2026年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025年12月

目 录

1. 概述 ..... - 1 -

1.1. 建设项目特点 ..... - 1 -
1.2. 环境影响评价工作过程 ..... - 2 -
1.3. 分析判定相关情况 ..... - 3 -
1.4. 关注的主要环境问题及环境影响 ..... - 4 -
1.5. 环境影响评价的主要结论 ..... - 5 -

2. 总则 ..... - 6 -

2.1. 编制依据 ..... - 6 -
2.2. 评价目的和评价原则 ..... - 6 -
2.3. 环境影响因素和评价因子 ..... - 13 -
2.4. 环境功能区划及评价标准 ..... - 15 -
2.5. 评价工作等级和评价范围 ..... - 21 -
2.6. 污染控制目标与环境保护目标 ..... - 31 -
2.7. 评价内容和评价重点 ..... - 33 -
2.8. 评价时段和评价方法 ..... - 34 -

3. 建设项目工程分析 ..... - 36 -

3.1. 建设项目基本情况 37
3.2. 工程分析 ..... - 86 -
3.3. 相关政策法规、规划符合性分析 ..... - 110 -
3.4. 选址合理性分析 ..... - 118 -

4. 环境质量现状调查与评价 119

4.1. 自然环境概况 119
4.2. 生态环境现状与评价 134
4.3. 水环境现状调查与评价 146
4.4. 土壤环境质量现状监测与评价 ..... - 119 -
4.5. 环境空气质量现状调查与评价 ..... - 157 -
4.6. 声环境现状调查与评价 ..... - 160 -

5. 环境影响预测与评价 ..... - 161 -

5.1. 生态环境影响分析 ..... - 161 -
5.2. 地下水环境影响分析 ..... - 169 -
5.3. 地表水环境影响评价 ..... - 189 -

5.4. 土壤环境影响预测评价 ..... - 191 -
5.5. 环境空气影响分析 ..... - 198 -
5.6. 声环境影响分析 ..... - 204 -
5.7. 固体废物影响分析 ..... - 210 -
5.8. 环境风险评价 ..... - 214 -
6. 环境保护措施及可行性论证 ..... - 237 -
6.1. 生态保护措施可行性论证 ..... - 237 -
6.2. 地下水环境保护措施可行性论证 ..... - 246 -
6.3. 地表水环境保护措施可行性论证 ..... - 254 -
6.4. 土壤环境保护措施可行性论证 ..... - 255 -
6.5. 大气环境保护措施可行性论证 ..... - 257 -
6.6. 声环境保护措施可行性论证 ..... - 258 -
6.7. 固体废物处理措施可行性论证 ..... - 259 -
7. 温室气体排放影响评价 ..... - 263 -
7.1. 温室气体排放分析 ..... - 263 -
7.2. 减污降碳措施 ..... - 265 -
7.3. 温室气体排放评价结论 ..... - 266 -
8. 环境经济损益分析 ..... - 267 -
8.1. 环境效益分析 ..... - 267 -
8.2. 社会效益分析 ..... - 268 -
8.3. 综合效益分析 ..... - 268 -
8.4. 环境经济损益分析结论 ..... - 269 -
9. 环境管理与监测计划 ..... - 270 -
9.1. 环境管理 ..... - 270 -
9.2. 企业环境信息披露 ..... - 273 -
9.3. 施工期环境管理及监测 ..... - 274 -
9.4. 运营期环境管理及监测 ..... - 276 -
9.5. 退役期环境管理 ..... - 279 -
9.6. 环保设施“三同时”验收 ..... - 280 -
9.7. 污染物排放的管理要求 ..... - 282 -
9.8. 其他环境管理 ..... - 282 -
10. 结论 ..... - 285 -

10.1. 建设项目情况 ..... - 285 -
10.2. 产业政策、选址符合性 ..... - 285 -
10.3. 环境质量现状 ..... - 286 -
10.4. 污染物排放情况 ..... - 287 -
10.5. 主要环境影响 ..... - 287 -
10.6. 环境保护措施 ..... - 289 -
10.7. 公众意见采纳情况 ..... - 291 -
10.8. 环境影响经济损益分析 ..... - 291 -
10.9. 环境管理与监测计划 ..... - 292 -
10.10. 项目可行性结论 ..... - 292 -

1. 概述

1.1. 建设项目特点

2026 年是“十五五”开局之年，我国持续推进能源安全保障与绿色低碳转型，强调油气资源的集约高效开发与生态环境保护相协调，加强全局性思考、战略性谋划，聚焦重点行业、重点地区，供需同向发力，努力为经济高质量发展、“十五五”良好开局提供坚实支撑。

春风油田地理位置位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市前山涝坝镇及其周边区域，春光油田排 2 块北偏东 12 千米处，距克拉玛依市约 70 千米。构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。方案区块位于春风油田西南部，北邻排 602 块，东与排 604-1 块相邻，主力含油层系为新近系沙湾组一段 1-2 砂组。方案区块 $N_1s_1^2$ 砂组 2016 年上报探明含油面积 5.9 平方千米，石油探明储量 675.24 万吨。

春风油田作为准噶尔盆地西部重要的稠油开发区块，其开发活动需严格遵循国家和自治区关于油田开发与生态保护的政策要求，强化环境影响评价的源头预防作用。按照开发规划，中石化新疆新春石油开发有限责任公司（以下简称“建设单位”）计划在春风油田采矿权（0200001410004）内实施 2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程（以下简称“本工程”）。工程区西井区周围生产井采用氮气辅助蒸汽吞吐等高效热采技术，提升了原油采收率，降低了能耗与排放，符合“十五五”期间推动油气开发向绿色、低碳、智能化方向发展的导向。环评工作将重点关注开发过程中的生态保护、水资源合理利用及废气排放控制，确保油田开发与区域生态环境可持续协调发展。所有工程均呈点线状分布在春风油田采矿权范围内；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约 14km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）。

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类 鼓励类，第七、石油天然气——1.常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家“鼓励类”项目。本工程建设为国家争取了宝贵的油气资源，同时为国家赢得了可观的税收，对改善国家能源结构，缓解能源紧张，促进经济社会可持续发展具有重要意义。

1.2. 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》、国务院令第 682 号《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》和《建设项目环境影响评价分类管理名录》及修改单的有关规定，中石化新疆新春石油开发有限责任公司于 2025 年 11 月委托新疆天合环境技术咨询有限公司承担“2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程”的环境影响评价工作。我公司承担评价任务后，按照环境影响评价的有关工作程序，组织专业人员，对工程区现场实地踏勘、开展现状监测、收集资料，对建设项目进行工程分析，根据环境各要素的评价等级及其相应评价等级的要求对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证，提出环境可行的评价结论，并在上级生态环境主管部门和建设单位的积极配合和大力支持下，顺利编制完成了《2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程环境影响报告书》，现提交生态环境主管部门审查。

本工程环境影响评价工作程序见图 1-2-1。

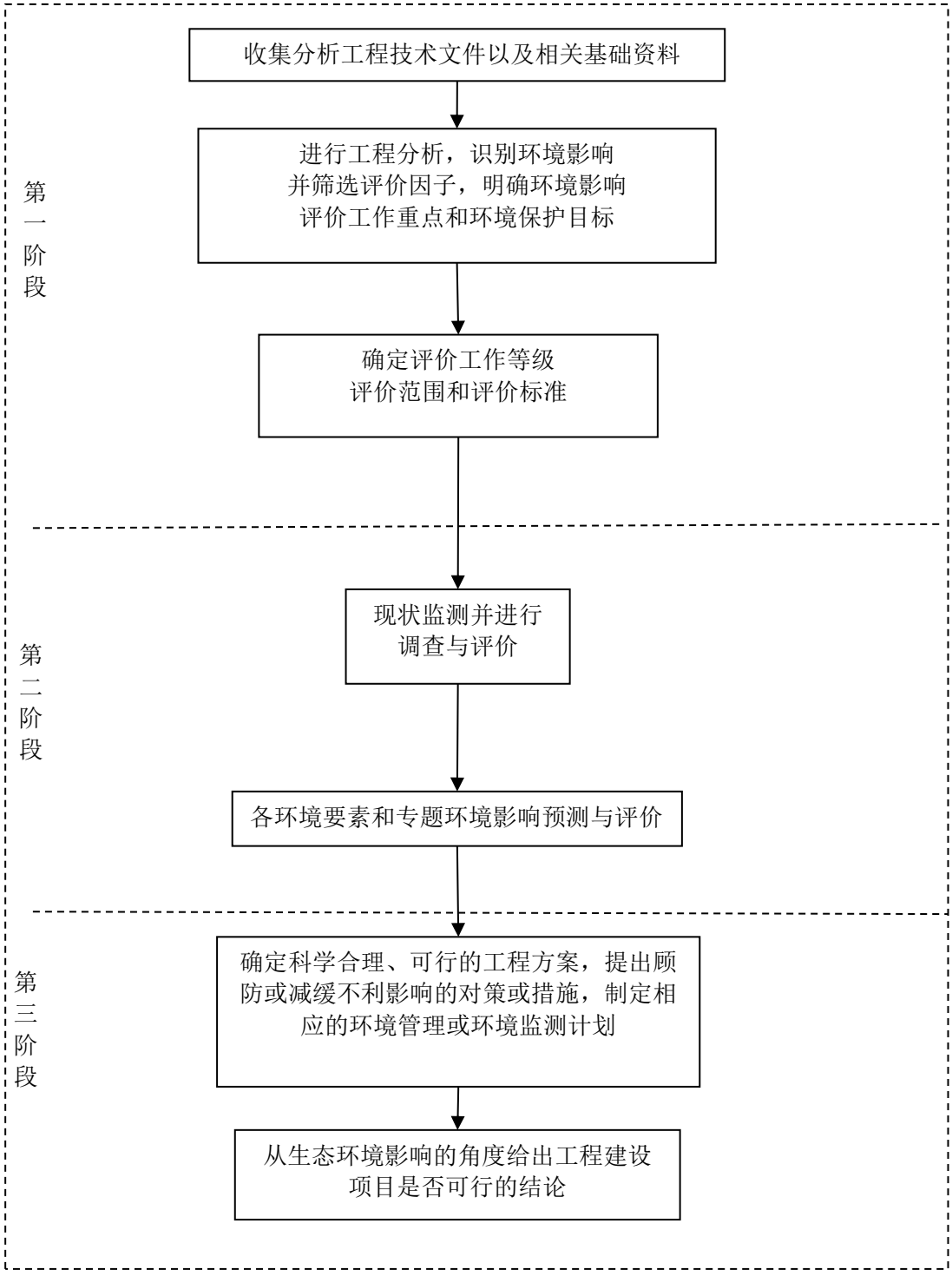


图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3. 分析判定相关情况

1.3.1. 项目类别判定

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程属于“五、石油和天然气开采业 07，7 陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”建设项目，应编制环境影响报告书。

1.3.2. 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，七、石油天然气-1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家产业政策。

1.3.3. 规划符合性分析结论

本工程位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市及塔城地区乌苏市，属于中石化新疆新春石油开发有限责任公司滚动开发项目。工程建设符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

1.3.4. 生态环境分区管控方案符合性判定结论

本工程涉及新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区乌苏市。各项工程均不占生态保护红线，距离约 14km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）；工程采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排；工程所在区域属于大气环境质量达标区域，不涉及沙区；本报告已提出水土保持、生态修复等要求，工程实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，保持区域环境空气质量继续向好。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合克拉玛依市及塔城地区乌苏市生态环境分区管控方案要求。

1.4. 关注的主要环境问题及环境影响

本工程属于稠油开采项目，无伴生气产生，亦不产生 H_2S 气体。环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、集油、输油、注汽、注水等各工艺过程。影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，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，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的公益林及动植物。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、落地油、井场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5. 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等要求；项目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；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约 14km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）；项目区分布有公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合克拉玛依市及塔城地区乌苏市生态环境分区管控要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程在施工期、运营期和退役期认真落实报告中的各项污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施，各项污染物做到达标排放及无害化处置，其生态影响可有效降低，环境风险及生态安全影响可以接受，从生态环境保护角度看，本工程建设是可行的。

2. 总则

2.1. 评价目的和评价原则

2.1.1. 评价目的

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》（国务院令第682号，2017年10月1日）的有关规定，环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一，是项目前期可行性研究的重要组成部分。本次评价工作的主要目的是：

通过对2026年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程区现场勘查、调研，以及当地环境资料的收集、分析，了解评价区域的大气环境、水环境、生态环境、社会环境和声环境等环境质量现状，为评价建设项目的环境影响程度和范围，以及项目投产后的竣工环境保护验收提供依据；

掌握本工程排污状况，查清评价区环境现状，预测和评价本工程实施对评价区环境影响的范围和程度；

依据国家有关法律法规以及技术规范的要求，结合本地自然、社会环境特征，提出为减轻不利环境影响应采取的措施，并制定环境保护行动计划；

通过对油田开发和生产运行过程中可能发生的风险事故进行分析、预测、并提出切实可行的事故应急预案和事故防范、减缓措施，确保项目环境安全；

通过本次评价工作，为2026年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程开发建设、生产、环境管理和环境污染防治提供科学依据，最大限度地降低油田在开发建设过程中对周围环境产生的不利影响，促进本工程实现经济效益、社会效益和环境效益相统一。

2.1.2. 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本工程建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根

据油田开发规划及后评价相关结论和审查意见，充分利用春风油田符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2. 编制依据

2.2.1. 环境保护法律

（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，修订）；

（3）《中华人民共和国能源法》（2025年1月1日）；

（4）《中华人民共和国突发事件应对法》（2024年11月1日）；

（5）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日，修订）；

（6）《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日）；

（7）《中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正）》（2022年6月5日）；

（8）《中华人民共和国水法》（2016年7月2日修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日）；

（10）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修正）》（2020年9月1日实施）；

（11）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年7月1日）；

（12）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018年10月，修订）；

（13）《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修订）；

（14）《中华人民共和国防洪法》（2016年7月2日修订）；

（15）《中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）》（2023年5月1日）；

（16）《中华人民共和国土地管理法（2019年修订）》（2020年1月1日）；

（17）《中华人民共和国城乡规划法（2019年修正）》（2019年4月23日）；

（18）《中华人民共和国草原法（2021年修正）》（2021年4月29日）；

（19）《中华人民共和国森林法》（2019年12月28日）；

（20）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年10月1日）；

（21）《中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）》（2018年10月26日）；

（22）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日）；

（23）《中华人民共和国矿产资源法（2024年修订）》（2024年11月8日）。

2.2.2. 环境保护法规、规章及规划

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第682号，2017年10月1日）；

（2）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017年10月7日）；

（3）《危险化学品安全管理条例（2013年修正）》（2013年12月7日）；

（4）《中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）》（2021年9月1日）；

（5）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（2011年10月17日），国发〔2012〕35号；

（6）《地下水管理条例》（国务院令748号），2021年12月1日；

（7）《基本农田保护条例（2011年修订）》，2011年1月8日；

（8）《国家级公益林管理办法》，2017年5月8日；

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

（10）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第4号，2019年1月1日）；

（11）《产业结构调整指导目录（2024年本）》，2024年2月1日实施，国家发展和改革委员会令第7号，2023年12月27日；

（12）《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号，2015年6月5日）；

（13）《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号）；

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

（15）《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》（环发〔2011〕150号）；

（16）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号）；

（17）《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》（环发〔2013〕16号）；

（18）《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评〔2018〕11 号）；

（19）《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤〔2019〕25 号）；

（20）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；

（21）《关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知》（环办生态〔2017〕48 号）；

（22）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）；

（23）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（部公告 2013 年第 31 号）；

（24）《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部令 部令 第 23 号）；

（25）《危险废物产生单位管理计划制定指南》（部公告〔2016〕第 7 号）；

（26）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部公告〔2021〕第 66 号）；

（27）《一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2024）》（国家市场监督管理总局、国家标准委）；

（28）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（一般固体废物分类与代码）；

（29）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 15 号）；

（30）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 3 号）；

（31）《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）；

（32）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（部公告 2015 第 24 号）；

（33）《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（公告 2021 第 1 号）；

（34）《污染地块土壤环境管理办法》（生态环境部令 2017 第 42 号）；

（35）《危险化学品环境管理登记办法（试行）》（部令第 22 号，2013 年 3 月 1 日）；

（36）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；

（37）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修订）；

（38）《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）；

（39）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 9 月 21 日）；

（40）《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 9 月 21 日）；

（41）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告〔2021〕第 15 号）；

（42）《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护〔2022〕8 号）；

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

（44）《国家重点野生动物保护名录（2021）》；

（45）《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录（2023）》；

（46）《陆生野生动物重要栖息地名录（2024）》；

（47）《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）；

（48）《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日）；

（49）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号）；

（50）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号）；

（51）《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）；

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

（53）《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）；

（54）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）；

（55）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环发〔2018〕20 号）；

（56）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》〔新环环评发〔2020〕162 号）；

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

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

（59）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日）；

（60）《新疆生态功能区划》（2005 年）

（61）《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035 年）》

（62）《乌苏市国土空间总体规划（2021-2035 年）》。

2.2.3. 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《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）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2018）；

（11）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（12）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

（13）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（14）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（部公告 2012 年第 18 号 2012 年 3 月 7 日实施）；

（15）《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/T301-2016，2017 年 5 月 1 日）；

（16）《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年第 43 号）；

（17）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZT0317-2018）；

（18）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）；

（19）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）；

（20）《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）；

（21）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；

（22）《危险废物鉴别标准通则》（GB 5085.7-2019）；

（23）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

（24）《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）；

（25）《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）；

（26）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；

（27）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；

（28）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.2.4. 油田相关管理制度

（1）《中国石化环境保护管理规定》（2021 年 12 月 23 日）；

（2）《中国石化建设项目环境保护管理办法》（2021 年 12 月 23 日）；

（3）《中国石化生态环境事件管理办法》（中国石化制〔2022〕37 号）；

（4）《中国石化建设项目施工期环境保护管理实施细则》（2021 年 3 月 22 日）；

（5）《关于印发<胜利油田建设项目环境保护管理办法>的通知》（胜油局发〔2022〕108 号）；

（6）《胜利油田生态环境保护管理规定》（胜油局发〔2023〕100 号）；

（7）《胜利油田环境污染防治管理规定》（胜油局发〔2022〕79 号）；

（8）《关于印发<胜利油田环境风险管控与环保隐患排查治理管理办法>的通知》（胜油局发〔2022〕122 号）；

（9）《关于印发<胜利油田突发环境事件应急管理办法>的通知》（胜油局发〔2024〕）82 号）；

（10）关于印发《从严固废废液分级分类闭环管理（试行）》的通知（2023 年 9 月 7 日）；

（11）《突发环境事件风险指数评估技术指南》（2024 版）；

（12）《关于印发<建设项目可行性研究报告、初步设计节能、碳排放、环保篇（章）编制指导意见（2022 修订版）>》的通知（2022 年 9 月）。

2.2.5. 相关文件及技术资料

（1）环评任务委托书；

（2）《2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程可行性研究报告》（2024 年 12 月）；

（3）中石化新疆新春石油开发有限责任公司提供的其他文件资料。

2.3. 环境影响因素和评价因子筛选

2.3.1. 环境影响因素识别

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程对环境的影响可分为施工期、运营期和退役期。施工期和退役后对环境的污染影响是暂时的，影响时间短，运营期对环境的影响周期长，随着产能的增加而加大，并贯穿于整个运营期。本工程开发过程中的主要环境影响要素识别结果见表 2-3-1。

表 2-3-1　环境影响要素识别结果一览表

环境因素		施工期			运营期	退役期	
		钻前工程	钻井工程	油气集输工程	采油、油气集输工程	封井	井场清理
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--
	地下水	--	-1D	-1D	-1C	--	--
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1C	--	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	-1C	--	-1D	-1D
	土壤肥力	--	--	-1C	--	-1D	-1D
	植被覆盖度	--	--	-1C	--	--	+1D
	生物量损失	--	--	-1C	--	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	-1C	--	+1D	+1D

注：1.表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3.表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2-3-1 可知，本工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响。

2.3.2. 评价因子

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）中附录 B，结合油田开发阶段特征和所排放污染物对环境影响的性质以及对生态环境的影响，本次评价报告主要评价因子筛选结果表见表 2-3-2。

表 2-3-2　环境影响评价因子一览表

环境要素	评价阶段	评价因子
环境空气	现状调查	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC、H_2S
	影响预测	运营期：NMHC、NH_3、H_2S
	总量控制	/
地下水	现状调查	水位、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度，以及 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数等基本水质因子，特征因子石油类等
	影响预测	运营期：石油类
地表水	影响分析	施工期和运营期：废水综合利用不外排的可行性和可靠性
固体废物	影响分析	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油，以及生活污水处理设施污泥、栅渣等
土壤	现状调查	农用地：pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍
		建设用地：石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘；
		其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。
	影响预测	运营期：石油烃、含盐量
噪声	现状调查	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级
	影响预测	施工期：等效连续 A 声级；运营期：等效连续 A 声级

环境要素	评价阶段	评价因子
环境风险	影响分析	风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO 风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），结合现场调查，本工程主要涉及公益林，不涉及其他如生态保护红线区域、重要生境及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域，本工程生态影响评价因子表详见 2-3-3。

表 2-3-3　施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

受影响阶段	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	临时占地直接影响	短期可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	临时占地直接影响	短期可逆	弱
生态系统	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、生态系统功能、完整性等	临时占地直接影响	短期可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	临时占地直接影响	短期可逆	弱

2.4. 环境功能区划及评价标准

2.4.1. 环境功能区划

（1）环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单，工程区地处油田开发区域，环境空气质量功能区划属二类功能区。

（2）水环境功能区划

本工程所在区域评价范围内无地表水体分布。

按照《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）中的规定，项目所在区域地下水质量功能区划属III类地下水，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值。

（3）声环境功能区划

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入运营期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。工程区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

（4）生态环境

本工程位于准噶尔盆地西缘，行政区划隶属克拉玛依市及塔城地区乌苏市。根据《新疆生态功能区划》，工程区北部采油部分所在区域属于“（17）克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”“（26）乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”。

2.4.2. 环境质量标准

（1）大气环境

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准；H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的要求；NMHC 采用《大气污染物综合排放标准详解》中的 2mg/m³ 作为标准。其主要评价指标见表 2-4-1。

表 2-4-1 环境空气质量标准限值 单位：mg/m³

序号	污染物	浓度限值（μg/m³）		标准来源
1	SO_2	年平均	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单（二级）
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO_2	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	PM_{10}	年平均	70	
		24 小时平均	150	
4	$PM_{2.5}$	年平均	35	
		24 小时平均	75	
5	CO	24 小时平均	4000	
		1 小时平均	10000	
6	O_3	日最大 8 小时平均	160	
		1 小时平均	200	
7	NMHC	1 小时平均	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	H_2S	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）水环境

评价区内无地表水；区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准限值，具体标准限值见表 2-4-2。

表 2-4-2 地下水质量标准

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH 值（无量纲）	6.5~8.5	21	铅（mg/L）	≤0.01
2	总硬度（mg/L）	≤450	22	汞（mg/L）	≤0.001
3	氯化物（mg/L）	≤250	23	碘化物（mg/L）	≤0.08
4	挥发酚（mg/L）	≤0.002	24	钠（mg/L）	≤200
5	氨氮（mg/L）	≤0.50	25	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3
6	氰化物（mg/L）	≤0.05	26	铝（mg/L）	≤0.2
7	硝酸盐氮（mg/L）	≤20	27	锌（mg/L）	≤1.0
8	亚硝酸盐氮（mg/L）	≤1.0	28	锰（mg/L）	≤0.10
9	氟化物（mg/L）	≤1.0	29	铁（mg/L）	≤0.3
10	硫酸盐（mg/L）	≤250	30	溶解性总固体（mg/L）	≤1000
11	石油类（mg/L）	≤0.05	31	三氯甲烷（ug/L）	≤60
12	总大肠杆菌（MPN/100mL）	≤3.0	32	四氯化碳（ug/L）	≤2.0
13	细菌总数（CFU/mL）	≤100	33	苯（ug/L）	≤10
14	耗氧量（mg/L）	≤3.0	34	甲苯（ug/L）	≤700
15	六价铬（mg/L）	≤0.05	35	肉眼可见物（/）	无
16	铜（mg/L）	≤1.0	36	浑浊度（NTU）	≤3
17	砷（mg/L）	≤0.01	37	嗅和味（/）	无
18	镉（mg/L）	≤0.005	38	色（铂钴色度单位）	≤5
19	硒（mg/L）	≤0.01	39	Na^+（mg/L)	≤200
20	SO_4^{2-}（mg/L)	≤250	40	Cl^-（mg/L)	≤250

（3）声环境

项目所在区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，见表 2-4-3。

表 2-4-3　声环境评价执行标准　单位：dB（A）

类别	昼间	夜间	备注
2 类	60	50	GB3096-2008

（4）土壤环境

工程周边 1km 范围内存在耕地，土壤环境评价执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）；其他井场区域及场外周边区域土壤环境评价执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。具体见表 2-4-4 及 2-4-5。

表 2-4-4　土壤环境质量标准值（农用地）　单位：mg/kg

项目（标准选取其他类型）	pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	0.3	0.4	0.6	0.6

汞	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	40	40	30	25
铜	50	50	100	100
铅	70	90	120	170
铬	150	150	200	250
锌	200	200	250	300
镍	60	70	100	190

表 2-4-5　土壤环境质量标准值（建设用地）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铅	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2 二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并〔a〕蒽	5.5	15	55	151
39	苯并〔a〕芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并〔a〕荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并〔a〕荧蒽	55	151	550	1500
42	䓛	490	1293	4900	12900
43	二苯并〔a,h〕蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
石油烃类					
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	826	1500	5000	9000

2.4.3. 污染物排放标准

（1）废气

施工期机械废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量

方法（中国第三、四阶段）》(GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020）限制要求；施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）。

运营期采油过程中无组织挥发产生的 NMHC 排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；污水处理站所在的管理区场界无组织排放 NH_3、H_2S、臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准。标准值见表 2-4-6。

表 2-4-6　大气污染物排放标准限值　单位：mg/m³

污染源	污染物	排放浓度限值（mg/m³）	标准来源
无组织排放	NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	NH_3	1.5	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)
	H_2S	0.06	
	臭气浓度	20	

（2）废水

本工程工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水；运营期废水主要为采出水、井下作业废水。运营期产生的采出水依托春风联合站处理达标后的回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的 V 级标准后，由联合站统一调配回注含油层，不向外环境排放。标准值见表 2-4-7。

表 2-4-7　《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）

储层空气渗透率（μm²）		<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥2.0
控制指标	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	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				

新建生活污水处理装置采用 A2/O+MBR 工艺进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)相应标准后冬储夏灌，不外排。

（3）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，

运营期修井作业等执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）。见表 2-4-8、表 2-4-9。

表 2-4-8　建筑施工场界环境噪声排放限值　单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

表 2-4-9　厂界噪声评价执行标准　单位：dB（A）

类别（GB12348-2008）	昼间	夜间	备注
2 类	60	50	井场边界

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求；

一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1～7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）及《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。

2.4.4. 重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是原油，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 B 重点关注的危险物质及临界量中 381 条判定是否为重大危险源（临界量 2500t）。

2.5. 评价工作等级和评价范围

2.5.1. 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程生态环境影响评价工作等级为二级，判定过程见表 2-5-1。

表 2-5-1　生态评价等级判定表

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程以井场及站场场界周围 50m 范围、管沟等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。

2.5.2. 地下水环境影响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》（HJ 610-2016）附录A及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程井场建设内容属于“F石油、天然气”中的“37、石油开采”，地下水环境影响评价行业分类表的规定，本工程属于石油开采。地下水环境影响评价项目类别见表2-5-2。

表 2-5-2　地下水环境影响评价行业类别

环评类别 / 行业类别	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	/
41、石油、天然气、	200km 及	其他	油类，气III类	油类，气类

成品油管线（不含城市天然气管线）	以上；涉及环境敏感区的			

同时，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2-5-3。

表 2-5-3　地下水环境敏感程度分级表

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

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

本工程评价区域不涉及集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区及其补给径流区，不涉及热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区及其以外的分布区。因此，地下水环境敏感程度为不敏感。

根据导则可知，本工程地下水环境影响评价工作等级具体情况见表 2-5-4。

表 2-5-4　地下水环境影响评价工作等级分级表

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

综上所述，拟建工程井场建设内容类别为 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；集油管线建设内容类别为 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；回注井 10 口，根据 HJ 349-2023，地下水评价等级不低于二级；综合确定本工程地下水评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式：

$$L=a\times K\times I\times T/n$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据开发方案，区块内渗透系数平均约 10m/d；

I—水力坡度，无量纲，2‰；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%。

由上述公式计算可得，L 为 800m。工程所在区域地下水总体由西北向东南径流，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价范围确定为：工程区向下游外扩 0.8km，向两侧及上游各外扩 0.4km 的范围。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》（HJ 349-2023），管线以工程边界两侧各向外延伸 200m 作为调查评价范围。

2.5.3. 地表水环境影响评价等级和评价范围

工程位于准噶尔盆地西缘，井区内无地表水体，集油管线及注汽管线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，本工程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。

因此，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的地表水环境影响评价工作等级分级判据，确定本工程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下无废水排放，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。

2.5.4. 土壤环境影响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 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）以及区域监测数据，工程所在区域土壤含盐量大于 4g/kg，土壤 pH 值大于 7，根据 HJ 964-2018 附录 D 中的分级标准，工程所在区域属于土壤中度盐化地区和轻度碱化地区，故本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同类型分别判定评价等级。

1）建设项目类别

本工程属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场及油气集输管线建设。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）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。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 类建设项目开展土壤环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价……”。因此，本工程采油部分属“I 类建设项目”；注水井部分及各类配套管线为“Ⅱ类建设项目”。

2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”，本工程新增永久占地 8.16hm^2，占地规模为“中型”。

3）建设项目敏感程度

①污染影响型：工程区周边存在耕地，因此，判定土壤环境影响敏感程度为“敏感”。

②生态影响型：根据区域历史监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见表 2-5-5、表 2-5-6。

表 2-5-5　污染影响型评价工作等级划分表

项目类别 / 评价工作等级 / 敏感程度	**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 2-5-6　生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 / 环境敏感程度	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类

敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

综上所述，本工程采油部分污染影响型、生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为一级；注水井及各类配套管线污染影响型、生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为二级。

（2）评价范围

根据导则要求，本工程采油部分土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 5km、土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 1km；注水井及各类管线土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 2km、土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 0.2km。

2.5.5. 大气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，环境空气影响评价等级由每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 的大小，及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$来确定。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m^3。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定，见表 2-5-7。如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大值（*Pmax*）。

表 2-5-7 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	*Pmax*≥10%
二级	1%<*Pmax*<10%

三级	*Pmax*<1%

本次大气预测计算参数见表 2-5-8。

表 2-5-8　估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ ℃		43.8
最低环境温度/ ℃		-40.2
土地利用类型		草地/林地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
	地形数据分辨率/ m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
	岸线距离/ km	/
	岸线方向/ °	/

污染物排放参数见表 2-5-9。

表 2-5-9　估算模式计算结果表（无组织）

经计算可知，本工程最大占标率为：**%，最大占标率 1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

本工程大气评价为二级评价，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本工程特点，最终确定将以各采油井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6. 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

（2）评价范围

根据项目特点，本次声环境影响评价范围为工程区内及工程区边界向外扩200m 作为声环境影响评价范围。

2.5.7. 环境风险评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分原则，将环境风险评价工作划分为一、二、三级和简单分析。

评价工作等级划分见表 2-5-10。

表 2-5-10　　环境风险评价工作等级划分表

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。

1）建设项目风险源调查和环境敏感目标调查

本工程涉及的风险物质为原油和天然气。工程区评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。

2）环境风险潜势初判

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中：q_1、q_2、...qn----每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1、Q_2、...Qn----每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。

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

本工程的 Q 值的确定见下表：

表 2-5-11　　本工程风险单元 Q 值一览表

根据上表计算结果，本工程 Q=**，Q＜1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（2）评价范围

本工程环境风险潜势为I，不设环境风险影响评价范围。

2.5.8. 评价范围汇总

本工程环境影响评价范围见表 2-5-12 及图 2-5-1。

表 2-5-12　　评价等级及评价范围表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	生态环境		二级	场界周围 50m 范围、管沟等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km
2	地下水		二级	工程区向下游外扩 0.8km，向两侧及上游各外扩 0.4km 的范围。管线以工程边界两侧各向外延伸 200m
3	地表水环境		三级 B	——
4	土壤环境	生态影响型	采油井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 5km
			注水井场及各类管线：二级	占地范围内全部以及占地范围外 2km，管线两侧 0.2km
		污染影响型	采油井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 1km
			注水井场及各类管线：二级	占地范围内全部以及占地范围外 0.2km，管线两侧 0.2km
5	环境空气		二级	以各采油井场为中心，边长 5km 的矩形区域
6	声环境		二级	工程区内及工程区边界向外扩 200m 的区域
7	环境风险		简单分析	——

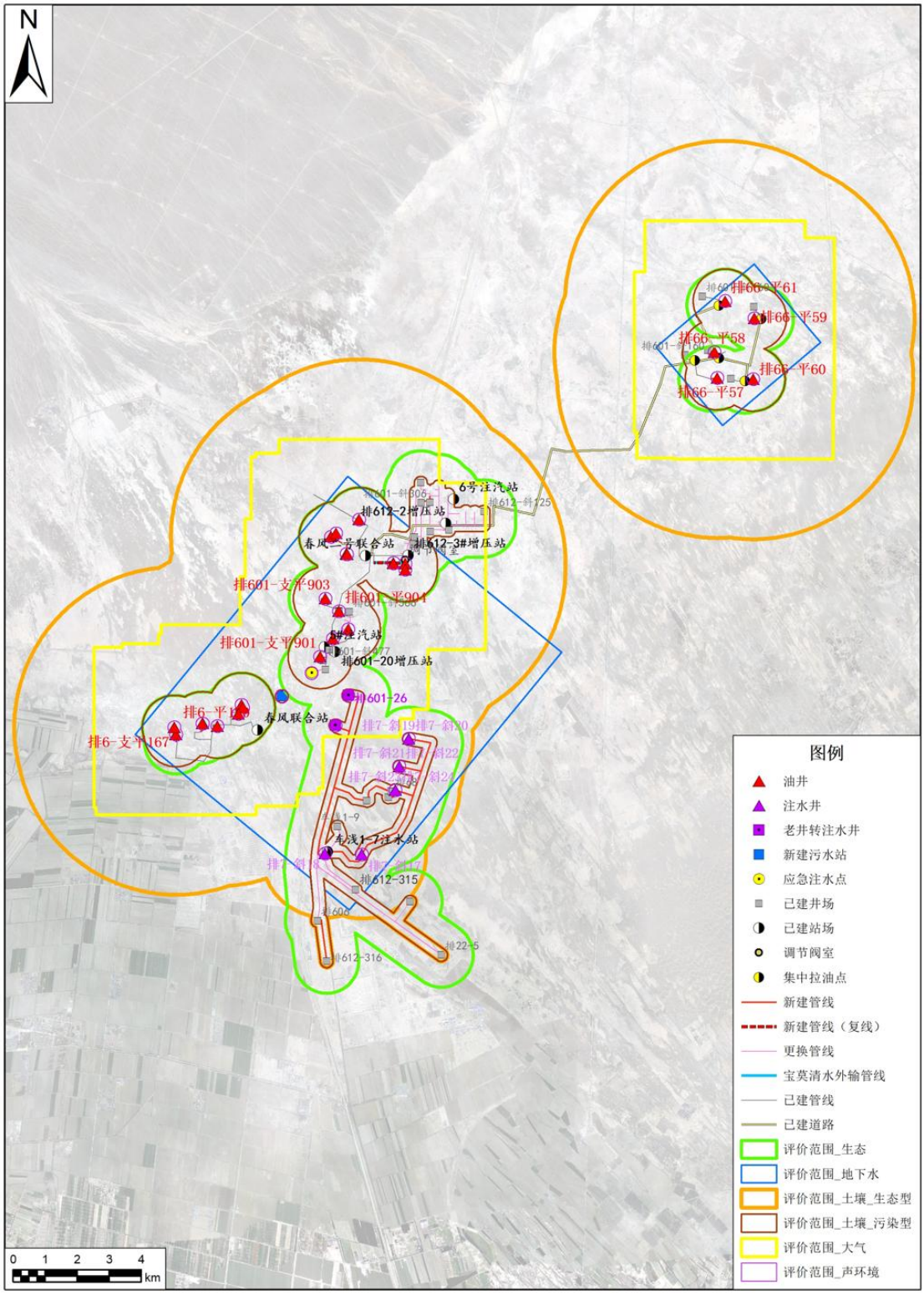

N
排66-平61
排66-平59
排66-平58
排66-平60
排66-平57
6号注汽站
排612-2增压站
春风一号联合站
排612-3#增压站
排601-支平903
排601-平904
排601-支平901
排601-20增压站
排601-26
排6-平1
春风联合站
排6-支平167
排7-斜19
排7-斜20
排7-斜21
排7-斜22
车浅1-7注水站
排612-315
排612-316
排22-5
0 1 2 3 4
km
图例
油井
注水井
老井转注水井
新建污水站
应急注水点
已建井场
已建站场
调节阀室
集中拉油点
新建管线
新建管线（复线）
更换管线
宝莫清水外输管线
已建管线
已建道路
评价范围_生态
评价范围_地下水
评价范围_土壤_生态型
评价范围_土壤_污染型
评价范围_大气
评价范围_声环境

图 2-5-1　评价范围图

2.6. 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1. 污染控制目标

根据施工期、运营期、退役期中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

（2）工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。工程建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

污染物控制内容与控制目标见表 2-6-1。

表 2-6-1　污染物控制内容与控制目标

控制对象	污染源工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
施工期	钻井施工、管线施工、构筑物施工	生态破坏	控制占地面积，减少耕地占用，减少植被破坏	控制植被减少，施工结束后恢复迹地
		施工扬尘	采取洒水、防风固沙等措施	《大气污染物综合排放标准》相关要求
		燃油废气	采用高质量的油品	达标排放
		钻井废水	钻井废弃物不落地工艺，循环利用	严禁外排
		管道试压废水	分段试压、循环使用	试压结束后用于场地四周洒水抑尘
		生活污水	施工期依托工程周边团场现有民房，生活污水进入128团场管网	避免二次污染
		钻井泥浆、岩屑	钻井废弃物不落地工艺	避免二次污染
		废机油	委托有资质的单位回收处理	避免二次污染
		废烧碱包装袋	委托有资质的单位回收处理	避免二次污染
		焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	资源化、减量化，避免二次污染
		生活垃圾	生活垃圾在垃圾收集箱	清运处置

控制对象	污染源工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
			暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置	
		地下水	防止污染地下水	达到GB/T14848-2017Ⅲ类标准
		落地油等	严格规范操作	避免污染土壤
运营期	油藏采出水	石油类等	依托联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	严禁外排、防止污染地下水和土壤
	井下作业废水	石油类等	采用专用废水回收罐收集，依托已建联合站进行处理	
	无组织挥发	NMHC	密闭管网防止泄漏	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	落地油	石油类等	委托有资质单位处置	防止污染土壤
	清管废渣	石油类等		
	废防渗布	石油类等		
	废润滑油	石油类等	送至联合站综合利用	防止污染土壤
	生态破坏	水土流失	水土保持	降低土壤风蚀
退役期	井架拆除	施工扬尘	洒水降尘	《大气污染物综合排放标准》相关要求
		固体废物	重复利用	避免二次污染
		生态环境	生态环境恢复原有地貌	生态环境恢复原有地貌

2.6.2. 环境保护目标

本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护区等环境敏感

区域。现场踏勘可知，本工程评价范围内分布有公益林。

在油田开发过程中，需特别注意对开发区块周边公益林的保护。工程区环境敏感目标见表 2-6-2。工程区环境敏感点分布示意见图 2-6-1。

表 2-6-2　2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程环境敏感目标

序号	环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	环境保护要求
1	环境空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
2	声环境	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
3	水环境	地下水潜水含水层	评价范围内的灌溉水井	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
4	土壤	耕地	排 7-斜 18 井南部	确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求；确保占地范围外农用地土壤质量达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）的污染风险筛选值
5	生态环境	公益林	工程区及周边 1km 范围分布	严格控制施工临时占地，临时占用林地在施工结束后恢复原有生态环境，永久占地林地采取补偿措施
6	环境风险	工程区土壤、地下水	油田区域内	防止油田风险事故对环境空气、土壤和地下水环境产生影响

2.7. 评价内容和评价重点

2.7.1. 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2-7-1。

表 2-7-1　评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	（1）区块开发现状及环境影响回顾：主要介绍春风油田区块开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 （2）现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见。

序号	项目	内容
		（3）拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成。 （4）工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、“三本账”、污染物总量控制分析。 （5）相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析，生态环境分区管控符合性分析。 （6）选址选线合理性分析。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析）； 运营期环境影响预测与评价（大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析）； 退役期影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）；
6	环境保护措施可行性论证	针对本工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2. 评价重点

（1）油田勘探开发工程分析

（2）施工期生态环境影响评价

（3）土壤及地下水环境影响评价

（4）环境风险评价及风险管理

（5）环境保护措施及可行性论证

2.8. 评价时段和评价方法

2.8.1. 评价时段

根据本工程实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、运营期

和退役期，以施工期和运营期两个时段为评价重点。

2.8.2. 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2-8-1。

表 2-8-1　评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3. 建设项目工程分析

3.1. 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 春风油田开发现状

3.1.1.1. 春风油田主体工程概况

春风油田老区（克拉玛依市境内）主要包括排 601-20、排 612、排 601 北区、排 601 南、排 601 西、排 6 南、排 6 北、排 66、排 626、排 609 等区块。

