

1. 概述

1.1. 建设项目特点

“十四五”和未来一段时期，世界面临百年未有之大变局，总体形势稳中有变，全球能源转型升级提速。自治区党委领导专程调研油气勘探开采，考察油气增储上产、产业发展等工作，强调要深入贯彻习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚决落实新时代推动西部大开发座谈会精神，深刻把握油气产业在新疆保障国家能源安全、推进区域高质量发展中的重要作用，积极主动担当，敢于善于作为，持续推动油气勘探开发和增储上产取得新突破，让新疆优势能源资源更好地服务国家、惠及当地。中石化新疆新春石油开发有限责任公司根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》及《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》，积极响应自治区党委领导号召，在新疆投入逐年增加，油气勘探突破及油气产量逐年提升，近五年，在西部共投资 142.62 亿元，以“持续拓展春风油田储量规模，确保稠油百万吨基础硬稳定；强化勘探准中低渗透油藏，实现产能阵地良性接替”为指导思想，针对准西春风油田、准中永进、淮北阿拉德、春晖油田等开展滚动及评价部署。到 2025 年底原油产量计划达到 140 万吨。

春风油田位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝镇，距克拉玛依市约 65km，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。排 61 块位于春风油田内，南邻排 612 区，主力含油层系为新近系沙湾组一段一砂组（N₁sl¹）。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”）计划在准西春风油田采矿权（0200001410004）内实施春风油田石炭系排 61 块产能建设工程（以下简称“本工程”）。工程主要建设内容为：（1）部署 22 口井，其中新钻井 18 口（含采油井 15 口、回注井 3 口）、老井利用 4 口（含采油井 3 口、回注井 1 口）；动用石油地质储量 325.8×10^4 t、含油面积 6.81 km^2 ，均采用管输方式生产；新增产能 3×10^4 t/a，开采方式为冷采 9 口、热采 9 口；（2）新建集油管线 13.9km、掺水管线 10.3km、注汽管线 0.063km、注水管线 2.05km、伴生气掺烧管线 1.2km；（3）在排 61 块中部的排 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已开发油区范围内。工程总投资 11398.55 万元。

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 2024 年 11 月委托我公司承担“春风油田石炭系排 61 块产能建设工程”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，并在上级环境保护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《春风油田石炭系排 61 块产能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。

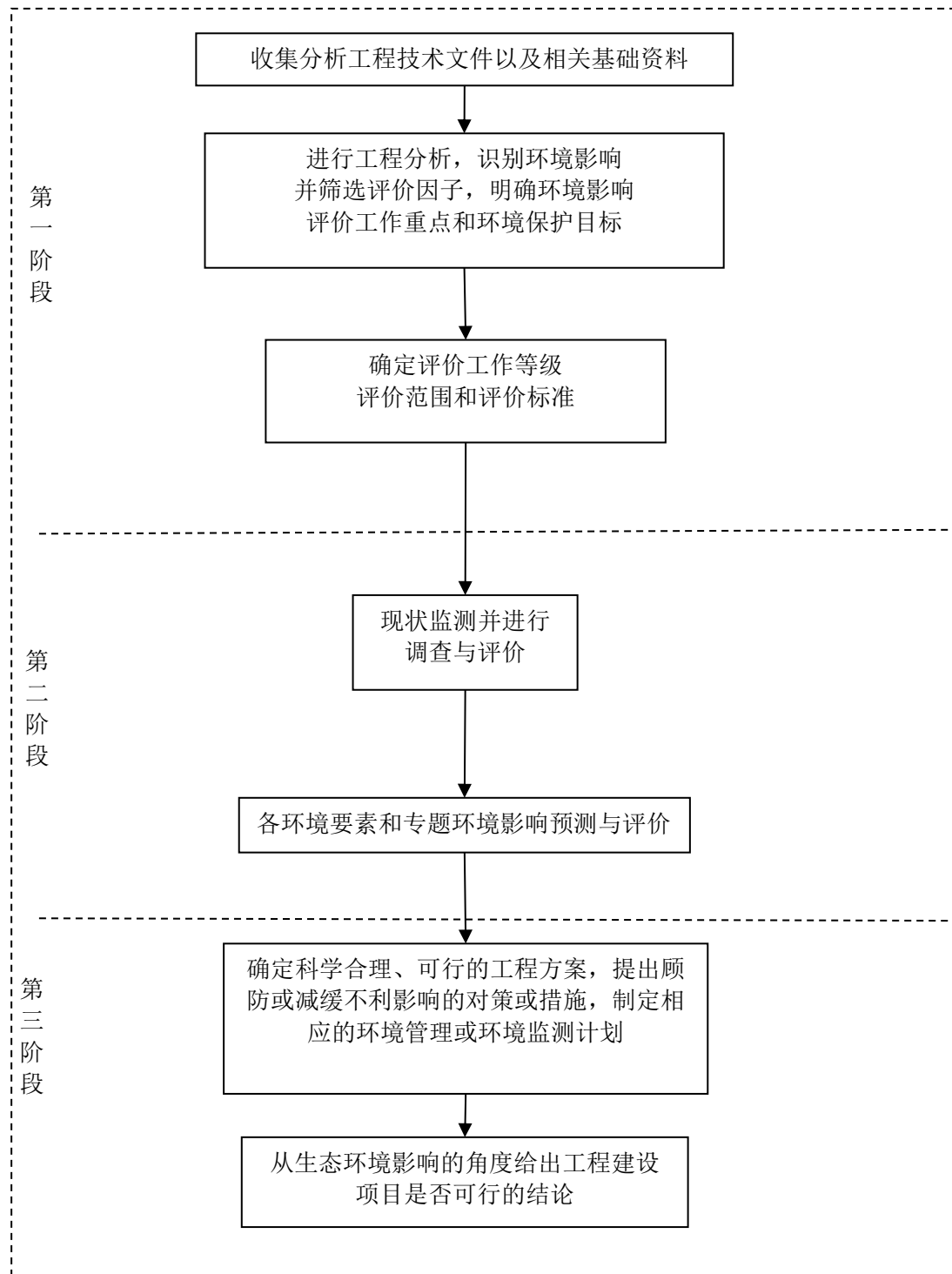


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

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新疆生产建设兵团第七师胡杨河市，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《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生产建设兵团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》《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》《新疆生产建设兵团第七师胡杨河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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》《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划》《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035 年）》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》等相关要求。

1.3.4. 选址合理性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

1.3.5. 生态环境分区管控方案符合性判定结论

本工程所在区域行政区划涉及新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区、新疆生产建设兵团第七师胡杨河市。各项工程的建设均不在生态保护红线范围内；油藏采出水在 1#增压站就地分水后通过集输末端掺水点回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，依托春风油田二号联合站进行处理，废水均不向外部环境排放；工程所在区域属于大气环境质量达标区域，运营期采取密闭集输工艺；同时本报告已提出防风固沙、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，符合克拉玛依市及第七师胡杨河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，亦不产生硫化氢气体。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《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》《新疆生产建设兵团第七师胡杨河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》《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”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、森林公园等环境敏感区；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第七师胡杨河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，本项目建设是可行的。

2. 总则

2.1. 编制依据

2.1.1. 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（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) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日，修订）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）》（2022 年 6 月 5 日）；
- (6) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日修订）；
- (7) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- (8) 《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）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月，修订）；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (12) 《中华人民共和国防洪法》（2016 年 7 月 2 日修订）；
- (13) 《中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）》（2023 年 5 月 1 日）；
- (14) 《中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）》（2020 年 1 月 1 日）；
- (15) 《中华人民共和国城乡规划法（2019 年修正）》（2019 年 4 月 23 日）；
- (16) 《中华人民共和国草原法（2021 年修正）》（2021 年 4 月 29 日）；
- (17) 《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日）；
- (18) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- (19) 《中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）》（2018 年 10 月 26 日）；
- (20) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (21) 《中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）》（2024 年 11 月 8 日）。

2.1.2. 环境保护法规、规章

- (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) 《危险废物排放管理清单（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/T39198-2020）》（国家市场监督管理总局、国家标准委，2021年5月1日）；
- (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) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》(发改环资〔2021〕381 号)；

(37) 《“十四五”循环经济发展规划》(发改环资〔2021〕969 号)；

(38) 《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24 号)；

(39) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(2018 年修订)；

(40) 《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)；

(41) 《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)；

(42) 《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)；

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

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

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

(46) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(2024 年)》(2024 年 6 月 9 日)；

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

(48) 《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)；

(49) 《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)；

(50) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环发〔2018〕20 号)；

(51) 《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)；

(52) 《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)；

(53) 《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)；

- (54) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日）；
- (55) 《新疆生产建设兵团关于进一步加强大气污染防治工作的实施意见》（新兵发〔2017〕8 号，2017 年 2 月 27 日）；
- (56) 《新疆生产建设兵团水污染防治工作方案》（2016 年 8 月 3 日）；
- (57) 《新疆生产建设兵团地下水污染防治实施方案》；
- (58) 《新疆生产建设兵团土壤污染防治工作方案》（新兵发〔2017〕9 号，2017 年 3 月 1 日）；
- (59) 《新疆生态功能区划》（2005 年）
- (60) 《新疆生产建设兵团生态功能区划》（2003 年 12 月）；
- (61) 《新疆生产建设兵团主体功能区规划》（2013 年 2 月）；
- (62) 《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》；
- (63) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024 年 1 月 18 日）；
- (64) 《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035 年）》。

2.1.3. 环境保护技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（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》（HJ/T349-2023）；
- (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)。

2.1.4. 相关文件及技术资料

- (1) 环评任务委托书；
- (2) 《春风油田石炭系排 61 块产能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。

2.2. 评价目的和评价原则

2.2.1. 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:

通过对春风油田石炭系排 61 块产能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，为春风油田石炭系排 61 块产能建设工程开发建设、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。

2.2.2. 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3. 环境影响因素和评价因子

2.3.1. 环境影响因素识别

春风油田石炭系排 61 块产能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	地表扰动	-1C	--	-1C	--	-1D	-1D
	土壤肥力	--	--	-1C	--	-1D	-1D

环境	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，拟建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，评价因子见表 2-3-2。

表 2-3-2 本工程评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	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、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级(L _d 、L _n)
井下作业	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/			/	
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC、H ₂ S	/		/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级(L _d 、L _n)
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

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)，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边缘，行政区划隶属克拉玛依市及第七师胡杨河市。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“克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”；根据《新疆生产建设兵团生态功能区划》，本工程南部注水部分所在区域属于“六、七、八师奎屯-石河子-五家渠城镇与绿洲生态功能区”。

2.4.2. 环境质量标准

(1) 大气环境

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单中二级标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中的要求；非甲烷总烃采用《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/m ³)		标准来源
1	SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》

		24 小时平均	150	(GB3095-2012) 及修改单 (二级)
		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》 《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D
8	H ₂ S	1 小时平均	10	

(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

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
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》(GB 15618-2018); 其他井场区域及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

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
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铝	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
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

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
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	蒽	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

本工程采油过程中无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《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；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/m ³)	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)

(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 (μm ²)		<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				

(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，见表 2-4-8。见表 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，属于I类建设项目。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

行业类别 \ 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	/
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油 II 类，气 III 类	油 II 类，气 IV 类

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	I 类项目	II 类项目	III 类项目
环境敏感程度			
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；综合确定本工程地下水评价工作等级为二级。

（2）评价范围

本工程共部署 22 口井，其中新钻井 18 口（含采油井 15 口、回注井 3 口），老井利用 4 口（含采油井 3 口、回注井 1 口）。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， $\alpha \geq 1$ ，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；

n_e —有效孔隙度，无量纲，取 25%。

由上述公式计算可得，L 为 800m。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定，污染物下游迁移距离确定后，场地两侧的调查评价距离 $\leq 400m$ 。

工程所在区域地下水总体由西北向东南径流，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

本项目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，本工程采油井、1#增压站改扩建等部分属“I 类建设项目”；注水井、排 7 注水站扩建及各类配套管线为“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（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程永久占地 $\leq 5\text{hm}^2$ ，占地规模为“小型”。

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，本工程采油井、1#增压站改扩建污染影响型、生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为一级；注水井、排 7 注水站扩建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，本工程采油井场及 1#增压站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、排 7 注水站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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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 ($P_{\max}$)。

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	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% < P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

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)

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	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
排 61-平 17 井场无组织废气	非甲烷总烃	20.993	2000	1.049	1.415	27
排 61 平 11 井场无组织废气	非甲烷总烃	20.363	2000	1.018		27
排 612-1 增压站	非甲烷总烃	16.324	2000	0.816		26
新建增压点	非甲烷总烃	28.309	2000	1.415		26

经计算可知,本项目最大占标率为: 1.415%,最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$,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），并结合本项目特点，最终确定将以各采油井场、站场为中心，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于《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：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

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

本工程危险单元主要为运营期集油工程单井管线。

拟建工程管线分段敷设，集油管线总长 13.9km。原油密度按照 0.917t/m^3

计算管线中危险物质最大存在量，则管道最大储油量为 10.58t。

本工程的 Q 值的确定见下表 2-5-11。

表 2-5-11 本工程危险物质临界量一览表

风险单元	管道特性	危险物质	危险物质		危险物质临界量 (t)	Q 值
			密度	最大存在量 (t)		
集油管线	$\Phi 168 \times 7.20$ 集油管线 长度 4500m	原油	0.917t/m^3	77	2500	0.03
合计						0.03

根据上述风险单元的计算结果比较，本工程 $Q_{\max}=0.03$ ， $Q < 1$ 。

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，简单分析即可，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		井场：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
			管线：三级	
3	地表水环境		三级 B	——
4	土壤环境	生态影响型	采油井场/增压站：一级	占地范围内全部以及占地范围外 5km
			注水井场、注水站及	占地范围内全部以及占地范围外 2km，管线两

			各类管线：二级	侧 0.2km
		污染影响型	采油井场/增压站：一级	占地范围内全部以及占地范围外 1km
			注水井场、注水站及各类管线：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、站场为中心，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	——

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

根据施工期和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（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	排入可移动环保厕所，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行清运、处理	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、	送一般固体废物填埋场处置	避免二次污染
		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进行清运、处理	填埋处理
		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

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
运营期	油藏采出水	石油类等	在1#增压站就地分水后通过集输末端掺水点回注地层	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，依托春风油田二号联合站进行处理	
	无组织挥发	非甲烷总烃	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
退役期	生态破坏	水土流失	水土保持	降低土壤风蚀
	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图 2-6-1。

表 2-6-2 春风油田石炭系排 61 块产能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	评价范围内空气质量	以井场、站场为中心，边长 5km×5km 的矩形范围	《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	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 17 井周边 2km 范围内	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	公益林	工程区及周边 1km	严格控制施工临时占地，临时占用林地时施

	环境		范围分布	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

根据工程区环境现状和油田开发的特点，春风油田石炭系排 61 块产能建设工程的总体环境保护目标为：

（1）空气环境

保护评价区环境空气质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量。

（2）水环境

保护评价区地下水，防止石油类污染物进入地下水；确保评价区域地下水环境质量符合《地下水质量标准》（GB/T14848—2017）III类标准的限值要求，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

（3）声环境

保护评价区声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求，不因本工程建设降低区域声环境质量。

（4）土壤环境

确保井场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；确保井场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）污染风险筛选值。

（5）生态环境

保护评价范围生态环境，防止生态破坏和土壤污染，保护油田区内的野生动、植物及其生境不受破坏，重点保护评价范围内的公益林。最大限度地减少地表土壤扰动和植被破坏。

（6）环境风险

发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控。

图 2-6-1 环境保护目标分别图

2.7. 评价内容和评价重点

2.7.1. 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2-7-1。

表 2-7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、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。 (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) 相关法律法规、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	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境

		监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的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

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

3.1.1. 油田区块开发现状

春风油田勘探始于 20 世纪 50 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。20 世纪 80 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。

2014 年 2 月 20 日，春风油田取得了原国土资源部颁发的采矿许可证（证号：0200001410004），采矿面积达 264.194km²；2020 年 4 月 3 日取得了自然资源部颁发的探矿证（证号：0200002030055），勘查面积达 2519.094km²。春风油田在克拉玛依市境内的前山涝坝镇和第七师境内已先后实施了 601 新区、排 601 中区、排 6 南区、排 601 南区、排 601-20 区块、排 612 区块、排 6 北区块、排 66 区块、排 612 扩边、排 626 区块、排 691 块、排 691 西扩、排 604-1 块等 13 个区块，各项目之间位置关系见图 3-1-1。以上工程均进行了环境影响评价，并通过了当地生态环境主管的审批，部分通过了竣工环境保护验收。

截至 2024 年，春风油田已建成主要设施为春风联合站、春风二号联合站、5 座增压泵站、5 座接转站、7 座注汽站、油田基地、井场 963 口（油井 892 口、清水井 44 口、注水井 20 余口）及附属设施，以及油田内部集输管网和道路等。

春风油田已建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、原油稳定等处理合格后外输；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。

图 3-1-1 春风油田已开发区块分布示意图

3.1.2. 油田区块“三同时”执行情况

春风油田北部涉及克拉玛依市、南部涉及第七师。

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”执行情况见表 3-1-1。

表 3-1-1 春风油田（克拉玛依辖区）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	原新疆维吾尔自治区环保厅	2010.12.13	新环函（2012）939 号	2012.9.21	原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	原新疆维吾尔自治区环保厅	2011.8.9	新环函（2014）1384 号	2014.11.28	原新疆维吾尔自治区环保厅
3	春风油田排 601 块中区产能建设工程	新环评价函（2011）863 号	原新疆维吾尔自治区环保厅	2011.9.21	新环函（2014）458 号	2014.4.21	原新疆维吾尔自治区环保厅
4	春风油田排 601-20 块产能建设工程	新环函（2014）665 号	原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	原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	原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	原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	原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	原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	原新疆维吾尔自治区环保厅	2018.7.3	自主验收	2020.6.13	/

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
9	春风油田排 626 块产能建设工程	克环函〔2019〕89 号	原克拉玛依市环保局	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	原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	原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	/

春风油田（第七师辖区）内各区块自开发至今，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。区内各工程“三同时”执行情况见表 3-1-2。

表 3-1-2 春风油田（第七师辖区）环保手续履行情况一览表

分类	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
开采区	春风油田排 6 南区产能建设工程	兵环审〔2012〕295 号	原兵团环保局	2012.8.23	兵环验〔2015〕270 号	2015.12.22	原兵团环保局
	春风油田排 601 块南区产能建设工程	兵环审〔2013〕58 号	原兵团环保局	2013.2.27	兵环验〔2015〕272 号	2015.12.23	原兵团环保局
	春风油田排 691 块产能建设工程	兵环审〔2018〕174 号	原兵团环保局	2018.12.25	自主验收	2023.12.28	/
	春风油田排 691 西扩产能建设工程	兵环审〔2019〕20 号	兵团生态环境局	2019.12.5	自主验收		
	春风油田排 604-1 块产能建设工程	兵环审〔2020〕5 号	兵团生态环境局	2020.4.22	自主验收		
	春风油田排 601 中区固定注汽站建设项目	兵环审〔2012〕328 号	原兵团环保局	2012.9.25	兵环验〔2015〕271 号	2015.12.23	原兵团环保局
	春风油田 2 号注汽站烟气治理工程	师环审〔2019〕5 号	原第七师环保局	2019.1.7	自主验收	2021.7.25	/
	春风油田 3 号注汽站烟气治理工程	师环审〔2019〕118 号	原第七师生态环境局	2019.9.25	自主验收	2021.7.25	/
	春风油田 4 号注汽站烟气治理工程	师环审〔2019〕120 号	原第七师生态环境局	2019.9.25	自主验收	2021.7.25	/
	中石化新疆新春石油有限责任公司排 614-平 2 井项目	师市环审函〔2021〕32 号	第七师胡杨河市生态环境局	2021.5.7	自主验收	2022.5.15	/
	春风油田排 601-平 395 井区产能建	师市环审〔2022〕19 号	第七师胡杨河	2022.6.17	自主验收		

分类	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
	设工程		市生态环境局				
	春风油田排 614-4 块产能建设项目	兵环审（2022）34 号	兵团生态环境局	2022.8.16	自主验收		
	春风油田老区（第七师辖区）滚动开发项目	兵环审（2022）35 号	兵团生态环境局	2022.8.16	分期验收，第四期已自主验收		
	春风油田排 641 块产能建设工程	兵环审（2024）12 号	兵团生态环境局	2024.4.23	建设中		
回注区	春风油田回注工程区	新环评价函（2010）863 号	原自治区环保厅	2010.12.13	新环评价函（2012）939 号	2012.9.21	原自治区环保厅

3.1.3. 油田区块环境影响回顾性评价

3.1.3.1. 主要污染源及环境影响调查

根据现场调查及相关资料收集，春风油田内已建工程开发过程中的污染源及主要影响因素情况见表 3-1-3。

表 3-1-3 春风油田污染源及主要影响因素一览表

序号	影响类别	污染源		污染物/影响类别	备注
1	废气	燃料燃烧烟气		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度	注汽站锅炉
		储罐大小呼吸废气		非甲烷总烃	站场储油罐
		集输过程无组织废气		非甲烷总烃	/
2	废水	生产废水	钻井废水	pH、COD、石油类、悬浮物、总汞、总镉、总铬、总砷、六价铬、挥发酚、硫化物、氯化物	/
			采油废水		
			锅炉废水	钠离子、镁离子	
		生活废水		pH、COD、氨氮、动植物油、总氮、总磷、BOD ₅ 、悬浮物、阴离子洗涤剂	/
3	固体废物	钻井、修井、井下作业		废弃钻井泥浆、岩屑	一般工业固体废物
		设备维修、生产设备		含油污泥、废润滑油、落地油、废防渗布、脱硝废催化剂	危险废物
		生活垃圾		生活垃圾	生活垃圾
		炉渣		炉渣	一般工业固体废物
4	噪声	压缩机、风机、泵类等		Leq	分布于各站场
5	生态	工程占地		联合站、接转站、注汽站、各井场等的设施占地以及管线临时占地全部为荒地，临时占地可自然恢复，永久占地区域天然植被将失去其生存空间	/

