



南京国环科技股份有限公司
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

鲁克沁深层稠油压舱石工程
2026 年开发方案
环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司

鲁克沁采油管理区

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二五年十一月

目 录

1 概述	- 1 -
1.1 建设项目的特点	- 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程	- 2 -
1.3 分析判定相关情况	- 3 -
1.4 关注的主要环境问题	- 5 -
1.5 环境影响报告的主要结论	- 6 -
2 总则	- 8 -
2.1 编制依据	- 8 -
2.2 评价工作原则	- 12 -
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	- 13 -
2.4 环境功能区划和评价标准	- 17 -
2.5 评价等级和评价范围	- 22 -
2.6 评价内容及评价重点	- 33 -
2.7 控制污染与环境保护目标	- 34 -
2.8 与相关法律法规、规划符合性分析	- 36 -
2.8.4 与耕地保护制度符合性分析	- 37 -
2.9 生态环境分区管控符合性分析	- 37 -
2.10 选址、选线合理性分析	- 37 -
3 建设项目工程分析	- 39 -
3.1 工程开发现状与环境影响回顾	- 39 -
3.2 工程概况	- 47 -
3.3 工程分析	- 77 -
4 环境现状调查与评价	- 107 -
4.1 自然环境概况	- 107 -

4.2 环境空气现状调查与评价	- 111 -
4.3 水环境现状调查与评价	- 113 -
4.4 声环境现状调查与评价	- 119 -
4.5 土壤环境现状调查与评价	- 120 -
4.6 生态环境现状调查与评价	- 125 -
5 环境影响预测与评价	- 132 -
5.1 大气环境影响分析	- 132 -
5.2 水环境影响分析与评价	- 137 -
5.3 声环境影响分析与评价	- 152 -
5.4 固体废物环境影响分析与评价	- 157 -
5.5 土壤环境影响分析与评价	- 160 -
5.6 生态环境影响分析	- 167 -
5.7 环境风险评价	- 176 -
6 环境保护措施及其可行性论证	- 198 -
6.1 大气污染防治措施	- 198 -
6.2 水环境保护措施	- 200 -
6.3 噪声污染防治措施	- 205 -
6.4 固废污染防治措施	- 205 -
6.5 土壤环境保护措施	- 210 -
6.6 生态环境保护措施	- 211 -
6.7 生态恢复方案	- 217 -
6.8 水土保持方案	- 219 -
6.9 防沙治沙方案	- 223 -
6.10 温室气体管控措施	- 224 -
7 环境影响经济损益分析	- 227 -
7.1 经济效益分析	- 227 -

7.2 社会效益分析	- 227 -
7.3 环境经济损益分析	- 228 -
7.4 环境经济损益分析结论	- 229 -
8 环境管理与监测计划	- 230 -
8.1 环境管理	- 230 -
8.2 施工期环境管理及监测	- 231 -
8.3 运营期环境管理及监测	- 236 -
8.4 污染物排放清单	- 240 -
9 环境影响评价结论与建议	- 241 -
9.1 结论	- 241 -
9.2 要求与建议	- 248 -

1 概述

1.1 建设项目的特点

鲁克沁稠油油田位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县鲁克沁乡，属于中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区管辖，油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

鲁克沁油田分为四个区块，分别为玉 108 区块、玉东 203 区块、玉 1 块和玉东 1 块。其中玉东 203 区块Ⅱ₁砂组利用老井部署近反七点法不规则井网，Ⅱ₂砂组重新部署一套五点法井网，构成纵向 2 套开发层系；玉 108 区块，Ⅱ₁、Ⅱ₂砂组均构建五点法井网，由原合层开采转为分层系开发；玉 1 区块沿用水井合注、油井分采的思路，利用现有老井尽可能规范Ⅱ₁砂组注采井网；玉东 1 区块，完善注采井网，根据各区块油藏特点，分别开展压舱石工程。

本工程计划部署 79 口井，其中新钻井 64 口（油井 39 口，水井 25 口），转注井 15 口，设计单井产能 4.5-5t/d，新建产能 5.76 万吨，采用二开井身结构，钻井总进尺 2.03685×10⁵m；新建采油井场 39 座，注水井场 25 座；扩建玉北脱水站；新建集油管线 23.4km、掺稀管线 23.4km；玉东 203 区块新建计量站 1 座；玉 108 区块西区 8#阀组扩建 6 头标准化掺稀计量阀组；玉东 203、玉 108 区块分别新建 18 头配水阀组各 1 座，同时建设供配电、仪控、通讯、消防等配套工程。本工程为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，油气外输及处理均依托已有地面设施，项目建设性质为老区块改扩建，本工程在吐哈油田中的位置见图 3.1-1。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油开采项目，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，中“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新區塊开发、页岩油开采、**涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）**”，需编制环境影响报告书。

本工程评价范围涉及永久基本农田，根据《关于印发<新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2024年本）>的通知》，第7项“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）**”，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2025年7月，中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区委托南京国环科技股份有限公司编制《鲁克沁深层稠油压舱石工程 2026年实施方案建设项目环境影响报告书》。

本公司接受环评委托后，在鲁克沁采油管理区的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。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。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

具体评价工程程序图见图1.1-1。

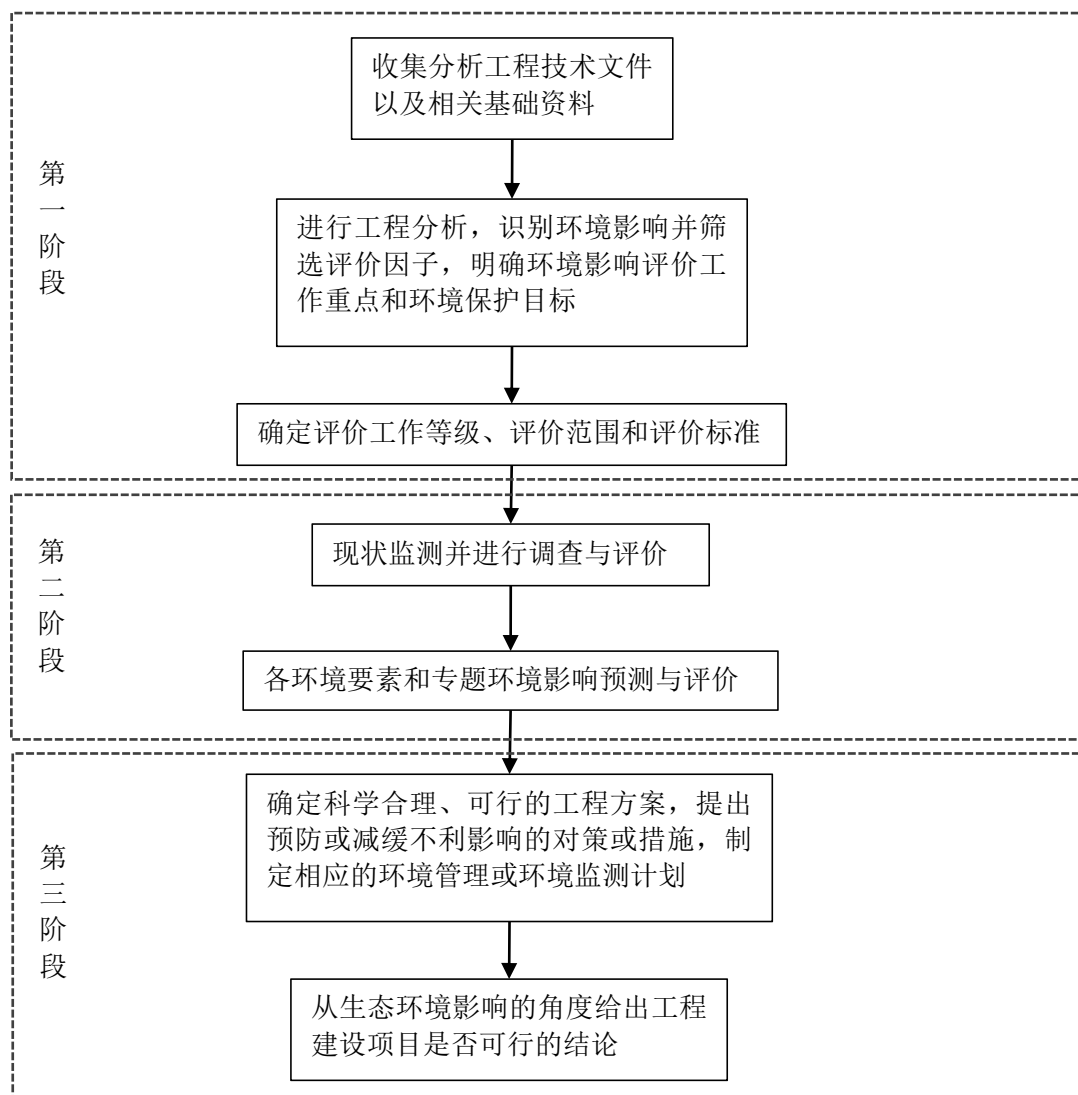


图 1.1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油吐哈油田分公司石油天然气开发项目，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）》（新环环评发〔2024〕93号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程属于中国石油吐哈油田分公司滚动开发项目，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》和《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

本工程属于油气开采项目，符合《鄯善县国土空间规划》（2021-2035年）要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程为吐哈油田滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《挥发性有机物VOCs污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区；本项目评价范围内涉及基本农田，但不占用基本农田，符合新疆及吐鲁番市经济发展规划、环保规划。

本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，无重大环境制约因素，对环境的影响属于可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）、《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（吐政办〔2021〕24号）及2023年动态更新成果，本工程位于鄯善县地下水开采重点管控单元（环境管控单元编码：ZH65042120007），不涉及生态保护红线。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和重点管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89号）和《关于印发新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文件规定，本工程不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题

本工程为油气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场建设等过程，运营期的采油、井下作业等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标为评价范围内基本农田。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、生活污水、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期集输过程无组织排放烃类、井下作业废水、采出水、落地油、废润滑油、废防渗材料、废压裂液、废酸化液、废洗井液等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为集输过程无组织挥发烃类排放至大气环境，对其产生的影响。

（2）水环境

本工程评价区内无地表水体。施工期钻井过程中产生的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，分离后的固相废弃泥浆岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺垫井场、铺路或填埋洼地等综合利用，若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，由钻井队委托第三方岩屑处置公司处理；生活污水依托鲁克沁生活基地污水处理站处理；酸化压裂废水在酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至鲁中联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排。

本工程运营期在正常情况下，井下作业废水进入地面收集罐进行调配中和后再进入生产流程系统，经鲁中联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排；油

水分离产生的含油污水等废水均依托鲁中联合站和玉北脱水站处理采出水处理系统处理达标后回注，不外排。可能对水环境产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

（4）土壤环境

投产前地面工程建设、管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目施工期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

本工程井场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、施工废料、废烧碱包装袋、废机油、废防渗材料）及运营期产生的固体废弃物（含油污泥、落地原油、废润滑油、废防渗材料）对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是石油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响报告的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“七、石油天然气”中的“1.常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护

区、风景名胜区等环境敏感区域，项目评价范围涉及永久基本农田，但不占用基本农田，施工过程需严格控制施工作业带范围，严格按照报告中提出的措施施工；项目符合“三线一单”要求。

本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆及吐鲁番市生态环境分区管控要求。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (8) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (12) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；
- (13) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017 年 1 月 1 日）；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订，自 2025 年 7 月 1 日起施行）；
- (15) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- (16) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）。

2.1.2 法规及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；
- (2) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日）；
- (3) 《危险废物污染防治技术政策》（2001 年 12 月 17 日）；
- (4) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）；

- (5) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（2012 年 7 月 3 日）；
- (6) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（2012 年 8 月 7 日）；
- (7) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；
- (8) 《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (9) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；
- (10) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；
- (11) 《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）；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；
- (14) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (15) 《排污许可管理办法》（2024 年 7 月 1 日起施行）；
- (16) 《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 9 日）；
- (17) 《国家重点保护野生植物名录》（2021 年 9 月 7 日）；
- (18) 《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）；
- (19) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号，2021 年 11 月 4 日）；
- (20) 《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）。

2.1.3 地方法律、法规及文件

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；
- (3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；

- (4) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）；
- (5) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（新政办〔2001〕147号，2001年9月30日）；
- (6) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018年9月21日）；
- (7) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号）；
- (8) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022年3月）；
- (9) 《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021年7月28日）；
- (10) 《关于修改<自治区实施中华人民共和国野生动物保护法>的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997年1月22日）；
- (11) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（1999年10月1日）；
- (12) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017年3月7日）；
- (13) 《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，2019年1月21日）；
- (14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (15) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96号，2005年7月14日）；
- (16) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194号，2002年11月16日）；
- (17) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013年11月28日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；
- (18) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017年7月1日）；
- (19) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号，2018年12月20日）；
- (20) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（2024年11月28日修订，2025年1月1日实施）；
- (21) 《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〔2020〕138号）；
- (22) 《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发

〔2018〕133号）；

（23）《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）；

（24）《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》（2021年6月4日）；

（25）《新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划》；

（26）《吐鲁番市生态环境保护“十四五”规划》；

（27）《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（2023年版）；

（28）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》。

2.1.4 技术标准及规范

（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 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；

（9）《建设项目环境风险评价技术 导则》（HJ169-2018）；

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；

（12）《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018）；

（13）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）；

（14）《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）；

（15）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）；

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

（17）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

（18）《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）。

2.1.5 委托书及相关技术资料

(1) 《鲁克沁深层稠油压舱石工程 2026 年开发实施方案》(中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司, 2025 年 7 月);

(2) 鲁克沁深层稠油压舱石工程 2026 年开发实施方案委托书。

2.2 评价工作原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测, 了解所在区域的自然环境、自然资源及土地利用情况, 掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析, 明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度, 分析环境污染的影响特征, 预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度, 并提出应采取的污染防治和生态保护措施; 分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 论述拟采取的环境保护措施的技术可行性、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, 并针对存在的问题, 提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 分析本工程可能存在的事故隐患, 预测风险事故可能产生的环境影响程度, 提出环境风险防范措施。

通过上述评价, 论证项目对环境方面的可行性, 给出环境影响评价结论, 为项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据, 为环境保护主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 结合当地发展规划开展评价工作, 评价工作坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则, 实事求是和客观公正地开展评价工作。

(2) 严格执行国家和地方的有关环保法律法规、标准和规范。

(3) 贯彻“清洁生产”“循环经济”“节约用水”的原则; 针对拟建项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

(4) 尽量利用现有有效资料，避免重复工作，结合类比调查和现状监测进行评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 环境影响识别

本工程主要包括钻井、井场地面工程、原油开采、集输工程、站场扩建等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以钻井、井场地面工程、集输管线、站场扩建等工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以原油开采、集输过程中产生的污染为主。环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

影响 因素	施工期					运营期					退役期		生态影 响
	生态影 响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	
	钻前工程 和管线工程 地表扰动、植 被破坏等	施工机械和车 辆扬尘废气	钻井废 水、试压 废水、压 裂返排 液、酸化 废液等废 水、生活污 水；	钻井岩屑 泥浆、施工 废料、生活 垃圾、废机 油、工程弃 土	施工机械和车 辆噪声	无组织废 气（挥发 性有机物 等）	采出水、井下 作业废液、生 活污水等污 （废）水	油泥砂、井 下作业固 废、废防渗 膜、生活 垃圾等	井场设 备和井 下作业 噪声	石油危险物 质泄漏，以 及火灾、爆 炸、井喷等 事故引发的 伴生/次生 污染物	构筑物 拆卸扬 尘	地面设施 拆除、井场 清理等环 节产生的 废弃管道 和设备、建筑 垃圾等	
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感 区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 建设项目环境影响评价因子一览表

单 项 工 程 环 境 要 素	时 期	大 气	地 表 水	地 下 水	土 壤	生 态	噪 声
钻 前 工程	施工期	颗 粒 物	/	/	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻 井 工程	施工期	非甲烷 总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级（L _d 、L _n ）
油 气 集 输 工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
油 气 处 理 工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
注水工程	施工期	/	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县境内,位于鲁克沁油田内,属于油气勘探开发区域,按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单的规定,该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

(1) 地表水: 本项目所在区域内无地表水体。

(2) 地下水: 本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的规定,该区域地下水属于Ⅲ类功能区划。

2.4.1.3 声环境

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)的有关要求,井场、站场执行2类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》,项目所在区域属于Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区—Ⅲ₄天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区—51.吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点,采用以下环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级浓度限值;非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值2.0mg/m³执行,标准取值见表2.4-2。

表 2.4-1 环境空气质量标准 (单位: μg/Nm³)

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本污染	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修
		24小时平均	150		

物		1小时平均	500		改单二级标准	
	PM ₁₀	年平均	70			
		24小时平均	150			
	PM _{2.5}	年平均	35			
		24小时平均	75			
	NO ₂	年平均	40			
		24小时平均	80			
		1小时平均	200			
	CO	24小时平均	4			mg/m ³
		1小时平均	10			
O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³			
	1小时平均	200				
特征 污 染 物	非甲烷 总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排 放 标准详解》	
	硫化氢	1小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导 则大气环境》(HJ2.2-20 18)附录D	

(2) 水环境评价标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准,具体标准值见表2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准 (单位: 除 pH 外, mg/L)

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	20	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0
2	色 (度)	≤15	21	细菌总数 (CFU/mL)	≤100
3	嗅和味	无	22	氰化物	≤0.05
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐氮	≤1.0
5	总硬度	≤450	24	硝酸盐 (以氮计)	≤20
6	溶解性总固体	≤1000	25	氟化物	≤1.0
7	硫酸盐	≤250	26	碘化物	≤0.08
8	氯化物	≤250	27	汞	≤0.001
9	铁	≤0.3	28	砷	≤0.01
10	锰	≤0.10	29	硒	≤0.01
11	铜	≤1.00	30	镉	≤0.005
12	锌	≤1.00	31	六价铬	≤0.05
13	铝	≤0.20	32	铅	≤0.01
14	挥发酚	≤0.002	33	三氯甲烷	≤0.06
15	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	四氯化碳	≤0.002
16	耗氧量	≤3.0	35	苯	≤0.01
17	氨氮	≤0.50	36	甲苯	≤0.7
18	硫化物	≤0.02	37	石油类	≤0.05
19	钠	≤200			

(3) 声环境

井场、站场声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）土壤环境

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 土壤环境质量标准（单位：pH 无量纲，其他 mg/kg 干土）

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）		
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		

35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并(a)蒽	15
39	苯并(a)芘	1.5
40	苯并(b)荧蒽	15
41	苯并(k)荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并(a, h)蒽	1.5
44	茚并(1,2,3-cd)芘	15
45	蔡	70
其他项目		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500

占地范围外土壤环境质量参照执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中农用地土壤污染风险筛选值（基本项目），具体标准值见表2.4-4。

表 2.4-4 土壤环境质量标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.4.2.2 污染物排放标准

（1）废气

①施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度1.0mg/m³限值要求。

②运营期

油气开采过程中井场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准要求，硫化氢

执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准一览表（单位：mg/m³）

阶段	污染物	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	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）
	硫化氢	0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求

（2）废水排放标准

项目运营期产生的采出水依托玉北脱水站和鲁中联合站处理达标后回注地层，不向外环境排放。根据项目各区块储层空气渗透率，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率〔0.5,2.0〕μm²的Ⅳ类标准，标准值详见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率 μm ²		<0.01	(0.01,0.05)	(0.05,0.5)	(0.5,2.0)	≥2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a		≤0.076				

（3）噪声

①施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.4-7；②运营期井场、站场采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，玉北脱水站采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准，见表 2.4-8。

表 2.4-7 建筑施工场界环境噪声排放标准

标准来源	主要噪声源	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	推土机、挖掘机、装载机等	70	55

表 2.4-8 工业企业厂界环境噪声排放标准

标准来源		类别	噪声限值 dB（A）	
			昼间	夜间
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	井场、站场	2 类	60	50
	玉北脱水站	3 类	65	55

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第23号，2022年1月1日实施）进行监督和管理。

钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017），可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《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 301-2016）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）中的要求。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），评价工作等级按表 2.5-1 的分级依据进行划分。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

根据项目工程分析污染物参数，选取《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大落地浓度和最大落地浓度占标率。计算公式如下：

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

式中：

P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，

μg/m³;

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, μg/m³。

估算模式参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/°C		42
最低环境温度/°C		-30.9
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生 工序	预测因 子	面源海拔高 度/m	污染物排放速率 (g/s)	面源参数			年排放小时数 (h)
				长度	宽度	高度	
玉7-2001	NMHC	-1	0.01016	110m	95m	6m	8760
玉21-1601	NMHC	-13	0.01016	110m	100m	6m	8760
玉东2-8001	NMHC	13	0.00508	50m	60m	6m	8760
玉东3-1211	NMHC	-13	0.01016	110m	95m	6m	8760
新建计量站	NMHC	-4	0.002475	16.5m	9.5m	6m	8760
原油沉降罐	NMHC	-6	0.07944	50	50	15	8760
三相分离器	NMHC	-8	0.003392	10	3	3.5	8760

评价因子和评价标准见表 2.5-4。

表 2.5-4 评价因子和评价标准表

评价因 子	平均时 段	标准值/ (μg/m ³)	标准来源
非甲烷 总烃	1h 平均 浓度	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度 选用值, 确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m ³

预测结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

序 号	污染源	评价 因子	下风向最大质量浓 度 (μg/m ³)	最大浓度出现 距离 (m)	最大落地浓度占 标率 P _{max} (%)	D _{10%} (m)
1	玉7-2001	非甲 烷总 烃	23.93	173	1.196	0
2	玉 21-1601		23.443	174	1.172	0
3	玉东 2-8001		16.476	47	0.824	0
4	玉东 3-1211		23.93	173	1.196	0

5	新建计量站		29.296	19	1.314	0
6	原油沉降罐		94.327	45	4.716	0
7	三相分离器		118.25	10	5.912	0

(2) 评价范围

根据上述计算结果,本工程无组织废气污染物 $P_{\max}=5.912\%<10\%$, 根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)中评价工作分级判据,本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的规定,二级评价项目大气环境影响评价范围为单井井场及站场周边 5km 内,评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)生态敏感性和影响程度,将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级,经判定本项目生态环境影响评价等级为三级,判定依据及结果见表 2.5-6。

表 2.5-6 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地,重要生境时,等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时,评价等级为二级	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 HJ 2.3-2018 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,生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ 610-2016、HJ 964-2018 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,生态环境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),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		本项目占地面积为 0.133km ² <20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况,评价等级为三级	三级	不涉及

(2) 评价范围

结合《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)中的相关规定。

本项目生态评价范围为各井场、阀组间、站场周边 50m 范围内,管线两侧各 300m 带状区域,评价范围见图 2.5-2。

2.5.3 水环境评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水评价等级

项目区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）相关要求，确定本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无生产废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.3.2 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 分级标准，本项目站场属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于 I 类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），“按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价。”“油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。”

因此，本项目井场属于 I 类建设项目，集输管线属于 II 类建设项目。

表 2.5-7 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.5-8 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的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（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。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.5-9 地下水环境影响评价工作等级划分

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

根据表2.5-8、表2.5-9可知，由于项目区内无集中式饮用水水源地保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。由此判定本项目井场地下水评价等级为二级、管线地下水评价等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。各井场、阀组间地下水流向上游1km，下游2km，两侧外扩1km的矩形区域，管线边界两侧向外延伸200m范围。评价范围见图2.5-3。

2.5.4 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于2类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境影响评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设工程边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设工程所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据工程特点，本次环评声环境影响评价范围为井场、阀组间向外扩200m作为评价范围。评价范围见图2.5-4。

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表2.5-10。

表2.5-10 环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
--------	---------------------	-----	----	---

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

项目运营期涉及的主要危险物质为采出液（主要成分为原油、水和天然气混合液）。涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的采出液泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本项目风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV⁺级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-11 确定环境风险潜势。

表 2.5-11 项目环境风险潜势划分依据一览表

环境敏感度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

（2）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量的比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-12。

表 2.5-12 本项目危险物质临界量

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质（采出液）	/	2500

本工程新建单井集油管线及掺稀管线共 46.8km，其中单井集油管线 23.4km，规格 DN50，掺稀管线 23.4km，规格 DN40，埋地敷设，玉北脱水站扩建 1 座 5000m³ 原油沉降罐。原油密度以 0.9629g/cm³ 计算，稀油密度以 0.8108g/cm³ 计算。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \dots + \frac{qn}{Qn}$$

式中：q1，q2……qn—每种危险物质的最大存在量，t；

Q1，Q2…Qn—每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为 I。

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

Q 的确定见表 2.5-13。

表 2.5-13 建设项目 Q 值确定表

序号	风险源	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质 Q 值
1	集油管线	原油	—	48.74	2500	0.0195
2	掺稀管线	原油	—	24.93	2500	0.00997
3	原油沉降罐	原油	-	4814.5	2500	1.9258
Q 值 Σ						1.95527

根据上表计算结果，本项目 $Q=1.95527$ 。

②危险物质数量与临界量的比值（M）

行业及生产工艺判定详见表 2.5-14。

表 2.5-14 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	M 分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

注：a 高温指工艺温度 $\geq 300^\circ\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价

M 划分为（1） $M > 20$ ；（2） $10 < M \leq 20$ ；（3） $5 < M \leq 10$ ；（4） $M = 5$ ；

分别以 M_1 、 M_2 、 M_3 和 M_4 表示，本项目为石油天然气行业，项目 $M=10$ ，以 M_3 表示。

③P值的等级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录C中P的确定依据，如表2.5-16所示。本项目危险物质和工艺系统危害性（P）的等级为P2。

表 2.5-16 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4

$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4
-----------------	----	----	----	----

(3) 环境敏感程度(E)的分级确定

①大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见表2.5-17。

表 2.5-17 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人。
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本项目拟建站场及管线周边500m范围内不存在居民，5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人，环境敏感性为E3。

②地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录D.2依据事故情况下危险废物泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见表2.5-18。

表 2.5-18 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E2	E3	E3

表 2.5-19 地表水环境敏感目标分级

分级	地表水环境敏感特征
F1	排放点进入地表水水域环境功能为类以上，或海水水质分类第一类；或发生事故时，危险废物泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
F2	排放点进入地表水水域环境功能为类以上，或海水水质分类第二类；或发生事故时，危险废物泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
F3	上述地区之外的其他区域