该区域油气勘探始于上世纪五十年代初，经过钻探，在红车断裂带的上盘白垩系底部发现了大片的稠油。二十世纪八十年代中期以来，随着三维地震技术的发展，准噶尔盆地西缘红车断裂带的勘探取得了较大的进展，相继在 C、J、T、P 中发现油藏。2001 年，中石化进入西部新区进行勘探。2003 年，根据中石油前期钻探成果，西部新区指挥部将准噶尔西部的勘探重点转向车排子地区。2004 年在车排子地区，根据新完成 4×4km 的二维地震勘探，实施钻探了排 1、排 103 等 2 口探井，分别在白垩系、侏罗系、石炭系见到较好的原油显示。2005 年，在车排子地区部署了两口预探井排 6 井和排 602 井，在白垩系下白垩统吐谷鲁群组见到很好的原油显示。

按照资源勘探情况，春风油田目前已先后实施了 601-20、排 612、排 601 北区、排 601 南、排 601 西、排 6 南、排 6 北、排 66、排 626、排 609 等项目。以上工程均进行了环评，并通过了原新疆维吾尔自治区环境保护厅的审批，并进行了竣工环境保护验收。

春风油田目前已建成主要设施为春风联合站、春风二号联合站、2 个增压泵站、5 个接转站、6 座注汽站、油田基地、井场 963 口及附属设施，以及油田内部集输管网和道路等。春风油田目前年产油约 109.98×10^4t。

春风油田已建区块油井均采用掺蒸汽集输的方式，井场设减温减压装置，将低压蒸汽掺入井口集油管线加热集输。

区块现有集输系统工艺主要包括从井场到接转站、联合站、注水站、注水井各阶段生产工艺。原油集输是把分布在油田各井口采出液用一定的方法收集起来，汇集到接转站或增压站，经计量后，通过初步分离，转输到联合站。在联合站，经过加热分离、脱水等处理合格后外输；采出液由采油管理区经计量后进入接转站或联合站，联合站进行进一步原油处理和采出水处理，经处理合格后的原油外

销。

3.1.1.2. 春风油田公辅工程概况

（1）给排水

春风油田生活用水供水由128团供水管网提供，生产用水由区块内清水井提供。

生活污水经新春基地内排水系统排到生活污水处理装置处理达标后用于绿化。油田采出水进入联合站的油田采出水处理系统，处理达标后经资源化处理回用于注汽站锅炉用水，剩余部分回注油田。

（2）供热

春风油田大部分井场为注汽吞吐生产，蒸汽由油田自建注汽站提供，注汽站锅炉燃料为原煤，同时为生活区冬季供暖。

（3）供电

春风油田共建有变电站2座，分别为110kV春风变电站及35kV春风二号变，用于区域各站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面。

（4）集输管线及运输情况

集输系统工艺主要包括从井场到接转站、联合站、注水站、注水井各阶段生产工艺。采出液由采油管理区经计量后进入接转站或联合站，联合站进行进一步原油处理和采出水处理，经处理合格后的原油外销。

（5）内部道路建设情况

春风油田所在区域路网发达，目前油田已建成内部柏油路44.86km（沥青混凝土路面），砂石路145km。

（6）储罐、运输及装载系统建设情况

春风油田现有储罐主要存在于增压站、联合站，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接外销。目前春风油田采出液采用管输，联合站分离后的采出水通过输水管线送至注水井回注地层，原油通过单独管道外输。

3.1.1.3. 环保设施建设情况及运行情况

（1）废气环保设施

春风油田生产过程中存在的废气污染源主要包括燃煤锅炉产生的燃烧废气，以及井场、站场和地面工程等无组织排放废气。

春风油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进

的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期注汽站锅炉设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，根据例行监测的结果显示，锅炉排放废气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表3锅炉大气污染物特别排放限值和《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中表2大气污染物特别排放限值；各井场、场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》无组织排放浓度限值；注汽站厂界颗粒物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中新污染源大气污染物无组织排放标准限值要求；注汽站厂界氨无组织排放浓度均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中规定的排放限值要求。

（2）污水处理系统

春风油田存在的废水污染源主要包括联合站产生的油田采出水、锅炉废水和新春基地产生的生活污水。

春风油田采出水处理系统位于春风联合站和春风二号联合站内，采用“重力除油+沉降+过滤”工艺，采出水由联合站处理达标后，经资源化处理回用于注汽站锅炉用水，剩余部分回注油田，均不外排。

春风油田新春基地内生活污水经新春基地内排水系统排到生活污水处理装置处理，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于绿化。

锅炉废水主要来自于锅炉软化水处理装置反冲洗过程产生的外排水和锅炉定期排污水，排放的废水用于脱硫塔补水和煤渣场洒水降尘，综合利用不外排。

（3）噪声防治措施及设施

运营期主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如各场站压缩机、污水提升泵、注水泵、空压机、外输泵、喂液泵，井场采油机、井下作业机械等设备、锅炉和风机等。根据现场勘察情况，项目产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。收集往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，区域声环境质量较好。

（4）固体废物防治措施及设施

春风油田开发建设过程中，施工期主要固废为钻井岩屑。春风油田井深约

500-1000m 左右，钻井过程中采用水基非磺化泥浆液体系。2017 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的泥浆池内，待固化后覆土掩埋处理；2017 年以后，钻井井场岩屑及废弃钻井泥浆逐渐采用不落地设备收集后依托克拉玛依前山石油工程服务有限公司和山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司等有资质单位处置。

运营期中产生的固废主要包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾。其中一般工业固体废物主要包括注汽站锅炉产生的炉渣、炉灰和离子交换树脂；危险废物主要包括清罐的含油污泥以及作业过程产生的沾油废物、废油桶等。代码分别是 071-001-08、900-249-08、900-041-49；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。

注汽站锅炉产生的炉渣、炉灰外售综合利用；锅炉房软化水处理系统更换的废离子交换树脂由厂家进行更换和回收；生活垃圾由车辆拉运至 128 团生活垃圾填埋场填埋处理；含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司、克拉玛依沃森环保科技有限公司等具有资质的单位负责接收、转运和处置。

3.1.1.4. “三同时”执行情况

春风油田老区（克拉玛依市境内）各区块，自 2010 年进入规模开发至今，经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段，按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。2021 年~2022 年，春风油田开展了环境影响后评价工作，完成了《中石化新疆新春石油开发有限责任公司春风油田环境影响后评价报告书》。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理提供技术支撑。春风油田各工程“三同时”执行情况见下表：

表 3.1-1　春风油田（克拉玛依辖区）开发项目环保手续履行情况一览表

序号	项目	审批文号	审批部门	审批时间	验收文号	验收时间	验收审批部门
1	新疆准噶尔盆地西缘排601 新区产能建设工程	新环评价函〔2010〕863 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2010.12.13	新环函〔2012〕939 号	2012.9.21	新疆维吾尔自治区环保厅
2	春风油田排601 北区固定注汽站建设项目	新环评价函〔2011〕716 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2011.8.9	新环函〔2014〕1384 号	2014.11.28	新疆维吾尔自治区环保厅
3	春风油田排	新环评价	新疆维吾	2011.9.21	新环函〔2014〕	2014.4.21	新疆维吾

序号	项目	审批文号	审批部门	审批时间	验收文号	验收时间	验收审批部门
	601 块中区产能建设工程	函〔2011〕863 号	尔自治区环保厅		458 号		尔自治区环保厅
4	春风油田排 601-20 块产能建设工程	新环函〔2014〕665 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2014.5.28	新环环评函〔2019〕435 号	2019.4.11	新疆维吾尔自治区环保厅
5	春风油田排 612 块白垩系产能建设工程	新环函〔2014〕666 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2014.5.28	新环环评函〔2019〕433 号	2019.4.11	新疆维吾尔自治区环保厅
6	春风油田排 6 北区产能建设工程	新环函〔2016〕49 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2016.1.13	自主验收	2020.6.13	/
7	春风油田排 66 块火成岩油藏产能建设工程	新环函〔2018〕103 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2018.1.20	自主验收	2020.10.15	/
8	春风油田排 612 扩边沙湾组产能建设工程	新环函〔2018〕881 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2018.7.3	自主验收	2020.6.13	/
9	春风油田排 626 块产能建设工程	克环函〔2019〕89 号	克拉玛依市环保局	2019.5.13	自主验收	2020.10.15	/
10	春风油田排 609 块产能建设工程	新环函〔2018〕1645 号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2018.11.8	自主验收	2021.2.25	/
11	春风油田排 609 扩产能建设工程环境影响报告书	新环函〔2022〕56 号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2022.3.30	正在实施，已开展两次分期验收	2024.4.8、2024.4.24	/
12	春风油田排 609 整体扩边产能建设工程	新环审〔2024〕259 号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2024.12.3	正在实施	/	/

3.1.1.5. 春风油田已建工程环境影响回顾评价

（1）生态环境影响回顾评价

春风油田老区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对工程区域地表的扰动和破坏。评价区域道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m～10m。在梭梭林分布的地段，为了更好的保护梭梭等灌木，采取修建成弯道进行

绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层。道路两侧植被正在恢复。在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。春风油田的模地依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

（2）水环境影响回顾评价

春风油田采出水处理系统位于春风联合站和春风二号联合站内。采用“重力除油+沉降+过滤”工艺。春风油田的采出水可实现全部综合利用或回注。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。根据后评价期间搜集的资料和调查，春风油田的井下作业废水采用专用废液收集罐收集或通过临近管网流程管输至联合站处理。

春风油田共设置了 7 个燃煤注汽站，各个注汽站锅炉所产生的软化水、锅炉废水等用于生产，未外排。

春风油田新春基地生活污水经新春基地内排水系统排到生活污水一体化处理装置处理，达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于绿化。污水处理工艺为：预处理+厌氧池+三级氧化+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：300m^3/d。根据现场调查，绿化效果显著，改善了区域小环境，采取的生活污水处理措施基本有效。

（3）大气环境影响回顾评价

根据现场调查，春风油田 内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期注汽站锅炉设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，根据近两年锅炉废气监测的结果显示，锅炉排放废气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 3 锅炉大气污染物特别排放限值和《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中表 2 大气污染物特别排放限值；各井场、场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》无组织排放浓度限值；注汽站厂界颗粒物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中新污染源大气污染物无组织排放标准限值要求。

春风油田内采取的大气污染防治措施基本有效，大气污染物排放满足现行标准要求，春风油田内采取的大气污染防治措施在一定程度上取得了较好的效果。

（4）声环境影响回顾评价

春风油田井场噪声影响范围有限，噪声源多集中在联合站、接转站、注汽站、增压泵站、注水站等各类站场内，根据现场调查，春风油田（克拉玛依市境内）周围 200m 范围内无集中居民点。

运营期主要噪声源为站场的各类机泵，如各场站压缩机、污水提升泵、注水泵、空压机、外输泵、事故泵、喂液泵等。

根据后评价报告、竣工环境保护验收报告和本次现场调查，区块各项目噪声污染防治措施与环评基本一致，春风油田内采取的噪声污染防治措施基本有效，春风油田内采取的噪声污染防治措施在一定程度上取得了较好的效果。

（5）固体废物环境影响回顾评价

2017 年之前，春风油田废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的泥浆池内，固化后覆土掩埋处理。2017 年后，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用不落地设备收集后依托克拉玛依前山石油工程服务有限公司和山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司等有资质单位处置；春风油田含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司、克拉玛依沃森环保科技有限公司等具有资质的单位负责接收、转运和处置。废油一般来自机械设备维修、维护产生的润滑油，由联合站原油处理系统处理综合利用；注汽站锅炉产生的炉渣和炉灰外运综合利用；运营期间作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行清运、处理；总体来说，春风油田内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

（6）排污口规范化管理及排污许可手续

中石化新疆新春石油开发有限责任公司按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对春风油田范围内的注汽锅炉等固定污染源办理了排污许可证，并按要求在全国排污许可证管理信息平台上填报并提交执行报告。春风油田按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按季度缴纳了环境保护税。

（7）环境管理回顾

春风油田已建立较为完善的环境管理制度，清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

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

（8）区域退役设施情况

春风油田部分区块井场涉及封井，封井时采取了如下保护措施：

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

2.对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

3.实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

4.清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5.临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

（9）应急预案

根据现场调查，中石化新疆新春石油开发有限责任公司对春风油田开展了风险评估，并根据环境风险评价报告编制相应层次的《突发环境事件应急预案》，并在新疆生产建设兵团第七师生态环境局、克拉玛依市克拉玛依区生态环境局进行备案。中石化新疆新春石油开发有限责任公司在春风油田油区内定期开展应急演练、培训，油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构。

（10）区域污染物三废排放情况

根据现场踏勘与资料收集，经过核算统计，春风油田范围工程污染物排放情况见下表：

表 3.1-2　春风油田污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)	备注

1	废气	SO_2	684	/
		NO_X	693	/
		颗粒物	181	/
		非甲烷总烃	112	/
2	废水	生产废水	0	采出水由联合站处理达标后，经资源化处理回用于注汽站锅炉用水，剩余部分回注油田，均不外排
		生活污水	0	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于绿化，不外排
3	固体废物	含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物	0	产生量约 2419.23t/a，含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司、克拉玛依沃森环保科技有限公司等具有资质的单位负责接收、转运和处置，不外排
		炉渣、炉灰	0	产生量约 93229.49t/a，外售综合利用，不外排
		生活垃圾	0	产生量约 216t/a，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行清运、处理，不外排

3.1.2. 春风油田开发现状

3.1.2.1. 现有工程概况

（1）增压站概况

排 609 增压站和排 634 增压站目前采用“BOO 模式”运行，油井来液通过“双腔混输泵”增压后输送至春风二号联合站进行沉降脱水处理。运行流程图如下：

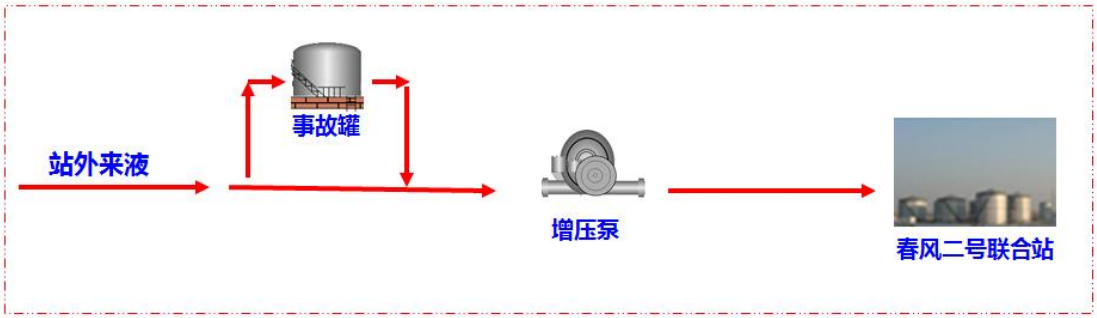


图 3.1-1 增压泵站流程示意图

（2）注水站概况

采出水经水处理站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及 分析方法》（SY/T 5329-2022）推荐指标后，通过注水管线输送至车浅 1-7 注水站和排 7 注水站注水站内，利用注水站内高压泵对回注水加压后，通过注水支线输送注水井内，完成注水。注水流程示意图如下：

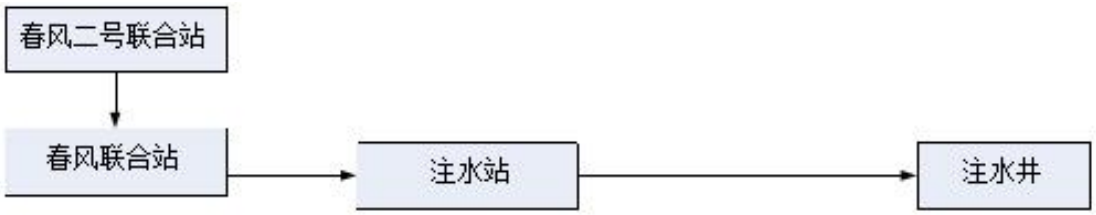


图 3.1-2 注水流程示意图

3.1.2.2. 现有工程环保手续

现有工程环保手续情况见下表：

表 3.1-3 现有工程环保手续履行情况一览表

工程内容	所在项目	审批文号	审批部门	审批时间	验收文号	验收时间
排 609 增压站	春风油田排 609 块产能建设工程	新环函〔2018〕1645 号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2018.11.8	自主验收	2021.2.25
排 634 增压站	春风油田排 609 扩产能建设工程	新环函〔2022〕56 号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2022.3.30	正在实施	/
车浅 1-7 注水站	春风油田排 601 块中区产能建设工程	新环评价函〔2011〕863 号	新疆维吾尔自治区环保厅	2011.9.21	新环函〔2014〕458 号	2014.4.21

3.1.2.3. 现有工程污染物排放情况

现场踏勘期间，增压站、注水站正常生产，站场无历史遗留废弃物产生，结合春风油田现场工作人员反馈，站场未发生泄露事故。站场运营期的污染物主要为无组织挥发的烃类和机泵产生的噪声。结合春风油田提供的例行监测结果，站场厂界非甲烷总烃无组织排放满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，厂界噪声《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3.1.2.4. 现有工程周边生态恢复情况

现有工程涉及的站场已运行多年，集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施，根据现场踏勘，站场周围及管线沿线植被已得到恢复，区域生态恢复效果良好，站场周边及管线植被已恢复至原有情况。





增压站





注水站

3.1.2.5. 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有站场周边无历史废弃物及建筑垃圾，临时占地恢复情况较好，无环境问题。

3.2. 建设项目基本情况

3.2.1. 项目概况

3.2.1.1. 项目名称和性质

项目名称：2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程

建设单位：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

建设性质：改扩建

3.2.1.2. 建设地点

本工程主体所在区域位于克拉玛依市克拉玛依区辖区，距离市区约 37km。G3014 从工程区穿行而过。工程区中心地理位置坐标为。工程区地理位置见图 3.2-1。

图 3.2-1　本工程地理位置示意图

3.2.1.3. 建设内容及规模

（1）油气集输系统：①在排 612 区块、排 601-20 区块、排 625 区块、排 6 北、排 601 北、排 66 等区块部署油井 31 口，方案动用面积 1.2km^2，动用地质储量 127×10^{4}t，采用 HDNS 吞吐开发方式，年生产 280 天，前两年新建产能 4.67×10^{4}t，第 2 年以后递减取值 6~7%蒸汽吞吐生产 10 年，累积产油 35.36 万吨，采出程度 27.85%。配套新建无缝钢管（Φ89×6/20）4.53km、无缝钢管（Φ114×7/20）0.1km、油井变流加热装置（380V 24kW）5 套；②排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线新建复线 1.13km，采用定向钻穿越高速公路，两侧新建地上阀组与已建管线碰接；宝莫清水外输线穿高速段新建复线 0.60km，采用定向钻穿越高速公路；③排 612-2 号增 1 号线、排 612-2 号增 2 号线、排 612-2 号增 4 号线、排 601-20 增压站西线、排 601-20 增压站北线、排 612-3 增压站 2 号线、排 612-3 增压站 3 号线共拆除更换老管线 18.948km；④排 612-2 增压站 1 号线、3 号增 2 号线新建连通线 600m，规格为Φ114×7。

（2）注汽系统：本工程新钻 31 口油井，其中 26 口采用蒸汽吞吐开发，5 口排 66 区块油井采用天然能量开发。区块最大年注汽量 19.10×10^{4}t/a，单井注汽速度 8t/h～10t/h；井口注汽干度＞70％；井口注汽压力≥7.0MPa。新建注汽管线（DN80）4.8km、注采合一管线（DN80）926m、减压橇（1t/h）11 个。

（3）注水系统：①车浅 1-7 注水站周边部署 10 口回注井，其中 8 口新钻水井、2 口老井转注水。单井注水水量为 500m^3/d，合计 182.5×10^{4}m^3/a；配套新建注水管线玻璃钢管（DN150/16MPa）4.4km、玻璃钢管（DN100/16MPa）7.2km、玻璃钢管（DN80/16MPa）2.8km、无缝钢管（Φ76×7/20）0.1km；②在 P601-X491 井场处新建应急注水点 1 处，设计注水规模 2800m^3/d、注水系统压力 16MPa；③注水管线更换（玻璃钢管/DN150/16MPa）10.3km。

（4）配套设施：配套建设供配电、自控、通信等设施；管理区内新建两座 200m^3/d 一体化污水处理设施，并联设置，采用 A^2/O+MBR 处理工艺。

所有工程均呈点线状分布在春风油田采矿权范围内；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约 14km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）。工程总投资 22614.4 万元。

图 3.2-2　工程平面布置示意图

3.2.1.4. 工程组成

工程项目组成见表 3.2-1。

表 3.2-1　工程组成一览表

序号	项目名称			主要建设内容	备注
1	主体工程	钻前工程		井场场地平整和新井通井道路	新建
		钻井工程		工程部署 41 口井，其中需钻井总数 39 口。 其中 31 口油井、8 口回注井，二开井身结构，总进尺 43445.26m	新建
		已建井		工程部署 41 口井，其中 2 口为已建井转注水井，分别为排 601-21 井、排 601-26 井	老井转注
		储层改造工程		本工程现阶段不涉及储层改造	/
		采油工程		工程部署 41 口井，其中采油井 31 口。 动用石油地质储量 127×10^4t、含油面积 1.2km^2，采用 HDNS（复合稠油热采技术）吞吐开发方式，新增产能 4.67×10^4t/a	新建
		注汽工程		新钻采油井中 26 口采用蒸汽吞吐开发，5 口排 66 区块油井采用天然能量开发；区块最大年注汽量 19.10×10^4t/a，单井注汽速度 8t/h～10t/h	新建
		注水工程		工程部署 41 口井，其中注水井 10 口。 单井注水水量为 500m^3/d，依托已建车浅 1-7 注水站进行注水	新建
		井下作业		本工程井下作业主要为洗井、修井等，一般不进行酸化、压裂	新建
		井场地面工程		共部署 41 口井，其中新建采油井场 24 座（两井式采油井场 6 座、单井式采油井场 18 座、老井合建 1 座）；新建注水单井井场 5 座（两井式注水井场 3 座、单井式注水井场 2 座），已建井 2 口（老井转注）	新建
		站场工程	新建应急注水点	在 P601-X491 井场处新建应急注水点	新建
			新建阀组	排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线穿高速公路段两侧新建地上阀组各一座，规格为 20m×30m	新建
			污水处理站	管理区内新建一体化污水处理设施，采用两座 200m^3/d 一体化设备并联设置，采用 A^2/O+MBR 处理工艺	新建
		管线工程	集油管线	新建集油管线 4.63km，埋地敷设，埋地深度 1.8m	新建
			注汽管线	注汽管线全部采用地面支墩敷设，管底距离地面 0.3m，注汽管线长度共计 4.8km、注采合一管线 926m；支墩共计 882 个	新建
			注水管线	新建注水管线 14.5km，埋地敷设	新建
			外输复线	排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线新建复线 1.13km（320m 定向钻+810m 埋地敷设）； 宝莫清水外输线新建复线 0.60km（320m 定向钻+280m 埋地敷设）；定向钻场地位于高速公路两侧，规格为 60m×60m	新建
			新建连通	在排 612-2 增压站 1 号线、3 号增 2 号线增加连通线，长度 600m	新建

序号	项目名称			主要建设内容	备注
			线		
			管线更换	对已建管线进行原路由、原规格更换。其中集油管线更换 18.95km、注水管线更换 10.3km	更换
2	公用及配套工程	供配电工程		施工期钻机由柴油发电机供电，运营期工程依托周边已建 10kV 电力网，电力线“T”接已建 10kV 电力线路直线杆（改造为直线分歧杆），并在高压侧设氧化锌避雷器、跌落式熔断器等	新建+依托
		供水工程		给水采用罐车就近从周边城镇拉水	依托
		排水工程		废水均不外排	/
		通信工程		本工程新建井台附近区块油井信息化建设完善，井场都具备视频监控系统，每个井场的视频数据通过已建网桥上传至附近基站，从基站传输至管理区生产指挥中心。	新建+依托
		消防工程		本工程实施后井场、站场均为五级站场，火灾危险性属于 B、C 类	新建+依托
		防腐工程		管线内防采用环氧陶瓷涂料内防腐层，外防采用耐高温环氧酚醛涂料（4 道，2 底 2 面，涂层最小厚度≥300μm）+耐高温聚氨酯泡沫保温防护层预制	新建
		道路工程		新建通井道路 2.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m	新建+依托
3	环保工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟气、施工机械及施工车辆尾气；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖等措施；施工机械及施工车辆定期维护以减少废气产生。 运营期：井场无组织废气，采取管道密闭输送原油，运营期间加强阀门、设备的检修与维护，加强运营期环境管理。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	新建+依托
		废水		施工期：废水包括钻井废水、生活污水、管道试压废水；钻井废水、钻井泥浆和岩屑进入“泥浆不落地系统”处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，不外排；管线试压废水属于清净废水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压完成后就地泼洒抑尘；施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入 128 团场管网； 运营期：废水包括采出水、井下作业废水，废水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排； 退役期：少量生活污水、清管废水；	依托
		噪声		施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间；	新建
		固体废物		施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；钻井泥浆和岩屑进入“泥浆不落地系统”处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相由无害化处置单位定期转运至其场内进行无害化处理，处理后的少量液相用于其他井场的钻井液配制，处置后固相由泥浆不落地单位按其环评批复要求进行综合利用；焊	依托

序号	项目名称		主要建设内容	备注
			接及吹扫废渣、废包装袋（盒）废保温材料等首先考虑回收利用，不能回收利用的施工废料收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置；钻井期产生的危废存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置； 运营期：落地油委托有资质单位拉运处理；废润滑油拉运至联合站自行综合利用；沾油废防渗材料折叠打包收集后委托有资质单位拉运处理；清管废渣委托具有危废处置资质的公司进行处置； 退役期：固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣、废防渗材料及含油污泥（沾染原油的土壤），应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送当地一般固体废物填埋场妥善处理；沾油废防渗材料、落地油属于危废，收集后由有危废处置资质单位接收处置；	
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；植被恢复等防沙措施； 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 退役期：地面设施拆除、恢复原有自然状况；	新增
		地下水、土壤	源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应等	完善
		环境风险	分区防控，管线上方设置标识，加强管线内的压力、流量传感器检修维护；加强日常巡检监管工作，加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理、定期对管线壁厚进行超声波检查，制定跟踪监测计划	完善
4	依托工程	春风联合站	工程南部采出水、井下作业废水依托春风联合站处理，距离最近约 950m。春风联合站是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的稠油处理站	依托
		春风二号联合站	工程北部采出水、井下作业废水依托春风二号联合站处理，距离最近约 40m。春风二号联合站采用稠油掺蒸汽大罐热化学沉降脱水工艺，共计建有 12 座 5000 m^3 原油储罐，1 座 20000 m^3 原油储罐，8 座 1000 m^3 采出水处理罐，2 座 2000 m^3 消防水罐，大型设备 50 余台（套）。联合站主要具备原油脱水、原油储存与外输、采出水处理、消防、供配电、自控、通讯等功能	依托
		危废贮存场	春风油田危废贮存场位于二号联合站北侧约 500m 处。工程运营期危险废物的暂存依托该危废贮存场暂存，距离本工程最近约 550m	依托
		克拉玛依建筑垃圾填埋场	一般工业固废依托克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	依托
		克拉玛依市生活垃圾填埋场	生活垃圾依托克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置	依托
		危废处置资质单位	落地油、沾油废防渗材料、清管废渣、废油桶、废烧碱包装袋等危废依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质单位进行合规处置	依托

序号	项目名称		主要建设内容	备注
		克拉玛依前山石油工程服务有限公司	废弃钻井泥浆、岩屑委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司等有资质单位进行无害化处置	依托

3.2.1.5. 工程投资

工程总投资 22614.4 万元。

3.2.1.6. 劳动组织及定员

本工程运营期不新增劳动定员，日常运营全部由中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责调剂。

3.2.2. 油气资源概况

3.2.2.1. 地层特征

春风油田地层自下而上发育石炭系基岩、中生界侏罗系、白垩系吐谷鲁群组、新近系沙湾组、塔西河组和独山子组以及第四系西域组。各层组之间多为角度或平行不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上，其中新近系沙湾组一段 1-2 砂组为工程区的目的层。

工程区 N_{1s1} 砂体全区平面分布较为稳定，砂体厚度向西、向北逐渐减薄，往东往南砂体厚度逐渐变厚。

3.2.2.2. 构造特征

（1）区域构造背景

准噶尔盆地先后经历了多前陆盆地、统一压性断陷盆地、均衡坳陷盆地和统一前陆盆地四大演化阶段，侏罗纪时处在压性统一断陷盆地阶段，盆地处于外压内张的应力环境，盆地边缘受挤压，红车断裂形成并向东挤压，造成四棵树凹陷和昌吉凹陷分割，同时腹部地区因基底上拱形成了北东向的低隆起带。车排子凸起位于准噶尔盆地西北缘，属于车莫低凸起发育消亡过程中继承发展的产物。

根据地震资料结合钻井地质分层，重点标定了 2 个地震地质界面，即沙湾组(N_{1s})顶面、侏罗系(J)顶面。各层位地震反射特征如下：

N_{1s} 顶—该界面在车排子地区与上覆地层表现为平行不整合，地层总的厚度具有东南向西北逐渐减薄，直至尖灭。该界面在地震剖面上同相轴表现为较连续、较强振幅，T_0 时间 1.05-1.22 秒。合成波与地震反射波吻合较好。

J(侏罗系)顶—地震波振幅强、连续，常呈强单轨或双轨出现，T0 时间

1.06-1.25 秒。测井曲线具突变，界面上的上超和对下覆层的削蚀、削截形成沟谷现象明显，与上覆地层超覆不整合接触，且与下伏石炭系地层有明显差异，合成地震记录速度为突变。

通过钻井地质标定，通过钻井地质标定，方案区块新近系沙湾组及标志层地层反射特征明显。方案区块发育两套油层，并且这两套油层在地震上有两个反射轴特征明显，为追踪解释含油砂体奠定了良好的基础。

（2）断裂系统

春风油田断层延伸一般为几百米到数公里，断距较小，一般 10~30 米，绝大部分为正断层，主体呈 SW-NE 或近 SN 向分布，其排列方式与盆地内部局部区块的构造应力场性质基本一致。

方案区块主要发育两条断层 f1 和 f2，北西南东向，分别为 f1 为东倾、f2 西倾断层，断层延伸长度大于 3-4km，落差 10~20m 左右，其中 f1 为方案区砂体和排 604-1 砂体边界断层。区内发育一些内部小断层，北西南东向或者近东西向、西倾或北倾断层，断层延伸长度约 300~2000m，落差 5~15m。

（3）构造形态

方案区块 N_{1s1} 砂体顶面构造形态整体北西高南东低，为向南东倾没的单斜构造，构造整体比较平缓，构造倾角 1-2 度，N_{1s1}^{1-2} 砂体构造顶面海拔深-370～-420m，N_{1s1}^{2-1} 砂体顶面构造埋深-350~-405m。

3.2.2.3. 储层特征

（1）沉积相特征

①岩性特征

春风油田方案区井区 N_{1s1} 砂体储层岩性主要以灰色灰质细砂岩，褐黑色富含油细-中砂岩，棕灰色砂泥质充填砾岩为主。

②岩性特征

春风油田方案区块 N_{1s1} 砂体储层岩性主要以灰色灰质细砂岩，棕褐色油浸细砂岩，绿灰色泥岩为主。根据方案区井取心资料，其矿物成份石英占 39.3~39.4%，长石占 25.7~31.8%，粘土矿物占 2.46~4.56%，磨圆次棱，接触关系点-线，胶结类型为孔隙-连晶，杂基 2.6~13.2%。

③粒度特征

方案区块 N_{1s1} 分选系数 1.901~1.907，分选中等，粒度中值为 0.351-0.319mm，

岩性以细砂岩为主。方案区块 N_{1s1}^{2} 储层分选中等，成岩作用弱，胶结疏松。

（2）储层物性特征

N_{1s1}^{1-1} 油层孔隙度一般 10.1%~33.2%，平均 23.4%，渗透率一般 0.2～832.5mD，平均 221.0mD；N_{1s1}^{1-2} 油层孔隙度一般 10.1%~34.5%，平均 25.4%，渗透率一般 2.3～780.6mD，平均 266.9mD；N_{1s1}^{2} 油层孔隙度一般 7.7%~33.3%，平均 25.7%，渗透率一般 5.1～1169.7mD，平均 333.1mD，综合分析该块 N_{1s1} 储层为中高孔中渗储层。

（3）储层非均质性

①平面非均质性特征

N_{1s1}^{1-2} 储层孔隙度一般介于 10.1%～34.5%，平均 25.4%；渗透率一般介于 50~400mD，平均 266.9mD。N_{1s1}^{2-1} 储层孔隙度一般为 7.7%～25.7%，平均 25.7%；渗透率一般为 5.1～1169.7mD，平均 333.1mD。物性的分布受控于沉积的展布。水下分流河道砂体物性较好，砂体边部和分支河道交汇处物性稍差。

②隔层分布

N_{1s1}^{1}、N_{1s1}^{2} 砂组之间隔层分布稳定，隔层厚度一般 1.6m-9.6m，整体上东南部加厚，向西北减薄。中部方案区~斜 6~方案区-斜 12~方案区-斜 24 井区隔夹层厚度比较稳定，介于 4~5m，最大厚度条带位于排 695 井-19~排 693 井一带，最大隔层厚度 9.6m。

（4）储层展布特征

①砂体描述

在层位标定的基础上，结合该块及邻块已完钻井钻遇油层情况，对全区进行了三维地震解释，在地震剖面上，井震对应关系较好，地震同向轴的连续性变化能反映砂体横向变化。根据分频属性、三维精细地震解释地震轴反射确定该井区的砂体边界。

②储层展布特征

方案区块 N_{1s1}^{1-2} 砂体呈南~北席状展布，砂体厚度整体向西、向北厚度逐渐减薄至超覆尖灭，向东向南砂体厚度逐渐变厚，砂体厚度范围 2.9m-11.3m，厚度中心位于方案区-斜 30 井附近；N_{1s1}^{2-1} 砂体呈南~北席状展布，砂体厚度整体向西、向北厚度逐渐减薄，砂体厚度范围 3.1m-10.8m；工区内有 3 个厚度中心，分别位于方案区-斜 49 井、方案区井和方案区-40 井附近。

3.2.2.4. 流体性质

（1）原油性质

工程区新近系沙湾组一段 2 砂组油藏 30.1℃时，脱气原油粘度为 20113~44000mPa·s，属特稠油。

（2）地层水性质

N_{1s1} 地层水性质如下：

氯离子：33431mg/L；

总矿化度：54157mg/L；

水型：$CaCl_2$ 型

3.2.2.5. 温度及压力系统

N_{1s1} 油藏埋深 696.75m 时，地层压力为 6.81MPa，压力系数为 0.982，地层温度 30.1℃，为常温常压系统。

3.2.2.6. 油水关系及油藏类型

（1）有效厚度电性标准

方案区块 N_{1s1}^2 稠油油层的有效厚度的电性标准油层：Rt≥5Ω·m，Δt≥120μs/ft，微电极幅度差≥0.2Ω·m。

（2）油层平面展布特征

方案区块 N_{1s1} 砂体有效厚度展布特征与砂体厚度展布基本一致，N_{1s1}^{1-2} 砂体有效厚度有 2 个厚度中心，分别位于方案区-斜 11 井和方案区-斜 18 井附近，有效厚度由中心向周围逐渐减薄，有效厚度范围一般为 2.0m～9.0m；N_{1s1}^{2-1} 砂体有效厚度中心位于方案区-斜 49 井和方案区-斜 12 井附近，有效厚度由中心向周围逐渐减薄，有效厚度范围一般为 2.0m～9.0m。

（3）油藏类型

方案区块 N_{1s1} 砂体油藏埋深 620～750m，与下伏白垩系吐谷鲁群组砂体呈角度不整合接触，砂体东西分别以断层、油水边界线和砂体尖灭线为界，综合分析其油藏类型为具边底水的浅薄层地层特稠油油藏。

3.2.2.7. 储量计算

方案区圈定含油面积 1.2km^2，石油地质储量 127×10^4t。

3.2.3. 主要技术经济指标

表 3.2-2　本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	新钻井数量	采油井	口	31
			回注井	口	8
2		已建井	采油井	口	0
			回注井	口	2
3		动用石油地质储量		10^4t	127
4		含油面积		km^2	1.2
5		新增产能		10^4t/a	4.67
6		新建集油管线		km	4.63
7		新建注汽管线		km	4.8
8		新建注水管线		km	14.5
9		老管线更换	集油管线	km	18.95
10			注水管线	km	10.3
11		单井注水水量		m^3/d	500
12		井场道路		km	2.5
13		新井总钻尺深度		m	43445.26
14	能耗指标	年电耗量		10^4kWh/a	850
15		钻井耗水量		m^3/100m	18.81
16	综合指标	总投资		万元	22614.4
17		环保投资		万元	2070
18		永久占地面积		hm^2	8.16
19		临时占地面积		hm^2	46.52
20		劳动定员		人	无人值守
21		工作制度		h	6720（280d）

3.2.4. 总体开发方案

3.2.4.1. 开发原则

（1）动用方案区无井控制区储量，提高储量控制程度，通过更新恢复井网；

（2）立足于水平井井网开发；

（3）开发方式以蒸汽吞吐为主。

3.2.4.2. 开发方式

采用 HDNS 吞吐开发方式。

3.2.4.3. 开发层系

N_{1s1}^1层和 N_{1s1}^2层分 2 套层系分别开发。

3.2.4.4. 井位部署及指标预测

（1）布井原则

①在有效厚度 3m 以上范围内布井；

②避开高含水区域；

③井距 65m，排距 90m，并根据砂体展布适当调整；

④根据油层埋深、砂体形态、断层分布，地质工程一体化设计水平井长度，最大化控制地质储量，水平段长度 150～300m。

（2）井位部署

根据上述布井原则，在排 612 区块、排 601-20 区块、排 625 区块、排 6 北、排 601 北、排 66 等区块部署油井 31 口，方案动用面积 1.2km^2，动用地质储量 127×10^{4}t。

（3）方案指标预测

① 初期日油能力

新井第一年日产油能力取 5.5t/d。

②产量递减

新井前 2 年递减率取值 9~10%，第 2 年以后递减取值 6~7%。

③综合时率

综合时率取 0.77，年生产 280 天。

前两年新建产能 4.67 万吨，蒸汽吞吐生产 10 年，累积产油 35.36 万吨，采出程度 27.85%。

为提高注水能力，部署 8 口新水井，2 口老井转注水。

表 3.2-3　春风油田老区整体调整开发指标预测表

（2）井位部署

本工程部署 41 口井，其中采油井 31 口、注水井 10 口（2 口为老井转注）。

表 3.2-4　本工程采油井井位部署一览表

序号	方案	区块	井号	井口坐标	
				横坐标	纵坐标
1	春风油田零散调整	排 612	排 612-平 228		
2	春风油田零散调整	排 612	排 612-平 229		
3	春风油田零散调整	排 612	排 612-平 230		
4	春风油田零散调整	排 612	排 612-平 231		
5	春风油田零散调整	排 612	排 612-平 232		
6	春风油田零散调整	排 601-20	排 601-支平 901		
			分支 1		
			分支 2		
7	春风油田零散调整	排 601-20	排 601-平 902		
8	春风油田零散调整	排 601-20	排 601-支平 903		
			分支 1		
			分支 2		
9	春风油田零散调整	排 601-20	排 601-平 904		
10	春风油田零散调整	排 601-20	排 601-平 905		
11	春风油田零散调整	排 625	排 625-支平 20		
			分支		
12	春风油田零散调整	排 625	排 625-平 21		
13	春风油田零散调整	排 625	排 625-平 22		

序号	方案	区块	井号	井口坐标	
				横坐标	纵坐标
14	春风油田零散调整	排 625	排 625-平 23		
15	春风油田零散调整	排 625	排 625-平 24		
16	春风油田零散调整	排 625	排 625-平 25		
17	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-支平 165		
			分支 1		
			分支 2		
18	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-支平 166		
			分支 1		
			分支 2		
19	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-支平 167		
			分支 1		
			分支 2		
20	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-支平 168		
			分支 1		
			分支 2		
21	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-平 169		
22	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-平 170		
23	春风油田零散调整	排 6 北	排 6-支平 171		
			分支		
24	春风油田零散调整	排 601 北	排 601-平 821		
25	春风油田零散调整	排 601 北	排 601-平 822		
26	春风油田零散调整	排 601 北	排 601-平 823		
27	春风油田零散调整	排 66	排 66-平 57		
28	春风油田零散调整	排 66	排 66-平 58		
29	春风油田零散调整	排 66	排 66-平 59		
30	春风油田零散调整	排 66	排 66-平 60		
31	春风油田零散调整	排 66	排 66-平 61		

表 3.2-5　本工程注水井井位部署一览表

序号	方案	区块	井号	井口坐标	
				横坐标	纵坐标
1	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 17		
2	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 18		
3	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 19		
4	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 20		
5	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 21		
6	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 22		
7	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 23		
8	春风油田零散调整	排 7 注水	排 7-斜 24		
9	老井转注	排 601-20	排 601-21		
10	老井转注	排 601-20	排 601-26		

3.2.5. 主体工程

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程主体工程包括钻前工程、钻井工程、采油工程、地面工程等。

3.2.5.1. 钻前工程

钻前工程包括平整井场、构筑物钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆泵及泥浆固相控制系统、水罐，柴油发电机。井场边缘靠近泥浆循环系统处置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。

3.2.5.2. 钻井工程

（1）钻井规模

本工程部署 41 口井，需钻井总数 39 口，其中 31 口采油井为水平井、8 口注水井为直井。方案采用组台+单井模式实施。钻井临时占地平面布置见下图：

图 3.2-3　钻井临时占地平面布置

（2）井身结构

油井均设计二开井身结构。

一开采用Φ346.1mm 钻头，下入Φ273.1mm 表层套管 150m，水泥返地面；

二开采用Φ241.3mm 钻头钻至井底，水平井及分支井主井眼下入Φ177.8mm

生产套管，其中水平段下入Φ177.8mm 筛管，水泥返至地面；分支井眼裸眼完井。

注水井均采用二开井身结构：

一开采用Φ346.1mm 钻头，下入Φ273.1mm 表层套管 100m，水泥返地面；

二开采用Φ241.3mm 钻头钻至井底，下入Φ177.8mm 生产套管，水泥返至地面。

图 3. 2-4　水平井井身结构示意图

图 3.2-5　直井井身结构示意图

（3）钻井液方案

钻井液方案制定需考虑以下因素：有利于保护油气层，有利于加快钻井和安全钻井，有利于地质资料的录取，有利于复杂情况的处理，有利于环境保护。

采用泥浆不落地工艺，全井小循环钻井。一开采用膨润土浆，可以满足大井眼安全钻井需要，二开采用聚合物（润滑）防塌钻井液，通过提高抑制性可以有效控制地层造浆，防止缩径阻卡，能够满足快速钻进及井身质量控制要求。