3.1.3.2. 环境影响回顾及措施有效性

（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，为了更好地保护梭梭等灌木，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 6 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：300m³/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，春风油田内已建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地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

（5）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。

3.1.3.3. 新春公司环境管理回顾

(1) 生态环境影响回顾评价

新春公司按照“精干高效、统筹运行”“突出关键,保障重点,运行高效”和有利于东西部倒班的原则,进一步淡化机关意识,设置综合管理、业务管理、经营管理三大系统,具体为11个部门,3个中心,3个管理区。公司设立安全(QHSE)管理督查部,负责环境保护管理。各基层单位均设置有环境保护管理岗位,采用HSE管理体系,实行逐级负责制,按照“管业务,必须管环保”要求,项目投产后环保管理由新春公司业务部门负责,安全(QHSE)管理督查部分别负责综合管理及监督。

公司根据相关文件对春风油田HSE管理体系运行情况、HSE各项制度执行有效性和现场HSE管理情况等进行检查。查找不符合项以及需要改进的要素,提升HSSE绩效。公司于2018年通过绿色矿山创建验收,于2019年通过中石化集团公司绿色企业创建验收。截至目前,尚未出现重大问题及环保事件。

(2) 环境管理机构

新春公司成立有安全(QHSE)管理督查部,负责组织制定QHSE管理中、长期规划及公司年度QHSE工作计划,并监督实施;定期组织召开QHSE管理工作会议,研究解决安全、环保、职业健康、质量等管理工作中的重大问题,组织QHSE事故的调查与处理。

(3) 环境管理制度

结合国家、地方环境保护法律法规要求,新春公司制定了多项环保管理制度,主要有《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;公司内部单位考核按照《HSE风险管控责任考核细则》《年度QHSE责任书》执行。

新春公司建立了HSE管理体系,基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

①自行监测开展情况

中石化新疆新春石油开发有限责任公司编制了企业自行监测方案,公司根据

《中石化新疆新春石油开发有限责任公司自行监测方案》定期开展废气、废水、噪声、土壤、地下水等各类污染物监测。

②环境管理台账及固体废物管理台账建立情况

中石化新疆新春石油开发有限责任公司围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

中石化新疆新春石油开发有限责任公司编制《新春公司环境污染防治管理规定》，明确一般固废（含钻井废弃泥浆）、危险废物管理要求。各单位应严格执行国家和地方政府有关固体废物污染控制要求和工业固体废物申报登记制度，精准计量并准确记录固废，废物的产生量、流向、处置等有关内容，确保固体废物全生命周期管理符合相关法规和标准要求。

单位产生的危险废物如需外委处置，须与有资质单位分别签订运输、处置合同，并通过《新疆维吾尔自治区固体废物动态信息管理平台》办理转移申请及联单填报。属地单位负责督导作业单位对施工过程中产生的油泥砂合法运输及外委处置，负责按照自治区政府要求执行网上联单申报、线下盖章工作，如实记录每批次产生原因。

③排污口规范化管理及排污许可手续

新春公司按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对春风油田内的注汽站办理了排污许可证申领，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。

新春公司按照《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。

④绿色矿山建设情况

新春公司于 2018 年通过绿色矿山创建验收，于 2019 年通过中石化集团公司绿色企业创建验收。根据春风油田“十四五”规划，新春公司将大力推行绿色矿山建设，不断替换现有高能耗设备，推广清洁能源。

⑤土壤隐患排查

新春公司于 2023 年 10 月 16 日—11 月 6 日开展了土壤污染隐患排查，土壤污染隐患排查范围包括 2 座接转站、2 座增压站、1 座注水站、4 座注汽站、18

个重点井场和 8 条集输干线等。根据排查结果新春公司涉及工业活动主要为液体储存、散装液体转运与厂内运输、生产区、货物的储存和运输区共 4 类工业活动。

⑥环境影响后评价

春风油田已按照《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）文件要求，编制了《春风油田环境影响后评价报告书》，并于 2022 年 3 月 24 日取得了自治区生态环境厅的备案“新环环评函〔2022〕221 号”。

⑦突发环境事件应急预案

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。

⑧清洁生产

按照《中华人民共和国清洁生产促进法》相关要求，春风油田已于 2023 年完成新一轮的清洁生产审核，并由克拉玛依市生态环境局于 2023 年 10 月 11 日出具了《关于中石化新疆新春石油开发有限责任公司清洁生产审核验收报告的审查意见》。

⑨环保设施运行管理

新春公司制定了《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，春风油田内的环保设施管理采取属地单位负责管理，并与生产设施等同管理，保证其正常运行。

⑩信息公开

春风油田在开发过程中由新春公司开展了信息公开相关工作，对建设项目环境影响评价、验收等内容采取网络、报纸、公示公告等形式进行了信息公开。

3.1.4. 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现有工程环境影响回顾分析，中石化新疆新春石油开发有限责任公司应加强设备检修与维护、加强药剂使用的培训和管理，避免撒漏，每年开展至少 1 次土壤环境监测和 2 次地下水环境监测（丰水期和枯水期开展）。

3.2. 现有工程

3.2.1. 现有工程概况

3.2.1.1. 试油试采井概况

排 61 块方案区共有试油试采直井 9 口（排 61、排 655、排 679、排 668、排 664、排 664 侧、排 690、排 665、排 741），水平井 9 口（排 61-平 1、排 61-支平 2、排 655-平 1、排 756H、排 757H、排 754H、排平 752、排 66-平 9、排 66-平 10）。

图 3-2-1 春风油田排 61 块试油试采井位分布图

直井具有一定产能，但普遍偏低。前期主要利用直井深化地质认识，落实油水界面，试油试采获得了一定的产能。试油直井 9 口，初期平均日产油 2.8t/d，累产油 694t、累产液 4086t。其中，试采直井 4 口，目前开井 2 口（排 655、排 668），排 61 井因不出液关井，排 679 井因高含水关井，试采直井累产油 8854t、累产液 43614t。

方案区内水平井的试油试采效果明显好于直井。水平井试油试采获得了较高的初期产能，初期平均日产油 7~12t/d。其中，4 口试油水平井，初期平均日产油 12.6t/d，累产油 891t、累产液 3756t。试采水平井 6 口，目前开井 6 口，初期平均日产油 7.4t/d，累产油 20436t、累产液 56948t。

3.2.1.2. 油气集输系统现状

春风油田排 61 区块已建油井 7 口，隶属于新春公司采油管理三区管辖。排 61 区块南邻排 612 区块，东邻排 66 区块，排 61、排 66 区块内油井采用天然能量开发、单井拉油工艺生产，无已建集输系统。排 612 区块油井采用注汽开发、管输工艺生产，内建有完善的集输管线，距离春风二号联合站直线距离约 7.8km，距离 1#增压站直线距离约 3.6km，奎阿高速从其西部经过。区块内地势平坦，地面植被主要为低矮灌木。排 61 区块地理位置示意图 3-3-1，排 612 区块已建集输系统示意图 3-2-3，排 612 区块已建主要集油干线统计见表 3-2-1，排 61 区块已建油井生产现状统计见表 3-2-2。

图 3-2-2 排 61 区块地理位置示意图

图 3-2-3 区域周边已建集输系统现状示意图

表 3-2-1 区域周边已建主要集油干线统计表

管道名称	起点	终点	投产时间	设计外输 液量 t/d	外输线长 度 km	运行压力 MPa	目前外输 液量 t/d	外输温 度℃
1#增压站至 2#增压站南侧阀组原油外输管线	1 号增压站	2 号增压站	2015/5/8	2400	2.5	0.52	1700	70.5
2#增压站至春风二号联合站原油外输管线	2 号增压站	二号联	2015/5/8	4000	3.5	0.44	3700	76.9

表 3-2-2 排 61 区块已建油井生产现状统计表

序号	井号	生产液量/m ³ /d	含水率/%	井口温度/℃	已建单拉罐类型
1	排 668	12.3	87	24.6	方型
2	排 66-平 10	15	86	24	方型
3	排 655	8	57.2	20	方型
4	排 655-平 1	6.3	7.8	20	圆形
5	排 756H	10.5	21.6	26	方型
6	排平 752	16.2	99	23.6	圆形
7	排 61-平 1	6.8	13.2	17.4	圆形

3.2.1.3. 站场现状

(1) 1#增压站

1#增压站位于已建排 612 块，本工程对其进行就地分水改造。目前 1#增压站担负排 612 区块东侧油井产液增压，油井产液经过增压外输到 2 号联合站的中转站，设计规模 2400t/d，实际规模约 1700t/d，2015 年 5 月 8 日投产，共覆盖井台数 70 个，覆盖井数 133 口。

该站主要设备有 2 台排量为 100m³/h 的单螺杆泵（一备一用），1 座 500m³的事故罐（罐内无加热装置），1 套进站阀组撬块，1 个增压泵房，1 个配电室等。站内无人值守，油井来液进入事故缓冲罐后由增压泵外输至 2 增压站外联阀门后合输至春风二号联合站。

自控系统将全站各生产系统的主要参数（液位、温度、压力、流量、设备运行状态等）进行采集、调控，实现全站生产系统的监控报警功能。1#增压站主要工艺流程示意图 3-2-4。1#增压站生产现状见表 3-2-3。

图 3-2-4 1#增压站主要工艺流程示意图

表 3-2-3 1#增压站生产现状统计表

序号	日期	外输液量 t/d	外输油量 t/d	含水率%	外输温度℃
1	2024.8.1	1666.8	187.85	88.73	72
2	2024.8.2	1623.6	187.53	88.45	72.3
3	2024.8.3	1628.7	195.93	87.97	72.1
4	2024.8.4	1695.8	198.58	88.29	73
5	2024.8.5	1740.4	207.63	88.07	71.8
6	2024.8.6	1715.7	209.66	87.78	71.1
7	2024.8.7	1713.2	215.18	87.44	69.8
8	2024.8.8	1646.7	211.6	87.15	69.4
9	2024.8.9	1686	221.37	86.87	69.9
10	2024.8.10	1706.7	224.26	86.86	68.9
11	2024.8.11	1680.3	219.62	86.93	69.8
12	2024.8.12	1718.4	224.42	86.94	69.3
13	2024.8.13	1730.2	228.21	86.81	68.7
14	2024.8.14	1721.9	226.26	86.86	68.3
15	2024.8.15	1699.8	216.89	87.24	69.1
16	2024.8.16	1680.4	215.09	87.2	70

(2) 春风二号联合站

本工程原油依托春风二号联合站进行处理。春风二号联合站 2013 年 11 月建成投产。原油处理规模为 $60\times 10^4\text{t/a}$ ，目前处理量约 $46\times 10^4\text{t/a}$ ，负荷率 76.67%。设计采出水处理规模 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $7560\text{m}^3/\text{d}$ ，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。

春风二号联合站主要工艺流程示意图 3-2-5。春风二号联合站内主要工艺设备见表 3-2-4。

图 3-2-5 春风二号联合站主要工艺流程示意图

表 3-2-4 春风二号联合站内主要工艺设备表

序号	设备名称及规格	单位	数量	备注
1	5000m ³ 一次沉降罐	座	2	溢流结构

序号	设备名称及规格	单位	数量	备注
2	5000m ³ 二次沉降罐	座	2	溢流、浮动出油
3	5000m ³ 净化油罐	座	8	浮动出油
4	20000m ³ 净化油罐	座	2	在建 1 座

3.2.1.4. 注汽系统现状

距离 1#增压站最近的注汽站为春风油田 6#注汽站，站内安装 1 台 75t/h 燃煤注汽锅炉和 1 台 130t/h 燃煤注汽锅炉，锅炉出口蒸汽额定压力 14.0MPa，额定温度 350℃，额定干度 100%。6#注汽站投产于 2017 年 11 月，负责排 612 区块热采井的注汽任务。6#注汽站及周边注汽管网分布见图 3.2-6、图 3.2-7。

图 3-2-6 6#注汽站周边注汽管网分布图

图 3-2-7 6#注汽站至 1#增压站注汽管线分布图

根据现场调研情况，春风油田 6#注汽站设计能力约为 $79.50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2023 年区域注汽量为 $69.19 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据目前的注汽需求计算，6#注汽站富裕注汽能力为 $10.31 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

3.2.1.5. 注水系统现状

春风油田共建有 2 座注水站分别为车浅 1-7 注水站和排 7 注水站。2 座注水站距春风联合站直线距离分别为 4.5km 和 8.9km，位于奎阿高速东西两侧。2 座注水站地理位置示意图见图 3-2-8。目前，春风油田 2025 年日产水量 1.50 万吨，注水井注水能力 1.40 万吨，注水井注水能力不足。

图 3-2-8 2 座注水站地理位置示意图

与本工程相关的注水站为排 7 注水站，本工程对其进行改扩建。

车浅 1-7 注水站投产于 2024 年，设计注水规模为 $7200 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水水量为 $5535 \text{m}^3/\text{d}$ 。设计压力为 16MPa，实际注水压力为 7.3MPa。设计注水水质为含油量 $\leq 30 \text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 10 \text{mg/L}$ ，悬浮固体粒径中值 $\leq 4 \mu\text{m}$ ，实际出水水质达标。

(1) 主要工艺流程

春风联合站来水→注水泵→配水阀组→高压注水管线→站外注水井

(2) 主要设备

排 7 注水站主要设备见表 3-2-5。

表 3-2-5 排 7 注水站主要设备表

序号	项目名称及型号	单位	数量	投产时间（年）
1	1#注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	座	1	2012
2	2#注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	座	1	2012
3	3#注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	座	1	2015
4	4#注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	座	1	2015
5	5#注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	座	1	2017
6	6#注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	座	1	2019
7	6 井式配水阀组	座	1	2024

3.2.1.6. 配套工程现状

（1）电力系统现状

排 61 块周边供电系统完善，已建 10kV 线路为排南线，于区块中央穿过。已建井场线路均引自 10kV 排南线，导线型号 JL/G1A-120/20，负载率 60%。

区块已建 10kV 排南线可以满足新井供电需求，采用就近 T 接方式完善新井电网。供配电现状见图 3-2-9。

图 3-2-9 供配电系统现状图

（2）自控、通信系统现状

本工程附近区块油井信息化建设完善，油井信息化数据通过光缆传输至采油管理三区生产指挥中心。

3.2.1.7. 公辅工程概况

（1）给排水

春风油田生活用水供水由第七师供水管网提供，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

春风油田已建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。

3.2.1.8. 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。

春风油田内已建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；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；注汽站厂界硫化氢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或进入联合站系统，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。根据现场勘查情况，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。

（5）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第七师 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。

3.2.2. 现有工程污染物达标情况

现有工程污染物主要有采出水、井下作业废水、储罐无组织挥发非甲烷总烃、装卸油料废气、落地油、清罐底泥、废润滑油、废弃的含油抹布、劳保用品、废防渗材料、噪声等。

根据现场调查，现有工程采出水、井下作业废水经春风二号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层；现场无落地油、清罐底泥、废润滑油、废弃的含油抹布、劳保用品、废防渗材料等固废遗留，井场无历史遗留废弃物产生。含油废物、废防渗材料等均妥善处置，委托了有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

现有井场、站场场界非甲烷总烃小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值；硫化氢小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值；井场、站场场界昼、夜连续等效声级均在《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准限值内。

3.2.3. 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，排 61 块方案区共有试油试采直井 9 口、水平井 9 口，目前开井 8 口（直井 2 口、水平井 6 口）。根据前文，方案区累产油 30875t、累产液 108404t，产出的 77529t 采出水通过春风二号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注地层，未外排。

根据现场调查，目前排 61 块方案区均为拉油方式，储罐均采用卧式密闭储罐。根据《散装液态石油产品损耗》(GB11085-89)中表 1 “损耗标准”，卧式罐的贮存损耗率可以忽略不计，故排 61 块方案区现有储罐贮存损耗率可以忽略不计。油罐车装车时，由于油罐车与储罐的液位不断变化，气体的吸入与呼出会对油品造成一定扰动蒸发，另外随着油罐车油罐的液面下降，罐壁面积扩大，外部的高气温也会对其罐壁和空间造成一定的蒸发。根据《散装液态石油产品损耗》

(GB11085-89) 中“损耗标准”可知, 本工程所在区域属于 C 类地区, 装车过程中油料最大损耗率取 0.01%。则排 61 块方案区累产油 30875t 产生的无组织排放非甲烷总烃共计 3.0875t。

根据建设单位资料, 排 61 块方案区试油试采过程中产生的固废均已妥善处理, 未外排。现场未发现随意丢弃现象。现有工程污染源排放见表 3-2-7。

表 3-2-7 排 61 块方案区现有工程污染物排放情况一览表

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	SO ₂	NO _x	NMHC	H ₂ S		
排 61 块方案区 现有工程排放量	0	0	0	3.0875t	0	0	0

3.3. 拟建工程

3.3.1. 项目概况

3.3.1.1. 项目名称和性质

项目名称：春风油田石炭系排 61 块产能建设工程

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：新建

3.3.1.2. 建设地点

本工程所在区域地跨克拉玛依市及第七师胡杨河市。其中，排 61 块、排 7-15、排 7-16、排 71、车浅 1-7 注水站等所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，距离市区约 65km。排 61 块主体工程位于 217 国道东侧，南邻排 612 区块，东邻排 66 区块，隶属于采油管理三区管辖，区块距离春风二号联合站约 7.8km；排 7-斜 17 及排 7 注水站所在区域行政区划隶属于新疆生产建设兵团第七师胡杨河市，隶属于春风油田采油管理一区管辖。拟开采区块中心地理位置坐标为：。工程区地理位置见图 3-3-1。

3.3.1.3. 建设内容及规模

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）、老井利用 4 口（含采油井 3 口、回注井 1 口）；动用石油地质储量 $325.8 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 6.81km^2 ，均采用管输方式生产；新增产能 $3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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 0.063km、注水管线 2.05km、伴生气掺烧管线 1.2km；在排 61 块中部的排 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已开发油区范围内。工程总投资 11398.55 万元。

图 3-3-1 春风油田石炭系排 61 块产能建设工程地理位置示意图

3.3.1.4. 工程组成

工程项目组成见表 3-3-1。

表 3-3-1 春风油田排 61 块产能建设工程组成表

序号	项目名称		主要建设内容
1	主体工程	钻前工程	井场场地平整和新井通井道路
		钻井工程	工程部署 22 口井，需钻井总数 18 口。 其中 15 口采油井为水平井、1 口注水井为定向井、2 口注水井为直井，采油井为三开井身结构、注水井为二开井身结构，总进尺 27787.23m
		老井利用	4 口，其中 P61-P1、P655-P1、P61-ZP2 为已建试采井，排 71 为已建注水井
		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 22 口井，其中采油井 18 口。 动用石油地质储量 325.8×10 ⁴ t、含油面积 6.81km ² ，采用密闭集输工艺、举升工艺、掺水工艺、注汽工艺等，新增产能 3×10 ⁴ t/a，开采方式为冷采 9 口、热采 9 口
		注水工程	工程部署 22 口井，其中注水井 4 口。 单井注水水量为 500m ³ /d，依托已建排 7、车浅 1-7 注水站进行注水
		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
		井场地面工程	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，老井利用 4 口（试采井 3 口、回注井 1 口）
		新建增压点	排 61-平 14/平 15 井靠近主要交通干线，且位于排 61 块油井负荷中心，设计于此井场新建增压点 1 处，井口产液增压输至 1#增压站
	站场改、扩建	1#增压站	对 1#增压站进行就地分水改造，在站北空地新增征地 600m ² ，新建三相分离器、天然气分水器、采出水外输泵等，建成后增压站来液经过三相分离器分离，分出水去排 61 块末端掺水井、伴生气外输至 6#注汽站掺烧，含水原油输至春风二号联合站处理
		排 7 注水站	在排 7 注水站内新建缓冲罐 1 座、喂水泵 3 台，新建提升泵房、配电室，新建房屋考虑预留注水泵位置。更换已建 1#、2#注水泵，迁建已建埋地缓冲罐及配套提升泵，新建免水冲厕所 1 座
		6#注汽站	在 6#注汽站增设 1 个火炬，注汽站停炉下，应急使用
	管线工程	集油管线	设计采用枝状串接管网掺水管输，新建集油管线长度合计 13.9km，其中无缝钢管 Φ89×6 20#长度 5.4km、无缝钢管 Φ114×6 20#长度 4km、无缝钢管 Φ168×7 20#长度 4.5km
		掺水管线	新建掺水干线采用 DN100 玻璃钢管，新建掺水支线采用 DN80、DN65 玻璃钢管，长度共计 10.3km，用于为集输系统增压
		注汽管线	新增注汽管线长度 0.063km，其中站外部分长度 50m，管材采用 Q345E，管径采用 DN80 注汽管线，壁厚 8mm。