表 2.5-20 地表水环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标分级
----	----------

S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向） 10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向） 10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向） 10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

③地下水环境

本项目周边不存在集中式饮用水水源地和其他地下水相关保护区，为环境低度敏感区 E3。

表 2.5-21 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 2.5-22 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感目标分级
敏感 G1	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 G2	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（如热水、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 G3	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。

表 2.5-23 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$ ， $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb：岩土层单层厚度；K：渗透系数。根据本项目水文工作报告中项目区域内玉东废渣场水文地质调查渗透系数为 0.1m/d。

结合环境空气、地表水、地下水，本项目环境敏感程度为 E3。

（4）环境风险等级判定

根据本项目危险物质及工艺系统危险性（P4）及环境敏感程度（E3），本项目风险潜势为 I 级，风险评价等级为简单分析。

2.5.5.2 评价范围

工程风险评价等级为简单分析，本次不设环境风险评价范围。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.4“依据 HJ 964-2018 土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别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）项目类别

依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“石油开采（井场）”“集油管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”“交通运输仓储邮政业—石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为I类、II类。

（2）占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目永久面积为 28.4374hm^2 ，占地规模为中型。

（3）环境敏感程度

①污染影响型

根据现场调查，本工程井场及管线周边范围内涉及耕地（基本农田），因此，判定土壤环境敏感程度为**敏感**。

表2.5-24 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

②生态影响型

根据监测数据工程区土壤 pH 值在 $8.4 < \text{pH} < 8.7$ 范围内，为**碱化土壤**； $5 \leq$ 土壤盐含量 <10 ，生态影响型土壤敏感程度为**敏感**，详见表 2.5-25。

表2.5-25生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型和生态影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-26 和表 2.5-27。

表2.5-26污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-27生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目采油井场、阀组区属于I类项目，集输管线属于II类项目，因此本项目采油井场、阀组区土壤污染影响型评价工作等级为一级，集输管线土壤污染影响型评价工作等级为二级。

本项目采油井场、阀组区生态影响型土壤评价工作等级为一级，原油集输管线生态影响型土壤评价工作等级为二级。

(5) 评价范围

现状调查范围详见表 2.5-28，评价范围见图 2.5-5。

表 2.5-28 现状调查范围

序号	建设内容	生态影响型 评价等级	调查评价范围	污染影响型评 价等级	调查评价范围
1	井口、阀组 区	一级	占地范围外扩 5km	一级	占地范围外扩 1km
2	管线	二级	管线两侧延伸 200m 范 围	二级	管线两侧延伸 200m 范围

2.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-29。

表2.5-29 环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级			评价范围
1	环境空气	二级			场站边界边长 5km，图 2.5-1
2	地表水	三级 B			—
3	地下水	井场（含回注井场）	二级	各井场、阀组间地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管线边界两侧向外延伸 200m 范围，图 2.5-3	
		管线	三级		
4	噪声	二级			以井场、站场边界向外 200m，图 2.5-4
5	土壤	污染影响型	井口、阀组区	一级	井场、阀组间、站场取占地范围内及占地范围外 1km 范围，图 2.5-5
			管线	二级	管线边界两侧 200m 范围内，图 2.5-5
		生态影响型	井口、阀组区	一级	井场、阀组间、站场取占地范围内及占地范围外 5km 范围，图 2.5-5
			管线	二级	管线边界两侧 200m 范围内，图 2.5-5
6	生态	三级			井场、阀组间、站场周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域，图 2.5-2
7	环境风险	简单分析			—

2.6 评价内容及评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析、环境管理与监控计划、结论及建议。

2.6.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、生产运营期及退役期三个时段，其中：以建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区、阀组区和集输管线。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

- (1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。
- (2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，厂界噪声达标，固废得到合理利用及无害化处置。
- (3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。
- (4) 保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

据现场调查，评价范围内没有自然保护区、水源地保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。

(1) 大气环境

评价区内环境空气保护目标为油田工作生活区及油区的工作人员、吐峪沟村及吐峪沟英买里村。

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

(2) 水环境

根据现场调查可知，评价区域内无地表水域、无地下水井。本项目采出水经鲁克沁联合站采出水处理系统达标处理后，回注油藏不外排。

在钻井和采油过程中控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有水平。

(3) 声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准。

(4) 生态环境

根据现场调查可知，评价区域内本工程距离最近坎儿井约2.5km，本工程与坎儿井位置关系图详见图2.7-1；距离新疆火焰山-葡萄沟风景名胜区约7.49km，本工程与新疆火焰山-葡萄沟风景名胜区位置关系图详见图2.7-2；距离新疆库木塔格沙漠风景区10.15km，位置关系图详见图4.6-2，均不在本项目生态评价范围内。

(5) 土壤环境

根据现场调查可知，评价区域内涉及基本农田及一般农田，平台井（玉21-1601、玉21-1501、玉21-1602、玉22-1601）南157m有基本农田，玉21-19南15m有一般农田，是本工程重点保护目标，位置关系图详见图2.7-3。

本项目环境敏感目标见表2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置 (方位, 距离)	保护要求
大气环境	吐峪沟村	玉 7-1701 (油井) 西南, 1.23km	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
	洋海尤库日买里村	玉 21-1601 (油井) 西南, 2.749km	
	萨依克尔村	玉东 2-1261 (油井) 南, 2.789km	

	吐峪沟英买里村	玉 8-1601（油井）西北，2.509km	
地下水环境	评价区域内地下水	—	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
声环境	评价区域内	—	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
生态环境	评价区域内	—	—
土壤环境	基本农田	玉 22-1801（油井）东，330m	土壤满足《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 筛选值标准；石油烃参考《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）第二类用地风险筛选值；尽量减少对农作物的影响
		平台井（玉 21-1601、玉 21-1501、玉 21-1602、玉 22-1601）南，157m	
		玉 18-14（水井）南，328m	
		玉 9-2201（油井）西南，387m	
		平台井（玉东 3-2001、玉东 3-1211）西南，560m	
	一般农田	玉 21-19（转注井）南，15m	

2.8 与相关法律法规、规划符合性分析

2.8.1 与国家产业政策符合性分析

本工程位于国土资源部批准的新疆吐哈盆地鲁克沁油田开采区域内，有助于推进鲁克沁油田的油气开发，加大吐哈盆地油气开发力度。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）》，将“石油天然气开采”列入“鼓励类”项目。本工程位于国土资源部批准的新疆吐哈盆地鲁克沁油田开采区域内（开采证号 0200000720401），项目的建设符合国家的相关政策。因此，本工程的建设符合国家的相关政策。

2.8.2 与相关政策、法规符合性分析

本工程属于吐哈油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等，符合性见表 2.8-1。由表 2.8-1 分析可知，工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

2.8.3 与相关规划符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关规划的协调性分析结果参见表 2.8-2，与新疆维吾尔自治区主体功能区划见图 2.8-1、与鄯善县国土空间规划见图

2.8-2。由表 2.8-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

根据表 2.8-2 的分析，本工程与相关规划协调一致。

2.8.4 与耕地保护制度符合性分析

根据本项目区域位置，项目周边涉及基本农田，不占用基本农田，针对基本农田新疆维吾尔自治区人民政府办公厅印发《关于坚决制止全区耕地“非农化”行为的通知》及细化措施，本项目与该通知符合性见表 2.8-3。

2.9 生态环境分区管控符合性分析

2.9.1 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）的符合性见表 2.9-1。

2.9.2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的符合性见表 2.9-2。

2.9.3 与《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（吐政办〔2021〕24 号）及 2023 年动态更新成果符合性分析

根据《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（吐政办〔2021〕24 号）及 2023 年动态更新成果，本工程位于鄯善县地下水开采重点管控单元 ZH65042120007），具体如图 2.9-1 所示，通过下表与该单元的管控要求对应分析可知，本工程建设符合鄯善县地下水开采重点管控单元的管控要求。

2.10 选址、选线合理性分析

本工程共部署钻井 79 口，其中新钻井 64 口（采油井 39 口，注水井 25 口），转注井 15 口，新建采油井场 37 座，注水井场 24 座；新建单井集油及掺稀管线各 23.4km，新建单井注水管线 14.9km，注水支线 2.2km；玉东 203 区块新建计量站；西区 8#阀组

扩建 6 头标准化掺稀计量阀组；玉东 203、玉 108 区块新建 18 头配水阀组各 1 座；扩建玉北脱水站，以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

2.10.1 井场选址分析

本工程土壤评价范围涉及永久基本农田，但工程建设不占用基本农田，距离农田最近的井与基本农田相距约 15m，与基本农田位置关系图详见图 2.7-3。

工程区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线，环境敏感程度较低，无重大环境制约因素。

2.10.2 管线选线合理性分析

本工程区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线，环境敏感程度较低，无重大环境制约因素。

综上所述，拟建项目选址、选线充分考虑了工程对周边区域环境的影响，选址、选线合理可行。

3 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 区块勘探开发历程

鲁克沁油田在 2006 年以前原称吐玉克油田，2006 年更名为鲁克沁油田，鲁克沁油田于 1997 年投入试采，2000 年 8 月优选储层物性好、单井产能高的鲁 2 块投入开发，衰竭开发两年半后于 2003 年 6 月在鲁 3-7 井开展了常规注冷水试验，在试验成功的基础上，于 2005 年 10 月该块全面投入注水开发。在鲁 2 块注水开发试验成功基础上，玉东 2008 年整体投入注水开发。

2012 年 12 月，玉北 1 号构造上钻探的玉北 1 井在二叠系梧桐沟组（P2w）见到良好的油气显示，自此发现二叠系梧桐沟组油藏。2013 年完钻的开发井玉北 1-2 和玉北 1-1 井分别获得了 32.27t 和 27.36t 的高产稠油，北一区玉北 1 块进入了快速建产阶段。玉北区块获得突破后，加强了对中西区二叠系的地质认识，先后对玉 1-18 和玉东 401-2-8 井二叠系梧桐沟组进行试采，均获得了较高的产量，日产油分别为 12.93t 和 20.80t。

为了进一步扩展勘探，2013 年向北部署了玉北 6 井，9 月底完钻，10 月试油获日产 9.12m³ 的稠油，之后又先后部署了玉北 601、玉北 101 和玉北 602 等评价井，其中玉北 602 井试油获 43.3m³ 的稠油，玉北 101 井试油日产 18.1m³ 稠油，基本落实了玉北 6 块的含油面积，在此基础上编制了玉北 6 块产能建设方案，玉北 6 块成为油田的重点产能建设区块。

鲁克沁油田属非常规稠油油藏，已落实三级石油地质储量 2.41 亿吨，探明 1.46 亿吨，可采 2420 万吨。动用地质储量 1.25 亿吨，动用率 85.6%。

3.1.2 区块开发现状

3.1.2.1 鲁克沁采油管理区开发现状

鲁克沁采油管理区现有站场 43 座，其中一类站场 2 座（鲁中联合站和玉北脱水站）；二类站场 6 座（红连站、集中站、东一区拉油站、玉北 6 拉油站、玉北 6 注油注水站和玉西接转站）；三类站场 35 座（11 座配水间、23 座标准化阀组、

16#分输阀室)。管理区未单独设置注水站,4座注水站设置在2个一类站场和2个二类站场中。目前共有采油井504口,注水井238口,标准化计量阀组23座,各类生产运行场站43座,其中混油储罐16具,罐容44800m³;稀油储罐8具,罐容22400m³。压缩机、分离器、热化学脱水器、注水泵等主要设备118台/套。

鲁克沁采油管理区现有采油井602口,注水井252口,标准化计量阀组23座,各类生产运行场站43座,其中混油储罐16具,罐容44800m³;稀油储罐8具,罐容22400m³。压缩机、分离器、热化学脱水器、注水泵等主要设备118台套。

(1) 供水

鲁克沁水源位于鲁克沁联合站南侧,建地下水井3口,供水能力70万方/年(2000方/天),供水站位于鲁中联合站南侧,与110kV变电站合建,供鲁克沁油田生产用水。

(2) 排水

鲁克沁采油管理区排放的废水主要是生产废水和生活污水。

鲁中联合站、玉北脱水站的生活污水和生产污水主要通过站内污水处理装置处理后回注;单井产生的采出水依托联合站或脱水站采出水处理系统处理,处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中储层空气渗透率(0.5, 2.0) μm²的IV类标准要求后回注油田。

(3) 供暖

集中拉油站、鲁中联合站供热分别由各自配套建设的燃气锅炉房供暖;其他各场站、井场等采用电热取暖器。管理区现有各加热炉、锅炉等23个。

(4) 道路

鲁克沁油田的道路交通主要依托当地政府所建的县、乡级沥青公路和油田内站场间的自建沥青公路。现有油田道路与连霍高速、G312相接,交通便利,可满足油田车辆巡检、运输及消防通行需求。

鲁克沁油田开发现状图见图3.1-1。

3.1.3 区块现状开发环境影响回顾分析

3.1.3.1 现有工程环保手续

(1) 环境影响评价及验收

本项目现有环评手续和验收情况见表3.1-1。

表 3.1-1 现有项目环保手续履行情况统计表

序号	项目名称	环评批复文号	竣工环保验收批复文号	备注
1	鲁克沁油田中区联合站建设项目	吐地环监管〔2008〕报告表 006 号	吐地环监管验〔2009〕报告表 007 号	包括鲁中联合站
2	鲁克沁深层稠油 50 万吨产能建设项目	新环函〔2015〕828 号	2017 年自主验收	包括鲁中联合站、玉东 1 区块、玉东 203 区块
3	鲁克沁油田中区联合站污水处理装置扩建项目	新环评价函〔2013〕141 号	新环函〔2015〕276 号	包括鲁中联合站
4	玉北区块二叠系产能建设项目	新环函〔2015〕698 号	2017 年自主验收	玉北脱水站
5	吐哈油田分公司鲁克沁采油厂鲁克沁油田污水处理扩建工程	新环函〔2018〕941 号	2020 年自主验收	玉北脱水站
6	鲁克沁玉东新建废渣场工程	吐地环发〔2014〕171 号	吐市环验函〔2016〕31 号	玉东废渣场
7	鲁克沁油田玉北区块二叠系产能建设项目	新环函〔2015〕698 号	2017 年自主验收	玉 108 区块
8	鲁克沁油田西区三叠系玉 108 块分层系井网调整方案	吐市环监函〔2022〕41 号	2024 年自主验收	玉 108 区块
9	鲁克沁油田玉北 1 块井网加密调整方案	吐市环监函〔2022〕42 号	2024 年自主验收	玉 108 区块
10	鲁克沁三叠系油藏井网完善项目	吐市环监函〔2020〕78 号	2023 年自主验收	玉 1 区块
11	《中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价报告书》	〔新环环评函〔2024〕42 号〕	/	/
12	《鲁克沁深层稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书》	〔新环审〔2025〕10 号〕	未验收	/

3.1.3.2 生态环境影响回顾

区块开发建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。从土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；区块位于鄯善县土地利用类型以戈壁为主，鲁克沁油田总体上评价区保持原有戈壁景观，本工程区块现状建设生态情况见下图。

--	--

根据《中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2024〕42 号）结论及现场调查，对工程占地进行了合理规划，施工过程没有随意扩大占用，并在作业区布设彩带，减少了对地表扰动。永久占

地范围内地表平整，并敷设戈壁土或砂砾石压实，工程完工后及时对各种施工迹地基本得到了平整、清理，迹地内植被处于自然恢复状态中；采取了一定的植被保护措施和水土保持措施。管道工程结束后，管沟均进行了回填，地表形态得到恢复；穿越的灌溉区也对开挖段进行了恢复加固，修建了护坡，减少了水土流失。在施工及试运营期间，没有发生捕杀野生动物的现象。

3.1.3.3 水环境影响回顾分析

施工期主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水、管道试压废水及少量生活污水。钻井废水进入钻井液罐，经泥浆不落地系统处理后，由罐车拉运至鲁中联合站水处理系统处理合格后全部回注；管道清管、试压水经沉淀池处理后，用于洒水降尘；施工期生活污水、钻井废水、管道试压废水均妥善处理未对水体及周边环境造成明显影响。

油田开发过程中废水主要为采出水、生活污水、井下作业废水等。采出水及井下作业废水进入采出水处理系统处理，经处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中主要指标后经管线回注地层，不外排进入环境，未对水体及周边环境造成明显影响。

根据 2025 年 5 月鲁克沁采油管理区对回注水的例行监测数据，详见表 3.1-2。

表 3.1-2 注水泵入口水质监测数据一览表

由表3.1-3可知：注水泵入口水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率〔0.5，2.0〕μm²的IV类标准。

3.1.3.4 大气环境影响回顾分析

油田开发建设项目总体开发过程中，施工期对大气的影响为短时、间断性的，伴随着施工期结束而消失。运营期的大气污染源主要为加热炉产生的废气和油气集输、处理及储存过程中烃类的无组织挥发。

鲁克沁油田现有的各井场原油集输基本全部实现了密闭集输工艺，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期锅炉、加热炉等使用天然气或电，燃气锅炉或加热炉采用低氮燃烧器，设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境

质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

根据例行监测结果显示，鲁中联合站加热炉监测值满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值，鲁中联合站和玉北脱水站无组织废气满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）“5.9 企业边界污染物控制要求”，详见表 3.1-3。

表 3.1-3 无组织废气监测结果统计表

表 3.1-4 有组织废气监测结果统计表

3.1.3.5 声环境影响回顾评价

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响，但钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，随着钻井作业的结束而结束。

油田开发活动产生的噪声主要来自井口和集油处理站的加热炉、各类机泵等。根据鲁克沁油田噪声例行监测结果，鲁中联合站和玉北脱水站厂界各监测点监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值，详见表 3.1-5。

表 3.1-5 声环境现状监测统计结果一览表（单位：dB（A））

采油管理区基本做到排污口规范化，按证排污。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声标识牌规范化管理规范，鲁克沁采油管理区各采油管理区制定自行监测方案，并按照监测频次要求开展监测。

3.1.3.8 环境管理回顾

鲁克沁采油管理区建立三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。鲁克沁采油管理区环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。采油区所属各单位及所有进入鲁克沁采油管理区的承包商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。生产安全中心，负责采油管理区所属甲乙方各单位生产、生活过程中的污染源、排放口、油田环境质量及其它环境管理项目的监督管理工作，为采油管理区有效地开展环保工作提供了依据。

鲁克沁采油管理区对环境保护工作实行分级管理，采油管理区环境保护管理委员会对采油管理区环境保护工作实行全面管理。采油管理区生产安全中心负责政策解释，统一协调与外部单位关系；各基层单位负责执行采油管理区的各项环保规章制度，具体负责管理本单位环境保护工作。采油管理区及所属单位的行政正职分别是本单位环境保护第一责任人，负责建立其环境保护管理委员会，领导环境保护工作。

3.1.3.9 退役设施情况

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

- 1.退役期废弃井应该彻底封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物。应确保各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，避免污染地下水；

- 2.设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至废水蒸发池和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响；

- 3.凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

- 4.地面设施拆除、井场清理等工作产生的废弃物，集中清运至填埋场处理，恢

复原有生态机能；

5.保留各类绿化、防洪工程、生态保护措施，使油田开发区生态环境功能不变。

3.1.3.10 清洁生产情况回顾

鲁克沁采油管理区于 2024 年编制了《鲁克沁采油管理区清洁生产审核报告》并通过了清洁生产审核。审核意见如下：鲁克沁采油管理区履行了建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，生产过程中主要污染物基本达标排放，依法进行了排污申报登记，未发生重大环境污染事故，也未因违反环保法律法规而受到环保部门的行政处罚。鲁克沁采油管理区企业结合自身实际提出了 14 项清洁生产方案，包括 10 项无/低费方案和 4 项中/高费方案。

通过本轮清洁生产审核方案实施后，其中 12 项已经完成，累计投资 7779.9 万元，产生收益 1798.614 万元/a。节约电能：777×10⁴KWha，节约天然气：18 23.3×10⁴m³/a，节约水 7.3×10⁴m³/a，回收利用放空气（主要成分为天然气和氨气）369.3×10⁴m³/a，减少污油产生 115 吨/年，减少作业占产原油 558 吨/年，减少 V OCs 排放量 740.86kg/年，减少一般固废产生量 0.19 吨/年。

3.1.3.11 应急预案情况回顾

吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区编制完成《鲁克沁采油管理区突发环境事件应急预案》并于 2023 年 7 月 18 日完成吐鲁番市生态环境局鄯善县分局备案工作（备案编号 6504212023042-L），根据突发环境事件应急预案每年开展 2 次管理区级环保应急演练。吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区于 2025 年 6 月 5 日开展管线泄漏突发环境事件应急演练，10 月 12 日开展井喷失控应急抢险演练，根据应急演练吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区应急物资储备及应急措施有效，通过常态化开展实战化演练，不断完善应急机制。

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据《鲁克沁深层稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书》（新环审〔2025〕10 号）数据，鲁克沁采油管理区污染物排放情况见表 3.1-7。

表 3.1-7 主要污染物排放情况

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”措施

3.1.5.1 现存主要问题

根据现场调查结果可知：区块内现有已完钻井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。

现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场及周边均没有污油出现。已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留，现场不存在钻井废水随意排放情况。

油区内建设总体规范，但部分内部集油管道开挖，暂未进行回填平整。

3.1.5.2 整改建议措施

针对区域现存的环境问题，建议重点采取以下措施：

①严格规定施工范围，开挖建设区域及时回填平整。

②健全环境信息披露制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令第24号）、《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81号）及《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》（国环规环评〔2017〕4号）等进行企业相关信息披露。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 工程名称和性质

工程名称：鲁克沁深层稠油压舱石工程 2026 年实施方案

建设性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

鲁克沁稠油油田地处新疆维吾尔自治区鄯善县鲁克沁镇境内，油田北隔火焰山与 G30 高速相距 8km；西距吐鲁番约 50km，东距鄯善油田约 60km。地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模

本工程部署井 79 口，其中新钻 64 口（新钻采油井 39 口，新钻注水井 25 口），老井转注 15 口。新钻井采用二开井身结构，钻井总进尺 203685m。主要建设内容为：①新建采油井场 39 座，注水井场 25 座；②新建单井集油及掺稀管线各 23.4km，新建单井注水管线 14.9km，注水支线 2.2km；③扩建玉北脱水站，新建 5000m³ 钢制原油沉降罐 1 座，拆除 1 台热化学脱水器，在原位置新建 1 台三相分离器；④玉东 203 区块新建计量站 1 座，站内新建 12 头掺稀计量阀组 1 座，单井计量分离器和区块计量分离器各 1 座；⑤玉 108 区块西区 8#阀组扩建 6 头掺稀计量阀组；⑥玉东 203、玉 108 区块，新建 18 头配水阀组各 1 座。

设计单井产能 4.5-5 吨/天，新建产能 5.76 万吨，配套建设电气、自控、通信等工程。

3.2.1.4 工程组成

本工程包括钻井工程、站场工程、集输工程及其他配套工程，工程组成详见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

3.2.1.4 投资估算

项目总投资 48726 万元，其中地面投资 8455 万元，钻井投资 40271 万元。

3.2.1.5 劳动组织及定员

本工程建成后由鲁克沁管理区负责运行管理，本次不新增劳动人员。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地质构造

鲁克沁油田地层从第四系到石炭系皆有发育，局部缺失上三叠统、下侏罗统三工河和八道湾组等地层，含油储层主要位于三叠系中统克拉玛依组和二叠系上统梧桐沟组，鲁克沁油田各区块构造带位置见图 3.2-1。

依据沉积特征和层序地层学研究，将克拉玛依二段划分为两个油组，这两个油组之间全区发育有 20-40m 厚的一套稳定的灰色、深灰色泥岩，为两个油组的分界。I 油组划分为 2 个砂岩组、6 个小层，II 油组划分为 3 个砂岩组、10 个小层，油层分布在 II 油组。三叠系地层总体比较平稳，各砂组分布趋势具有较好的一致性，小层地层厚度变化较快。

二叠系梧桐沟组分为 3 个砂岩组，1 砂组厚 40-60m，2 砂组厚 20-100m，3 砂组厚 60-160m。依据砂体分布韵律性、泥岩夹层分布稳定性，进一步划分为 9 个小层。三叠系主力含油层系 T₂K₂II¹、T₂K₂II²，二叠系主力含油层系 P₃W¹。

本项目所处的区块主体构造为自西北向东南抬升的鼻状隆起，埋深 2300-3700m。构造带主体部位断裂发育，主要发育 NW 和近 NE 向两组断裂，NW 走向的断裂夹持控制了构造带的走向，NE 走向断层将构造带切割分块。自东南往西北砂体形态表现为典型三角洲前积结构，物源来自东南方向。

3.2.2.2 区域储层特征

三叠系克拉玛依组油藏总体上孔隙度主值区间在 13%~30%之间，渗透率主值区间在 $10.0\sim1500.0\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间。中区克拉玛依组油藏储层总体属于中高孔中高渗储层，各井各砂组岩相分析的平均孔隙度多数在 20%以上，最高可达 33%；平均渗透率多数在 $100\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以上，最高可达 $2500\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。西区克拉玛依组油藏储层总体属于中低孔中低渗储层，各井各砂组岩相分析的平均孔隙度多数在 20%以下，最高可达 26%，最低不到 14%；平均渗透率多数在 $100\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以下，最高的井平均可达 $315\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，最低的井平均只有 $0.65\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

3.2.2.3 原油性质

鲁克沁稠油是国内规模开发的最深稠油油藏，油藏埋深在 2300~4300m，含油面积 45.73km²，截至 2023 年 12 月底，探明储量 1.4658 亿吨，其中三叠系 10 991 万吨，二叠系 3667 万吨。鲁克沁三叠系地面脱气原油按照流体分类标准，