新钻井分段钻井液体系设计见下表：

表 3.2-6　　新钻井分段钻井液体系

开钻序号	钻井液体系
一开	膨润土浆
二开及分支井段	聚合物润滑防塌钻井液

新钻井分段钻井液体系主要性能与流变参数分别见下表。

表 3.2-7　　水平井钻井液主要性能与流变参数

项目	性能指标	
	一开	二开
密度　　g/cm^3	1.05～1.10	1.05～1.15
马氏漏斗黏度　　s	30～40	40～60
低温低压滤失量　ml		≤5（目的层）
低温低压滤饼厚度 mm		≤0.5（目的层）
静 切 力　　Pa		1～4/3～10
pH 值		8～9

含 砂 量 %		＜0.5
总固含 %		＜11
摩 阻 系 数		≤0.05
动 切 力 Pa		5～10
塑性黏度 mPa·s		10～20

注：钻井液性能应根据实际情况进行调整。

表 3.2-8 新钻井的钻井液基本配方及用量设计

序号	材料名称及代号	加量（kg/m³）	
		一开	二开及分支井段
1	工业用氢氧化钠		3～5
2	碳酸钠	5～6	
3	膨润土	50～60	
4	钻井液用天然高分子降滤失剂（或低黏羧甲基纤维素钠盐）		10～15
5	钻井液用高黏羧甲基纤维素钠盐		
6	钻井液用聚丙烯酰胺干粉		3～5
7	钻井液用水解聚丙烯腈铵盐		5～10
8	钻井液用防塌降黏降滤失剂		15～20
9	钻井液用胺基聚醇		5～10
10	钻井液用润滑剂（液体类）		20～30

钻井液维护处理要点：

1）一开

①开钻前备足钻井液材料，配齐各种钻井液性能检测仪器。

②一开井段配制充足的膨润土浆，预水化 24h 后开钻，适当提高黏度和切力，以利于钻屑的悬浮和携带。

③一开井段具有井径大、地层松软等特点，钻进过程中要保证足够的排量。

④当钻至设计井深后，要进行充分的循环和通井，在确认井眼干净、无沉砂、无井壁坍塌后方能起钻，以确保下套管和固井的顺利施工。

2）二开及分支井段

①钻进中细水长流地补充包被剂 PAM 胶液，增加钻井液的包被抑制性，控制地层造浆。

②定向前处理好钻井液，按设计配方加入各种处理剂，调整至设计性能。钻井过程中根据消耗情况及时补充，维持处理剂有效含量。钻进过程中根据摩阻扭

矩变化情况，及时加入润滑剂，降摩减扭，防止黏附卡钻。

③钻进中全部启动四级固控设备，及时清除钻屑和有害固相，严格控制钻井液中的劣质固相含量，防止井壁形成厚泥饼。为了有效预防缩径阻卡，工程与钻井液应密切配合，执行勤短起下的措施。在开泵和起下钻过程中，要平稳操作，防止引起井漏、抽吸井喷、井壁坍塌、卡钻等复杂情况。

④沙湾组为目的层，储层段岩性疏松易扩径。加入 0.5%胺基聚醇，增强钻井液抑制性，抑制储层黏土水化，调整钻井液低温低压滤失量至设计范围内，提高滤饼质量，减少滤液侵入储层。控制好流变参数和水力参数，禁止定点循环，定点测斜时适当降低循环排量。保护好油气层。

⑤钻进过程中，要注意观察井口返浆情况、振动筛上的岩屑返出量、岩屑形状的变化，及时调整钻井液密度、黏度等性能指标达到设计要求，提高钻井液的悬浮、携带岩屑能力，防塌防油气侵，确保正常钻进。

⑥进入目的层井段后为确保施工安全，每次起钻前要确定井下油气层的压力情况，搞好短程起下钻，测量循环周，确定油气的上窜速度在安全范围内，方可起钻。

⑦完钻后搞好通井作业，起钻前可在井浆基础上配制封井浆，提高封井浆润滑性及钻屑悬浮能力，以利于完井作业顺利实施。

钻井液材料用量设计分别见下表。

表 3.2-9　钻井液材料用量设计

序号	材料名称及代号	平均用量（t）			
		水平井			直井
		二开单分支井	二开双分支井	导管+二开双分支	
1	工业用氢氧化钠	1	1	1	1
2	碳酸钠	0.5	0.5	0.5	0.5
3	膨润土	5	5	5	5
4	钻井液用天然高分子降滤失剂（或低黏羧甲基纤维素钠盐）	1.6	2.0	2.2	2.0
5	钻井液用高黏羧甲基纤维素钠盐	0.5	0.5	0.5	0.5
6	钻井液用聚丙烯酰胺干粉	1	1.2	1.5	1
7	钻井液用水解聚丙烯腈铵盐	1	1	1.5	1.5
8	钻井液用防塌降黏降滤失剂	2	2.2	2.5	3.0

序号	材料名称及代号	平均用量（t）			
		水平井			直井
9	钻井液用胺基聚醇	0.8	1	1.2	1.0
10	钻井液用润滑剂（液体类）	6	7	8	5
11	石灰石粉	10	10	10	10
12	钻井液用随钻堵漏剂	1.5	1.5	1.5	1.5
13	钻井液用重晶石粉（摊销）	2	2	2	2
14	钻井液用固体润滑剂	1	1.2	1.5	/

（4）固井工艺

1）固井方式

一开表层套管采用常规法固井，要求水泥返至地面。

二开采用筛管顶注固井方式，要求水泥封固地面。

2）水泥浆配方

表 3.2-10　新钻井水泥浆基本配方

注：现场施工前可根据实际情况调整水泥浆配方，并做复核试验。

（5）井控方案

井控装置选择、井口装置示意图、节流管汇及压井管汇示意图及试压要求见下表：

表 3.2-11　各次开钻井口装置及试压要求

开次	装置名称	型号	试压要求			
			介质	压力（MPa）	时间（min）	允许压降（MPa）
二开	双闸板（套管头）	2FZ28-21	清水	14	≥10	≤0.7
二开	节流压井管汇（内防喷管线）	JG-S-21/YG-21	清水	14	≥10	≤0.7
备注	①全套井控装置在井控车间应进行低压试验，试压值为 1.4MPa-2.1MPa，稳压时间不少于 10min，压降不大于 0.07MPa，在施工现场仅对闸板防喷器进行低压试验。②放喷管线试压值不低于 10MPa，稳压不少于 10min，压降不大于 0.7 MPa。③可选用 2FZ35-21 防喷器。					

图 3.2-6　井口装置图

J1：液动节流阀；J4：手动节流阀；1~4、J2、J3、J5~J10，Y1、Y2：手动平板阀。
注 1：节流管汇五通、压井管汇四通装有压力表；
注 2：图中未标出压力表闸阀；
注 3：21MPa 节流管汇，J1 可用手动节流阀，若 J1 为手动节流阀时 J2 为常关 J3 为常开；
注 4：冬季为 1、4 开，2、3 关。

图 3.2-7　节流管汇及压井管汇示意图

3.2.5.3. 采油工程

（1）油藏方案对采油工程的要求

①钻井、采油过程中注意油层保护，防止污染。

②取全、取准各项监测资料。

（2）完井工艺设计

1）完井方式

完井工艺选用水平井悬挂打孔筛管。

2）生产套管设计

生产套管选用 177.8mm 套管悬挂Φ114.3mm 的尾管的工艺管柱。114.3mm 尾管钢级为 P110HB，壁厚为 8.56mm。

3）采油过程中油层保护措施及要求

①入井液基液与地层不发生水敏、不产生结垢，与地层原油不发生乳化等不配伍现象；

②入井液悬浮固体含量≤3.0 mg/L；悬浮固体颗粒直径中值≤2.0μm；含油量≤8.0mg/L；pH 值为 6.0～8.0；平均腐蚀率≤0.076。

3.2.5.4. 油气集输系统

根据开发方案，结合原油物性，充分依托已建地面工程，在满足生产要求及相关标准规范的前提下，优化设计方案，实现采油智能化，场站生产数据可视化。

本方案 31 口油井位于已建井场或已建井场周边。已建井场内当前采用注采合一工艺生产。井场已建原油掺蒸汽流程以满足区块稠油集输温度需求。已建井场内工艺流程原理示意见下图：

图 3.2-8　已建井场工艺流程示意图

本次调整方案考虑新建注采合一流程或将已建井场已建注采合一流程改造，新建集油管线，产液汇至已建集油支线。井场注采合一工艺流程示意图见下图：

图 3.2-9　井场注采合一工艺流程示意图

根据井位布置，结合区块已建集输系统实际情况，方案设计油井产液通过新建集输管线，串接进周边已建集输管网，输至春风联合站或春风二号联合站处理，新建油井采用功图量油方式计量。

3.2.5.4.1. 新建油气集输系统

（1）排 6-平 165/166、排 6-平 167/168

排 6-平 165/166、排 6-平 167/168 井为 2 座 2 井式新建井场，位于已建排 6-平 83 井场北部，周边已建集输管线与注汽管线。方案考虑排 6-平 165/166、排 6-平 167/168 分别井场内新建注采合一流程，新建注采合一阀组 1 座，蒸汽减压橇 1 座。蒸汽管线引自附近注汽支干线，集输管线接至已建排 6-平 83 井已建集油管线。排 6-平 165/166、排 6-平 167/168 井场平面管网示意见下图：

图 3.2-10 排 6-平 165/166、排 6-平 167/168 井场平面管网示意图

（2）排 6-平 169/171

本井场为 2 井井场，计划在井场内新建注采合一流程。因本井场距周边已建排 6-平 73/74 井场注汽支线与集油支线较近，计划蒸汽管线引自排 6-平 73/74 注汽支线，井场内新建蒸汽减压橇 1 座。新井产液自注采合一阀组经新建集油管线碰接至排 6-平 73/74 井场集输管线，管输至春风联合站处理。

图 3.2-11 排 6-平 169/171 井场平面管网示意图

（3）排 6-平 170

本井场为单井式井场，周边已建有集输支线与注汽支线。本工程计划为排 6-平 170 井新建注采合一阀组，新建集油、注汽管线碰接至井场西侧已建集输、注汽支线，新建减压橇 1 座，产液管输至春风联合站处理。

图 3.2-12 排 6-平 170 井场平面管网示意图

（4）排 601-平 821~排 601-平 823 等 3 口井

本工程于排 601 北块新钻 3 口油井，1 井式井台 3 座。井场周边已建有集输、注汽支线。本次计划为排 601 北块新钻 3 口油井新建注采合一流程，1 井式注采

合一阀组 3 座，蒸汽减压橇 1 座。新建集油、注汽管线接至井场周边已建集油管线，管输至春风二号联合站处理。

图 3.2-13　排 601 北块新钻 3 口油井平面管网示意图

（5）排 625-平 20~排 625-平 25 等 6 口井

本工程于排 625 块新钻 6 口油井，其中 3 井式井台 1 座，1 井式井台 3 座。井场周边已建有集输、注汽支线。本次计划为排 625 块新钻 6 口油井新建注采合一流程，新建 3 井式注采合一阀组 1 座，1 井式注采合一阀组 3 座，蒸汽减压橇 2 座。新建集油、注汽管线接至井场周边已建集油管线，管输至春风二号联合站处理。

图 3.2-14　排 625 块新钻 6 口油井平面管网示意图

（6）排 601-支平 901、排 601-平 902

本井场为 2 座单井式井场，井场南侧已建排 601-斜 477 等 6 井式井场 1 座。已建有集输、注汽支线。本次计划为排 601-支平 901 井、排 601-平 902 分别新建注采合一流程，各自新建 1 井式注采合一阀组 1 座。排 601-平 902 井场新建蒸汽减压橇 1 座。新建集油、注汽管线接至井场南侧排 601-斜 477 等 6 井式井场已建集油管线，管输至春风二号联合站处理。

图 3.2-15　排 601-支平 901、排 601-支平 902 井场平面管网示意图

（7）排 601-支平 903

本井场为单井式井场，井场北侧已建排 601-斜 583 等 2 井式井场 1 座。已建有集输、注汽支线。本次计划为排 601-支平 903 井新建注采合一流程，新建 1 井式注采合一阀组 1 座，蒸汽减压橇 1 座。新建集油、注汽管线接至井场南侧排 601-斜 583/584 井场已建集油管线，管输至春风二号联合站处理。

图 3.2-16　排 601-支平 903 井场平面管网示意图

（8）排 601-平 904

本井场为 2 井式井场，位于已建排 601-575 井场内。本次计划扩建排 601-平 575 井场已建注采合一阀组为 2 井式注采合一阀组，新建注采合一管线至新建

油井，油井产液于排 601-575 井产液混合管输至春风二号联合站处理。

图 3.2-17　排 601-平 904 井场平面管网示意图

（9）排 601-平 905

本井场为 1 井式井场，位于已建排 601-斜 443 井场西侧，周边已建完善集油、注汽管线。本次计划为排 601-平 905 新建注采合一流程，注汽、集油管线接自排 601-斜 443 井场已建集油、注汽管线，新建减压橇 1 座。

图 3.2-18　排 601-平 905 井场平面管网示意图

（10）排 612 区块 5 口油井

本次排 612 区块新建 5 口油井，位于排 612-3#增压站南部。其中单井式井台 1 座，2 井式井台 2 座。新建 5 口油井 3 座井场附近均建有集输、注汽支线，本次为排 612-平 228 等 5 口油井新建集输工艺，采用注采合一流程，各井场新建注采合一阀组，新建减压橇 2 座。集输、注汽管线线碰接之井场周边已建集输、注汽支线，管输排 612-3#增压站增压并最终输至春风二号联合站处理。

图 3.2-19　排 612 区块新建 5 口油井平面管网示意图

（11）排 66 区块 5 口油井

本次排 66 区块新建 5 口油井，排 66 区块排 66 拉油改管输工程已建集油管线，已建集中拉油点 5 处，每处设置 40m³ 高架多功能罐 2 座。

本工程排 66 块新建 5 口油井位于已建集中拉油点周边，计划依托已建拉油改管输工程，新建集输管线管输至周边已建集输管线或集中拉油点，每座井场新建 24kW 油井变流加热装置 1 座，油井产液加热后管输至集中拉油点，与集中拉油点原油混合经过罐车拉运至春风二号联合站处理。

图 3.2-20　排 66 区块新建 5 口油井平面管网示意图

3.2.5.4.2. 改、扩建油气集输系统

（1）排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线、宝莫清水外输线穿高速段

排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线穿高速公路段新建复线 1.13km，高速公路两侧新建地上阀组与已建管线碰接，可随时切换检修；宝莫清水去 6#

注汽站清水管线考虑采用同上方式敷设，新建复线 0.60km。两条新建管线采用定向钻穿越方式施工，过路设置套管，最大程度避免对高速公路产生影响。新建管线路由示意见下图：

图 3.2-21 排 612-2#、3#增压站至二号联外输线、宝莫清水外输线穿高速段路由示意图

（2）排 612-2 增压站 1 号线、2 号线、4 号线

由于排 612-2 增压站 1、2、4 号集油线下辖油井无重大开发规划，本次计划对排 612-2 增压站 1、2、4 号线进行原路由、原规格更换。更换路由示意见下图：

图 3.2-22 排 612-2 增压站 1 号线路由示意图

图 3.2-23 排 612-2 增压站 2 号线路由示意图

图 3.2-24 排 612-2 增压站 4 号线路由示意图

（3）排 601-20 增压站西线、北线

由于排 601-20 增压站西线、北线下辖区块无重大开发规划，本次计划对排 601-20 增压站西线、北线进行原路由、原规格更换。更换路由示意见下图：

图 3.2-25 排 601-20 增压站北线路由示意图

图 3.2-26 排 601-20 增压站西线路由示意图

（4）排 612-3 增压站 2 号线、3 号线

由于排 612-3 增压站 2 号线、3 号线下辖区块无重大开发规划，本次计划对排 612-3 增压站 2 号线、3 号线进行原路由、原规格更换。更换路由示意见下图：

图 3.2-27 排 612-3 增压站 2 号线路由示意图

图 3.2-28 排 612-3 增压站 3 号线路由示意图

（5）排 612-2 增压站 1 号线和排 612-3 增压站 3 号线联通

本次计划排 612-2 增压站 1 号线、3 号增 2 号线增加连通线，连通线采用Φ114×7 管线。管线路由见下图：

图 3.2-29　排 612-2 增压站 1 号线和排 612-3 增压站 3 号线联通路由图

3.2.5.4.3. 油气集输系统主要工程量

油气集输系统主要工程量见下表：

表 3.2-12　油气集输系统主要工作量统计表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	新建油井部分			
1	无缝钢管Φ89×6　20	m	4530	3PE+耐高温泡沫黄夹克保温 30mm 厚
2	无缝钢管Φ114×7　20	m	100	3PE+耐高温泡沫黄夹克保温 30mm 厚
2	闸阀 Z41H-25　DN80	套	62	
3	闸阀 Z41H-25　DN100	套	18	
4	套管Φ323.9×7.1　Q235B	m	180	
5	油井变流加热装置 380V 24kW	套	5	
二	集输管线部分			
1	排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线穿高速段			
1）	无缝钢管Φ325×10　20	m	320	定向钻穿越+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
2）	无缝钢管Φ325×10　20	m	810	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
3）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ559×7.1 Q235B	m	320	定向钻套管，2PE
4）	闸阀 Z41H-25 DN300	套	8	
2	宝莫清水外输线穿高速段			
1）	柔性复合高压输送管 DN300 2.5MPa	m	280	浅埋
2）	柔性复合高压输送管 DN300 2.5MPa	m	320	定向钻穿越
3）	无缝钢管Φ325×10　20	m	10	3PE 外防、环氧陶瓷内防
4）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ529×7 Q235B	m	320	定向钻套管，2PE
5）	钢法兰闸阀 Z41H-16C DN300　1.6MPa	个	4	
3	排 612-2 号增 1 号线			
1）	无缝钢管Φ89×6　20	m	900	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ114×7　20	m	2600	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
3）	无缝钢管Φ168×7　20	m	750	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡

序号	工程内容	单位	数量	备注
				沫黄夹克保温+小车补口
4）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355×7 Q235B	m	30	过路套管，2PE
5）	闸阀 Z41H-25 DN80	套	10	
6）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	12	
7）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	8	
4	排 612-2 号增 2 号线			
1）	无缝钢管Φ114×7　20	m	2170	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ168×7　20	m	95	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
3）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355.6×7.1　Q235B	m	32	过路套管，2PE
4）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	26	
5）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	2	
5	排 612-2 号增 4 号线			
1）	无缝钢管Φ114×7　20	m	1700	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ168×7　20	m	1100	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
3）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355×7 Q235B	m	40	过路套管，2PE
4）	闸阀 Z41H-25 DN80	套	8	
5）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	8	
6）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	4	
6	排 612-3 增压站 2 号线			
1）	无缝钢管Φ89×6　20	m	220	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ114×7　20	m	620	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
3）	无缝钢管Φ168×7　20	m	1370	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
4）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355.6×7.1　Q235B	m	32	套管
5）	闸阀 Z41H-25 DN80	套	10	
6）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	16	
7）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	15	
7	排 612-3 增压站 3 号线			
1）	无缝钢管Φ89×6　20	m	1100	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ114×7　20	m	1400	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
3）	无缝钢管Φ168×7　20	m	420	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
4）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355×7	m	40	过路套管，2PE

序号	工程内容	单位	数量	备注
	Q235B			
5）	闸阀 Z41H-25 DN80	套	14	
6）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	10	
7）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	8	
8	排 601-20 增压站北线			
1）	无缝钢管Φ89×6　20	m	800	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ114×7　20	m	1100	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
3）	无缝钢管Φ168×7　20	m	900	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
4）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355×7 Q235B	m	20	过路套管，2PE
5）	闸阀 Z41H-25 DN80	套	12	
6）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	14	
7）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	10	
9	排 601-20 增压站西线			
1）	无缝钢管Φ114×7　20	m	408	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	无缝钢管Φ168×7　20	m	1295	3PE 外防+环氧陶瓷内防+30mm 泡沫黄夹克保温+小车补口
3）	螺旋缝埋弧焊钢管Φ355.6×7.1　Q235B	m	20	过路套管，2PE
4）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	10	
5）	闸阀 Z41H-25 DN150	套	10	
10	排 612-2 增压站 1 号线和排 612-3 增压站 3 号线联通			
1）	无缝钢管Φ114×7　20	m	600	3PE 外防+30mm 泡沫黄夹克保温
2）	闸阀 Z41H-25 DN100	套	4	

3.2.5.5. 注汽系统

（5）开发方式

本工程新钻 31 口新井，其中 26 口采用蒸汽吞吐开发，5 口排 66 区块油井采用天然能量开发，设计产能 4.67 万吨。

区块最大年注汽量：19.10×10^4t/a；

单井注汽速度：8t/h～10t/h；

井口注汽干度：＞70%；

井口注汽压力：≥7.0MPa；

（6）方案设计

排 6-平 165/166 井、排 6-平 167/168 为 2 座 2 井式新建井场，位于已建排 6-平 83 井场北部，周边已建集输管线与注汽管网。蒸汽管线就近接至已建注汽支干线，在排 6-平 165/166、排 6-平 167/168 井场内新建注采合一流程，并在排 6-平 167/168 井场内新建蒸汽减压橇 1 座。

排 6-平 169/171 井 2 井式新建井场，位于已建排 6-平 73/74 井场北部，周边已建集输管线与注汽管网。蒸汽管线就近接至已建注汽支干线，在排 6-平 169/171 井场内新建注采合一流程，新建蒸汽减压橇 1 座。

排 6-平 170 井为 1 井式新建井场，该井场距已建注汽干线与集油干线较近，蒸汽管线就近接至注汽支干线，在井场内新建注采合一流程，并在井场内新建蒸汽减压橇 1 座。

排 601-平 821~平 823 井为 3 座 1 井式新建井场，该井场距已建注汽干线与集油干线较近，蒸汽管线就近接至注汽支干线，在井场内新建注采合一流程，并在末端井场内新建蒸汽减压橇 1 座。

排 625-平 20~平 25 井为 1 座 3 井式新建井场，3 座 1 井式新建井场，位于已建排井场周边，已建集输管线与注汽管网。蒸汽管线就近接至已建注汽支干线，在排各井场内新建注采合一流程，新建蒸汽减压橇 2 座。

排 601-平 901 井、排 601-平 902 井为 2 座 1 井式新建井场，位于已建排 601-斜 477 井场北部，周边已建集输管线与注汽管网。蒸汽管线就近接至已建注汽支干线，在排 601-平 901、排 601-平 902 井场内新建注采合一流程，并在排 6-平 902 井场内新建蒸汽减压橇 1 座。

排 601-平 903、平 904、平 905 井为 3 座 1 井式新建井场，位于已建井场周边，已建有集输管线与注汽管网。蒸汽管线就近接至已建注汽支干线，在各井场内新建注采合一流程，井场内新建蒸汽减压橇 1 座。

排 612-平 228 等 5 口井包含 1 座 1 井式新建井场，2 座 2 井式井场。位于已建排 612-斜 203/204 井场周边。新建井场周边已建集输管线与注汽管网。蒸汽管线就近接至已建注汽支干线，在各新建井场内新建注采合一流程，其中排 623-平 228/229 井场内新建蒸汽减压橇 1 座。

（7）注汽管线设计

工程介质为汽水两相流，注汽管道设计压力为 14MPa，设计温度 337℃，管

道设计寿命 15 年，腐蚀余量 1.5mm。注汽管线材质采用 Q345E。保温结构采用拓扑硅基复合管壳。

（8）注汽系统主要工程量

表 3.2-13　注汽系统主要工程量

序号	名称及参数	单位	工程量	备注
1	注汽管线(DN80) D89×8	m	4800	含保温及外护层
2	注采合一管线(DN80) D89×9.5	m	926	含保温及外护层
3	高温高压截止阀 DN80 Pw14.2MPa Tw337℃	套	97	
4	高温高压调节阀 DN80 Pw14.2MPa Tw337℃	套	28	
5	注采合一蒸汽阀 DN80 Pw14.2MPa Tw337℃	套	28	
6	高温高压截止阀 DN25 Pw14.2MPa Tw337℃	套	96	
7	钢法兰闸阀 DN65	套	31	
8	两相流量计 连接管线规格 D89×8	套	19	
9	注汽阀保温套 长期耐温 370℃	套	247	
10	拐臂型井口补偿器	套	26	
11	固定支墩	个	282	
12	滑动支墩	个	600	
13	滑动保温管托	个	600	
14	高压注汽管线固定管托	个	282	
15	过路套管 D529×10	m	180	
16	减压橇 1t/h	个	11	

3.2.5.6. 注水系统

（1）水量预测

2025 年春风油田日产水量 1.50 万吨，注水井注水能力 1.40 万吨，注水井注水能力不足(富裕水量 1000m^3/d)。根据开发规划，新增 10 口注水井，单井注水水量为 500m^3/d，满足未来注水水量需求。后期水量增长考虑通过资源化二期、新增注水井等方式消化富裕水量。春风油田产量预测指标规划见下表：

表 3.2-14　春风油田水量预测一览表

（2）注水水质

根据油藏资料，区块渗透率为 $4660\times10^{-3}\mu m^2$，孔隙度为 35.5%。根据《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)，注水水质要求为含油量≤100mg/L，悬浮固体含量≤35mg/L，粒径中值≤5.5μm，pH 值为 6.0～8.0，平均腐蚀率≤0.076。

（3）注水压力

根据预测，单井最大注入压力约 6～7MPa，本次设计注水压力等级为 16MPa。

（4）回注井方案设计

本工程新增 10 口回注井，单井回注水量为 500m^3/d，合计 5000m^3/d。新增 10 口回注水井位于车浅 1-7 注水站周边。

新增 10 口注水井周边南侧已建有注水管线。本工程依托车浅 1-7 注水站新建注水管线。新建注水支线用 DN150 玻璃钢管(胺类)，2 井式注水支线用 DN100 玻璃钢管(胺类)，单井注水支线用 DN80 玻璃钢管(胺类)，新建注水管线路由走向示意见下图：

图 3.2-30　新建注水管线路由走向示意图

（5）应急注水站

在 P601-X491 井场处新建应急注水点，利用 X490 和 X491 井进行应急注水，主要包括新建注水泵房 1 栋（迁建 2 台喂水泵、2 台注水泵）、迁建埋地罐 1 座、迁建缓冲罐 1 座、新建配电间 1 座（迁建软启柜 2 面）、迁建 1 台变压器。现有浓水管线处已建有 1 条 DN200 的管线，可作为应急注水点的供水管线使用。设备利旧排 7 注的 2 台注水泵、2 台喂水泵、1 座 40m^3 卧式缓冲罐、1 座 30m^3 埋地回收罐。设计注水规模 2800m^3/d，注水系统压力等级 16MPa；注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329）相应标准。

注水水源接自浓水管线，经过注水泵加压，为注水井进行注水。新建埋地罐

1 座，收集注水泵房内排污工艺流程见下图：

图 3.2-31　应急注水站生产工艺流程图

改造后平面布置见下图：

图 3.2-32　改造后应急注水站平面布置图

（6）注水管线更新改造

本工程对车浅 1-7 注水站周边排 6-126 等注水管线进行更新改造，更换建管线均采用玻璃钢管(胺类)DN150 16MPa。车浅 1-7 注水站周边更换管线路由示意见下图：

图 3.2-33　车浅 1-7 注水站周边更换管线路由示意图

（7）注水系统主要工程量

表 3.2-15　注水系统主要工程量表

序号	名称及参数	单位	工程量	备注
一	应急注水站			
1	搬迁利旧注水泵 Q=60m³/h P=15MPa N=355kW	台	2	
2	搬迁利旧喂水泵 Q=90m³/h H=32m N=15kW	台	2	
3	搬迁利旧 40m³卧式缓冲罐Φ2.4m L=9.68m	座	1	
4	搬迁利旧 30m³ 埋地罐　Φ2.8m L=5.0m	座	1	
3	搬迁利旧回收水泵 Q=5m³/h H=50m N=4kW	台	1	
4	篮式过滤器 DN150 1.6MPa	个	2	
5	无缝钢管 Φ219×7 20	m	70	
6	无缝钢管 Φ89×5 20	m	60	
7	无缝钢管 Φ168×13 20	m	100	
8	钢制闸阀 DN200 1.6MPa	个	3	
9	钢制闸阀 DN150 1.6MPa	个	9	
10	高压闸阀 DN150 16MPa	个	6	
11	高压截止阀 JL66Y-160 DN100 16MPa	个	2	
12	高压止回阀 DN160 16MPa	个	4	
13	注水泵房（彩钢板房，尺寸 15m×8.5m×4.2m）	栋	1	

序号	名称及参数	单位	工程量	备注
14	配电间（彩钢板房，尺寸 9.6m×4.5m×3.6m）	栋	1	
15	注水泵基础（共 2 座）	m^3	52	
16	喂水泵基础（共 2 座）	m^3	4	
17	10m3 回收水罐基础（共 1 座）	m^3	6	
18	戈壁土换填	m^3	125	
19	40m^3卧式多功能罐基础（共 1 座）	m^3	8	
二	注水井站外管线			
1	玻璃钢管(胺类) DN150　16MPa	km	4.4	设计温度≤90℃
2	玻璃钢管(胺类) DN100　16MPa	km	7.2	设计温度≤90℃
3	玻璃钢管(胺类) DN80　16MPa	km	2.8	设计温度≤90℃
4	无缝钢管 Φ76×7 20 GB/T 6479-2013	m	100	外防 3PE
5	无缝钢管 Φ325×7 Q235B SY/T 5037-2023	m	50	套管，开挖穿越道路 5 处
6	高压闸阀 Z63Y-160　DN100　16MPa	个	10	
7	注水井井口装置 25MPa	套	10	
三	注水管线更换			
1	用玻璃钢管(胺类)DN150 16MPa	km	10.3	

3.2.5.7. 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）等要求进行施工作业。本工程均为Ⅲ类井，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.2.6. 辅助工程

3.2.6.1. 供配电工程

春风油田新建井台附近均已建有 10kV 排北线、10kV 南一线、10kV 南二线、10kV 南三线、10kV 排西线，导线型号 JKLGYJ-120/20。已建线路可满足本次产能新增油井供配电需求。在 P601-X491 井场新建注水点本次迁建 1250kVA 变压器 1 台，在井场新建配电间 1 座（迁建软启柜 2 面，新建进线柜 1 面，新建出线柜 2 面），为各个注水设备进行配电，配套相应电缆等。

3.2.6.2. 自控、通信工程

（1）自控系统

每口油井抽油机设备厂家自带油井控制柜 1 套及功图检测仪表 1 套，油井控制柜内配套提供 RTU 数据采集系统、多功能电表、变频器等。RTU 数据采集系统完成井场生产参数的采集与控制，现场参数通过已建网络上传至管理区生产指挥中心。数据内容包括：井口回压、井口温度、油井套压、功图、电参数、油井运行状态并实现远程启停。

注水井井口设置油压、套压采集，通过 4G 方式传输至 DMZ 区后传至管理区生产指挥中心。注水站采集数据传至春风联合站中控室组态界面，实现集中监控和管理。

（2）通信系统

根据中石化生产信息化建设需求，对区块内油气集输及自用设施配套视频监控及网络传输系统，数据传输至采油管理区生产指挥中心。

①视频监控

本工程为新钻油井所在的井台各新建 1 个视频监控，老井所在井台视频监控利旧。

井场视频监控系统采用单井场监控全覆盖的方式对整个井场设备运行及人员活动区域实现全天候监视，预防各类盗窃、破坏井场设施事件发生，及时发现险情给予报警，保证安全生产。采用枪球一体彩色网络摄像机安装于新建 8m 金属杆上，支持区域入侵侦测、越界侦测、移动侦测等智能侦测功能，侦测到人员和车辆闯入时能及时报警，并能过滤小动物等微小物体的误报。

视频监控系统包括应急广播，可实现生产指挥中心和井场之间的紧急广播，实现语音实时传达、告知、报警。

②网络传输

井场视频及数据采用光缆传输。

井场 RTU 安装在油井控制柜内，自 RTU 出油井控制柜采用室外防水屏蔽双绞线穿 DN20 镀锌钢管埋地敷设至通信杆，然后接入杆上的通信设备箱。井场通信设备箱内设工业交换机，自控数据和视频数据接入工业交换机，依托已建网络上传至管理三区生产指挥中心。

3.2.6.3. 给排水

（1）给水

给水采用罐车就近从周边城镇拉水。

（2）排水

本工程废水均不外排。

3.2.6.4. 生活污水处理系统

本工程在管理区内新建一体化污水处理设施。污水预处理的主要采用方法为：格栅+调节，保证后续水处理工艺能安全稳定地运行。采用两座 200m^3/d 一体化设备并联设置。

污水处理设施采用“A^2/O+MBR”工艺，工艺全称为“厌氧+缺氧+好氧+膜生物反应器”。膜生物反应器是一种由膜分离单元与生物处理单元相结合的新型水处理技术。它不同于活性污泥法，不使用沉淀池进行固液分离，而是使用膜分离技术取代传统活性污泥法的沉淀池和常规过滤单元，使水力停留时间（HRT）和泥龄（SRT）完全分离，因此具有高效固液分离性能；同时利用膜的特性，使活性污泥不随出水流失，在生化池中形成 5000～12000mg/L 超高浓度的活性污泥， 使污染物分解彻底，因此出水水质良好、稳定，出水细菌、悬浮物和浊度接近于零，并可截留粪大肠菌等生物性污染物，可同时去除污染物和实现污（废）水再生回用。

A^2/O+MBR 工艺分为三段处理工艺，各段处理池工作流程如下：缺氧池：硝态氮在反硝化细菌的作用下发生反硝化反应，生成氮气释放到大气中，完成脱氮。为充分利用水中的碳源，将缺氧池置于好氧池之前，同时将好氧池的出水硝化液回流到前端的缺氧池进行反硝化，即内回流。好氧池：由微生物组成的活性污泥与污水中有机污染物物质充分混合接触，进而降解吸收并分解污染物。在好氧池中好氧菌是以水中溶解氧为电子受体，以碳源为电子供体进行有氧呼吸，最

终产物以二氧化碳和水为主。氨氮在有氧的环境中，在亚硝酸菌和硝酸菌的作用下发生硝化反应，转化成硝态氮。膜池：安装中空纤维膜组器。在自吸泵的抽吸作用下，清水透过膜丝表面的微孔，进入水泵内，清水外排。为防止膜丝表面积累污泥，膜组器底部有曝气槽，风机通过曝气槽向膜组器曝气，对膜丝进行冲刷，保持膜丝表面清洁。

注:本图为一体化设备埋地安装平面布置图，埋地式设备不设放空管，设备间为地表形式

图 3.2-34　单台污水处理设施平面布置图

表 3.2-16　单台设备参数统计表

处理水量	装机功率	设备尺寸	有效容积（m^3）			基础尺寸
（m^3/d）	（kw）	（L×B×H）	厌氧池	好氧池	膜池	（L×B）m
200	22	13×3×3	18	36	36	13×3

处理达标后污水主要用于周边绿化用水，在蓄水池设置提升泵，并敷设 PE 供水管，绿化用水管道根据绿化布置情况进行敷设。

3.2.6.5. 消防工程

本工程实施后井场为五级站场，火灾危险性属于 B、C 类。新建生产设施属于严重危险级，站内配置一定数量的移动灭火设施。

3.2.6.6. 防腐工程

对管线内防采用环氧陶瓷涂料内防腐层，外防采用耐高温环氧酚醛涂料（4 道，2 底 2 面，涂层最小厚度≥300μm）+耐高温聚氨酯泡沫保温防护层预制，保温层补口采用耐高温环氧酚醛涂料+耐高温保温层补口聚乙烯热收缩带结构；对穿路钢套管外防采用无溶剂双组分液体环氧涂料，干膜厚度≥600μm。

基础防腐做法：与土壤接触的所有混凝土中添加抗硫酸盐外加剂，添加量满足耐弱腐蚀要求。与土壤接触的钢筋混凝土中添加钢筋阻锈剂，添加量满足耐强腐蚀要求。

3.2.6.7. 道路工程

本工程所在的区块周边建设有主干路、支干路和通井道路等。本工程充分依托区域已建油田道路，新建通井道路 2.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m。

3.2.7. 依托工程

本工程采出物主要依托春风联合站、春风二号联合站；钻井固废依托克拉玛

依前山石油工程服务有限公司处置，危险废物依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质的单位合规处置。

3.2.7.1. 原油处理及依托可行性分析

（1）春风联合站

工程南部采出水、井下作业废水依托春风联合站处理，距离最近约 950m。春风联合站位于克拉玛依市以南国道 217 奎克方向 84km 处路西，占地面积约 75400m^2。于 2010 年 12 月 13 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2010〕863 号），2012 年 9 月 21 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环保验收意见（新环函〔2012〕939 号）。该站建于 2010 年，是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的稠油处理站。

春风联合站建设初期，设计原油处理能力为 10×10^{4}t/a，经两次扩建后原油处理能力达到 50×10^{4}t/a，站内现有 3000m^3 净化原油罐 6 座、3000m^3 原油处理罐 4 座、500m^3 以上的采出水处理罐 8 座。经扩能后原油处理能力为 1370m^3 /d。联合站采用“稠油掺蒸汽+热化学+二级沉降”处理工艺，具有原油脱水、计量、装车外运、油田水处理、注水、消防等功能。

原油处理流程：原油采用稠油掺蒸汽大罐热化学沉降脱水工艺，一段动态沉降，二段浮动出油的集输方式。主线流程为：油井来液→进站阀组→原油蒸汽混掺装置→一次沉降罐→二次沉降罐→净化油罐→装车泵→外销。见下图：

图 3.2-35　春风联合站原油处理流程图

（2）春风二号联合站

工程北部采出水、井下作业废水依托春风二号联合站处理，距离最近约 40m。

春风二号联合站位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝，距克拉玛依市约 70km，在春风油田四大主力区块的东北侧。于 2014 年 5 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2014〕666 号），2019 年 4 月 11 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环保验收意见〔新环环评函〔2019〕433 号）。春风二号联合站 2013 年 11 月建成投产。原油处理规模为 60×10^{4}t/a，目前处理量约 46×10^{4}t/a，负荷率 76.67%。设计采出水处理规模 10000m^3/d，目前处理量 7560m^3/d，负荷率 75.6%。主要担负着排 612、排 609、排 601-20、排 66 等区块的原油处理任务。原油输送至美叶首站或装车外销。

春风二号联合站原油处理规模 60×10⁴t/a，共计建有 12 座 5000 m³ 原油储罐，1 座 20000 m³ 原油储罐，8 座 1000 m³ 以上采出水处理罐，2 座 2000 m³ 消防水罐，大型设备 50 余台（套）。联合站主要具备原油脱水、原油储存与外输、采出水处理、消防、供配电、自控、通讯等功能。

原油处理流程：站外来液→一次沉降罐→加热设备→二次沉降罐→浮动出油装置→提升泵→净化油罐→浮动出油装置→外输泵→流量计→外输

流程描述：站外来液先进一次沉降罐沉降，出油含水 30%～40%，然后升温至 90℃以上，进二次沉降罐沉降，二次沉降罐采用浮动出油的方式，收油至净化油罐，出油含水≤（5～10）%，经提升泵提升后进净化油罐脱水、储存，外输含水≤2%。

春风二号联合站工艺流程见下图。

图 3.2-36　原油处理工艺流程示意图

二号联现状产能为 46×10⁴t/a，二号联合站现状采出水量 7560m³/d。经校核春风二号联合站能满足新增液量处理需求。春风二号联合站现有处理总体能力可满足本工程进站处理要求。

表 3.2-18　春风二号联合站能力校核表

名称	处理系统	处理量	现状	本工程	是否满足
春风二号联	原油	60×10⁴t/a	46×10⁴t/a	4.67×10⁴t/a	是
	采出水	10000m³/d	7560m³/d	500m³/d	是

3.2.7.2. 生产废水处理设施及依托可行性分析

（1）春风联合站

春风联合站采出水处理系统目前正常运行，水处理系统已建成处理规模为 6700m3/d。水处理系统处理采用“重力沉降+混凝沉淀+过滤”工艺，经处理的出水可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的 V 级标准要求，春风联合站采出水处理系统工艺流程见下图，具体工艺流程如下：

水处理系统流程：油气处理系统来水→一次除油罐→二次沉降罐→缓冲罐→反冲洗罐→提升泵→多介质过滤器→回注水系统。

图 3.2-37　春风联合站水处理系统工艺流程图

春风联合站已建原油处理规模为 1370m³ /d，已建采出水处理系统处理规模为 6700 m³/d。根据建设单位提供资料，2024 年春风联合站处理原油量为 1290m³/d，剩余处理规模为 80m³/d；采出水处理量为 6154 m³/d，剩余处理规模为 546m³/d。春风联合站原油处理系统剩余处理规模和采出水处理系统剩余处理规模，大于本工程最大产油量和采出水最大产生量，故本项目依托春风联合站可行。

（2）春风二号联合站

本工程生产废水依托春风二号联合站进行处理。春风二号联合站采出水处理系统设计处理能力 10000m³/d，现状处理水量 7560m³/d。含油采出水处理工艺流程为：