序号	项目名称			主要内容
				采用低支墩架空敷设方式
			注水管线	排 71 井已建有配套注水管线，本工程为排 7-15、排 7-16、排 7-斜 17 等 3 口新钻注水井配套新建注水管线 2.05km，管线采用 DN100 玻璃钢管
			伴生气掺烧管线	排 61 块井口采出物在 1#增压站油气分离后，伴生气就近接入 6#注汽站掺烧，节约燃煤；新建 1#增压站至 6#注汽站伴生气掺烧线 1.2km
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，新建 11 台变压器，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
		供水工程		给水采用罐车就近从周边城镇拉水
		排水工程		采出水经 1#增压站就地分水后进入排 61 块新建掺水工艺供管输使用，其余含水原油依托联合站处理，采出水均不外排
		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。
		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。新建推车式磷酸铵盐干粉灭火器 7 辆、手提式磷酸铵盐干粉灭火器 32 具、灭火器箱 16 个
		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 $\geq 300 \mu\text{m}$ ）+耐高温聚氨酯泡沫保温防护层预制
		道路工程		新建通井道路 3.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m
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。
		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；生活污水排入移动环保厕所，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运至春风油田生活基地生活污水处理系统处理； 运营期：废水包括采出水、井下作业废水，废水依托春风联合站的污水处理系统进行处理，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）标准后回注地层； 退役期：少量生活污水、清管废水；
		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；

序号	项目名称	主要建设内容
		退役期：合理安排作业时间；
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；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；焊接及吹扫废渣、废包装袋（盒）废保温材料等施工废料收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场（注水部分位于第七师境内）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（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或第七师 128 团生活垃圾填埋场（注水部分位于第七师境内）处置；废机油、废烧碱包装袋、沾油废防渗材料、落地油等，收集后存放在春风油田已建危废暂存场，完工后由有危险废物处置资质的单位回收处理； 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五五工业园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；
	地下水、土壤	源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应等
	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
4	依托工程	春风二号联合站
		本工程采出水、井下作业废水依托春风二号联合站处理。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。原油处理规模 $60 \times 10^4/a$，采出水处理能力 $10000m^3/d$，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
		春风油田基地生活污水处理系统
		生活污水依托春风油田基地生活污水处理系统处理

序号	项目名称	主要建设内容
	1#增压站	1#增压站位于排 612 块内，设计液量增压能力 2000t/d，目前进站液量 1300t/d，1#增压站能够满足本工程新增液量的增压要求
	6#注汽站	6#注汽站投产于 2017 年 11 月，站内安装 1 台 75t/h 燃煤注汽锅炉和 1 台 130t/h 燃煤注汽锅炉，锅炉出口蒸汽额定压力 14.0MPa，额定温度 350°C，额定干度 100%，满足本工程注汽系统需求
	危废暂存场	春风油田危废暂存场位于二号联合站北侧约 500m 处。本工程施工和运营期间危险废物的暂存依托该危废暂存场暂存，距离本工程西南约 6.5km
	克拉玛依建筑垃圾填埋场	排 61 块一般工业固废依托克拉玛依建筑垃圾填埋场处置
	胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场	本工程注水井部分的一般工业固体废物依托胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场处置
	克拉玛依市生活垃圾填埋场	排 61 块生活垃圾依托克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置
	128 团生活垃圾填埋场	本工程注水井部分的生活垃圾处理依托 128 团生活垃圾填埋场进行填埋处理
	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
	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；施工期生活污水、生活垃圾委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运

3.3.1.5. 工程投资

工程总投资 11398.55 万元。

3.3.1.6. 劳动组织及定员

春风油田排 61 块隶属于新疆新春石油开发有限责任公司采油管理三区、注水部分隶属于新疆新春石油开发有限责任公司采油管理一区。本工程运营期不新增劳动定员，日常运营全部由春风油田运营人员负责调剂。

3.3.2. 油气资源概况

3.3.2.1. 工程区位置及勘探开发概况

排 61 块火成岩油藏位于春风油田东北部，行政区划上属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市前山涝坝镇，区域构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东北部。区块面积 7.4km²，上报控制储量 1245×10⁴t。含油层系为石炭系，岩性以溢流亚相安山岩、沉积亚相凝灰岩为主，储层为裂缝、溶蚀孔洞型储层。顶面埋深 300~1200m，为多期火山喷发形成的火山岩储层，油藏类型为稠油裂缝型油藏。

工程研究区的断裂较为发育，断层数量多，级别低，断距小，倾角大且近于直立，多为近南北走向。主要目的层位是石炭系希贝库拉斯组的火山岩地层。

图 3-3-2 排 61 块地理位置示意图

图 3-3-3 车排子地区构造单元划分图

在评价及建产的过程中，油藏认识也不断深入，由最初的“断块基质”控藏的认识逐渐深化为“断-缝”控藏为主的认识，评价方式也由评价断块向评价断层、裂缝转变。近期在勘探开发一体化评价认识的基础上，优选排 61 井区开展产能建设。

3.3.2.2. 石炭系油藏储量上报情况

春风油田石炭系储量上报工作始于 2013 年，首批在排 61 及排 66 块上报控制储量，2019 年开始上报探明储量，截至目前，合计上报探明储量 $4525 \times 10^4 \text{t}$ ，上报控制储量 $2135 \times 10^4 \text{t}$ ，其中方案区所在的排 61 块上报控制储量 $1245 \times 10^4 \text{t}$ 。

图 3-3-4 春风油田排 61 区块及邻区石炭系勘探形势图

3.3.2.3. 油藏开发现状简况

春风油田石炭系火成岩自开发以来经历了评价试采阶段和主体区、扩边区建产阶段。油藏评价从 2015 年开始，首批打了 8 口评价井（水平井），依托滚动评价认识，于 2018~2020 年先后完成了排 66 主体区、排 663 及排 673 扩边区三期建产，完钻水平井 36 口，累积建产 $7.2 \times 10^4 \text{t}$ 。在评价及建产的过程中，油藏认识由最初的“断块基质”控藏转变为“断-缝”控藏，评价方式由断块评价向断层、裂缝评价转变。

图 3-3-5 春风油田排 61 区块及邻区石炭系火山岩油藏年产油量构成图

截至 2024 年底，临近的排 66 老区及外围累计投产油井 72 口，开井 57 口，其中直井 16 口/开 12 口，水平井 56 口/开 43 口，平均单井日液 7.3t/d，平均单井日油 3.1t/d，综合含水 57%，累产油 $48.9 \times 10^4 \text{t}$ ，整体开发态势较平稳。

图 3-3-6 春风油田排 61 区块及邻区石炭系火山岩油藏开发历程曲线

3.3.2.4. 地层特征

本区自下而上发育了石炭系、侏罗系、白垩系、新近系及第四系西域组地层，石炭系为目标层系，与上覆地层呈不整合接触。石炭系自下而上可分为太勒古拉组（C_{1t}）、包古图组（C_{1-2b}）和希贝库拉斯组（C_{2x}），其中 C_{1t} 和 C_{2x} 沉积时期为火山活动的活跃期，主要发育一套以火成岩为主的地层；而 C_{1-2b} 时期为火山喷发间歇期，主要发育一套沉积岩和火山沉积岩为主的地层。整体上，石炭系纵向上呈现两套火成岩夹一套沉积岩的岩石组合序列。

表 3-3-2 春风油田排 61 块底层简表

层位				层位 代号	厚度 (m)	岩性岩相
系	统	组	段			
新近系	上新统	独山子组	-	N _{2d}	-	灰色泥岩、棕红色泥岩夹浅灰色及棕红色泥质粉砂岩。与下伏地层呈角度不整合接触。
	中新统	塔西河组		N _{1t}	50~380	棕红色、灰色的泥岩、粉砂质泥岩夹薄层灰色泥质粉砂岩。与下伏地层呈角度不整合接触。
		沙湾组	三	N _{1s3}	60~130	砂砾岩，含砾砂岩、砂岩与泥岩的不等厚互层。
			二	N _{1s2}	60~130	泥岩为主，底部发育砂砾岩，含砾砂岩、砂岩。
			一	N _{1s1}	60~140	含砾砂岩、砂岩、灰质砂岩、泥质砂岩与泥岩的不等厚互层。
古近系	-	-	-	E	17~95	紫红、灰绿色泥岩、砂砾岩、砾状砂岩、细砂岩的不等厚组合。与下伏地层呈角度不整合接触。
白垩系	下统	吐谷鲁群	-	K _{1tg}	30~700	灰色、灰绿色泥岩与灰色含砾细砂岩、细砂岩和粉砂岩互层。与下伏地层呈角度不整合接触。
侏罗系	-	-	-	J	60~300	灰褐色角砾岩、砂质砾岩、灰色砾状砂岩为主。与下伏地层呈不整合接触。
石炭系	上统	希贝库拉斯组	-	C _{2x}	250-1300	安山岩、火山角砾岩、凝灰岩、玄武岩为主，夹凝灰质砂泥岩。
	下统	包古图组	-	C _{1-2b}	400-1400	凝灰质泥岩、凝灰质砂岩、泥岩、主为主，夹少量凝灰岩。
		太勒古拉组	-	C _{1t}	457（未穿）	玄武岩、硅质岩、凝灰岩为主，夹凝灰质砂岩、泥岩为主。

石炭系钻井揭示最大厚度 2740m（未钻穿），据地震资料推测厚度大于 5000m。研究区内大部分井仅钻遇石炭系希贝库拉斯组地层，仅 2 口井（排 66、排 667）钻穿希贝库拉斯组地层，底部的包谷图组、太勒古拉组地层未钻遇油气显示，油气主要集中在顶部的希贝库拉斯组。

图 3-3-7 排 61 区块及邻区石炭系钻遇厚度情况分布图

图 3-3-8 排 61 区块及邻区北东向地层对比图

3.3.2.5. 构造特征

从不同地层深度的断层发育情况看，石炭系顶面因遭受强烈剥蚀夷平，断距较小、延伸距离短，随着深度增加，断距增大、延伸距离较长。和老构造比，大的构造格局一致，内部低序级断层信息更为丰富，更有利于开展裂缝型储层的描述。

从构造上看，石炭系顶面整体上呈北西高-南东低的单斜构造形态，受排 61 断层整体控制，东西断裂系统差异大。平面上根据断层发育特征，断裂系统可分为排 66 条带、排 61 条带、排 61 断层西条带三个区块。排 66 条带发育北西、北东走向两组断层，两组断层互相切割。排 61 条带以北东走向断层为主。排 61 断层西条带发育多组断层，走向及切割关系复杂，呈现“零碎散”的特征，整体规律性不强。

图 3-3-9 排 61 区块及邻区石炭系顶面构造图

图 3-3-10 排 61 区块及邻区石炭系顶面断层图

3.3.2.6. 储层特征

在春风油田排 61 区块及邻区石炭系火成岩鉴定四大类 13 种岩性，主要为凝灰岩、安山岩、火山角砾岩和玄武岩，存在多种过渡类岩性。整体上看，排 66 断层以东区域主要发育安山岩，局部发育火山角砾岩，排 66 断层以西以凝灰岩为主。

排 61 区块及邻区石炭系火山岩为“裂隙式”多期喷发形成，火山口位于东部红车断裂带，本区主要发育爆发亚相、溢流亚相及喷发沉积亚相。爆发亚相岩石类型有火山角砾岩和角砾凝灰岩，溢流亚相岩石类型主要为安山岩和玄武岩，喷发沉积亚相主要为凝灰岩和沉凝灰岩。受红车断裂带控制，在平面上由东向西依次发育爆发相、溢流相和喷发沉积相，纵向上多期叠置，以排 66 井为标准井，可划分为 4 个一级火山沉积旋回、13 个二级旋回。地震上，旋回 I 表现为反射连续、中强反射；旋回 II 连续性差、弱反射，旋回 III 表现为连续性强、强反射，

旋回 IV 具中连续、弱反射的特征。

不同类型的岩石其储集空间的类型差异很大,而其中火山岩的储集空间类型比碎屑岩更为多样,火山岩在冷却后会形成原生孔隙,后期受地质作用等影响又会形成各种次生孔隙,次生孔隙是岩石形成后在溶解作用、交代作用或构造运动等影响下形成的裂缝及溶蚀孔洞。排 61 区块及邻区石炭系火成岩有效储集空间类型以裂缝及少量小规模顺缝溶蚀孔为主,溶蚀孔主要发育在西部安山岩中,凝灰岩欠发育。方案区排 61 块有效储集空间以裂缝为主。

3.3.2.7. 流体性质

排 61 区块火山岩油藏地面原油密度为 $0.9413\sim 0.9539\text{g/cm}^3$, 50°C 原油粘度为 $110\sim 1885\text{mPa}\cdot\text{s}$, 凝固点 $-6\sim 11^\circ\text{C}$, 含蜡 $5.18\sim 17.32\%$, 含硫 $0\sim 0.12\%$, 初馏点 $215\sim 250^\circ\text{C}$, 为常规稠油油藏。

地层水氯离子含量为 $3942\text{mg/L}\sim 10688\text{mg/L}$, 总矿化度为 $12198\sim 55360\text{mg/L}$, 平均为 36437mg/L , 水型为 CaCl_2 型。

气体组分: 无伴生气。

表 3-3-3 春风油田排 61 块地面原油分析数据

井号	深度	相对密度 D204 (20°C)	动力 粘度 50°C	凝固 点 $^\circ\text{C}$	含蜡 量%	胶质含 量%	沥青 质%	初馏 点 $^\circ\text{C}$	含盐 mg/L	含硫 %	含砂 %
排 66 平 5	941.15-1544. 41	0.9496	593.0	-2	1.11	3.33	-	190	1543.3	-	0.12
排 66 平 5	941.15-1544. 41	0.9496	593.0	-2	-	-	-	190	1543.3	-	0.12
排 66 平 5	941.15-1544. 41	0.9373	380.0	-	-	-	-	-	-	-	-
排 66 平 10	900-1378.88	0.9539	1885	11	5.18%	17.45%	5.67%	247		0	0
排 66 平 10	900-1378.88	-	1241	-	-	-	-	-	-	-	-
排 655	811.96-999	0.9455	672	4	6.93%	13.42%	2.67%	235	112.6	0.06	0
排 655	811.96-999	0.9413	398	-2	6.91%	13.27%	3.85%	245	72.5	0.08	0
排 752	-	0.9510	1185	9	5.74%	17.34%	6.10%	250	45.3	0.12	0
排 655 平 1	912.45-1684. 83	0.947	599	-6	6.62%	14.87%	3.53%	239	44.6	0.09	0
排 655 平 1	912.45-1684. 83	0.9442	596	-5	6.68%	14.82%	3.47%	238	37.1	0.10	0
排 61 平 1	902.08-1357. 14	0.9482	947	1	6.28%	16.03%	5.56%	242	53.5	0.11	0
排 61 平 1	902.08-1357. 14	0.9484	884	1	5.79%	12.41%	5.98%	237	58.7	0.11	0
排 66 平 10	900-1378.88	0.9445	359	4	6.71%	18.51%	12.78%	237	38.5	0.12	0
排平 752	866.9-1097.0		110	2	8.89%	22.94%	9.78%	215	36.7	0.05	0

井号	深度	相对密度 D204 (20℃)	动力 粘度 50℃	凝固 点℃	含蜡 量%	胶质含 量%	沥青 质%	初馏 点℃	含盐 mg/L	含硫 %	含砂 %
排 754H	887.35-1230. 51	0.9467	610	9	17.32%	14.03%	8.80%	234	-	0.10	0

3.3.2.8. 温度及压力系统

排61区块及邻区石炭系原始地层压力位10~12MPa，压力系数1.07~1.1，油层温度33~41℃，温度梯度2.1~2.7℃/100m，属于常温常压系统。

3.3.2.9. 油藏储量

排61方案区石炭系总计含油面积6.81km²，有效孔隙度2.5%，含油饱和度68%，地面原油密度0.943t/m³，合计储量325.8×10⁴t。

3.3.3. 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3-3-4。

表3-3-4 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	新钻井数量	采油井	口		15
		回注井	口		3
2	老井利用	采油井	口		3
		回注井	口		1
3	动用石油地质储量			10 ⁴ t	325.8
4	含油面积			km ²	6.81
5	新增产能			10 ⁴ t/a	3
6	开发指标	新建集油管线		km	13.9
7		新建掺水管线		km	10.3
8		新建注汽管线		m	63（站外50m）
9		新建注水管线		km	2.05
10		伴生气掺烧管线		km	1.2
11		单井注水水量		m ³ /d	500
12		井场道路		km	3.5
13		新井总钻尺深度		m	27787.23
14	能耗指标	年电耗量		10 ⁴ kWh/a	550
15		钻井耗水量		m ³ /100m	18.81
16	综合指标	总投资		万元	11398.55
17		环保投资		万元	995
18		永久占地面积		hm ²	3.4060

19		临时占地面积	hm ²	18.0400
20		劳动定员	人	无人值守
21		工作制度	h	8760

3.3.4. 总体开发方案

3.3.4.1. 开发原则

- (1) 整体部署，滚动实施；
- (2) 根据断层发育特征，以多穿北东向断层为单井设计目标，采用不规则井网布井；
- (3) 水平段位置和长度根据断层发育特征“一井一策”部署，纵向上位于含油段上部。

3.3.4.2. 开发方式

根据可研资料，工程采用天然能量开发方式；其中冷采 9 口、热采 9 口。

3.3.4.3. 开发层系

主力含油层系为新近系沙湾组一段一砂组（N₁Si¹）。

3.3.4.4. 井位部署及指标预测

(1) 布井原则

由于井网需要结合本块断层发育状况，故采用不规则井网，以单井设计为重点，“一井一策”。

通过对邻近排 66 块老区动态分析，统计不同干扰程度下的井距。为保证天然能量开发下互不干扰，井距在 400m 左右。

(2) 井位部署

本工程部署 22 口井，其中新钻采油井 15 口、回注井 3 口，试采井老井利用 3 口、回注井老井利用 1 口。

①采油部分：采油井共 18 口，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）；老井利用 3 座，分别为排 61-平 1、排 655-平 1、排 61-支平 2。

图 3-3-11 排 61 块井区井位部署图

②注水部分：回注井共 4 口，其中新钻 3 口注水井均为单井井场，新建 3

个注水井台；排 71 为已建回注单井。

表 3-3-5 本工程井场统计表

序号	类别	井号	井台	备注
1	老井利用	排 61-平 1	/	完钻滚评井
2		排 655-平 1	/	完钻滚评井
3		排 61-支平 2	/	完钻滚评井
4		排 71	/	已建回注井
5	新钻油井	排 61-平 10	1#	新建产能井
6		排 61-平 11		
7		排 61-平 12	2#	
8		排 61-平 13		
9		排 61-平 14	3#	
10		排 61-平 15		
11		排 61-平 16	4#	
12		排 61-平 17	5# (排 61-支平 2 旁)	
13		排 61-平 18	6#	
14		排 61-平 19		
15		排 61-平 20	7#	
16		排 61-平 21		
17		排 61-平 22	8#	
18		排 61-平 23		
19		排 61-平 24	9# (排 61-平 1 旁)	
20	新钻注水井	排 7-15	10#	新建回注井
21		排 7-16	11#	
22		排 7-斜 17	12#	

(3) 指标预测

根据方案部署原则，对排 61 块 18 口井进行了十五年指标预测，其中开井天数为 300 天，开井时率 0.82。方案动用地质储量 $325.8 \times 10^4 \text{t}$ ，动用面积 6.81km^2 。第一年平均单井日产油 5.6t/d ，第一年新建产能 $3.0 \times 10^4 \text{t}$ ，15 年累积产油 $21.66 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 6.6%。排 61 块 18 口油井指标预测见表 3-3-6。

表 3-3-6 排 61 块 18 口油井指标预测一览表

生产 年数 年	井数 口	生产 天数 /d	单井 日油 t/d	单井 日液 t/d	年产 油 10 ⁴ t	年产 水 10 ⁴ t	年产 液 10 ⁴ t	累产 油 10 ⁴ t	累产 水 10 ⁴ t	累产 液 10 ⁴ t	综合 含水 %	采油 速度 %	采出 程度 %
1	18	300	5.6	7.7	3.00	1.13	4.14	3.00	1.13	4.14	27.4	0.92	0.9
2	18	300	4.3	7.6	2.34	1.75	4.09	5.34	2.88	8.22	42.8	0.72	1.6
3	18	300	3.6	7.5	1.94	2.08	4.02	7.28	4.97	12.25	51.8	0.6	2.2
4	18	300	3.2	7.4	1.71	2.27	3.97	8.99	7.24	16.22	57	0.52	2.8
5	18	300	2.9	7.3	1.57	2.35	3.92	10.56	9.58	20.14	59.9	0.48	3.2
6	18	300	2.7	7.2	1.44	2.42	3.86	12.0	12.0	24.0	62.6	0.44	3.7
7	18	300	2.5	7.1	1.33	2.48	3.81	13.33	14.48	27.81	65.1	0.41	4.1
8	18	300	2.3	7	1.25	2.51	3.76	14.58	16.99	31.57	66.7	0.38	4.5
9	18	300	2.2	6.8	1.17	2.52	3.69	15.75	19.5	35.26	68.2	0.36	4.8
10	18	300	2.1	6.7	1.12	2.53	3.64	16.87	22.03	38.9	69.4	0.34	5.2
11	18	300	2	6.6	1.06	2.52	3.58	17.93	24.55	42.48	70.4	0.33	5.5
12	18	300	1.9	6.5	1.01	2.51	3.51	18.94	27.06	46	71.3	0.31	5.8
13	18	300	1.8	6.4	0.96	2.49	3.45	19.89	29.55	49.44	72.3	0.29	6.1
14	18	300	1.7	6.3	0.91	2.48	3.39	20.8	32.03	52.83	73.2	0.28	6.4
15	18	300	1.6	6.2	0.86	2.47	3.33	21.66	34.5	56.17	74.1	0.26	6.6