鲁克沁三叠系油藏具有埋藏深、高密度、高粘度、高凝固点、高非烃含量和中等含蜡量的“四高一中”的特点，属典型的芳香型稠油。

本工程位于鲁克沁油田玉 108 区块、玉东 203 区块、玉东 1 块、玉 1 块，各区块原油性质见表 3.2-2~3.2-4。

表 3.2-2 稠油原油物性表

表 3.2-3 稀油物性表

表 3.2-4 稠油原油物性表

3.2.2.4 伴生气物性

根据《2023 年 VOC 治理天然气组分分析数据》，鲁克沁油田采出气不含硫化氢，鲁克沁油田采出气组分结果见表 3.2-5。

表 3.2-5 采出气组分表

3.2.2.5 地层水类型

鲁克沁三叠系地层水水型为 CaCl₂ 型，矿化度高，西区（玉 1 块、玉 108 块）：40000-80000mg/L，中区（玉东 203 块、玉东 1 块）：70000-140000mg/L。

3.2.3 总体开发方案

（1）部署情况

本工程部署井 79 口，其中新井 64 口（新钻采油井 39 口、新钻注水井 25 口），转注井 15 口。其中玉东 203 区块部署新钻井 23 口（油井 14 口、水井 9 口），转注井 7 口；玉 108 区块部署新钻井 27 口（油井 15 口、水井 12 口），转注井 3 口；玉 1 区块部署新钻井 6 口（油井 4 口，水井 2 口），转注井 3 口；玉东 1 区块新钻井 8 口（油井 6 口，水井 2 口），转注井 2 口，设计单井产能 4.5-5t/d，新增产能 5.76 万 t/a，单井注水量 30m³/d，年注水量约 43.8×10⁴m³/a。

表 3.2-6 开发部署表

（2）总体部署产量预测

鲁克沁压舱石工程 2026 年实施方案 15 年产量预测见下表 3.2-7。

表 3.2-7 鲁克沁压舱石工程 2026 年实施方案 15 年产量预测表

[illegible]

(3) 井口坐标

本项目拟实施井口坐标见表 3.2-8，涉及区块区域位置见表 3.2-9。

表 3.2-8 鲁克沁压舱石工程 2026 年实施方案部署井位坐标

[illegible]

[illegible]

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程、注水工程、地面工程。

(1) 井身结构

用Φ375mm 钻头一开，钻至井深 350m 下入Φ273mm 表层套管，水泥返至地面。Φ241mm 钻头二开，钻至 3200m 下入Φ177.8mm 油层套管。井身结构设计数据见表 3.2-10，井身结构见图 3.2-3。

(2) 注水井

- 54 -

表 3.2-11 井身结构设计数据表

图 3.2-4 注水井井身结构

(2) 钻具选择

本工程钻井钻具组合见表 3.2-12。

表 3.2-12 钻具组合设计表

(3) 钻井设备

钻井主要设备详见表 3.2-13。

表 3.2-13 钻井主要设备表

2021-22 海外生獎學金表						

(4) 钻井液体系

一开采用膨润土钻井液，密度控制在 1.10g/cm^3 以内。

膨润土：清水+(4-12)%膨润土+(0.1-0.3)% $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{NaOH}$ +重晶石粉。

表 3.2-14 一开钻井液性能要求

二开采用聚合物钻井液体系，能有效保护储层，密度控制在 1.20g/cm^3 以内。

表 3.2-15 二开钻井液性能要求

(5) 储层保护

①采用聚合物钻井液体系保护储层，进入目的油层顶前 200m 需进行钻井液性能检测，由吐哈油田采油工艺研究院取样检测钻井液性能，控制指标性能参数须达到设计要求方可钻开油气层。

②进入油层前钻井液密度、滤失量、固相、坂含、含砂等控制指标须严格按照钻井工程设计性能参数执行。

③进入油层后，持续补充超细碳酸钙、白沥青/天然沥青和单向压力封闭剂等处理剂，实现井壁稳定和储层保护双重目标。

(6) 固井工艺设计

表层采用常规固井；油层套管采用低密高强+防腐增韧水泥浆体系。(7) 钻井周期

玉东 203 块、玉东 1 块的直井完井周期 14 天，玉 108 块、玉 1 块的直井完井周期 21 天。

(8) 完井设计

综合后期注采需求和《CCUS 注采井完整性管理技术要求》关于生产套管应试压至井口运行上限压力的 1.1 倍等要求，注水井选用标准气密封套管头（70MPa、CC 级），采油井选用标准套管头（70MPa），钻井井场平面布置图见图 3.2-5。

图 3.2-5 钻井井场平面布置图

3.2.4.2 采油工程

工程新建采油井口 39 座，其中 16 口采用 KY21/65 型采油井口、23 口实施注气吞吐的井采用 KQ78/65-70 型注采一体化井口，采用有杆泵泵上掺稀油降粘举升方式，井口按照《石油天然气钻采设备 井口装置和采油树》（GB/T 22513-2023）标准井口进行设计，油井举升工艺满足控套放气采油需要。

（1）井口装置：采用 KY21/65 型采油井口，实施注气吞吐的井采用 KQ78/65-70 型注采一体化井口；

（2）举升工艺：采用空心杆泵上掺稀油举升方式，选择Φ89mm、壁厚Φ6.45mm 油管，Φ38mm、44mm 抽油泵；掺稀比 1.1，掺稀点位置 2000-2200m；

（3）调剖工艺：油井采用“缓蚀剂+碳钢防腐技术路线”，抽油泵和抽油杆等关键工具采用防腐材质，配套井口加药工艺和腐蚀检测工艺；

（4）注气吞吐工艺：采用“KQ70/65 注气井口+89mm 油管+Y521 封隔器+可多次开关反洗阀”注采一体化工艺。

(5) 泡沫驱工艺：“标准化设计+橇装化设备+模块化组合”注入模式，井口、管柱沿用目前泡沫驱成熟工艺，玉东 203 块逐步开展 12 井组强化泡沫现场试验，玉 108 块开展低成本泡沫剂配方体系试验

(6) 压裂工艺：采用层内分压技术路线

(7) 酸化工艺：采用复合酸（粘土酸+APS）体系

3.2.4.3 注水工程

工程新建注水井 25 口、老井转注 15 口，采用“集中配注”方式，玉东 203、玉 108 区块采用集中配注方式，新建 18 头配水阀组各 1 座，其他区块采用就近串接。

注水井依托区块现有的注水压力系统，整体采用前期成熟配套的注水工艺技术，考虑各小层吸水能力差异大，采用分注方式实现精细注水。

(1) 注水工艺

①注水压力为 35MPa，选用 KZ50/65 型井口；

②选用Φ73.0mm 外加厚油管；分注管柱主要应用桥式偏心分注管柱，采用 50MPa 高压差多重反洗阀密封 Y341 封隔器，配水器核心部件采用不锈钢防腐材料，提高分注管柱可靠性。

③针对薄夹层分注的注水井，采用锚定式、支撑锚定式管柱稳定措施，满足夹层厚度≥1m 的层系细分注水要求。

(2) 注水管网

新建注水站-阀组间-单井注水管线，考虑注水井后期转为氮气泡沫驱注入井，站外新建系统供水阀组截断阀后设计压力为 42MPa（注水干管设计压力为 35MPa），管道采用 Q345C 无缝钢管，单井管道规格是 D60×10，注水支管规格为 D133×17。

管道均采用 Q345C 无缝钢管；管线埋地敷设，管底埋深-2.0m，井场内管道材质为钢制管道，地面敷设管道外防腐后做电伴热保温，埋地敷设的管道外防腐后做外保温。站外油气集输管道埋地敷设，材质为柔性复合高压输送管，做聚硅酸盐管壳保温，保温层外做聚乙烯胶带防水。注水管线线路走向详见图 3.2-6。注水管线主要工程量详见表 3.2-16。

表 3.2-16 井口安装及注水管线主要工程量

--	--	--	--	--

[illegible]

(3) 注水水质

根据建设单位 2025 年 4 月对回注水的例行监测数据（参见表 3.1-3）调查，鲁中联合站和玉北脱水站注水泵入口水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率【0.5，2.0】 μm^2 的 IV 类标准。

(5) 区域水平衡

鲁中联合站及玉北脱水站注水水源为采出水及清水。根据产能预测，鲁中联合站及玉北脱水站有效注水水量大于采出水量，总体注水处于缺水状态，缺少水量可由 110kV 供电供水站补给。水量平衡分析如表 3.2-17。

表 3.2-17 鲁中及玉北脱水站采出水与注水水量平衡表 (m³/d)[illegible]

本工程建成后，预计新增采出水最大为 390m³/d，回注水量约为 750m³/d。

3.2.4.4 地面工程

根据开发方案，本工程共部署 79 口井，其中 64 口新井（采油井场 39 座，注水井场 25 座），转注井 15 口；玉东 203 区块新建计量站 1 座；扩建玉 108 区块西区 8#阀组间；玉东 203 新建 18 头配水阀组 1 座；玉 108 区块新建 18 头配水阀组 1 座；扩建玉北联合站。

(1) 井场

1) 采油井

本工程新建采油井场 39 座，单井井场永久面积为 3000m²（50m×60m），井

场内选用新型节能型 18 型抽油机（功率 55kW）、RTU 控制柜等设施。井口不设加热炉，油井均采用掺稀的集油方式，单井采用不加热集输方式集输至各阀组间，计量后玉 108 区块、玉 1 区块通过管网输送至玉北脱水站、玉东 203 区块、玉东 1 区块通过管网输送至鲁中联合站处理。油井均采用双管掺稀的集油方式。井场平面布置图见图 3.2-7。

2) 注水井

本工程新建注水井场 25 座，注水井场永久面积为 1200m²（40m×30m），新增注水井采用集中阀组供水方式，分别在玉东 203 区块和玉 108 区块新建 18 头供水阀组间各 1 座，转注井场不新增占地，不新建保温房等地面设施。注水井采用成熟配套的 KZ50/65 型注水井口，井场平面布置见图 3.3-8。注水井主要工程量见表 3.2-20。

(2) 阀组间

1) 玉 108 区块扩建掺稀阀组

玉 108 区块新增油井 15 口，剩余空头 9 个，考虑西区 8 号阀组仅剩 1 个空头，在西区 8 号阀组扩建 1 组 6 头标准掺稀计量阀组，占地面积 8.5m×9.5m，扩建阀组间位置见图 3.2-9。

2) 玉东 203 区块新建掺稀计量站

玉东 203 区块新增油井 14 口，玉东 203 区块掺稀计量阀组剩余空头 3 个，不能满足接入需求，在玉东 203 区块新建计量站 1 座，占地面积 16.5m×9.5m，站内新建 12 头掺稀计量阀组 1 座，按照鲁克沁油田标准化计量阀组站配置 1 套 D1000×3000 单井计量分离器橇、1 套 D1400×4200 区块计量分离器橇，新建阀组间位置见图 3.2-10。

已建掺稀计量阀组空余头数及新增阀组见表 3.2-18。

表 3.2-18 已建掺稀计量阀组空余头数及新增阀组一览表

[illegible]

玉北脱水站注水系统：采用高低压分注、清污混注工艺，站内集中增压、站外阀组配水、注水管线枝状连接的形式。注入水源多为处理后的采出水，缺水时用供水站清水补充。多余的采出水可通过调水管线输送至鲁中联合站回注到地层。

玉北脱水站注水系统设备一览表如下：

表 3.2-22 玉北脱水站注水系统设备一览表

原油处理系统：脱水站采用“三相分离器+热化学脱水器+大罐沉降”三段脱水工艺。分离出的油外输至鲁中联合站，分离出的水进入水处理区，分离出的气部分用于微燃机发电、部分通过火炬燃烧放空。目前进站液量 3600m³/d、油量 1503m³/d、气量 2×10⁴m³/d、掺稀量 730m³/d。

脱水站处理现状流程见下表。

图 3.2-10 玉北脱水站原油处理系统现状流程示意图

玉北脱水站原油处理系统现状主要设备表如下。

表 3.2-23 玉北脱水站原油处理系统现状主要设备表

2) 环评手续

2015 年 6 月 23 日,《玉北区块二叠系产能建设项目》取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2015〕698 号),玉北脱水站开工建设,2017 年 10 月 14 日,企业通过自主验收。2018 年 7 月 11 日,《吐哈油田分公司鲁克沁采油厂鲁克沁油田污水处理扩建工程》取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2018〕941 号),玉北脱水站进行扩建,2020 年 3 月 24 日,企业通过自主验收。2025 年玉北脱水站延续申请排污许可登记表,登记编号:916501007189019083004Q。

3) 污染物排放情况

玉北脱水站现状,使用电锅炉燃烧加热,固废处理措施及排放及达标情况见表 3.2-20。

表3.2-24 污染物排放情况

经鲁克沁管理区对玉北脱水站回注水、噪声定期监测结果可知,各项污染物均达标排放。

4) 扩建原因

玉北脱水站现有 2 具 5000m³ 大罐,运行方式为双罐交替进液,低出口合格后外输至鲁中联合站。进满一具罐时间约为 52-54 小时,另外一具罐只能脱水合格,达到外输条件,没有外输的时间。因此需要再建设一座罐,新建 1 座 5000 方罐与已建 2 座 5000 方罐同时运行,实现进液罐--沉降罐--输油罐有序运行,3 座 5000 方罐,1 座进油、1 座静止沉降脱水、1 座罐外输,轮换运行。玉北脱水站扩建平面布置图 3.2-11。

玉北脱水站目前进液量 3600m³,三相分离器 2 具,单台容量 108 方,两具

运行的时候停留时间 1.5 小时左右，检修时单台运行，停留时间 40 分钟左右，严重影响脱水脱气效果，进罐气相多。由于二段脱水没有气出口，原油升温后析出的凝解气进入原油沉降罐，造成沉降罐 VOCs 排放量大，不利于沉降罐安全运行，因此拆除已建 3 具热化学脱水器中的 1 具，原位置新建 1 具三相分离器，新增三相分离器可与已建 2 具三相分离器并联使用，也可作为三段脱水脱气使用。

图 3.2-11 玉北脱水站工艺优化流程图

2) 建设内容

玉北脱水站扩建后，处理规模不变，扩建内容见表 3.2-25，主要工程量见表 3.2-26。

表 3.2-25 玉北脱水站建设内容

表 3.2-26 玉北脱水站扩建主要工程量

(4) 依托可行性分析

本工程共计39口采油井，新增产能 $5.76 \times 10^4 \text{t/a}$ ，其中19口油井集输至玉北脱水站，预计190t/d（合223.5m³/d）原油，190m³/d采出水依托玉北脱水站处理。本工程共计40口回注井，其中20口，回注水量约600m³/d，就近依托玉北脱水站处理后采出水。

依托可行性分析见下表。

表 3.2-27 玉北脱水站依托可行性分析 m³/d

3.2.4.5 集输工程

(1) 集输工艺

本工程所在区块原油为稠油，原油密度大，粘度高，结合已有生产井情况考虑，全部采用掺稀集输流程，配套建设集输管线、掺稀管线、注水管线等设施。本工程各单井采油采用常温密闭集输工艺、一级半布站，采油井进入掺稀计量站进行轮井计量，经轮井计量后集输至鲁中联合站（0.65MPa）或玉北脱水站（0.35MPa），集输干线及掺稀干线利旧。

鲁克沁油田用稀油通过库鄯管线下载稀油，经调压、计量进鲁中联合站 2 座 5000m³ 稀油储罐，然后经过鲁中联合站内 2 套低压稀油增压泵增压至 1.5MPa，进加热炉加热至 40~55℃，分别经过玉北脱水站和鲁中联合站高压掺稀泵增压至 10MPa，输至站外各掺稀计量阀组，通过高压自控流量仪进行流量调配单井掺稀量后，通过单井掺稀管线，送井筒掺稀。

掺稀油系统流程示意图如下所示。

图 3.2-12 掺稀系统流程示意图

本工程新钻 39 口采油井，玉 108 区块新增 17 口油井，其中 2 口油井接入西区 6#阀组，4 口油井接入西区 6#阀组，11 口油井接入西区 8#阀组，各阀组采出液利用已建汇管集输至玉北脱水站处理。

玉 1 区块新增 4 口油井接入西区 4#阀组，阀组采出液利用已建汇管集输至玉北脱水站处理。

玉东 203 区块新增油井 14 口，其中 1 口油井接入中区 3#阀组，1 口油井接入中区 1#阀组，剩余 12 口油井接入新建计量站，采出液与已建中区 3#阀组采出液汇合集输至鲁中联合站，集油/掺稀管线走向图见图 3.2-6。

(2) 主要工程量

本工程新建管线共计 46.8km，其中集油管线 23.4km，设计压力 2.5MPa，管径采用 D50，管材选用 RF-Y-III-DN50-16MPa 黏结型高压柔性复合管；掺稀管线 23.4km，设计压力 10MPa，管径采用 D40，管材选用 RF-Y-II-DN40-16MPa 黏结型高压柔性复合管；集油管线和掺稀管线同沟埋地敷设，管底埋深-2.0m，穿越管道沿线沥青路、水泥路，采用顶管方式进行穿越方式施工，当管线与其它各种地下管道交叉时，本工程管线从已建管线下通过。集输管线主要工程量一览表

见 3.2-28。

表 3.2-28 管线工程量一览表

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 供配电工程

本项目新增总有功负荷 1003.6kW，均为井场和阀组，新增负荷依托玉东变电站和油区已建 10kV 架空线路供电。

- (1) 采油井、水井
采油井场 10kV 线路设杆上变压器台（100kVA）及杆上动力配电箱 1 套；注水井口电源就近引自己建单井杆上配电箱。井场采用标准化设计。
- (2) 玉东 203 区块新建计量站
10kV 线路设杆上变压器台（80kVA）及杆上动力配电箱 1 套。用电设备电源引自杆上配电箱，仪控设备采用 UPS 供电。
- (3) 玉东 203 区块新建 18 头配水阀组间
电设备电源引自玉东 203 区块新建计量站杆上配电箱。
- (4) 玉 108 块新建 18 头配水阀组间
10kV 线路设杆上变压器台（63kVA）及杆上动力配电箱 1 套。用电设备电源引自杆上配电箱
- (5) 玉 108 块西区 8#阀组扩建 6 头阀组
照明由已建回路引接；仪控设备由已建仪表间 UPS 供电。
- (6) 玉北脱水站扩建
就近 10kV 线路设杆上变压器台（250kVA）及落地式户外动力配电箱 1 套，扩建场区新增用电设备均引自户外动力配电箱
- (7) 线路敷设

电缆直埋敷设时埋深-1.0m（且冻土层下）。电缆进设备处、过道路处穿镀锌钢管保护，进工艺设备、仪控设备、电伴热带接线盒等处穿防爆挠性连接管保护。

(8) 接地

场区内分区块做联合接地网，接地电阻不大于 4Ω 。油气场区所有建构筑物按二类防雷建筑物设计；环形钢管杆做防雷接地，采用独立接地装置，防雷接地电阻不大于 10Ω ；摄像设备做工作接地，接地电阻不大于 4Ω ，采用-40X4 镀锌扁钢与接地网相连；注水井口房外设联合接地网，接地电阻不大于 4 欧。

(9) 主要工程量

供配电系统主要工程量, 见表 3.2-29。

表3.2-29 主要工程量表

[illegible]

[illegible]

3.2.5.2 仪表自控

(1) 采油系统

本工程共有 39 口采油井，每口油井设置井口 RTU 系统 1 套、压力变送器 2 台、一体化无线载荷传感器 1 套、智能多功能电表 1 套、动液面检测仪 1 台（采

油树配套)、抽油机远程启停 1 套,实现采油井油压、井口掺稀压力、功图、电参量、动液面(采油树配套)等参数的采集上传及抽油机远程启停控制。

(2) 玉东 203 块新建计量站

在玉东 203 块新建计量站仪表间设 1 套 RTU 和 1 套 UPS,掺稀油总量计量、单井掺稀油流量计量仪表信号及两套分离器自带 PLC 系统数据通过 RS485 通讯方式接入 RTU;单井掺稀油压力检测、掺稀油汇管压力温度检测仪表输出 4~20mA 标准信号通过仪表电缆接入 RTU。

(3) 玉 108 块西区 8#掺稀计量阀组扩建

玉 108 块西区 8#掺稀计量阀组扩建部分新增仪表信号的采集与处理依托仪表间现有 RTU 系统,通过扩容(AI 及 RS485 模块)满足本工程数据采集的需要。

(4) 玉东 203 块、玉 108 块、玉东 1 块、玉 1 块已建掺稀计量阀组

玉东 203 块、玉 108 块、玉东 1 块、玉 1 块掺稀计量阀组预留位置新增仪表信号的采集与处理依托仪表间现有 RTU 系统,单井掺稀油流量计量仪表和压力监测仪表供电电缆、信号电缆利旧。

RTU 数据采用现有方式上传至吐哈油田油气生产智能管控平台。

(5) 玉北脱水站扩建

玉北脱水站扩建部分新增检测与控制仪表信号的采集处理依托站内已建站控系统。

3.2.5.3 通信

(1) 玉北脱水站

在扩建区域安装 2 台红外网络高清防爆智能球机,围墙周界安装 4 台红外网络高清防爆智能枪机,摄像机采用监控杆安装。视频信号通过光缆传输至脱水站机柜间。

(2) 玉东 203 区块新建计量站

在新建计量站掺稀阀组间安装 1 台室内红外网络高清防爆智能球机和 1 台红外网络高清防爆智能枪机,阀组间摄像机采用壁装支架安装。新建掺稀阀组间和分离器区摄像机信号通过光缆传输至中区 3#阀组仪表间,接入已建生产网,并推送至油气生产智能管控平台。

(3) 玉 108 块西区扩建阀组

在西区 8#阀组扩建掺稀阀组间安装 1 台室内红外网络高清防爆智能球机和 1 台红外网络高清防爆智能枪机，阀组间摄像机采用壁装支架安装。阀组间摄像机信号通过光缆接入西区 8#阀组仪表间已建生产网，并推送至油气生产智能管控平台。

（4）采油井

在 39 座采油井场各安装 1 台红外网络高清智能球机，球机采用 6m 监控杆安装，在每个监控杆上安装 1 只室外防水音柱。

（5）玉东 203 区块新建配水阀组间

在新建配水间安装 1 台室内红外网络高清智能球机和 1 台红外网络高清智能枪机，摄像机采用壁装支架安装。

阀组间摄像机信号通过光缆接入中区 3#阀组仪表间已建生产网。

（6）玉东 108 区块新建配水阀组间

在新建配水间安装 1 台室内红外网络高清智能球机和 1 台红外网络高清智能枪机，摄像机采用壁装支架安装。阀组间摄像机信号通过光缆接入中区 7#阀组仪表间已建生产网。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 鲁中联合站

（1）基本情况

鲁中联合站位于吐鲁番市鄯善县鲁克沁乡，为二级石油天然气站场，建于 2008 年 4 月，2009 年 5 月竣工投产。2013 年、2015 年进行了扩建。鲁中联合站主要设置有原油沉降罐区（2 个）、原油泵房、原油脱水区、原油装卸区、辅助生产区。鲁中联合站平面布置情况见图 3.2-13。鲁中联合站工艺流程图见图 3.2-14，与本项目位置关系见图 3.2-17。

图 3.2-13 联合站现场布置图

图 3.2-14 联合站生产工艺图

鲁中联合站采出水处理系统：采用“沉降+气浮+生化+两级过滤”工艺，总处理能力为 4000m³/d，目前实际处理量约 2250m³/d，负荷率为 56.3%。处理后的采出水全有效回注。

采出水处理系统工艺流程如下：

图 3.2-15 鲁中联合站采出水处理工艺流程图

采出水处理系统设备一览表如下：

表 3.2-30 鲁中联合站采出水处理系统设备一览表

鲁中联合站注水系统：采用高低压分注、清污混注工艺，鲁中联合站集中增压、站外阀组配水、注水管线枝状连接的形式。总设计注水能力 3400m³/d（其中 25MPa 设计注水能力为 700m³/d，35MPa 设计注水能力为 2700m³/d），目前注水量为 2000m³/d，负荷率为 58.8%。注入水源多为处理后的采出水，缺水时用供水站清水补充。多余的采出水可通过调水管线输送至玉北脱水站回注到地层。

鲁中联合站注水系统设备一览表如下：

表 3.2-31 鲁中联合站注水系统设备一览表

原油处理系统：采用“三相分离器+热化学脱水器+大罐沉降”三段脱水工艺。分离出的油进入混油罐外输至鄯善油库，分离出的水进入水处理区，出的气用于

微燃机发电及加热炉。联合站目前建有 9 座沉降罐（6 座 2000m³、3 座 5000m³），其中 1 座 5000m³ 作为接收玉北脱水站来油使用，3 座 2000m³ 作为接收玉北脱水站来油使用。目前进站液量 4143m³/d、油量 4062m³/d（其中玉北脱水站 1503m³/d），进站气量 2×10⁴m³/d，掺稀量 1254m³/d。鲁中联合站原油处理系统流程示意图如下。

图 3.2-16 鲁中联合站原油处理系统流程示意图

鲁中联合站原油处理系统主要设备一览表如下:

表 3.2-32 鲁中联合站原油处理系统设备一览表

[illegible]

(2) 环评手续

鲁中联合站于 2008 年 4 月取得原吐鲁番环境保护局批复（吐地环监管〔200

8) 报告表 006 号)，2009 年 9 月 17 日完成原吐鲁番环境保护局竣工验收（吐地环监管验〔2009〕报告表 007 号）。分别于 2013 年、2015 年、2018 年进行了扩建。详见表 3.2-33。

表 3.2-33 环评手续表

(3) 排污许可

2025 年，鲁中联合站延续申请取得排污许可证登记表，登记编号：916501007189019083009U。

(4) 依托可行性分析

本工程共计 39 口采油井，新增产能 $5.76 \times 10^4 \text{t/a}$ ，其中 20 口油井集输至鲁中联合站，预计 97t/d（合 $114.12 \text{m}^3/\text{d}$ ）原油， $200 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水依托鲁中联合站处理。本工程共计 40 口回注井，其中 20 口注水井，回注水量约 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托鲁中联合站处理后采出水。

