，占总投资的 2.9%。

劳动定员及工作制度：新增劳动定员 20 人，年运行 365 天。

10.1.2 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区阿克苏市及温宿县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、生态保护红线、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于阿克苏中曼油气勘探开发有限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十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划》。本项目为新建柯柯牙油田项目，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，本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

本项目距离生态保护红线区最近约 10.156km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本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。本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、阿克苏地区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：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：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：监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

地表水环境质量现状监测表明：监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）表 1 中III类水质标准。

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）中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃（C_{10}-C_{40}）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。

10.2.2 环境保护目标

本次评价将大气评价范围内的村庄作为环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目废水全部妥善处置，不外排，故不再设置地表水保护目标；

将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；将项目周边 200m 范围内声环境敏感点作为声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场外扩 1km 范围及管线两侧 200m 范围内的园地、居民区作为土壤环境（污染影响型）保护目标；拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，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作为生态保护目标。将区域环境空气、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭集输管道输送，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，采用底部装载方式，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

（2）加热炉以天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

（3）加强站场生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水和生活污水，采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏市污水处理厂处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目周围地形空旷，井场噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥、含油手套、抹布及

防护服等均属于危险废物，分别集中收集后，委托有资质单位接收处置；生活垃圾统一收集至井场内垃圾桶后，定期拉运至阿克苏市生活垃圾焚烧厂处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

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

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水和生活污水，采出水、井下作业废水经联合站水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，生活污水委托阿克苏千净环保工程有限公司定期清运至阿克苏市污水处理厂处理。本项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废水和生活污水均不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

本项目采油平台产生噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料均属于危险废物，分别集中收集后危废贮存库暂存，定期委托有资质单位接收处置。项目固体废物均妥善处置，对周围环境影响较小。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，本项目总量控制指标为：NO_X23.99t/a（单台排放量为 0.436t/a，本项目 44 台），VOC_S37.9128t/a，COD0t/a，总磷 0t/a。

10.6 环境风险评价

本项目柯柯牙油田为新建区块，暂未制定应急预案，待后续完工按相关要求制定突发环境事件应急预案，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，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据阿克苏中曼油气勘探开发有限公司提供的《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯柯牙油田新近系吉迪克组、寒武系沙依里克组和肖尔布拉克组、震旦系奇格布拉克组石油天然气探明储量区块产能建设项目公众参与说明书》，本项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划》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。