3.3.5. 主体工程

春风油田石炭系排 61 块产能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。

3.3.5.1. 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）。

3.3.5.2. 钻井工程

（1）钻井规模

本工程部署 22 口井，需钻井总数 18 口，其中 15 口采油井为水平井、1 口

注水井为定向井、2 口注水井为直井。方案采用组台+单井模式实施。油井部署见表 3-3-7。

表 3-3-7 井位部署一览表

序号	钻井平台	井号	井型	水平段长 (m)	开采方式	备注
1	1#	排 61-平 10	水平井	460	冷采	
2		排 61-平 11	水平井	400		
3	2#	排 61-平 12	水平井	420	热采	
4		排 61-平 13	水平井	450		
5	3#	排 61-平 14	水平井	450		排 61 井老井场
6		排 61-平 15	水平井	550		
7	4#	排 61-平 16	水平井	600		
8	5#	排 61-平 17	水平井	600		排 61-支平 2 老井场
9	6#	排 61-平 18	水平井	600	冷采	
10		排 61-平 19	水平井	650		
11	7#	排 61-平 20	水平井	700		
12		排 61-平 21	水平井	730		
13	8#	排 61-平 22	水平井	500		
14		排 61-平 23	水平井	550		
15	9#	排 61-平 24	水平井	500		排 61-平 1 老井场
16	10#	排 7-15	直井	/	注水井	
17	11#	排 7-16	直井	/		
18	12#	排 7-斜 17	定向井	/		

图 3-3-12 钻井临时占地平面布置

根据资料，本工程油井钻井临时占地规格为 50m×70m、注水井钻井临时占地规格为 30m×35m。

(2) 井眼轨道优化方案

依据井口坐标、靶点坐标及垂深数据进行方案井井眼轨道模拟优化设计。方案井总进尺 27787.23m，水平井平均单井进尺为 1657.47m，定向井单井进尺 1025.22m，直井进尺 950m。单井轨道以排 61-平 13、排 61-平 15、排 61-平 18、排 61-平 21、排 7-斜 17 井为例，具体见下表。

表 3-3-8 方案井井眼轨道优化数据表

钻井平台	井号	造斜点 (m)	造斜终点 斜深 (m)	造斜段狗腿度 °/30m	最大井斜角 (°)	设计方位 (°)	靶点垂深 (m)	靶点位移 (m)	井底位移 (m)	完钻井深 (m)	完钻垂深 (m)
1#	排 61-平 10	480.0 0	686.30	4.50	82.5 9	150.1 0	A:990 B:105 0	A:412.31 B:872.07	872.07	1650.6 8	1050.0 0
	排 61-平 11	620.0 0	814.16	6.74	85.7 1	107.1 7	A:890 B:920	A:260.00 B:652.75	652.75	1435.8 3	920.00
2#	排 61-平 12	780.0 0	978.60	6.99	84.5 5	136.2 6	A:104 0 B:108 0	A:247.76 B:660.02	660.02	1597.8 3	1080.0 0
	排 61-平 13	730.0 0	981.21	6.96	82.4 1	114.5 0	A:100 0 B:106 0	A:273.72 B:708.84	708.84	1610.0 4	1060.0 0
3#	排 61-平 14	720.0 0	915.37	7.42	82.4 0	126.1 3	A:990 B:105 0	A:263.10 B:691.19	691.19	1592.7 6	1050.0 0
	排 61-平 15	710.0 0	934.28	6.83	83.7 8	110.9 9	A:980 B:104 0	A:262.09 B:801.17	801.17	1679.2 3	1040.0 0
4#	排 61-平 16	700.0 0	837.12	6.70	85.2 4	122.6 8	A:980 B:103 0	A:249.65 B:849.65	849.65	1712.0 2	1030.0 0
5#	排 61-平 17	650.0 0	844.58	6.07	82.8 8	99.59	A:950 B:102 5	A:272.01 B:864.60	864.60	1700.2 1	1025.0 0
6#	排 61-平 18	630.0 0	865.04	6.35	83.3 9	125.4 3	A:950 B:102 0	A:321.57 B:894.66	894.66	1745.1 5	1020.0 0
	排 61-平 19	650.0 0	1001.4 3	5.98	82.1 3	118.9 3	A:950 B:104 0	A:305.94 B:947.38	947.38	1781.5 0	1040.0 0
7#	排 61-平 20	630.0 0	878.43	6.56	81.8 7	114.4 8	A:900 B:100 0	A:247.54 B:941.77	941.77	1738.4 3	1000.0 0
	排 61-平 21	450.0 0	659.81	4.50	89.2 1	105.3 5	A:940 B:950	A:450.00 B:1161.7	1161.7 8	1917.3 9	950.00

钻井平台	井号	造斜点 (m)	造斜终点斜深 (m)	造斜段狗腿度。 /30m	最大井斜角 (°)	设计方位 (°)	靶点垂深 (m)	靶点位移 (m)	井底位移 (m)	完钻井深 (m)	完钻垂深 (m)
	平 21							8			
8#	排 61-平 22	660.00	815.35	7.47	88.85	113.69	A:930 B:940	A:270.19 B:750.54	750.54	1591.97	940.00
	排 61-平 23	640.00	900.74	7.39	83.78	111.76	A:890 B:950	A:265.05 B:801.11	801.11	1598.73	950.00
9#	排 61-平 24	560.00	753.77	7.37	77.67	159.04	A:850 B:960	A:264.62 B:736.75	736.75	1510.24	960.00
10#	排 7-1 5	直井								950.00	950.00
11#	排 7-1 6	直井								950.00	950.00
12#	排 7-斜 17	230.00	488.52	4.50	38.78	90.00	850.00	390.10	470.44	1025.22	870.00

注：①水平井钻至 B 靶点完钻，完钻垂深和靶点垂深均不含补心高，按海拔 282m 预测。现场应根据复测井口坐标、实测海拔和补心高校正。

②直井和定向井完钻垂深和靶点垂深均不含补心，其中排 7-斜 17 井按海拔 288.02m 预测。现场应根据复测井口坐标、实测海拔和补心高校正。

图 3-3-13 水平井轨道二维投影图

1) 15 口油井（水平井）井眼轨道优化方案

以排 61-平 15 油井为例，油井（水平井）井眼轨道优化方案如下：

表 3-3-9 轨道设计表（以排 61-平 15 油井为例）

井号：排 61-平 15 轨道类型：直-增-增-平

井底垂深 (m)	井底闭合距 (m)	井底闭合方位 (°)	造斜点 (m)	最大井斜角 (°)
1040.00	801.17	110.99	710.00	83.78
磁倾角 (°)	磁场强度 (μT)	磁偏角 (°)	收敛角 (°)	方位修正角 (°)
66.43	57.80	3.68	-1.57	5.25
井口：X=5010225.00；Y=15327310.00				

靶点：AX=5010192Y=15327570 垂深：980m 闭合距：262.09m 闭合方位：97.23° 靶半高：2m 靶半宽：5m											
靶点：BX=5009938Y=15328058 垂深：1040m 闭合距：801.17m 闭合方位：110.99° 靶半高：2m 靶半宽：5m											
轨道参数											
井深 (m)	井斜 (°)	方位 (°)	垂深 (m)	水平位 移 (m)	南北 (m)	东西 (m)	狗腿度 (° /30m)	工具面 (°)	靶点		
0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
710.00	0.00	85.59	710.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
934.28	51.04	85.59	905.78	93.46	7.19	93.18	6.83	0.00			
1125.8 2	83.78	117.50	980.00	262.09	-33.00	260.00	6.83	36.59	A		
1679.2 3	83.78	117.50	1040.0 0	801.17	-287.00	748.00	0.00	0.00	B		
轨道各点数据											
井深 (m)	井斜 (°)	方位 (°)	闭合 方位 (°)	垂深 (m)	闭合 距 (m)	南北 (m)	东西 (m)	造斜率 (° /30m)	方位变 化率 (° /30m)	狗腿度 (° /30m)	工具 面 (°)
0.00	0.00	85.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
710.0 0	0.00	85.59	0.00	710.0 0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
750.0 0	9.10	85.59	85.59	749.8 3	3.17	0.24	3.16	6.83	0.00	6.83	0.00
790.0 0	18.20	85.59	85.59	788.6 6	12.6 0	0.97	12.57	6.83	0.00	6.83	0.00
830.0 0	27.31	85.59	85.59	825.5 1	28.0 6	2.16	27.97	6.83	0.00	6.83	0.00
870.0 0	36.41	85.59	85.59	859.4 5	49.1 5	3.78	49.00	6.83	0.00	6.83	0.00
910.0 0	45.51	85.59	85.59	889.6 2	75.3 4	5.79	75.12	6.83	0.00	6.83	0.00
934.2 8	51.04	85.59	85.59	905.7 8	93.4 6	7.19	93.18	6.83	0.00	6.83	0.00
949.3 2	53.30	88.84	85.78	915.0 0	105. 32	7.76	105.0 4	4.63	6.23	6.81	0.00
974.2 8	57.23	93.83	86.69	929.2 3	125. 74	7.26	125.5 3	4.82	5.77	6.83	44.81
1014. 28	63.89	100.9 7	89.03	948.9 0	160. 04	2.71	160.0 2	5.11	5.05	6.83	41.29
1054. 28	70.86	107.3 1	91.86	964.2 9	195. 86	-6.35	195.7 6	5.31	4.56	6.83	38.85
1094. 28	78.04	113.1 3	94.85	975.0 1	232. 70	-19.6 8	231.8 7	5.43	4.24	6.83	37.28
1125. 82	83.78	117.5 0	97.23	980.0 0	262. 09	-33.0 0	260.0 0	5.48	4.10	6.83	36.59
1225. 82	83.78	117.5 0	102.7 7	990.8 4	357. 01	-78.9 0	348.1 8	0.00	0.00	0.00	0.00
1325. 82	83.78	117.5 0	105.9 6	1001. 68	453. 86	-124. 79	436.3 6	0.00	0.00	0.00	0.00

1425.82	83.78	117.50	108.03	1012.53	551.62	-170.69	524.54	0.00	0.00	0.00	0.00
1525.82	83.78	117.50	109.47	1023.37	649.88	-216.59	612.72	0.00	0.00	0.00	0.00
1625.82	83.78	117.50	110.53	1034.21	748.44	-262.49	700.90	0.00	0.00	0.00	0.00
1679.23	83.78	117.50	110.99	1040.00	801.17	-287.00	748.00	0.00	0.00	0.00	0.00

注：①完钻垂深和靶点垂深均不含补心高，按海拔 282m 预测。现场应根据复测井口坐标、实测海拔和补心高校正。

②油藏要求钻至 B 靶点完钻。

③新春公司要求靶半高 2m，靶半宽 5m。

图 3-3-14 井眼轨道垂直投影图（油井/水平井）

图 3-3-15 井眼轨道水平投影图（油井/水平井）

2) 3 口注水井（直井/定向井）井眼轨道优化方案

以排 7-斜 17 注水井为例，定向井井眼轨道优化方案如下：

表 3-3-10 轨道设计表（以排 7-斜 17 注水井为例）

井号：排 7-斜 17 轨道类型：直-增-稳

井底垂深（m）		井底闭合距（m）		井底闭合方位（°）		造斜点（m）		最大井斜角（°）			
950.00		470.44		90.00		230.00		38.78			
磁倾角（°）		磁场强度（μT）		磁偏角（°）		收敛角（°）		方位修正角（°）			
66.28		57.75		3.65		-1.62		5.27			
轨道参数											
井深（m）	井斜（°）	方位（°）	垂深（m）	水平位移（m）	南北（m）	东西（m）	狗腿度（°/30m）	工具面（°）	靶点		
0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
230.00	0.00	90.00	230.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
488.52	38.78	90.00	469.23	84.19	0.00	84.19	4.50	0.00			
976.95	38.78	90.00	850.00	390.10	0.00	390.10	0.00	0.00	A		
1025.22	38.78	90.00	950.00	470.44	0.00	470.44	0.00	0.00			
轨道各点数据											
井深（m）	井斜（°）	方位（°）	闭合方位（°）	垂深（m）	闭合距（m）	南北（m）	东西（m）	造斜率（°/30m）	方位变化率（°/30m）	狗腿度（°/30m）	工具面（°）
0.00	0.00	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

230.00	0.00	90.00	0.00	230.0 0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
270.00	6.00	90.00	90.00	269.9 3	2.09	0.00	2.09	4.50	0.00	4.50	0.00
310.00	12.00	90.00	90.00	309.4 2	8.35	0.00	8.35	4.50	0.00	4.50	0.00
350.00	18.00	90.00	90.00	348.0 4	18.70	0.00	18.70	4.50	0.00	4.50	0.00
390.00	24.00	90.00	90.00	385.3 6	33.02	0.00	33.02	4.50	0.00	4.50	0.00
430.00	30.00	90.00	90.00	420.9 9	51.17	0.00	51.17	4.50	0.00	4.50	0.00
470.00	36.00	90.00	90.00	454.5 2	72.95	0.00	72.95	4.50	0.00	4.50	0.00
488.52	38.78	90.00	90.00	469.2 3	84.19	0.00	84.19	4.50	0.00	4.50	0.00
588.52	38.78	90.00	90.00	547.1 9	146.8 2	0.00	146.8 2	0.00	0.00	0.00	0.00
688.52	38.78	90.00	90.00	625.1 5	209.4 6	0.00	209.4 6	0.00	0.00	0.00	0.00
788.52	38.78	90.00	90.00	703.1 0	272.0 9	0.00	272.0 9	0.00	0.00	0.00	0.00
888.52	38.78	90.00	90.00	781.0 6	334.7 2	0.00	334.7 2	0.00	0.00	0.00	0.00
976.95	38.78	90.00	90.00	850.0 0	390.1 0	0.00	390.1 0	0.00	0.00	0.00	0.00
1025.2 2	38.78	90.00	90.00	950.0 0	470.4 4	0.00	470.4 4	0.00	0.00	0.00	0.00

注：①完钻垂深和靶点垂深均不含补心，按海拔 288.02m 预测。现场应根据复测井口坐标、实测海拔和补心高校正。

②新春公司要求井斜角控制在 45° 以内。

图 3-3-16 井眼轨道垂直投影图（注水井/定向井）

图 3-3-17 井眼轨道水平投影图（注水井/定向井）

（3）井身结构

参照邻井井身结构，结合本井地质情况，水平井设计三开井身结构，定向井、直井设计二开井身结构。

1) 排 61-平 10、11、12、13、14（水平段长<500m）：

一开采用 $\Phi 346.1\text{mm}$ 钻头，下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管 80m，同台井表层下深错开 10m，水泥返地面；

二开采用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头，下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管进入石炭系垂深 5~10m，注水泥封固段长满 500m 后，井口挤水泥。

三开采用 $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻头，悬挂 $\Phi 114.3\text{mm}$ 套管+打孔筛管，与上层套管重叠 30m，A 靶点后下打孔筛管 200m，后面井段裸眼完井。

2) 排 61-平 15、22、23、24、16、17、18 ($500\text{m} \leq \text{水平段长} \leq 600\text{m}$) :

一开采用 $\Phi 346.1\text{mm}$ 钻头, 下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管 80m, 同台井表层下深错开 10m, 水泥返地面;

二开采用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头, 下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管进入石炭系垂深 5~10m, 注水泥封固段段长满 500m 后, 井口挤水泥。

三开采用 $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻头, 悬挂 $\Phi 114.3\text{mm}$ 套管+打孔筛管, 与上层套管重叠 30m, A 靶点后下打孔筛管 300m, 后面井段裸眼完井。

3) 排 61-平 19、20、21 (水平段长 $> 600\text{m}$) :

一开采用 $\Phi 346.1\text{mm}$ 钻头, 下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管 80m, 同台井表层下深错开 10m, 水泥返地面;

二开采用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头, 下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管进入石炭系垂深 5~10m, 注水泥封固段段长满 500m 后, 井口挤水泥。

三开采用 $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻头, 悬挂 $\Phi 114.3\text{mm}$ 套管+打孔筛管, 与上层套管重叠 30m, A 靶点后下打孔筛管 400m, 后面井段裸眼完井。

4) 排 7-15、排 7-16、排 7-斜 17:

采用二开井身结构:

一开采用 $\Phi 346.1\text{mm}$ 钻头, 下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管 100, 同台井表层下深错开 10m, 水泥返地面;

二开采用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头钻至井底, 下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管, 水泥返至地面。

井身结构数据见表 3-3-11。井身结构具体见图 3-3-18~20。

表 3-3-11 井身结构一览表

井号	完钻井深 (m)	井身结构 (mm×m)
排 61-平 13	1610.04	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 931 + \Phi 114.3 \times (901 \sim 1355)$ (其中 1155~1355 为打孔筛管)
排 61-平 15	1679.23	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 949 + \Phi 114.3 \times (919 \sim 1425)$ (其中 1125~1425 为打孔筛管)
排 61-平 18	1745.15	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 919 + \Phi 114.3 \times (889 \sim 1437)$ (其中 1137~1437 为打孔筛管)
排 61-平 21	1917.39	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 932 + \Phi 114.3 \times (902 \sim 1588)$ (其中 1188~1588 为打孔筛管)
排 7-15/16	950.00	$\Phi 273.1 \times 100 + \Phi 177.8 \times 947$
排 7-斜 17	1025.22	$\Phi 273.1 \times 110 + \Phi 177.8 \times 1102$

注：水平段打孔筛管具体下入长度及位置，根据实钻情况由新春公司决定。

图 3-3-18 水平井井身结构示意图（以排 61-平 13 井为例）

图 3-3-19 直井井身结构示意图（以排 7-15 井为例）

图 3-3-20 定向井井身结构示意图（以排 7-斜 17 井为例）

（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。三开采用无固相钻井液体系，能够满足施工安全及油气层保护需要。

新钻井分段钻井液体系设计见表 3-3-12。

表 3-3-12 新钻井分段钻井液体系

井型	开钻序号	钻井液体系
水平井	一开	膨润土浆
	二开	聚合物润滑防塌钻井液
	三开	无固相钻井液
定向井	一开	膨润土浆
	二开	聚合物润滑防塌钻井液
直井	一开	膨润土浆
	二开	聚合物防塌钻井液

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 3-3-13 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	三开井段
密度 g/cm ³	1.05~1.10	1.05~1.15	1.03~1.08
马氏漏斗黏度 s	30~40	35~55	40~50

低温低压滤失量 ml		≤5	
低温低压滤饼厚度 mm		≤0.5	
静切力 Pa		1~3/2~8	
pH 值		8~9	
含砂量 %		<0.5	
总固含 %		<10	
摩阻系数		≤0.05	
动切力 Pa		4~10	
塑性黏度 mPa·s		8~20	

注：钻井液性能应根据实际情况进行调整。

表 3-3-14 定向井和直井钻井液主要性能与流变参数

项目	性能指标		
	一开	二开目的层前	目的层段
密度 g/cm ³	1.05~1.10	1.05~1.10	1.08~1.15
马氏漏斗黏度 s	30~40	35~45	40~60
低温低压滤失量 ml		≤5	≤5
低温低压滤饼厚度 mm		≤0.5	≤0.5
静切力 Pa		1~3/2~8	2~4/3~8
pH 值		8~9	8~9
含砂量 %		<0.5	<0.5
总固含 %		<10	<10
摩阻系数		≤0.10	≤0.10
动切力 Pa		4~8	5~10
塑性黏度 mPa·s		8~16	10~20

新钻井的钻井液基本配方见表 3-3-15。

表 3-3-15 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	水平井加量 (kg/m ³)			二开次井井加量 (kg/m ³)	
		一开	二开	三开	一开	二开
1	工业用氢氧化钠		3~5	3~5		3~5
2	碳酸钠	4~6			4~6	
3	膨润土	60~80			60~80	
4	工业盐					
5	氯化钙					

6	钻井液用磺酸盐共聚物降滤失剂					
7	钻井液用聚阴离子纤维素 PAC-HV		3~5	10~20		3~5
8	钻井液用水解聚丙烯腈铵盐		5~10			5~10
9	钻井液用聚丙烯酰胺干粉		3~5			3~5
10	钻井液用天然高分子降滤失剂		10~15			10~15
11	钻井液用防塌降黏降滤失剂		10~20			10~20
12	钻井液用润滑剂（液体类）		20~30			20~30 （定向井）
13	钻井液用加重剂					
14	钻井液用随钻堵漏剂					
其它：固体润滑剂等						

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，适当提高粘度和切力，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。