依托可行性分析见下表 3.2-34。

表 3.2-34 鲁中联合站依托可行性分析 m^3/d

3.2.6.2 鄯善生活垃圾填埋场

鄯善县生活垃圾填埋场位于鄯善县城西 7km、312 国道以南 500m 处。工程分两期，一期生活垃圾填埋场于 2013 年完工，设计容量 51.3 万 m^3 ，设计日处理垃圾 100 吨，处理工艺为卫生填埋。二期总占地面积 16 万 m^2 ，总库容 82.13 万 m^3 ，填埋区主要由垃圾坝、防渗工程、填埋气体导排系统、渗滤液收集导排系统、地下水监控系统等组成。预计日处理垃圾 180 吨，二期于 2023 年建成，目前尚有较大余量，本工程施工期产生的生活垃圾量较少，鄯善县生活垃圾填埋场可以接纳。工程区距离鄯善县生活垃圾填埋场约 33km，要求生活垃圾采用专业清污车全密闭运

输，避免运输过程对环境造成影响。

3.2.6.3 玉东废渣场

吐哈油田分公司鲁克沁采油厂新建废渣场工程，于 2014 年 9 月 26 日取得原吐鲁番市环保局批复（吐地环发〔2014〕171 号）。2016 年 8 月 16 取得原吐鲁番市环保局环保验收批复（吐市环验函〔2016〕31 号）。

鲁克沁采油管理区现有废渣场 2 座，目前，一期建设的 30000m³ 和 45000m³ 废渣场池已基本满场，2014 年 4 月投入使用 60000m³ 废渣场，其中 40000 m³ 为一般固废渣场，20000 m³ 为危险废物临时储存场，可以满足本工程处理需求，与本项目位置关系见图 3.2-17。

3.3 工程分析

3.3.1 影响因素分析

3.3.1.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

（1）施工期

①占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约 10m~11m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2m~3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。永久占用的土地将永久性改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期内改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，可逐步恢复原有使用功能。

②破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个

方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

③扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于吐鲁番鄯善县，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

（2）运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程中产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效地填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

（3）退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.3.1.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

（1）施工期

施工期主要包括钻井、修井、井场、管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线、计量站/配水站）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井、修井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

（2）运营期

运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

(3) 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.3-1；主要污染源构成见表 3.3-1。

表3.3-1 环境影响因素识别表

3.3.2 工艺流程

3.3.2.1 施工期工艺流程

3.3.2.2 运营期工艺流程

3.3.2.3 退役期封井流程

3.3.3 工程污染源分析

3.3.3.1 施工期污染源分析及污染物排放

(1) 废气污染源

本工程在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。

①施工扬尘

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

②施工车辆尾气

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

③焊接废气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。

管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

①酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 119.94m³/井次、26.56m³/井次。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂过程酸化压裂返排液返排率为 60%左右，本工程共新钻井共计 64 口（采油井 39 口，注水井 25 口），项目酸化压裂返排液产生量为 5625.6m³，压裂返排液拉运至鲁中联合站采出水处理系统处理达标后回注。

②生活污水

施工期常驻井场人员按 50 人，本工程玉东 203 块、玉东 1 块钻井周期 14d/井，玉 108 块、玉 1 块钻井周期 21d/井，合计施工周期 1064d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 5320m³，生活污水排放量按用水量的 80% 计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 4256m³，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。施工过程中设置了移动旱厕，生活污水排入移动旱厕，定期清运至管理区生活污水处理装置。

③试压废水

本工程新建单井集油管线 23.4km（DN50）、掺稀管线 23.4km（DN40）、单井注水管道 14.9km（D60×10mm）、注水干线 2.2km（D133×17mm），管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，则本工程管道试压用水量约 140.53m³，试压废水是用水量的 90%，试压废水产生量 126.48m³，废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 40~60mg/L 左右，用于施工场地洒水降尘。

(3) 噪声污染源

施工过程中的噪声源主要是发电机、钻机、各类泵及管线焊接的噪声。噪声排放情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 主要施工设备噪声源不同距离声压级单位: dB (A)

[illegible]

(4) 固体废物

本项目在钻井期产生的固体废物为钻井岩屑、施工土方、生活垃圾、钻井设备废油、废烧碱包装袋及废弃防渗膜。

①钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相拉运至鲁中联合站处理达标后回注，分离出的固相为钻井岩屑。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

$$W=1/4\times\mathbb{J}\times D^2\times h\times d\times\alpha$$

式中: W —钻井岩屑排放量, t ;

D—井的直径, m;

h—井深, m;

d—所钻岩石的密度 (g/cm^3)，取 $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ ；

α —岩石膨胀系数, 取 2.2。

本工程钻井工程包含新钻井 64 口，根据上述计算公式，钻井岩屑产生量估算结果见下表 3.3-3。

表 3.3-3 钻井岩屑产生量估算表

表 3.3.3 海外培训/ 课堂培训表					

钻井采用泥浆不落地技术，分离后的经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，用于铺垫油区内的井场、道路、坑洼地或拉运玉东废渣场；若检测不满足由钻井队委托第三方岩屑处置公司处理。

生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本工程合计施工周期 1064d。单井施工人数约 50 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 26.6t，生活垃圾集中收集后拉运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋。

施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建各类集输管线 46.8km，施工废料产生量约为 9.36t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至玉东废渣场处理。

废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于玉东废渣场中，防止废机油落地污染土壤和地下水。钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/口，本工程部署新钻井 64 口，废机油产生量为 6.4t，废机油进入鲁克沁鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统综合利用。

废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本工程新部署新钻井 64 口，烧碱废包装袋产生量为 3.2t，废烧碱包装袋折叠打包后，暂存于玉东废渣场中，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本工程部署新钻井 64 口，废防渗材料产生量为 12.8t，含油废弃防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中

产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

⑦土石方平衡

本工程挖方量 11.951 万 m³，填方量 13.144 万 m³，借方量 1.193 万 m³，无弃方。开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，进行综合利用。本工程土石方平衡表见下表 3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表单位：万 m³

⑧拆除固废

本项目玉北脱水站拆除 1 台热化学脱水器，拆除后存放在仓库内，拆除过程产生的不可回收利用固废收集后拉运至玉东废渣场处理。

（5）生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、计量站等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

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。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场、新建阀组、玉北脱水站扩建沉降罐的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、计量站/配水撬施工、井口、设备安装等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积为 133.3174hm²，其中临时占地 104.88hm²，永久占地 28.4374hm²。占地类型为采矿用地和裸地，占地情况见表 3.3-5。

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表3.3-6。

(1) 运营期废气污染物

- 85 -

程中产生一定量的挥发性有机物及站场的油品沉降罐大小呼吸烃类挥发。

①油气集输过程中产生的挥发性有机物

该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)6.2 产污系数法-6.2.2.2 设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

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

式中：D 设备：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

WF_{VOCs,i}—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h；本次取 8760h。

e_{TOC,i}—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000umol/mol），kg/h；取值详见表 3.3-7；

表 3.3-7 密封点 TOC 泄漏排放速率 eTOC 取值

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-8。

表 3.3-8 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

②站场的油品贮存挥发性有机物

本项目主要的烃类无组织排放源为玉北脱水站的油品沉降罐，表现形式为油品的蒸发损耗。在装卸料时或静置挥发性有机物表现形式为罐内油品的蒸发损耗，在装卸料时或静置由于环境温度的变化和罐内压力的变化，使得逸出烃类气体通过罐顶的呼吸阀排入大气，这种现象称为储油罐小呼吸。根据吐哈油田近年来对原油沉降罐的大、小呼吸及装车台烃类排放量的测试结果确定的排放系数计算，排放系数见表3.3-9。

表 3.3-9 油品储运过程蒸发损耗系数

玉北脱水站扩建1座5000 m³立式拱顶罐，为原油沉降罐，本项目增加年转运量约为2.85×10⁴t/a，则本项目储油罐损失的烃类挥发量约为2.508t/a。

大气污染物产排情况见表3.3-10。

表 3.3-10 大气污染物产排情况见表 (t/a)

(2) 运营期废水排放情况

本项目运营期废水主要包括井下作业（洗井、压裂及修井）废水、采出水和生活污水。

①洗井废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要通过洗井作业产生。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）可知：“低渗透油井洗井作业”废水产生量为 27.13t/井次。本项目部署油井 39 口，每 2 年进行 1 次井下作业。部署注水井 25 口，转注井 15 口，注水井仅注水前洗井 1 次，井下

作业废水水质、水量见表 3.3-11。

表 3.3-11 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表（续 1）

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

本项目洗井废水产生量为 2143.27t/a，（79 口井）。化学需氧量产生量为 2.74t/a，产生浓度 1278mg/L；石油类产生量为 0.48t/a，产生浓度 226mg/L。

井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下作业废水自带回收罐收集至鲁克沁采油厂废液池预处理后，经鲁中联合站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率（0.5，2.0） μm^2 的 IV 类标准后回注油层。

②压裂废水、修井废水

本项目 39 口采油井压裂、洗井作业每 2 年 1 次，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数，废水核算详见表 3.3-12。

表 3.3-12 井下作业废液产生量一览表

洗井废水、修井废洗井液、废压裂返排液进入地面收集罐进行调配中和后再进入生产流程系统，经鲁中联合站采出水处理系统处理，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）标准后回注油层。

③采出水

油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。本工程不设油水分离设施，经阀组进行气液分离后的采出液（油、水），输至玉北脱水站、鲁中联合站原油处理系统处理。根据方案预测，本工程运营期累计采出水最大为 390m³/d（14.2×10⁴m³/a）。玉北脱水站、鲁中联合站采出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）储层空气渗透率（0.5，2.0） μm^2 的 IV 类标准后回注油层，不外排。

④生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由

内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 固体废物

①含油污泥

本工程采出液通过管线密闭集输至鲁克沁联合站和玉北脱水站原油处理系统进行处理，采出液经油水分离后产生含油污水由鲁克沁联合站和玉北脱水站采出水处理系统进行处理，污水处理过程中会产生一定量的含油污泥。此外，鲁克沁联合站和玉北脱水站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生含油污泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-13。

表 3.3-13 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

本工程 39 口采油井全部投产后最大产油量 $5.76 \times 10^4 \text{t/a}$ ，计算含油污泥最大产生量为 522.8t/a。鲁克沁联合站和玉北脱水站产生的含油污泥属于危险废物，集中收集至玉东废渣场暂存，定期委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

②落地原油

主要来自试油等作业及突发环境事件，属于危险废物（危废代码为：HW08 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，进入鲁克沁联合站原油处理系统综合利用，按单井落地油产生量约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年一次。本工程运行后共 39 口井，产生落地油量为 1.95t/a。

③废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 39 口井产生废弃防渗布最大量约 19.5t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物（危废代码为：HW08 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，运至玉东

废渣场暂存，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

④废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，类比同类井场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.05t/a，本工程 39 口采油井废润滑油的产生量约为 1.95t/a。废润滑油间歇产生，产生量小，成分为矿物油与原油成分相似，可进入鲁克沁联合站原油处理系统综合利用。

本工程运营期危险废物严格按照《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《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期危险废物汇总表

⑥生活垃圾

本项目运营期工作人员由鲁克沁采油管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（4）运营期噪声排放情况

本工程实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 噪声源设备

（5）运营期污染物产生及排放量

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.3-16。

表 3.3-16 运营期产排污情况汇总 (单位: t/a)

[illegible]

(6) 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.3-17。

表 3.3-17 污染物排放“三本账”

注：①采出水和井下作业废水处理达标后全部回注油藏，不外排，故排放量为“0”。

②含油污泥和废防渗膜全部委托有危废处置资质的单位处置，不外排，故排放量为“0”；落地原油、废润滑油由鲁中联合站原油处理系统，不外排，故排放量为“0”。

3.3.3.3 服役期满环境影响分析

服役期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并设立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

3.3.4 碳排放分析

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、全过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方

法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后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。

3.3.4.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程注水井场采用电伴热，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（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 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（4）CH₄ 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 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

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

(5) CH₄ 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 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收逃逸排放产生的 CO₂，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 CO₂ 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

3.3.4.2 核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 3.3-18 所示。

表 3.3-18 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	鲁克沁深层稠油压舱石工程 2026 年实施方案	包括基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放 (2) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

3.3.4.3 碳排放源强分析

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》本工程碳排放源如下：

(1) CH₄ 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 CH₄ 排放，本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。

(2) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

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。本工程年使用电量为 $596.1 \times 10^4 \text{kWh/a}$ 。项目主要用电负荷为电伴热装置。

3.3.4.4 碳排放量计算

(1) CH₄ 逃逸排放

① 油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH₄ 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4_开采放空}$ 为油气开采环节产生的工艺放空 CH₄ 排放量，单位为吨 CH₄；

j 为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH₄ 排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

② 油气开采业务 CH₄ 逃逸排放

《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

式中： $E_{CH_4_开采逃逸}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；
 $EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

③油气储运业务工艺放空排放

原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4_{油输逃逸}} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_{油输逃逸}}$$

式中：

$E_{CH_4_{油输逃逸}}$ 为原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨；

$EF_{CH_4_{油输逃逸}}$ 为原油输送的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿吨原油。

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)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.3-19 油气系统不同设施 CH₄ 排放因子

根据计算公式和表 3.3-19，可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 的排放量为 9.804 吨。具体见表 3.3-20。

表 3.3-20 石油开采各工艺 CH₄ 排放量表

注：本项目计量站参照表 3.3-1 表中的接转站设施/设备 CH₄ 排放因子计算。

(2) 净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放

① 计算公式

主要为净购入电力，计算公式：

$$E_{CO_2-净电}=AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：E_{CO₂-净电}——企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，吨 CO₂；

AD_{电力}——企业净购入的电力消费量，MWh；

EF_{电力}——电力供应的 CO₂ 排放因子，吨 CO₂/MWh。

② 活动水平数据

拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放活动水平数据详见表 3.3-21。

表 3.3-21 净购入的电力和热力 CO₂ 排放活动水平数据一览表

③ 排放因子数据

净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放因子数据根据《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》选取饱和蒸汽的热焓，项目采用国家最新发布值，取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO₂/MWh。

④ 计算结果

根据净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放计算公式，拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放量核算结果详见表 3.3-22。

表 3.3-22 净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放量核算结果一览表

3.3.4.2 碳排放量汇总

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

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

根据上述计算，本项目碳排放情况见下表 3.3-23。

表 3.3-23 项目碳排放量汇总表

3.3.5 清洁生产与循环经济

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.3.5.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

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。工程采用直井钻井方式，使用先进的钻井工艺及设备，钻井效率高，钻井废物产生量少，对地表扰动轻。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求，科学地进行了钻井参数的设计，钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

②采用非磺化水基钻井液，同时兼顾了钻井特性和经济性，生物降解性好，环境可接受性强。

③设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以防止井喷事故对环境造成污染事故。

④井下作业过程选用性能优良的压裂液、修井液。作业过程配备泄油器、刮油器，作业全程铺设防渗膜。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

①采用自动系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

②系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

③油气集输

依托已建鲁中联合站、玉北脱水站。采出液串接进入计转站后转输进入各联合站处理。

④优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。油区油、水、电、道路

等工程沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少占用土壤面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

④在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐收集，进行调配中和后再进入生产流程系统，经鲁中联合站处理达标后回注。

(4) 节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平，提高了管理水平。

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

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.3.5.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中规定的清洁生

产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

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 3.3-22～表 3.3-24。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 3.3-24 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

表 3.3-25 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

表 3.3-26 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-27。

表 3.3-27 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.3-24、表 3.3-25、表 3.3-26 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 95 分，综合评价指数得分 92 分；综合评价指数平均得分 97.3 分，该分值与表 3.3-26 中相比，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.3.5.3 清洁生产结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程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，采用环境性友好型钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井固废、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。

3.3.6 非正常工况

（1）油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运井下作业过程会产生井下作业废液、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。

鲁克沁管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的的概率很低。

（2）管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委

托有资质的单位进行处置。

3.3.7 污染物排放总量控制

3.3.7.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.3.7.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

①总量控制指标：无。

②建议考核指标：非甲烷总烃。

（2）废水污染物：循环利用不外排。

3.3.7.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 8.933t/a，不纳入总量控制指标内。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，北与木垒哈萨克自治县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市七角井乡，西部吐峪沟苏巴什村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。鲁克沁油田位于新疆维吾尔自治区鄯善县境内，北隔火焰山山脉与 G30 高速公路相距 12km；西距吐鲁番约 70km，东距鄯善油田约 80km。

鲁克沁采油管理区场地中心地理坐标：北纬 42°48'41"、东经 89°44'25"。项目地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地形地貌

鄯善县地形地貌特点鲜明，三面环山，一面临近世界海平面最低点的艾丁湖，全境地势东北高，西南低，形成坡度缓平的倾斜面。北部因为搭界于天山，山高坡陡，南部为大漠戈壁和丘陵带，相对平缓。全境地势高山区最高峰为 4110.7m，最低处在吐鲁番市艾丁湖东部，低于海平面 153m。地势地形构造为：火焰山占总面积的 7.30%，南戈壁和觉罗塔格山占总面积的 64.4%，沙山沙漠占 10.7%，火焰山以北至天山的戈壁带总面积的 9.4%，平原绿洲只占 2.3%，另有 5.7%是盐碱地。工程位于火焰山山脉南侧吐鲁番盆地北缘，海拔高度在 0 米左右。

4.1.3 气候、气象

鄯善县地处亚洲腹部。由于远离海洋，群山环绕，地貌复杂，形成了独特的气候。属温带大陆性气候，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，日照充足，年均气温 11.8℃。夏热冬冷，春旱干燥，日照充足，昼夜温差大，无霜期长（192~224 天）。常年风速 1.5m/s，3-8 月为大风季节，春季多持续性大风，夏季多阵性大风。主导风向为东风，次主导风向为东北风。根据气象部门多年统计资料，鄯善县基本气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 气候资料

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	°C	11.8	年降水量	mm	26.8
年平均最高气温	°C	37.4	年平均蒸发量	mm	2515.0
年平均最低气温	°C	-15.5	年平均日照时数	h	3060.2
极端最高气温	°C	46.5	年平均气压	hPa	970.4
极端最低气温	°C	-28.7	年平均风速	m/s	1.5
年主导风向	-	E	年均相对湿度	%	43
平均大风日数	d	6.3	平均沙尘暴日数	d	4.9
最大积雪深度	cm	12	最多沙尘暴日数	d	32

4.1.4 水文及水文地质

(1) 地表水

鄯善县地表水资源量2.588亿m³，地表水可利用量2.3055亿m³。地表水系主要有发源于天山山脉的二塘沟河、柯可亚河和坎儿其河，补给水源为冰雪融水、山区降水和部分泉水。三条河流流域总面积1787km²，其中二塘沟河流域532km²，柯可亚河流域707km²，坎儿其河流域548km²。河流自北向南流入平原区，由于柯可亚河和坎儿其河上游建库截流，在洪水期有部分洪水从河床通过，其它地表水多通过渠道引水引入灌区，河道无常年地表径流。

二塘沟河河长44.6km，年径流量0.889亿m³，多年平均引水量0.68亿m³，多年平均配水量0.47亿m³。下游引水干渠36.5km，设计流量15m³/s，目前允许最大过流量为12m³/s，主要担负着下游连木沁镇西半部和火焰山以南吐峪沟乡、鲁克沁镇、达浪坎乡、迪坎乡共计6.7万亩土地的灌溉引水任务。

柯可亚河河长44.6km，多年平均径流量1.16亿m³，现出山口已建水库一座，即柯可亚水库，库容1000万m³，出山口后经引水干渠引入七克台镇东部下游地区。

坎尔其流域年径流量0.289亿m³。多年平均引水量0.1亿m³，多年平均配水量0.089亿m³，水利用率89%。建有一座中型水库，设计库容1180万m³，设计灌溉面积2.45万亩，下游有28.3km设计流量3.0 m³/s的引水干渠，目前最大允许过流量2.5 m³/s，流域主要担负着下游鄯善县段铁路沿线用水和鄯善火车站镇用水、石油供水以及七克台镇东半部2万亩耕地的灌溉任务。该流域的年径流量仅有0.289亿m³，潜力不是很大，在枯水期，为保证铁路用水，有时不得不从柯柯亚水库调水。

工程所在区域气候干燥，雨量稀少，地面水资源极度缺乏。工程东距二塘沟7.5km，工程区无坎儿井分布。

（2）地下水

鄯善盆地是东天山一个封闭型的山间盆地，其北面的天山山地山前出现褶皱带，由中生界陆相沉积杂岩层组成，大多数以背斜构造形式出现，盆地中部的褶皱带由一系列北西—南东走向的背斜构造组成。在褶皱带和天山山脉，北坡褶皱带之间是一个大斜坡，其上沉积了巨厚的第四系松散沉积层。地震烈度 7 度。评价区域属洪冲积平原，周围地形平坦开阔，地势北高南低。地层主要是由第四纪冲洪积物即碎石土组成，地下水资源较为丰富。

盆地地下水埋藏与地形的高程分布基本一致，自北向南地下水的埋深由大到小，在 600m 高程线上地下水埋深为 100m 左右，向南 2-4km 为 50m 埋深等水位线，312 国道沿线，地下水埋深为 20m 左右，靠近火焰山地下水埋深逐渐升高，在县城以南东巴扎乡一带，有泉水出露，溢出地表。

鄯善县地下水资源量 $2.1553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水可开采量 $2.0176 \times 10^8 \text{m}^3$ ，重复利用量为 $1.33 \times 10^8 \text{m}^3$ ，泉水年径流量 $0.144 \times 10^8 \text{m}^3$ ，坎儿井年径流量 $0.271 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井合理开采量 $1.6422 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井实际开采量 $3.2553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水超采量 $1.6131 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

工程位于吐鲁番南盆地的火焰山北麓，地形上由北向南倾斜，地层为透水不含水岩组。

南盆地内的地下水属松散岩类孔隙水。其中，在火焰山山前的胜金口—吐峪沟口—连木沁沟口一带，地下水为单一潜水，潜水埋藏深度大于 50m；由山前向西南直至买增坎儿井南部一带，地下水由单一潜水渐渐过渡为潜水-承压水、承压水（包括承压自流水），潜水埋藏深度由山前的大于 50m 向南渐变为 10~50 m 和小于 10m。从山前向西南到买增坎儿井南部一带，潜水的富水性由丰富（单井涌水量 $>1000 \text{m}^3/\text{d}$ ）渐变为中等（单井涌水量 $100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ），承压水的富水性为中等（单井涌水量 $100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ）。其中火焰山山前的木头沟（胜金口）以南至三堡以北之间的地区，连木沁沟口以南至鲁克沁之间的地区，鲁克沁以东至库木塔格沙漠之间的地区，含水层岩性主要为砂砾石，水位埋深大于 50m，潜水水量丰富，单井涌水量 $1000 \sim 2000 \text{m}^3/\text{d}$ 。在连木沁沟口以东地段、吐峪沟乡及其附近一带，含水层岩性主要为中砂、细砂，水位埋深多大于 50m，局部地段为 10~50m，潜水水量中等，单井出水量 $100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

吐鲁番市的坎儿井历史悠久，与万里长城、京杭大运河、都江堰并称为中国古代四大工程。它是干旱地区的先民根据自然条件和水文地质特点创造的地下水利设施，它利用地

面坡度引取地下潜水来提供农田灌溉和居民用水。坎儿井由竖井、暗渠、明渠和涝坝（蓄水池）四部分组成。竖井是开凿暗渠时供定位、进入、出土和通风之用；暗渠，也称集水廊道或输水廊道，首部集水段，在潜水位下挖，引取地下水潜流；明渠与一般渠道基本相同，横断面多为梯形，坡度小，流速慢；涝坝，又称蓄水池，用以调节灌溉水量，缩短灌溉时间，减少输水损失。竖井是为了通风和挖掘、修理坎儿井时提土之用的。竖井的深度和井与井之间的距离，一般都是愈向上游竖井愈深，间距愈长，约有 30 至 70m，愈往下游竖井愈浅，间距也愈短，约有 10 到 20m。竖井最深的在 90 m 以上。一般坎儿井长度 3-8km，最长的达 20km 以上，年灌溉 300 亩，最好的年灌溉可达 500 亩。暗渠的出水口和地面的明渠连接，可以把几十米深处的地下水引到地面上来。坎儿井之所以能在吐鲁番大量修建，是与这里的地理条件分不开的。首先，吐鲁番盆地北部的博格达山和西部的克拉乌成山，为坎儿井提供了大量的水源，每当夏季来临，就有大量的融雪和雨水流向盆地，当水流出山口后，很快渗入戈壁地下变为潜流。积聚日久，使戈壁下面含水层加厚，水储量大，使挖掘坎儿井有了可能。其次，吐鲁番盆地与北部雪山有巨大的落差，这就可以沿地势引水，使得北部水源可以按地势向盆地汇聚，确定了水的流向，通过挖掘疏导，自流向盆地。第三个条件是吐鲁番大漠底下深处的土层，是由砂砾石、粘土或钙质胶结，质地坚实，因此坎儿井挖好后不易坍塌。吐鲁番干旱酷热，水分蒸发量大，大风季时尘沙漫天，成为主要自然灾害，而坎儿井是由地下暗渠输水，影响非常小，水分蒸发量小，流量稳定，可以常年自流灌溉。所以，坎儿井非常适合当地的自然条件。项目工程周围无坎儿井分布，项目区坎儿井主要分布在吐峪沟乡和鲁克沁镇周围，距离项目区约 2.5 公里。

4.1.5 土壤与植被

工程区土壤类型为棕漠土。评价区域内植被种类稀少，绝大多数区域为荒漠植被，盖度极低，相当面积区域寸草不生，人工植被依赖灌溉生存。山前倾斜平原大多为砾石戈壁，荒漠植被主要分布在迪坎乡、达浪坎乡、吐峪沟乡、鲁克沁镇及北部山区前沿冲积扇。各冲沟内植被主要为芨芨草、疏叶骆驼刺、芦苇等。裸露戈壁植被主要为零星假木贼、猪毛菜和琵琶柴等。

工程所在区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20~70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。本工程区域地表水系不发育，自然植被极其稀疏。根据现场调查和查阅相关资料，评价范围内植物以疏叶骆驼刺为主，本次调查未发现在评价范围内有国家

及自治区野生保护植物。

4.1.6 野生动物

在荒漠区，因干旱和食物短缺，加之植被稀少，无栖息及躲藏之地，野生动物分布数量较少，尤其是大型野生脊椎动物和大型哺乳动物分布极少，在该区域野外考察中仅见啮齿动物及鸟类活动的痕迹。区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥、沙鼠等）及鸟类（角百灵、凤头百灵、红尾伯劳等）。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