油站来水→一次除油罐→二次除油罐→提升缓冲罐→采出水提升泵→多介质（双滤料）过滤装置→外输缓冲罐→外输泵→回注站

处理后的水质主要控制指标执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329）。

春风二号联合站现有采出水处理能力能够满足本工程处理要求。

春风油田二号联合站沉降、过滤后的采出水进入春风油田含油污水资源化处理站一期工程进行深度处理后，回用于注汽锅炉。春风油田含油污水资源化处理站一期工程位于春风油田二号联合站西侧，建设单位为新疆宝莫环境工程有限公司。资源化处理站采用蒸发方案，即“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺，以联合站的出水作为原水，将污水处理至满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水。资源化利用产生的副产品水经过混合处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。配套建设污泥、污水池和综合楼等设施。资源化处理站一期工程处理规模为产出锅炉用水 7500m³/d，目前实际处理量为 7000m³/d，主要处理春风二号联合站处理后的采出水，当春风二号联合站采出水量小于资源化处理站处理量时，一号联合站处理后的采出水外输进行补充。

春风油田污水资源化利用一期工程于 2014 年 4 月取得克拉玛依市环保局《关于新春采油厂春风油田污水资源化利用一期工程环境影响报告表的批复》（克环保函〔2014〕146 号）；2015 年 9 月开工建设，2017 年 9 月建成开始调试运行，2018 年 3 月进行了该工程的竣工环境保护自主验收。

3.2.7.3. 克拉玛依前山石油工程服务有限公司

本工程废弃钻井泥浆、岩屑委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司等有资质单位进行无害化处置。

克拉玛依前山石油工程服务有限公司经营范围包括石油和天然气开采专业及辅助性活动；技术推广服务；机械设备销售、租赁、维修及安装；五金产品、电子产品、矿产品、建材及化工产品销售；道路货物运输；其他工程准备活动；固体废物治理；环保工程；绿化工程；市政公用工程；工程管理服务；清洁服务；公路管理与养护；土木工程建筑业；公路工程；钢结构工程；建筑物拆除和场地准备活动；仓储业；环境卫生管理等。公司 2 万 t/a 废弃钻井泥浆处理项目位于第七师 128 团工业园 12 号房，占地面积 26240 平方米，项目新建一套 2 万 t/a 钻井废弃物处理生产设施，主要包括生产装置区、办公生活区、绿化区域、厂内道路和预留区域等。2016 年 10 月，新疆生产建设兵团第七师环保局以（师环函〔2016〕114 号文）对该项目环境影响报告书予以批复，2018 年 7 月投入试运行。2019 年 3 月 30 日，新疆生产建设兵团第七师环保局以（师环验〔2019〕24 号文）通过了该项目的验收。

项目建设 2 万 t/a 废弃钻井泥浆无害化处理生产设施一套，处理基本原理是将废弃泥浆经过回收暂存处理—机械分离—絮凝沉淀—机械压滤等过程处理后，将固相物质制成泥饼。泥饼存放于临时储存场地，临时储存场地建有围挡及防渗处理，处置达标后的泥饼用于建设井场或钻前道路等综合利用。

根据《克拉玛依前山石油工程服务有限公司 8 月固废检测项目》（新疆卓凯新环境科技有限公司，2025 年 9 月 15 日），处理后的固相满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）的要求。

表 3-2-35　处理后的固相例行监测结果一览表

检查项目	单位	检测值	标准限制	判定
pH	无量纲	8.15	2.0-12.5	达标
六价铬	mg/kg	5.28	13	达标
COD	mg/L	70	150	达标
含水率	%	1	60	达标
含油率	%	0.005	2	达标
Cu	mg/kg	55.6	600	达标

Ni	mg/kg	24.4	150	达标
Zn	mg/kg	26.8	1500	达标
Pb	mg/kg	3.1	600	达标
Cd	mg/kg	＜0.1	20	达标
As	mg/kg	10.6	80	达标
苯并[a]芘	mg/kg	＜5×10^{-3}	0.7	达标

3.2.7.4. 克拉玛依沃森环保科技有限公司

本工程落地油、沾油废防渗材料、清管废渣、废油桶、废烧碱包装袋等危废依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质单位进行合规处置。

克拉玛依沃森环保科技有限公司危险废物经营设施位于新疆克拉玛依市白碱滩区石西公路 369 号（中心坐标为 N45°34′22.86″，E85°11′5.35″），对危险废物进行收集、贮存、利用和处置。经营危险废物类别：《国家危险废物名录（2025 年版）》中除 HW01 医疗废物、HW10 多氯（溴）联苯类废物、HW15 爆炸性废物、HW29 含汞废物之外的 42 大类 432 种。危险废物经营规模：49900t/a（其中，焚烧处理 9900t/a、废矿物油处理 10000t/a、物化处理 8000t/a，固化填埋处理 22000t/a），危险废物经营许可证有效期限：2022 年 1 月 6 日~2027 年 1 月 5 日。本工程产生的沾油废物、废油桶等危险废物依托处置是可行的。

3.2.7.5. 新疆锦恒利废矿物油处置有限公司

本工程落地油、沾油废防渗材料、清管废渣、废油桶、废烧碱包装袋等危废依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质单位进行合规处置。

新疆锦恒利废矿物油处置有限公司于 2018 年 10 月 26 日取得新疆生产建设兵团环保局颁发的危废经营许可证，许可证编码 6607010801，可处理危废类别为 HW08（071-001-08），经营规模为：油田污油泥 50000t/a，现公司正常运行中。截至 2023 年 6 月 30 日，接收及处理量约 12000t，剩余可处理规模为 38000t。新疆锦恒利废矿物油处置有限公司危废资质及剩余处理能力均可满足本工程油泥处理需求，因此，本工程含油污泥委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置是可行的。

3.3. 工程分析

3.3.1. 工艺流程及产排污节点

本工程油田建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.3.1.1. 施工期

（1）钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和井场建设。

1）道路建设

工程新建通井道路 2.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m。首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

2）井场建设

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入 128 团场管网。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工区域设有垃圾桶，生活垃圾定期清运处置。

（2）钻井工程

钻井工程主要包括设备搬运及安装、钻井、录井、测井、固井和完井等。

1）钻井

本工程采用常规钻井工艺。钻进阶段使用的钻机由柴油发电机提供电源。通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目

的井深。在钻井时，泥浆自井口、钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（见图 3-2-1）。

图 3.3-1　钻井液循环示意图

图 3.3-2　钻井作业流程及产污环节示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

采用双层套管，水泥返至地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则按相关要求封堵井眼。

钻井过程中的油层保护：

①施工中严格控制钻井压力。

②在安全钻进的前提下尽量降低泥浆密度，推荐油层部位钻井液密度为以地层压力计算出的钻井液密度加上 0.05～0.10g/cm^3。

③加快钻井速度，减少油气层浸泡时间。

④搞好净化，控制固相含量，含砂量小于 0.5％。

固井过程中的油层保护：

①为降低固井泥浆滤液伤害，水平井生产套管不固井。

②加降失水剂，严格控制水泥浆失水量及自由水含量，改善水泥浆性能，提高固井质量。

③减少水泥浆流动阻力，改善水泥浆性能，实现紊流顶替，或采用适当顶替速度，实现塞流顶替。

2）录井

通过综合录井房中电子设备，采用岩矿分析、地球化学、地球物理等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油工程（投资方、钻井工程、其它工程）提供钻井信息。

3）测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测井或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

4）固井

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

5）完井

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

（3）油气集输工程

1）井、站场建设

本工程共部署 41 口井，其中新建单井式采油井场 18 座、多井式采油井场 6 座；新建单井式注水井场 2 座、多井式注水井场 3 座。井场建设主要包括井场设备安装及管线连接等。

施工期首先对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将施工设备拉运至场地，进行安装调试。地面工程施工结束后，对场地进行清理，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；施工期施工废料等一般工业固体废物，收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场或第七师 128 团生活垃圾填埋场处置。

2）管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.3-3。

图 3.3-3　　管线施工工艺流程图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

（3）管线组装

集输管线采用无缝钢管，连接方式集输管线采用焊接组装。在焊接前，应制定详细的焊接工艺指导书，并按《石油天然气金属管道焊接工艺评定》（SY/T0452）对焊接工艺评定进行评定。焊接工艺评定合格后进行施焊。

（4）吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（5）穿越工程

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于 0.5m，还要对电（光）

缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并做出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。

（6）管沟回填

管线连接成功并检验合格后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm。

（6）收尾工作

收尾工作包括场地平整和临时场地恢复。回填前，应仔细检查防水层和保温层质量，发现损坏，应及时修补，距管壁 200mm 范围的回填土用软土或砂土回填，同沟敷设的管道净间距不得小于 500mm，管道间必须用软土或砂土填实，管道周围不得留有空隙。荒地段应做 300mm 高管垄，以备沉降。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管道及电线线路施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物管道焊接及管道吹扫产生的废渣收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置。

3.3.1.2. 运营期

本工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业等。

（1）原油开采

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层

的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。

（2）原油集输

按照油田“四化”设计标准，均采用油井功图计量工艺。油井采用示功图计量，单井计量完成后采用枝状串接进入已建站场。

（3）井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。本工程井下作业主要为洗井、修井等，一般不进行酸化、压裂。

3.3.1.3. 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区将进入退役期。封井期参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对退役的废弃井封堵，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。

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等。

综上，施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，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。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。服役期满后，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。

本工程包括钻井、地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于施工期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、

采油、井下作业、原油运输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，本工程开发过程中污染物总体排放流程见图 3.3-5。

图 3.3-5　本工程油田开发过程污染物排放流程

3.3.2. 施工期主要污染源源强核算

3.3.2.1. 生态环境影响因素分析

生态影响主要体现在井场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。各类集输管道开挖产生的多余土方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。本工程站场改造不新增占地，永久占地主要为采油井场的永久占地。

根据现场调查及初步估算，2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程总占地 54.68hm^2，其中永久占地面积 8.16hm^2、临时占地面积 46.52hm^2。具体占地面积见表 3.3-1。

表 3.3-1　　本工程占地面积统计表

序号	工程内容		永久占地面积/m^2		临时用地面积/m^2		总占地面积/m^2	备注
			永久占地	占地类型	临时用地	用地类型		
1	井场	采油井	2.88	灌木林地、其他草地	3.42	灌木林地、其他草地	6.30	单井式采油井场 18 座，永久占地规格为 40m×40m；钻井临时用地规格为 50m×70m
			1.20	灌木林地、其他草地	0.90	灌木林地、其他草地	2.10	两井式/三井式采油井场 6 座，永久占地规格为 40m×50m；钻井临时用地规格为 50m×70m
			0	/	0.19	灌木林地、采矿用地	0.19	排 601-平 904 位于排 601-575 井场内，不新增永久占地，仅新增钻井临时用地，规格为 50m×70m
		注水井	0.18	灌木林地、其他草地	0.52	灌木林地、其他草地	0.70	单井式注水井场 2 座，井场永久占地规格为 30m×30m，钻井临时用地规格为 50m×70m
			0.36	灌木林地	0.69	灌木林地	1.05	两井式注水井场 3 座，井场永久占地规格为 30m×40m；临时用地规格为 50m

序号	工程内容		永久占地面积/m^2		临时用地面积/m^2		总占地面积/m^2	备注
			永久占地	占地类型	临时用地	用地类型		
								×70m
			0	/	0	/	0	2 口老井转注水井不新增占地
2	站场	新建应急注水点	0	/	0	/	0	在 P601-X491 井场处新建应急注水点，不新增占地
		新建阀组	0.12	其他草地	0	/	0.12	排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线穿高速公路段两侧新建地上阀组各一座，规格为 20m×30m
		污水处理站	0	/	0	/	0	管理区内新建一体化污水处理设施，不新增占地
3	管线工程	新建集油管线	0	/	3.71	灌木林地、其他草地	3.71	新建集油管线 4.63km，埋地敷设，埋地深度 1.8m，临时占地宽度 8m
		新建注汽管线	2.29	灌木林地、其他草地	0	/	2.29	注汽管线全部采用地面支墩敷设，管底距离地面 0.3m，注汽管线长度共计 4.8km、注采合一管线 926m；支墩共计 882 个；均按永久占地核算，征地宽度 4m
		新建注水管线	0	/	11.60	灌木林地、其他草地、盐碱地、乔木林地、水浇地	11.60	新建注水管线 14.5km，埋地敷设，临时占地宽度 8m
		新建外输复线	0	/	1.24	其他草地	1.24	排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线新建复线 1.13km（320m 定向钻+810m 埋地敷设）； 宝莫清水外输线新建复线 0.60km（320m 定向钻+280m 埋地敷设）； 定向钻场地位于高速公路两侧，规格为 60m×60m；
		管线更换	0	/	23.40	灌木林地、其他草地、盐碱地、采矿用地、水浇地	23.40	对已建管线进行原路由、原规格更换。其中集油管线更换 18.95km、注水管线更换 10.3km
		新建连通	0		0.48	其他草地	0.48	在排 612-2 增压站 1 号线、3 号增 2 号线增加连通线，

序号	工程内容	永久占地面积/m^2		临时用地面积/m^2		总占地面积/m^2	备注
		永久占地	占地类型	临时用地	用地类型		
	线						长度 600m
4	道路工程	1.13	其他草地、盐碱地	0.37	其他草地、盐碱地	1.50	新建通井道路 2.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m
合计		8.16	/	46.52	/	54.68	/

3.3.2.2. 大气污染物源强核算

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，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；二是开发期施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气，本工程钻井期间钻机由柴油发电机提供电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NOx、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。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。钻井过程中电网功率无法满足钻井需求，工程使用柴油发电机为钻机进行供电。柴油发电机主要的污染物为烃类、CO、NO_2、SO_2等。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

3.3.2.3. 水污染物源强核算

本工程施工期废水主要包括钻井废水、管道试压废水和钻井期生活污水。

（1）钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A.机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

B.冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

C.钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

D.其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程总进尺 43445.26m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》，普通≤2.5km 进尺井废弃钻井液产污系数 18.81t/100m。本工程钻井废水产生量为 8172 t。钻井废水中的主要污染物为悬浮物、COD、石油类、挥发酚，根据类比调查，钻井废水中主要污染物的浓度见表 3.3-2。

表 3.3-2　　钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度（mg/L）	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

本工程施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中采用的钻井液为非磺化水基钻井液，在井口采用“振动筛、除砂器、除泥器、离心机”实现初步分离，初步分离出的液相循环使用；无法利用的部分由钻井单位委托相关水处理单位及时拉运处理，严禁外排。

（2）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，主要污染物为 SS。试压水由管线排出罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 56.434km，试压废水为 141 m^3。

（3）生活污水

本工程施工期约 220 天，施工人员按 30 人计。参照《关于印发新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105 号），用水量取 80L/人·天计算，生活用水最大量为 2.4m^3/d，排水量按用水量的 80%计算，施工期共排放生活污水为 423m^3，生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等。施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入 128 团场管网。

3.3.2.4. 固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、施工废料、设备废弃包装、生活垃圾，以及废机油、废烧碱包装袋、含油废物沾油废防渗材料等危险废物。

（1）废弃钻井泥浆、岩屑

①钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻

井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，m；

h——井深，m。

表 3.3-3　钻井废弃泥浆产生量统计表

井型	结构	井眼的平均直径 D（mm）	井段（m）	h（m）	数量（口）	废弃泥浆产生量 V（m^3）
采油井	一开	346.1	0~151	151	31	2868.71
	二开	241.3	151~964.92	813.92		3965.26
注水井	一开	346.1	0~101	101	8	707.10
	二开	241.3	101~950	849		1039.81
合计						8580.87

注：井身设计不同，表中井段深是井的井深区间，不代表单独每口井的井深。

本工程钻井过程采用水基非磺化环保泥浆。由以上经验公式计算可得，本工程新钻井泥浆产生总量约为 8580.87m^3。

②钻井岩屑

本工程钻井过程中采用的钻井液为非磺化水基钻井液。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：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，m；

h——井深，m；

d——岩屑膨胀系数，水基泥浆取 d=2.2。

表 3.3-4　钻井岩屑产生量统计表

井型	结构	井眼的平均直径 D（mm）	井段（m）	h（m）	数量（口）	钻井岩屑产生量 W（m^3）
采油井	一开	346.1	0~151	151	31	968.85
	二开	241.3	151~964.92	813.92		2538.46
注水井	一开	346.1	0~101	101	8	167.23
	二开	241.3	101~950	849		683.32
合计						4357.86

注：井身设计不同，表中井段深是井的井深区间，不代表单独每口井的井深。

据此，利用上述公式计算出，本工程新钻井岩屑产生总量约为 4357.86m^3。

根据《关于发布〈危险废物排除管理清单（2021 年版）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 66 号）及《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）中附表 8 一般固体废物分类表，不含油的岩屑与废弃泥浆均属于一般固体废物。废弃泥浆和岩屑委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司的“泥浆不落地系统”进行固液分离，分离后的固相由泥浆不落地单位按《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）及环评批复要求处理达标后进行综合利用。

（2）施工废料

施工废料主要为管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.1t/km，拟建工程施工废料产生量约为 5.64 t。

（3）设备废弃包装

设备废弃包装主要来源于设备包装废弃物，类比春风油田多年钻井井场施工经验，设备废弃包装等包装袋产生量约为 0.02t/井，预计产生量为 0.82t。

（4）生活垃圾

本工程施工期约 220 天，施工人员按 30 人计。根据类比分析，施工期生活垃圾按每人每天 0.5kg 计算，则施工期产生的生活垃圾为 3.3t。

（5）危险废物

1）废机油（HW08 900-214-08）

废机油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2025 年版），废机油属于危险废物，单口井产生量约为 0.5t，则本工程施工期产生的废机油为 20.5t，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

2）废烧碱包装袋（HW49 900-047-49）

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物。钻井期产生的危废存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 4.1t。

3）含油废物（HW08 071-001-08）

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，本工程钻井期含油废物产生量约 2.05t/a，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

4）沾油废防渗材料（HW08 900-249-08）

钻井期间会产生少量沾油废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 4.1t，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

表 3.3-5　施工期固体废物产生及处置情况表

工程	污染源	固废代码	产生量	主要处理措施及排放去向
一般固废	钻井废弃泥浆	071-001-S12	8580.87 m^3	采用“钻井废弃物不落地工艺”，废弃泥浆集中收集拉运至克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行处置
	钻井岩屑		4357.86 m^3	采用“钻井废弃物不落地工艺”，钻井岩屑委托处置，经克拉玛依前山石油工程服务有限公司分离后可用于井场铺路
	施工废料	071-002-S99	5.64 t	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置
	设备废弃包装	071-003-S99	0.82t	
生活垃圾	生活垃圾	900-099-S64	3.3t	生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置
危险废物	废机油	HW08/900-214-08	20.5t	存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置
	废烧碱包装袋	HW49 900-047-49	4.1t	
	含油废物	HW08 071-001-08	2.05t	
	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	4.1t	

（6）土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括场地平整、管线施工、道路施工等。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本工程土石方平衡见下表：

表 3.3-6　本工程土石方平衡表　单位：m^3

序号	项目	挖方	借方	填方	弃方	备注
1	管线施工	283965	0	283965	0	挖填平衡，工程埋地管线 50.708km、地上管线 5.726km；合计开挖管沟长度约 50.708km。管沟深度约

序号	项目	挖方	借方	填方	弃方	备注
						1.6m-2m 计，宽度按 0.8-2.8m 计
2	井场、阀组平整	0	31380	31380	0	井场站场平整面积合计 10.46hm^2。借方从周边砂石料场外购或综合利用钻井不落地处理后的还原土
3	道路	0	4500	4500	0	道路面积合计 15000m^2。借方从周边砂石料场外购或综合利用钻井不落地处理后的还原土
合计		283965	35880	319845	0	/

（7）试油作业含油污泥

试油作业是钻井完成后对油气层进行测试与评价的关键环节，通常包括诱喷、测试、洗井等工序。在此过程中，由于井口返排液中含有原油、钻井液残留物、地层砂等杂质，易形成含油污泥，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中的 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中“石油和天然气开采服务活动”产污系数，结合春风油田已建区块实际监测数据，试油作业含油污泥产生量按每口井 0.8 吨/井次进行估算。本工程共新钻井 31 口采油井，每口井试油作业 1 次，则试油作业含油污泥产生总量约 24.8t。试油作业含油污泥主要污染物为石油类、COD、挥发酚等，具有毒性（T）和易燃性（I），必须严格按照危险废物管理要求进行收集、暂存与处置。作业过程中采用带罐作业，确保返排液和油泥全部入罐，防止落地污染；含油污泥暂存于井场危废贮存点，使用专用密闭容器贮存，并设置标识牌；委托具备 HW08 类危险废物处置资质的单位进行接收与处置，运输过程中执行《危险废物转移管理办法》，实行联单管理；如发生泄漏，立即启动应急预案，收集污染土壤作为油泥一并交由有资质单位处置。

3.3.2.5. 噪声

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程在勘探开发阶段的噪声源主要为井场钻机、泥浆泵和柴油发电机等，噪声源集中在钻井井场，各噪声源声压级一般在 90-100dB（A），其中钻井过程中的噪声最大，可达 105dB（A），经过加隔声罩处理后，可降至 80-85 dB（A）。施工期噪声排放情况见下表：

表 3.3-7　施工期噪声排放情况

时段	位置	设备名称	数量	声压级/dB（A）	工作情况
施工期	井场	柴油机	2 台	95-105	连续
		钻机	1 台	98	连续
		泥浆机	1 台	90	间歇
	站场	构筑物施工机械	-	80-100	间歇
	车辆		-	80-85	间歇

3.3.2.6. 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程施工期各种污染物汇总见下表：

表 3.3-8　施工期污染物排放情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量
废气	施工扬尘	粉尘	-	场地大风天气适当洒水抑尘	-
	焊接烟气、施工机械、车辆尾气	$S0_2$、NOx、CmHn	-	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	-
废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物等	8172 t	采用“钻井废弃物不落地工艺”，钻井废水由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行循环利用	0
	管道试压废水	SS	141 m^3	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水	0
	生活污水	SS、COD、氨氮、BOD_5	423m^3	施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入 128 团场管网	0
固体废物	钻井废弃泥浆	071-001-S12	8580.87 m^3	采用“钻井废弃物不落地工艺”，废弃泥浆集中收集拉运至克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行处置。	0
	钻井岩屑		4357.86 m^3	采用“钻井废弃物不落地工艺”，钻井岩屑委托处置，经克拉玛依前山石油工程服务有限公司分离后可用于井场铺路。	0
	施工废料	071-002-S99	5.64 t	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	0
	设备废弃包装	071-003-S99	0.82t		0
	生活垃圾	900-099-S64	3.3t	生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置	0
	废机油	HW08/900-214-08	20.5t	委托有危险废物处置资质的单位回收处理	0
	废烧碱包装袋	HW49 900-047-49	4.1t		0
	含油废物	HW08 071-001-08	2.05t		0
	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	4.1t		0

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量
	试油作业含油污泥	HW08 071-001-08	24.8t		0
噪声	柴油发电机	/	95~105	减震措施、声环境	85
	钻机	/	98		83
	泥浆泵	/	90		75
	构筑物施工机械	/	80-100	减震措施、声环境	70

3.3.3. 运营期主要污染源源强核算

3.3.3.1. 大气污染物源强核算

本工程运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放以及生活污水处理设施产生的无组织废气。

3.3.3.1.1. 油气集输系统废气核算

在原油集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括 NMHC（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为 NMHC。本工程装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管线、接头及阀门的密封性，且项目采用密闭集输工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。

本工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织 NMHC，参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）对本工程无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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；

a——设备与管线组件密封点的泄漏比例（本次取值 0.003）；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{roc.i}$——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h，取值参见下表；

$WF_{vocs.i}$——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{Toc.i}$——流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i——核算时段内密封点 i 的运行时间，h；

表 3.3-9　设备与管线组件 $e_{roc.i}$ 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{vocs.i}$ 和 $WF_{roc.i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目井场阀组涉及阀门、法兰数量及核算结果见下表。

本工程为注采一体井，在实际生产过程中，会根据油井的生产需要进行间断性的注气和采油，但注、采周期暂无法确定，本次环评考虑最不利情况，按 8760h/a 进行计算。

表 3.3-10　本工程井场无组织废气 NMHC 核算一览表

序号	设备名称		设备数量（个/井）	排放系数（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）	排放速率（kg/h）
			n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备}$	/
1	单座采油井	阀门	21	0.064	8760	0.035	0.004
2		法兰	46	0.085	8760	0.103	0.012
3	同台井	阀门	42	0.064	8760	0.070	0.008
4		法兰	92	0.085	8760	0.206	0.024

本工程共部署 41 口井，其中新建单井式采油井场 18 座、多井式采油井场 6 座；新建单井式注水井场 2 座、多井式注水井场 3 座。经过核算，本工程采油流程 NMHC 无组织挥发量为 4.14t/a。

表 3.3-11　新建阀组新增无组织废气 NMHC 核算一览表

序号	设备名称		设备数量（个/井）	排放系数（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）	排放速率（kg/h）
			n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备}$	/
1	新建阀组 2 座	阀门	28	0.064	8760	0.047	0.005
		法兰	65	0.085	8760	0.145	0.017
合计			/	/	/	0.192	/

经过核算，本工程新建阀组无组织 NMHC 挥发量为 0.192t/a。

综上，本工程运营期新增 NMHC 无组织挥发量为 4.332t/a。

3.3.3.1.2. 污水处理设施废气核算

工程在管理区内建设两座 200m³/d 一体化污水处理设施，并联设置，采用 A2/O+MBR 处理工艺。污水处理站产生的臭气污染物主要来源于污水、污泥中有机物分解、发酵过程中散发的化学物质，主要种类有：H_2S、NH_3。

类比同类项目，每处理 1g 的 BOD_5 产生 0.0031g 的 NH_3 和 0.00012g 的 H_2S。污水处理站日处理污水量最大为 400m³/d，按进水 BOD_5 浓度 150mg/L、出水 BOD_5 浓度 7.5mg/L 计，则 BOD_5 处理量为 15960000g/a。因此，本工程污水处理站 NH_3 的产生量为 0.0495 t/a，H_2S 的产生量为 0.0019 t/a。

3.3.3.2. 水污染物源强核算

本工程运营期废水主要包括油藏采出水、井下作业废水。本工程不新增定员，不新增生活污水。

（1）油藏采出水

油田开发过程中油田水主要来自油藏本身的底水、边水。根据开发方案预测，本工程年产水最大值出现在第 1 年，约为 6.71×10^4t/a。

根据设计方案，井口采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排。

（2）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、洗井等，井下作业废水产生是临时性的，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《工业源产排污核算方法和系数手册》（2021 年版）中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-12　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术平均去除效率
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	/	/
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	物理+化学+回注	100

				石油类	克/井次-产品	17645	物理+化学+回注	100

本工程油藏储层为非低渗透油藏储层，井下作业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。

按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g，则本工程 31 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 1178t/a、1.62 t/a、0.27 t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，之后拉运至联合站的污水处理系统处理达标后回注。

3.3.3.3. 固体废物

本工程固体废物主要为含油危废等；本次不新增劳动定员，无生活垃圾产生。

①落地油

主要来自油井作业及突发环境事件，属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

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。类比工程周边的春风油田已建区块内现有油井作业污泥产生量，平均约 50kg/井·次，落地油回收率为 100%，本工程共 31 口油井，产生落地油量为 1.55t/a。落地油统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），难以估算其产生量，根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，可不按危险废物管理。

②沾油废防渗材料

工程运营期油井作业时，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 2 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，油井作业频次为 2 年/次，则每口井每年产生废弃防渗布约 0.125t/a。本工程 31 口油井产生沾油废防渗材料最大量约 3.88 t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介

质。油井作业结束后，将废弃的含油防渗布集中收集折叠打包，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③清管废渣

项目集输管线每 2 年清管 1 次，类比现有工程，每公里集油管线产生的清管废渣量平均约 1.15kg，本工程新建管线 56.434km，废渣量约 0.03 t/a。清管废渣中含有少量管道中的油，属于危险废物，危废类别 HW08，危废代码 071-001-08，严格按照危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司进行处置。

④废润滑油

仅在井场设备检修维护中产生，产生量约 3.1t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物（900-214-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油），集中收集后运至联合站综合利用处理。

⑤运营期联合站新增危险废物源强分析

本工程运营期内，油井采出液最终输送至已建联合站进行处理。随着本项目新增产能（4.67×10^4t/a）及相应采出液的处理，将导致联合站内处理设施（如沉降罐、分离器、污水处理系统等）负荷增加，进而新增一定量的危险废物，主要包括清罐底泥和含油污泥等。其中，联合站内的原油储罐、沉降罐、缓冲罐等容器在长期运行后，底部会沉积由蜡质、沥青质、机械杂质、腐蚀产物及重质原油组成的罐底泥，该物质属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中的 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 071-001-08，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年版）及类比春风油田现有联合站运行数据，原油处理过程中清罐底泥的产污系数约为 0.65 吨/万吨-原油处理量，则本工程新增清罐底泥产生量约 3.04 t/a，考虑到清罐作业的周期性（通常 3-5 年进行一次大清罐），该产生量为年度平均值；含油污泥主要来源于联合站污水处理系统环节。本工程新增采出水在联合站及后续春风油田含油污水资源化处理站处理过程中将产生含石油类的污泥，属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，根据工程分析，本项目运营期最大年产水量约为 6.71 $\times10^4$t/a。参照《工业源产排污核算方法和系数手册》（2021 年版）中“天然原油和天然气开采”行业系数，含油污泥产生系数约为 10.5 吨/万吨-采出水处理量，则本工程新增含油污泥

量约 70.44 t/a。

⑥污水处理站污泥

本工程新建污水处理站污水处理过程中产生的污泥以有机组分为主，还含有丰富的氮、磷。本工程污水处理采用一体化 A2/O+MBR 污水处理设施，该工艺污泥产生量较小。产生污泥量可按去除每公斤 BOD_5 产生 0.35kg~0.4kg 干污泥计算，本工程 BOD_5 处理量约 15960kg/a，则污泥产生量约为 6.384t/a。委托场外有处置能力的单位定期进行减量化、无害化处置。

工程产生的固体废物汇总见表 3.3-13。

表 3.3-13　运营期固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	固废类别	固废代码	产生量 t/a	产生工序	形态	主要污染成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 071-001-08	1.55	油井作业	半固态、固态	废矿物油	间歇	T,I	委托有资质单位拉运处理
2	沾油废防渗材料		HW08 900-249-08	3.88	作业场地清理	固态	废矿物油	间歇	T,I	折叠打包后委托有资质单位拉运处理
3	清管废渣		HW08 071-001-08	0.03	集输环节	固态	废矿物油	间歇	T,I	委托有资质单位拉运处理
4	废润滑油		HW08 900-214-08	3.10	设备检修	半固态	废矿物油	间歇	T,I	联合站综合利用
5	联合站新增清罐底泥		HW08 071-001-08	3.04	联合站储罐、处理设施清理	半固态	原油、沉积物	间歇	T,I	委托有资质单位拉运处理
6	联合站新增含油污泥		HW08 071-001-08	70.44	联合站采出水处理	半固态	石油类、水、固体杂质	连续	T,I	委托有资质单位拉运处理
7	污水处理站污泥	一般固体废物	462-001-62	6.384	污水处理	半固态	氮、磷	间歇	/	委托场外有处置能力的单位定期进行减量化、无害化处置

3.3.3.4. 噪声

油田生产阶段，噪声源主要集中在各井场，噪声源为采油树、注水泵、井下作业噪声、车辆的交通噪声、机泵等。主要采取基础减振等措施后，降噪效果可到 10dB(A）。噪声排放情况见下表：

表 3.3-14　噪声排放情况

序号	噪声源名称	声源位置	数量/（台/套）	声功率级(dBA)	降噪措施	降噪效果（dBA）	运行时段
1	采油树	井场	1	85	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	连续
2	井下作业	作业井场	1	80~105	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	间歇
3	注水井	注水泵	1	85~95		15	连续
4	交通噪声	运输、巡检车辆	1	60~90	车辆定期保养，距离衰减	/	间歇

3.3.3.5. 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程各种运营期污染物汇总见下表：

表 3.3-15　运营期污染物排放情况汇总表

项目	序号	污染源	污染物	排放量	主要处理措施及排放去向	排放量
废气	G1	无组织挥发	NMHC	4.332 t/a	稠油处理及集输均采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀	4.332 t/a
废水	W1	油藏采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	6.71 ×10^{4}t/a	采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	0
	W2	井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	1178 t/a		0
固体废物	S1	落地油	HW08 071-001-08	1.55 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S2	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	3.88 t/a	折叠打包后委托有资质单位拉运处理	0
	S3	清管废渣	HW08	0.03 t/a	委托有资质单位拉运处理	0

项目	序号	污染源	污染物	排放量	主要处理措施及排放去向	排放量
			071-001-08			
	S4	废润滑油	HW08 900-214-08	3.1 t/a	联合站综合利用处理	0
	S5	联合站新增清罐底泥	HW08 071-001-08	3.04 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S6	联合站新增含油污泥	HW08 071-001-08	70.44 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S7	污水处理站污泥	462-001-62	6.384 t/a	委托场外有处置能力的单位定期进行减量化、无害化处置	0
噪声	N1	机械噪声	/	60~105dB（A)	低噪声设备、基础减震、隔声罩等	厂界达标

3.3.4. 退役期环境影响分析

3.4.4.1 退役期环境空气影响因素分析

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出。水环境影响因素主要为埋地管线的清管废水，本工程埋地管线设有集输、注水管线，长度共计 50.708km，清管废水按照每千米 2.5m^3 核算，预计产生含油废水约 126.77m^3，废水收集入罐后拉运至联合站污水处理系统进行处理，严禁外排。井口严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.4.4.3 退役期噪声污染源分析

项目退役期噪声主要包括建（构）筑物结构施工、设备吊运拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田实际情况，项目退役期拟采用的各类施工设

备产噪值见下表：

表 3.3-16　主要施工设备噪声源不同距离声压级　　单位：dB(A)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	吊装机	—	60	40	1.5	88	基础减振	昼间/夜间

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4　退役期固体废物污染源分析

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后统一交由有资质的单位处置处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

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

3.4.4.5　退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

油田单井到开采后期油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，避免对生态环境的二次破坏。

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

（3）在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.3.5. **非正常工况**

本工程为油田采掘类项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非井

下作业或者发生风险事故。建设单位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，发生事故的概率较低。

运行过程中，项目集油管线可能由于腐蚀、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油泥，委托有资质的单位进行处置。

3.3.6. 污染物排放“三本账”

本工程投产后污染物变化情况见下表。

表 3.3-17　本工程污染物排放“三本账”一览表

项目			现有工程排放量	在建工程排放量	拟建项目排放量	工程以新带老削减量	拟建项目投产后污染物排放总量	排放增减量
废气	有组织	SO_2（t/a）	0	0	0	0	0	0
		颗粒物（t/a）	0	0	0	0	0	0
		NO_x（t/a）	0	0	0	0	0	0
	无组织	NMHC（t/a）	3.0875	0	4.332	0	7.4195	+4.332
废水		——	0	0	0	0	0	0
固体废物		——	0	0	0	0	0	0

3.4. 相关政策法规、规划符合性分析

3.4.1. 产业政策符合性分析

表3.4-1　产业政策符合性分析

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
《产业结构调整指导目录（2024本）》	第一类 鼓励类，第七、石油天然气—1.常规石油、天然气勘探与开采	属于国家“鼓励类”项目	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	1. 工业废水回用率≥90% 2. 落地原油回收率100% 3. 固废无害化处置率100% 4. 推广丛式井组等节地技术	1. 井下作业废水100%处理，不外排；采出水由已建联合站进行处理，不外排 2. 落地油带罐100%回收 3. 钻井岩屑委托资质单位处置 4. 采用丛式井布局、双井同台等节地技术	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	5. 采用清洁生产工艺	5. 工程运营期使用密闭集输工艺	
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	1. 实施泄漏检测与修复（LDAR） 2. 高浓度有机废气单独收集 3. 禁止火炬装置日常使用	1. 建设单位运营期定期开展LDAR工作 2. 本项目属于稠油开采，无伴生气产生，亦不产生硫化氢气体 3. 无日常燃火炬行为，仅应急使用	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	1.规划环评先行 2. 废水回注需达标（SY/T5329） 3.强化VOCs无组织管控 4.避让环境敏感区 5.制定环境风险应急预案	1. 目前新春公司“十五五”规划正在编制中，本工程所在的春风油田为新春公司主力区块； 2. 采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排 3. 采用密闭集输+厂界监测 4. 不占生态红线（最近距离14km） 5. 突发环境事件预案已备案	符合
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）	1. 提交开发“一张图” 2. 清理“未验先投”项目 3. 分期开发需明确验收时限 4. 开展环境影响后评价 5. 符合“三线一单”要求	1. 春风油田“一张图”已提交 2. 本工程无“未验先投”项目 3. 本工程独立开展环评 4. 春风油田后评价已完成（2022年备案） 5.工程建设符合区域生态环境分区管控要求	符合
《陆上石油天然气开采业绿	1. 功能分区规范有序 2. 采用环境友好型钻井	1. 井场/站场分区清晰 2. 使用水基钻井液	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	液 3. 落地原油100%回收 4. 固废处置率100% 5. 建立矿区生态监测体系	3. 落地油全部回收 4. 危废委托资质单位处置 5. 制定运营期生态监测计划	
《国家级公益林管理办法》	1. 一级公益林禁止开发 2. 二级公益林允许抚育性活动 3. 办理林地占用手续 4. 保护森林植被 5. 限制非木质资源开发	1. 不涉及一级公益林 2. 占用二级公益林办理手续 3. 已申报林地使用许可 4. 控制施工范围减少植被破坏 5. 无林下经济开发行为	符合
《空气质量持续改善行动计划》	1. VOCs全流程治理 2. 油气回收设施升级 3. 建立VOCs管理平台	1. 集输/处理全程密闭 2. 本项目属于稠油开采，无伴生气产生，亦不产生硫化氢气体 3. 工程运营期纳入春风油田统一管理平台	符合
《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）	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作； 2.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响； 3.通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末	1.本工程选址与布局符合自治区及油气企业相关油气开发专项规划； 2.工程管线路由至植被生境较好的区域时，适当减小施工作业带宽度可减少施工占地； 3.本项目油气采取密闭集输工艺，可减少挥发性有机物无组织排放； 4.本项目采出液混输至联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%； 4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上； 5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉； 6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%； 7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标	（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排； 5.同上； 6.本项目废弃钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油100%回收； 7.本项目运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。	

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	准》（GB12348）要求。		

3.4.2. 相关法规、规范、规划符合性分析

表3. 4-2 相关法规、规范、规划符合性分析

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	1. 加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度。 2. 提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。 3. 建设国家大型油气生产加工和储备基地。 4. 优化能源结构，推动绿色低碳发展。 5. 强化资源高效利用和生态环境保护。	1. 本工程位于准噶尔盆地春风油田区块，属于油气勘探开发项目。 2. 新增原油产能4.67万t/a，提升本地油气资源开发参与度。 3. 采用密闭集输等清洁工艺，减少环境影响。 4. 符合自治区油气基地建设目标。 5. 落实资源节约和生态保护措施。	符合
《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035年）》	基于克拉玛依显著的能源优势，完备的石油石化产业链，纵跨丝绸之路中通道、北通道，辐射北疆城市和口岸的区位，提出“国际能源城 丝路新枢纽”的战略目标，协同乌鲁木齐都市圈共同促进天山北坡城镇群建设。构建“3+1”特色空间管控体系，在永久基本农田、生态保护红线及城镇开发边界三条刚性控制线之外，创新划定油气生产区，大力保障油气生产的地域空间	本工程属于陆地石油开采类项目，项目新增占地均位于永久基本农田、生态保护红线及城镇开发边界三条刚性控制线之外。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	1. 优化国土空间开发格局，分区引导产业发展。 2. 重点开发区优先布局资源高效利用项目。	1. 本工程位于重点开发区（准噶尔盆地油气基地），符合产业布局要求。 2. 采用丛式井组设计，减少占	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	3. 限制开发区严控开发强度，保护生态功能。 4. 禁止开发区严禁油气开发活动。 5. 强化资源环境承载能力监测。	地，提高资源效率。 3. 不涉及限制开发区和禁止开发区（如自然保护区）。 4. 开发强度控制在规划允许范围内。 5. 实施环境监测，跟踪资源消耗和生态影响。	
《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）	1. 禁止布设在生态保护红线、饮用水源地保护区等区域。 2. 优先回注至现役/枯竭油气藏或封闭地层。 3. 双层套管结构，生产套管下深超过注入层底界。 4. 井底压力≤地层破裂压力的90%。 5. 回注水平均腐蚀速率≤0.076mm/a。 6. 日常监测+3年/次井筒检测。	1. 工程各项设施均不占生态保护红线（距离约14km），不涉及自然保护区、饮用水源地等敏感区。 2. 采出水回注层与上部第四系含水层无水力联系。 3. 注水井采用表层套管+生产套管双层结构，生产套管下深超过石炭系注入层底界，固井质量符合SY/T 6592标准。 4. 注水压力实时监控，设置自动停注系统，确保压力低于地层破裂压力90%；依托现有注水站压力调控设备。 5. 采出水经联合站处理，水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求》（SY/T 5329）。 6. 建立注水量、油套压等日监测台账；按HJ 349-2023要求，每3年开展井筒完整性检测（固井质量、套管腐蚀等）。	符合

3.4.3. 生态环境分区管控符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》（新克政发〔2024〕22号），本工程所在区域属于“克拉玛依区环境一般管控单元04