⑤本阶段产生的钻井固废属于一般固体废物。

2) 二开

①二开上部地层胶结松散，可钻性高，钻井过程中应注意砂岩厚滤饼的阻卡。钻井液主要以携带岩屑、稳定井壁，确保安全钻进为目的。

②按配方提示加入各种处理剂，调整至设计性能。

③钻进中细水长流地补充 PAM 胶液，增加钻井液的包被抑制性，控制地层造浆，保持钻井液性能稳定。

④及时补充加入抑制防塌材料，提高钻井液的防塌效果，改善滤饼质量。

⑤定向前处理好钻井液，加入适量润滑剂。提高钻井液的清洁、润滑性能，防止泥包钻头。

⑥钻进中全部启动固控设备，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，防止井壁形成厚滤饼。

⑦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、井壁坍塌、卡钻等复杂情况。

⑧下套管前，加入适量的随钻堵漏剂，有效预防白垩系、侏罗系、石炭系不整合面固井井漏。

⑤本阶段产生的钻井固废属于一般固体废物。

3) 三开

①石炭系为目的层，注意保护好储层。

②按配方重新配制钻井液，把黏度调高至（40~50）s，密度保持在 1.08g/cm³ 以内，加入增黏剂，保持钻井液能较好地携带岩屑。

③石炭系易发生漏失，井场储备足量的清水。

④启动固控设备，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，防止井壁形成厚滤饼。

⑤若需提高密度，可加入工业盐。

⑥下筛管前，调整好钻井液性能。

⑦本阶段产生的钻井固废属于一般固体废物。

钻井液材料用量设计分别见下表。

表 3-3-16 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	定向井	直井
1	工业用氢氧化钠	1.5	1	1
2	碳酸钠	0.5	0.5	0.5
3	膨润土	5	5	5
4	工业盐	18		
5	钻井液用聚阴离子纤维素 PAC-HV	2.8	0.5	0.5
6	钻井液用聚丙烯酰胺干粉	0.5	0.6	0.6
7	钻井液用水解聚丙烯腈铵盐	1	1	1
8	钻井液用天然高分子降滤失剂	1.5	1.5	1.5
9	钻井液用防塌降黏降滤失剂	2	1.5	1.5
10	钻井液用润滑剂（液体类）	6	5	
11	石灰石粉	15	10	10

序 号	材料名称及代号	平均用量 (t)		
12	钻井液用随钻堵漏剂		1	1
13	钻井液用重晶石粉 (摊销)	3	1	1
14	钻井液用固体润滑剂	2		

注：本方案内所有井在就近固定地点储备钻井液用重晶石粉（井控专用）40 吨。表中所列钻井液处理剂可用同类型或更高标准合格产品替代。

（4）固井工艺

1) 固井方式

水平井：一开表层套管采用常规法固井，要求水泥返至地面。二开采用常规固井方式，要求水泥封固到二开井底以上 500m；再从井口挤水泥。

定向井：一开表层套管采用常规法固井，要求水泥返至地面。二开采用常规固井方式，要求水泥封固到地面。

2) 水泥浆配方

水泥浆配方见表 3-3-17。

表 3-3-17 新钻井水泥浆基本配方

套管程序	配方	备注
一开	G 级水泥+促凝剂+配浆水	非热采井
二开	G 级水泥+增塑剂+降失水剂+早强剂+减阻剂+促凝剂+消泡剂+晶格膨胀剂+配浆水	
二开	G 级水泥+增塑剂+降失水剂+早强剂+减阻剂+促凝剂+消泡剂+晶格膨胀剂+硅粉+配浆水	热采井

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。

3) 水泥用量和添加剂设计

固井水泥用量见表 3-3-18，固井水泥添加剂用量见表 3-3-19。

表 3-3-18 固井水泥用量设计（以排 614-支平 23 井为例）

套管程序	套管 尺寸 (mm)	钻头 尺寸 (mm)	封固井段 (m)		水泥浆 密度 (g/cm ³)	水泥 等级	注水 泥量 (t)	固井 方式	备注
			起始 井深	终止 井深					
排 61-平 21	273.1	346.1	0	91	1.85	G	16	常规	
	177.8	-	0	430	1.90	G	30	挤水泥	
	177.8	241.3	430	932	1.90	G	30	常规	
排 61-平 13	273.1	346.1	0	91	1.85	G	16	常规	
	177.8	241.3	0	932	1.90	G	42	常规	
排 7-斜 17	273.1	346.1	0	111	1.85	G	18	常规	
	177.8	241.3	0	1025.22	1.90	G	65	常规	

注：①水泥用量施工中应根据实钻情况和封固要求进行修正，详见固井施工设计。

②各层套管固井稠化时间 $\geq$ 施工时间+1h。

③生产套管固井水泥浆密度的设计根据实际井眼稳定情况调节。

表 3-3-19 固井水泥添加剂用量设计

材 料 名 称	用 量 (t)						备 注
	排 61-平 21		排 61-平 13		排 7-斜 17		
	一开	二开	一开	二开	一开	二开	
减阻剂	/	0.60	/	0.42	/	0.65	
降失水剂	/	1.20	/	0.84	/	1.30	
消泡剂	/	0.06	/	0.04	/	0.07	
晶格膨胀剂	/	0.60	/	0.42	/	0.65	
早强剂	/	1.44	/	1.01	/	1.56	
增塑剂	/	1.56	/	1.09	/	1.30	
促凝剂	0.32	0.96	0.32	0.67	0.36	1.04	
硅粉	/	/	/	18.0	/	/	
冲洗液（m³）	/	4.60	/	4.60	/	4.60	
前置隔离液（m³）	/	4.60	/	4.60	/	4.60	

4) 固井质量保证技术措施

①井径扩大率尽量控制在 10%以内，避免出现“糖葫芦”井眼；

②下套管过程中注意活动套管，合理使用套管扶正器，保证套管居中度；

③在保证井眼安全的前提下，尽量采用紊流顶替，提高顶替效率；如果井眼条件不理想无法达到紊流，则通过设计合理前置液和先导低密度水泥浆的流变参数和用量来达到紊流。

④控制水泥浆游离液和失水量，保证水泥浆的稳定性。

(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表 3-3-20、图 3-3-21~3-3-23。

表 3-3-20 水平井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	时间	允许压降
				(MPa)	(min)	(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

开次	装置名称	型号	试压要求			
			介质	压力	时间	允许压降
				(MPa)	(min)	(MPa)
三开	双闸板（套管头）	2FZ28-21	清水	21	≥10	≤0.7
三开	节流压井管汇（内防喷管线）	JG-S-21/YG-21	清水	21	≥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 0.7MPa。③可选用 2FZ35-21 防喷器。					

表 3-3-21 定向井和直井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	时间	允许压降
				(MPa)	(min)	(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 3-3-21 二开、三开井口装置图（排 61-平 12、13、14、15、16、17）

图 3-3-22 二开、三开井口装置图（其它井）

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 3-3-23 节流管汇及压井管汇示意图

3.3.5.3. 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 $\Phi 114.3\text{mm}$ 的尾管的工艺管柱。结合已完钻老井生产套管情况，推荐 114.3mm 尾管钢级为 N80，壁厚为 8.56mm。考虑排 61-平 12，排 61-平 13，排 61-平 14，排 61-平 15，排 61-平 16，排 61-平 17 井后期热采，推荐 114.3mm 尾管钢级为 P110HB，壁厚为 8.56mm。

177.8mm 套管悬挂 $\Phi 114.3\text{mm}$ 的尾管的工艺管柱如下所示：

图 3-3-24 177.8mm 套管悬挂 $\Phi 114.3\text{mm}$ 的尾管示意图

(3) 举升工艺设计

1) 举升方式

考虑该块油井 15 年配产最高日液量、新井井斜 ($77.67\text{--}89.21^\circ$) 情况，同时兼顾维护简便性、系统灵活性、生产测试等方面，优选有杆泵举升方式。

2) 举升工艺参数设计

① 泵型及工作制度

设计下泵深度 850m，泵吸入口压力为 3.8Mpa。采用 CYB70/32 抽稠泵生产，工作制度为冲程 4m、冲次 1.0min^{-1} ，生产中可根据实际产量进行冲次的调整。

② 杆、管柱设计

结合区块油井的生产情况，油管优化采用 N80 油管；抽油杆柱采用 D 级抽油杆。

③ 抽油机选型

根据资料，抽油机选型为 8 型抽油机。

④ 井筒降粘工艺

排 61 原油粘度大约在 10000-20000mPa.s，泵挂处原油粘度在 2000-4800mPa.s，需配套相应的井筒降粘措施。降粘方式为电加热降粘，加热功率 80kW。

(4) 油层保护工艺

1) 固井过程中的油层保护工艺

① 优化水泥浆配方，提升固井质量。

② 套管采取扶正措施，套管居中度大于 80%。

③固井的前置液、隔离液、地层水应相互配伍、并与水泥浆相容。

2) 生产作业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 $\leq 3.0 \text{ mg/L}$ ；悬浮固体颗粒直径中值 $\leq 2.0 \mu\text{m}$ ；含油量 $\leq 8.0 \text{ mg/L}$ ；pH 值为 6.0~8.0。

3.3.5.4. 油气集输系统

本工程排 61 块原油为一般稠油，区块内无已建集输系统，计划依托排 612 区块，新建掺水管输工艺生产。1#增压站新建分水工艺，分出采出水供排 61 区块油井生产。根据设计，排 61 区块设计采用枝状串接管网掺水管输生产工艺，在排 61-平 14/平 15 井新增 1 处增压点，在排 61 块新建 4 条集油支线、4 处掺水点，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。支线末端新建掺水点，水源引自 1#增压站采出水（就地分水改造）。1#增压站就地分水改造后密闭集输，伴生气就近接入 6#注汽站掺烧，节约燃煤，新建 1#增压站至 6#注汽站伴生气掺烧线 1.2km。

图 3-3-25 地面工程工艺流程示意图

(1) 井场及集输管线

单井密闭集输井场平面布置见下图：

图 3-3-26 单井密闭集输井场平面布置图

本次部署采油井场 18 口。油井产液采用示功图计量，枝状串接进入集油管网，最终输送至春风二号联合站。各油井安装一台 RTU 和多种传感器，包括载荷传感器、位移传感器、载荷传感器、温度传感器、压力传感器、电流传感器等。它们均与油井 RTU 相连，对油井进行控制和采集各传感器的数据，并回发给主机。通过计算机上安装的远程监控软件，与油田公司控制计算机相连，既可以调取油田公司计算机的历史数据，也可以直接发出指令，对油井进行实时测量控制，得到现场数据在计算服务器上进行分析处理，采集的实时数据和分析结果在授权的计算机上可以打印和浏览。

本工程新建集输管线见下图：

图 3-3-27 新建集输管线示意图

集输系统管网整体布局为：区块油井串接，考虑方案内油井 18 口，末端油井产液掺水管输至增压点后增压输至新建集油干线，输至 1#增压站后增压最终输至春风二号联合站处理。

区块内布局为：排 61 块油井串接输送，排 756H、排 61-支平 2、排 61-平 10、排 655-平 1 井新建掺水点，水源引自 1#增压站就地分水的采出水。

（2）掺水方案

排 61 区块原油在含水率 70%~90%区间内出现反相点。其中含水率 80%、温度 30℃~50℃，原油黏度最低且温度变化对黏度影响较小。因此本工程掺水后整体管输含水率约 80%，温度控制 30℃~50℃，区块共掺入水量 370m³/d。

本工程计划新建掺水管线为排 61 区块油井生产掺水，水源接自 1#增压站就地分水采出水。新建 4 个掺水点，掺水系统新建掺水管线为集输系统管输生产供水，控制末端井回压为 0.63MPa。1#增压站混合油含水率为 85%，在 65℃温度下进行预分水，不加药情况下，沉降脱水 0.5h 后，含水率为 80.25%，根据 1#增压站来液量，预计可分出水量约 400m³/d。可满足排 61 区块油井掺水需求。

图 3-3-28 水力热力计算管网模型示意图

图 3-3-29 第 1 年最大液量下水力、热力计算成果图

图 3-3-30 第 15 年最小液量下水力、热力计算成果图

考虑区块未来开发需求，本工程新建 $\Phi 89 \times 6.20$ 集油管线 5.4km，新建 $\Phi 114 \times 6.20$ 集油管线 4km，新建 $\Phi 168 \times 7.20$ 集油管线 4.5km，排 61-平 14/平 15 井台内新建油气混输泵 2 台。DN100 以上集油支干线内防采用环氧陶瓷，新建油气混输泵使用双螺杆泵。站外埋地管线均采用 30mm 厚泡沫黄夹克保温，3PE 外防护。核算第 1 年远端油井井口最高回压为 0.54MPa，第 15 年远端井 2#井台油井井口最高回压为 0.63MPa。井口最高回压 0.64MPa，满足规范要求。

本工程新建掺水干线采用 DN100 玻璃钢管，新建掺水支线采用 DN80、DN65 玻璃钢管，长度共计 10.3km。掺水管线能力校核见表 3-3-22，掺水管线走向见图 3-3-31。

表 3-3-22 掺水管能力校核表

掺水管路	管线管径	掺水量 m ³ /d	增压站 最低出 水温度 ℃	外输至掺 水点温 度℃	掺水所 需压力 MPa	1#增至掺水 点水头损失 /m
排 756H 管路	DN100+DN80+DN65	100	65	48	0.47	46
排 61-平 2/17 管路		70	65	52	0.34	32
排 61-平 10/11 管路		110	65	61	0.53	24
排 655-平 1 管路		90	65	57	0.54	28

图 3-3-31 掺水管线走向示意图

(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 3-3-23 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	井场部分			
1	螺杆泵 Q=115~165m ³ /h 油气混输 1~2MPa	座	2	1 用 1 备，含仪表及控制系统
2	电伴热带 220V 50w/m	m	300	
3	压力表 0~2.5MPa	套	15	
4	双金属温度计 0~150℃	套	15	
5	闸阀 DN80 PN25	套	40	
6	止回阀 DN80 PN25	套	16	
7	闸阀 DN100 PN25	套	4	
8	止回阀 DN100 PN25	套	4	
9	无缝钢管 Φ89×6 20	km	5.4	3PE+泡沫黄夹克保温 30mm 厚
10	无缝钢管 Φ114×6 20	km	4.0	3PE+泡沫黄夹克保温 30mm 厚
11	无缝钢管 Φ168×7 20	km	4.5	环氧陶瓷内防+3PE+泡沫黄夹克保温 30mm 厚
12	过路套管 Φ323.9×7.1 Q235B	m	72	
13	过路套管 Φ355.6×7.1 Q235B	m	72	
二	掺水部分			
1	胺类玻璃钢管 DN100 PN25	km	2	30mm 厚泡沫黄夹克保温
2	胺类玻璃钢管 DN80 PN25	km	3.2	30mm 厚泡沫黄夹克保温
3	胺类玻璃钢管 DN65 PN25	km	5.1	30mm 厚泡沫黄夹克保温

序号	工程内容	单位	数量	备注
4	闸阀 DN80 PN25	套	4	
5	止回阀 DN80 PN25	套	4	
6	闸阀 DN65 PN25	套	4	
7	止回阀 DN65 PN25	套	4	
8	过路套管 $\Phi 323.9 \times 7.1$ Q235B	m	36	
9	过路套管 $\Phi 355.6 \times 7.1$ Q235B	m	36	
10	钢筋混凝土水表井			
10.1	钢筋混凝土水表井 $2.75\text{m} \times 1.70\text{m} \times 2.35\text{m}$	座	4	
10.2	蝶阀 DN65 1.0MPa	个	4	
10.3	止回阀 DN65 1.0MPa	个	4	

3.3.5.5. 注汽系统

根据春风油田排 61 块产能建设方案，拟在 1#增压站内新建蒸汽减压撬提供低压蒸汽为油管线内原油加热，计算热负荷为 727kW，选用蒸汽减压撬流量为 2t/h。热负荷计算见表 3-3-24，耗气量计算见表 3-3-25。

表 3-3-24 热负荷计算表

序号	加热液量 (m^3/d)	含水率 (%)	加热前温度 ($^{\circ}\text{C}$)	加热后温度 ($^{\circ}\text{C}$)	热负荷 (kW)
1	480	80	30	65	727

表 3-3-25 耗气量计算表

序号	热负荷 (kW)	焓差 (kJ/kg)	耗气量 (t/h)	考虑 1.2 富裕系数(t/h)
1	727	2055	1.3	1.5

自 1#增压站西侧的 6#注汽站注汽管线引出新建蒸汽管线，敷设至增压站为蒸汽减压撬提供汽源。新增注汽管线平面布置见图 3-3-31。

新增注汽管线长度 0.063km，其中站外部分长度 50m，管材采用 Q345E，管径采用 DN80 注汽管线，壁厚 8mm。采用低支墩架空的敷设方式，管网采用滑动保温管托；保温结构采用 30mm 厚气凝胶复合材料（对接）+40mm 厚气凝胶复合材料（错缝对接）+环保镁钢。

图 3-3-32 新增注汽管线平面布置

注汽系统主要工程量见下表：

表 3-3-26 注汽系统主要工程量一览表

序号	名称及参数	单位	工程量	备注
1	固定注汽管线 D89×8 Q345E 保温层：气凝胶复合管壳 厚度 30mm+40mm	m	63	含管道支墩
2	蒸汽减压撬 2t/h	套	1	

3.3.5.6. 注水系统

由于春风油田注水能力不足（富余水量 1000m³/d），按照计划本工程新钻 3 口回注井，并将已建排 71 回注井纳入本工程评价范围。其中排 7-斜 17 位于排 7 注水站周边，排 7-15、排 7-16、排 71 位于车浅 1-7 注水站周边。单井注水水量为 500m³/d，设计注水压力等级为 16MPa，单井最大注入压力约 6~7MPa。满足设计年注水水量需求。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余水量。

依托区域已建注水管线，本工程为排 7-15、排 7-16、排 7-斜 17 等 3 口注水井配套新建注水管线 2.05km，管线采用 DN100 玻璃钢管。排 71 已建有配套注水管线，水源来自车浅 1-7 注水站。

回注井工艺设计：

排 61 块部署 4 口回注井，地层水矿化度平均为 12198~55360mg/L，平均为 36437mg/L，日注水量≥120m³/d，井口附近及油层段顶深不低于 50m 范围内加厚套管或 9Cr 防腐套管。

回注水井只注不采，采用悬挂滤砂管机械防砂的方式。

注水井防砂管柱如下图所示，防砂管为 4 $\frac{1}{2}$ in 精密滤砂管，按 1/2-2/3 出砂砾石尺寸选择，设计挡砂精度为 0.3mm。

注水管柱设计为 3 1/2in 镀渗钨油管，注水井口选用 KZ35/65 BB PSL2 6 阀 177.8。

图 3-3-33 注水井防砂管柱

根据油藏资料，区块渗透率为 4660×10⁻³μm²，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。排 7 注水站水源来

自春风联合站,春风联合站处理后的采出水水质为IV级,能够满足回注水质要求。

3.3.5.7. 站场改造

(1) 1#增压站改造

本工程对 1#增压站进行就地分水改造,为排 61 末端掺水井供水。

增压站新建:

三相分离器 1 座 ($\Phi 3000 \times 13102\text{mm}$);

天然气分水器 1 台 ($\Phi 1200$ H=5500);

采出水外输泵 2 台 ($Q=20 \sim 30\text{m}^3/\text{h}$ H=250m);

原油外输利旧已建外输泵。

其中:新建三相分离器有效容积 92m^3 ,有效停留时间 30min,预计可分出采出水量约 $400\text{m}^3/\text{d}$;

建成后增压站来液经过三相分离器分离,分出水去排 61 末端掺水井,伴生气外输至 6#注汽站掺烧,含水原油输至春风二号联合站。增压站改造后工艺流程示意图 3-3-34。

图 3-3-34 1#增压站改造后工艺流程示意图

1#增压站东侧距已建道路较近,本工程计划新建分水设备区位于增压站北侧。与增压站内部建(构)筑物之间的间距执行《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)中五级油气站场防火间距的相关规定,本次 1#增压站需新增征地面积 600m^2 ,约 0.90 亩。改造后增压站平面布置示意图 3-3-35。

图 3-3-35 1#增压站改造后平面布置示意图

(2) 排 7 注水站改造

本工程在排 7 注水站内新建缓冲罐 1 座、喂水泵 3 台,新建提升泵房、配电室,新建房屋考虑预留注水泵位置。更换已建 1#、2#注水泵,迁建已建埋地缓冲罐及配套提升泵,新建免水冲厕所 1 座。

1) 设备选型

a.缓冲罐

数量 1 座;材质为钢罐、玻璃钢内胆;罐容为 500m^3 ;有效容积 400m^3 ;有效停留时间 1.83h。

b.喂水泵

数量为3台（2用1备）；排量160m³/h；扬程30m；功率30kW。

c.注水泵

数量为2台；排量60m³/h；压力16MPa；功率355kW。

2) 平面布置

排7注水站改造后平面布置见下图。

图 3-3-36 排7注水站改造后平面布置图

(3) 站场工程主要工程量

站场工程主要工程量见下表：

表 3-3-27 站场工程主要工程量统计表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	1#增压站改造部分			
1	三相分离器 Pw0.6MPa Φ3000×13102mm	座	1	
2	天然气分水器（Φ1200 H=5500）	台	1	
3	防爆型冷冻式干燥机 1.0×10Nm ³ /d	台	1	
4	天然气管线 Φ114×5 20 无缝钢管	km	1.2	3PE 外防
5	离心泵 Q=20~30m ³ /h H=250m	台	2	1用1备
6	站内流程管网改造	项	1	
二	排7注水站改造			
1	注水泵 Q=60m ³ /h、P=16MPa、N=355kW	台	2	原位置更换，拆除已建2台注水泵
2	喂水泵 Q=160m ³ /h、H=30m、N=30kW	台	3	2用1备
3	500m ³ 缓冲罐 Φ8.92m H=8.938m	座	1	钢罐、玻璃钢内胆
4	提升泵房 13.5m×10.2m×4.2m	座	1	彩钢板房
5	配电室 3.6m×10.2m×4.2m	座	1	彩钢板房
6	免水冲厕所	座	1	2蹲位
7	迁建埋地缓冲罐	座	1	
8	站内工艺管网	套	1	