本工程地处吐鲁番市和鄯善县，根据《环境影响评价技术导则大气环境》HJ 2.2-2018 对环境质量现状数据的要求，空气质量现状主要指标包括：细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）、一氧化碳（CO）、臭氧（O₃）。

本次评价采用环境空气质量模型技术支持服务系统（<http://data.lem.org.cn/eamds/apply/tostepone.html>）提供的统计数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 2024 年吐鲁番市基本污染物环境空气质量现状评价一览表（单位：μg/m³）

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均质量浓度	6	60	10	达标
NO ₂	年平均质量浓度	30	40	75	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	90	70	128	不达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	37	35	106	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	23	4000	0.05	达标
O ₃	24 小时最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	138	160	86	达标

由上表可知：2024 年项目所在地吐鲁番市 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO 日平均浓度、O₃ 最大 8 小时平均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程所在区域环境空气质量属于不达标区。

4.2.2 特征污染物环境质量现状评价

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用实测数据，监测单位是新疆天熙环保科技有限公司。

①监测点位、监测因子、监测时段

区域主导风向为东风，其他污染物补充监测点位信息见表 4.2-2，监测布点图见图 4.2-1。

表 4.2-2 其他污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对本项目距离/m
G1	E89°41'11.434"N42°49'22.074"	非甲烷总烃、硫化氢	2025 年 8 月 18 日至 8 月 24 日，连续 7 天，每天监测 4 次	玉 108 块及玉 1 块主导风向下风向	项目区下风向
G2	E89°43'51.347"N42°48'22.672"			玉东 1 区块及玉东 203 块主导风向下风向	

②采样及分析方法

各监测项目的采样方法按《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲基蓝分光光度法》（GB/T 11742-1989）

③评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m³。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

④评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测编号	监测项目	平均时间	标准值 (mg/Nm ³)	浓度范围 (mg/Nm ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率/%	达标情况
G1	非甲烷总烃	/	2.0	0.87~1.79	89.5	0	达标
	硫化氢	/	0.01	ND	/	0	达标
G2	非甲烷总烃	/	2.0	0.83~1.78	89	0	达标
	硫化氢	/	0.01	ND	/	0	达标

根据表 4.2-4 的监测数据可知, G1 非甲烷总烃小时浓度值在 0.87~1.79mg/m³ 之间、G2 非甲烷总烃小时浓度值在 0.83~1.78mg/m³ 之间, 符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³, 硫化氢均未检出, 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 10μg/m³ 的要求, 未出现超标现象。

4.3 水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境质量现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此, 本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

本次 W1~W5 地下水监测数据引用《鲁克沁深层稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书》, 其合理性分析见表 4.3-1。地下水监测布点图见图 2.5-3。各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-2。

表 4.3-1 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	《鲁克沁深层稠油压舱石工程2025年实施方案建设项目环境影响报告书》 W1、W2、W3、W4、W5	本项目	引用点位 合理性判定
1	所属含水层	承压水/潜水层	潜水层	同一含水层
2	水文地质	第三系孔隙含水层	第三系孔隙含水层	同一水文地质单元
3	水化学类型	HCO ₃ -Ca、Cl-Ca型	HCO ₃ -Ca、Cl-Ca型	同化学类型
4	监测点方位	项目区周边	下游	-
5	与本项目相对距离/km	6km	-	相对合理
6	时效	2024年11月2日	三年有效期内	

表 4.3-2 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	监测层位	与本工程位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	1#水井	E: 89°45'13.978" N: 42°48'17.491"	承压水	北侧 350m	66	100	2024.11.02	新疆齐新环境服务有限公司
2	2#砂坎村机井	E: 89°43'54.570" N: 42°46'50.530"	潜水	西南侧 3km, 下游	32	50		
3	3#赛尔克甫村地下井	E: 89°50'15.562" N: 42°48'43.046"	潜水	东北侧 6km, 上游	38	50		
4	4#鲁克沁镇地下水井	E: 89°45'20.690" N: 42°44'56.200"	潜水	东南侧 3km, 下游	26	30		
5	5#吐峪沟乡水井	E: 89°41'17.460" N: 42°50'43.260"	潜水	西北侧 4.4km, 下游	21	30		

通过表4.3-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水监测点布置要求：“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2~4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个”。本工程地下水环境影响评价等级为二级，地下水流向为东北向西南，监测点数量为5，上游布设1个，下游布设4个。引用地下水数据点位距离相对合理，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数量、数据具有代表性、符合性、有效性。

4.3.1.1 监测项目

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。特征因子：挥发性酚类、石油类。

4.3.1.2 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

4.3.1.3 现状质量监测结果及评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值对地下水水质进行评价。

(2) 评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_{si}}$$

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(3) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水监测点监测及评价结果 (单位: mg/L, pH 值无量纲)

[illegible]

表 4.3-4 地下水检测分析因子分析结果一览表

[illegible]

工程区地下水监测及评价结果详见表 4.3-3、表 4.3-4。根据监测结果可知，5#监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物等出现不同程度的超标，1#监测点总硬度、氯化物等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

4.3.2 包气带监测

为了解项目区包气带污染现状，本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域设置包气带监测点位，监测布点图见图 4.2-1。

监测点位置见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水环境监测布点及监测因子情况表

（1）监测时间与频次

采样日期 2025 年 8 月 16 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

（2）采样方法

每个监测点分别在空地的 0~20cm 埋深处各取 1 个土壤样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测特征因子。

（3）监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃等特征污染物浓度。

（4）监测结果

包气带监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带监测及评价结果单位：mg/L（pH 除外）

由监测结果可以看出,各监测点噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求,区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结,本项目土壤污染影响型井场为一级评价、集输管线为二级评价,则污染影响型布设 6 个采样点,其中占地范围内布设 3 个柱状样点,1 个表层样,占地范围外布设 2 个表层样;本项目土壤生态影响型井场为一级评价、集输管线为二级评价,则生态影响型共布设 11 个采样点,其中占地范围内布设 5 个表层样,占地范围外布设 6 个表层样。

污染影响型和生态影响型可重复样点,因此,本项目共布设 11 个采样点,其中占地范围内布设 5 个柱状样点,5 个表层样,占地范围外布设 6 个表层样。现状监测点位图见图 4.2-1,监测项目见表 4.5-1。

(2) 监测时间及频次

2025 年 8 月 22 日在各监测点采样一次。

(3) 采样要求

①表层样:在 0~0.2m 处取样。

②柱状样:在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

(4) 监测分析方法

①建设用地:按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

②其他草地:参照 GB15618-2018 表 4 土壤污染物分析方法执行。

(5) 监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-1。

占地范围内土壤监测依据《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进行评价。监测结果见表 4.5-2 和表 4.5-3。

[illegible]

[illegible]

由此可以看出,土壤中 45 项基本污染物及特征污染物石油烃的含量低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中第二类用地筛选值,项目区域土壤环境质量现状较好。

[illegible]

项目区土壤颜色为黄色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-5。

[illegible]

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于天山山地温性草原、森林生态区，北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区，本项目与新疆生态功能区划见图 4.6-1。具体见表 4.6-1。

表 4.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	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					
天山山地温性草原、森林生态区	北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区	吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区	吐鲁番市、鄯善县、托克逊县	特色农产品生产、旅游	水资源短缺、地下水超采、风沙灾害严重、干热风多	土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化局部地段高度敏感	保护文物古迹、保护坎儿井、保护农田、保护荒漠植被和砾幕

本工程属于陆地石油天然气开采，不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区。本工程距离新疆火焰山-葡萄沟风景名胜区最近距离 7.49km，距离新疆库木塔格沙漠国家级风景名胜区最近距离 10.15km，见图 4.6-2，距离生态保护红线（吐哈盆地防风固沙生态保护红线区）最近距离 7.661k m。

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

根据《新疆植被及其利用》（中国科学院新疆综合考察队和中国科学院植物研究所主编，1978 年，科学出版社）植被区域划分结果，拟建项目所在区域为新疆荒漠区—东疆—南疆荒漠亚区—东准噶尔-东疆荒漠省—东疆荒漠亚省—吐鲁番州。该区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20-70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本工程区域地表水系不发育，自然植被极其稀疏。

评价区植被类型分布见图 4.6-3。评价区常见的高等植物隶属于 11 科 29 种，见表 4.6-2

表 4.6-2 区域区内主要高等植物及分布一览表

科	物种	拉丁名	优势种
---	----	-----	-----

白刺科	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	
	白刺	<i>Nitrariatangutorum</i>	
柽柳科	柽柳	<i>Tamarix chinensis</i>	√
豆科	草木樨	<i>Melilotus officinalis</i>	
	大豆	<i>Glycine max</i>	
	苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	
	骆驼刺	<i>Alhagisparsifolia</i>	√
禾本科	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>	
	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	√
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>	
	醉马草	<i>Achnatheruminebrians</i>	
蒺藜科	蒺藜	<i>Tribulusterrestris</i>	
菊科	花花柴	<i>Kareliniacaspia</i>	√
	漠蒿	<i>Artemisia desertorum</i>	
	沙蒿	<i>Artemisia desertorum</i>	√
	中亚紫菀木	<i>Asterothamnus centrali-asiaticus</i>	
藜科	蒿叶猪毛菜	<i>Salsola abrotanoides</i>	
	合头草	<i>Sympegma regelii</i>	√
	碱地肤	<i>Kochiascoparia var. sieversiana</i>	
	沙蓬	<i>Agriophyllumsquarrosus</i>	
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	
	珍珠猪毛菜	<i>Salsola passerina</i>	
	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	
蓼科	西伯利亚蓼	<i>Polygonum sibiricum</i>	
萝藦科	戟叶鹅绒藤	<i>Cynanchumacutum subsp.Sibiricum</i>	
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	√
苋科	绳虫实	<i>Corispermum declinatum</i>	
	糖甜菜	<i>Beta vulgaris</i>	
	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	√

注：√为优势种或建群种

根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号）中，项目评价范围内无国家级和自治区级重点保护野生植物。

4.6.2.2 评价区主要植被群落及其特征

评价区的地质地貌、气候等自然因素处于相对稳定状态，地形、地貌等对植被的影响主要通过水分、盐分、矿质养分的分配差异体现出来，主要分布禾草、杂类草草原区、栽培植被区及无植被区。项目植被类型及分布面积见表 4.6-3。

表 4.6-3 项目区植被类型及分布面积

植被类型	面积（公顷）	比例（%）
禾草、杂类草草原	3.81	0.58
栽培植被	18.47	2.83
无植被区	629.51	96.59
合计	651.79	100.00

4.6.2.3 植被现状评价

总体看来，评价区域主要为无植被区，土壤有机质含量低，因此，植被以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态景观，在评价区南部分布有农田。工程区农田主要沿吐峪沟分布，区域农耕历史悠久，由于光热条件好，是驰名中外的优质瓜果产区，近年来设施农业在吐鲁番地区得到大力推广，蔬菜种植面积逐年扩大，但由于水资源严重短缺，农业发展受到严重制约，发展潜力不足。区域农作物主要有葡萄、棉花、哈密瓜蔬菜等。

本项目占地不涉及公益林，评价区内的草地属于低、劣等草场，有效利用率低，尤其是干旱缺水，作为防风固沙使用。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

从野生动物地理区划上看，鲁克沁油田所在区属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—东疆小区。从地理位置上看，这里是蒙古及准噶尔盆地与新疆南部动物的交流通道，但由于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境条件，致使评价区所属动物区系的野生动物种类组成贫乏，组成简单，分布于该区的动物以北方型耐寒种类和中亚型耐旱种类为主。

根据现状调查和有关资料，工程区域共栖息着各种野生脊椎动物 32 种，其中爬行类 5 种、鸟类 20 种、哺乳类 7 种。

工程评价区及周围区域主要脊椎动物分布情况见表 4.6-4。从动物栖息种类分析，工程区域内野生动物种类贫乏，主要为荒漠种类。其中人类集中生活的绿洲农田及村庄区动物种类相对较丰富，分布有小家鼠、戴胜、新疆漠虎等绿洲动物，数量也比较多。而在荒漠戈壁区，野生动物极少分布，仅分布有少量的荒漠动物。区域缺乏大型哺乳动物，没有地区特有和珍稀类动物。

表 4.6-4 项目区主要脊椎动物的种类及分布

目	科	物种	拉丁名	分布	
				荒漠戈壁	绿洲农田及村镇
爬行类 REPITIAL					
蜥蜴目	蜥蜴科	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	+	+
		虫纹麻蜥	<i>Eremias vermiculata</i>		
	壁虎科	西域沙虎	<i>Teratoscincus przewalskii</i>		
		隐耳漠虎	<i>Alsophylax pipiens</i>		
		新疆漠虎	<i>Alsophylax przewalskii</i>	+	
鸟类 AVES					
鸽形目	鸠鸽科	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>		
		灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>		-
鹃形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>		-
犀鸟目	戴胜科	戴胜	<i>Upupaepops</i>		+

雀形目	伯劳科	荒漠伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>		
		灰伯劳	<i>Laniusexcubitor</i>		
	鸛科	喜鵲	<i>Pica pica</i>		+
	百灵科	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
		角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>		
		小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>		
	燕科	崖沙燕	<i>Riparia riparia</i>		
		家燕	<i>Hirundo rustica</i>		+
		沙鵙	<i>Oenanthe isabellina</i>		
		白顶鵙	<i>Oenanthe pleschanka</i>		
		漠鵙	<i>Oenanthe deserti</i>		
	雀科	黑顶麻雀	<i>Passer amodendri</i>		
		麻雀	<i>Passer montanus</i>		+
鵲鸛科	白鵲鸛	<i>Motacilla alba</i>			
燕雀科	蒙古沙雀	<i>Bucanetes mongolicus</i>			
	金翅雀	<i>Chloris sinica</i>			
哺乳类 MAMMALIA					
兔形目	兔科	草兔	<i>Lepus capensis</i>		-
食虫目	刺猬科	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>		+
啮齿目	跳鼠科	三趾跳鼠	<i>Dious sagitta</i>	-	
		五趾跳鼠	<i>Allactaga sibirica</i>		
		长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>		
	鼠科	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	-	
		小家鼠	<i>Mus musculus</i>		+

注：++多见，+少见，-偶见。

4.6.4 土壤类型及分布

根据新疆土壤类型分布图，本项目所在区域土壤类型主要为石膏棕漠土，区域土壤类型分布见图 4.6-2。土壤类及面积见表 4.6-5。

棕漠土是在广大洪冲积扇上发育的一类土壤，本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。由于强烈的风蚀作用地表通常是覆盖着砾幕，表层有发育不大明显的孔状荒漠结皮，土层薄，大多数土壤由结皮以下开始有大量的石膏积聚，下部为沙砾层，地下水位很深，植被稀疏，以麻黄、琵琶柴为主，植物种类简单，覆盖度极低，一般小于 5%，甚至为裸土地。其土壤剖面特征如下：

0~3cm 棕色，砂壤夹碎石，地表有砾幕，孔状结皮，干，稍松，有大量中细孔，全层多角砾，无植物根系。

3~12cm 棕色，砂壤夹碎石，块状，干，销紧，有少量细孔，多石膏结晶，无植物根系。

12~41cm 灰棕色，砂砾层夹砂壤，假块状，干，紧，有少量细孔，无植物根

系。

41~120cm 灰棕色，砂砾层，干，紧，有少量中细孔，无植物根系。

表 4.6-5 评价范围内土壤类型及面积一览表

4.6.5 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定工程区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。工程所在区域生态现状调查范围土地利用现状见图 4.6-3。由工程区土地利用现状可知，生态现状调查范围内土地利用类型主要为采矿用地和裸土地。

根据土地利用类型图 4.6-4，项目区用地类型主要为其他草地、园地、水浇地、村庄、工业用地、采矿用地、公路用地、裸地。土地利用类型及面积见表 4.6-6。本项目目前正在办理征地手续。

表 4.6-6 评价范围内土地利用类型及面积一览表

4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

4.6.6.1 区域沙化现状调查

根据《全国水土保持规划（2015—2030 年）》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030）年》》，鄯善县不属于水土流失重点预防区和重点治理区，根据全国水土保持区划图，项目区所在鄯善县属于Ⅱ北方风沙区（天山北坡国家级水土流失重点预防区）-Ⅱ-3 北疆山地盆地区-Ⅱ-3-4wf 吐哈盆地生态维护防沙区。

吐哈盆地生态维护防沙区，主要分布于吐鲁番盆地、哈密盆地、巴里坤-伊吾谷地的广大地区，大部分分布在海拔 500~5000m 的地区，该地区地域辽阔，物产丰富，植被以大面积的荒漠植被为主，风沙危害频繁，水土保持基础功能为

生态维护和防风固沙、吐哈盆地生态维护防沙区该地区主要为吐鲁番盆地、哈密盆地、巴里坤-伊吾谷地的广大地区，多分布在洪积扇缘及山间盆地，区内气候干旱炎热，多风少雨，年平均温度 7.8℃，多年平均降水量 84.2mm，平均蒸发量 2770mm，年平均大风日数 32.7，年均沙暴发生日数高达 20.9 天；植被稀少，覆盖度较低；土壤主要有棕钙土、棕漠土、灰棕漠土、栗钙土等，土壤贫瘠，质地较粗，含盐量高。水土流失以风蚀为主，兼有水力侵蚀。

本区是我国重要的石化工业基地，水资源相对缺乏，该区风力强劲，风沙危害严重，在人类活动影响下，地表稳定状态易被破坏，极易产生风蚀沙尘。由于区域山地及山麓地带遇阵发性降雨或暴雨易遭受山洪危害，尤其在夏季高温条件下，积雪融化产生山洪泥石流，对山前区域威胁极大。

本区水土保持应以天然植被保护、绿洲农田防护为重点，加强天然荒漠植被的保护，维护绿洲系统的稳定；加强绿洲边缘防风固沙林和农田防护林建设，减轻风沙危害；发展节水灌溉，构建生态节水型小流域；加强山洪泥石流沟道治理，维护农牧团场生产安全；加强生产建设项目监督管理工作，减少人为干扰。

根据《新疆维吾尔自治区 2023 年水土保持公报》，吐鲁番市水土流失面积 30190.01km²，侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀。其中风力侵蚀面积为 29015.00km²，占水土流失面积的 96.1%；水力侵蚀面积为 1175.01km²，占水土流失面积的 3.9%。

4.6.6.2 土地沙化现状

本项目位于吐鲁番市鄯善县，根据《新疆第六次沙化监测报告》，吐鲁番市沙化土地面积 491.08 万公顷，占新疆沙化土地面积 6.58%，为沙化土地面积占比较大的市，其中鄯善县沙化土地面积为 342.62 万公顷，占吐鲁番市沙化土地面积 69.77%。

工程区域地表为戈壁，本项目沙化类型图见图 4.6-5。项目区域土壤类型为棕漠土，地表有砾幕，在地表未扰动的前提下，抗风蚀能力较强，属于轻度荒漠化区域。项目区距离库木塔格沙漠约 10km，项目区多有大风和沙尘暴天气，是新疆风多、风大、风蚀最严重地区，全年沙尘暴日数在 20 天以上，风蚀强烈，区域占用土地均为裸地，零星分布植被。

4.6.7 生态敏感区调查

4.6.7.1 生态保护红线

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

本工程西北距离生态保护红线区（吐哈盆地防风固沙生态保护红线区）约 7.661km，不在红线内。工程区生态保护红线分布见图 4.6-6。

4.6.7.2 基本农田

本工程所在区域农田属于基本农田和一般农田，主要种植作物为葡萄、棉花。本工程不占用基本农田。具体位置关系见图 2.7-3。

4.6.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对区域的现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下方面：

从该区域整体情况来看，生态环境属生态脆弱区。由于本区地处干旱荒漠区大背景下，植被单一，在现有水资源条件下，荒漠环境对人为地表和植被破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物多样性减少、生产能力降低荒漠化区域。

4.6.9 小结

根据现场调查及资料收集，本工程生态评价区域内无自然保护区、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。整个评价区域以荒漠生态系统为主，区域水系不发育，地表仅发育零星植被，主要植被类型为花花柴、骆驼刺，植被盖度低于 5%。评价区野生动物种类及分布均很少，环境的功能具有一定的稳定性，具有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 施工期环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：①在管线敷设、井场站场建设、道路建设、供配电线路架设等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；②施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、烃类等；③各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设、计量站、注水站建设、道路施工、供配电线路架设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

(1) 风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量， $\text{kg/t}\cdot\text{a}$ ；

V_{50} —距地面 50m 处风速， m/s ；

V_0 —起尘风速， m/s ；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 $250\mu\text{m}$ 时，沉降

速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50m~100m 为较重污染带，100m~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件下，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-1 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1.0
----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

车速	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 汽车尾气环境影响

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，均可达到《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国家标准的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

5.1.2.1油气集输废气影响分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

(1) 污染源参数

生产运营期的大气污染源主要是采油井、油气集输过程和阀组间的烃类挥发的影响。以玉 7-2001（平台井）、玉 21-1601（平台井）、玉东 2-8001（平台井）、玉东 3-1211、新建计量站、三相分离器、玉北脱水站扩建沉降罐为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。

(2) 预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目设置大气环境影响评价范围为边长 5km”。本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有挥发性有机物无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

根据工程分析，单井非甲烷总烃排放量 0.159t/a（0.0183kg/h），平台井非甲烷总烃排放量 0.32t/a（0.0366kg/h），新建计量站非甲烷总烃排放量为 0.0781t/a（0.00891kg/h），原油沉降罐非甲烷总烃排放量为 2.508t/a（0.286kg/h），新建三相分离器非甲烷总烃排放量为 0.107t/a（0.01221kg/h）。

本项目主要污染源调查参数见表 2.5-3。

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

(4) 评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-4。

表 5.1-4 估算模式计算结果表

由上表可知，本工程无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度118.25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向174m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为5.912%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）4.0 mg/m^3 的标准要求，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于工程区域扩散条件良好，因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

5.1.2.2大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气污染物无组织排放量核算结果

5.1.2.3运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，油气集输损耗率可低于0.5%，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.1.2.4退役期大气环境影响分析

采油井、注水井退役后各种相关辅助工作均停止，石油开采造成的环境空气污染源将消失，停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油气田工作人员。设施设备拆除后对大气环境影响消失。

5.1.3 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-6。

表 5.1-6 大气环境影响评价自查表

		2025 年 6 月 30 日 财务状况表			

5.2 水环境影响分析与评价

5.2.1 地表水环境影响分析

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，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.2.1.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期,对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、酸化压裂返排液及管道试压废水。

(1) 生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 4256m³。施工过程中设置了移动旱厕，生活污水排入移动旱厕，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理

站处，不外排，施工期生活污水对水环境影响较小。

（2）酸化压裂返排液

根据工程分析，本工程储层改造过程中产生的废压裂返排液约为 5625.6m³，全部排入专用回收罐中，收集至鲁克沁采油厂废液池预处理后，经鲁中联合站采出水处理系统处理达标后回注，对水环境影响较小。

（3）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，根据工程分析，试压废水量 451.37m³。试压废水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对地表水环境产生明显影响。

5.2.1.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

（1）采出水

根据工程分析，本工程运营期采出水最大产生量 390m³/d，采出水随油气混合物进入玉北脱水站、鲁中联合站采出水处理系统处理，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率[0.5, 2.0]μm²的IV类标准后回注地层，不外排。联合站现运行正常，富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水

本工程地面收集罐进行调配中和后进入生产流程系统，经鲁中联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率[0.5, 2.0]μm²的IV类标准后回注油层，不外排。

采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.2.1.3 事故状态下地表水环境影响

油田开发生产过程中的各个环节，由于自然灾害（暴雨、洪水和地震等）和人为因素的影响，对地表水环境造成影响。直接对地表水环境造成影响的风险是钻井过程中的井喷事故和集输过程中的油、水泄漏事故等，对区域水环境造

成影响的主要污染物是石油类。由于事故风险的不确定性，最终可能进入水环境的石油类亦是不确定的。

（1）钻井过程中的井喷事故

据吐哈油田公司已掌握的鲁克沁油田的钻井资料和地质资料分析，该区域地层压力比较低，发生井喷事故可能性较小，鲁克沁油田至今未发生过井喷事故。

根据新疆同类油田井喷事故现场调查（YH23-1-14 井喷事故），其井喷污染范围为半径 300m 左右，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染后，井喷不会造成地下水污染。

（2）原油集输过程中的泄漏事故

原油集输过程中常见的事故有稠油管线或设备因腐蚀穿孔、操作失误、自然灾害等原因而造成的原油的泄漏。事故发生时会有大量原油溢出。造成水环境污染。

自然灾害因素，如雷击、暴雨洪水、地震等自然灾害，也可引起原油集输及处理过程的原油泄漏事故。如暴雨洪水可能冲毁油田的地面设施，或使输油管道暴露，因此对油田地面工程、输油管线带来一定的不利影响，若洪水冲断输油管线，则会引起油品泄漏，直接污染地表水环境。

5.2.2 地下水环境影响分析与评价

5.2.2.1 区域水文地质条件

地形地貌是水资源的重要控制因素之一，它不仅控制区域水文网的形成和分布，地表水，地下水的径流条件和储存环境而且对水资源的质量，土壤盐碱化，沙漠化等起重要的控制作用。吐鲁番盆地由侏罗系火山碎屑岩和华力西期花岗岩组成盆地基底，其上部为第三系碎屑岩地层，表层均覆盖第四系河湖相沉积物。大部分地带有第四系孔隙潜水，在整个盆地内（除基底隆起带外）分布有中生界侏罗系和第三系砂岩碎屑岩类裂隙孔水裂隙水。北部博格达山一带为基岩裂隙水。

（1）第四系孔隙潜水

分布在鄯善县—七克台以北，为水量丰富区，单井涌水量大于 1000t/d，靠近鄯善县地区单井涌水量为 100—1000t/d，矿化度小于 1g/l，多属 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Ca}\cdot\text{Na}$ 型水，岩性主要是卵砾石、砂砾石和亚砂土。在倾斜平原前缘，火焰山以北一带，第四纪堆积物由单一的卵砾石变为多层砂砾石与粘质土互层及砂与粘质土互层的结构，出现双层结构的含水层。在火焰山一带，由于库木塔格沙漠下伏第三系和中生界岩层隆起阻挡，地下水位升高，潜水以泉沟和沼泽的形式向南排泄，从北向南，含水层岩性粒度由粗变细，渗透系数由强变弱。