（ZH65020330004）”。本工程与生态环境分区管控单元的符合性分析见下表。

根据分析结果，本工程建设符合生态环境分区管控单元的要求。

表 3.4-3　本工程与环境管控单元符合性分析一览表

①单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65020330004	克拉玛依区环境一般管控单元 04	一般管控单元	克拉玛依区乡镇区域	未利用地等
维度	**管控要求**	**本工程**		**符合性**
空间布局约束	（1）执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。 （2）执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。	（1）本工程属于《产业结构调整指导目录》中的“鼓励类”项目，不涉及“两高”项目、不涉及克拉玛依市基本农田，符合克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求； （2）本工程不涉及畜禽养殖，不涉及克拉玛依市农田占用，符合克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求；		符合
污染物排放管控	（1）执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 （2）执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。	（1）本工程为陆地石油开采项目，不在总体管控要求中的重点行业之列；运营期中石化新疆新春石油开发有限责任公司按时开展 LDAR 工作，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施；废水、固废等均进行无害化处理和资源化利用；符合克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求； （2）本工程不涉及农业面源污染；		符合
环境风险防控	（1）执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。 （2）执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。	（1）本工程不涉及集中式饮用水水源地，工程建成后采用油气密闭集输工艺，不涉及拉油等危险品运输；中石化新疆新春石油开发有限责任公司制定有《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》并进行了备案，后续根据本工程生产过程中存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案；钻井过程中采用“泥浆不落地系统”，废水、固废等均进行无害化处理和资源化利用，对区域土壤产生污染的风险较小；符合克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求； （2）本工程所在区域涉及国家二级公益林、地方公益林，施工期、运营期、退役期要求加强生态公益林保护，防止水土流失，符合克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求；		符合
资源利用效率	（1）执行克拉玛依市	（1）本工程不涉及用水总量指标，不涉		符合

	总体管控要求中资源开发利用要求。 （2）执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源开发利用的相应管控要求。	及地下水开采，新增征地符合克拉玛依市国土空间规划的相关要求，符合克拉玛依市总体管控要求中资源开发利用要求； （2）本工程不涉及克拉玛依市农用地的占用，工程属于陆地石油开采项目，新增原油产能 4.67 万 t/a；符合克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源开发利用的相应管控要求；	

图 3.4-1　生态保护红线图

图 3.4-2　本工程与克拉玛依市生态环境分区管控单元位置关系图

3.5. 选址合理性分析

本工程共部署 41 口井，其中新建单井式采油井场 18 座、多井式采油井场 6 座；新建单井式注水井场 2 座、多井式注水井场 3 座。动用地质储量 127×10^4t。新建产能 4.67 万 t/a，开发 10 年累积产油 35.36×10^4t，采出程度 27.85%。

（1）井场选址分析

本工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，根据现场调查，拟建项目内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区，符合克拉玛依市及塔城地区乌苏市生态环境分区管控要求、符合相关环保规划要求，无重大环境制约因素。本工程土地利用类型主要为灌木林地、其他草地、水浇地、盐碱地等，林地为国家二级公益林、地方公益林。可研设计阶段已尽量减少占用重点公益林，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避开植物茂密区域。本工程井场选址符合《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

（2）选线合理性分析

本工程涉及排 601-20、排 601 北、排 612、排 625、排 66、排 6 北、排 7 等老区块，本次滚动开发新建管线就近碰接至区域已建管线或已建井场，随后混输至就近联合站处理。本工程充分依托已建管线，部分油井就近碰接至已建集输管线。

本工程排 612-2#、3#增压站至春风二号联外输线新建复线 1.13km，采用定向钻穿越高速公路，两侧新建地上阀组与已建管线碰接；宝莫清水外输线穿高速段新建复线 0.60km，采用定向钻穿越高速公路，已属于最优路线，报告不再进行比选。排 612-2 号增 1 号线、排 612-2 号增 2 号线、排 612-2 号增 4 号线、排 601-20 增压站西线、排 601-20 增压站北线、排 612-3 增压站 2 号线、排 612-3 增压站 3 号线共拆除更换老管线 18.948km，管线选线具有唯一性。新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围。

本项目选址符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》及克拉玛依市生态

环境分区管控方案等政策、法规中的相关要求，工程选址合理。

3.6. 清洁生产分析

3.6.1. 清洁生产评价指标

本环评从工艺技术与装备、资源能源利用、产品、污染物产生、废物回收利用、环境管理 6 个方面对该项目清洁生产水平进行评述。

3.4.6.1 工艺技术与装备

（1）钻井工艺与装备

①春风油田定向钻井技术已基本成熟，能力不断提高，钻井技术基本上能满足各种采油、采气方式的需要。同时形成了以下几方面的配套技术：井眼防碰及绕障井身轨迹控制技术，待钻目标预测技术、导向钻井技术、油层保护技术，以适应春风油田的钻井需求，已成功完钻 5000m 以上的深定向井，并采用二层套管完井，为油田低投入、高产出生产奠定了基础。

②钻井过程中，选用无铬的无毒、无害、无污染或少污染的原材料和化学处理剂，井场采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，最大限度减少污染物排放量。

③完井后，井场废物进行全部清理、回收处理，恢复原地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④优化水泥浆设计和注水泥浆工艺，以保证良好的水泥胶结和水层的隔离，防止固井中水泥浆的漏失，有效地防止对地下水的污染。

（2）采油、集输工艺技术与装备

①机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

②对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

③采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。

④工艺过程为全密闭式，除无组织排放外，各区块基本没有大气污染物排放。

⑤采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，采气管道采用内防腐层和阴极保护技术，提高设备利用率和安全性。

⑥采用已在国内油田得到广泛应用的 SCADA 监控与数据采集系统，完成 2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程整个作业区生产数据采集、管理、分析处理等工作。

⑦计量站控制系统采用远程终端测控单元（RTU）；计量转油站控制系统采用可编程控制器（PLC）；集中处理站控制系统采用分散控制系统（DCS）。作业区信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

（3）泥浆不落地系统

由于钻井开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，本工程施工期产生的岩屑及钻井泥浆全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理，不外排。钻井泥浆和岩屑进入不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的固相（岩屑）进入岩屑池，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司运至公司建设的废弃钻井泥浆处理项目场区处置，经废弃钻井泥浆无害化处理设施处理后，将固相物质制成泥饼。泥饼存放于临时储存场地，临时储存场地建有围挡及防渗处理，分离后的固相由泥浆不落地单位按《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）及环评批复要求进行综合利用。

泥浆不落地系统工艺原理：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液及岩屑进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

①钻井液、岩屑经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入岩屑池，钻井现场配备两个接收岩屑的岩屑池，每个铁池容积约 40m³。

②分离出的泥浆重新进入泥浆系统循环使用。

泥浆不落地工艺流程见图 3-2-6。

图 3-2-6　泥浆不落地工艺流程图

3.4.6.2　资源能源利用

本工程设计在以下几个方面采取节能措施：

1）机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

2）对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

3）采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。

4）工艺过程为全密闭式，没有油气排出。

5）选用低损耗变压器，以降低电能损失。

3.4.6.3 产品指标分析

本工程为稠油开采，产品主要为原油，新油井平均单井产量 5.5t/d，新建产能 4.67 万 t/a，开发 10 年累计产油 35.36 万 t，采出程度 27.85%。

3.4.6.4 污染物产生指标分析

（1）废水

钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，废弃钻井泥浆和废水带罐作业，委托有资质单位无害化处置，废水不外排。

油藏采出水是油田开发过程中的主要废水，本工程区块的采出液依托已建联合站污水处理系统处理后用于回注。

（2）废气

工程主体采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。

（3）固体废物

对开发过程中的试油、修井、洗井及其它作业，通过加强管理可防止和减少环境风险事故的发生及污染物泄漏，严格控制落地油的排放量，生产作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油统一运至新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废润滑油、废防渗布主要在修井作业过程中产生。施工作业结束后，将废弃的含油防渗布集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（4）噪声

除各种钻机、柴油机、发电机采取消音措施，将噪声较大的发电机等布置在有隔声墙、吸音壁的房间内外，站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗，抽油机采用永磁电机配变频调速装置，提高功率因素，减少噪声。

（5）生态保护及水土保持措施

严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，使油田开发与生态环境保护协调发展。

通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.4.6.5 废物回收利用指标分析

本工程为达到节能增效、综合利用的目的，钻井过程中完善并加强了废液的循环利用系统，加强作业废液的处理和综合利用。

（1）钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，对于废弃物尽可能回收利用。

（2）废润滑油及其它油品全部回收联合站综合利用。

（3）钻井完井后，井筒替出泥浆排入泥浆罐统一回收处理。

（4）井场用水实行管制冲洗砂样在容器中进行，机泵冷却水循环利用，且冲洗设备不用清水。

（5）选用操作灵活、密封性能好的阀门，减少天然的漏损量。

（6）采用节能型电气设备，如节能型变压器和高效节能灯具等。

（7）柴油发电机组选用先进、节能的发电机组，减少能耗。

（8）合理提高用电设备功率因数，合理选择电动机、变压器容量，降低电能损耗。

3.4.6.6 环境管理要求

在油气开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范油田生产行为，对钻井生产、井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使钻井队、作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

（1）把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全春风油田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

（2）在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

（3）钻井生产施工过程当中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸中发生失散及时清理回收。

（4）在雨季和汛期，加强对井场泥浆罐的容量设计，使其在雨季和汛期防止外溢有足够的保证。

（5）井下作业积极推行无污染作业法，采油过程中加强生产管理，对输油管线、输气管线及井口装置定期进行检查和维修，减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。

本工程将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展，达到污染控制、节约能源、降低能耗与生产技术相结合，采用国内最先进技术，推行清洁生产综合利用，尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生，使废弃物在生产过程中转化为可利用资源，消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外，本工程在污染防治战略上，从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制；在污染物排放控制上，由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合；在污染治理上，由重分散的点源治理转变为分散治理与集中控制相结合。

3.6.2. 标准对照

（1）评价标准体系

按照根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中的相关标准对本工程开发区块清洁生产进行分析。见表 3.6-1~表 3.1-3。

表 3.6-1　　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	6	符合行业标准要求	符合	6
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25	≤20	9
		柴油消耗	/	5	/	/	5
（2）生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100%	30
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率	%	10	≥75%	75%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
（4）污染物指标	25	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	≤35	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2

		噪声		3	符合排放标准要求	符合	3

定性指标

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程评价得分
（1）原辅材料	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	15	15
（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	8
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		固井质量	固井质量合格	5	5
		钻井效率	钻井效率合格	7	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	5
（3）符合国家政策的生产规模	10	符合国家政策	符合国家政策	10	10
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核		10	10
（5）贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5

表 3.6-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
（1）资源与能源消耗指标	25	占地面积		5	≤5.0	符合行业标准要求	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	≤5.0		10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	行业基本水平		/
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物	%	9	100	100	9

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
		利用率					
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	m^3/井次	5	≤3.0	100	5
		修井废水	kg/井次	5		/	5
		废气	kg/井次	5		/	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区≤50 已类区≤70	/	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	/	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	得分
（1）原辅材料	15	洗井液的毒性		15	15
（2）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	7	7
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	6	6
		防溢设备（防溢池设置）	具备	6	6
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	8	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	8	8
（3）符合国家政策的生产规模	10	符合国家政策	符合国家政策	10	10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		5	5
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	满足污染物排放总量控制与减排措施情况		15	15

表 3.6-3　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稠油≤160	≤160	25
（2）生产技术特征指标	30					符合	30
（3）资源综合利用指标	25	余热余能利用率	%	5		/	/
		油井分离气回收利用率	%	10	≥80	/	/
		含油污泥资源化利用率	%	10		100	10
（4）污染物产生指标	20	落地原油回收率	%	5		100	5
		采油废水回用率	%	5	≥60	100	5
		油井分离气外排率	%	5	≤20	0	5
		采出废水达标排放率	%	5	100		5

定性指标

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	得分
（1）原辅材料	15	注水水质		10	10
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒质量	井筒设施完好	5	5
		采气过程醇回收设施	套管气回收装置	5	5
		天然气净化设施	防止落地原油产生措施	5	5
		集输流程	全密闭流程并具有油气回收装置	5	5
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	5	5
		套管气回收装置	套管气回收装置	5	5
		防止落地原油产生措施	防止落地原油产生措施	5	5
（3）符合国家政策的生产规模	10	符合国家政策	符合国家政策	10	10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
（5）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

（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：

$$P1=\sum_{i=1}^{n}S_i\cdot K_i$$

式中：P1—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。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 K_i'表示：

$$K_i'=K_i\bullet A_j$$

式中：A_j—第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数。$A_j=A_1/A_2$。A_1 为第 j 项一级指标的权重值；A_2 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。

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：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

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

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

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。

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下表：

表 3.6-4　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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由上表计算得出：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价指数 100 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价指数 94 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

——采油和集输：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价指数 91 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

综上，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

3.6.3. 清洁生产水平结论

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、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。特别是该工程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，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

因此，本工程属于清洁生产先进水平。

3.7. 污染物排放总量控制

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。

3.7.2. 污染物排放总量控制

目前国家“十五五”污染物排放总量控制要求还未发布，参照“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_X、VOCs。

废水污染物：COD、NH_3-N。

根据项目建设运营特点，本工程油气集输过程中 NMHC 的无组织排放量为 4.332t/a，不涉及 VOCs 有组织排放。运营期产生的采出水、井下作业废水均不外排。

因此，本工程不涉及废水、废气污染物总量控制指标。

4. 环境质量现状调查与评价

4.1. 自然环境概况

4.1.1. 地理位置

克拉玛依市地处准噶尔盆地西缘，西北傍扎依尔山，南依天山北麓，东濒古尔班通古特沙漠。地理坐标位于。北部、东北部与和布克赛尔蒙古自治县相接；西面与乌苏市和托里县毗邻；东南面与沙湾市相接；南边奎屯市把独山子区隔开，使这个区成为克拉玛依市的一块飞地。克拉玛依市下辖克拉玛依、独山子、白碱滩、乌尔禾 4 个行政区。全市呈南北长（最长处 240km）、东西窄（最宽处 110km）的斜长条状，总面积 9500km^2。海拔介于 250～500m 之间。中心城区距乌鲁木齐公路里程 312km，直线距离 280km；距北京公路里程 4086km，直线距离 2600km。独山子距中心城区 150km。

塔城地区乌苏市位于新疆维吾尔自治区西北部，处于天山北坡，准噶尔盆地西南缘，亚欧大陆桥、312 国道和独库公路的枢纽处。东与克拉玛依市、奎屯市、沙湾市毗连，南与尼勒克县相望，西与精河县为邻，北与托里县接壤。全市总面积 20700km^2。

表 4.1-1　本工程部署井位所在行政区划一览表

序号	区块	井号	行政区划	性质	类型
1	排612	排612-平228	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
2	排612	排612-平229	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
3	排612	排612-平230	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
4	排612	排612-平231	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
5	排612	排612-平232	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
6	排601-20	排601-支平901	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
7	排601-20	排601-平902	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
8	排601-20	排601-支平903	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
9	排601-20	排601-平904	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
10	排601-20	排601-平905	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
11	排625	排625-支平20	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
12	排625	排625-平21	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
13	排625	排625-平22	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
14	排625	排625-平23	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井

序号	区块	井号	行政区划	性质	类型
15	排625	排625-平24	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
16	排625	排625-平25	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
17	排6北	排6-支平165	塔城地区乌苏市	新钻井	采油井
18	排6北	排6-支平166	塔城地区乌苏市	新钻井	采油井
19	排6北	排6-支平167	塔城地区乌苏市	新钻井	采油井
20	排6北	排6-支平168	塔城地区乌苏市	新钻井	采油井
21	排6北	排6-平169	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
22	排6北	排6-平170	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
23	排6北	排6-支平171	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
24	排601北	排601-平821	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
25	排601北	排601-平822	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
26	排601北	排601-平823	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
27	排66	排66-平57	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
28	排66	排66-平58	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
29	排66	排66-平59	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
30	排66	排66-平60	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
31	排66	排66-平61	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	采油井
32	排7注水	排7-斜17	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
33	排7注水	排7-斜18	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
34	排7注水	排7-斜19	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
35	排7注水	排7-斜20	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
36	排7注水	排7-斜21	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
37	排7注水	排7-斜22	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
38	排7注水	排7-斜23	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
39	排7注水	排7-斜24	克拉玛依市克拉玛依区	新钻井	注水井
40	排601-20	排601-21	克拉玛依市克拉玛依区	老井转注	注水井
41	排601-20	排601-26	克拉玛依市克拉玛依区	老井转注	注水井

本工程主体所在区域位于克拉玛依市克拉玛依区辖区，距离市区约 37km。部署的 41 口井中，37 口井位于克拉玛依市克拉玛依区、4 口井位于塔城地区乌苏市。G3014 从工程区穿行而过。工程区中心地理位置坐标为：。工程区地理位置见图 3.2-1。

4.1.2. 地形地貌

工程地处准噶尔盆地西北缘的冲洪积扇前倾斜平原地带，总的地貌特征比较单一，多为广阔平坦的戈壁滩，地表覆盖有厚薄中等的砾石、沙、沙土等，部分地区及近山冲沟内可见中生界地层出露，属戈壁倾斜平原景观。市区西北缘是加依尔山，山脉由北向南，海拔为 600-800m，山体矮小，由构造剥蚀山及丘陵地形组成。山上无常流水，仅在暴雨期间形成暂时性洪水，并由短暂洪流积水造就一些“白板地”。市区位于山脉与盆地之间的漫坡上，其东南面是古玛纳斯河冲积、湖积形成的茫茫戈壁平原，一直延伸到准噶尔盆地中部的沙漠区。戈壁滩上散落着许多沙丘、沙垄和沙包，其上覆盖着荒漠植被，市区东北部的平原由于长期的强烈风蚀及暴雨冲刷，形成了古城废址似的“魔鬼城”的独特景观。

4.1.3. 气候气象

工程区地处欧亚大陆腹地，远离海洋的地理位置及特殊的地形、地貌，形成极为典型的北温带干旱大陆性气候。气温变化剧烈，夏季炎热，干燥少雨，雨多为阵雨。冬季严寒，多阴雪天气，是寒潮多发季节。春、秋两季为过渡期，换季不明显。春季多风，气温上升快，但极不稳定，时有倒春寒出现，历年造成灾害性的大风多出现在春季，大风常伴有沙尘暴。

区域降水量年际变化大，近几十年来的统计资料显示，降水量最多的年份是 1960 年，达 227.4mm，为多年平均降水量的 240%；降水量最少的 1962 年，为 58.5mm，仅占多年平均降水量的 61.8%。降水量年际变率大，既是大陆性气候特征之一，也是自然条件中不利因素之一。

克拉玛依是全国有名多风地区，风多且大，风力活动频繁。大风春季最多，秋季次之，夏季由于冷空气势力减弱，大风较少。冬季冷空气下沉，存在较强逆温；全年主导风向西北风。气象资料见下表：

表 4. 2-1　　评价区域气象资料

序号	项目	单位	数值
1	最热月平均气温（7 月）	℃	27.4
2	最冷月平均气温（1 月）	℃	-16.7
3	极端最高气温	℃	43.8
4	极端最低气温	℃	-40.2
5	年平均气温	℃	8.4

序号	项目	单位	数值
6	年平均大风日	天	76.0
7	最大风速	m/s	30.3
8	冬季平均风速	m/s	1.5
9	年平均风速	m/s	2.54
10	风向	—	NW
11	平均年降水量	mm	96.4
12	历年最大降水量	mm	227.3
13	历年平均蒸发量	mm	3445.2
14	年降水量天数平均值	日	68.0
15	年降水极值天数	日	101.0
16	最大积雪厚度	mm	250.0
17	冻土深度	cm	180.4

4.1.4. 水文地质条件

4.1.4.1. 水文

本工程区周围无地表水体。克拉玛依市属资源性缺水地区，长期以来主要以引用地表水为主，开采部分地下水作为补充。流入境内的河流主要有 5 条，依次为白杨河、玛纳斯河、克拉苏河、达尔布图河和奎屯河，均为内陆河流，河水的补给来源主要为雪融水、降雨和少量裂隙水。地表水可引用年总径流量为 2.21 亿 m^3。

克拉玛依市多年平均地下水总补给量为 4.14 亿 m^3，其中淡水资源量 2.59 亿 m^3/a，可开采储量为 1.82 亿 m^3/a。目前克拉玛依市境内已开采地下水源主要有百口泉地下水和独山子区南洼地第二水源，总开采量约为 4100 万 m^3/a。

河流共同特点：

（1）均为内陆河。除奎屯河水系各支流发源于北天山北坡之外，其余都发源于准噶尔西部山地。其归宿都是流入准噶尔盆地或山间封闭盆地的低洼处。

（2）河流的水源来自山区冰川和积雪融化水及大量降雨。源于萨吾尔山的河沟水源来自山泉和降水。以山口为界，河流一般可分为径流形成区和散失区。上游（山区河道）因降水多，引水少，是径流形成汇集区。出山后，河水被大量引到灌区，加之山前平原区地面平坦，径流缓慢，下渗量大，降水稀少，蒸发强

烈。故平原不能形成径流，河流的中下游都是径流散失区。

（3）河流条数多，水量少，流程短，冰封时上述河流除 4 条年径流量超过 1.2 亿 m^3外，其余均在 0.9 亿 m^3以下，冰封时和枯水季常断流。山区因河道纵坡降大河床窄，“V”型谷底存水浅，故上游都是时令河沟。中游多因山洪冲运到河床大量石块和流砂淤积，使河面变得宽浅，河水易被大量蒸发和下渗，使中游也出现枯水期河水断流。下游多因引水灌溉农田，或修拦截水的水库、引水渠等工程，使河水量大减而断流。

（4）灌区河道来水较稳定，奎屯河最大年份来水是最小年份来水的 1.48 倍，但河流的来水量有地区间分布不平衡和年度内季节性分配不均。奎屯河水系的年径流量多年平均为 12.252 亿 m^3，占了总年径流量 91.l%。而白杨河仅 1.20 亿 m^3。据多年观测四条河 l～5 月、6～8 月、9～12 月的来水量分别占全年来水的总量的 18％、59%、23%。可见 6～8 月三个月的来水比重大。据国家水年鉴资料，四条河流多年平均的年输沙量为 41.778kg/s，平均年输沙量为 131.9 万 t，侵蚀模数为 189.5t/m^2。

本工程地表水评价范围内无地表径流。

4.1.4.2. 地质

春风油田构造位置位于车排子凸起的东部，区域构造上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元，本工程位于春风油田西北部。地层经钻井揭示，春风油田自下而上发育上古生界石炭系基岩、中生界侏罗系、白垩系吐谷鲁群组、新生界新近系沙湾组、塔西河组和独山子组以及第四系西域组。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层系之间为角度不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上。

4.2. 生态环境现状与评价

4.2.1. 区域生态功能区划

本工程位于准噶尔盆地南部，行政区划隶属克拉玛依市及塔城地区乌苏市，工程分布在中石化春风油田矿权内。

根据《新疆生态功能区划》，工程区北部采油部分所在区域属于“克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”。拟建工程区所在区域生态功能区划具体见表 4.2-1。

表 4-2-1　工程区生态功能区划表（《新疆生态功能区划》）

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	
	生态亚区	II_1 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	II_5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	17.克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区	26.乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能		石油工业产品、人居环境、荒漠化控制	工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		工业污染，土地盐渍化和沼泽化、风沙危害	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁
生态敏感因子敏感程度		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感	生物多样性及其生境中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		改善城市生产生活环境，保护荒漠植被	保护绿洲农田、保护城市大气和水环境质量、保护荒漠植被、保护农田土壤环境质量
主要保护措施		加强污染治理、废弃物资源化利用、完善城市防护林体系、扩大城市绿地面积、加强油区植被保护和管理	节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理
适宜发展方向		建设现代化石油工业基地和良好的人居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展	发展优质高效农牧业，美化城市环境，建设健康、稳定的城市生态系统与人居环境

由表可知，工程所在的克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区主要生态服务功能为“石油工业产品、人居环境、荒漠化控制”。本工程属于陆地石油开采类项目，符合区域生态服务功能。

图 4.2-1　　工程区生态功能区划图

4.2.2. 生态系统类型

根据现场调查情况，按照《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类。调查显示，评价区域北部以自然生态系统为主，区域生态系统结构简单。具体见表 4-2-3。

表 4-2-3 项目所在区域生态单元表

工程范围	生态单元名称	土地利用类型	主要植被类型	土壤类型
本工程	灌丛生态系统	灌木林地、其他草地、盐碱地	梭梭、柽柳和琵琶柴等	灰漠土

4.2.3. 生态系统结构和特征

评价区地处准噶尔盆地西南部，该区域为荒漠-绿洲-工业基地交错带，海拔275~290m，地势较为平坦，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。评价区域生态环境特点表现为：无明显的地域分异特征；土壤、植被类型单一，主要自然植被类型为梭梭、琵琶柴、驼绒藜等植被；主要土壤类型为灰漠土、潮土；从该区域整体情况来看，生态环境属中度脆弱区。

4.2.4. 土地利用类型现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 Landsat_TM、OLI 影像数据的解读分类。根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与工程进行叠加，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，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。评价区域土地利用现状见表 4-2-4。

表4-2-4 评价区域土地利用现状一览表

土地利用类型		面积（km^2）	比例/%
一级分类	二级分类		
耕地	水浇地	0.22	0.57
林地	乔木林地	0.58	1.51
	灌木林地	21.69	56.36
	其他林地	0.03	0.07
草地	其他草地	13.15	34.17
交通运输用地	公路用地	0.16	0.42

其他土地	沙地	0.02	0.05
	盐碱地	2.64	6.85
合计		38.49	100

由上表可知，生态现状调查范围内土地利用类型涉及耕地、林地、草地、交通运输用地、其他土地等 5 大类，水浇地、乔木林地、灌木林地、其他林地、其他草地、公路用地、沙地、盐碱地等 8 小类。其中工程区占地以其他草地和灌木林地为主。

图 4-2-4　评价区域土地利用现状图

4.2.5. 植被现状调查与评价

（1）评价区域植被区划调查与评价

根据新疆植被区划，工程所在地区属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。该区域气候极端干旱，但热量丰富。区域地表西部以风沙土为主、中部以灰漠土为主，北部以灰棕漠土为主，植被稀疏，多为旱生、耐盐碱型植被。

（2）植被群落调查与评价

区域内天然植物种类单一，以旱生、耐盐碱的亚洲中部荒漠成分占优势。主要有藜科的梭梭、假木贼、木碱蓬和驼绒藜；柽柳科的多枝柽柳、琵琶柴。就其区系地理成分而言，有属亚洲中部成分的梭梭，中亚成分的盐节木，总体来说比较简单。从历史成分来看，显示出其古老性，藜科中的梭梭、猪毛菜、盐爪爪等属的一些种均发生于第三纪。

评价区域共调查自然植被型组为荒漠植被等 1 类，植被群系有梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系、梭梭-琵琶柴群系等共计 2 种，均属于小半灌木荒漠，是新疆荒漠植被中具有重要作用的显域性植被，2 种群系分布在整个油田开发区，所适应的土壤为灰漠土等，土壤中含有石膏，机械组成为沙砾质。其中梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系植被盖度较高，多在 10%~30%之间；梭梭-琵琶柴群系植被盖度较地，多在 10%~20%之间。群落种类组成单一，优势度较高，优势种主要为梭梭（*Haloxylon ammodendron*）、多枝柽柳（*Tamarix ramosissima*）、琵琶柴/红砂（*Reaumuria soongorica*），伴生种有盐生假木贼（*Anabasis articulata*）、驼绒藜（*Iljinia regelii*）、翼果霸王（*Zygophyllum pterocarpum*）、叉毛蓬（*Petrosimonia sibirica*）、肥叶碱蓬（*Suaeda kossinskyi*）、猪毛菜（*Salsola spp*）等。

（3）评价区植被物种调查与评价

评价区域高等植物有 19 种，优势种为梭梭、多枝柽柳、琵琶柴等，植被覆盖度在 10%~30%之间。区域自然植物分布情况见表 4-2-5，植被类型见图 4-2-6。

图 4-2-6　植被类型分布图

表4-2-5　区域野生植物分布情况一览表

中文名	学名	分布
梭梭	*Haloxylon ammodendron*	＋＋
多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*	＋＋
琵琶柴（红砂）	*Reaumuria soongorica*	＋＋
盐生假木贼	*Anabasis articulata*	＋＋
展枝假木贼	*Anabasis truncata*	＋
高枝假木贼	*Anabais elatior*	＋
直立猪毛菜	*Salsola rigida*	＋
骆驼刺	*Karelinia caspia*	＋
驼绒藜	*Iljinia regelii*	＋
木碱蓬	*Suaeda dendroides*	＋
翼果霸王	*Zygophyllum pterocarpum*	＋
猪毛菜	*Salsola spp.*	＋＋
西伯利亚白刺	*Nitraria sibirixa*	＋＋
囊果碱蓬	*Suaeda physophora*	＋＋
翅花碱蓬	*Suaeda pterantha*	＋＋
肥叶碱蓬	*Suaeda kossinskyi*	＋＋
盐爪爪	*Kalidium foliatum*	＋
芦苇	*Phrogmites australis*	＋
叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	＋

（4）样方调查概况

A.布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

B.样方调查内容

本工程生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个。本评价自然植被实地调查中主要采用样方法。在样方中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范

围涉及梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系、梭梭-琵琶柴群系等 2 种植物群落类型，每种类型设置 3 个样方，共调查 6 个样方，布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

①梭梭-琵琶柴群系植被样方调查：设置 5m×5m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

②梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系植被样方调查：设置 5m×5m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

图 4-2-7　样方、样线分布图

C.样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 6 个，主要样方情况见表 4-2-6~表 4-2-7。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

梭梭-琵琶柴群系植被样方调查，调查地点：分别在工程区北部、工程区东部、工程区西部布设样方，土壤类型：灰漠土等；地形地貌为平原，总盖度为 20-30%。

样方大小：5m×5m；统计结果见表 4-2-6。

表 4-2-6　群系 1 植被样方调查统计表

梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系植被样方调查，调查地点：分别在排 7-15 北部、排 7-16 东部、排 71 北部布设样方，土壤类型：灰漠土等；地形地貌为平原，总盖度为 10-25%。

表 4-2-7　群系 2 植被样方调查统计表

4.2.6. 野生动物现状评价

（1）野生动物区划

按中国动物地理区划的分级标准，工程区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，主要为荒漠。

（2）野生动物类型调查与评价

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以梭梭、琵琶柴为主，多为旱生耐盐碱种类。干旱的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵等）。

工程所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是工程区内主要建群种动物，详见表 4-2-8。

表 4-2-8　评价区主要动物种类及分布

注：表中 R 留鸟 S 夏候鸟 B 繁殖鸟 W 冬候鸟 T 旅鸟 ++多见种 +常见种 ±偶见种

由于该油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内见到这些动物出没的概率较低。由于准噶尔盆地干旱的气候条件，野生动物分布种类少。

（3）野生动物重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家二级保护动物 1 种，为云雀。

（4）动物样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选

定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，有灌丛区、半灌木荒漠区 2 种类型，本次评价在管道沿线每种生境类型各设置 3 条样线，每条样线 500m 左右，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次共设置样线 6 条，鸟类共观测到麻雀、喜鹊、小沙百灵等 3 种，爬行类动物有快步麻蜥、密点麻蜥、子午沙鼠等 3 种，未发现野生动物保护物种。

4.2.7. 区域环境敏感目标调查及评价

环境敏感目标包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区等。根据调研，评价范围内生态敏感目标主要为重要物种及公益林。各项工程均不占生态保护红线，距离约 16km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）。

（1）公益林

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

本工程拟建区域分布有国家二级公益林、地方公益林，该区域主要植被为梭梭，无其它保护植物。周围无自然遗迹。

区块内的公益林均属于防风固沙林，占用林地的林种主要为梭梭等荒漠灌木植被。评价区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，盖度 10~30%，建群植物主要由旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及一年生草本和中短命植物组成，如梭梭、驼绒藜、琵琶柴等，无蓄积。

工程区占地位于国家二级公益林及地方公益林分布区。由于公益林空间分布矢量属涉密数据，本评价仅根据现场勘察进行初步核算，具体核查数据以公益林主管部门的核查结果为准。

表 4-2-9　　本工程涉及公益林面积统计表

序号	工程内容	国家二级公益林	地方公益林

			永久	临时	永久	临时
1	井场	采油井	0.60	0.80	0.15	0.20
		注水井	0	0	0	0
		增压点	0	0	0	0
		掺水点	0	0	0	0
2	站场改造	1#增压站	0	0	0	0
		排 7 注水站	0	0	0	0
3	管线工程	集油管线	0	0.46	0	1.82
		掺水管线	0	0	0	1.51
		注汽管线	0	0	0	0
		注水管线	0	0	0	0
		分离气掺烧管线	0	0	0	0
4	道路工程		0	0	0.27	0.09
合计			0.6	1.26	0.42	3.62

4.2.8. 水土流失现状调查

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划环境影响报告书的审查意见》（新环审〔2022〕244 号）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，本工程不在水土流失重点预防区及重点治理区范围内。

4.2.9. 土地沙化现状调查

本工程主体内容位于克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区，主要生态功能为工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制。根据《新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030）》及《新疆第六次沙化监测报告》（新疆维吾尔自治区林业和草原局），本工程所在区域为“有明显沙化趋势的土地”，不在沙化土地分布区。

图 4-2-6　沙化土地分布图

4.2.10. 小结

本工程地处准噶尔盆地西南部，东北为灌丛区，南部、西部接城镇与绿洲，工程区为开发多年的石油工业基地，区域中的梭梭、琵琶柴等荒漠植被是保护绿洲景观及工业景观的天然屏障。工程评价区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为公益林及区域内的动植物。评价区域主要

以灌丛生态系统为主，生态环境功能区为“克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”“乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”“六、七、八师奎屯-石河子-五家渠城镇与绿洲生态功能区”，评价区域内土地利用类型以灌木林地、草地为主，植被以梭梭-琵琶柴群系植被为主，土壤类型以灰漠土为主，区域土壤现状质量一般、植被种类单一，生态系统稳定性维持在一定水平。

4.3. 水环境现状调查与评价

4.3.1. 地表水环境质量现状与评价

本工程评价范围内无地表水体分布，故不做地表水调查。

4.3.2. 地下水环境质量现状与评价

4.3.2.1. 监测点位的布设

本工程地下水评价工作等级为二级，地下水流向由南向北，根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ 610 -2016）要求，本次地下水评价布设 5 个地下水水质水位监测点。

具体监测点位和监测点信息见表 4-3-2，总体可满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的布点要求。

表 4-3-2 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	与项目区位置关系	水位	监测时间
1	包谷图水源地水井	项目区下游	15m	2025年2月 2025年6月~7月
2	排 612-316 监测井	项目区内	25.5m	
3	监联二井	项目区内	15.5m	
4	排 612-4 水井	项目区西侧1km	60m	
5	排61北井	项目区下游2km	22m	

4.3.2.2. 监测时间

本次地下水监测水质采样时间为2025年2月、排61北井补充监测时间为2025年6月~7月。

图4-3-1 监测点位分布图

4.3.2.3. 监测项目

pH值、总硬度、氯化物、挥发酚、氨氮、氰化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、硫酸盐、石油类、总大肠杆菌、细菌总数、耗氧量、六价铬、铜、砷、镉、硒、铅、汞、碘化物、钠、阴离子表面活性剂、铝、锌、锰、铁、溶解性总固体、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、肉眼可见物、浑浊度、嗅和味、色、

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}等。

4.3.2.4. 评价方法

采用单因子污染指数法对监测结果进行评价。其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为：

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

对于以评价标准为区间值的水质参数时，其单项指数式为：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pH_j \le 7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0} \qquad pH_j > 7.0$$

式中：$S_{i,j}$——某污染物的污染指数；

$C_{i,j}$——某污染物的实测浓度，mg/L；

C_{si}——某污染物的评价标准，mg/L；

$S_{PH,j}$——pH 标准指数；

pH_j——j 点实测 pH 值；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值（6.8）；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值（8.5）。

4.3.2.5. 监测结果及评价

监测结果见表 4-3-3、4-3-4。根据监测结果可以看出，除硫酸盐、氯化物、氟化物、钠超标外，其他各监测点地下水中的各项监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标主要原因是由局部自然背景值高所致。

表 4-3-3　　地下水监测结果表

表 4-3-4　　八大离子平衡表

4.3.3. 包气带污染现状调查

4.3.3.1. 监测布点

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场、站场等，因此本次调查选取已建排 655-平 1、排 612-1#增压站、排 7 注水站占地内及占地外 200m 处进行包气带分层取样调查；监测布点见表 4-3-5。

表 4-3-5　包气带现状监测点位置

4.3.3.2. 监测因子、时间与频次

监测因子：pH、石油类。

监测时间：2025 年 2 月 27 日，监测一天，采样一次。

4.3.3.3. 监测分析方法

监测项目分析方法具体见下表。

表 4-3-6　包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油经(C_{10}-C_{40})的测定 气相色谱法》	HJ 1021-2019	6mg/kg

4.3.3.4. 监测结果

包气带监测结果见下表。

表 4-3-7　包气带现状监测结果一览表　　单位：mg/L

从调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.4. 土壤环境质量现状监测与评价

4.4.1. 土壤概况及理化特性

（1）区域土壤概况

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区位于准噶尔盆地西南部，区域土壤类型较为简单，主要分布有灰漠土、草甸土、风沙土和潮土，以灰漠土为主。

①潮土

潮土是河流沉积物受地下水运动和耕作活动影响而形成的土壤，因有夜潮现象而得名。属半水成土。其主要特征是地势平坦、土层深厚。潮土是发育于富含碳酸盐或不含碳酸盐的河流冲积物土，受地下潜水作用，经过耕作熟化而形成的一种半水成土壤。土壤腐殖积累过程较弱。具有腐殖质层（耕作层）、氧化还原层及母质层等剖面层次，沉积层理明显。潮土主要分布在工程区西南部的农田绿洲区。

②灰漠土

灰漠土是在干旱荒漠气候条件下，通过微弱的生物积累过程，粘化铁质化过程和微弱淋溶过程的共同作用下形成的。剖面特征：地表具多角裂缝，表土为发育良好的荒漠结皮层，呈浅灰色干面包状，此层以下为淡灰色的片层结构，约2~5cm 厚；第三层为粘化、铁质化过程形成的浅棕色紧密实层，粘粒含量稍高，腐殖质层不明显，有白色斑点或菌丝状的碳酸钙沉积；在 40cm 以上，有石膏晶粒出现。灰漠土土壤肥力贫瘠，土壤表层（0~10cm）有机质含量多低于 1%，全氮量约为 0.06%。通体石灰反应强烈，但表层较弱。剖面中下部盐分较上层高，盐分组成以氯化物-硫酸盐为主，同时表层土壤中氯化物含量较高对地表植被危害较重。

③草甸土

发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分比较充分。

④风沙土

风沙土是一种发育在风成沙性母质上的土壤，具有质地粗、有机质含量低、盐分高、通透性好、保水保肥能力差等特点。

（2）评价区土壤类型及分布

本工程评价范围内的土壤类型有灰漠土和潮土，其中以灰漠土为主。工程区土壤类型具体见图 4-4-1。

（3）土壤理化特性调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。分析结果如表 4-4-1 所示。

表 4-4-1　土壤理化特性调查表

4.4.2. 土壤环境质量现状监测与评价

根据工程区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为未利用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆钧仪衡环境技术有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为 2025 年 3 月。

（1）监测布点

①区块占地范围内

工程占地范围内的空地上布设 7 个土壤检测点，其中 1#、2#、3#、4#、5#为柱状样点；6#、7#为表层样点。

②区块占地范围外

工程占地范围外 1km 范围内的未利用地及农田共布设 4 个土壤监测点，取 4 个表层样，分别为 8#、9#、10#、11#。

（2）监测因子

土壤监测项目包括基本因子和特征因子。

①重金属和无机物：砷、镉、铬、六价铬、铜、铅、锌、汞、镍等 9 项；

②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯等 27 项；

③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等 11 项。

④特征因子：pH 值、石油烃、盐分含量。

本次土壤环境质量现状监测布置见表 4-4-2。

表 4-4-2　土壤监测点位一览表

（3）评价标准和评价方法

评价标准：区块占地范围内及评价范围外非农用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1、2 第二类用地筛选值标准；占地范围外农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 农用地风险筛选值标准。

评价方法：采用与标准值比较法。

（4）监测结果与评价

具体监测及评价结果见表 4-4-3~4-4-5，土体结构见表 4-4-6。

表 4-4-3　占地范围内表层样土壤监测及评价结果 单位：mg/kg

表 4-4-6　占地范围外表层土壤监测及评价结果　单位：mg/kg

图 4-4-1　评价区域土壤类型图

从评价结果可以看出：拟建项目占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；拟建项目占地范围外监测点各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 农用地风险筛选值标准。

4.5. 环境空气质量现状调查与评价

4.5.1. 环境空气质量达标区判定

4.5.1.1. 区域大气环境质量达标判定

本工程位于克拉玛依市及塔城地区乌苏市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）中 6.2.1.1 要求，项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。因此，本评价采用生态环境部环境项目评估中心在环境空气质量模型技术支持服务系统公布的 2023 年对外服务平台中达标区判定数据。根据该数据平台，距离本工程最近的国控点位于克拉玛依市，此国控点与本工程地理位置邻近，所在区域地形、气候条件与本工程所在区域相近，数据具有代表性和有效性。国控点数据及环境空气质量达标区判定详见表 4-5-1。

表 4-5-1　区域空气质量现状评价表

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m^3）	标准值（μg/m^3）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值				达标
NO_2	年平均值				达标
PM_{10}	年平均值				达标
$PM_{2.5}$	年平均值				达标
CO	第 95 百分位数 24 小时平均				达标
O_3	第 90 百分位数最大 8 小时平均				达标

从表 4-5-1 可以判定，项目所在区域 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；因此项目区为环境空气质量达标区。

4.5.1.2. 近五年区域环境质量调查

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），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2019 年-2023 年的克拉玛依市国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源，详见下表 4-5-2。

表 4.5-2　近五年克拉玛依市环境空气质量现状变化　单位：μg/m³　（标注除外）

污染物	年评价指标	二级标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）				
			2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
PM_{10}	年平均质量浓度						
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度						
SO_2	年平均质量浓度						
NO_2	年平均质量浓度						
CO	日均值第 95 百分位浓度						
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度						

引用 2019 年-2023 年克拉玛依市国控点数据分析，克拉玛依市 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.5.2. **特征因子补充监测**

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价委托新疆钧仪衡环境技术有限公司在工程区及工程区下风向各布设 1 个点位对 NMHC 和 H2S 进行补充监测。具体监测点位见表 4-5-3。

表 4-5-3　补充监测点位基本信息

序号	监测点名称	坐标
1		
2		

（2）监测项目及监测方法

监测项目：NMHC、H2S。

监测方法：按国家《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》的有关规定和要求执行。监测时同步记录天气