3.3.5.8. 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。

3.3.6. 辅助工程

3.3.6.1. 供配电工程

本工程涉及 1#增压站、排 7 注水站改扩建，新增抽油机均为皮带机井。新建井场及改扩建站场附近均已建有 10kV 排南线，导线型号 JL/G1A-120/20。新建 11 台变压器，其中 315kVA 变压器 1 台，200kVA 变压器 1 台，100kVA 变压器 1 台，80kVA 变压器 7 台，50kVA 变压器 1 台，已建老井低压配电箱、抽油机、照明等用电设备由配电箱放射式配出。新建线路“T”接自己建 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。

3.3.6.2. 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。

1#增压站三相分离器、天然气分水器采集参数接入增压站新建 PLC 控制系统依托已建网络上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，已钻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。排 655-平 1、排 61-平 1 井场依托已建光缆完成信号传输。其余各井场新建 8 芯光缆沿已建电力杆路接入排 61-平 14 平 15 所在井场新建光交箱后铺设 48 芯光缆沿已建电力杆路至 1#增压站，依托已建网络上传至管理三区生产指挥中心。

3.3.6.3. 给排水

（1）给水

给水采用罐车就近从周边城镇拉水。

（2）排水

施工作业期间生活污水排入可移动环保厕所，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行清运、处理。

运营期采出水经 1#增压站就地分水后进入排 61 块新建掺水工艺供油井生产，其余含水原油依托联合站处理，采出水均不外排。

3.3.6.4. 供热工程

拟在 1#增压站内新建蒸汽减压撬提供低压蒸汽为油管线内原油加热，计算热负荷为 727kW。自 1#增压站西侧的 6#注汽站注汽管线引出新建蒸汽管线，敷设至增压站为蒸汽减压撬提供汽源。

3.3.6.5. 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。

表 3-3-28 消防设施明细表

序号	项目名称及规格	单位	数量
1	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFTZ/ABC50	辆	7
2	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MFZ/ABC8	具	32
3	灭火器箱 XMDDD42	个	16

3.3.6.6. 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 $\geq 300\mu\text{m}$ ）+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 $\geq 600\mu\text{m}$ 。

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。

3.3.6.7. 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 3.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m。

3.3.7. 依托工程

本工程原油处理依托春风二号联合站，采出水依托 1#增压站、春风二号联合站处理，注汽依托 6#注汽站，钻井固废依托克拉玛依前山石油工程服务有限

公司处置，危险废物依托克拉玛依沃森环保科技有限公司及新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

3.3.7.1. 原油处理及依托可行性分析

本工程原油处理依托春风二号联合站。

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）。

春风二号联合站原油处理规模 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，共计建有 12 座 5000m^3 原油储罐，1 座 20000m^3 原油储罐，8 座 1000m^3 以上采出水处理罐，2 座 2000m^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。

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°C 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 $\leq (5 \sim 10)\%$ ，经提升泵提升后进净化油罐脱水、储存，外输含水 $\leq 2\%$ 。

春风二号联合站工艺流程见图 3-3-37。

图 3-3-37 原油处理工艺流程示意图

二号联现状产能为 $46 \times 10^4 \text{t/a}$ ，二号联合站现状采出水量 $7560 \text{m}^3/\text{d}$ 。经校核春风二号联合站能满足新增液量处理需求，详见表 3-3-27 春风二号联合站能力校核表。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 3-3-29 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	$60 \times 10^4 \text{t/a}$	$46 \times 10^4 \text{t/a}$	$3 \times 10^4 \text{t/a}$	是
	采出水	$10000 \text{m}^3/\text{d}$	$7560 \text{m}^3/\text{d}$	$2102.1 \text{m}^3/\text{d}$	是

3.3.7.2. 生产废水处理设施及依托可行性分析

(1) 采出水处理设施运行现状

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 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理水量 $7560\text{m}^3/\text{d}$ 。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如下：

含油量 $\leq 50.0\text{mg/L}$

悬浮固体含量 $\leq 30.0\text{mg/L}$

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 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，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。依托可行性见表 3-3-27。

3.3.7.3. 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资质单位进行无害化处置；施工期生活污水、生活垃圾委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运。

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，处置后泥饼经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）的要求后用于建设井场和钻前道路。

3.3.7.4. 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，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。本项目产生的沾油废物、废油桶等危险废物依托处置是可行的。

3.3.7.5. 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。

3.4. 工程分析

3.4.1. 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。

3.4.1.1. 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 3.5km，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，生活污水排入移动环保厕所，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运至春风油田生活基地生活污水处理系统处理。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，泥浆自井口径钻杆、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 3-4-1）。

图 3-4-1 钻井液循环示意图

图 3-4-2 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 $0.05\sim 0.10\text{g/cm}^3$ 。
- 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 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，老井利用 4 口（试采井 3 口、回注井 1 口）。井场建设主要包括井场设备安装及管线连接等，站场主要为增压站和注水站改造。

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（排 61 块产能部分）或胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场（注水部分）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 3-4-3。

图 3-4-3 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、外矢距及切线长度，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）对此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项上部，当回填至管项以上 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或胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场处置。

3.4.1.2. 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。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

油藏类型为稠油裂缝型油藏，热采 9 口、冷采 9 口。

①热采方式

本工程排 61-平 12 等 9 口井采油方式为蒸汽吞吐方式。蒸汽吞吐采油系统主要是注汽开采工艺，高压蒸汽通过新建注汽管线送至井口注入地层，之后采出液再经井口采出，通过新建集油管线送至区块集油干线；为进一步增加集油管线内原油的流动性，项目还在集输管线支线末端掺入低压蒸汽。

本工程先向油井注入一定量的蒸汽，关井一段时间，待蒸汽的热能向油层扩散后再开井，将地下油藏中的油水混合物通过抽油机等提升设备提升至地面，通过管线输送至增压站后集输至联合站，进入原油处理系统。具体注、采周期，根据各油井的实际生产情况及开采需要进行调整。

油藏类型为浅薄层地层超稠油油藏，采用注采合一工艺。本工程原油开采工艺流程见图 3-4-4。

图 3-4-4 工艺流程示意图

②冷采方式

本工程排 61-平 10 等 9 口井采油方式为冷采方式。冷采是指在没有人工能量补充的条件下，依靠天然能量（如地层压力）或机械手段（如抽油泵）开采原油，

不主动加热油层。通过调节压差使地层达到生产目的，同时又保持地层骨架不被破坏，从而大幅度改善地层的渗透率，达到提高产量的过程。

（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增压泵站。本工程将 1#增压站进行密闭集输改造，增压站生产工艺改为站场三相分离，分离后的原油通过增压泵增压后管输至春风二号联合站沉降脱水处理，分离出的伴生气管输至 6#注汽站掺烧，分出采出水供排 61 区块油井生产。

（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。

3.4.1.3. 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区将进入退役期。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 3-4-5 本工程油田开发过程污染物排放流程

3.4.2. 施工期主要污染源强核算

3.4.2.1. 生态环境影响因素分析

生态影响主要体现在井场、站场、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,春风油田石炭系排 61 块产能建设工程总占地 21.4460hm²,其中永久占地面积 3.4060hm²、临时占地面积 18.0400hm²。具体占地面积见表 3-4-1。

表 3-4-1 本工程占地面积统计表

序号	工程内容		永久占地面积/m ²		临时占地面积/m ²		总占地面积/m ²	备注
			永久占地	占地类型	临时占地	占地类型		
1	井场	采油井	13500	灌木林地、其他草地	39000	灌木林地、其他草地	52500	新钻采油井 15 口,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)。钻井临时占地规格为 50m×70m;永久占地均为 1500m ²
		注水井	1800	盐碱地、水浇地	1350	盐碱地、水浇地	3150	新建注水井 3 口,钻井临时占地规格为 30m×35m;永久占地均为 600m ² 。
		增压点	0	/	0	/	0	位于排 61-平 14/平 15 井内
		掺水	0	/	0	/	0	4 处,分别位于内排 756H、

		点						排 61-平 2/17、排 61-平 10/11、排 655-平 1 井场内
2	站场改造	1#增压站	600	灌木林地	0	/	600	在 1#增压站北侧进行就地分水改造
		排 7 注水站	0	/	0	/	0	排 7 注水站内改扩建
3	管线工程	集油管线	0	/	111200	灌木林地、其他草地、盐碱地	111200	新建集油管线 13.9km，埋地敷设，临时占地宽度 8m
		掺水管线	0	/	0	/	0	新建掺水管线 10.3km，埋地同沟敷设
		注汽管线	10	灌木林地	0	/	10	新建注汽管线 0.063km，采用低支墩架空敷设方式
		注水管线	0	/	16400	盐碱地、水浇地	16400	新建注水管线 2.05km，埋地敷设，临时占地宽度 8m
		伴生气掺烧管线	2400	灌木林地	7200	灌木林地	9600	新建伴生气掺烧管线 1.2km，临时占地宽度 8m，永久占地宽度 2.0m 计
4	道路工程		15750	其他草地、盐碱地	5250	其他草地、盐碱地	21000	新建通井道路 3.5km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基宽 6m
合计			34060	/	180400	/	214460	/

3.4.2.2. 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，本项目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、NO_x、SO₂、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、NO₂、SO₂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。

3.4.2.3. 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 27787.23m。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 $\leq 2.5\text{km}$ 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 5227t。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 3-4-2。

表 3-4-2 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。

（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 27.513km，试压废水为 69m^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 $80\text{L}/\text{人} \cdot \text{天}$ 计算，生活用水最大量为 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ ，排水量按用水量的 80% 计算，施工期

共排放生活污水为 423m³，生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等。施工期生活污水排入可移动环保厕所，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行清运、处理。

3.4.2.4. 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：

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

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m³；

D——井眼的平均直径，m；

h——井深，m。

表 3-4-3 钻井废弃泥浆产生量统计表

井型	结构	井眼的平均直径 (mm)	井段 (m)	数量 (口)	废弃泥浆产生量 (m³)
水平井	一开	346.1	0~91	15	1313.35
	二开	241.3	91~933		1943.47
	三开	152.4	933~1657.47		1690.33
定向井	一开	346.1	0~111	1	89.22
	二开	241.3	111~1025.22		133.82
直井	一开	346.1	0~101	2	176.77
	二开	241.3	101~950		259.95
合计					5607

注：18 口井井身设计不同，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 5607m³。

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，m³；

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 3-4-4 钻井岩屑产生量统计表

井型	结构	井眼的平均直径 (mm)	井段 (m)	数量 (口)	岩屑产生量 (m³)
水平井	一开	346.1	0~91	15	282.52
	二开	241.3	91~933		1270.66
	三开	152.4	933~1657.47		436.11
定向井	一开	346.1	0~111	1	22.97
	二开	241.3	111~1025.22		91.98
直井	一开	346.1	0~101	2	41.81
	二开	241.3	101~950		170.83
合计					2316.88

注：18 口井井身设计不同，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 2316.88m³。

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）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 2.5t。

（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 0.36t。

(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 9t。

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，及时回收废烧碱包装袋暂存于春风油田已建危废暂存场中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 1.8t。

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，采用钢制铁桶收集后暂存于危废暂存场中，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 0.36t/a，暂存于危废暂存场内，完井后由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

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 1.8t，收集后由具有危废处置资质的公司接收处置。

表 3-4-5 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	5607m 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		2316.88m 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	2.5t	收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场（注水部分位于第七师境内）处置
	设备废弃包装	071-003-S99	0.36t	

生活垃圾	生活垃圾	900-099-S64	3.3t	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（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或第七师 128 团生活垃圾填埋场（注水部分位于第七师境内）处置
危险废物	废机油	HW08/900-214-08	9t	委托有危险废物处置资质的单位回收处理
	废烧碱包装袋	HW49 900-047-49	1.8t	
	含油废物	HW08 071-001-08	0.36t	
	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	1.8	

3.4.2.5. 噪声

春风油田石炭系排 61 块产能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表 3-4-6。

表 3-4-6 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

3.4.2.6. 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表 3-4-7。

表 3-4-7 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	SO ₂ 、NO _x 、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	5227t	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	69m 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

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
	生活污水	SS、COD、氨氮、BOD ₅	423m ³	生活污水排入移动环保厕所，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运至春风油田生活基地生活污水处理系统处理	0
固体废物	钻井废弃泥浆	071-001-S12	5607m 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		2316.88m 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	2.5t	收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场（注水部分位于第七师境内）处置	0
	设备废弃包装	071-003-S99	0.36t		0
	生活垃圾	900-099-S64	3.3t	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（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或第七师 128 团生活垃圾填埋场（注水部分位于第七师境内）处置	0
	废机油	HW08/900-214-08	9t	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	1.8t		0
	含油废物	HW08 071-001-08	0.36t		0
	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	1.8		0
	柴油发电机	/	95~105	减震措施、声环境	85
噪声	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

3.4.3. 运营期主要污染源源强核算

3.4.3.1. 大气污染物源强核算

本工程运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类。

在原油集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（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 主要为非甲烷总烃。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非甲烷总烃，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。

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

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

α ——设备与管线组件密封点的泄漏比例（本次取值 0.003）；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

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

$WF_{\text{voc},i}$ ——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，%；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——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 3-4-8 设备与管线组件 $e_{\text{roc},i}$ 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 $WF_{\text{voc},i}$ 和 $WF_{\text{roc},i}$ 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表 3-4-9。

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，按照年有效工作时间 8760h（365d）进行计算。

表 3-4-9 本工程单井无组织废气非甲烷总烃核算一览表

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
合计			/	/	/	0.138	0.016

经过核算，本工程单座采油井无组织非甲烷总烃挥发速率为 0.016kg/h、挥发量为 0.138t/a。则本工程部署 18 采油井非甲烷总烃无组织挥发量为 2.484t/a。

表 3.3-10 增压站（点）新增无组织废气非甲烷总烃核算一览表

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	1#增压站	阀门	33	0.064	8760	0.056	0.006
		法兰	72	0.085	8760	0.161	0.018
2	新建增压点	阀门	28	0.064	8760	0.047	0.005
		法兰	65	0.085	8760	0.145	0.017
合计			/	/	/	0.409	/

经过核算，本工程增压站（点）新增无组织非甲烷总烃挥发量为 0.409t/a。

综上，本工程运营期新增非甲烷总烃无组织挥发量为 2.893t/a。

3.4.3.2. 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，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。根据开发方案预测，春风油田排 61 块产能项目年产水最大值出现在第 10 年，约为 2.53×10^4 t/a。根据设计方案，排 61 块油田水随原油一起从井中采出来，先在 1#增压站三相分离，分离后的原油通过增压泵增压后管输至春风二号联合站沉降脱水处理，分离出的伴生气管输至 6#注汽站掺烧，分出采出水供排 61 区块油井生产。根据掺水方案，1#增压站预计可分水量约 400m³/d。分离后的含水原油经已建管线进入春风二号联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的有关标准后用于回注。

（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 3-4-11 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，根据表 3-4-8 计算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 18 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 1368t/a、1.88t/a、0.32t/a。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。

3.4.3.3. 固体废物

本工程固体废物主要为落地油、废防渗布、清管废渣、废润滑油等，均为危险废物，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 18 口油井，产生落地油量为 0.9t/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 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 1 块，则本工程 18 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 4.5t，油井作业频次为 2 年/次，则工程产生沾油废防渗材料最大量约 2.25t/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，每公里集输管线产生的清管废渣量平均约 1.15kg，本工程新建集输管线 13.9km，每次废渣量约 16kg（约合 0.01t/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 1.8t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物（900-217-08 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。

工程产生的固体废物汇总见表 3-4-12。

表 3-4-12 运营期固体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	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含	HW08 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	沾油废防渗材料	矿物油 废物	HW08 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		HW08 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		HW08 900-217-08	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

3.4.3.4. 噪声

油田生产阶段，噪声源主要集中在各井场和站场，噪声源为采油树、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)。噪声排放情况见表 3-4-13。

表 3-4-13 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	增压站	螺杆泵	2	70~90		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

3.4.3.5. 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表 3-4-14。

表 3-4-14 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	非甲烷总烃	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	2.53×10 ⁴ t/a	经春风二号联合站污水处理系统处理达标后回注地层。	0
	W2	井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	1368 t/a		0
固废	S1	落地油	HW08 071-001-08	0.9 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
固体废物	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 900-217-08	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

3.4.4. 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冲洗废水，本项目埋地管线设有集输、注水管线，长度共计 49.39km，冲洗废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 123.48m³，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表 3-4-15。

表 3-4-15 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의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。

3.4.5. 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。

3.4.6. 清洁生产分析

3.4.6.1 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。

（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，完成春风油田石炭系排 61 块产能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）进入岩屑铁池，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铁池，钻井现场配备两个接收岩屑的岩屑铁池，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 3-4-6。

图 3-4-6 泥浆不落地工艺流程图

（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) 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 5.6t/d，新建产能 3 万 t/a，开发 10 年累计产油 16.87 万 t，采出程度 5.2%。

(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春风二号联合站污水处理系统处理后用于回注。

2) 废气

该工程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。

（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。

（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。

3.4.6.2 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 3-6-16~表 3-6-18。

表 3-4-16 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 3-4-17 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	m³/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	/	5
					己类区 ≤70		
		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 3-4-18 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		/	/
		油井伴生气回收利用率	%	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
		油井伴生气外排率	%	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：

$$K'_i = K_i \cdot A_j$$

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：P2—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表 3-4-19。

表 3-4-19 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由上表计算得出：

——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。

3.4.6.3 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。

3.4.7. 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 3-4-20 拟建项目投产后排 61 块污染物排放“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	有	SO ₂ (t/a)	0	0	0	0	0	0

气	组 织	颗粒物 (t/a)	0	0	0	0	0	0
		NO _x (t/a)	0	0	0	0	0	0
	无 组 织	非甲烷总烃 (t/a)	3.0875	0	2.8930	0	5.9805	+2.8930
废水		——	0	0	0	0	0	0
固体废物		——	0	0	0	0	0	0

3.4.8. 污染物排放总量控制

根据国家“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、NH₃-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 2.893t/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。

3.5. 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1. 产业政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：“到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地”。

本工程采出水和井下作业废水均由春风二号联合站污水处理系统处理达标后回注地层，满足工业废水回用率达到90%以上要求；井下作业时带罐回收落地油，满足落地原油回收率达到100%；钻井泥浆、岩屑采用不落地回收技术，及时委托有资质单位进行回收处理，满足工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%要求。因此，本工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

(2) 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》提出：“对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。”

中石化新疆新春石油开发有限责任公司按时开展 LDAR 工作，本环评提出项目运营期间，应按照《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、泄露、收集处理等控制措施，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》中相关要求。

（3）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的符合性分析

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）：“编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查；在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。”

中石化新疆新春石油开发有限责任公司已编制新春公司产能建设“十四五”规划及规划环境影响报告书。本工程采出水依托春风二号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，中石化新疆新春石油开发有限责任

公司针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的环境风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度；本工程后续根据《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）号中相关要求，按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。本工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响；本工程原油集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，且周边无居民区分布；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，后续应根据本工程生产过程中存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案。综上，本工程符合《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）相关要求。

（4）与《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》符合性分析

表 3-5-1 与“新环发〔2018〕133 号”符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定		本工程	相符性分析
一、明确环境保护责任，规范油气田开发行为	（二）严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气田开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。	春风油田整理形成了油气田开发情况“一张图”，并向原自治区环保厅环境影响评价处进行了提交。本工程位于春风油田开发情况“一张图”内	符合
二、严格落实环境保护“三同时”制度	（一）针对部分油气田开发企业存在的“边建边投、未验先投”环境违法行为开展专项清理。各油气田开发业主单位高度重视，认真开展自查，清理违法行为，对自查中存在“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目，主动接受行政处罚，尽快完善环保手续；确属“分期建设”的，应制定实施分期建设、分期竣工环保验收的整改方案，严格落实各项环境保护措施，依规合法生产运营。整改方案须明确整改完成竣工环境保护验收时间，已投产项	春风油田按要求上报了自查报告、整改方案及开发建设及环评范围“一张图”	符合

	目原则上须于 3 个月内完成竣工环境保护验收。自查报告和整改方案及开发建设及环评范围“一张图”于 9 月 30 日前同步上报。		
	（二）对属于整体开发的油气田开发区域，支持以整体开发建设项目报批环评文件，并结合油气田开发特点明确分期开发建设、分期投产的范围、时限及产能规模等，根据时限安排进行竣工环境保护验收和投运，从源头预防和杜绝违反“三同时”制度的环保违法行为。	春风油田各建设项目均按相关规范和要求严格执行了“环境影响评价”“竣工环境保护验收”“三同时”制度。本工程严格执行“环境影响评价”制度。	符合
三、开展环境影响评价工作	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。各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，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。	春风油田已按要求编制了《春风油田环境影响后评价报告书》，并于 2022 年 3 月 24 日取得了自治区生态环境厅的备案“新环环评函（2022）221 号”	符合