分布在七克台以南地带，由于火焰山阻水及中新代隆起构造作用，对该区地下水补给有一定影响，但因沟谷发育，相对有补给来源，含水层岩性多为砂砾石、含土砂砾石，大部分地段为中等富水区，单井涌水量 100—1000t/d，部分地段为贫水区，单井涌水量 10—100t/d。

（2）碎屑岩类裂隙孔隙水

新、老第三系及中生界地层，在博格达山南麓，火焰山一带均有出露，不少地区被第四系沉积物覆盖。由于构造尤其是新构造运动的影响，隆起、褶皱的不利地质构造条件，不利于地下水形成的补给条件，以及岩层富含石膏、可溶盐类，则成为该区裂隙孔隙水水量贫乏，单井涌水量一般小于 10t/d，矿化度大于 3g/l。

（3）基岩裂隙水

主要分布在博格达山南坡，多为晚古生界火山碎屑岩与火山岩以及不发育的碳酸盐岩类物质交互成层，构成综合岩体，该区单井涌水量小于 10t/d，矿化度大于 10g/l，为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型水。

5.2.2.2 评价区域水文地质条件

（1）地下水类型、含水层及赋水特征

工程区位于吐鲁番南盆地北部的火焰山山前倾斜平原区，地形上北高南低，地层岩性主要为第四系的卵砾石、砂砾石层，厚度大于 100m。在工程区西北侧靠近吐峪沟至连木沁一带以及鲁克沁东北部地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水，为单一的潜水，含水层岩性主要为中砂、细砂。

在工程区西北侧靠近吐峪沟一带水位埋深多大于 50m，局部地段为 10～50m，潜水水量中等，单井出水量 100～1000m³/d；在工程区东侧、连木沁一带，

潜水水位埋深为 10~50m，局部大于 50m。在工程区西南侧、鲁克沁镇以西、以南地带，地层岩性由卵砾石、砂砾石地层向西南逐渐过渡为砂砾石、细砂、粉砂，粉质粘土。地下水由单一潜水渐渐过渡为潜水—承压水、承压水。含水层岩性以砾砂、粉砂为主。潜水水位埋深为 10~50m 和小于 10m。在鲁克沁镇以西、以南，潜水含水层的单井出水量 $>1000\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富；承压含水层的单井出水量为 100~1000 m^3/d ，水量中等。在吐峪沟乡下游西南地区买增坎儿等地段，潜水和承压含水层的单井出水量为 100~1000 m^3/d ，水量中等。具体见评价区水文地质图。

根据工程区玉东废渣场钻井 LK06 井抽水试验资料（井深 120m），该井取深层承压水，含水层岩性为细砂，含水层为单一潜水含水层，地下水位埋深约 75-130m，中等富水性，地下水由东北向西南流动。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

工程区地下水主要接受吐峪沟河和连木沁河水的渗漏以及沟谷河床的潜流侧向补给。地下水的径流方向总体上是由东北向西南方向，最终径流至盆地中心的艾丁湖区。工程区地层岩性以第四系冲洪积的卵砾石、砂砾石为主，地层岩性颗粒较粗，地下水的水力坡度较大，地下水的径流条件较好。地下水从东北向西南方向进行侧向径流排泄，同时下游绿洲带的农民通过人工开采地下水进行灌溉也是其地下水排泄方式。

（3）地下水水化学特征

工程区地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。从工程区的东北部到西南部，承压水的矿化度和水化学类型具有明显的水平分带规律，表现为从东北部到西南部，矿化度由低逐渐升高，水化学类型也由东北部的 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型到西南部变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na (Ca)}$ 型水。

在工程区北部两侧吐峪沟沟口以南的部分地区和连木沁沟口以南的绿洲区，地下水的水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型，地下水的矿化度小于 1g/l，为 0.23~0.24g/l；在工程区内以及吐峪沟以南至鲁克沁以北之间的地区，地下水水化学类型是 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型，地下水的溶解性总固体监测值达到 1.5~1.9g/l；在工程区西南侧坎儿井以南，地下水的水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na (Ca)}$ 型，地下水的矿化度为 6.08~34.96g/l。

（4）地下水动态特征

根据《新疆吐鲁番盆地地下水资源综合评价报告》（新疆地矿局第一水文队1990年编制，比例尺1:20万），在工程区南部鲁克沁绿洲带，地下水动态呈开采型。地下水动态的年内变化过程与河川径流量的年内变化过程（丰水期出现在5~9月）大致相反，关系不密切，地下水动态主要受人工开采影响，表现为典型的开采型动态。该地区每年四月份开始农田春灌，地下水位开始下降，随着夏季大量抽水灌溉，地下水位随开采量的增大而不断下降，8~9月份开采强度最大，表现为8-9月份地下水位最低。9月份以后，灌溉用水量少，随着开采强度的降低，地下水位开始回升，到第二年的1~3月份，地下水位达到最高。评价区域水文地质图见图5.2-1。

5.2.2.3 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本工程井身的表层套管的下入深度350m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本工程的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本工程使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域第四系地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

（3）管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.2.4 运营期地下水环境影响分析

（1）废水对地下水影响分析

本工程施工期废水不外排。施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

运营期废水污染源主要为采出水、井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.2.1.2 节，本工程运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）油泥（砂）对地下水影响分析

本工程在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据吐哈油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。吐哈油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线对地下水影响分析

本工程输送管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场对地下水影响分析

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，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）注水对地下水影响分析

①注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

- 1) 具备适于油气储集的储集层;
- 2) 具备遮盖着储集层, 阻止油气向上逸散的盖层;

3) 具备从各方面阻止油气继续运移, 促使油气聚集的遮挡条件, 这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形, 也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

采用注水开发目的是为补充油层能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论是清水注水还是采出水注水, 注入层位均为开发油层。根据油藏开发预测指标, 本项目注水层为三叠系克拉玛依组 (T_2K), 即油藏层, 回注井井深为 3200m, 回注段在 2500m 以下, 回注井均为直井, 回注层属于中孔中渗储层, 平均渗透率约 110mD, 年注水量约 $43.8 \times 10^4 m^3/a$ 。平均单井注水量 $30 m^3/d$, 新增水井注水系统设计压力为 42Mpa, 本次油区新增注水井采用集中配注方式, 新建注水干线阀组间-注水井管线及 2 座阀组间。根据油藏开发方案, 回注层地层的破裂压力为 53.32Mpa, 本次注水压力上限为 18.3Mpa, 低于回注层破裂压力。

根据区域地层资料, 回注层 (三叠系上-中统克拉玛依组 (T_2k)) 的上覆地层为侏罗系地层, 其岩性主要为黑色碳质泥岩, 灰绿、灰褐色泥岩夹灰白色砂岩、含砾砂岩, 上覆侏罗系下统上部泥岩段发育厚度 50m 左右, 同时上覆有白垩系吐谷鲁群以泥岩、粉砂质泥岩为主, 夹薄层砂岩、泥质粉砂岩, 厚度 900m 左右, 全区稳定分布, 可作为回注层直接封盖层, 确保了回注污水不破坏上部的第四系, 下伏岩性克拉玛依组下部地层为 20-40m 厚的一套稳定的灰色、深灰色泥岩, 可对回注水实现有效封堵。

由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约, 白垩系—侏罗系岩层被新近系碎屑岩覆盖, 地层埋藏深, 无现代大气降水和地表水补给的可能, 加上受油气、煤炭等沉积环境的影响, 水量不大, 水质差, 无开采价值。所以, 回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。

②注水水质

本工程采出水经玉北脱水站和鲁中联合站采出水处理系统处理, 处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中储层空气渗透率 $0.5 \sim 2.0 \mu m^2$ 的标准后回注油层 (主要为三叠系克拉玛依组)。

③注水井井身结构

各回注井采用二开井身结构，根据注水井井身结构示意图可知，回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的第四系地层进行了水泥固井，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，可对回注水实现有效封堵，回注地层深度在 2500m 以下。而工程区所在区域第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内，故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度，故可认为不会对地下水水质产生影响。

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），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，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，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

根据后评价期间的监测结果，玉北脱水站、鲁中联合站的采出水经处理后均可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为奥陶系鹰山组 and 一间房组，均为现役油气藏层。综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层即注水层，与第四系含水层之间不存在水力联系。因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，

可对回注水实现有效封堵，有效保护地下水层，满足《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）的相关要求。

综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.2.2.5 事故状态下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使凝析油泄漏；油田污水处理过程中因操作失误，仪表失灵等原因发生沉罐、缓冲罐冒罐等污染事故，使大量含油污水溢流。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

（1）井喷事故的凝析油及输油管道凝析油外溢对地下水的影响

井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的凝析油渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷事故为瞬时排放，管线泄漏则分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定影响。人为破坏也可造成管线破裂，使大量凝析油漏出，但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。

（2）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井源流水而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水层套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有一定毒性的多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，

钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到及时处理和纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油水窜层和有毒性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油水窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不确定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见事故的发生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油水窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：（1）下入的表层套管未封住含水层；（2）固井质量差；（3）工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。目前，评价区内的废弃井全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（4）泄漏事故对地下水的污染影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起

的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外。本项目外输油管线的埋深不小于 1.5m（管底），即发生油品泄漏事故后的地下渗透影响范围将限制在地下 3.4m 以内，周边横向两侧 1m 以内，而本项目区域内的第四系潜水水位埋深 120m 以下，西南侧坎儿井距离本项目 2.5km，所以泄漏事故对地下水体及坎儿井的影响概率基本较小，不会造成地下水污染。

（5）自然灾害引发事故对地下水的污染影响

自然灾害也是引发油田事故的重要因素，如雷击、洪水和地震等。洪水危害对该建设项目的影​​响尤为重要。洪水对处在低洼地带及泄洪区的输油管线会造成损害，使凝析油泄漏，所以对于处在泄洪区的管线等设施应加高、加固，以抵御洪水破坏的风险。

（6）生产废水事故状态影响分析

油田采出水含少量的石油类物质，且矿化度较高（ $5\text{g}/\text{m}^3$ 以上），事故状态下生产废水出现泄漏时可能会对地下水造成一定的影响。泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于污水的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

1) 地表污染物在包气带土壤中的下渗

地表连续入渗流通过包气带土壤进入地下水的历时时间，与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即： $t=h/k$ 。

式中： t —污染物连续入渗到达地下水的时​​间（d）；

h —包气带厚度（m）；

k —垂直渗透系数（m/d）。

评价区地层岩性主要为砂砾石，地下水埋深 90m 左右；棕漠土地带的土壤渗透系数： $3.9\text{m}/\text{d}$ ，则由此推算评价区域内污染物渗透穿过包气带的时间为： $t=23\text{d}$ 。

当发生泄漏事故，地表裸露且事故源无限下渗时，液态污染物需经过 23d 可进入浅层地下含水层对地下水造成影响。

2) 泄漏对地下水的影响评价

当污染物连续进入土壤包气带时,如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用,污染物经过 23d 可到达地下水潜水层。如果考虑以上作用,污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

本项目废水主要为含油污水,不同土层对石油类均有吸附能力。石油类污染物主要集中在表层,随着时间的推移,包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和,吸附能力将逐渐降低。一般来讲,土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层(1m 以下)石油类物质含量的 35 倍;且石油类多在地表 1m 以内积聚,1m 以下土壤中含油量甚少。即使发生泄漏后含油污水将迅速沿土壤中的砾石层下渗,由于石油类物质的密度比水低,少量的石油类物质会漂浮在污水的表面,影响地下水的可行性不大。虽然污水中的盐分会随污水下渗快速进入地下水,由于其产生时间短、泄漏量小,仅会对泄漏点局部小范围内的环境造成污染。

本项目所有处理装置及沉降罐均采用密闭工艺,因此发生泄漏的概率极小。

3) 泄漏对居民区下游地下水的影响评价

本项目采出废水经过鲁克沁油田鲁中、玉东联合污水处理装置处理后回注,该装置距离项目区最近的居民区是位于项目区南部约 3km 处的吐峪沟村居民区,居住人口约 120 人左右。该区域地下水流速较慢,约 5m/d 左右。事故状态下,污水到达潜水层后,用 580d 到达最近居民区。

4) 应急措施

当事故发生时,污染物的泄漏以地表扩展为主,一般能及时发现,并可很快加以控制。主管单位及当地环境保护部门应组织专门力量进行对污染物的控制工作,通过将污水转移入玉东干化池等方法在最短的时间内减少含油污水下渗的总量。

非正常状况下,只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行,及时发现并处理事故,预测情境下对该地区地下水影响属于可接受范围。

综上,本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,并定期开展地下水跟踪监测,在严格按照地下水污染防治措施后,本工程对区域地下水环境影响可接受。

(7) 事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对单井集输管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。

① 泄漏源强

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中： V_{rel} —原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14t）；

V_{pipe} —管段体积，ft³（1ft³=2.4m³）（最大管段长 1000m，DN50），0.82；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl，0.67。

$$V_{pre-shut}=Qt/1440$$

式中：t—截断阀门的时间，min（30min）；

Q—原油流量，stb/d（单口井最大日采油量 5t/d，密度 0.96t/m³，折算 32stb/d）。

根据上述公式计算得出 V_{rel} 泄漏量 0.68bbl，折算 30min 泄漏原油 0.09t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.009t。

② 预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。石油类检出限 0.01mg/L。环境质量标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）石油类 0.05mg/L。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动一维水动力弥散瞬时点源模型进行预测。由于单井管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

$$C(x, t) = \frac{m/W}{2n_e \sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：

x—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, t)—t时刻点 x 处的浓度，g/L；

m—注入的质量，kg；

W—横截面面积，m²；

U—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m²/d)；

π—圆周率。

④参数选取

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表

⑤模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏发生泄漏时，石油类物质经过 100d、1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-1。

图 5.2-1 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线破损发生泄漏后 100d、1000d 的污染物预测的最大值分别为 4.02mg/L、1.27mg/L；预测影响距离最远分别为 135m、664m。根据预测结果和区域水文地质条件，本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入含水层污染地下水。当发生泄漏事故后，在采取及时关闭阀门、堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油受到承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求运营单位定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

施工期的噪声主要为钻机、泥浆泵、施工机械和运输车辆发出的噪声，声压级一般在90~105dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围200m范围内没有医院、学校、机关、科研单位、住宅等声环境敏感点。

(3) 声影响分析

工程区200m内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.2地面工程声环境影响分析

施工期的噪声主要为地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等需要使用各种车辆和机械。在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中: $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级;

r—预测点距离声源的距离 (m) ;

r_0 —参考位置距离声源的距离 (m) ;

不同类型施工机械在不同距离处的噪声预测值见表 5.3-1。

表 5.3-1 各种施工机械在不同距离的噪声预测值单位: dB (A)

[illegible]

由预测结果可以看出:

在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）场界

噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工现场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值

施工期对局部环境的影响是暂时的。施工期受机械设备轰鸣惊扰，人群活动的增加，保护区内荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，避开人类活动的干扰迁至其他区域。随着施工期结束施工人员撤离作业区域，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境。

5.3.1.3 井下作业声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB（A），导致作业现场周围噪声超出《建筑施工现场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 井场运行声环境影响分析

（1）预测源强

项目正常状况噪声源主要为抽油机、机泵，非正常状况下有井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB（A）计。项目工程主要噪声源强见表 5.3-2。

表 5.3-2 项目主要噪声源强情况表（单位：dB（A））

（2）声环境影响分析

本项目运营期噪声源主要为井场、阀组中的各类机泵、井下作业设备噪声及巡检车辆噪声。因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。经调查，井场为开放式未设遮挡，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，无指向性点

声源几何发散衰减基本计算公式是：

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

式中：L_p(r)—距声源 r 处的 A 声级，dB；

L_p(r₀)—参考位置 r₀ 处的 A 声级，dB；

r—预测点距声源距离，m；

r₀—参考位置距离声源距离，m；

(2) 噪声源源强及分布

项目噪声源为各类机泵，如抽油机、注水井口装置等，噪声源强在 75dB(A)～80dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 15dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)。项目工程主要噪声源强距厂界距离见表 5.3-3。

表 5.3-3 项目主要噪声源强至四界距离

(3) 预测结果

本项目运营期涉及注水井和采油井，以最大噪声源单口采油井为例进行预测，单井井场厂界四周噪声贡献值见表 5.3-4。

表 5.3-4 噪声预测结果单位：dB(A)

生产运营期井场、计量站、阀组正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，根据预测井场、计量站、阀组四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.2.2 站场运行声环境影响分析

本次玉北脱水站扩建 1 座 5000m³ 原油沉降罐，新建 1 台三相分离器，根据

对玉北脱水站内各类噪声源的类比调查，除注水泵房值班室噪声强度大于 70dB（A）外，其他均小于 65dB（A）。根据《鲁克沁油田玉北区块二叠系产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》，类比可知本项目站场噪声的大小，见表 5.3-5。

表 5.3-5		脱水站厂界噪声预测结果		单位：dB（A）

由表中预测结果可知，厂界四周噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求。

综上，本项目开发施工期间钻井、管线敷设和道路、站场建设都会产生一定强度的噪声，开发、施工期随着施工结束而结束，施工区域周围无人居住，不会产生扰民现象，对周围声环境的影响是可以接受的。根据预测，运营期井场、脱水站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求。综上所述，本项目对声环境影响较小，属于可接受范围。

5.3.3 服务期满后声环境影响分析

本项目服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。

本项目井区周围没有固定人群居住，因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.3.4 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.3-6。

表 5.3-5 声环境影响评价自查表							

5.4.1.3 生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至拉运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理，不会对周围环境产生影响。

5.4.1.4 钻井设备废油、废弃防渗膜和废烧碱包装袋

钻井期间使用的机械设备运行过程中维护、保养产生的废机油（900-214-08）、施工区域铺垫防渗膜破损，产生的沾油废弃防渗膜（900-249-08）及钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋（900-249-08），均作为危险废物，委托有危废处置资质的资质单位处置。

5.4.1.5 拆除固废

本项目玉北脱水站拆除 1 台热化学脱水器，拆除后存放在仓库内后期利用，拆除过程产生的不可回收利用固废收集后拉运至玉东废渣场处理。

5.4.2 运营期固体废物影响分析

5.4.2.1 固体废物来源及处置

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），油田生产运营过程中产生的含油污泥、落地原油、废润滑油及废弃防渗膜，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-2 本项目危险废物具体名录

（1）含油污泥

本项目井场不产生含油污泥，含油污泥来自依托鲁克沁集中处理站原油贮存过程中清罐罐底油泥和含油污水在水处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥。鲁克沁集中处理站产生的含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

（2）落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，做到原油 100% 不落地，落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐内，可进入鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统综合利用处置。

（3）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，可进入鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统综合利用处置。

（4）废弃防渗膜

项目运营期井下作业时，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 1-2 年。更换破损后的废弃防渗膜布属于危险废物，不在井场贮存，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.4.2.2 危险废物贮存及运输环境影响分析

（1）贮存

井区不设危险废物贮存场所。鲁克沁集中处理站产生的清罐底泥和采出水处理系统产生的含油污泥属于危险废物，收集后暂存于鲁克沁集中处理站危废暂存场，定期委托有危废处置资质单位处置。危险废物暂存期间应按照《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）的规定暂存，设立危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物进出量及处置记录。定期对危险废物暂存场、废液池防渗层进行检查，发生破损情况及时修复；临时贮存间配备通讯装置、照明设施等应急防护设施。

（2）作业区内运输（内部）

井场产生的危险废物在收集和运输至鲁克沁集中处理站过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号 2022 年 1 月 1 日起施行）要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

本项目危险废物运输和处置委托有危险废物处置资质的第三方单位即可。要

求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容(不相互反应)且完好无损;危险废物在运输过程中采用密闭运输;严格执行《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求。

综上,通过采取切实可行的措施,并加强管理,本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.4.3 退役期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废,交由有资质的单位进行无害化处置,不会对周围环境产生影响。

5.5 土壤环境影响分析与评价

5.5.1 施工期土壤环境影响

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.5.1.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中,不可避免地要对土壤进行人为扰动,主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层,翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下,土壤形成了层状结构,表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后,表层土被破坏,改变土壤质地。管道开挖和回填过程中,会对其土壤原有层次产生扰动和破坏,影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位,土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料,管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放,分层覆土的措施下,土壤的有机质将下降30%~40%,土壤养分将下降30%~50%,其中全氮下降43%左右,磷素下降40%,钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土,管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.5.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中,车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会

对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高,地表水入渗减少,土壤团粒结构遭到破坏,土壤养分流失,不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.5.1.3 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布,所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间,开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压,使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏,使风蚀荒漠化的过程加剧;在单井管线的敷设过程中,最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散,增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏,下层的粉细物质暴露在地层表面,在风力的作用下,风蚀量会明显加大,这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移,风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式,管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内,管沟边堆起一道临时土垄,在大风状态下易发生风力侵蚀,即使在堆土回填后风蚀量会有所减少,但地表仍为疏松地带,需要一个较长的恢复阶段。

5.5.1.4 施工期污染途径影响

项目建设活动中产生的废水、废气和废渣等典型污染物质,会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

本项目建设期污废水主要来源于施工人员生活污水和建筑施工废水。施工期设置一处生活营地,现场设置移动厕所,生活污水定期拉运至鲁克沁管理区生活污水处理装置处理,处理达标后夏季用于生活区绿化,冬季排入储水池;管道试压使用清水主要污染物为SS,成分比较简单,试压结束后,用于洒水抑尘。因此,施工期土壤不会由于废水排放而造成污染。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气,而施工扬尘对环境

的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃渣，弃渣为土石方，用于管道平整，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，因此本项目施工期产生的弃渣不会对土壤环境造成影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 土壤环境影响类型与途径

本项目土壤影响类型与途径见表5.5-1，影响因子见表5.5-2。

表 5.5-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.5-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	-	垂直入渗	石油类	-

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线事故状况下破裂造成石油垂直下渗导致土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.5.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.5.2.3 事故状态下对土壤污染环境的影响分析

(1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的伴生气（天然气）和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

(2) 集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等泄漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

(3) 事故状态下土壤污染影响预测与评价

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

根据实际情况分析，本次评价选择项目集输管线泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响。

①事故情形设定

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片

状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。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。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油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。

②预测源强

按集输管线中采出液中石油烃的浓度进行设定，管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 45%，石油烃污染物浓度按 1577mg/L 计算。

③预测方法

事故设定为石油烃污染物以点源形式垂直进入土壤环境，采用一维非饱和溶质运移模型预测方法。

A.水分运动方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中： θ —体积含水率；

h —压力值，cm；

t —时间，d； z 为垂直坐标，cm；

$K(h)$ —导水率，cm/d。

B.土壤水力参数 van Genuchten 模型

土壤水力参数 van Genuchten 模型计算公式为：

$$\theta(h) = \begin{cases} \theta_r + \frac{(\theta_s - \theta_r)}{(1 + |\alpha h|^n)^m}, & h < 0 \\ \theta_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = \begin{cases} K_s S_e [1 - (1 - S_e^{1/m})^m]^2, & h < 0 \\ K_s, & h \geq 0 \end{cases}$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}, \quad m = 1 - \frac{1}{n}$$

式中： θ_s —饱和含水率，cm³/cm³；

θ_r —滞留含水率；

α 、 n 、 r —形状系数；

S_e —有效含水率。

C.溶质运移方程

溶质运移计算公式为：

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

式中：c—土壤液相中石油烃的浓度；

s—土壤固相中污染物的浓度；

D—综合弥散系数，代表分子扩散及水动力弥散，反映土壤水中溶质分子扩散和弥散；

q——体积流动通量密度；

A——一般取 1；

ρ ——土壤容重，引用区域范围土壤容重（参考区域土壤容重 1402kg/m³，折算结果为 376.8mg/kg）。

④边界条件

模型计算时上边界采用大气可积水边界条件，下边界采用自由下渗边界。

⑤计算情景

假设半年检修一次，检修时发现渗漏，将预测时间取整设定为 100d。

输出时间（T1、T2、T3、T4、T5、T6）分别为 5d、10d、20d、30d、50d、100d。

⑥预测结果

根据地下水现状调查结果，选择自地表向下 1m 范围内进行模拟预测。区域土壤主要为石膏棕漠土。

观测点设置：在预测目标层布置 5 个观测点，0cm、10cm、30cm、60cm、100cm。

图 5.5-1 持续渗漏 100 天不同深度观测点石油烃浓度图

参考《新疆石油污染土壤修复技术研究》（韩妮，2014）等相关文献，国内外一致认同石油类污染物在土壤中的迁移主要集中在土壤表层（0~40cm），由上表和上图可知，非正常工况下，在输油管线持续渗漏 100 天的情况下，不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值，若发现泄漏，及时将表面含油覆土清理干净。

建设单位应在设计、施工过程中严格做好对罐区、管线等防渗措施，确保避免原油泄漏对土壤的源头污染，同时做好相应监控措施，一旦发现泄漏事故，尽快采取相应处理措施，避免对区域土壤的进一步污染。

5.5.2.4 事故状态下对土壤生态环境影响分析

考虑事故状态下，本次以最不利的集输管线泄漏对土壤环境进行预测分析。集输管线破裂后，采出液进入表层土壤中，集输管线在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在 1 天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输管道中泄漏的采出液量为 28m³。采出液中的氯根在 12702mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 1117785g。

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：ΔS——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据

区域土壤理化特性调查取值为 1491kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 2.27g/kg。预测年份为 0.137a（50 天）。

根据上述计算结果，在 50 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 1.28g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.55g/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，但在发生泄漏后，鲁克沁管理区会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-3。

表 5.5-3 土壤环境影响评价自查表

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大，一般为网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.6.1.1 生态环境影响类型

（1）占地生态影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源弱小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.6.1.2 生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境因素。

（1）钻井

本项目井场平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建输油及掺稀管线各 23.4km，新建单井注水管线 14.9km，注水支管 2.2km（均为油田内部集输管网），施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.6-1。

表 5.6-1 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1.永久占地改变土地的使用功能。 2.钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1.工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2.开挖过程对周边植被造成破坏。 3.土方处置不当加剧风蚀。
井场建设	1.永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2.施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.6.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上