状况、环境气压、环境温度、风力、风速、风向等气象资料。具体分析方法及检出限见表 4-5-4。

表 4-5-4　监测项目分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	检出限
H_2S	环境空气 总烃、甲烷和 NMHC 的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m^3
NMHC	空气质量 H2S、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法	GB/T 14678-1993	1.0×10^{-3}mg/m^3

（3）监测时间及频率

2025 年 2 月连续七天监测，监测因子及频次详见表 4-5-5。监测期间同步进行风向、风速、气温及气压等气象要素的观测。

表 4-5-5　监测因子及监测频次

监测因子	监测项目	执行标准	监测时间及频次
H_2S	小时均值	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D	每日采样 4 次，采样时间为每天 02、08、14、20 时，每小时采样时间不少于 45min
NMHC	小时均值	《大气污染物综合排放标准详解》	每天采样 4 次，采样时间为每天 02、08、14、20 时；注射器或气袋采样，采样体积一般不小于 100ml

（4）评价方法

选用单项污染指数法进行评价，公式为：

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

式中：Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（5）监测结果及评价统计

环境空气质量现状监测评价结果统计见表 4-5-6。

表 4-5-6　大气环境质量现状监测结果

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m^3）	监测浓度范围（μg/m^3）	最大浓度占标率/%	达标情况
	NMHC	1 小时平均				达标
	H2S	1 小时平均				达标
	NMHC	1 小时平均				达标
	H2S	1 小时平均				达标

评价结果表明：监测点的 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^{3}的限值要求；H2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值。

4.6. 声环境现状调查与评价

本工程所在区域周围空旷，无声环境敏感目标，工程区域整体声环境质量良好。本次评价委托新疆钧仪衡环境技术有限公司于 2025 年 2 月对工程区周围现状进行了噪声监测，监测仪器为 AWA5688 多功能声级计，测试方法采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定进行。监测结果见表 4-6-1。

评价标准采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

表 4-6-1　声环境监测结果　　单位：dB（A）

监测点位		测量时间		标准值	达标情况
		等效声级 dB（A）			
		昼间	夜间		
春风联合站	东厂界			昼间 60 dB（A）；夜间 50 dB（A）	达标
	南厂界				
	西厂界				
	北厂界				
排 61（老井）	东厂界				
	南厂界				
	西厂界				
	北厂界				
排 7 注水站（注水站扩建）	东厂界				
	南厂界				
	西厂界				
	北厂界				
排 612-1#增压站（扩建站场）	东厂界				
	南厂界				
	西厂界				
	北厂界				
排 7-斜 17	背景值				
排 61-平 10	背景值				

从表 4-6-1 中可以看出，所有监测点位昼、夜连续等效声级均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准限值，本工程拟建工程区周边的声环境质量较好。

5. 环境影响预测与评价

5.1. 生态环境影响分析

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线和注汽管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5-1-1。

表 5-1-1　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		施工期	运营期	退役期
影响分析	影响程度	重	轻	轻
	影响特征	部分可逆	可逆	可逆
	影响时间	中、短期	短期	短期
	影响范围	大、固定	小、固定	小

5.1.1. 施工期生态影响分析

5.1.1.1. 工程占地对生态的影响分析

（1）井场建设对生态环境的影响

本工程部署 22 口井，其中新钻井 18 口（含采油井 15 口、回注井 3 口）、已建井 4 口（含采油井 3 口、回注井 1 口）。本工程总占地 24.1660hm^2，其中永久占地 3.4060hm^2，临时占地 20.7600hm^2。占地类型主要为灌木林地、其他草地、盐碱地、水浇地（非基本农田）。

本工程施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构筑物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的

工程建设而变化，不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原有生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被分布，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的细粉物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过多年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当油田转入正常运营后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.1.2. 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

工程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。油田经过多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使区域环境内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

本工程投入运营后，其中有永久占地3.4060hm^{2}的地表被永久占用，永久占地主要为灌木林地、其他草地、水浇地。地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏，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。

集油管线的建设主要为临时占地，主要为施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。项目临时占地面积20.7600hm^2，主要以灌木林地、其他草地、盐碱地、水浇地（非

基本农田）为主。

（2）生物量损失

本工程评价区植被覆盖率在 10%~30%之间。拟建工程井场和管线永久占地和临时用地都会导致生物量损失。根据国内有关植被生物量和生产力的研究成果，选取评价范围内典型植被种类进行生物量估算，按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—永久性生物量损失，kg；

S_i—占地面积，m^2；

W_i—单位面积生物量，kg/m^2。

根据现场调查及查阅《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，2016（12：4156-4163）等相关文献资料，生物量损失详见下表：

表 5-1-2　项目建设各类型占地的生物量损失

土地利用类型	平均生物量（t/hm^2）	面积（hm^2）		生物量（t）	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
灌木林地	4.5	1.9	11.5	8.6	51.8
其他草地	1.5	1.2	7.4	1.8	11.1
盐碱地	0.5	0.3	1.8	0.2	0.9
水浇地	1.2	0.006	0.06	0.01	0.1
合计	-	3.4060	20.7600	11	64

则项目实施将造成 11t 永久占地生物损失和 64t 临时占地生物损失。新增植被损失主要来自临时占地，通过加强施工管理，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可接受。

（3）石油类对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响；二是钻井及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。

（4）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和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。由于评价区植被密度较低，植被盖度小，生产区周围植被稀少，因此，人类活动对该区域植被产生的不良影响有限。

（5）废气对植被的影响

本工程施工期间，大气污染物主要是来自钻机和发电机作用柴油联动机组产生的废气，废气主要包含颗粒物、NO_2、SO_2、CO 等，在运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中对植物产生影响的主要有 NO_2、SO_2 以及施工期的扬尘。

SO_2 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_2 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氨氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

施工期扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（6）对区域生物多样性、生态系统结构和功能的影响

本工程所在区域植被生境较为稳定，主要植被类型为梭梭、琵琶柴，整个区域植被覆盖度在 10%~30%之间，工程占地所涉及的植被均为评价区域内的广布种，相对较容易得到恢复，不会造成植被生物多样性的丧失以及生态系统结构

和功能的破坏。

5.1.1.3. 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。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。

管道施工期，管道开挖（作业带宽 8m）会破坏地表植被和土壤结构，导致蜥蜴（如快步麻蜥、荒漠麻蜥）、啮齿类（如子午沙鼠）的巢穴损毁，迫使动物迁移。施工机械（如挖掘机、焊接设备）噪声（昼间 70dB(A)）可能惊扰鸟类（如小沙百灵等），干扰其繁殖和觅食行为；车辆碾压和人员活动会阻断动物活动路径，尤其对爬行类和小型哺乳动物的日常活动范围造成分割；施工带植被清除（如梭梭、琵琶柴）导致昆虫、种子等食物来源减少，影响鸟类和啮齿类生存；地表扰动可能引发风蚀，破坏微生境稳定性。

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，随着本工程钻井建设的各个过程，春风油田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它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

春风油田已开发多年，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。

5.1.1.4. 对公益林的影响分析

本工程所在区域分布有国家二级公益林及地方公益林，均属于防风固沙林。经核查，本工程井场、管线占用了国家二级公益林及地方公益林。工程临时占地主要为井场、管线施工占地，由于管线所接井场已分布在公益林区内，因此连接井场的管线也无可避免地占用了公益林，管线如若避绕将进一步增加占用公益林的面积。占用林地类型为灌木林地，林种为梭梭、多枝柽柳、琵琶柴等荒漠灌木植被。评价区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，

建群植物主要由旱生灌木、小半灌木等植物组成。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在征地范围内。

5.1.1.5. 水土流失影响分析

本工程建设将破坏地表原有稳定生态结皮层，增大了风蚀量。施工作业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。本次要求建设单位严格按照有关规定，执行以下措施：

①施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿；

②合理规划与设计井场，减少占地面积；

③“三废”无害化处理，保护土壤环境质量；加强管理，措施落实，减少地表扰动与破坏；

④临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡等临时防护措施，有效防止雨水冲刷；

⑤施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

5.1.2. 运营期生态影响分析

5.1.2.1. 对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从

管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

运营期管道隆起部分的长期影响主要表现在物理屏障效应、微生境改变。管道回填后形成的线性隆起地形（通常高出地表 0.3m）可能割裂动物栖息地，阻碍小型爬行动物（如麻蜥）和啮齿类的活动路径，导致种群隔离；隆起带土壤温度、湿度与原环境差异可能影响穴居动物（如沙鼠）的巢穴选址；地表硬化或砾石覆盖可能减少植被自然恢复，降低生物多样性。

5.1.2.2. 植被影响分析

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

5.1.2.3. 生态系统完整性影响分析

本工程道路、管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；井场道路、集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本工程管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。道路建设过程中分割作用对动物有所影响，由于区域动物以鸟类、爬行类为主，因此道路建设对鸟类的隔离作用很小，爬行类均为常见物种，适应能力较强，在受到不利影响后，会主动向周边适宜生境中迁移。

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

5.1.2.4. 景观格局影响分析

油田开发前，春风油田区域主要为自然生态景观，随油田着开发建设实施，地表植被被破坏，修建人工设施、如井场、集输管线等会改变原有地貌、将不同程度地造成项目所在区域的景观格局发生变化。原有的自然生态景观中穿插了井场、集油管线等景观要素，已被人为干扰为主的工业景观所替代，这种斑块的引

入，使廊道等人工景观要素和拼块的面积、数量都有很大程度的增加，从而使得景观连接度降低，景观异质性也随之发生变化，原有系统的抗扰动的能力有所降低。

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

5.1.3. 退役期生态影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废物。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.4. 生态影响评价自查表

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地面积 3.4060hm^2，临时占地面积 20.7600hm^2，地表植被盖度在 10%-30%，地表植被为区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

拟建项目生态环境影响评价自查表见表 5-1-2。

表 5-1-2　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量　　） 生物群落☑（物种组成、群落结构等　　） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　） 生物多样性☑（物种丰富度、优势度等　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观☑（景观多样性、完整性　　） 自然遗迹□（　　）

		其他☑（水土流失等 ）	
评价等级		一级□ 二级☑ 三级□	生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ 38.49 ）km^2；水域面积：（ ）km^2	
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查□；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑	
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□	
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化□；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑	
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑	
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑	
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑	
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑	
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□	
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑	
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□	
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。			

5.2. 地下水环境影响分析

5.2.1. 评价区水文地质条件

5.2.1.1. 区域地层概况

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。

区块内自上而下钻遇地层为：新生界第四系西域组、新近系（独山子组、塔西河组、沙湾组），中生界白垩系吐谷鲁群、侏罗系及古生界石炭系（未穿）。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层系之间为角度不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上。油气主要集中在石炭系顶部的希贝库拉斯组。

地层特征分述如下：

（1）石炭系（C）

本区石炭系地层主要由灰黑色凝灰岩类与变质岩类呈不等厚互层组成，凝灰岩类主要为灰色凝灰质泥岩，深灰色、灰黑色凝灰岩，变质岩类主要为褐红色、棕红色、红褐色变质砂岩，褐红色板岩，红褐色、深灰色、褐色、棕红色片岩，灰黄色、杂色变质粗面岩。

（2）下白垩统吐谷鲁群组（K_1tg）

本区下白垩统吐谷鲁群组地层厚度 49～180m，厚度由南向北、由东向西变薄，但厚度变化不大，南北方向的变化明显小于东西方向的变化。岩性以泥岩为主，夹薄层灰色泥质粉砂岩。

（3）新近系沙湾组（N_1s）

本区新近系沙湾组地层厚度 90～101m，厚度由南向北、由东向西变薄。沙湾组自下而上分为三段：沙一段、沙二段和沙三段。沙一段底部发育一套底砾岩，中部和顶部为含砾砂岩、砂岩、灰质砂岩、泥质粉砂岩和泥岩的不等厚互层；沙二段在车排子地区南部为泥岩夹薄层细砂岩、含砾细砂岩，北部为红色、灰绿色、浅灰色的泥岩和粉砂质泥岩互层；沙三段在车排子地区南部为泥岩和粉砂质泥岩沉积，北部为大套砾岩，厚度较大，在 10m～50m 之间。对车排子地区沙一段可以进一步划分，自下而上发育 1 砂组、2 砂组、3 砂组。1 砂组岩性主要为大套灰色含砾砂岩、砂质砾岩、灰褐色细砂岩，夹绿灰色泥岩，向北砂岩逐渐变薄，泥岩逐渐变厚，北部局部见砾岩；2 砂组岩性主要为大套灰褐色细砂岩，灰绿色泥岩，灰色、褐灰色含砾细砂岩，灰色细砂岩；3 砂组岩性主要为厚层灰色中、细砂岩、含砾砂岩，夹灰绿色泥岩。

新近系沙湾组与下伏地层呈角度不整合接触，为本工程的主力油层。

（4）新近系塔西河组及以上地层

本区新近系塔西河组及以上地层，厚度 202～431m，厚度由南向北，由东向西变薄。岩性主要是砂泥岩互层，上部为厚层灰褐色含砾中砂岩、灰色细砂岩与灰色泥岩呈不等厚互层；中下部为黄灰色细砂岩、灰黄色泥岩呈不等厚互层；底部是一套灰褐色砂砾岩，与下伏地层呈平行不整合接触。

5.2.1.2. 区域水文地质概况

（1）地下水赋存条件

从大地构造上看，克拉玛依所在区域属于山地褶皱带和陆台之间的过渡型地区。无论从地质构造、地貌、第四纪松散沉积、地下水动力学和地球化学作用方向等方面分析，均符合沙漠所占据的巨型山间盆地和山前倾斜平原的水文地质规律。克拉玛依所在区域西部环绕着准格尔西北缘海西褶皱带山系—沙乌尔山、扎衣尔山和乌鲁克萨尔山等，海拔 1000-3000m，终年积雪的山峰很少。每年夏季这些高山上融解的雪水沿河谷、溪流向盆地内低洼的平原流泻，成为区内地下径流的主要补给来源，因此地下水的动态受高山冰雪融化季节的控制。同时，这

些山脉也像围墙一样阻挡了从北冰洋和大西洋东侵的潮湿气流，对区内大陆性气候有着明显的影响。从历史气象资料可以看出，克拉玛依地区的降水只有西北200km 处塔城的 1/3.5 左右，而年总蒸发量却比塔城高二倍，年平均相对湿度为45%，这显然是受地理环境和地形因素的控制。降水量稀少、空气干燥和强烈的蒸发，决定了本区潜水的贫乏，地球化学作用表现为可溶盐类的富积。克拉玛依范围内，在疏松的第四纪砾石层中潜水很不发育，而只有在离克拉玛依 50km 左右，靠近玛纳斯河旁中拐、小拐一带的冲积平原内，潜水才有意义。

区内地下水类型由地表至深部依次为潜水、多层承压水。地下水富水性较弱，地下水水质表现为潜水水质普遍较差，处于奎屯河冲积平原中深部的承压水水质较好，北部的北山冲积平原承压水水质较差。在水文地质分区上，地下水类型为单层结构的潜水、双层结构的潜水和承压—自流水。含水层岩性为亚砂、砂等，隔水层为粘土和亚粘土。

（2）地下水补径排条件

区内地下水的补给、径流与排泄受地形地貌、地层岩性、地质构造、水文和气象等因素的制约。从整个区域上看，山区是区内地下水的主要形成区及补给区，山前冲洪积倾斜平原是地下水的主要径流区，盆地或山间谷地沿河地带是地下水的主要排泄区。工程区内地下水接受山区的地下水补给后，在松散岩类的孔隙中大体由准噶尔盆地边缘向盆地腹部径流，流向大体为由西北向东南，在冲洪积扇前缘地带因受透水性差的黏性土层阻挡多以溢出泉的形式排泄与地表，或以侧向地下径流的形式继续向盆地中部细土平原区排泄，最终排泄于盆地最低处的内陆湖泊中。在地下水位埋深浅的地带，地下水通过土壤毛细管上升到地表，而后进入蒸发或者通过植物蒸腾进行排泄。

（3）地下水动态

平原区地下水动态的变化，除受气候条件中的降水入渗制约外，还受山区河流出山后大量入渗补给地下水，渠系引水和灌溉水入渗补给地下水、盆地中部地下水浅埋区强烈的蒸发浓缩和植物蒸腾以及人工开采地下水等诸多因素的影响。地下水动态的类型除渗入型外，还表现为水文型（即地下水动态变化受地表水影响明显，与地表水动态变化一致）、蒸发型（高温季节蒸发强烈时，地下水位下降，水质浓度变差；低温季节蒸发微弱时，地下水位上升，水质有所变好）和开采型（开采期间地下水位明显下降，非开采期地下水位上升）及其不同组合

的混合类型。

5.2.1.3. 评价区水文地质概况

（1）地下水分布规律

评价区位于冲积平原区，区内地下水的埋藏条件、径流条件及赋存条件在不同部位有不同的特征。总的规律是：纵向上，从西北到东南方向，地形坡度由陡变缓，含水岩组层次由少变多，地下水埋深由深变浅，径流条件由好变差，单位涌水量由小变大，再逐渐变小。

（2）地下水类型及富水性

根据前人研究成果，评价区地下水类型按埋藏条件划分，分布有潜水和承压水以及风成沙中零星分布的孔隙水。评价区内，地下水富水性西南部较东北部强。评价区内地下水为潜水水量中等区，单井涌水量 100-1000m³/d，潜水位埋藏深度 10m~24m，潜水含水层岩性为细砂、粉细砂等，隔水层为粘土和亚粘土，含水层厚度 5m~15m 不等；承压水水量中等，单井涌水量 100-1000m³/d，顶板埋深为 38~50m，主要承压含水层厚度 5m~30m 不等。根据区内历史钻孔资料，第四系含水层岩性为粉细砂，潜水含水层厚度 5.32m，渗透系数为 18.29m/d，单井涌水量为 193.2m³/d，承压含水层厚度 4.82m，渗透系数 2.86m/d，单井涌水量为 135.39m³/d；工程区西南部的 7 号井，井深 225.39m，含水层岩性为细砂，承压含水层单井涌水量为 318.8m³/d；评价区南部的 S39 号井，潜水含水层岩性为粉砂，含水层厚度 14.99m，单井涌水量 153.02m³/d，渗透系数 2.462m/d；承压含水层岩性为细砂，含水层厚度 29.86m，单井涌水量为 705.10m³/d，渗透系数 1.387m/d。

根据油藏开发方案，本次注水压力为 6-8Mpa，低于回注层破裂压力。回注层沙湾组与上覆地层塔西河组之间，发育厚度 40m 泥岩隔层，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；下伏白垩系，岩性以泥岩、粉砂质泥岩为主，厚度 350-400m，回注空间及回注水可能影响的范围及影响范围为 3km²，此范围内无断层。

评价区水文地质图见图 5.2-1，水文地质剖面图见图 5.2-2。

图 5.2-1　评价区水文地质图

图 5.2-2　评价区水文地质剖面图

（3）地下水补给、径流、排泄条件

山区在接受大气降水直接渗入补给后，形成地下水，在其强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下，径流、赋存、运移。其中一部分在山区强烈侵蚀切割的沟谷中形成泉水出露，汇入河流以地表径流的方式排泄出山；一部分形成地下潜流，通过沟谷河床的松散堆积物、构造断裂、节理、裂隙破碎带、发育裂隙孔隙的碎屑岩层，以侧向地下水径流的方式，向南部山前倾斜平层排泄；而另一部分则通过地表蒸发、植物蒸腾，以垂向的方式排泄回到大气中。尔后，北部山区来的水首先进入评价区的上部，故在该带，山区地下水以潜流的形式向后缘深藏带向西部浅藏带径流；地表水则在运移过程中大量渗入补给地下水，一般在平水或枯水期，包古图河在此带除蒸发、植物蒸腾外全部渗失，由于该带第四系含水层和新近系含水层岩性主要为砂砾石层和砂砾岩，孔隙大，渗透强烈，并且其层间隔水层较薄，不稳定，加之该倾斜平原缺乏聚水条件，因此便成为该区地下水径流区。

在山前倾斜平原下部前缘带，第四系、新近系沉积物渐细，含水层变为双层或多层结构，隔水层厚度变大，且逐渐趋于稳定，评价区水力坡度 2‰，上游地下水运移到该带，沿含水层孔隙继续向下游运移至南部沙漠边缘带，主要排泄途径则为垂直蒸发、植物蒸腾及侧向排泄、人工开采。

（4）地下水动态特征

根据区内调查资料，评价区地下水动态类型为径流-开采型。其水位动态影响因素主要是径流、人工开采。该区的主要补给源为上游径流，排泄则以人工开采为主。地下水水位动态主要受开采强度的影响，夏季 6-9 月份，随着用水高峰的来临，开采量增大，水位降低，之后随着开采量的减少，水位又得以恢复。低水位期出现在 6-9 月份，高水位期出现在翌年 2-3 月份。动态曲线类型呈单谷、双谷或多谷型，水位年变幅 2-10m。

（5）地下水化学特征

工程区位于冲积平原区，地势平缓，岩性颗粒细，径流条件差，潜水埋藏相对较浅，当地下水蒸发浓缩作用增强，氯化钠含量增高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，使水中 SO_4^{2-}相应增加，矿化度小于 1g/L，水化学类型主要 $SO_4^{2-}\cdot Cl^-$-$Na^+\cdot Ca^{2+}$型，向 $Cl^-\cdot SO_4^{2-}$-Na^+和 $Cl^-\cdot Na^+$型水发展。潜水层以下的承压自流水，矿化度皆小于 1g/L，水化学类型则较为多样，

主要有 $HCO_3^-·SO_4^{2-}$-Na^+，$HCO_3^-·SO_4^{2-}·Cl^-$-Na^+，$SO_4^{2-}·HCO_3^-·Cl^-$-Na^+和 Cl^--$Ca^{2+}·Na^+$型等。

（6）包气带污染现状调查

根据历史勘察资料，区内包气带厚度大于 5m，包气带的岩性为砂层。根据油区内包气带土壤环境质量调查结果，区内包气带的土壤环境质量现状可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物、总石油烃污染物检测数值均较小，包气带土壤质量状况良好，未受到油田开发污染。

（7）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，工程区处在人烟稀少的荒漠地带，注水区位于南部农田内，评价区内地下水主要用于油田生产和农田灌溉，无开发利用专项规划。

（8）区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，南部分布有少量农田，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002)III类标准要求，区内地下水未受到油田生产影响。

5.2.2. 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，施工期各类废水均不外排，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 300m，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当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

施工期间钻井井场内的钻井平台、泥浆不落地系统、柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

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。

（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，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。

（4）钻井过程井漏事故泥浆对地下水的影响评价

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

拟建项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此拟建项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开以下井段的施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开以下井段的范围内，二开以下井段范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。春风油田自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液采用无毒泥浆，不含重金属等有毒物质，且项目开发区域地下水不具备饮用水功能。

5.2.3. 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1. 正常状况下水环境影响分析

（1）废水

根据工程分析，本工程产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本工程采出水及井下作业废液经处理达标后综合利用，结合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；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，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内地下水环境产生影响。

（2）油泥（砂）

本工程在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据春风油田作业要求，各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，井下作业必须采用带罐进行，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。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

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于4m，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）注水影响分析

①回注井井筒完整性

井身结构：本项目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，拟建项目回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的地层进行了水泥固井，水泥返至地面，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，故可认为不会对地下水水质产生影响。

固井质量：回注井在固井过程中采用了多种措施来提高固井质量，包括使用高效的水泥浆体系、优化施工工艺等。通过这些措施的实施，固井质量得到了显著提高，有效地防止了地层流体的漏失和污染。

井筒材质：拟建项目新建回注井井筒材质主要采用高强度钢和高密度聚乙烯材料等这些材料具有优良的防腐性能、耐酸碱性能、耐磨损性能、耐高温性能和结构紧凑性等特点，可以有效地保护油气层和提高油气采收率。同时，企业还采用了内涂层技术，进一步增强了井筒的防腐性能和耐久性。同时，在项目运营期，建设单位采取定期检测和评估、防腐和防侵蚀、机械完整性维护、控制注入压力、监测地层压力、防砂措施、定期清理井筒、人员培训和资质认证以及制定紧急响应计划等措施，基本可以保证回注井井筒完整性，不会因井筒破坏导致地下水污染。

②注水层可注性

拟建项目新建注水井回注层位于600m以下的圈闭油藏层，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。

以上圈闭条件为回注水在油层中形成较高的压力提供了良好的条件，本项目注水层为沙湾组，即油藏层，回注井井深为950m~1025m，本工程单井注水规模按500m^3/d设计，设计注水压力等级为16MPa，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量调节。综合回注井地质资料，回注层沙湾组为春风油田主力油气藏层，回注层地层厚度较大，

一般厚度在 100～300m 之间，根据油藏资料，回注层渗透率为 $4660\times10^{-3}\mu m^2$，由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约，注水段地层埋藏深，无现代大气降水和地表水补给的可能，加上受沉积环境的影响，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。回注段与项目区所在区域内有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。

③回注层封闭性

回注层上覆沙湾组上部为绿灰色泥岩，中部为灰褐色砂砾岩的水层，中下部发育一套 20m 左右的绿灰色泥岩，底部发育一套厚约 10m 的黑褐色含砾砂岩油层，沙湾组上覆地层塔西河组岩性以泥岩为主，夹粒度较细的粉砂岩、泥质粉砂岩，上部以灰黄色泥质岩为主，下部为一套以棕红色泥岩为主的氧化环境下的沉积产物，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保回注污水不破坏第四系含水层；下覆地层厚度约 300m，岩性以泥岩为主，可对回注污水实现有效封堵。回注层具有良好的封闭性。

④注水水质

本工程部署注水井共计 4 座，回注水来源是经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准的采出水。

④长期注水产生的累积影响

长期回注可能通过多重路径对地下水产生累积性影响。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，随着回注井服役年限增长（中后期），套管腐蚀、水泥环老化可能导致封闭层失效。长期高压注水可能诱发微裂缝扩展，污染物（石油类、重金属）通过裂缝或废弃井筒向上越流，进入潜水含水层。油田回注水对地下水的长期影响是工程质量、水质波动与地质活动共同作用的结果。短期内在有效隔离下风险可控，随服役时间延长，套损腐蚀与污染物累积可能引发越层污染，尤其需关注 SRB 代谢链引发的次生污染及盐分区域性富集等。通过“井筒维护-水质稳控-分层监测”措施，加强检测、观察，可显著延缓累积效应。

综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，回注层为春风油田主力油藏层，油层与上部的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，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。正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

（5）注汽工程对地下水环境影响分析

本工程排 61-平 12 等 9 口井采用蒸汽吞吐方式进行热采，需向油层注入高压蒸汽。注汽过程可能通过井筒或地层裂隙对地下水环境，特别是浅层潜水及承压含水层，产生潜在影响。本节主要分析注汽工程可能引起的地下水串层污染风险及其对水质的影响。在注汽过程中，井筒承受高温高压的交变应力，若固井水泥环存在微裂隙或胶结不良，高压蒸汽可能通过水泥环与套管、或套管与地层之间的微环隙上窜，进入并污染浅部淡水含水层；长期高温高压作业可能加速套管材料的疲劳和腐蚀，导致套管破裂或接箍泄漏，成为蒸汽或稠油冷凝液上涌的通道；在高压注汽条件下，若注入压力超过地层破裂压力，可能诱发油藏顶板或盖层产生新的微裂缝，或激活原有断层，从而在深部油层与浅部含水层之间形成人为的“水力短路”，导致串层。

5.2.3.2. 非正常工况对地下水的影响分析

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；集输管线、阀组运行过程中，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油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对评价区地下水体均可能产生污染的风险。

本工程开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

穿透污染：本工程共部署 22 口井，其中新建采油井场 9 座（双井同台井场 6 座、单井井场 1 座、老井合建 2 座），新建注水单井井场 3 座，已建井 4 口（试采井 3 口、回注井 1 口）。在注汽、采油及注水过程中，污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、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，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃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，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

渗透污染：地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。春风油田所在油田区域属于超稠油，粘度大，在自然条件下基本无外泄井喷可能，根据与油田相关工作人员咨询，在注汽过程中，压力未控制合适的情况下，才有可能出现井喷情况，但发生概率微乎其微。管线与法兰连接处、管线泄漏事故、注水站等站场泄漏事故等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。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，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。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。通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，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，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

（1）情景1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，工程区油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价，考虑注汽、采油、注水时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，

发生窜层后，若未及时发现，工程区内的污染物通过空隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本工程按I类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则－地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、100d、1000d，5475d（15年）。

④预测因子

套管发生泄漏，污染物主要有石油类、耗氧量、氨氮、盐分等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

⑤预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟

参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0}=\frac{1}{2}erfc(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}})+\frac{1}{2}e^{\frac{ux}{D_L}}erfc(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}})$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

$erfc$(　)—余误差函数。

⑥预测参数

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砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。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

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.15m/d	地下水的平均实际流速 u= KI/n，评价区水力坡度约 2‰；根据整个评价区内钻孔资料及第四系各含水层特性，渗透系数为 1.387m/d~18.29m/d，本次预测取较大值 18.29m/d，以预测分析窜层泄露进入第四系含水层后的最不利影响。
2	D_L	纵向弥散系数	1.5m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	依据《水文地质学基础》（王大纯），根据项目所在区域含水层特征，有效孔隙度 n 取 25％。

4	t	时间	计算发生渗漏后 1d、100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度
5	C_0	污染物浓度	考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照美国石油协会“石油烃标准化工作组（TPHCWG）关于石油类污染物的溶解度的相关研究，在一般情况下，石油类溶解度为 18mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 18mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1 天、100 天、1000 天、5475 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5-2-2、表 5-2-3，图 5-2-3。

表 5-2-2　污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	1d		100d		1000d		5475d	
	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)
石油类	0	18.000	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	1	10.700	10	14.700	50	17.700	200	18.000
	2	4.930	20	9.840	100	15.700	400	18.000
	3	1.740	30	5.170	150	10.300	600	17.200
	4	0.459	40	2.080	200	3.980	800	10.200
	5	0.090	50	0.623	250	0.808	1000	1.470
	5.3	**0.052**	**66**	**0.050**	300	0.077	1176	0.050
	6	**0.013**	**74**	**0.010**	**310**	**0.031**	1239	0.010
	7	0.001	80	0.003	**329**	**0.010**	1300	0.002
	8	0.000	100	0.000	350	0.002	1500	0.000
	9	0.000	120	0.000	400	0.000	1700	0.000

表 5-2-3　预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	1d	5.3	6	无
	100d	66	74	无
	1000d	310	329	无
	5475d	1176	1239	无

图 5-2-3　情景 1：发生持续泄漏后石油类污染物浓度迁移变化曲线图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：石油类浓度在预测 1d、100d、1000d、5475d 时地下水超标距离分别为 5.3m、66m、310m、1176m，影响距离分别为 6m、74m、329m、1239m，在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水

井等地下水环境敏感点。其中1d的影响范围在井场范围内，不会影响范围外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，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，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。油井生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保技术在套损发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属可接受范围。

（2）情景2：渗透污染（集输管线泄漏事故）

①预测情景

本工程集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等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。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在10分钟以内，本次预测按照10分钟计算。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、100d、1000d，5475d（15年）。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在10min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间10min考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中：V_{rel}—集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

V_{pipe}—管段体积，ft^3（$1ft^3=0.0283m^3$），根据前文表2.5-6，本次建设的集油干线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，长度4.5km，直径168mm，管道体积为$99.75m^3$；

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。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，新增输量按150t/d计算，管线发生泄漏时，10min内原油泄漏量为1.04t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为25.11bbl，合3.52t。

则非正常状况下，总泄漏量为4.56t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被

截留在 0~10cm 或 0 ~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10％（0.456t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y，t)—t 时刻点 x，y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

表 5.2-4　水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.15m/d	地下水的平均实际流速 u= KI/n，评价区水力坡度约 2‰；根据整个评价区内钻孔资料及各含水层特性，渗透系数为 1.387m/d~18.29m/d，本次预测取较大值 18.29m/d，以预测分析地表泄露进入潜水含水层后的最不利影响。
2	D_L	纵向弥散系数	1.5m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	D_T	横向弥散系数	0.15m^2/d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（D_T/D_L）一般为 0.1，则横向弥散系数为 0.015m^2/d。
4	n	有效孔隙度	25%	依据《水文地质学基础》（王大纯），根据项目所在区域含水层特征，有效孔隙度 n 取 25%。
5	M	含水层厚度	5m	根据评价区水文地质资料，本次预测模拟含水层厚度 5~30m，含水层越薄，模型预测的污染物运移的影响程度越严重，故按最不利原则考虑，本次含水层厚度按 5m 进行预测。
6	t	时间	计算发生瞬时泄露后，1d、100d、1000d、5475d 时各预测点的浓度	
7	C_0	污染物浓度	根据前文计算，原油泄漏量取 0.456t。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1d、100 天、1000 天、5475 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5-2-5，图 5-2-4~5-2-7。

表 5-2-5　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积（m^2）	影响面积（m^2）	超标距离（m)	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
1d	82.30	92.30	9	10	无
100d	5562.00	6498.00	89	96	无
1000d	42397.80	52200.76	350	375	无
5475d	173512.40	225223.02	1250	1300	无

图 5.2-4　　情景 2：1 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-5　　情景 2：100 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-6　　情景 2：1000 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-7　　情景 2：5475 天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕

泄漏点

泄漏点

泄漏点

泄漏点

中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、100d、1000d、5475d 的污染物超标范围分别为 82.30m^2、5562.0m^2、42397.80m^2、173512.4m^2，影响范围分别为 92.30m^2、6498.00m^2、52200.76m^2、225223.02m^2，污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

本工程井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位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，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在油区内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4. 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5. 水环境影响小结

（1）在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井

液漏失污染地下水。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、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护措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3. 地表水环境影响评价

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

5.3.1. 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、管道试压废水、钻井废水。

（1）生活污水

施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入 128 团场管网。

（2）钻井废水

本工程钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本工程钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，不外排，对水环境影响很小。

（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。试压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区域洒水降尘，不外排。

本工程施工期间废水全部妥善处理，由于项目区附近无地表水体，项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2. 运营期地表水环境影响评价

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。

项目生产废水主要为采出水、井下作业废水，主要污染物为石油类、盐类、耗氧量、氨氮、盐分等。采出水、井下作业废水均依托春风二号联合站处理。

本工程生产废水依托已运行的春风二号联合站污水处理系统进行处理，经春风二号联合站处理后的采出水，进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理后，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注用水水质标准后进入回注系统，回注油层。二号联合站采出水处理系统设计处理能力 10000m³/d，现状处理水量 7560m³/d，可满足本工程处理需求。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本工程采出水及井下作业废液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。

5.3.3. 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4. 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且项目场地及周边临近区域无地表水体分布，因此拟建工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5. 地表水环境影响评价自查表

项目地表水环境影响评价自查表见表 5-3-1。

表 5-3-1　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□

	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.4. 土壤环境影响预测评价

油田开发建设主要分为三个阶段，即勘探期、施工期和运营期。每一阶段的建设都会对土壤环境造成不同程度的影响，见表 5-4-1。2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程对土壤环境的影响主要是施工期和运营期的影响。

表 5-4-1　2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程对土壤的环境影响分析

工程时段 影响		勘探期	施工期		运营期
			钻井作业	地面工程	
影响分析	影响程度	轻	轻	中	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	短期	中期	短期

5.4.1. 施工期对土壤环境的影响分析

（1）对土地利用格局的影响

在油田的开发建设工程中对土地占用是对土地利用格局改变的主要影响，土地占用包括临时占地和永久占地，该油田地面工程建设区永久性占地 3.4060hm^2，直接影响区中的临时性占地 20.7600hm^2。土地利用现状涉及灌木林地、其他草地、水浇地、盐碱地等，现变更为建设用地，完全改变了原有的土地利用格局，使之成为油田建设用地镶嵌分布的土地利用格局。

（2）管线施工的作业带清理

在本工程管线作业带 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤持水量降低，同时更加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重，严重地段将会变成不毛之地。

（3）管线施工、修建对土壤的影响

①破坏土壤原有结构。开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展，可直接或间接地破坏植被及其生长环境，进而影响到恢复植物的生长。

②改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。管道埋没后的回填，一般难以恢复其原有的紧实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过紧实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，影响植物的生长恢复。但这种影响在油田转入运营期后会逐步减弱，并随着人工固沙措施的实施逐渐得到控制。

③对土壤理化性质影响。在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查资料表明：管道在运营期间，地表土壤温度较相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

④管道施工弃土也对生态环境造成一定的影响，弃土主要来自敷设管道本身置换的土方和开挖造成的土壤松散回填后剩余的土方。由于本工程地处平原，且施工要求回填土高出地面 0.3m，所以基本上能够做到挖填平衡，其影响不大。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难以分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，进而影响植被正常生长。

（4）工程对土壤沙化的影响

管道施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低农田地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能加快该区域荒漠化进程。

（5）固体废物常年堆积在土地上，会通过自然扩散和雨水冲刷渗入土壤。土壤具有同化代谢外界输入物质的能力，当污染物负荷超过土壤迁移转化能力破坏土壤的原来平衡时，会发生土壤污染。只要做好在管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等脱落的难以分解的固体废物的清除工作，项目所在区域不会因项目的建设而发生土壤污染。

5.4.2. 运营期对土壤环境的影响

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的

影响进行定性分析、预测以及运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.4.2.1. 正常工况下土壤环境影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气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。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，不会出现溢出和泄露情况，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。

5.4.2.2. 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 2h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。参照区域同类项目初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m^3。采出水中矿化度为 36437mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：3.67×36437×58.5÷35.5=220362g。

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

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb——表层土壤容重，kg/m^3；

A——预测评价范围，m^2；

D——表层土壤深度，一般取 0.2m，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

$$S=Sb+\triangle S$$

S——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb——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，Ls 和 Rs 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平均值为 $1.41\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状平均值为 1.953g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.057g/kg，叠加现状值后的预测值为 2.01g/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，油田公司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。

（2）污染影响型

根据油田开发设计方案，整个工艺采用全密闭流程，但在钻井、洗井、试油和修井等生产过程中，难以避免存在一定的“三废”排放。污染土壤环境的主要污染物为石油类，在油田的勘探和钻井采油过程中可能造成成品油或原油泄漏污染，如油井溅泄、管道溢漏等环境风险事故等，均可导致土壤受到不同程度的污染影响。

本工程土壤影响类型途径见表 5-4-2，影响因子见表 5-4-3。

表 5-4-2　　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			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
服务期满后	/	/	/	/

表 5-4-3　　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
井喷的落地油、井下作业废水、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管线油品泄漏，垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程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。

主要途径：垂直入渗（原油/采出水泄漏→包气带→含水层）。

特征因子：石油烃（C_{10}~C_{40}）、盐分（以水溶性盐总量表征）。

表 5-4-4　　影响范围与深度分析

污染场景	主要影响土层	最大影响深度	关键指标变化
原油泄漏	0-20cm	<50cm	石油烃增量 72~161mg/kg
注水管线泄漏	0-20cm	<60cm	盐分增量 0.057g/kg

长期影响：石油烃难降解，需人工清理（清理率＞95%）；残留部分自然降解周期＞5 年。盐分可通过雨水淋溶迁移至深层，但区域地下水埋深＞4m，短期内不影响潜水层。

生态风险：石油烃覆盖导致土壤板结、透气性降低，植被死亡率升高（尤其浅根系植物）；盐分累积引发盐渍化，降低土壤肥力。

①原油泄漏情况分析

项目运营期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，本次土壤预测考虑为石油类。

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：发生泄漏对土壤造成的影响。工程区内土壤类型主要为灰漠土、潮土。

本次评价采用类比分析法，对污染物进入土壤后的石油类含量预测分析。本次预测评价因子为石油类。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），通过实地采集样品和室内模拟实验，重点分析了在潮土、灰漠土等有代表性的土壤类型中，石油类随污水迁移的规律。对于质地粗、吸附能力相对弱的风沙土、漠土，尽管污水下渗速度很快，但土体对石油类污染物仍然具有很强的吸附截留能力。

表 5-4-4　　类比资料可比性分析

对比项	类比研究（岳战林等）	本项目土壤特征	可比性结论
土壤类型	潮土、灰漠土	灰漠土为主（占评价区 90%）	高度匹配
质地与吸附性	质地粗、吸附能力弱	砂砾含量 16~21%，孔隙度 21~50%	迁移规律一致
污染物性质	油田采出水（高矿化度、含油）	原油粘度高，矿化度 3.6×10^4mg/L	成分及行为相似

气候条件	新疆干旱区	干旱少雨（年降水＜200mm）	淋溶作用弱，迁移受限

石油对土壤的污染随污水输入的石油类物质主要集中分布在土柱 0～20 cm 表层土壤内，其中表层 0～10 cm 土壤截留了约 90 %以上的输入原油，高、低浓度污水浇灌的结果都是如此，只是 0～10 cm 土层的石油类含量绝对数值不同而已。污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5-4-4。

表 5-4-5　　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

土层深度（cm）	含油量（mg/kg）
0~5	12381
5~10	1211
10~20	8.03
20~30	0.00
30~40	3.24
40~50	0.00
50~60	1.03
60~90	0.00
90~120	0.00
120~150	0.00

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。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

综上，本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及油罐、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响和生态影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5-4-5。

表 5-4-5　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="8">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地☑；农用地☑；未利用地☑</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（3.4060)hm^2</td><td>-</td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">评价范围内公益林、水浇地</td><td>-</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）</td><td>-</td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油烃、盐分含量</td><td>-</td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃、盐分含量</td><td>-</td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类☑；II类☑；III类□；IV类□</td><td>-</td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级☑；二级☑；三级□</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a)√;b)√;c)√;d)□</td><td>-</td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">见土壤现状章节</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td>项目</td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>7</td><td>0</td><td>0~0.5m
0.5~1.5m
1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">GB36600-2018 中表 1 基本 45 项+ pH、石油烃、全盐量；
GB15618-2018 中基本工程 8 项+pH、石油烃、全盐量。</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">GB36600-2018 中表 1 基本 45 项+ pH、石油烃、全盐量；
GB15618-2018 中基本工程 8 项+pH、石油烃、全盐量。</td><td>-</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618√；GB36600√；表 D.1□；表 D.2□；其他（　）</td><td>-</td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">非农用地各监测点位各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；农用地监测点位各项监测因子均、满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018）筛选值标准要求，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃、盐分含量</td><td>-</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E√；附录 F□；其他☑</td><td>-</td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（井场周围）
影响程度（可接受）</td><td>-</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）√
不达标结论：a）□；b）□</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障□；源头控制√；过程防控√；其他（）</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3">-</td></tr>
<tr><td>3</td><td colspan="2">石油烃</td><td>1 次/年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">常规监测数据应该进行公开</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">可以接受√；不可以接受□</td><td>-</td></tr>
</table>