由上表相符性分析可知，本工程建设符合《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）中的相关规定。

（5）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

表 3-5-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）相符性分析

序号	规范内容	本工程	是否相符
1	总则 矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理了相关勘探开发手续	符合
2	基本要求 矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌 矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理排 61 块井区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式 因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求	符合
	贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发 应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术	根据油气藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合

		术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备		
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油气藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、集输管线的分布, 合理确定占地规模, 不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系, 科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施, 配套完善的固控系统, 及时妥善处置钻井泥浆	钻井期间采用环境友好型水基钻井液; 钻井期配备了完善的固井设施; 钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏, 硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的, 应采取有效的处置方案	本工程属于稠油开采, 不产生硫化氢气体	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求; 对矿区及周边生态环境进行监测监控, 积极配合属地政府生态环境部门的工作	本工程施工期、运营期、退役期均严格落实各项环境保护和生态恢复措施; 制定了运营期环境监测方案, 建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则, 综合开发利用油气藏伴生资源, 综合利用固体废弃物, 废水等, 发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏, 不外排; 落地油、废防渗布等均交由有资质的单位无害化处置	符合
		中高渗透油藏伴生气综合利用指标不低于90%, 低渗透—特低渗透油藏不低于70%	本工程属于稠油开采, 无伴生气产生, 亦不产生硫化氢气体	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料, 及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备, 未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理, 并清洁化、无害化处置, 处置率应达到 100%	废气达标排放; 采出水、井下作业废水均处理达标后回注, 不外排; 落地油等均交由有资质的单位无害化处置, 处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥, 采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收, 运营期油泥均回收再利用	符合

由上表相符性分析可知, 本工程建设符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 中的相关要求, 且根据新春公司于 2018 年通过了绿色矿山创建验收, 于 2019 年通过中石化集团公司绿色企业创建验收。

(6) 与《国家级公益林管理办法》符合性分析

根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”

本工程占地及评价范围内涉及国家二级公益林及地方公益林，建设单位施工期间按照《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》办理相关手续后，再进行开工建设。本工程符合《国家级公益林管理办法》规定。

（7）与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

根据《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号），第六条中提出“强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施。”

本工程 VOCs 主要产生于原油开采和集输环节，本工程均采用密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下有效地减少非甲烷总烃逸散排放。本工程符合《空气质量持续改善行动计划》相关要求。

3.5.2. 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

（1）与《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》相符性分析

《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》提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度”。本工程属于准噶尔盆地油气基地，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》的要求。

(2) 与《新疆生产建设兵团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》相符性分析

《新疆生产建设兵团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》提出“加大油气勘探开发力度。推动油气勘探开发在兵团辖区内扎根落户，弥补兵团油气生产短板，力争实现油气供给增储上产。完善油气管网输配设施。加快石油天然气管网建设，充分利用现有原油、成品油管道，优化长输高压管线、城市次高压管线和园区中低压管线配套，形成兵团油气管道“由点成线”的配置格局”。

本工程属于新春公司石油勘探开发项目，本工程的实施可加大第七师区域内的油气开发力度，推动油气开发在第七师辖区内扎根落户，可有效弥补兵团油气生产短板，符合《规划》中要求。

(3) 与《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》相符性分析

规划中提出：进一步加大常规油气、页岩油、油砂等资源的勘探开发力度。提高勘探开发技术与效率，扩大勘探区域；积极争取中石油集团调整增加新要油田排产计划。建设新疆油田大数据分析平台，加强新疆油田油气生产物联网示范工程，加快数字油田应用能力产品化，打造智能油田。推进能源综合改革试点工作，推动克拉玛依当地企业参与油气开采，促进地方经济发展。

本工程采油部分主体位于克拉玛依市境内，属常规油气开发，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》的要求。

(4) 与《新疆生产建设兵团第七师胡杨河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》相符性分析

《新疆生产建设兵团第七师胡杨河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》在“加强能源保障能力建设”中指出“加强油气保障能力建设。鼓励引导新疆油田、胜利油田、河南油田稳妥开发辖区内油气资源，指导123团、128团、137团等重点油区团场安全稳定开采，推进七师胜利新春油田新增66口油井投产步伐，保障石油上游稳定供应水平。”

本工程属于新春公司石油勘探开发项目，满足《规划》中油气保障能力建设的要求，符合《规划》。

(5) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

《新疆生态环境保护“十四五”规划》提出，坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。本工程采油部分主体位于克拉玛依市境内，属常规油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合克拉玛依市生态环境分区管控要求。因此，本工程符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

（6）与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》提出“严格环境准入，推动工业绿色转型。建立以“三线一单”为核心全覆盖的生态环境分区管控体系，完善管控单元环境准入清单，深化高耗能、高排放项目环境准入及管控要求，建立动态更新和调整机制。加强“三线一单”在政策制定、环境准入、园区管理、执法监管等方面的应用”。

本工程为陆地石油开采项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合第七师胡杨河市生态环境分区管控要求。因此，本工程符合《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》要求。

（7）与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。

本工程采油部分主体位于克拉玛依市境内，属常规油气开发项目，属于重点

开发区域，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

(8) 与《新疆生产建设兵团主体功能区划》相符性分析

根据《新疆生产建设兵团主体功能区规划》，该规划将兵团国土空间分为重点开发区域、限制开发区域（包括农产品主产区和重点生态功能区）和禁止开发区域三类主体功能区。重点开发区域是指重点进行城镇化工业化开发的城镇化区域，包括：国家层面重点开发区域——天山北坡垦区，涉及2个市、6个师部城区、9个团场、6个团场场部、兵团直属单位和霍尔果斯经济开发区兵团分区；兵团层面重点开发区域——天山南坡垦区，涉及2个市城区、4个师部城区和喀什经济开发区兵团分区。限制开发区域（农产品主产区）是指限制进行大规模、高强度城镇化工业开发的农产品主产区，主要为天山北坡农产品主产区和天山南坡农产品主产区，共涉及126个团场和3个单位；限制开发区域（重点生态功能区）是指限制进行大规模、高强度城镇化工业开发的重点生态功能区，包括国家层面的重点生态功能区（涉及2个市、33个团场、1个单位）和兵团层面重点生态功能区（涉及8个团场、1个师部）。

本工程油气开发配套的注水部分所在区域行政区隶属第七师胡杨河市，不属于《新疆生产建设兵团主体功能区规划》中的限制开发区域（农产品主产区），其功能定位为“保障农产品供给安全的区域，全国现代农业示范基地、节水灌溉示范推广基地和农业机械化推广基地，职工群众安居乐业的家园，屯垦戍边新型团场建设的示范区”，本工程涉及占地为第七师水浇地和盐碱地，工程的建设对现代农业影响较小，不涉及第七师永久基本农田，符合保障农产品供给安全要求的同时，还可带动当地经济发展和人员就业，因此，项目建设符合《新疆生产建设兵团主体功能区规划》。

(9) 与《克拉玛依市国土空间总体规划(2021-2035年)》符合分析

按照国家及自治区安排部署，克拉玛依市组织编制了《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035年）》，从战略目标、区域协同、总体格局、农业空间、生态空间、城镇空间、能源空间、支撑要素、中心城区及实施保障等10个方面，系统全面地谋划了未来15年的发展蓝图。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。优化农业空间格局，推进农业农村现代化发展，努力构建“一核、四园、五大基地、八大重点产业”的农业发展空间格局。构建以重要生态片区为基础、生态廊道为纽带，串联山水林田湖草自然资源的自然生态网络，形成“三屏六廊多片多点”的生态安全格局。依据克拉玛依市功能定位、地域空间和产业发展，规划“一轴一核多通道”的城镇发展格局，做好重点项目的落地保障，大力推动“五城一区”建设。经初步核查，本工程均在克拉玛依市永久基本农田、生态保护红线及城镇开发边界三条刚性控制线之外，属于“大力保障油气生产的地域空间”范畴内，工程的建设符合《克拉玛依市国土空间总体规划(2021-2035年)》。

(10) 与《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》相符性分析

新春公司“十四五”规划范围主要为准西老区（春风油田）、准中新区（沙窝地油田、征沙村油田、永进油田、董家海子油田）和淮北新区（阿拉德油田、春晖油田）。2021-2025 年是新春公司加快发展阶段，新春公司地面工程以安全环保、提质增效为目标，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区沙窝地油田区块、征沙村油田区块、永进油田区块、董家海子油田区块、阿拉德油田、春晖油田建产，春风油田老区百万吨稳产的需要，数字化、标准化等指标达到集团公司先进水平。其中，准西老区油井产量递减较快，“十四五”期间，为确保完成准西老区稳产任务，在准西老区内持续开展滚动开发，本工程排 61 区块即为准西老区内的新开发区块。

春风油田稠油吞吐开发井均采用西部稠油标准化设计“功图计量、掺蒸汽串接流程”模式，油井产液串接进入油井附近已建增压站，最终输送至联合站处理。春风油田稠油吞吐开发区块注汽任务遵循满足最大注汽半径的区块依托已建注汽站，超出最大注汽半径的区块建设半固定燃气注汽锅炉供汽原则。

本工程采油部分主体位于克拉玛依市境内，属常规油气开发；注水部分在第七师辖区的春风油田内进行开发，属常规油气开发配套项目；均属于《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》中的准西老区（春风油田）开发范围内，符合规划目标，且本次新增油井部署范围、新钻油井开发指标预测、集输方式等均基于规划中关于春风油田的规划方案进一步设计，因此，本工程符合

规划。

(11) 与《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》环评及审查意见相符性分析

表 3-5-3 与规划环评及环评审查意见符合性分析

文件名称	规划要求	本工程	符合性
《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》环评	新春公司“十四五”规划范围主要为准西老区（春风油田）、准中新区（沙窝地油田、征沙村油田、永进油田、董家海子油田）和准北新区（阿拉德油田、春晖油田）	本工程属于规划中春风油田内容，符合中石化新疆新春石油开发有限责任公司发展规划要求	符合
《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）	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏	本工程位于一般管控单元，不涉及生态保护红线，符合克拉玛依市及第七师胡杨河市生态环境分区管控要求、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的公益林等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求。规划区与魔鬼城风景名胜区、玛纳斯河流域中上游湿地省级（兵团）自然保护区、一级公益林分布区、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等环境敏感区重叠区域划为油气资源禁止开发区并及时向自然资源部门申请调整油气资源采矿权许可区域范围，规划区与二级公益林分布区重叠区域油气资源开发需符合林草管理部门的要求并积极采取无害开采工艺，减轻对开发区域环境的影响，规划布置的井场、站场工程与规划区内的地表水体和引水工程之间应设置合理的保护距离；	本工程开发方案合理，已优化开发布局；本工程不涉及风景名胜区、湿地自然保护区、一级林地和生态保护红线等区域，本工程建设区域位于采矿许可区域范围内；本工程建设占用部分国家二级公益林、地方公益林，须按林草管理部门要求办理相关手续方可开工，项目采取无害开采工艺，严格执行生态保护措施，减缓了对生态环境的影响；	符合

	进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离居民区。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整；		
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平	本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；输送采用密闭集输，可减少大气污染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期油气处理和采出水、井下作业废水依托已建联合站处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注地下，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置	符合
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	本工程严格控制占地面积，项目建设过程中落实各项生态环境保护措施，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化	符合
	（五）加强规划区现有环境问题治理，严格落实《报告书》提出的现有环境问题的整改要求。按照标准规范要求恢复现有废弃场地生态环境，及时恢复公益林区域历史遗留临时占地遗迹。完善现有重点场站、储罐、装卸区密封点 VOCs 控制和管理措施按照相关标准规定频次开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。建立并加强与政府及周边企事业单位的联动机制，继续加强各类管线的环保隐	春风油田后续按照规划相关要求，加快关停井场生态恢复，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区相关要求，按照国家及自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强区块内油气资源开	符合

	患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。细化完善环境管理制度，加大基层环保队伍建设，加强针对性培训。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家及自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展	发的环保技术工艺装备升级换代加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展	
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施	春风油田定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化	本次评价结合规划环境影响评价报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化	符合

3.5.3. 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）、《第七师胡杨河市“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）”。

本工程与生态环境分区管控单元的符合性分析分别见表3-5-4、图3-5-1、图3-5-2。

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 3-5-4 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	一般管控单元	克拉玛依区乡镇区域	未利用

	管控单元 04		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。	(1) 本工程不涉及用水总量指标，不涉及地下水开采，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 3 万 t/a，井口采出物在 1# 增压站三相分离后，分离出的伴生气管	符合

		输至 6#注汽站掺烧，节约燃煤，分出采出水供排 61 区块油井生产；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；		
②单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65901020003	胡杨河市 128 团重点管控单元	重点管控单元	--	农用地等
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	(1) 执行水环境农业污染重点管控区相关要求。 (2) 加强农田防护林网体系建设，保护基本农田，改造中低产农田和盐碱地，发展设施农业，并改进农业种植技术。 (3) 严格控制非农建设占用耕地，加大对土地整理复垦开发重点区域及重点工程、粮食主产区和基本农田保护区的投入。 (4) 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。		本工程 3 口注水井及排 7 注水站改造位于本单元，其中 1 口注水井涉及新增农用地占用。经初步核查，占用的农用地为一般耕地，不涉及永久基本农田。3 口注水井依托区域已建注水管网，新建注水管线 2.05km，不涉及农田防护林占用。工程建设过程中严格控制占地面积，严禁向工程周边农田排污；	符合
污染物排放管控	(1) 执行水环境农业污染重点管控区相关要求。 (2) 农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准。		本工程废水均不外排，符合水环境农业污染重点管控区相关要求；	符合
环境风险防控	(1) 对耕地面积减少或土壤环境质量下降的团场要进行预警提醒，并依法采取环评限批等限制性措施。 (2) 对威胁地下水、饮用水水源安全的耕地，制定环境风险管控方案，并落实有关措施。		本工程所在团场目前未收到耕地面积减少及土壤环境质量下降的预警；	符合
资源利用效率	(1) 推行秸秆还田、增施有机肥、少耕免耕、粮豆轮作、化肥农药减量、农膜减量与回收利用等措施，切实保护耕地土壤环境质量。 (2) 大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。		本工程为陆地石油开采项目，不涉及农业工程；工程建设期间管线试压水循环利用后用于场地洒水降尘；	符合

图 3-5-1 本工程与克拉玛依市生态环境分区管控单元位置关系图

图 3-5-2 本工程与第七师胡杨河市生态环境分区管控单元位置关系图

3.6. 选址合理性分析

春风油田排 61 块产能建设工程共部署 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，老井利用 4 口（试采井 3 口、回注井 1 口）。动用地质储量 $325.8 \times 10^4 \text{t}$ 。新油井平均单井产量 5.6t/d ，新建产能 3 万 t/a ，开发 10 年累积产油 $16.87 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 5.2%。

（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、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区，符合克拉玛依市及第七师胡杨河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。

本工程在选址、选线过程中注意避让植被盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，工程区域空旷，工程实施后不会对周围环境产生明显影响；产生废水不外排，固体废物全部实现妥善处理，综上所述，本工程建成后，工程所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属于可接受的范围，工程的选址、选线从生态环境角度为合理可行。

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

本工程所在区域地跨克拉玛依市及第七师胡杨河市。

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。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 9500km²。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。

第七师位于准噶尔盆地西南部的奎屯河流域，南面天山，北接库尔班通古特沙漠。第七师境域分布在新疆维吾尔自治区的奎屯市、乌苏市、克拉玛依市及沙湾市、和布克赛尔蒙古自治县境内。师部驻地胡杨河为全师政治、经济、文化中心。七师 128 团位于新疆维吾尔自治区乌苏市和克拉玛依市境内。在准噶尔盆地西南部，天山北麓奎屯河下游冲积平原和加依尔山（俗称北山）南麓水系冲积平原的交汇处。地处乌苏市东北部，独克公路 61~90km 之间。东西横跨克拉玛依市和乌苏市，以 128 团四支渠为界，东部属克拉玛依市辖区。以东与 129 团为邻，以西与 123 团为邻。

其中，工程新建的春风油田排 61 块所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，距离市区约 65km，位于 217 国道东侧，南邻排 612 区块，东邻排 66 区块，隶属于采油管理三区管辖，区块距离春风二号联合站约 7.8km；3 口注水井及排 7 注水站所在区域行政区划隶属于新疆生产建设兵团第七师胡杨河市，隶属于春风油田采油管理一区管辖。工程区地理位置见图 3-3-1。

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。

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘，该区地面海拔 290m 左右，区内植被稀疏，无地表水，地貌类型为冲积平原，工程区地势平坦。

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。

克拉玛依市降水量年际变化大，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。气象资料见表 4-1-1。

表 4-1-1 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
6	年平均大风日	天	76.0
7	最大风速	m/s	30.3

序号	项目	单位	数值
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

第七师位于北天山北坡和准噶尔西部山区均因受西风气流和山区潮湿气候影响，年降水量达 400~600mm，最大降水量高达 800mm。坡面径流丰富，岩石风化成土作用强烈。河流下切深，多成 V 形谷。年平均风速为 1.8~3.2m/s。4~6 月平均每天都有 3m/s 以上的风，是风能开发最佳季节。日最低气温 $\leq 0^{\circ}\text{C}$ 的初霜冻日，一般在九月下旬出现，最南边的高泉初霜到来较晚，一般在十月中旬出现。终霜期则相反，越往北越晚。各地年蒸发最大，在 1710~2118mm 之间，分别为年降水量的 12.9~31.5 倍。年蒸发量的变化规律是：气温升高的 4~10 月蒸发量大于气温低的 11 月至翌年 3 月，平原区大于山区，盆地内的沙漠戈壁大于植被茂密区，山区积雪分布多因海拔而异。

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 。

第七师从东到西，有奎屯河、四棵树河、古尔图河，北部有白杨河。四条河流均为季节性河流，可供农业灌溉和水力发电。另有源于山区的主要起汇积水和供牧畜饮水作用的上述四河的上游支流及和布克河、克尔根达斯河和察汗鄂博河的支流河沟共 22 条。

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 91.1%。而白杨河仅 1.20 亿 m^3 。据多年观测四条河 1~5 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 。

奎屯河发源于依连哈比尔尕山北坡海拔 2800~3600m 的山区。由南向北经 131 团山区牧场，乌苏巴音沟牧场，36145 部队，在独山子矿区出山后流入准噶尔盆地区，在乌伊公路奎屯河大桥处沿 131 团西缘向北流，经乌苏良种场、九间楼和皇宫乡、头台乡，沿 130 团西北流入奎屯水库，再沿 125 团东缘向北，经乌苏车排子乡向西北，沿 123 团和 127 团西南缘及 126 团南缘向西流经乌苏石桥乡

甘家湖林场，甘家湖牧场，在五道泉处进入精河县东北经散德克库木大沙漠流入艾比湖，全长 359.6km，其中流经第七师垦区河长 84.0km（不包括天山区草牧场的河道），是第七师辖区内最长的河流。

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、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。

第七师主要依靠奎屯河水。地下水矿化度较高，达 2-50g/L。深层承压水在 128 团属于富水性较弱的承压自流水亚区，现有 25 眼流井，流量只有 1-4m³/s，不仅流量小，而且含氟、砷等有害元素较多。项目场地地下水为第四系松散岩类孔隙潜水，水位埋深 170~240m，场地地下水位年变幅约±0.5m，地下水主要由河渠侧向、田间入渗、冰雪融水和大气降水为补给源，以蒸发和蒸腾为主要排泄方式。根据区域水文地质图可知，工程区地下水流向不明显，地下水流向总体上由南流向北。

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第七师胡杨河市，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”，南部注水部分所在区域属于“乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”。

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划》，本工程南部注水部分所在区域属于“六、七、八师奎屯-石河子-五家渠城镇与绿洲生态功能区”。

拟建工程区所在区域生态功能区划具体见表 4-2-1、表 4-2-2。

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，工程排 61 块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。工程注水部分所在的乌苏-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为“工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制”；本工程严格控制占地，注水管线就近搭接区域已建注水管网，对区域工农畜产品生产、人居环境的影响较小。

表 4-2-2 工程区生态功能区划简表（《新疆生产建设兵团生态功能区划》）

生态功能分区单元			隶属师团场	主要生态服务功能	主要生态环境问题	保护目标	保护措施	主要发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
II 兵团准噶尔	II 3 六、七、八、十二师准噶尔盆地南部灌	11. 六、七、八师奎屯—石河子—五家渠	农七师、农八师、农六师西线、中	工农畜产品生产、人居环境、荒	地下水超采、荒漠植被退化、河流萎缩断流、土地	保护绿洲农田生态系统及农田土壤环境质	节水灌溉、合理控制地下水开采，各类污染物达标排放、提高	发展以棉花为主导的优质、高效、特色农业；加快高标

盆地 温带 干旱 荒漠 与 绿洲 生态 区	木、半 灌木 荒漠、 绿洲 农业 生态 亚区	城镇与 绿洲生 态功能 区	线垦 区	漠化 控制	荒漠化与 盐渍化、 工业污染 严重、绿 洲外围受 到沙漠化 威胁	量、保 护城市 环境质 量、保 护荒漠 植被	城市环境 质量，保 护绿洲外 围荒漠植 被、完善 防护林体 系、加强 农田投入 品的使用 管理	准城镇 （市）化 建设；发 展和做强 棉纺业、 塑化节水 器材产业 、化工等 重要工业 的建设
--	--	------------------------	---------	----------	--	---------------------------------------	--	--