部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.6.2 对植被的影响分析

5.6.2.1 施工期对植被的影响分析

项目对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

鲁克沁油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。本工程占地面积为 133.3174hm^2 ，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 28.4374hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 104.88hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

各项工程的永久性占地面积为 28.4374hm^2 ，临时占地面积 104.88hm^2 ，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。本工程占地类型为采矿用地为主。参照《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，26（12）：4153-4163），结合区域相关资料，裸土地植被生物量参照 $0.75\text{t}/\text{hm}^2$ ，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=\sum Si \cdot Wi$$

式中，Y——永久性生物量损失，吨；Si——占地面积，公顷；Wi——单位面积生物量，吨/公顷。

本工程永久占地 28.4374hm²，将造成 21.31t 永久植被损失，临时占地将造成 78.66t 临时植被损失。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。

（3）管线修建对植被的影响

工程新建单井集油及掺稀管线各 23.4km，新建单井注水管线 14.4km，注水支线 2.2km；管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是原油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响；二是生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区域植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

（6）事故排放对植被的影响

油田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和回注水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质

越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油和回注水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.6.2.2 运营期对植被的影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.6.3 对野生动物影响分析

5.6.3.1 施工期对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本工程所在区域自然环境恶劣，野生动物分布极少，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

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

鲁克沁油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.6.3.2 运营期对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减少，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。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。

5.6.4 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 28.4374hm^2 ，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了 28.4374hm^2 。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小。

5.6.5 对土地利用变化的影响分析

根据土地利用类型图可以看出：油田区域建筑从开发前的未经建设到开发后的不断建设，占用了部分戈壁、工矿和交通用地。主要是油田地面建设工程占地，包括井场、集输管线等。本项目建成运营后，将有 28.4374hm^2 的土地被永久占用，油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型主要由其他草地变为采矿用地，但变化幅度很小。因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

5.6.6 水土流失影响分析

根据《全国水土保持规划（2015—2030年）》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030）年》，鄯善县不属于水土流失重点预防区和重点治

理区，在工程建设工程实施中，会使施工区范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致盐渍化、荒漠化作用加剧，可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期。

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

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

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

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

此外工程建设还会对土壤造成以下影响，从而加剧水土流失：

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化、盐渍化过程中，当地营力作用对地表产生侵蚀时，便产生风蚀、水蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层

发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随着沙化增强，盐分含量降低。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免地造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时项目区生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.6.7 土地沙化影响分析

5.6.7.1 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

本工程总占地面积 133.3174hm²，其中永久占地面积 28.4374hm²，临时占地面积 104.88hm²，工程占地类型主要为采矿用地和裸土地，不涉及沙地，但由于项目区距离库木塔格沙漠仅 10.15km，项目区有发生土地沙化的可能，因此需要做好防沙措施。

5.6.7.2 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

5.6.7.3 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

5.6.7.4 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

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

施工过程中将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

工程施工期地面设施建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，将降低风沙土分布区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土随风运移，导致区域发生沙化。同时，各种车辆（尤其是重型卡车）在工程区无道路区域行驶将使经过的原始土壤变紧实，重复多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了工程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。

5.6.8 对永久基本农田的环境影响

本工程平台井（玉 21-1601、玉 21-1501、玉 21-1602、玉 22-1601）南侧 157m 有基本农田，该井为最近距离基本农田，玉 21-19（转注井）南侧 15m 有一般农田分布，根据设计方案目前工程不占用基本农田，但发生井喷或管线泄漏事故时，原油可直接进入土壤，农田作物将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成土壤退化，这种影响会导致污染地段多年无法生长作物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。必须采取严格有效的风险防范措施，防止井喷事故风险发生。

5.7 环境风险评价

本项目的环境风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标概况、环境风险识别、环境风险分析、环境风险防范措施及应急要求、分析结论等。

5.7.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油。本工程新建单井集油管线及掺稀管线共 46.8km，其中单井集油管线 23.4km，规格 DN50，掺稀管线 23.4km，规格 DN40，埋地敷设；玉北脱水站扩建一座 5000m³ 原油沉降罐。原油密度以 0.9629g/cm³ 计算，稀油

密度以 0.8108g/cm³ 计算，本工程 Q 值的确定见下表。

开发井、沉降罐均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本项目 Q 值见表 5.7-1，本项目风险物质最大存在量与其临界量的比值 $1 < (Q) < 10$ 时，本项目环境风险潜势为 I，风险等级为简单分析。具体风险评价等级和评价范围分析见 2.5.5 章节。

表 5.7-1 危险物质与临界量比值

5.7.2 环境敏感目标调查

本项目所在区域为戈壁地区，干旱少雨，评价范围内无地表水体。当物料发生泄漏时应保护区域内土壤和地下水环境质量维持现有状况，不因本项目的风险事故而发生较大变化。项目区评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。项目区周边主要分布的环境敏感目标为 4 个乡村。环境风险环境敏感特征表见表 5.7-2。

表 5.7-2 环境风险环境敏感特征表

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质为原油，详见表 5.7-3、理化性质见表 5.7-4、危险单元分布见图 5.7-1。

表 5.7-3 本项目环境风险物质风险识别表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%~6.4%(v)；自然燃点 380-530℃	集油管线、掺稀管线
2			玉北脱水站

表 5.7-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Crude oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%~87%和 11%~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	<p>危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。</p> <p>长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</p>	
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>	

消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%(V%)	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。禁配物：氧化剂。避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。LD₅₀：>4300mg/kg（大鼠经口）LC₅₀：无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。生物富集或生物积累性：其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			

废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

5.7.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、输油管道、原油沉降罐。

①井场危险性识别

A、井喷事故风险：井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水、污染土壤事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染、污染基本农田等。

B、井管破损：因管材质量缺陷、施工操作不当、腐蚀老化、外力冲击等因素，导致井管（表层管、技术套管、生产套管等）出现裂缝、穿孔、断裂或接口密封失效，造成岩屑的钻井液渗入土壤、地下水，原油泄露等情况，造成土壤、地下水污染。

C、套外返水：钻井作业及采油阶段，因固井质量缺陷、套管失效、地层压力失衡等因素导致套外环空密封失效，地层水、钻井液等液体沿环空向上窜流并返出地表或侵入浅层地层，进而造成土壤、地下水污染。

②输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各个环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环

境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

③站场危险性识别

阀组站运行过程中各环节均涉及具有易燃、易爆等危险特性的物质，由于站内工艺管线及设备均带压运行，因此存在一定的事故风险，可能造成环境危害的风险事故主要包括原油以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物排放等。

④原油沉降罐危险性识别

玉北脱水站原油沉降罐所贮存的原料为原油。若管道的阀门、法兰连接处破裂、泄漏、操作失误或各种压力容器由于超压超温或意外等情况下，导致大量可燃物质释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

5.7.3.3 环境风险类型及危害识别

（1）环境风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险性，主要包括以下几方面的内容：

①火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

②爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。如果系统不畅造成超压，或因材质缺陷、制造质量差，以及安全阀失灵等，可能发生物理爆炸。

③挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

⑤其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

(2) 有毒有害物质扩散途径识别

本项目在生产作业过程中涉及的物料主要为原油，各物料在采油、集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的的可能性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。本项目环境风险识别结果如下表 5.7-5。

表 5.7-5 环境风险识别结果表

5.7.4 环境风险事故情形分析

5.7.4.1 原油沉降罐泄漏事故情形分析

(1) 事故情形

沉降罐内部存在油、水、污泥的分层结构，且水体为高腐蚀性的含油污水，这使得罐壁和罐底腐蚀穿孔成为最常见且隐蔽的泄漏情形，初期可能仅泄漏污水，难以察觉。此外，进出口管线法兰、阀门失效或抽空排水操作失误可能导致油水混合物突发性泄漏。与普通储罐不同，沉降罐泄漏物可能是原油、含油污水或油泥的复杂混合物，其环境影响更为复杂：挥发性有机物（VOCs）直接蒸发影响大气，污水和油泥则对土壤和地下水造成严重污染，且清理难度大。因此，沉降罐泄漏是一个由内部腐蚀、设备失效和操作风险共同驱动的复合型环境与安全事故。

(2) 源强分析

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）规定的泄漏量计算公式计算本项目风险源事故状态的泄漏量。

玉北脱水站扩建有 1 座 5000m³ 的立式拱顶罐，假设该油罐发生泄漏，其装料系数为 0.8。假定该油罐接头管线（内径为 20cm）100%发生断裂。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中有关液体的泄漏公式进行确定。液体泄漏速率 Q_L 用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

P ——容器内介质压力，kPa；

P_0 ——环境压力，kPa；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；

A ——裂口面积，m²，在此取 0.03m²；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m，在此取 6m；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m³，在此取 892.4kg/m³。

本法的限制条件是液体在喷口内不应有急剧蒸发。

由上述公式求出该油罐接头管线 100%发生断裂时的泄漏速率 Q_L 为 180kg/s。假设连续泄漏 30min 后可有效得到控制，则泄漏量为 324t。

5.7.4.2 输油管道泄漏事故情形分析

（1）事故情形

输油管道泄漏事故情形分析需基于其长距离、埋地或架空敷设的特点展开。典型事故主要包括因腐蚀、材料缺陷或第三方施工破坏导致的管道穿孔或断裂，以及法兰、阀门等连接部位密封失效。与储罐泄漏不同，管道泄漏具有突发性强、定位困难、泄漏量巨大且难以及时控制的特点。其具体情形可分为两类：一是小孔径持续泄漏，隐蔽性强，长期污染环境；二是管道破裂导致的瞬时大规模泄漏，大量原油喷涌而出，不仅迅速形成大面积土壤和地下水污染，其挥发的烃类气体更会在地面或低洼区聚集，形成爆炸性危险气团，并顺风向扩散，对周边居民健康和生态环境构成严重性威胁。因此，管道泄漏是一种发展迅速、影响范围广且可能引发次生灾害的重大环境风险事故。

(2) 源强分析

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中：V_{rel}—原油泄漏量，bbl（1桶=0.14t）；

V_{pipe}—管段体积，ft³（1ft³=2.4m³）（最大管段长 870m，DN50）；

f_{rel}—最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR}—压力衰减系数，取 0.2；

V_{pre-shut}—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

$$V_{pre-shut}=Qt/1440$$

式中：t—截断阀门的时间，min（30min）；

Q—原油流量，stb/d（单口井最大日采油量 6t/d，折算 43stb/d）。

根据上述公式计算得出 V_{rel} 泄漏量 0.9bbl，折算 30min 泄漏原油 0.13t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.013t。

5.7.4.3 井喷事故泄漏事故情形分析

(1) 事故情形

井喷事故是油气勘探开发中最为严重、最具灾难性的突发情形。其典型起因包括地层压力控制失衡（如井涌未及时控制）、钻井液柱漏失、设备失效（如防喷器组失控）或人为操作失误。事故一旦发生，表现为地下高压油气流从井口以极高流速失控喷出，其情形特征极为严峻：首先，瞬间产生剧烈的噪声和强大的气流，并携带大量原油和岩屑，形成巨大的喷射火球或持续燃烧的火炬，对井场设备和人员安全造成毁灭性打击。其次，井喷会瞬时释放巨量的烃类气体（包括甲烷和硫化氢等有毒物质）和原油液滴，形成大范围的污染云团，顺风向扩散，导致区域空气质量急剧恶化，并对下风向居民的生命健康构成致命威胁。

(2) 源强分析

根据本项目开发方案，单井的最大产能为 5t/d，综合含水率为 43.67%，由此估算在井喷事故下各物质的泄漏量：

本项目发生井喷事故时，含水原油的泄漏速率按 1.09kg/s 计算。

原油发生泄漏后如果达到人工边界（围堰），则液池面积即为人工边界围成的面积；如果未达到人工边界（围堰），则可假设液体在以泄漏点为中心呈扁圆柱形在光滑的平面上扩散。扩散的可燃液体泄漏遇到引火源极有可能引起火灾。

当发生井喷后，在 0.5h 内的原油泄漏量为 1.96t。

当泄漏发生时，假定泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S ——最大池面积，m²；

W ——泄漏的液体量，kg；

H_{min} ——最小油厚度，粗糙地面取 0.025m，混凝土地面取 0.005m；

ρ ——液体的密度，kg/m³。

由此计算出在 0.5h 内，井喷含水原油漫流面积为 70.18m²。

5.7.5 环境风险影响分析

5.7.5.1 原油泄漏影响分析

（1）对大气影响

油品泄漏在短时间内释放巨大的污染物质，导致大气中污染物浓度在泄漏点附近急剧升高，难以依靠环境容量进行自然稀释。泄漏的原油在围堰内或地面形成液池，其挥发性组分（VOCs）在环境温度、风速等条件下迅速气化进入大气。使得污染物在低空扩散，对人类的呼吸道和地面生态系统（如植被）造成更直接的威胁。

（1）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗

透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

（2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏的石油直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

（3）对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.2m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线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泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水可影响到地下水。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的可行性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可行性较小。

（4）对基本农田的影响

本工程玉 22-1601 东侧 157m 处存在基本农田，石油为一种粘稠的烃类混合物，会堵塞土壤孔隙，导致土壤板结、硬化，破坏土壤的团粒结构，降低其通透性；被堵塞的土壤孔隙会阻碍水分下渗和空气的流通，导致农田排水不畅，同时使作物根系处于缺氧环境，影响呼吸作用。同时原油覆盖在土壤表面呈黑色，会增加对太阳辐射的吸收，导致土壤温度异常升高，可能灼伤作物幼苗或影响种子发芽，作物根系吸收土壤中的石油烃类有毒物质后，会出现生长迟缓、叶片黄化、

根系发育不良，甚至直接死亡，基本农田一旦被严重污染，其恢复周期极其漫长（可能需数年至数十年），导致该地块在很长时间内丧失农业生产功能。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

5.7.5.2 火灾影响分析

(1) 火灾伴生/次生污染物产生量计算

玉北脱水站扩建有 1 座 5000m³ 的立式拱顶沉降罐，发生火灾爆炸事故，储罐/管线内物质燃烧产生伴生污染物 CO，持续扩散到大气中，造成环境风险事故。火灾伴生/次生 CO 产生量的计算公式如下：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330 \times q \times c \times Q$$

- 式中：G_{一氧化碳}—CO 产生量，kg/s；
- C—物质中碳的含量；
- q—化学不完全燃烧值，取 1.5%~6%；本项目取值 1.5%；
- Q—参与燃烧的物质质量，t/s。

表 5.7-10 CO 产生量估算参数及计算结果一览表

(2) 伴生及次生风险识别

5000m³ 的立式拱顶罐在原油装卸和贮存过程中可能发生泄漏和火灾爆炸，部分原油在泄漏和火灾过程中可能遇水、热或者其他化学品等会产生伴生和次生的危害。原油沉降罐事故状态下的伴生/次生危害具体见表 5.7-11。

表 5.7-11 项目主要风险物质事故状态下的次生/伴生危害一览表

5.7.5.3 井喷风险事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规方法对天然气进行有效控制，则出现井喷事态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 14 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，平台井（玉 21-1601、玉 21-1501、玉 21-1602、玉 22-1601）南侧 157m 有基本农田，玉 21-19（转注井）南侧 15m 有一般农田，若发生井喷会直接破坏农田地形和土壤结构，喷出的岩屑和流体覆盖大片耕地，形成一层致密、不透气的污染层，导致土壤板结、通透性丧失，严重阻碍作物根系生长和水气交换。同时喷出物中的原油会在土壤中渗透、滞留，其含有的多环芳烃等持久性有毒有机物以及高盐度的地层水，会剧烈改变土壤的化学性质，造成土壤毒化、盐渍化，并抑制土壤微生物活性，彻底破坏土壤肥力。并且伴随井喷的烃类气体和硫化氢等会直接毒害田间作物，导致植物叶片焦枯、根系腐烂。因此发生井喷时，立即启动井控装置和防止井喷的应急预案，井喷产生的原油排至应急放喷池中，伴生气从管线另一端导入放散管点燃放空。天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，油田采取严格的井控制度和井控措施，井喷溢流的原油和逸散的天然气必须得到很好地控制和处理，尽可能减少对基本农田的影响。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小，对基本农田存在一定影响。

5.7.5.4 钻井井漏事故分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+} 、 Na^+ 等离子，且 pH、盐分较多，造成地下含水层水质污染。

钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数百米到达目的层。表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，均有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处进入含水层污染地下水。此外，钻井液从固井环状水泥柱破裂处进入含水层，会对水质的硬度和矿化度的劣变起到一定的影响。因此，使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

5.7.5.6 钻井油水串层分析

钻井完井后试油过程中原油窜层污染的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

报废井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过径流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的井应确保生产井的固井质量，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

采取上述措施后，油水窜层对地下水环境的影响在可接受范围内。

5.7.5.5 柴油储罐火灾爆炸影响

储罐内油气通过人孔法兰盖间隙外溢，与空气形成爆炸性混合物，污染大气环境；若储罐发生泄漏会对土壤、地下水产生影响。储罐设置在防渗围堰内，防止储罐事故泄漏情况下对周边土壤和地表水造成环境污染。

5.7.5.6 井下作业（洗井废水、压裂返排液及修井废水）事故污染

若本项目井下作业时，产生的井下作业废水（洗井废水、压裂返排液及修井废水）及油品若不慎滴落在地，含油废水和落地油会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响

土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；项目所在区域土壤为荒漠风沙土，原油覆盖于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水（洗井废水、压裂返排液及修井废水）和原油落地，若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由有危废处置资质的单位处理。

5.7.5.7 钻井泥浆泄漏

本项目钻井采用非磺化类钻井泥浆，泥浆在罐内循环使用，待钻井结束后，储罐内剩余钻井泥浆直接由钻井液公司回收，用于后续钻井液配置，不进入外环境，故一般情况下不会对环境造成污染。若在钻井期间，出现泥浆储罐破裂，导致泥浆进入土壤，从而会污染土壤环境。由于现在钻井采用泥浆不落地技术，为地上储罐，无埋地储罐，故一般不会出现长期泄漏，从而污染地下水的情况。

本项目钻井液采用“非磺”钻井液体系，主要配方：一开（清水+8~12% 坂土+0.3%Na₂CO₃）、二开（井浆+0.1-0.2%Na₂CO₃+0.1-0.2%NaOH+0.5-1%ZNP-1+0.5-1%CMC-HV+1-2%DRGJ-1/XZ-GBJ+0.5-1%NaHPAN+0.2-0.3%XC-HV+1-3%TC-6+1-3%QCX+重晶石粉），不使用有毒有害钻井液及化学处理剂，事故情况下对土壤污染在可控制范围内。

发生泄漏事故初期，及时更换破损储罐，收集泄漏钻井液和被污染的土壤，收集后装入罐内，委托岩屑处置公司统一处置。

5.7.6 环境风险防范措施和应急要求

5.7.6.1 风险事故防范措施

（1）井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

1) 在钻井泥浆循环时, 如果泥浆液面快速上升, 应立即停泵, 在阻流管线打开的情况下立即关井, 然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升, 且在一次起下钻之后发生溢流时, 应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进, 防止井喷发生。

2) 起下钻时, 当发现井内液体流出, 而钻杆在井内时, 应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时, 立即接上回压阀或管内防喷器, 用多效万能防喷器关井; 在突然发生井内液体大量流出的情况下, 应将井内钻具下过钻铤, 在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤, 则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时, 要立即关闭全封闭闸板。

3) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况, 按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习, 演习不合格不得进行下步作业。

(2) 钻井、井下作业事故防范措施

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

2) 井控操作实行持证上岗, 各岗位的钻井人员有明确的分工, 并且应经过井控专业培训。在油层钻进过程中, 每班进行一次防喷操作演习。

3) 井场设置明显的禁止烟火标志; 井场钻井设备及电器设备、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。

4) 在井架、井场路口等处设风向标, 发生事故时人员迅速向上风向疏散。

5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

6) 钻开目的层后提下钻操作要平稳, 减小井底压力激动, 避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层, 提高裸眼井段电测一次成功率, 快速完井。

7) 钻井、井下作业时要求带罐操作, 最大限度避免落地油产生, 而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(3) 集输系统风险防范措施

1) 施工阶段的事故防范措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，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在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③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。

④按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多地存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

2) 运行阶段的事故防范措施

①在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③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，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通信畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配备至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³（10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）标准规定执行。

（5）压裂液、废洗井液泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理，对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

5.7.6.2 应急处置要求

（1）井喷事故

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集处理，运送到专门的固体废物处理场进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集后拉运联合站原油处理系统处理。

（2）油品泄漏

①发现管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请

示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

②泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

③若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

④事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳固定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

⑤严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

⑥罐区一旦发生原油泄漏事故，应利用接转站配备的消防砂、消防锹等设施迅速构筑围堰，再用防爆泵将原油转移至事故罐内，迅速将污染的土壤和砂土收集起来，转移到安全地带，最终交由有资质单位进行无害化处置。

（3）火灾、爆炸事故

①火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

②值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

③事故点当班负责人立即通知停止输油、输气、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

④设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

⑤进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

⑥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 600m 之外，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

⑦组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报监测结果，方便应急小组决策。

5.7.6.3 应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动，对于重大或不可接受的风险（主要是物

料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。鲁克沁采油管理区于 2023 年 7 月 18 日取得《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 6504-2023-042-L。

突发环境事件应急预案适用范围包括：

- （1）适用范围是吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区管辖在内的所有油气设施。
- （2）在油气生产区内发生人为或不可抗力造成的废气、废水、固废（包括危险废物）、危险化学品、有毒化学品等环境污染破坏事件。
- （3）油气生产区在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中因有毒有害化学品的泄漏、扩散所造成的突发性环境污染事件。
- （4）易燃易爆化学品外泄造成爆炸而产生的突发性环境污染事件。
- 5）油气生产区生产过程中因生产装置、污染防治措施、设备等因素发生意外事故造成的突发性环境污染事故。
- （6）因遭受自然灾害而造成的可能危及人体健康的环境污染事件。

本评价建议将本次建设内容纳入吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.7.7 分析结论

本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。本项目的环境风险在可接受范围之内。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-15。

表 5.7-15 建设项目环境风险简单分析内容表

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 施工扬尘

①场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸土地暴露时间。

③施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

④合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

⑤合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

⑥管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

⑦加强对施工机械、车辆的维修保养。

⑧加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

(2) 施工车辆尾气

施工前期加强运输车辆的检修和维护，保证车辆不超负荷运行，从而从源头减少车辆废气对环境的影响。

(3) 焊接废气

施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

(4) 钻井废气

①采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

②钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

③井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

④井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

⑤钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故

6.1.2 运营期大气污染控制措施

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏泵。

（2）定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、阀组站、玉北脱水站非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）控制要求和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃排放限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中废气污染物的排放量。

（4）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（5）在油气集输过程中，为减少烃类的排放，油田开发及阀组站内均采用密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井。

（6）在油品装车运输过程中，选用密闭罐车，油罐车安装防溢流控制系统，当油品液位达罐体容积 95%时自动停泵，防止油品溢出形成 NMHC “液面挥发源”；油罐车运输全程锁紧罐口密封盖，车载油气回收阀保持关闭状态。

（7）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

（8）设备维检修操作、发生超压泄放时等事故工况下的安全放空。

(9) 本项目油品储存原油沉降罐采用拱顶储罐，罐区的一般防治措施为：

①沉降罐表面喷涂浅色涂层，正确选用沉降罐外壁油漆颜色。小呼吸损耗量与涂层颜色有关，沉降罐外表喷涂银灰色或浅色的涂层，以反射阳光，减少太阳热量吸收，降低沉降罐内液体原料的温度，减少沉降罐内原料因吸热向气态转化。

②冷却水喷淋系统，即使采用白漆作为沉降罐表面涂料，可大大减少吸收的太阳辐射，但不能完全避免，同时还有来自地面和空气的热辐射。这种情况下可采用水喷淋，利用水吸热气化带走热量，可在一定程度上降低沉降罐表面的温度，达到缩短气温日较差的目的。

③沉降罐隔热。隔热层有多种形式，如在罐顶和罐壁挂上两层波浪形的水泥板，内外均涂上白色涂料，由于板间的空气对流及白色涂料的反射作用，可有效降低呼吸损耗。

④选用密封性能良好的设备和管件。在设备与管道连接的关键部位，如法兰、阀门、泵封、弯头等，选用性能优良的设备，以尽可能消除物料跑、冒、滴、漏现象，减少无组织排放量。

⑤改进操作管理。加强沉降罐附属设备的维修、保持沉降罐的严密性、改进沉降罐的操作管理。

⑥新建沉降罐采用拱顶罐储存，采取在拱顶罐内部加装浮顶，使其变为“内浮顶罐”，从根本上大幅降低“大、小呼吸”排放。

(9) 设兼职环保员，对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油品泄漏进入大气环境。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工过程中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 地下水防护措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）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），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，泥浆泵区为一般防渗区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

6.2.1.2 管道试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

6.2.1.3 废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，酸化返排液进入地面收集罐拉运至鲁中联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排。

6.2.1.4 生活污水

施工期设置一处生活营地，设置移动式环保厕所，定期清运至鲁克沁管理区。生活污水直接排入鲁克沁生活基地污水处理站处理，不外排。

6.2.1.5 其他措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，在施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产

生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在附近干渠清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

②施工场地应设置临时沉砂池，机械冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④井的设计、建造应按照 SY/T 6596-2016 的要求保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 地下水环境污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对本项目区地下水采取严格的污染防控措施。

①建立和完善本工程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。

②在制定全厂环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。

6.2.2.2 采出水和井下作业废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至鲁克沁鲁中联合站采出水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清

理干净，不得向环境排放。

(2) 本项目采出水经鲁中联合站、玉北脱水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) 储层空气渗透率【0.5, 2.0】 μm^2 的IV类标准后，全部回注油藏，不向外环境排放。

6.2.2.3 管道的防护措施

(1) 各新建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) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、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) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力传送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4 站场地下水污染防治措施

定期对站场内的设备及油气集输管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

本项目钻井时表层套管下入深度为 500m，采用内管注水泥固井，可有效保护含水层。运营期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，污染地下水资源。