5.5. 环境空气影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NOx、CO 和 SO_2；二是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，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。

5.5.1.1. 钻井废气影响分析

本工程钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

本工程采用常规钻井工艺。钻进阶段使用的钻机由柴油发电机提供电源，将产生柴油发电机废气。燃料燃烧将向大气中排放废气主要的污染物为烃类、CO、NOx、SO_2 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值和 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.5.1.2. 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

开发期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目建设前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，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。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基

填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

项目施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.3. 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和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 SO_2、NOx、CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.2. 运营期环境空气影响分析

5.5.2.1. 区域地面污染气象特征分析

本工程主体内容位于克拉玛依市境内，因此本工程地面污染气象特征根据克拉玛依市常年逐时 24 次地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

克拉玛依市全年平均风速为 2.54m/s，全年各季均以春、夏季平均风速为最大，冬季平均风速最小。区域各月平均风速统计见表 5-5-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5-5-1。

表 5-5-1 区域各月平均风速统计见表

区域	平均风速（m/s）

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
克拉玛依市	3.37	2.77	2.67	2.53	2.23	2.43	3.30	3.27	2.90	1.63	1.73	1.71	2.54

图 5-5-1　评价区全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

克拉玛依市全年主导风向为 WNW-NW-NNW。克拉玛依市各季及全年的风向频率统计情况见表 5-5-2，风向频率玫瑰见图 5-5-2。

表 5-5-2　　克拉玛依市全年及各季风向频率（fi）、平均风速（ui）及污染系数（ai）

风向	春			夏			秋			冬			年		
	fi	ui	α i	fi	ui	α i	fi	ui	α i	fi	ui	α i	fi	ui	α i
N	3.53	2.57	1.37	4.67	3.33	1.40	3.43	2.20	1.56	2.87	1.90	1.51	3.70	2.50	1.48
NNE	2.77	2.57	1.07	2.23	2.77	0.80	2.17	2.00	1.09	1.93	1.57	1.23	2.30	2.23	1.03
NE	4.23	3.40	1.24	3.47	3.23	1.07	3.10	2.60	1.19	2.57	1.87	1.37	3.40	2.78	1.22
ENE	5.73	3.30	1.73	1.70	3.10	0.55	6.73	2.67	2.52	7.07	1.90	3.72	5.30	2.74	1.93
E	10.10	3.10	3.26	9.30	3.23	2.88	12.27	2.70	4.54	7.20	1.87	3.85	9.70	2.73	3.55
ESE	2.83	3.07	0.92	0.77	2.93	0.26	2.60	2.33	1.11	1.07	1.60	0.67	1.80	2.50	0.72
SE	1.93	2.97	0.65	3.20	3.30	0.97	2.13	2.03	1.05	0.50	2.17	0.23	1.90	2.62	0.72
SSE	1.83	2.80	0.65	1.63	3.23	0.50	1.27	2.27	0.56	0.57	1.23	0.46	1.20	2.38	0.50
S	6.80	3.37	2.01	8.53	3.33	2.56	7.07	2.47	2.86	1.87	1.73	1.08	6.10	2.73	2.23
SSW	3.53	3.40	1.04	2.73	4.23	0.65	3.27	2.63	1.24	3.33	1.63	2.04	3.20	2.97	1.08
SW	1.27	2.30	0.55	2.53	3.93	0.64	1.27	2.37	0.53	3.60	1.40	2.57	2.20	2.50	0.88
WSW	2.00	3.47	0.58	2.97	3.87	0.77	1.10	2.77	0.40	2.47	1.53	1.61	2.10	2.91	0.72
W	1.67	3.83	0.44	3.00	4.57	0.66	1.03	2.93	0.35	1.87	2.07	0.90	1.90	3.35	0.57
WNW	4.33	6.67	0.65	6.83	5.33	1.28	3.07	6.20	0.50	2.27	3.00	0.76	4.10	5.49	0.75
NW	24.53	6.80	3.61	31.20	6.07	5.14	19.30	6.00	3.22	6.17	3.77	1.63	20.40	5.66	3.60
NNW	10.47	3.30	3.17	7.53	3.53	2.13	13.30	3.17	4.20	4.70	1.80	2.61	9.00	2.95	3.05
C	12.			8.4			16.			50.			21.	2.7	

	53			7			77			00			80	0	

图 5-5-2　克拉玛依市全年及各季风向频率玫瑰图

（3）污染系数

污染系数比较全面地反映了风矢（风向、风速）对污染物的输送作用。全年及各季最大污染系数及相应的方位见表 5-5-3。

表 5-5-3　　各季污染系数最大、最小值及相应的方位

由表 5-5-3 可以看出，本工程的大气污染源在 NW 风向时最易造成污染。

5.5.2.2. 大气环境影响分析

（1）污染源参数

运营期本工程大气污染物主要为井场、站场、集输过程中的烃类无组织挥发。本次评价选取代表性井场和增压站（点）无组织废气进行预测分析。本工程采油井场布置形式相同，无组织挥发面源源强相同，各井场土地利用类型主要为其他草地和林地，因此本次预测选取排 61-平 17 井场（其他草地）和排 61 平 11 井场（林地）进行分析。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取 NMHC 利用导则推荐模式分别计算最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 5-5-4，污染物排放参数见表 5-5-5。

表 5-5-4　　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（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		43.8
最低环境温度（°C）		-40.2
土地利用类型		草地/林地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

表 5-5-5　　运营期无组织大气污染物排放参数一览表

（2）预测结果

本工程代表性井场和站场估算结果见表 5-5-6。

表 5-5-6　　无组织估算模式预测污染物扩散结果

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
排61-平17井场无组织废气	NMHC					
排61平11井场无组织废气	NMHC					
排612-1增压站	NMHC					
新建增压点	NMHC					

由表 5-5-6 可知，项目废气中 NMHC 最大落地浓度为 28.309μg/m³、占标率为 1.415%。预测结果表明，NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准要求。

本工程大气污染物产生量较少，且工程区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 4.0mg/m³ 的要求。

（3）非正常工矿影响分析

1）污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本工程属于部署 18 口采油井，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5-5-7。

表 5-5-7　　非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口	0	60	281	6	6	0	2	0.17	非正常	NMHC	0.1

2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5-5-8。

表 5-5-8　非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表　单位：μg/m^3

结果表明，非正常工况条件下，NMHC 最大落地浓度为 1640μg/m^3，占标率为 82.19%，$D_{10\%}$对应距离为 250m。

本工程采油井距离村庄较远，根据非正常工况预测结果，工程对环境空气的影响较小。

5.5.2.3. 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表 5-5-7。

表 5-5-7　　本工程大气污染物排放量核算表

5.5.3. 退役期环境空气影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井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，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

5.5.4. 大气环境影响自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5-5-8。

表5-5-8　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50km□		边长=5km☑			
评价因子	SO_2+NO_2 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a□			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3） 其他污染物（NMHC、H2S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5□			
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D☑		其他标准□			
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2023）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑			
	现状评价	达标区☑		不达标区□					
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源☑		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网络模型□	其他☑	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长=5km☑			
	预测因子	预测因子（NMHC）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$□			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率≤100%☑				C 本工程最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本工程最大占标率≤10%□			C 本工程最大占标率＞10%□			
		二类区	C 本工程最大占标率≤30%☑			C 本工程最大占标率＞30%□			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h	C 非正常最大占标率≤100%□			C 非正常最大占标率＞100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标☑				C 叠加不达标□			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k>-20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子（NMHC）		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑		无监测□			
	环境质量监测	监测因子（）		监测点位数（）		无监测□			
评价结论	环境影响	可以接受☑　　不可以接受□							
	大气环境防护距离	距（-）厂界最远（0）m							
	污染源年排放量	SO_2：（ ）t/a		NO_X：（ ）t/a		颗粒物：（ ）t/a		VOCs：（2.893）t/a	

5.6. 声环境影响分析

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程建设过程中的噪声源主要分为建设施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期间管线敷设、

部分地面工程及钻井施工过程中施工机械和车辆等是主要的噪声源。这些声源对环境的影响是暂时的，影响时间短；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以站场的各类机泵噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个运营期。

5.6.1. 施工期声环境影响分析

根据春风油田其它井区的钻井资料，钻井井场边界附近（1m 处）昼夜间噪声均值按 79dB（A）计。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），采用室外传播声级衰减模式预测钻井噪声对周围环境的影响，其衰减的基本公式如下：

$$L_P(r) = L_p(r_0) - 20lg\left(\frac{r}{r_0}\right)$$

式中：Lp（r）——预测点处声压级，dB；

Lp（r_0）——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r——预测点距声源的距离；

r_0——参考位置距声源的距离。

钻井过程噪声影响据此进行预测。根据施工机具噪声源强，利用衰减模式预测出距离井场场界不同距离处的噪声预测值见表 5-6-1 中。

表 5-6-1　距井场场界不同距离处的噪声预测值

离井场场界距离（m）											
噪声值（dB（A）											

从钻井噪声预测结果可以看出，钻井过程中所产生的噪声会对周围一定范围内造成影响。钻井井场边界附近（1m 处）昼夜间噪声为 79dB（A）左右，超出建筑施工场界噪声限值（昼间 70dB（A）的要求。施工噪声经过距离衰减后，在距井场场界 10m 处的噪声级为 59dB（A），能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求。钻井过程为临时性的工程，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，工程完工后噪声源就不复存在；另外，项目评价范围内无声环境保护目标，钻井产生的噪声对周边环境影响较小。

（2）地面工程声环境影响分析

本工程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、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

管线敷设、地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果具体见表 5-6-2。

表 5-6-2　施工主要机械噪声值

机械名称	离施工点不同距离处的噪声强度（dB（A）			
推土机				
挖掘机				
电焊机				

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场界 100m 以外均不超过建筑施工场界环境噪声排放限值（昼间 70dB（A），而在夜间则会超标（夜间 55dB（A）。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。

5.6.2. 运营期声环境影响分析

5.6.2.1. 噪声源参数

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程噪声源主要有采油井。根据设备源强资料调查结果，各噪声源噪声值见表 5-6-3、表 5-6-4。

表 5-6-3　井场主要发声设备源强　单位：dB（A）

表 5-6-4　站场主要发声设备源强　单位：dB（A）

5.6.2.2. 预测模式

影响声波从声源到受声点传播的因素有很多，它们主要包括几何发散、大气吸收、地面效应、屏障屏蔽及其他多方面效应，其中对声波的传播影响最大的是与声源到受声点的距离有关的几何发散，即声波随距离的衰减。

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

$$L_p(r) = L_w + D_C - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}\right)$$

式中：$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c ——指向性校正，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏障引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

（2）室内声源等效室外声源声功率级计算方法

①室内声源靠近围护结构处产生的倍频带声压级或 A 声级按下式计算。

$$L_{p1} = L_w + 10lg\left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R}\right)$$

式中：L_{p1}——靠近开口处（或窗口）室内某倍频带的声压级或 A 声级，dB；

L_w——点声源声功率级（A 计权或倍频带），dB；

Q——指向性因数；

R——房间常数；R=Sα/（1-α），S 为房间内表面积，m2，α为平均吸声系数；

r——声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

②所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带加声压级按下式计算。

$$L_{p1i}(T) = 10\lg\left(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{p1ij}}\right)$$

式中：$L_{p1i}(T)$——靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}——室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N——室内声源总数。

③靠近室外围护结构处的声压级按下式计算。

$$L_{p2i}(T) = L_{p1i}(T) - (TL_i + 6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$——靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

$L_{p1i}(T)$——靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i——围护结构 i 倍频带的隔声量，dB。

③将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级，按下式计算。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10lgS$$

式中：L_w——中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级，dB；

$L_{p2}(T)$——靠近围护结构处室外声源的声压级，dB；

S——透声面积，m^2。

④然后按室外声源预测方法计算预测点处的 A 声级。

本次评价预测井场噪声源对场界四周噪声的贡献值，车浅 1-13 增压点噪声源对场界四周噪声的贡献值。

5.6.2.3. 预测结果及评价

根据噪声预测参数及预测模式，结合井场及增压点的平面布局，主要噪声设备的噪声级状况，噪声源到各预测点的距离，通过计算，本工程采油井、增压点对场界四周的贡献声级值见表 5-6-5、表 5-6-6。

表 5-6-5　井场噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

预测点位	预测时段	贡献值	标准值	达标情况
东场界	昼间			达标
	夜间			达标
南场界	昼间			达标
	夜间			达标
西场界	昼间			达标
	夜间			达标
北场界	昼间			达标
	夜间			达标

表 5-6-6　增压点噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

预测点位	预测时段	贡献值	标准值	达标情况
东场界	昼间			达标

	夜间			达标
南场界	昼间			达标
	夜间			达标
西场界	昼间			达标
	夜间			达标
北场界	昼间			达标
	夜间			达标

根据预测结果，采油井场噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值为41.5~41.8dB（A），能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求；增压点对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42.3~42.9dB（A），能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。项目所在地较为空旷，周围 200m 范围内无声环境敏感点，因此对周围环境的影响较小。

5.6.3. 退役期声环境影响分析

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程服务期满后退役，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、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。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达 200m。本工程拟选场区较为空旷，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.6.4. 声环境评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5-6-7。

表 5-6-7　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□　二级 √　三级□					
	评价范围	200m √　大于 200 m□　小于 200 m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 √	最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
评价标准	评价标准	国家标准 √	地方标准□	国外标准□			
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区 √	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期 √	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法 √　现场实测加模型计算法□　收集资料□					
	现状评价	达标百分比	100%				

噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□ 已有资料 √ 研究成果□		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 √ 其他□		
	预测范围	200 m √ 大于 200 m□ 小于 200 m□		
	预测因子	等效连续 A 声级 √ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献值	达标 √ 不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标□ 不达标□		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 √ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测□
评价结论	环境影响	可行 √ 不可行□		

注：“□”为勾选项，可 √；“（ ）”为内容填写项。

5.7. 固体废物影响分析

5.7.1. 施工期固废影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要为钻井等施工过程中废弃钻井泥浆、岩屑、焊接及吹扫废渣、生活垃圾、废机油、设备废弃包装、废烧碱包装袋、试油作业含油污泥等。

（1）废弃钻井泥浆、岩屑

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程部署新钻井 18 口，产生的泥浆量约 5607m³，钻井岩屑产生量约 2316.88m³。本次 18 口新钻井在施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，在钻井井台每处旁放置 25m³ 钢制罐一个存放钻井泥浆，产生的钻井废弃泥浆定期集中拉运至克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行处理，分离后的固相按《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）及环评批复要求处理达标后进行综合利用。

克拉玛依前山石油工程服务有限公司 2 万 t/a 废弃钻井泥浆处理项目位于第七师 128 团工业园内，于 2016 年 10 月 13 日取得原新疆生产建设兵团第七师环保局批复（师环审〔2016〕114 号），于 2019 年 3 月 30 日取得原新疆生产建设兵团第七师环保局竣工环境保护验收意见（师环验〔2019〕24 号）。处理工艺为回收暂存处理—机械分离—絮凝沉淀—机械压滤。

综上，本工程钻井废弃物依托克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行处理，得到的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后综合利用。经核查，目前克拉玛

依前山石油工程服务有限公司2022年已处理达标的钻井泥浆主要用来铺垫春风油田各区块新钻井井场、进场道路。

（2）焊接及吹扫废渣

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，收集后送至胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场处置。

（3）设备废弃包装

设备废弃包装主要来源于设备包装废弃物，首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置。

（4）废机油

废机油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2025年版），废机油属于危险废物（HW08 900-214-08），单口井产生量约为0.5t，采用桶装密闭收集，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（5）废烧碱包装袋

钻井中废烧碱包装袋预计产生量1.8t/a，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（6）含油废物

本工程钻井期含油废物产生量约0.36t/a，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（7）沾油废防渗材料

钻井期间产生的废防渗材料量约为1.8t，存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（8）生活垃圾

生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置。

（9）试油作业含油污泥

若试油作业中含油污泥未得到有效收集与处置，可能对土壤、地下水及周边植被造成污染。本工程严格按照危险废物管理要求进行收集、暂存与处置。作业过程中采用带罐作业，确保返排液和油泥全部入罐，防止落地污染，确保含油污泥全部安全处置，实现“零排放”，最大限度降低对区域生态环境的影响。

5.7.2. 运营期固废影响分析

5.7.2.1. 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗布、清管废渣、废润滑油等，以及运营期联合站新增危险废物。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。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。落地油统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

废防渗布主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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。含油废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。作业结束后，将废弃的含油防渗布集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，其危险废物类别为HW08类危险废物（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司进行处置。

废润滑油仅在设备检修维护中产生，属于《国家危险废物名录》（2025本）HW08类危险废物（900-214-08），可交由联合站综合利用处置。

运营期联合站新增危险废物委托有资质单位拉运处理。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5-7-1。

表 5-7-1　　危险废物产生及处置情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要危险成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.9 t/a	油井作业	半固体、固体	废矿物油	间歇	T.I	委托有资质单位拉运处理
2	废防渗布		900-249-08	2.25 t/a	作业场地	固体	废矿物油	间歇	T.I	折叠打包后委托有

					清理					资质单位拉运处理
3	清管废渣		071-001-08	0.01t/a（16 kg/次）	集输环节	固体	废矿物油	间歇	T.I	委托有资质单位拉运处理
4	废润滑油		900-214-08	1.8 t/a	设备检修	半固体	废矿物油	间歇	T.I	联合站综合利用
5	联合站新增清罐底泥		071-001-08	1.95 t/a	联合站储罐、处理设施清理	半固态	原油、沉积物	间歇	T,I	委托有资质单位拉运处理
6	联合站新增含油污泥		071-001-08	26.57 t/a	联合站采出水处理	半固态	石油类、水、固体杂质	连续	T,I	委托有资质单位拉运处理

5.7.2.2. 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行危废收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由克拉玛依沃森环保科技有限公司运输分公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）中的相关要求。

综上，本工程产生的危险废物贮存，收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.7.3. **退役期固废影响分析**

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程服务期满后，

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物拉运至胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场填埋，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.7.4. 固废环境影响评价小结

本工程开发工程施工期和运营期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境的影响较小。

5.8. 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）和原国家环境保护总局《关于防范环境风险加强环境影响评价管理的通知》，项目实施后环境风险评价的基本内容包括风险调查、环境风险潜势初判、风险识别、风险事故情形分析、风险预测与评价、环境风险管理等，其具体如下：

（1）项目风险调查。在分析建设项目物质及工艺系统危险性和环境敏感性的基础下，进行风险潜势的判断，确定风险评价等级。

（2）项目风险识别及风险事故情形分析。明确危险物质在生产系统中的主要分布，筛选具有代表性的风险事故情形，合理设定事故源项。

（3）开展预测评价。各环境要素按确定的评价工作等级分别预测评价，并分析说明环境风险危害范围与程度，提出环境风险防范的基本要求。

（4）提出环境风险管理对策，明确环境风险防范措施及突发环境事件应急预案编制要求。

（5）综合环境风险评价过程，给出评价结论与建议。

5.8.1. 评价工程程序

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

其评价工作流程见图 5-8-1。

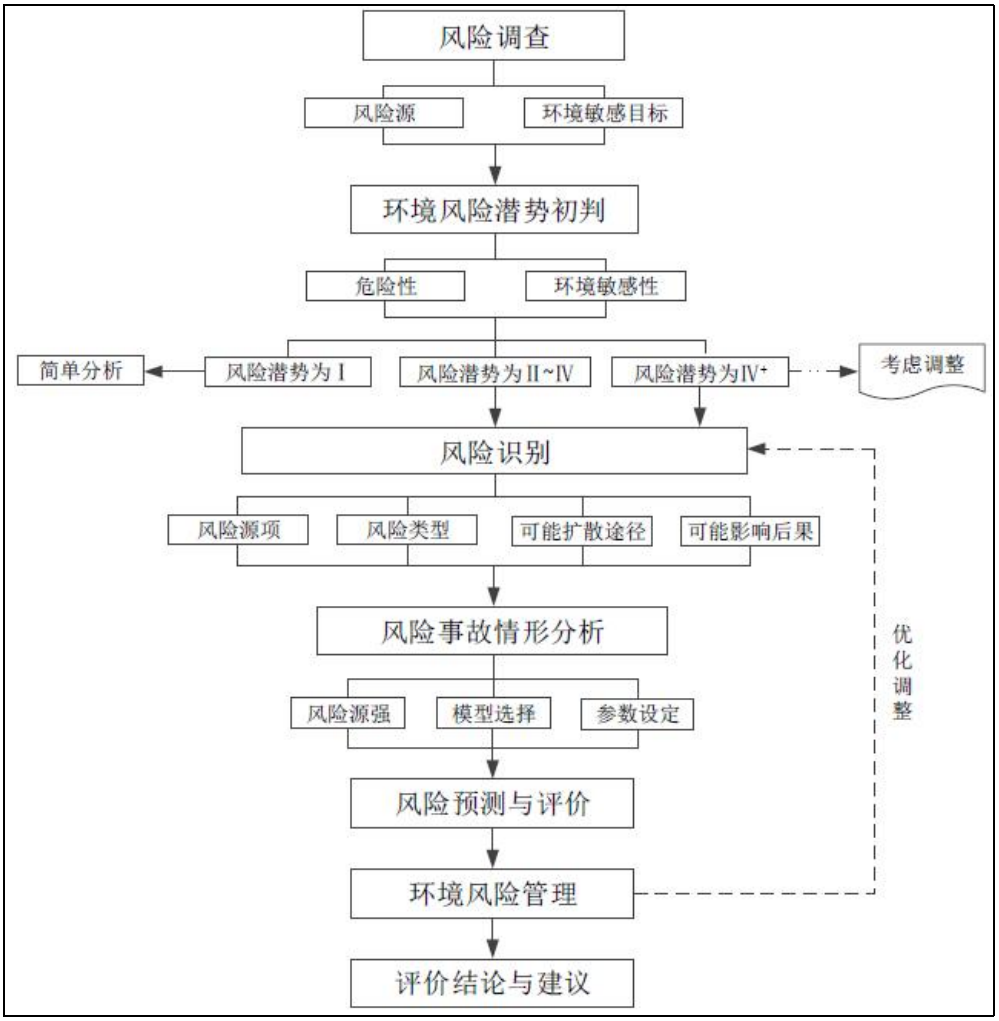


图 5-8-1　　环境风险评价工作程序图

5.8.2. 评价依据

（1）突发环境事件风险物质

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的主要突发环境事件风险物质为原油和天然气（油藏分离气）。

（2）主要风险源

本工程涉及的主要风险单元为油气开采过程中密闭集输单元。

（3）危险物质数量与临界量比值

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下可实现与其他功能单元的分割。本工程集输管线均分段敷设，集油管线总长 13.9km，注汽管线 0.3km，分离气掺烧管线 1.2km。原油密度按照 0.943t/m³，分离天然气密度按照 0.883kg/m³。本项目新建注水管线 2.05km，注水管线中含油量取最

大 100mg/L。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本工程的 Q 值的确定见下表：

表 5-8-1　　本工程风险单元 Q 值一览表

风险单元	管道特性	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn(t)	临界量 Q(t)	该种危险物质 Q 值	单元Q值Σ
集油管线	13.9km	原油	//				0.112
		天然气	68476-85-7				
分离气管线	1.2km	天然气	68476-85-7				
注水管线	2.05km	油类物质	//				忽略不计

根据上表计算结果，本工程 Q=0.112，Q＜1，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3. 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2-8-2。

5.8.4. 环境风险识别

5.8.4.1. 危险物质风险识别

（1）本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气，原油存于集油管线内、天然气存于分离气管线。风险物质危险特性和分布见表 5-8-2。

表 5-8-2　　风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	稠油	可燃液体	集油管线
2	天然气	可燃气体	分离气管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5-8-3。

表 5-8-3　　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	Grudl 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	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。蒸气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。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：长时间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、皲裂和发红。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。	
急救措施	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。 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。 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。 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。	
消防措施	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。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	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。	
操作处置与储存	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	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">物。
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。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">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。
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）。
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。
身体防护：穿防静电工作服。
工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
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。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%)</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。
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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">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。
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：/。
其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>法规信息</td><td colspan="4">《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）。</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="4">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）》</td></tr>
</table>

信息	和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5-8-4。

表 5-8-4　　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险，甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

5.8.4.2. 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的

钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。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、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发原油泄漏及火灾爆炸，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。本工程主要为稠油开发，稠油粘性大，需要掺稀、注水或注汽开发等，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）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事故，如原油上窜造成地下水污染等。

5.8.4.3. 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原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.4.4. 风险类型识别

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的原油、天然气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.8.5. 环境风险分析

5.8.5.1. 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于工程区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对工程区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包

气带土壤并污染地下水。污染物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。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.8.5.2. 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用套管保护含水层，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.5.3. 对大气环境的影响分析

发生井喷、泄漏等事故后，油品进入环境，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目所在地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.8.5.4. 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：尽管土壤颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在

0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

井喷是以面源形式的油品渗漏污染地下水，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。

井喷时污染物集中于井口周围地表，可及时发现，采取应急处置措施后，对地下水环境影响较小。同时本工程所在位置地下水埋深较深，较厚包气带会阻隔原油下渗，且石油类在水中的溶解度较小。此外，类比本工程施工期发生井喷污染预测评价结果可知不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，对地下水污染较轻微。

非正常状况本工程可能对地下水环境造成影响的是油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层。但此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，此外井筒采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，事故风险较低。但这一现象仍应引起重视，评价区内的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。

5.8.5.5. 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，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。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送春风二号联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

5.8.5.6. 注水管线泄漏影响分析

注水建成投产后，正常状态下无废水产生和排放；非正常状态下，注水管线中少量石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但

在管道泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成回注水泄漏。因此在事故下造成管道泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.6. 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

5.8.6.1. 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。分离后的固相由泥浆不落地单位按《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）及环评批复要求处理达标后进行综合利用。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前可加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5～2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

（5）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。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

（6）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。

（7）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

5.8.6.2. 井喷事故风险预防措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

（1）严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

（2）钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀。

（3）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

（4）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

（5）钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业。

（6）发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

（7）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施。

（8）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

（9）施工期严格按照防渗要求进行防渗。

（10）由于输油管道破裂、井喷等环境风险事故发生，产生的含油污泥应及时清除，并清理现场；采用具有防渗漏功能的专用收集桶集中收集，使用专用运输工具，将含油污泥送至新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有资质的单位处置。

5.8.6.3. 窜层污染事故的防范措施

（1）采用三层套管，水泥返高地面方式进行固井。表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测

井采样分析，每年采样 2 次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚、总硬度、氨氮、硝酸盐氮、溶解性总固体等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.6.4. 原油集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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。

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

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善的环境保护工程，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。

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

5.8.6.5. 管线安全运行措施

为防范管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温

质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（3）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程

（4）加强日常安全生产监督管理和安全运行检查，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（5）对集油管线进行定期检查，建议每季度进行一次全线检查，具体方案如下：

①检查项目

泄漏检查：主要检查管子及其它组件的泄漏情况。

防腐层检查：检查防腐层是否完好。

振动检查：主要检查管道有无异常振动情况。

②检查部位

泵的出口部位；补偿器、三通、弯头（弯管）、大小头、支管连接及介质流动的死角等部位；支吊架损坏部位附近的管道组件以及焊接接头；处于生产流程要害部位的管段以及与重要装置或设备相连接的管段；工作条件苛刻及承受交变载荷的管段。

③法兰检查

法兰是否偏口，紧固件是否齐全并符合要求，有无松动和腐蚀现象；法兰面是否发生异常翘曲、变形。

④阀门检查

阀门表面是否存在严重腐蚀现象；阀体表面是否有裂纹、严重缩孔等缺陷；阀门连接螺栓是否松动；阀门操作是否灵活。

⑤管道标识检查

检查管道标识是否符合现行国家标准或行业标准的规定。

检验发现管道存在异常情况和问题时，由QHSE管理督查部组织有关人员进行分析，查明原因，及时采取整改措施。重大安全隐患应及时报QHSE管理督查部或上级备案。

5.8.6.6. 泄漏事故应急措施

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

①按顺序关井

在油品发生泄漏、管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

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

③回收泄漏少量油品

首先限制地表污染的扩大。回注水受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏回注水移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.8.6.7. 植被保护措施

（1）强化责任，实行森林防火领导负责制。应制定防火操作规程，奖罚分明，增强工作人员森林防火责任意识。

（2）大力开展宣传教育。应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

（3）强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

5.8.6.8. 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类管线的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.9. 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.8.7. 环境风险应急预案与应急要求

5.8.7.1 应急预案

1）应急预案编制情况

本工程建成后由中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责运营管理，根据调查，中石化新疆新春石油开发有限责任公司对春风油田开展了风险评估，并根据环境风险评价报告编制相应层次的《突发环境事件应急预案》，并在新疆生产建设兵团第七师生态环境局、克拉玛依市克拉玛依区生态环境局进行备案；根据《关于印发＜企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）〉的通知》（环发〔2015〕4号），本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案

纳入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。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中，并及时备案。

2）应急响应

在油田作业区、克拉玛依市、塔城地区乌苏市政府相关部门领导下，建立健全应急体制，落实应急职责，实行分级响应、快速启动、各部门协调配合联动的应急工作责任制，充分发挥各级应急机构的作用。超出本级应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。当发生依靠自身力量无法完全解决的突发环境事件时，由应急处置办公室上报油田作业区应急指挥中心，由油田作业区应急指挥中心上报中石化新疆新春石油开发有限责任公司和地方政府值班室，启动预警或响应。

3）应急联动

（1）建设单位将区域地方政府应急预案的各执行及相关部门落实，并予以及时联系，确保发生事故时能够第一时间将事故信息进行反馈，并在发生不可控的重大事故时请求地方政府应急指挥中心采取指挥行动；

（2）事故发生后，事故点所属的地方政府在接到本工程应急指挥中心的报告后，要第一时间按照“统一指挥、属地为主、专业处置”的要求，立即成立由所属各相关部门领导参加的现场指挥部，指挥协调公安、交通、消防、环保和医疗急救等部门应急队伍先期开展警戒、疏散群众、控制现场、救护、抢险等救援行动，控制事态扩大；

（3）事故发生后，事故点所属的地方政府应急主管部门在接到本工程应急部门的报告后，根据突发公共事件发展态势，组织派遣应急处置队伍，协助事发地做好应急处置工作，并做好启动预案的各项准备工作。公共安全与应急委员会办公室要密切跟踪事件发展态势，掌握事发地应急处置工作情况，及时传达上级领导批示和要求，并做好有关综合协调和督促落实工作；

（4）发生特别重大事故，采取一般处置措施无法控制和消除其严重危害时，由地方政府请求上级人民政府和有关方面给予支援；

（5）实施扩大应急时，地方政府有关部门（单位）要及时增加应急处置力量，加大技术、装备、物资、资金等保障力度，加强指挥协调，努力控制事态发展；

（6）确定地方政府各部门到达事故现场最近路线；

（7）确定应急指挥中心配合地方政府、附近企业单位应急指挥中心的人员责任和任务；

（8）联系地方公安局，请其协助负责污染区域以及应急反应相关区域的公共安全工作；对污染现场及相关区域的警戒工作；应急反应过程中交通秩序的维护；对污染现场的防火、防爆的监督管理；

（9）联系地方气象局，请其协助负责为应急反应工作提供及时气象信息及预报信息；

（10）在进行定期演练时，要配合地方政府应急预案，确定和完成在预案中的任务，避免发生重大事故时出现救援冲突和救援遗漏现象；

（11）将各地方政府的突发公共事件总体应急预案纳入培训学习的安排中，并将其列入事故应急演练执行过程中；

（12）将工程应急预案各执行部门与沿线各地方政府应急预案各执行部门的人员名单、联系方式等明确纳入应急预案当中。

5.8.7.2 应急处置措施

1）井喷失控处置措施

（1）发出井喷信号，关闭井场范围内的所有引火源；

（2）迅速封闭事件现场，撤离无关人员至安全区域；禁止无关人员进入现场，并实行交通管制；禁止外人进入现场，控制事态发展；

（3）当井喷伴有可燃气体时，架设足够的防爆通风设备，降低可燃气体浓度；监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

（4）井场四周围堤，迅速开挖排污池并将喷出物引流至排污池，减少环境污染；

（5）针对井喷不同情况采取有效抢险措施实施关井；

（6）视喷出物种类、数量，结合本区块相关资料，用合适密度的压井液，实施压井作业。施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰抢险施工的其他作业。

（7）当出现如下情况时，应组织遇险人员紧急撤离。

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

③由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

2）泄漏处置措施

（1）管道泄漏

①立即停输：切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域。

②限制漏油扩散：根据漏油点位置明确漏油类型（陆地漏油和水中漏油），估算泄漏量，制定现场拦油方案与设施，避免污染面扩大；并对漏油点附近其他管道或电缆采取必要的保护措施。

③隔离疏散：立即采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事件发生区域，并合理布置消防和其他救援力量；及时疏散受影响区域附近的居民，并通知停用一切明火。

④警戒：管道泄漏初始警戒范围不低于60m，并设置明显警示标识；根据情况决定周边群众疏散的范围。

⑤监测：监测组人员携带便携式气体检测仪对泄漏现场可燃气、有毒气体浓度进行检测，提供警戒疏散范围参考依据；对于受限空间作业，还需对氧含量进行检测；加强救援人员的个人防护。

⑥救护：迅速将受伤、中毒人员转移到泄漏点上风侧或其他安全地带，现场处置组先期对其进行急救，同时拨打急救电话进行报警，送往医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材。

⑦环境控制：当事件发生区域的可燃物料存量较多时，应尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组制定方案。

⑧联动：配合政府信息发布，与政府现场应急指挥部人员信息互通，跟踪记录现场应急处置过程。

⑨物资供应：接收、登记外部进场的救援物资；转送、保管、调配、发放现场救援物资。

⑩开挖：开挖作业坑，消防车对开挖现场下方可能存在暗渠的施工过程进行喷打泡沫液等消防监护，以防液压破碎锤或铲斗撞击到石块、预制板等坚硬物体产生火花。

⑪抢险：对于断裂或大面积撕裂的管道按程序进行封堵、换管等抢修作业；对于油气浓度超标的现场，采取吹扫、泡沫覆盖等进行油气稀释与隔离，确保动火安全。

⑫实时技术指导：管道抢修过程中，专家组应根据危险区的危害因素和事件现场发展趋势进行动态评估，及时提出指导意见；当现场失控，危及维抢修人员生命安全时，应立即指挥现场全部人员撤离至安全区域。

⑬后勤：统一调配现场车辆，备足一定数量的防爆对讲手机，联系临近宾馆、饭店，提供现场指挥部的交通、通信、食宿等工作、生活保障。

⑭危废处置：抢修完毕，及时清理现场，按照法律法规要求，按照事先与地方有处置资质单位签订的危险废物处置协议，对废弃物和污染物进行妥善处置。

（2）火灾爆炸处置措施

当以上泄漏情况引发火灾甚至爆炸时，尽快采取以下措施：

（1）现场处置组立即阻断引火源，并组织灭火；

（2）警戒组采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发危险区域，并合理布置消防和救援力量；

（3）现场处置组组织医疗专家对受伤人员进行紧急救治，迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，同时保障治疗药物和器材供应；

（4）根据油气生产设施特点及风向，合理组织扑救工作；在扑救火灾过程中，应有足够数量的灭火用水、泡沫液、消防车辆装备，以应对沸溢和喷溅等突发情况；火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

（5）在扑救的同时，采取防泄漏、防扩散控制措施，防止火势蔓延；当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；对附近受威胁的油气储存设施，及时采取冷却、倒罐、置换、泄压等措施，防止升温、升压而引起次生或衍生火灾爆炸；

（6）条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

（7）当疏散现场周边大面积人群时，现场应急指挥部应协助当地政府机构做好相关工作；

（8）灭火完毕后，继续冷却至常温状态，清理火灾现场，组织力量对泄漏

管道、设施进行封堵、抢修，同时随时准备利用消防水掩护对泄漏点的封堵抢修作业。

5.8.7.3 应急物资与装备保障

本工程应急救援物资与装备保障依托油田作业区现有配备的应急物资及装备，均位于本工程生产区域周边，且应急预案及应急物资均在有效期内，事故状态下可及时拉运到现场用于应急处置，因此，现有应急物资满足本工程需求。

5.8.7.4 应急监测计划

1）适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2）应急监测措施

（1）环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员1名、实验室人员1名、采样人员2名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确地完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

（2）化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样。

（3）当对某种污染物缺少监测手段时，安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

（4）监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

（5）应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测，其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

3）应急监测布点原则

根据《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）中6.2.1布点原则，采样断面（点）的设置一般以突发环境事件发生地及可能受影响的环境区域为主，同时应注重人群和生活环境、事件发生地周围重要生态环境保护目标及环境敏感点，重点关注对饮用水水源地、人群活动区域的空气、农田土壤、自然保护区、风景名胜区及其他需要特殊保护的区域的影响，合理设置监测断面（点），判断污染团（带）位置、反映污染变化趋势、了解应急处置效果。

应根据突发环境事件应急处置情况动态及时更新调整布设点位。对被突发环境事件所污染的地表水、大气、土壤和地下水应设置对照断面（点）、控制断面（点），对地表水和地下水还应设置削减断面（点），布点要确保能够获取足够的有代表性的信息，同时应考虑采样的安全性和可行性。对突发环境事件固定污染源和移动污染源的应急监测，应根据现场的具体情况布设采样断面（点）。

4）应急监测方案

本工程环境风险应急监测方案详见表 5-8-5。

表 5-8-5　风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位		监测项目	监测频次	执行标准	监测方式
环境风险事故	大气环境	对照断面	事故地点上风向	NMHC、一氧化碳	事故发生及处理过程中进行实时监测，过后 30min 一次直至应急结束	一氧化碳执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求，NMHC 执行《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中推荐值（2.0mg/m^3）	自行监测或委托检测
		控制断面	下风向距离较近的敏感点	NMHC、一氧化碳			
	土壤环境	对照断面	污染区附近土壤	石油烃类（C_{10}～C_{40}））		石油烃（C_{10}-C_{40}）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求	
		控制断面	受污染处土壤				

备注：监测频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。

5）应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施，石西油田作业区应配备必要的仪器设备，建议设备配置情况见表 5-8-6。

表 5-8-6　应急监测仪器配备情况一览表

序号	仪器	数量
1	便携式可燃气体检测仪	2
2	便携式 COD 测定仪	1
3	化学分析试剂	若干
4	便携式复合气体检测仪	1
5	便携式复合气体检测仪	1
6	便携式复合气体检测仪	1
7	便携式多功能气体检测仪	2
8	便携式多种气体检测仪	2
9	便携式多功能气体检测仪	1
10	便携式 H2S 检测仪 BF90	2
11	便携式 H2S 检测仪（含四合一气体检测仪）	4
12	化学分析试剂	若干

6）质量保证和质量控制

（1）采样与现场监测的质量保证及质量控制

①采样与现场监测人员应具备相关经验，掌握突发环境事件布点采样技术，熟知采样器具的使用和样品采集、保存、运输条件。若进入危险区域开展采样及现场监测，应经相关部门同意，在保证安全的前提下方可开展工作。

②采样和现场监测仪器应进行日常的维护、保养，确保仪器设备保持正常状态，仪器离开实验室前应进行必要的检查。

③应急监测时，允许使用便携式仪器和非标准监测分析方法，但应对其得出的结果或结论予以明确表达。

（2）样品管理的质量保证和质量控制

①应保证样品从采集、保存、运输、分析、处置的全过程均有记录，确保样品处在受控状态。

②样品在采集和运输过程中应防止样品被污染及样品对环境的污染。运输工具应合适，运输中应 采取必要的防震、防雨、防尘、防爆等措施，以保证人员和样品的安全。

（3）实验室分析的质量保证和质量控制

①实验室分析人员应熟练掌握实验室相关分析仪器的操作使用和质量控制措施。

②实验室分析仪器应在检定周期或校准有效期内使用，进行日常的维护、保养，确保仪器设备始终保持良好的技术状态。

③实验室分析的质量保证措施可参照相关监测技术规范执行。

（4）应急监测报告的质量保证和质量控制

应急监测报告信息要完整，原则上应审核后报送。

7）数据报送要求

应急监测工作结束后，应编写应急监测总结报告，主要包含事件基本情况、应急监测工作开展情况、经验和不足、报告附件 4 个部分的内容。按当地突发环境事件应急监测预案或应急监测方案要求进行报送。应急监测报告及相关材料应按照相关规定进行保密和归档。

8）应急监测终止

当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应

急监测。

5.8.8. 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，主要风险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5-8-7。

表 5-8-7　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程			
建设地点	克拉玛依市及塔城地区乌苏市			
区块中心地理坐标				
主要危险物质及分布	本工程所涉及的危险物质包括原油和天然气，主要风险单元为密闭集输单元。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集油管线泄漏以及原油泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集油管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④制定环境风险应急预案，定期演练。			
结论：本工程所涉及的危险物质包括原油和天然气，主要风险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏。发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。 综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。				

6. 环境保护措施及可行性论证

6.1. 生态保护措施可行性论证

6.1.1. 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1. 井场工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内井场占地合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少林地的占用。

（2）钻井过程中严格执行钻井生态环境保护管理规定，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控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相交由有资质的单位处置。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的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开公益林分布区，临时占用基本林地需按要求办理临时占地手续方可开工。禁止采伐工程临时、永久占地外生长的保护植物。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，严禁对植被碾压破坏。尤其对占有植被的井场，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，并安排专人检查。

（5）井场施工在开挖地表、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。

（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。

6.1.1.2. 站场工程生态保护措施要求

（1）本工程站场扩建主要涉及1#增压站改造、排7注水站改造，其中1#增压站改造位于站外，新增占地600m^2，紧邻现有站场外墙，利于景观上相协调以及后期管理；排7注水站改造位于站内，不新增占地。对站场工程新增占地进行合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被的不利影响。

（2）加强站场扩建区域的野生动物保护，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。

（3）站场扩建区域施工在开挖地表、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。

（4）对站场扩建后的永久占地进行硬化，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6-1-2 典型生态保护措施平面布置示意图

6.1.1.3. 管线工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（集输管线）及永久占地（注汽管线支墩）合理规划，严格控制占地面积，尽量避让植被较多的区域。

（2）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量，尽量与道路走向一致，沿道路敷设。

（3）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。

（4）对管沟回填后多余的弃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。

（5）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员破坏沿线地区的生态环境。

（6）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，做好野生动物的保护工作。

本工程管沟开挖及井场管线施工生态环境保护措施平面布置及设计图见图 6-1-2。

图 6-1-2　管沟开挖生态环境保护措施平面设计图

6.1.1.4. 敏感区段（公益林）的生态保护措施

（1）严格用地审批

①工程占用国家二级公益林及地方公益林前，必须依据《国家级公益林管理办法》及地方规定，办理林地征占用手续，获得林业主管部门许可后方可开工。

②对无法避让的公益林区域，优先选择植被盖度较低区域进行建设，最大限度减少占用面积。

（2）控制施工范围

①限定作业带宽度：管线施工带严格控制在 8 米以内，禁止擅自扩大扰动范围。

②分层开挖与回填：管沟施工采用分层开挖（表层土与深层土分离堆放）、分层回填技术，保护土壤结构和肥力。

③表土剥离保存：施工前剥离占地范围内的表土（约 30cm），暂存于指定区域，用于后期生态恢复。

（3）植被保护与恢复

①避让高盖度区域：井场、管线选址优先避开植被茂密区，施工机械及车辆严格在划定范围内作业，禁止碾压周边植被。

②即时恢复措施：临时占地施工结束后立即平整土地，利用剥离表土进行地貌恢复，促进自然植被再生。

（4）专项防护措施

①设立警示标识：公益林施工段设置“保护公益林”警示牌，明确施工边界。

②防火管理：严禁施工人员携带火种进入林区，配备防火设备，制定应急预案。

6.1.1.5. 植物保护措施

本次提出对区域植物的生态保护措施，具体如下：

（1）井场建设前，选址选线阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域。

（2）在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。

（3）管线选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选

择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

（4）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏保护植物。

（5）严禁破坏占地范围外的植被，对因占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

（6）严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对保护植物的破坏。

（7）加强环境保护宣传工作，设置乱砍滥伐警示标志，增强环保意识，特别是对自然荒漠植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是广泛分布在区域内的灌木林地。

（8）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.1.1.6. 野生动物生态保护措施

经调查，项目所在区域气候干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。避免对其他野生动物的影响，提出如下生态保护要求：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境，采用“一”字型作业法（避免并行开道），控制作业带宽度。

（2）为了更好地保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（4）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。

（5）保留作业带边缘植被带（至少2m宽），作为动物临时避难所和食物补给区。

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告

2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家二级保护动物 1 种，为云雀。

（1）繁殖期避让措施。避开在云雀繁殖期（4-7 月）进行高强度的施工作业活动，确需施工时，距鸟巢 200 米范围内暂停高噪声作业（如钻井、夯击）；设置临时隔离带，禁止人员靠近巢区；

（2）噪声防控。为钻机加装减震措施，柴油发电机配备消音措施。

（3）行为管理。加入云雀识别课程（含图鉴、鸣声辨识），禁止投石、追逐等干扰行为。

（4）应急救护机制。若发现云雀等保护鸟类踪迹，施工单位可配备鸟类救助箱（含保暖垫、透气笼具）；与克拉玛依市野生动物救护中心建立联络通道（公示急救电话）；发现受伤云雀立即启动“暂停施工-初步救护-专业移交”流程。

6.1.1.7. 水土保持措施

（1）井场

①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梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及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。

（2）站场

对站场扩建后的永久占地进行硬化，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（3）管线

本工程水土流失主要发生在施工期，本环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，临时占地选择适宜的农作物作为场内恢复绿化。

6.1.1.8. 农田保护措施

（1）严格避让与选址优化

①农田避让原则：工程选址时优先避让基本农田，3 口注水井及管线均不涉及基本农田分布区域。排 7-斜 17 井周边 2km 范围内的耕地被明确列为土壤环境保护目标。

②精准布设设施：新建注水管线（2.05km）沿现有道路或植被稀疏区敷设，减少耕地占用；施工带宽度严格控制在 8 米以内，最大限度减少扰动面积。

（2）分层开挖与回填

①管沟施工采用分层开挖（表层土与深层土分离堆放），回填时按原土层顺序恢复，保障土壤结构和肥力。

②多余土方用于修路或场地平整，禁止随意弃置。

（3）表土保护与复垦

①施工前剥离 30cm 耕作层表土，临时堆放并采取防尘网覆盖+定期洒水抑尘。

②施工结束后立即复垦，恢复耕地功能。

（4）污染防控

①禁止在农田区域设置泥浆池、油污堆放点；含油废物、化学品包装等危险废物当日清运，委托有资质单位处置。

②施工机械划定行驶路线，严禁碾压农田植被。

6.1.2. **运营期生态保护措施**

（1）监督和管理措施

①针对本工程的建设，中石化新疆新春石油开发有限责任公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本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。

（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

①井场生态恢复

本工程井场永久占地面积3.4060hm^2，施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后恢复周边生态环境。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，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植被恢复。

②站场生态恢复

本工程站场扩建主要涉及1#增压站改造、排7注水站改造，其中1#增压站改造位于站外，新增占地600m^2，紧邻现有站场外墙；排7注水站改造位于站内，不新增占地。运营期站场工程新增占地区域建议进行硬化处理。同时严格控制站场工作人员及车辆的活动范围，使站场周边的动植物生境维持在本底水平。

③管线生态恢复

本工程新建集油管线13.9km、掺水管线10.3km、注汽管线0.3km、注水管线2.05km、分离气掺烧管线1.2km；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修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被保护措施

①在施工时需设置乱砍滥伐警示标志、禁止随意碾压植被；

②尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力。

（5）废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施

井场及道路施工：井场、道路平整后，及时采取砾石压盖，并清理施工场地。

管沟开挖：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘；管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松；精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表；管沟分层开挖、分层回填。

综上，本工程运营期采取的生态环境保护措施是可行的。

6.1.3. 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，最终进入封井期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、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。

退役期按照要求对废弃井（站）场、道路制定生态修复方案并开展设计；对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。结合《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，采取的生态恢复措施如下：

（1）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程共部署22口井，其中新建采油井场9座（双井同台井场6座、单井井场1座、老井合建2座），新建注水单井井场3座，已建井4口（试采井3

口、回注井 1 口）。所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植在自然状态下逐渐得到恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，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植被恢复。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

工程新建集油管线 13.9km、掺水管线 10.3km、注汽管线 0.3km、注水管线 2.05km、分离气掺烧管线 1.2km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，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修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，耕地按照相关部门要求进行恢复，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植被恢复。

（4）施工管理要求

各种机动车辆固定线路，禁止随意开便道，扩大扰动范围。封井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。封井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使

用盲板封堵。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

另外，通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在工程区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在封井期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2. 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1. 施工期废水污染防治措施

6.2.1.1. 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等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，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②拟建项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆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。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤对集油、注水管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐、埋地管道等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停

输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③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，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。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④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。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T 6596 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。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2. 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 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、应急池等划分为重点防渗区，油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施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

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台等	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行
柴油发电机油罐区	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s，或参照 GB16889 执行

图 6-2-1 钻井期防渗分区图

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

6.2.2. 运营期废水污染防治措施

6.2.2.1. 过程防控措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水依托春风油田已建采出水处理系统处理，经处理后回用于注汽锅炉，多余部分满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地下，不外排。

②定期对井场、注水站、增压站、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对各类管道进行检查，

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。

④各类生产井运营期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥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），注水期间，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。本次单个回注井注水量约 500m³/d，应进行井筒完整性检测，确保井筒质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）等标准要求，固井质量完好，不窜层。若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.2.2. 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6-2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6-2-3）、

地下水污染防渗分区参照表（表 6-2-4），提出防渗技术要求。

表 6-2-2　　污染控制难易程度分级参照表

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

表 6-2-3　　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6-2-4　　地下水污染防渗分区参照表

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，正常生产过程中及井下作业期间产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、氨氮等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”，故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6-2-5　　项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、站场新增各设施底部	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能

6.2.2.3. 管道刺漏防范措施

（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，如有突发事件立即启动应急预案。

（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变送器，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. 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《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），结合工程区所在区域的水文地质条件，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6-2-6。

表 6-2-6　地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	水位埋深、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、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本工程注水井的井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田的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，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应

急措施。

另外，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，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。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年1次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5. 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3. 退役期水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设HDPE防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，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，污染地下水环境。

6.3. 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1. 施工期地表水环境保护措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、管线试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基非磺化钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）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，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，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。

（3）生活污水

施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入128团场管网。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2. 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出、井下作业废水依托春风二号联合站污水处理系统处理达标后综合利用。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3. 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排。

6.4. 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1. 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。采取的土壤污染防治措施可行。

（4）植被覆盖度高的区域，局部降低作业带宽度，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；施工土方全部用于管沟回填，开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

（5）土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压工程区内其它固沙植被。

（6）施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

6.4.2. 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

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。根据本工程特点，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保护土壤环境。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线泄漏点可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设1个表层样、1个深层样、占地范围外设1个表层样，表层样每年监测1次，深层样每3年监测1次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3. 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾场进行填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5. 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1. 施工期废气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①本工程采用常规钻井工艺。钻井阶段使用的钻机由柴油发电机提供电源。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

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。

（2）地面施工大气污染防治措施

①运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

③施工场地定期洒水抑尘、限速行驶及保持路面清洁、设置围挡、散装物料集中堆放和运输时加盖篷布等措施。

通过采取以上措施，可减小建设期大气污染影响，采取的大气污染防治措施可行。

6.5.2. 运营期废气污染防治措施

本工程运营期无组织排放源主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类等。针对以上污染源，油田须采取以下大气污染治理措施。

（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屏蔽泵，开展挥发性有机物泄漏检测与修复。

（2）工程投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。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，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油源，实施关井，从而最大限度地减少集输过程中烃类及油的排放量。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，防止泄漏进入大气环境。

（3）对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

（4）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，防止泄漏进入大气环境。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.5.3. 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在封井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6. 声环境保护措施可行性论证

6.6.1. 施工期声环境保护措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以

下要求和建议：

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

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.6.2. 运营期噪声污染防治措施

（1）对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3. 退役期噪声污染防治措施

加强车辆管理，合理规划路线，禁止车辆随意鸣笛。

6.7. 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施

（1）废弃钻井泥浆和岩屑的处置

钻井过程中，本次18口新钻井在施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理管理措施”，井场不设防渗泥浆池，在钻井井台每处旁放置25m³钢制罐一个存放钻井泥浆，产生的钻井废弃泥浆定期集中拉运至克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行处理，钻井岩屑经分离后用于井场铺路等。

（2）妥善存放建筑原料等物品，不得失散在井场。焊接及吹扫废渣、设备废弃包装等一般工业固体废物首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置。

（3）钻井期产生的危废存放于钻井队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（4）生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司

清运处置。

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1. 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗布、清管废渣、废润滑油等，均为危险废物。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6-7-1。

表 6-7-1　危险废物产生及处置情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要危险成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.9 t/a	油井作业	半固体、固体	废矿物油	间歇	T.I	委托有资质单位拉运处理
2	废防渗布		900-249-08	2.25 t/a	作业场地清理	固体	废矿物油	间歇	T.I	折叠打包后委托有资质单位拉运处理
3	清管废渣		071-001-08	0.01t/a（16 kg/次）	集输环节	固体	废矿物油	间歇	T.I	委托有资质单位拉运处理
4	废润滑油		900-214-08	1.8 t/a	设备检修	半固体	废矿物油	间歇	T.I	交由联合站综合利用

6.7.2.2. 危险废物收集、转运及处置要求

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，提出环境管理要求如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度；

（2）落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志；

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定

指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报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。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；

（7）落实排污许可制度；

（8）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。

6.7.2.3. 危险废物处置措施可行性分析

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。落地油统一运至新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输；废润滑油经收集后交由联合站综合利用；废防渗布主要在修井作业过程中产生，施工作业结束后，将废弃的含油防渗布集中收集，委托资质单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

①危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，新春公司应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求对含油废物进行收集。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

A.危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

B.危险废物类别：按危险废物种类选择。

C.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

D.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部

与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

②危废运输依托可行性分析

本工程运营期产生的危险废物由克拉玛依沃森环保科技有限公司、新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有资质单位的专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。克拉玛依沃森环保科技有限公司运输分公司于 1993 年 11 月 24 日成立，公司经营范围包括：普通货运；货物专用运输（集装箱、罐式）；大型物件运输（一类）；危险货物运输（2 类、3 类、8 类、危险废物），可运输本工程产生的危险废物。

③危废处置依托可行性分析

本工程运营期产生的落地油、清管废渣属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码为 HW08（071-001-08），委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行处置。废润滑油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油”，其废物代码为 HW08（900-214-08），集中收集后交由联合站综合利用。含油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，其废物代码为 HW08（900-249-08），收集后委托有资质单位处置。

新疆锦恒利废矿物油处置有限公司于 2021 年 9 月 7 日取得了危险废物经营许可证（证书编号：6607010801），可处理危废类别为 HW08（071-001-08、071-002-08、072-001-08），经营规模为：利用含油污泥 30000t/a 岩屑泥浆 20000t/a，现公司正常运行。新疆锦恒利废矿物油处置有限公司危废资质及剩余处理能力均可满足本工程油泥处理需求。

7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及排放强度，提出温室气体减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1. 温室气体排放分析

7.1.1. 温室气体产排节点分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业温室气体排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放量、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。计算公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_s \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_s - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点见表 7-1-1 所示。

表 7-1-1　　温室气体产排节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	排放因子	排放形式
1	CH_4 逃逸排放量	油气开采业务	CH_4	无组织
		油气储运业务		
2	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放	电力隐含排放	CO_2	-

7.1.2. 温室气体排放量核算

7.1.2.1. CH_4 逃逸排放量核算

（1）油气开采业务 CH_4 逃逸排放

根据《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）》中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

式中，

$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（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 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；拟建工程涉及 18 口采油井；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；井口装置为 0.23。

$Num_{gas,j}$——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到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

根据以上计算公式，拟建工程实施后油气开采业务 CH_4 逃逸排放引起的 CH_4 排放量核算结果为 4.14tCH_4。

（2）油气储运业务 CH_4 逃逸排放

根据《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）》中“油气储运业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

式中，

$E_{CH4_油输逃逸}$——原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

$Q_{oi,j}$——原油输送量，单位为亿吨；拟建工程为 0.000908 亿吨；

$EF_{CH4_油输逃逸}$——原油输送的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/亿吨原油。原油输送管道为 753.29。

根据以上计算公式，拟建工程实施后油气储运业务 CH_4 逃逸排放引起的 CH_4 排放量核算结果为 0.228tCH_4。

7.1.2.2. 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

本工程主要涉及净购入电力，年使用电量为 202.35 万 kW·h/a。《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）》中计算公式：

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO2-净电}$——企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，吨 CO_2；

$AD_{电力}$——企业净购入的电力消费量，MWh；

$EF_{电力}$——电力供应的 CO_2 排放因子，吨 CO_2/MWh。根据《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO_2/MWh。

根据以上计算公式，拟建工程实施后净购入的电力消费引起的 CO_2 排放量核算结果为 1154.01tCO_2。

7.1.3. 温室气体排放量核算汇总

根据拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点核算温室气体排放总量详见表 7-1-2。

表 7-1-2　　温室气体产排节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	排放因子	排放量 t
1	CH_4 逃逸排放量	油气开采业务	CH_4	4.14
		油气储运业务		0.228
2	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放	电力隐含排放	CO_2	1154.01
合计				1158.38

综上，拟建工程实施后温室气体排放总量为 1158.38t。

7.2. 减污降碳措施

本工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1. 工艺技术减污降碳措施

本工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2. 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备选用节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3. 减污降碳管理措施

采油厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3. 温室气体排放评价结论

7.3.1. 碳排放评价结论

本工程实施后，CO_2 总排放量为 1158.38t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2. 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8. 环境经济损益分析

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。社会影响、经济影响、环境影响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。

本工程总投资为 22614.4 万元。工程内部收益率为 15.22%（税后），工程税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济发展。

8.1. 环境效益分析

该工程在施工期间将对区域环境造成一定破坏，导致不同程度的经济损失。运营期产生的主要污染物为无组织烃类气体、油藏采出水、废弃泥浆等，都可能对土壤、水体和环境空气造成污染，同时还存在一定环境风险。

为了贯彻执行新疆维吾尔自治区关于石油天然气开发的有关规定，2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程在清洁生产工艺和污染防治方面采取了一定的措施，为减少不利的生态影响及环境污染，防止可能发生的自然风险和工程事故所造成的环境污染，该项目采取了相应的生态环境保护措施和环境管理监控措施。根据环保措施和环境管理要求，环保投资估算如表 8-1-1 所示。

表 8-1-1　建设项目施工期及运营期主要环保措施投资估算

其主要方面包括：

（1）钻井期废水、泥浆等污染物采取克拉玛依前山石油工程服务有限公司“钻井废弃物不落地处理工艺”，以减少对土地和地下水资源的污染范围和程度。

（2）在施工期同时采取防风固沙工程措施，有助于植被的生长和水土保持，对防止沙丘活化具有较好的生态效益，生态经济的无价性可以说明生态保护的一次性投资获得的环境经济效益是显而易见的。

（3）大气污染防治和污水处理工程措施在减少环境污染方面具有一定的环境和经济效益，同时预防突发性污染事故的措施也具有更重要的环境经济意义。

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程的环保措施投资实施后，其环境经济效益主要体现在以下两个方面：

（1）减少工程对环境污染和破坏所造成的经济损失和降低环境污染风险的损失。根据该油田区地下水环境保护目标，特征污染物石油类等指标须保持现有水平，因此，一旦地下水受到污染，则用于废水处理设施的环保投资与因污染或破坏的环境资源损失所投入的治理费用是远远不能相比的。从这一点说明，该工程投入的环保投资在防范污染风险效益方面具有很大的意义。

（2）工程区特别是地面开发工程周边分布有农田生态系统，附近区域的农田种植棉花等农作物除了其自身的经济价值外，它在生态系统中的生态作用是无法用货币价值评估的。所以，2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程实施生态保护措施可减少植被资源破坏造成的经济损失，工程一次性投资所获得的环境效益是明显的。

8.4. 环境经济损益分析结论

针对 2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程所处生态环境的敏感性，工程建设势必对环境造成一定的扰动，如果不采取任何防范措施，有可能加剧工程区荒漠化程度、使局部地段荒漠化，水土流失加剧。

鉴于此，环评建议除采取上述环保措施以外，建设单位应加强对施工队伍环境保护的宣传教育，特别要注意对野生动植物的保护。在施工作业带以外，严禁随意砍伐，破坏树木和植被，禁止捕杀野生动物。对由于工程建设造成植被损失的，严格按照“占一补一”的原则进行补偿，另外在施工过程中，对产生扬尘较大区域及时洒水降尘，降低扬尘对环境影响。

9. 环境管理与监测计划

9.1. 环境管理

9.1.1. 环境管理机构及职责

（1）决策机构

中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

（2）实施与管理机构

①组织健全落实公司环境保护责任制，承担公司环境保护综合监管责任；

②负责公司环境保护管理体系建设，组织公司环境保护规章制度的修订，做好与上位制度的承接；

③制定公司环境保护工作规划、计划（含绿色企业），组织分解落实相应目标指标；

④统筹协调公司环境保护专项、综合性环保检查，负责环境保护绩效考核工作；

⑤负责公司建设项目环境保护“三同时”工作。负责公司环保隐患治理项目的综合监督管理，督导有关单位和部门制定并落实隐患治理措施；

⑥根据公司 QHSE 要求，配合上级部门开展环境事件调查。

⑦负责公司环境保护日常性环保检查，参与专项、综合性环保检查。

⑧按照公司相关考核办法，对检查中发现的违章行为进行处罚。

各业务部门是业务范围内环境保护工作的管理和监督主体，按照《新春公司环境保护管理规定》《新春公司环境污染防治管理规定》《新春公司 QHSE 监督管理办法》等履行相关环保责任。

各单位是属地范围内环境保护工作的管理和监督责任主体，负责本单位环境保护工作的具体实施，组织制定本单位各部门环境保护职责，建立环境保护全员岗位责任制，负责各级生态环境主管部门的迎检。

（3）监督机构

克拉玛依生态环境局、第七师生态环境局负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指

导当地生态环境主管部门对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。生态环境主管部门是具体负责环境管理的职能机构，受克拉玛依生态环境局、第七师生态环境局业务指导，监督辖区内油田勘探单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.1.2. 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3. 运营期的环境管理任务

（1）工程运营期的 QHSE 管理体系纳入春风油田 QHSE 系统统一管理。

（2）协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4. 退役期的环境管理任务

工程退役期，进行场地恢复，协同有关部门进行生态恢复工作。

9.1.5. 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少环境事故的发生，确保工程安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环

境特征，分施工期、运营期、退役期提出本工程的环境管理计划。

9.1.6. 环境监理

本工程施工期对周边环境造成一定影响，建议在施工期阶段开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对工程防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态的影响。

9.1.7. 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前春风油田各区已于 2022 年完成环境影响后评价工作。本工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 3～5 年内继续开展环境影响后评价工作，落实相关补救方案和改进措施，接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8. 环保保障机制建设

新春公司的各项业务活动严格执行国家和新疆地方政府环境保护法律法规和标准，把生态环境保护纳入公司发展规划、计划、建设、生产、经营、科研和关停的全过程，并保障生态保护、污染防治资金投入。

为确保企业环境管理能够被有效执行，环境目标得以实现，新春公司从“经费、文化、技术”等方面建立保障机制，确保各项制度得到落实和推进：

经费方面：公司对环保经费纳入预算，对“三废”处置费用、环境影响评价与验收报告、清洁生产审核；环境基础设施建设、运营、维护、改造；环境保护税缴纳；环境保护标志及标识；环境监测；环境保护教育培训；环境事故应急

救援器材、装备的配备及应急演练；其他与环境保护直接相关的物品或者活动等进行经费投入。

文化方面：公司定期开展绿色文化建设活动，以员工环境道德意识、环境道德观念教育培养为重点，促进价值取向、思维方式、生产方式、生活方式的“绿色化”，使安全绿色健康理念融入员工主流价值观，形成推动企业绿色发展的思想自觉和行动自觉，实现油田与社会、与环境、与员工的和谐共处、协调发展。

技术方面：公司通过持续开展清洁生产，提升工艺、技术水平，不使用国家明令禁止使用的设备、材料和工艺技术，积极采用信息化手段加强环境管理，建立了污染物排放及处理处置电子台账管理。

9.2. 企业环境信息披露

（1）披露内容

1）基础信息

企业名称：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

法人代表：杨海中

生产地址：克拉玛依市克拉玛依区、塔城地区乌苏市

主要产品及规模：本工程共部署22口井，其中新建采油井场9座（双井同台井场6座、单井井场1座、老井合建2座），新建注水单井井场3座，已建井4口（试采井3口、回注井1口）；动用石油地质储量127×10^4t、含油面积1.2km^2，均采用管输方式生产；新增产能3×10^4t/a，开采方式为冷采9口、热采9口；新建集油管线13.9km、掺水管线10.3km、注汽管线0.3km、注水管线2.05km、分离气掺烧管线1.2km；排61-平14新建增压点1处；对1#增压站进行就地分水改造，集输末端新建掺水点4处，井口产液增压输至1#增压站增压后输至春风二号联合站处理；对排7注水站进行改扩建，站内新增1座缓冲罐、3台喂水泵，更换2台注水泵等。配套自动控制、通信、供配电、道路、防腐、消防等辅助及公用工程。所有工程均呈点线状分布在春风油田采矿权范围内；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约13km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）。工程总投资22614.4万元。

2）排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见“3.4.3.运

营期主要污染源源强核算”。

本工程污染物排放标准见“2.4.3.污染物排放标准”。

本工程污染物排放量情况见“3.4.3.5.运营期污染物排放情况汇总”。

本工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8.污染物排放总量控制”。

3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见中石化新疆新春石油开发有限责任公司现行突发环境风险应急预案。

4）环境监测计划

本工程环境监测计划见“8.环境管理与监测计划”。

（2）披露方式及时间要求

公示方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；建设单位在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3. 施工期环境管理及监测

9.3.1. 承包方的环境管理

本工程开发在对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 9-3-1　分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设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环保部门，批准后方可以开工。

（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，制定发生环境事故的应急计划和措施。

9.3.2. 钻井作业环境管理

钻井作业环境管理，应有明确的环境管理方针和目标、环境管理机构和职责、环境管理程序、环境警示标志、环境培训等。

钻井作业环境管理应达到以下要求：

（1）钻前工程

在平整井场时，严格控制施工影响范围；井场应设污水处理系统，包括污水沟、污水池和污水处理设备，且污水沟和污水池应进行防渗漏、防垮塌处理。

（2）设备器材搬迁

制定合适的工作计划和车辆加油计划，减少沿线行驶次数和油料泄漏机会，定期检查所有车辆的泄漏情况，被污染的土壤要清除，并进行适当处理，不得向车外乱扔废弃物。

（3）钻井施工

——封闭式井场管理，制定“钻井工程防治污染规定”，所有污染物不能出井场规定的范围；钻井过程中，严格控制用水量，节约用水；要严格实施清污分流，杜绝跑、冒、滴、漏长流水现象的发生。

——钻井材料和油料要集中管理，减少散失或漏失，对被污染的土壤应及时妥善处理，将其清除、回收；为将钻井废弃物减至最低限度，应采用有利于环境的三级废物处理方法：调整钻井工艺或使用合适的钻井液，使钻井过程产生的废弃物最少；将已经降至最低限度的钻井废弃物尽可能地循环再利用；通过合适的方式处理不能再循环利用的钻井废弃物；防止井喷、油料泄漏、污水池垮塌，避免发生污染事故；采取有效措施，减轻噪声污染。

（4）施工完成

施工完成后，做到井场整洁、无杂物；剩余污水、污泥应妥善处理。

（5）其他规定

在野外施工现场不得乱扔废弃物，乱倒废油、废液；不允许破坏动物巢穴，追杀、捕猎和有意骚扰野生动物；减少施工对当地野生动、植物的影响。

9.3.3. 管网建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线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；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——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。

9.3.4. 施工期环境监理与监测

针对施工期钻井废水、生活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、恢复方案进行监理。

9.4. 运营期环境管理及监测

9.4.1. 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9-4-1。

表 9-4-1　　建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	克拉玛依市生态环境局、第七师生态环境局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各类废水的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，须满足《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中相关环境管理要求，防止造成环境污染。 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测。 ④组织危险废物监测	建设单位	
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	

（1）日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

在生产过程中，采出水经春风二号联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排。

废气污染源的控制是重点加强原油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。

——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。

——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。

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

——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。

——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。

——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、可接受的范围内，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。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（NMHC）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。

9.4.2. 运营期环境监测计划

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的相关要求，本工程运营期环境监测计划见表 9-4-2。

表 9-4-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC	采油平台厂界外	1 次/年	GB16297-1996	竣工验收后

噪声	等效连续 A 声级	井场、站场厂界外	1 次/季度	GB12348-2008 中 2 类标准	
地下水环境	水位埋深、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、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等	地下水上游	2 次/年	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	
		地下水下游			
		地下水下游			
土壤环境	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	井场、站场、集输管线沿线、公益林区等代表性区域	1 次/年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	
生态环境	生态恢复情况	项目区及管线周围	1 次/年	生态恢复（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、公益林）及水土保持措施落实情况	
注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C_6-C_9）和石油烃（C_{10}-C_{40}）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C_6-C_9）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（C_6-C_9）和石油烃（C_{10}-C_{40}）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C_6-C_9）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C_6-C_9）和石油烃（C_{10}-C_{40}）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。春风油田可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。					

9.5. 退役期环境管理

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入封井期。企业应结合《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》等采取生态恢复措施。施工前应编制详细的“生态恢复方案”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环保部门，批准后方可以开工。在施工作业之前必须对全体施工人员进行国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；工程的主要环境保护目标和要求；环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等内容的培训。施工过程中以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，并做好台账记录。

9.6. 环保设施“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

① 验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环境影响报告表及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

② 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书的建设项目竣工后，新春公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。新春公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

新春公司对项目进行自主验收，新春公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，新春公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，新春公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

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。具体内容见表 9-6-1。

表 9-6-1 “三同时”验收一览表

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
	钻井机械废气	机械定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行	--	--
废水	钻井废水	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”收集	不外排	--
	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘		--
	施工生活污水	施工依托团部或连队，生活污水依托团部或连队现有排水设施	不外排	--
固体废物	钻井泥浆、岩屑	采用泥浆不落地设备收集	可妥善处置	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》综合利用要求
	焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	可妥善处置	--
	废机油、废防渗布、废烧碱包装袋	委托有资质的单位处置	可妥善处置	--
噪声	钻机、运输车辆等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	不得发生扰民现象	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
生态	生态恢复	办理公益林、耕地等的征占用手续；严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	落实生态恢复措施
运营期				
废气	无组织排放 NMHC	加强密闭管道、阀门的检修和维护	厂界 NMHC≤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）企业边界污染物控制要求
废水	采出水	经春风二号联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	不外排	--
	井下作业废水		不外排	--
固体废物	落地油	交由有资质单位进行收运处置	妥善处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》
	清管废渣			
	废防渗布			
	废润滑油	送至联合站综合利用		
环境风险	防范环境风险	井场设置灭火器、声光报警器；井场分区防渗。	有效应对和排除各种突发事故的不利影响	--
环境监测	废气、土壤、地下水、生态	按照检测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	--
生态	生态恢复	按“占一补一”原则缴纳林地补偿费，用于公益林异地造林或养护；定期开展法兰、阀门密封性检测，预防"跑冒滴漏"	生态功能不降低	—

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
退役期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘	--	--
固废	建筑垃圾	委托周边固废填埋场合规处置	妥善处置	--
	废气管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	--
生态	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	--

9.7. 污染物排放的管理要求

工程污染物排放清单及管理要求见表 9-7-1。

表 9-7-1　　本工程污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	排放量（t/a）	排放去向
废气	原油集输	无组织排放废气	NMHC	2.893	大气
生产废水	采出水		废水量	0	采出水经春风二号联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	0	采用专用罐拉运至联合站污水处理系统进行处理
			COD	0	
			石油类	0	
固体废物	井场、管线等	落地油、清管废渣、废防渗布	废矿物油	0	委托有资质单位处置
		废润滑油	废矿物油	0	送至联合站综合利用
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	/	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.8. 其他环境管理

除上述环境管理要求外，建设单位还应按要求执行以下：

（1）建立环境管理台账

本工程需根据相关要求建立以下台账：

自行监测数据统计台账、污染源台账；

环保指标、目标分解考核台账；

污染物排放总量台账；

固体废物台账：一般固废须根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试

行）》建立好产生台账、流向台账、转运台账、贮存台账、利用台账、处置台账、贮存设施维护台账等；危险废物须根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》记录好产生工序、危险废物特性、贮存环节、自行利用处置环节等情况；

“三废”综合利用台账：主要记录固体废物的综合利用情况，包括厂内和厂外利用情况；

环保治理台账；

定期巡检台账：记录好管线、钻井运行巡检情况，包括巡检时间、巡检内容、巡检人员、设备运行状况等；

清洁生产审核台账；

排污许可执行报告台账；

环保宣传、培训、教育台账；

环境污染事故台账等。

各类原始记录内容应完整并有相关人员签字，保存三年。

（2）信息公开

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令 第24号）规定：企业应当按照准则编制年度环境信息依法披露报告和临时环境信息依法披露报告，并上传至企业环境信息依法披露系统，具体披露报告应包括以下：

①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

如若建设单位环境信息发生变更或有新生成时，应在环境信息生成或者变

更之日起三十日内予以公开。

10. 结论

10.1. 建设项目情况

本工程在春风油田采矿权内部署 41 口滚动开发井，涉及排 601-20、排 601 北、排 612、排 625、排 66、排 6 北、排 7 等区块，其中 37 口井位于克拉玛依市克拉玛依区、4 口井位于塔城地区乌苏市。新钻采油井 31 口、注水井 8 口、老井转注 2 口。动用石油地质储量 127 万吨、含油面积 1.2 平方千米，采用 HDNS 吞吐开发方式，新增产能 4.67 万吨/年。配套新建采油管线 6.96 千米、注汽管线 5.726 千米、注水管线 14.5 千米；更换采油管线、注水管线合计 29.248 千米。在 P601-X491 井场处新建应急注水点 1 处，设计注水规模 2800 立方米/天；配套建设供配电、自控、通信等设施；管理区内并联新建两座 200 立方米/天一体化污水处理设施。所有工程均呈点线状分布在春风油田采矿权范围内；工程不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约 14km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线）。工程总投资 22614.4 万元。

10.2. 产业政策、选址符合性

10.2.1. 产业政策符合性

石油天然气开采业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）》，本工程作为“石油、天然气勘探及开采”行业属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家的产业政策。

10.2.2. 选址符合性

本工程为陆地石油开采项目，经分析，符合《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔城地区乌苏市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生产建设兵团主体功能区规划》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》等规划。

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》（新克政发〔2024〕22 号）、《塔城地区乌苏市“三线一单”生态环境分区管控方案》（师市发〔2021〕8 号）以及新疆生产建设兵团 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果，本工程所在区域涉及“克拉玛依区环境一般管控单元 04

（ZH65020330004）”“胡杨河市 128 团重点管控单元（ZH65901020003）”。本工程符合克拉玛依市及塔城地区乌苏市生态环境分区管控方案要求。

10.3.环境质量现状

10.3.1.生态环境质量现状

本工程地处准噶尔盆地西南部，东北为灌丛区，南部、西部接城镇与绿洲，工程区为开发多年的石油工业基地，区域中的梭梭、琵琶柴等荒漠植被是保护绿洲景观及工业景观的天然屏障。工程评价区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为公益林及区域内的动植物。评价区域主要以灌丛生态系统为主，生态环境功能区为“克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”“乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”“六、七、八师奎屯-石河子-五家渠城镇与绿洲生态功能区”，评价区域内土地利用类型以未利用地为主，植被以梭梭-琵琶柴群系植被为主，土壤类型以灰漠土为主，区域土壤现状质量一般、植被种类单一，生态系统稳定性维持在一定水平。

10.3.2.地下环境质量现状

根据现状监测结果，除硫酸盐、氯化物、氟化物、钠超标外，其他各监测点地下水中的各项监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标主要原因是由局部自然背景值高所致。

10.3.3.土壤环境质量现状

根据土壤监测结果，拟建项目占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；拟建项目占地范围外监测点各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 农用地风险筛选值标准。

10.3.4.大气环境质量现状

根据项目所在地区域 2023 年各大气污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区。监测点的 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 的限值要求；H2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值。

10.3.5.声环境质量现状

根据噪声监测结果，工程区噪声监测点的噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准，声环境状况良好。

10.4.污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10-4-1。

表 10-4-1　　运营期污染物排放情况汇总表

项目	序号	污染源	污染物	排放量	主要处理措施及排放去向	排放量
废气	G1	无组织挥发	NMHC	2.893 t/a	稠油处理及集输均采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀	2.893 t/a
废水	W1	油藏采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	2.53×10⁴t/a	井口采出液混输至联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	0
	W2	井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	1368 t/a		0
固体废物	S1	落地油	HW08 071-001-08	0.9 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S2	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	2.25 t/a	折叠打包后委托有资质单位拉运处理	0
	S3	清管废渣	HW08 071-001-08	0.01t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	废润滑油	HW08 900-214-08	1.8 t/a	联合站综合利用处理	0
噪声	N1	机械噪声	/	60~105dB（A)	低噪声设备、基础减震、隔声罩等	厂界达标

10.5.主要环境影响

10.5.1.生态环境影响评价

本工程评价范围内无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等生态敏感区，距离生态保护红线约 16 千米（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区）；项目对生态环境的影响主要来自占地影响，项目永久占地面积 3.4060 公顷，临时占地面积 20.7600 公顷，受影响的永久占地类型主要为灌木林地、其他草地、盐碱地等未利用地。本工程

涉及公益林，办理相关手续后方可施工。由于区域植被类型单一，且工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。项目在采取严格的生态保护措施后，生态环境影响可接受。

10.5.2.地下水环境影响评价

本工程钻井废水与废弃泥浆、钻井岩屑一同采用泥浆不落地设备收集后，依托克拉玛依前山石油工程服务有限公司等有资质单位处置，不外排。

运营期水环境影响主要为采出水和井下作业废水。井口采出液混输至进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，之后拉运至春风二号联合站的污水处理系统处理达标后回注。正常工况本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

10.5.3.地表水环境影响评价

本工程排水在正常情况下不进入地表水体，产生的钻井废水、井下作业废水、油藏采出水不会对地表水产生影响。

10.5.4.土壤环境影响评价

施工期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；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

10.5.5.大气环境影响评价

施工期对环境空气的影响主要来自钻井期柴油机废气、施工运输车辆尾气和

施工扬尘等。通过类比春风油田同类钻井井场，钻井井场周围大气环境质量良好。施工期污染属于阶段性局部影响，随施工结束而逐渐消失。运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类无组织挥发。由预测结果可知，井场NMHC最大落地浓度占标率小于10%，最大落地浓度出现在下风向27米处，下风向各处NMHC的浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

10.5.6.声环境影响评价

施工期管线敷设、地面工程及钻井机械和施工车辆等是主要的噪声源，对周围环境造成的影响属于可接受范围。运营期噪声源主要为各类生产机泵噪声，以及修井时井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。经预测，本工程井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显不利影响。

10.5.7.环境风险影响评价

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，主要风险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。建设单位须及时将本项目纳入油田突发环境事件应急预案并定期更新。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6.环境保护措施

10.6.1.生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；通过统筹利用现有道路、严格限定施工作业带宽度、加强挖填施工管理等控制占地影响范围，减少工程临时占地和地表开挖造成的不利影响；施工土方全部用于管沟回填和平整，堆存过程中使用防尘网，定期洒水抑尘，严禁随意堆置；加强施工期宣传教育，严禁施工人员猎杀野生保护动物；施工结束后，及时清理施工现场，做好施工场地的恢复工作，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被自然恢复。运营期加强设备、管线及井场的管理和

检查，及时发现解决问题；管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。参照《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求，制定完善的油区生态环境保护和恢复治理方案并严格落实。项目占地应依法取得相关手续，对占用土地进行生态恢复和补偿。

10.6.2. 水环境保护措施

运营期按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施加强地下水污染防治，采取先进成熟可靠工艺，源头降低地下水污染风险，按照相关标准要求定期开展地下水水质监测，发现防渗功能下降，应及时采取必要措施，减少对项目区域地下水环境的影响。

10.6.3. 土壤环境保护措施

加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

10.6.4. 固废污染防治措施

施工期固废主要包括废弃泥浆、钻井岩屑、焊接及吹扫废渣、设备废弃包装、废机油、废烧碱包装袋、生活垃圾等。钻井岩屑和废弃泥浆采用泥浆不落地工艺收集后依托克拉玛依前山石油工程服务有限公司等第三方单位进行收运处置；焊接及吹扫废渣、设备废弃包装首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置；废机油、废烧碱包装袋为危险废物，分类收集后交由有资质的单位进行处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期清运处置。

运营期落地油、清管废渣、含油废防渗布委托有资质的单位统一交由有资质的单位处置，废润滑油由联合站回收综合利用。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。

本工程在开发建设过程中所产生的各类固体废物均可以得到有效地处理，对环境所造成的影响可以接受。

10.6.5. 大气环境保护措施

加强施工期施工扬尘、燃油废气等的管控，通过采取车辆减速、物料完全遮

盖、洒水降尘、合理安排施工等方式有效抑制施工扬尘。运营期油气开采与集输应采用密闭工艺，并对管线、设备、阀门等进行定期检查、检修，控制大气污染物无组织排放，确保 NMHC 无组织排放厂界浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中限值要求。

10.6.6. 声环境保护措施

运营期选用低噪声设备，采取基础减振、定期保养机械设备、高噪声设备降噪处理等措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类声环境功能区环境噪声排放限值要求。

10.6.7. 环境风险防范措施

建立健全环境风险管理制度，制定完善的岗位责任制；修订完善企业突发环境事件应急预案，将本工程环境风险纳入现有环境风险应急管理范围内，定期开展应急演练，提高应急处置能力；加强作业管理，遵守钻井、井下作业安全规定，按照技术规范和管理要求安装防喷器和控制装置，设置禁止烟火标识，选用防爆设备，避免安全及环境问题；加强对管线、阀门等重点部位的检查，及时更换具有安全隐患的管线和设备；配备必要安全、消防、检测设备设施并合理布置；加强对重点区域的防渗措施，按照标准建立地下水、土壤环境监测监控体系，定期开展监测，对地下水和土壤环境污染隐患做到及早发现、及时处理。

10.7.公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与暂行办法》要求，建设单位进行了三次网络信息公示和两次报纸公示，向公众公示了项目概况、环境影响、环保措施及初步评价结论等方面的信息，公示期间未收到公众对本工程的信息反馈意见。

10.8.环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设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。经估算本工程环境保护投资约 995 万元，环境保护投资占总投资的 8.73%。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，为企业带来经济效益。

10.9.环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10. 项目可行性结论

2026 年春风油田（克拉玛依辖区）新老区滚动开发建设工程属于国家产业政策“鼓励类”项目，工程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的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。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，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在生态环境方面可行。