表6.2-2废水环保措施经济技术可行性分析

6.2.3 地下水环境保护措施

(1) 分区防治措施

本项目运营期全部密闭集输，无储油罐等设施建设，故地下水分区防渗措施主要针对施工期钻井及井下作业时的防渗措施。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)表 7 和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求，确定本项目防渗分区见表 6.2-3。

表6.2-3项目分区防渗内容及技术要求

(2) 污染监控措施

为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖影响区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求，结合区域水文地质条件，在项目区地下水流向的上游设置 1 眼背景值监测井，项目区设置 1 眼污染监控井，下游设置 1 眼污染扩散监控井，共 3 眼（监测井位的设置可依托现有水井）。地下水监测计划详见表 6.2-4。

表6.2-4地下水监测计划

根据调查，项目区附近无可利用的污染监控井，故需按照上表进行布设，地下水监控井孔径 $\Phi \geq 147\text{mm}$ ，孔口以下 2.0m 采用粘土或水泥止水，下部为滤水管；监测层位为浅层地下水。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向鲁克沁管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

(5) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 选用低噪声设备，高噪声设备采取隔声、减振措施。

(2) 对噪声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，定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.3.3 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。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

(1) 根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 年第 66 号），

废弃水基钻井液及岩屑（不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑）不属于危险废物。本项目钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。

（2）施工期钻井岩屑采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体和岩屑堆放场地均铺设防渗膜。钻井采用“绿色修井技术和配套设备”，以原油不出井筒为目标，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。钻井岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值，用于铺垫油区内的井场、道路、坑洼地或拉运至玉东废渣场，检测不合格岩屑委托第三方岩屑公司处置。

（3）管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方回填在管廊上，并压实平整。道路工程产生的弃土用于油田区域平整井场。

（4）施工期生活垃圾收集后运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理。

（5）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

（6）施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后运至玉东废渣场处理。

（7）废弃防渗膜暂存于玉东废渣场危废暂存间，定期由施工单位委托具有相应危废转运、处置资质的单位处置。危险废物收集过程，应依据《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求进行管理；转移过程应按《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）执行。

（8）本项目玉北脱水站拆除 1 台热化学脱水器，拆除后存放在仓库内后期利用，拆除过程产生的不可回收利用固废收集后拉运至玉东废渣场处理。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

（1）加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油进入鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统综合利用。

（2）地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不

落地”。

(3) 在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.4.2.2 含油污泥污染防治措施

(1) 含油污泥储存、运输要求

处理站产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至玉东废渣场暂存，定期委托有危废处置资质的单位处置

1) 危险废物的收集作业要求

①应根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域，同时要设置作业界限标志和警示牌。

②收集时应配备必要的收集工具和包装物及应急装备。

③收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

2) 危险废物内部转运作业要求

①危险废物内部转运应综合考虑厂区的实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区。

②危险废物内部转运作业应采用专用的工具，危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》。

③危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上。

3) 危险废物运输要求

运输过程中应执行《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号 2022 年 1 月 1 日起施行）要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，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含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

4) 危险废物贮存要求

危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导除静电的接

地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），并按照《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。

6.4.2.3 废润滑油、废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜运至玉东废渣场暂存，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。废润滑油回收后运至鲁克沁鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统综合利用。废弃防渗膜和废润滑油均不暂存。

6.4.2.5 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全过程的监督，根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（2021年12月22日）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

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

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

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

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险

废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

（10）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》等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。

（11）建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

（12）对于列入《国家危险废物名录（2025 年版）》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。

（13）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应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

（14）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。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。

6.5 土壤环境保护措施

6.5.1 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) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，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。

6.5.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管道，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能好、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管道泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立

即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因此，石油类污染物进入土壤和地下水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每 3 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.6 生态环境保护措施

6.6.1 施工期生态环境保护措施

根据区域后评价、相关工程环保验收以及现场踏勘，本工程周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整，同时未发现有污染基本农田的现象。

区块勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。施工车辆基本是在已建道路上行驶，没有随意碾压的情况发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本工程道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。

根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

6.6.1.1 井场工程生态保护措施要求

(1) 井场区域主要占地类型为裸土地，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 $100\times 90\text{m}^2$ ，运营期占地不大于 $50\times 60\text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017) 要求。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(3) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 尽量减少因施工对植被、基本农田的破坏，禁止采伐项目占地外荒漠植物、禁止踩踏占用基本农田。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对荒漠植被和基本农田的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(5) 施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，针对玉 21-19、玉 18-18、玉 21-1601、玉 21-1602、玉 22-1601 等距离基本农田较近的井场，施工时应采用人工开挖方式及减小施工带宽度方式，以有效减少对基本农田的影响。

(6) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.6.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少天然荒漠植被的占用和扰动。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工作业外生态环境保护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；

(4) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(5) 管线施工影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(6) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。管线就近进入计量阀组间。

(7) 项目管道工程施工作业带宽度不得超过 8m，项目工程附近分布有基本农田，在管道开挖过程中应注意避让基本农田。

(8) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(9) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

6.6.1.3 基本农田保护措施

本工程不占用基本农田，如后期井位或管线发生变化，应严格控制施工范围和占地范围，避免占用基本农田。

6.6.1.3 荒漠植物保护措施

(1) 设计选线过程中，尽量避开野生植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。如遇到野生保护植物，必须采取避让的措施，不得碾压、砍伐保护级野生植被。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植被生存环境的践踏破坏。

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

(4) 加强对施工人员和职工的教育，强化荒漠植被保护的观念，不得随意砍伐荒漠植被，不得将荒漠植被作为薪柴使用。

(5) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

(6) 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。

6.6.1.4 荒漠动物保护措施

(1) 加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。

(2) 施工期设立宣传牌，简明扼要书写以保护野生动植物为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

(3) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，鲁克沁油田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，落实本工程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。

④针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本工程环保投资。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态。

6.6.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）（HJ651-2013）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求，采取以下措施。

（1）扬沙污染防治措施

油气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。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产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）废弃矿井封井回填措施

建设单位根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》表 4-1 要求，通过井筒破损情况和地下水污染状况等对废弃矿井进行评估，评估为无风险的废弃矿井根据一般要求封井回填，评估为低风险、中风险、高风险的废弃矿井参照 5.2 开展封井回填。低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充。中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。高风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填或开展全井筒回填。

①一般封井回填要求。回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

②井盖封堵或密闭填充。井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气管高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 形。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间采用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

③分段回填。分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

④全井筒回填。全井筒回填一般以黄泥、粘土或混凝土等作为回填材料。

（3）地面设施拆除措施

对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

（4）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（5）退役期生态恢复措施

①退役期对开采活动造成的土壤、植被和地表景观破坏进行恢复，恢复其原有生态功能。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地表设施拆除并清理，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。不具备植被恢复条件的，井口建议保留水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。其他场地应采用砂石等材料覆盖，防止风蚀。

②在退役期施工过程中，严禁踩踏破坏；遇到野生动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

6.7 生态恢复方案

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、全过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 39 口，新钻注水井 25 口，新建井场需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固

沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 6.7-1。

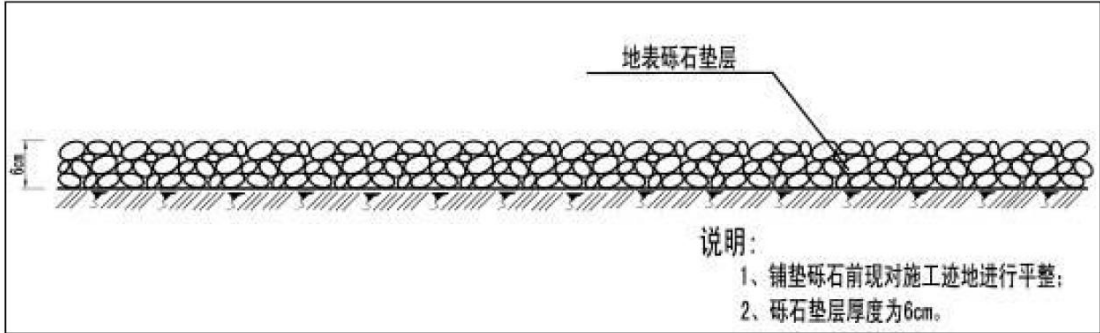


图 6.7-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目新建输油/掺稀管线各 23.4km，单井注水管线 14.9km，注水支管 2.2km，管线临时占地 63.9hm²。

①管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

6.7.3 植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.7.4 闭井期生态保护恢复与重建措施

油气田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草及“谁开发、谁保护，谁破坏、谁恢复，谁受益、谁补偿”的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价

建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①闭井期采油井、注水井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油层和井口封闭；井场应拆除采油、注水设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采油、注水设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭采油井、注水井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场恢复工程措施。

(2) 站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.8 水土保持方案

井场、站场、管线等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区域的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失加剧。

6.8.1 防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，

减少水土流失,改善生态环境的目的,同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.8.2 水土流失防治责任范围

参考本项目水土保持方案报告书,根据工程特点和总体布局,确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吐鲁番鄯善县。

项目建设区:指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围,是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及站场区。

直接影响区:项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围,包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带,以及因工程建设改变原地貌汇流路径,对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.8.3 水土保持措施

本工程水土流失主要产生于施工期(含施工准备期),根据工程建设的特点、地貌类型、各施工单元土壤侵蚀类型、侵蚀方式及其对环境的危害,将工程分为一级防治分区:山前冲洪积平原区;分为4个二级防治分区:井场工程区、管道工程区、站场工程区、施工营地区。各水土流失防治分区施工特点、水土保持防治重点和主要水土流失因素情况见表6.8-1。

表 6.8-1 水土流失防治分区一览表

为处理工程建设与生态环境的关系,有效防治项目建设中新增水土流失,根据工程项目布局、水土流失分布和区域自然、社会经济条件,对工程沿线新增水土流失防治措施进行统筹安排。

坚持分区防治的原则,根据工程经过的自然地带、所属水土流失防治分区确定指导性防治措施。在各防治分区以侵蚀地貌划分治理单元,提出各治理单元的主导性防治措施体系;在各治理单元,根据主要侵蚀部位系统论证推荐布置经济、合理、安全的防治措施。

在防治措施布置上,考虑到项目区的自然特点,因此施工期水土保持措施以工程措施为主,主要利用工程措施的控制性和速效性,采取工程措施与主体工程相结

合的方法。对不同水土流失分区内的典型段进行典型设计，以代表该段的水土保持治理方向。

根据本工程建设过程中各工程地形单元上水土流失的特点、危害程度以及水土流失防治的目标，在对主体工程中具有水土保持功能的防护措施进行分析评价的基础上，结合前面的水土流失防治分区、管线工程建设的特点和已有的防治措施，以管道工程区为重点治理单元，合理、全面、系统地规划，提出各种工程地形单元新增的一些水土保持措施，使之形成一个完整的以工程措施为先导、以场地平整与临时防护相结合的水土流失防治体系。这样既能有效控制项目建设区内水土流失，保护项目区的生态环境，又能保证管线工程的建设和运营的安全。

（1）井场区

1) 砾石压盖：主体设计在新建井场井口采取砾石压盖，平均压盖厚度为 10cm，砾石颗粒直径 20~30mm，本防治区砾石压盖面积 27.4727hm²。砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

2) 场地平整：主体设计井场区施工后期对扰动区域进行严格的整治，平整面积共计 36hm²。

3) 临时措施：

①限行彩条旗

施工期间施工车辆越界行驶会对周围原生地表产生扰动破坏，为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工扰动区域拉彩条旗以明示车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。共需彩条旗约 20000m。工程完工后，将彩条旗卷起、收集装袋，可重复利用到其他工程中。

②水土保持宣传牌

为增强公众及项目参建单位人员的水土保持意识和水土保持法治意识，促进本工程水土保持生态文明建设，本方案拟对该区新建井场增加水土保持宣传牌，以加强本工程的水土保持宣传工作，宣传牌基础为 DN50 钢管混凝土独立基础，地下埋深 40cm，地上部分高 1.0m，水土保持公告牌尺寸为长度×宽度=1.4m×1.0m，共布设 5 块水土保持宣传牌。

③洒水降尘

项目区降水量少，蒸发量却很大，井场施工作业易产生扬尘对周边环境产生影

响，产生一定的水土流失。本方案拟对井场扰动区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在施工期内增加洒水防护措施。

④防尘网苫盖

站场工程区施工期间，土质池挖方临时堆放于池体四周，施工期间对临时堆土采取布设防尘网苫盖等防护措施，以避免大风天气造成大量侵蚀，施工结束后回填并平整。表土剥离土方临时堆放在井场占地区域内，堆高 2.5m，施工期间采取防护措施，施工结束后进行回覆。

（2）管道工程区

1）场地平整：主体设管道工程管沟回填后扰动面进行严格的平整，场地平整面积共计 63.9hm²。

2）临时措施：

①防尘网苫盖

管道工程区管沟开挖土方及表土剥离土方在管沟一侧临时堆放，施工期间需对其采取防护措施，以避免大风天气造成大量侵蚀，施工结束后回填至管沟区并平整。

②限行彩条旗

管道施工作业带施工期间施工车辆越界行驶会对周围原生地表产生扰动和破坏，为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在管道作业带界限处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。彩条旗在施工中每 5km 重复利用，本防治区共需彩条旗约 1000 0m。

③洒水降尘

管道施工作业易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本方案拟对施工便道及堆土区扰动区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在施工期内增加洒水防护措施。

（3）编制水土保持规划的要求

建设单位在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。本项目水土保持措施体系见图 6.8-1。

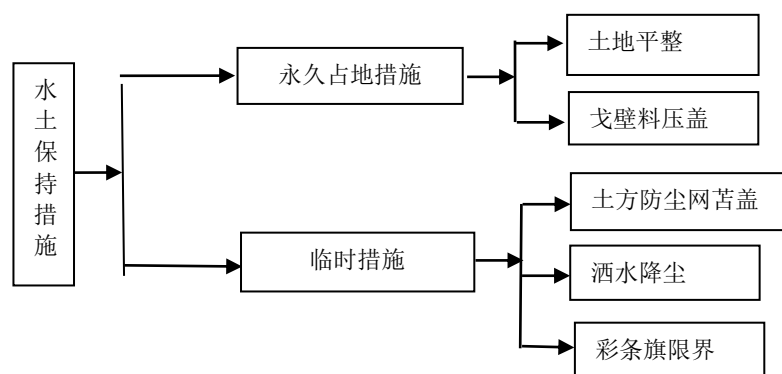


图 6.8-1 项目区水土保持措施体系图

(4) 水土保持管理措施

建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业和草原局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《中华人民共和国防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

总体防治目标为：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，得到有效保护。

6.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

(1) 大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖固沙植物。

(2) 严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

(3) 根据实际情况，在临时占地恢复较差地段采取草方格形式固沙。

(4) 项目所在区域都是荒漠，表层基本为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场、计量站进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的砾石。

(5) 植物恢复措施：项目采油井口及井场、集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，自然恢复较差地段，采取人工播撒草籽帮助恢复植被。

(6) 管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。严格控制管线施工作业带宽度，施工场地应进行清理平整，以便临时占地范围内的自然植被的恢复。

(7) 工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

6.10 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳”目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的 40%以上，其中生产阶段的排放占 20%，使用阶段的排放占 80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

(1) 绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生

产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以20年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的86倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的15%温室气体减排量当中，超过60%来自甲烷减排，剩下40%来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约10%，下游炼油减排占比约30%。

图 6.10-1 碳排放路径示意图

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决70%的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1) 更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的30%。替

换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还产生了温室气体。

3) 泄漏检测和修复（简称“LDAR”）：通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏，占甲烷总减排量的 26%。然而，由于“LDAR”提供商的服务质量和专业知识参差不齐，需要定期跟踪泄漏情况，劳动强度相对较大。

4) 其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过 90%的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，利用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，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拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

油藏区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 经济效益分析

项目总投资 48726 万元，环保投资 518 万元，占总投资的 1.06%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是对新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境经济损益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- 1) 工程占地造成的环境损失；
- 2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- 3) 其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环保投资 518 万元，环境保护投资占总投资的 1.06%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

[illegible]

7.4 环境经济损益分析结论

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，由于井场、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 518 万元，环境保护投资占总投资的 1.06%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

鲁克沁采油管理区建立三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。鲁克沁采油管理区环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。采油区所属各单位及所有进入鲁克沁采油管理区的承包商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。生产安全中心，负责采油管理区所属甲乙方各单位生产、生活过程中的污染源、排放口、油田环境质量及其它环境管理项目的监督管理工作，为采油管理区有效地开展环保工作提供了依据。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本工程在开发期与运营期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方

本工程开发在施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规

定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 钻井 HSE 管理体系

8.2.2.1 组织机构与职责

（1）组织机构

①钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由中国石油天然气股份有限公司吐哈分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

②钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

③其他施工队伍也应设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 8.2-2 所示。

图 8.2-2 钻井 HSE 管理机构

（2）职责

①HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律、法规和上级与作业者的方针、规定。

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立健康档案。

②HSE 管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。

——监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行 HSE 教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE 兼职监督员和全体人员

——HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。

——执行 HSE 管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

8.2.2.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

①国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

②作业者的 HSE 方针、规定和要求。

③HSE 管理委员会的规定和实施方案。

④HSE 管理小组实施计划。

⑤人员急救、自救和人身保护。

⑥设备、工具和仪器操作使用。

⑦水、电、信息设备、设施安全使用规定。

⑧油料、化学药品及其它有害物质的安全处理方法。

⑨井控知识。

⑩应急程序及演练。

⑪HSE 预防措施及记录和汇报程序。

⑫其他需要培训的内容。

8.2.2.3 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

①所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。

②经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。

③所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。

④根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。

⑤凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

⑥文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

⑦所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

⑧所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

A.现场考察报告；

B.政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；

C.HSE 方针；

D.环境危害及有关影响；

E.会议、培训、检查记录；

F.发现问题的纠正和预防措施；

G.事故报告；

H.环境审核结果。

8.2.2.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。审核程序包括：

（1）健康、安全与环境程序审核。

（2）设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。

（3）开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

（4）项目执行中 HSE 情况检查和考核。

（5）项目完工后 HSE 执行情况检查和评估。

（6）持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.2.2.5 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、阀组站、管道施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护工程区域农业生态系统与荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和吐哈油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出

改进意见。

(3) 环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度10m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建工程环境管理和监督计划

8.3 运营期环境管理及监测

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

(1) 日常环境管理

①做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入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）中储层空气渗透率的Ⅳ类标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入吐哈油田公司鲁克沁采油管理区 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

④加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.1 运营期环境监测计划

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）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。本项目在运营期的排污主要集中在井场、计量站，其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

8.3.2“三同时”验收

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表8.3-3。

表 8.3-3 “三同时”验收一览表

8.3.4 企业环境信息公开

本企业参照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）等规定，并结合相关要求，可以通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式；属于国有企业、民营企业、外资企业、集体企业、上市公司、发债企业等企业性质，以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况；主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况。

（2）环境管理信息，包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等；

（3）污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号；

（4）年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；

（5）污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.3.5 环境影响后评价

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）中要求“陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。”本工程属于滚动开发项目，要求以整个鲁克沁油田为整体开展后评价，建议项目投入生产后，每 3-5 年开展一次环境影

响后评价。

为验证本工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.3-4。

表 8.3-4 项目环境影响后评价的主要内容

[illegible]

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 污染物排放清单

[illegible]

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

鲁克沁稠油油田地处新疆维吾尔自治区鄯善县鲁克沁镇境内，行政隶属于新疆维吾尔自治区和田市鄯善县，中心坐标：北纬 $42^{\circ}49'05.1065''$ ，东经 $89^{\circ}45'11.6553''$ 。

本工程部署井 79 口，其中新钻 64 口（新钻采油井 39 口，新钻注水井 25 口），老井转注 15 口。新钻井采用二开井身结构，钻井总进尺 203685m。新建采油井场 39 座，注水井场 25 座；新建单井集油及掺稀管线各 23.4km，新建单井注水管线 14.9km，注水支线 2.2km；扩建玉北脱水站，新建 5000m^3 钢制原油沉降罐 1 座，拆除 1 台热化学脱水器，原位置新建 1 台三相分离器；玉东 203 区块新建计量站 1 座，站内新建 12 头掺稀计量阀组 1 座，单井计量分离器和区块计量分离器各 1 座；玉 108 区块西区 8#阀组扩建 6 头掺稀计量阀组；玉东 203、玉 108 区块，新建 18 头配水阀组各 1 座。

设计单井产能 4.5-5 吨/天，新建产能 5.76 万吨，配套建设电气、自控、通信等工程。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

吐鲁番市 2024 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $6\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $30\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $90\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $37\mu\text{g}/\text{m}^3$ ； CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $2.3\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $138\mu\text{g}/\text{m}^3$ ； PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 超标，为环境空气质量不达标区域，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程所在区域环境空气质量属于不达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，G1 非甲烷总烃小时浓度值在 $0.87\sim 1.79\text{mg}/\text{m}^3$ 之间、G2 非甲烷总烃小时浓度值在 $0.83\sim 1.78\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，符合《大气污染物综

合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢均未检出，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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

地下水监测点水质中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物等出现不同程度的超标，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤监测数据满足《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标准。占地范围外土壤监测数据满足《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 中风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：项目所在区域属于天山山地温性草原、森林生态区，北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。

（2）土壤类型：区域土壤类型为石膏棕漠土。

（3）植被：区域植被类型为荒漠植被群系。

（3）野生动物：从动物栖息种类分析，工程区域内野生动物种类贫乏，主要为荒漠种类。其中人类集中生活的绿洲农田及村庄区动物种类相对较丰富，分布有绿蟾蜍、大耳蝠、小家鼠、戴胜、红尾伯劳等绿洲动物，数量也比较多。而在荒漠戈壁区，野生动物极少分布，仅分布有少量的荒漠动物。工程区由于人类的

开发，区域缺乏大型哺乳动物，没有地区特有和珍稀类动物。

(4) 土地利用类型：项目区用地类型主要为采矿用地、工业用地及裸土地。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为井场工程、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：本工程无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $118.25\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 174m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 5.912%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）标准要求，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放，项目在生产工艺中采用密闭流程，区域地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围洒水降尘。施工期设置 1 处生活营地，设置了移动旱厕，生活污水排入移动旱厕，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理。

(2) 运营期废水：采出水及井下作业废水（洗井废水、压裂废水、修井废液）送至鲁中联合站采出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）储层空气渗透率（0.5，2.0） μm^2 的 IV 类标准后用于油藏注水。运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场机械正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区、站场周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准（昼间60dB（A），夜间50dB（A））。玉北脱水站扩建后厂界周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类区标准（昼间65dB（A），夜间55dB（A））。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期固废

钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井岩屑暂存于岩屑储罐，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/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，用于铺垫油区内的井场、道路、坑洼地或拉运玉东废渣场一般固废渣场填埋；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，委托第三方岩屑处置公司处理。

施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，压实平整；井场建设在清理地表、平整场地时产生的土石方不集中收集，用于厂区周边平整，不产生集中弃土。

施工期生活垃圾集中收集后，清运至鄯善县生活垃圾填埋场卫生填埋。

钻井期间使用的机械设备运行过程中维护、保养产生的废机油（900-214-08）、施工区域铺垫防渗膜破损，产生的沾油废弃防渗膜（900-249-08）及钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋（900-249-08），均作为危险废物，委托有危废处置资质的资质单位处置。不会对区域环境造成不利影响。

（2）运营期固废

本项目运营期产生的含油污泥、废弃防渗膜均属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08类危险废物，定期交由有危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

事故状态下的落地油、废润滑油装桶收集后直接进入鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统处置，不会对区域环境造成不利影响。

本项目新增管理人员从鲁克沁管理区已有人员进行调配，故不新增生活垃圾

圾。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为 104.88hm²，永久占地面积为 28.4374hm²。油田开发过程中，施工迹地为裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本项目发生风险事故的类型主要有井喷；站场装置泄漏；管线破裂以及泄漏物质发生火灾等几种类型。

以上风险评价和分析主要采用计算的方法，分析预测了玉北脱水站、单井、管线发生事故对环境的影响范围、程度等。

发生井喷事故后，漫流的含水原油会影响周围的植被以及土壤，同时对附近村庄的环境空气质量造成短期的污染影响。

脱水站油罐若发生泄漏，泄漏的油品未超出防火堤的容量，仅在防火堤内漫流。联合站泄漏物质发生火灾产生的次生污染物 CO、SO₂、烟尘等会对沙坎村的环境空气质量造成短期污染影响。所以要及时采取措施，减少事故污染物对周围环境的影响。

在油田正常生产情况下，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至采出水处理系统处理；油藏采出废水进入联合站采出水处理系统处理达标后回注地下；生活污水处理达标后，夏季用于绿化，冬季送入干化池自然蒸发。因此不会对当地地表水造成影响。

在事故状态下，泄漏的油品以两种途径影响地表水：直接进入水体或由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。由于本油田开发所在区域无地表水系，因此事故状态下污染物泄漏不存在对地表水系环境直接产生影响的可能。

从结果来看风险事故发生后对环境造成的污染影响和损失在可接受水平。

但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环

境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

(2) 废水防治措施：管道试压废水作为荒漠绿化或道路降尘。施工期设置1处生活营地，设置了移动旱厕，生活污水排入移动旱厕，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理。

(3) 噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 固废防治措施：①采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司回收利用。岩屑进入储罐，委托第三方岩屑处置公司处置。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。③施工生活垃圾运至鄯善县生活垃圾填埋场处理。④钻井设备废油、废弃防渗膜属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

(5) 生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

(1) 废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放。

(2) 废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至鲁中联合站采出水处理系统处理。②采出水密闭集输至鲁中联合站、玉北脱水站采出水处理系统，处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时

针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：①含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。②运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油、运营期井架及井下作业时各类机械设备保养和维护产生的废润滑油，收集后拉运至鲁中联合站、玉北脱水站原油处理系统处置。③项目运营期井下作业时，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，更换的废弃防渗膜、清管产生的含油废渣，收集后直接委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目不设总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，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）》，“鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”。本项目属于鼓励类项目，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价全本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险，但其影响和风险是可以接受的。只

要建设单位加强环境管理,认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施,可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此,本报告书认为,该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

在项目建设运行中,应积极采用先进的新工艺、新技术,减少污染物的产生量、排放量,确保污染物稳定达标。