工程区东北紧邻准噶尔盆地固定、半固定沙漠，南侧接城镇与绿洲，西侧为开发多年的石油工业基地，区域中的梭梭、多枝柽柳等荒漠植被是保护绿洲景观及工业景观的天然屏障。工程所在区域植被主要为芦苇、灌木及农田。工程区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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。区域开发须做到自然植被及农田的保护，重点关注荒漠化控制、生物多样性维护等工作。

图 4-2-1 工程区生态功能区划图（克拉玛依）

图 4-2-2 工程区生态功能区划图（兵团）



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、南部以人工生态系统为主，区域生态系统结构简单，相嵌分布。具体见表 4-2-3、图 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
排 61 块等工程主体部分	灌丛生态系统	灌木林地、其他草地	梭梭、怪柳和琵琶柴等	灰漠土
排 7 斜 17	农田生态系统	水浇地、其他林地、其他草地、公路用地、盐碱地	农田主要植被为棉花等人工种植作物，未利用地植被主要为梭梭和琵琶柴等	灰漠土、潮土
排 71 南部	城镇生态系统	公路用地、盐碱地	主要为胡杨河经济技术开发区用地为主，自然植被稀疏	灰漠土

图 4-2-3 生态系统类型图

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，主要人工植被为种植的棉花等农作物；主要土壤类型为草甸土和灰漠土；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。工程南部的排 7-斜 17 井位于耕地分布区，地类为水浇地，不属于基本农田。

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-多枝怪柳-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*）、多枝怪柳（*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。

图 4-2-5 评价区域植被覆盖度解译图

（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、多枝怪柳、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	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++
琵琶柴（红砂）	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
盐生假木贼	<i>Anabasis articulata</i>	++
展枝假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	+
高枝假木贼	<i>Anabasis elatior</i>	+
直立猪毛菜	<i>Salsola rigida</i>	+
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
驼绒藜	<i>Iljinia regelii</i>	+
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+
翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>	+
猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>	++
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	++
囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	++
翅花碱蓬	<i>Suaeda pterantha</i>	++
肥叶碱蓬	<i>Suaeda kossinskyi</i>	++
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+
芦苇	<i>Phragmites australis</i>	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+

（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

本项目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-多枝怪柳-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10m×10m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-多枝怪柳-琵琶柴群系植被样方调查：设置10m×10m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：分别在排 61 块北部、排 61 块东部、排 61 块西部布设样方，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：10m×10m；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

地点	植被生长状况				
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %	多度
样方 1-1					
排 61 块北部	梭梭	65-185	6	15	Cop1
	琵琶柴	20-30	11	8	Sp
	木碱蓬	35-45	3	2	UN
样方 1-2					
排 61 块东部	梭梭	55-165	5	15	Cop1
	琵琶柴	25-35	14	10	Sp
样方 1-3					
排 61 块西部	梭梭	60-170	7	15	Cop1
	琵琶柴	25-35	12	8	Sp
	叉毛蓬	30-40	3	2	Sp

梭梭-多枝桤柳-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

地点	植被生长状况				
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %	多度
样方 2-1					
排 7-15 北部	梭梭	55-165	2	5	Sp
	多枝桤柳	45-110	8	15	Cop1
	琵琶柴	22-28	5	3	Sp
样方 2-2					
排 7-16 东部	多枝桤柳	30-120	6	15	Cop1
	琵琶柴	15-35	5	10	Sp

	梭梭	50-150	2	7	So1
	盐生假木贼	18-26	2	5	Un
样方 2-3					
排 71 北部	多枝怪柳	45-65	5	15	Cop1
	琵琶柴	15-26	6	7	So1
	梭梭	65-155	2	8	Sp

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、红尾伯劳等)。

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

序号	中 名	学 名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+
2	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>		+
3	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>		+
4	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+
鸟 类				
5	石 鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++
6	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	R	±
7	原 鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
9	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+
10	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	+
11	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
12	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+

13	喜鹊	<i>Pica Pica</i>	R	++
14	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+
哺 乳 类				
15	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+
16	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+
17	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>		+

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，没有区域特有种，也无保护动物。

(3) 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。

动物样线调查记录

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。

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，评价范围内环境敏感区主要为公益林。

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,占地涉及国家二级公益林,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。

从公益林保护类型和现有工程开发占地上来看,排 61 块占地位于国家二级公益林区域内,无法避让,项目永久占地尽量选取植被盖度较低区域,项目井场及管线施工尽量减少临时占地面积。

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。

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及 7 个水位监测点。

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。

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45项。

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：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

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

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 4-3-2。根据监测结果可以看出，除硫酸盐、氯化物、氟化物、溶解性总固体因子超标外，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 4-3-1 地下水监测结果表

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草甸土，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、蒽、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 土壤监测及评价结果（1） 单位：mg/kg

表 4-4-4 占地范围内柱状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第七师胡杨河市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）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。根据该平台，距离本项目最近的国控点位于克拉玛依市，此国控点与本项目地理位置邻近，所在区域地形、气候条件与本项目所在区域相近，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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
SO ₂	年平均值	7	60	12	达标
NO ₂	年平均值	28	40	70	达标
PM ₁₀	年平均值	43	70	62	达标
PM _{2.5}	年平均值	22	35	63	达标
CO	第 95 百分位数 24 小时平均	1.0 (mg/m ³)	4 (mg/m ³)	25	达标
O ₃	第 90 百分位数最大 8 小时平均	123	160	77	达标

从表 4-5-1 可以判定，项目所在区域 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度及 CO、O₃ 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 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 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: $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (标注除外)

污染物	年评价指标	二级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				
			2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	59	54	48	50	43
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	26	26	23	26	22
SO ₂	年平均质量浓度	60	6	6	6	7	7
NO ₂	年平均质量浓度	40	25	21	22	20	28
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1.3	1.4	1.1	1.2	1
O ₃	日最大 8 小时滑动平均 第 90 百分位浓度	160	123	117	119	119	123

引用 2019 年-2023 年克拉玛依市国控点数据分析,克拉玛依市 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀、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 个点位对非甲烷总烃和硫化氢进行补充监测。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

(2) 监测项目及监测方法

监测项目:非甲烷总烃、硫化氢。

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 ₂ S	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³
非甲烷总烃	空气质量 硫化氢、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 ₂ S	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：P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(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

评价结果表明：监测点的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的限值要求；硫化氢满足《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

春风油田石炭系排 61 块产能建设工程所在区域周围空旷，无噪声源，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)

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份呈点块状（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		勘探期	施工期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

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）、老井利用 4 口（含采油井 3 口、回注井 1 口）。本工程总占地 21.4460hm²，其中永久占地 3.4060hm²，临时占地 18.0400hm²。占地类型主要为灌木林地、其他草地、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 18.0400hm^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, 区域主要植被为灌木林地, 平均生物量为 $2.02t/hm^2$ 。则项目实施将造成 6.9t 永久占地生物损失和 36.5t 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、NO₂、SO₂、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 NO₂、SO₂ 以及施工期的扬尘。

SO₂ 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。

NO₂ 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氮氧化物，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。

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，工程建设涉及国家二级公益林，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。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国家二级公益林，管线如若避让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、多枝怪柳、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《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）中有关规定，执行以下措施：

①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；

②大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日），使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务；

③禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物；

④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；

⑤合理规划与设计井场，减少占地面积；

⑥三废无害化处理，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；

⑦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；

⑧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. 对景观的影响分析

油田开发前，春风油田排 61 块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、集输管线等景观要素，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，因此原有系统的抗扰动的能力大大降低，与工程区外围的农田景观形成鲜明的对比。

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 3.4060hm²，临时占地面积

18.0400hm²，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（K₁tg）

本区下白垩统吐谷鲁群地层厚度 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（N₁s）

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—沙吾尔山、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 $100-1000\text{m}^3/\text{d}$ ，潜水位埋藏深度 $10\text{m}\sim 24\text{m}$ ，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 $5\text{m}\sim 15\text{m}$ 不等；承压水水量中等，单井涌水量 $100-1000\text{m}^3/\text{d}$ ，顶板埋深为 $38\sim 50\text{m}$ ，主要承压含水层厚度 $5\text{m}\sim 30\text{m}$ 不等。根据区内历史钻孔资料，排

61 块附近的 S83 井，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；排 61 块西南部的 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。

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 $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+\cdot\text{Ca}^{2+}$ 型，向 $\text{Cl}^-\cdot\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+$ 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 $\text{HCO}_3^-\cdot\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Na}^+$ ， $\text{HCO}_3^-\cdot\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+$ ， $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{HCO}_3^-\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\cdot\text{Ca}^{2+}\cdot\text{Na}^+$ 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，排 61 块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、生活污水均不外排，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；本项目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，可满足本项目的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，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。由于本项目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，本项目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，本项目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）

本项目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注水层位及回注层地质构造

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

- 1) 具备适于油气储集的储集层；
- 2) 具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；
- 3) 具备从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

单井注水规模按 500m³/d 设计，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，根据油藏资料，区块渗透率为 4660×10⁻³μm²，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，加上受油气、煤炭等沉积环境的影响，水量不大，水质差，无开采价值。所以，回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。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。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。

②注水水质

本工程建设注水井 3 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）中 V 级标准的采出水。

③注水井井身结构

各回注井采用二开井身结构，根据注水井井身结构示意图可知，注水井均通

过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，可对回注水实现有效封堵，故可认为不会对地下水水质产生影响。

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。

后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

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。

本项目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，老井利用 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。本项目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。春风油田排 61 块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，排 61 块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

本项目按 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:

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

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 ;

$\operatorname{erfc}(\quad)$ —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

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）
表 5-2-3 预测结果统计表（情景 1）

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：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。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，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，污染物的迁移对地下水有一定影响，其中 1d 的影响范围在厂界内，不会影响范围到外环境，各时段的预测影响范围均内无居民饮用水井等地下水环境敏感点。为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，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。在套损发生后及时采取治理技术的情况下，窜层对地下水的影响属可接受范围。

（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，选取泄露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 99.75 m^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一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

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)

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)

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, 瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕, 污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行, 污染晕将不断沿水流方向运移, 污染晕的范围也会发生变化: 当泄漏发生后, 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, 其中 1d 的影响范围在厂界内, 不会影响范围到外环境, 各时段的预测影响范围均内无居民饮用水井等地下水环境敏感点。

本工程井场、站场采取了必要的防渗措施, 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, 在最短的时间内清除地面及地下的污染物, 避免出现泄露的污染物进入地下水并随地下水中迁移, 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, 采取地下水污染防治措施的情况, 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，本项目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，本项目在设计、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，本项目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。

本项目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治措施后，本项目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，判定本项目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

依托春风油田内钻井队已建的生活区，钻井队生活污水由克拉玛依前山石油工程服务有限公司定期清运，不外排。

（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

本项目管道分段试压，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。

本项目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，本项目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，可满足本项目处理需求。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本项目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。春风油田石炭系排 61 块产能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 春风油田石炭系排 61 块产能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 18.0400hm^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。管道埋设后的回填，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 $1-3^{\circ}\text{C}$ ，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于分解的物质，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。

本工程采用密闭集输工艺，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，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长。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，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。根据新疆油田多年来实际运行情况，类比其他油田开发区块，油气开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

5.4.2. 运营期对土壤环境的影响

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、储罐泄漏、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。

(2) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为原油输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。正常生产过程中液体物料配置均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况。

(3) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

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、草甸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。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 5-4-4 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。

②集输管线泄漏情况

考虑事故状态下，井口与单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，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 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 1.42m³。采出液中的氯根在 116678.73mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=1.42×116678.73×58.5÷35.5=273028.23g。

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；

I_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b ——表层土壤容重, kg/m^3 ;

A ——预测评价范围, m^2 ;

D ——表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n ——持续年份, a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S ——单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg ;

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg 。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 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 $1.63 \times 10^3 \text{kg/m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的现状平均值为 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。

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, 影响到土地功能, 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。

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

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(3.4060)hm ²				-
	敏感目标信息	评价范围内公益林、水浇地				-
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（ ）				-
	全部污染物	石油烃、盐分含量				-
	特征因子	石油烃、盐分含量				-
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				-
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				-
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				-
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ;b) ☒ ;c) ☒ ;d) ☐				-
	理化特性	见土壤现状章节				-
	现状监测点位	项目	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0.2m	
		柱状样点数	7	0	0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m	
现状监测因子	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。				-	
现状评价	评价因子	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。				-
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他（ ）				-
	现状评价结论	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。				-
	预测因子	石油烃、盐分含量				-
影响预测	预测方法	附录 E ☒ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				-
	预测分析内容	影响范围（井场周围） 影响程度（可接受）				-
	预测结论	达标结论：a） ☐ ；b） ☐ ；c） ☒ 不达标结论：a） ☐ ；b） ☐				-
	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他（ ）				-
防治措施	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	-
		3	石油烃		1 次/年	
	信息公开指标	常规监测数据应该进行公开				-
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				-

5.5. 环境空气影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

本项目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、NO_x、CO 和 SO₂；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

本项目钻（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、NO_x、SO₂ 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 and 《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，产生量较大。由于本项目的土方运输量较大，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 、 NO_x 、 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)

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，选取非甲烷总烃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（℃）	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
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

本项目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	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
排61-平17井场无组织废气	非甲烷总烃	20.993	2000	1.049	1.415	27
排61-平11井场无组织废气	非甲烷总烃	20.363	2000	1.018		27
排612-1增压站	非甲烷总烃	16.324	2000	0.816		26
新建增压点	非甲烷总烃	28.309	2000	1.415		26

由表 5-5-6 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $28.309\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.415%。预测结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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，非甲烷总烃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 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

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 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
无组织排放						
2	井场、	NMHC	日常维护,	《陆上石油天然气开采工业大气	厂界外 4.0mg/m³	2.893

	站场		做好密闭措施	污染物排放标准》 (GB39728-2020))		
--	----	--	--------	-----------------------------	--	--

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（非甲烷总烃、硫化氢）						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（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率≤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（非甲烷总烃）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒				无监测 ☐

	环境质量监测	监测因子 ()	监测点位数 ()	无监测口
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□		
	大气环境保护距离	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

春风油田石炭系排 61 块产能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：L_p（r）——预测点处声压级，dB；

L_p（r₀）——参考位置 r₀ 处的声压级，dB；

r——预测点距声源的距离；

r₀——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)	1	10	30	50	70	100	120	170	220	270	370
噪声值 (dB (A))	79	59	49.5	45.0	42.1	39	37.4	34.4	32.1	30.4	27.6

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））			
	5m	50m	100m	150m
推土机	90	70.5	63.5	61.5
挖掘机	84	69.0	58.0	54.5
电焊机	90	70.5	63.5	61.5

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

春风油田石炭系排 61 块产能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 站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：

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c ——指向性校正，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。

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

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； $R = S\alpha / (1 - \alpha)$ ，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。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10\lg S$$

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、增加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)

表 5-6-6 增压点噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

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 39.3~40.5dB(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

春风油田石炭系排 61 块产能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. 声环境影响评价自查表

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、废烧碱包装袋等。

（1）废弃钻井泥浆、岩屑

春风油田石炭系排 61 块产能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，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，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。

（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，应在线填报危废管理计划、转移要办理电子联单。

（5）废烧碱包装袋

钻井中废烧碱包装袋预计产生量 1.8t/a，收集后委托有危废处置资质的单位拉运处置。

（6）生活垃圾

施工期生活垃圾在每个井台处设置垃圾收集箱统一收集，生活垃圾集中后运往 128 团垃圾填埋场填埋处理。

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。

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。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。

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（900-217-08），可交由联合站综合利用处置。

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	危险	危险废物类	危险废物代	产生量	产生	形态	主要	产	危险	污染物防
---	----	-------	-------	-----	----	----	----	---	----	------

号	废物名称	别	码		工序		危险成分	废周期	特性	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		900-217-08	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

5.7.2.2. 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

春风油田石炭系排 61 块产能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上，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伴生气。

（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 0.063km，伴生气掺烧管线 1.2km。原油密度按照 0.943t/m³，伴生气密度按照 0.883kg/m³。

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）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本工程的 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	/	164.25	2500	0.0657	0.088
		伴生气	68476-85-7	0.023	10	0.0023	
注汽管线	0.063km	伴生气	68476-85-7	0.2	10	0.02	
伴生气管线	1.2km	伴生气	68476-85-7	0.44	10	0.0044	

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.088$ ， $Q < 1$ ，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、伴生气，原油存于集油管线内、伴生气存于注汽管线及伴生气管线。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	伴生气	可燃气体	注汽管线、伴生气管线
---	-----	------	------------

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物质。 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。			
接触控制/个体防护	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。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	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。			
毒理学资料	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			
生态学资料	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。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规	《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			

信息	1 日起施行），中华人民共和国国务院令 第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

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，遇火即发生爆炸。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

(1) 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到地下水。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：风沙土尽管颗粒较粗、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。

（2）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。

（3）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，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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。

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。

5.8.5.6. 对植被的影响分析

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.8.5.7. 对公益林、农田的影响分析

本工程占用国家二级公益林及地方公益林，油品泄漏首先增加周边公益林带土壤、地下水中石油类污染物，造成土地肥力下降和地下水污染；进而原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，严重时造成公益林、农作物及植被死亡。

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，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在油品发生泄漏、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，做好环境污染防治工作，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。

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) 加强各类储罐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。待本项目实施后，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、第七师胡杨河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项目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项目应急部门的报告后，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 and 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体、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理。

（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

本项目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, 均位于本项目生产区域周边, 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项目需求。

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、准确的完成样品的分析, 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

本项目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	非甲烷总烃、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，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中推荐值（2.0mg/m³）	自行监测或委托检测
		控制断面	下风向距离较近的敏感点	非甲烷总烃、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	便携式硫化氢检测仪 BF90	2
11	便携式硫化氢检测仪（含四合一气体检测仪）	4

序号	仪器	数量
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、伴生气,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	春风油田石炭系排 61 块产能建设工程			
建设地点	克拉玛依市及第七师胡杨河市			
区块中心地理坐标	经度		纬度	
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伴生气，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）	本项目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伴生气，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. 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)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 6.1-1。

图 6-1- 管沟开挖生态环境保护措施平面设计图

6.1.1.3. 敏感区段（公益林）的生态保护措施

（1）井场、管线等工程建设前，应对施工场地周边进行现场调查，严格限定施工的工作范围，严禁自行扩大施工用地范围。

（2）施工期间应对占地范围外的公益林进行管护，并尽量减少对公益林植被的破坏，管线施工作业带控制在 8m 内。

（3）施工过程中，加强施工人员的管理，应对施工区域表土进行剥离，避开农忙季节施工，并对施工后的土地进行复垦；禁止施工人员对农作物、野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，保护沿线的生态环境。

（4）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

（5）本工程所涉及的永久占地和临时占地都应按有关土地管理办法的要求，报有审批权的政府部门批准。对于永久占地，应纳入地方土地利用规划中，并按有关土地管理部门要求认真执行。

（6）项目在施工时，施工材料在用地红线内堆放，并用抑尘网覆盖等措施；施工完成后做好现场清理及恢复工作，尽可能降低施工对生态系统带来的不利影响。

（7）应当首先对拟占用临时用地进行表土剥离，剥离的表土用于恢复植被。禁止将重金属污染物或者其他有毒有害物质用作回填或者充填材料。

（8）严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

6.1.1.4. 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。

6.1.1.5. 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，周边无国家及自治区级保护动物。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。

（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。

6.1.1.6. 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埂；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）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。

（3）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。

6.1.2. 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 0.063km、注水管线 2.05km、伴生气掺烧管线 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，老井利用 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 0.063km、注水管线 2.05km、伴生气掺烧管线 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，并应设蓬盖和围栏，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免避开环境敏感区；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，本项目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、油罐区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、废水池	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
依托已建危废暂存场	重点防渗	《危险废物贮存污染控制标准》（GB

		18597—2023) 中相关要求
油罐区	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参照 GB16889 执行

(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、油杆的油污、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 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，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	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}\text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5\text{m} \leq Mb < 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}\text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}\text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，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	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ，

	中-强	难	有机污染物	$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB18598 执行
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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), 本项目监测计划、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, 应对本项目注水井的井口压力、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) 按突发事件的性质、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，防止油污进入外环境，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

本项目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，本项目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

本项目生活污水依托克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运，可确保废水不外排。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目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。钻进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，非甲烷总烃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，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) 废烧碱包装袋、废机油等收集后交由有资质的单位进行处置。

危废暂存依托春风油田已建危废暂存场。该危废暂存场距离本工程西南约 6.5km。应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

(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至克拉玛依市生活垃圾填埋场（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或第七师 128 团生活垃圾填埋场（注水部分位于第七师境内）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	危险	危险废物类	危险废物代	产生量	产生	形态	主要	产	危险	污染物防
---	----	-------	-------	-----	----	----	----	---	----	------

号	废物名称	别	码		工序		危险成分	废周期	特性	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		900-217-08	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) 落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度；

(2) 落实危险废物识别标志制度，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（900-217-08），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 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放量、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。计算公式如下：

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

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. CH₄ 逃逸排放量核算

（1）油气开采业务 CH₄ 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 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

$E_{CH_4_开采逃逸}$ ——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 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；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 $CH_4/（年 \cdot 个）$ 。

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 4.14t CH_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：

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

式中，

$E_{CH_4_油输逃逸}$ ——原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{oil} ——原油输送量，单位为亿吨；拟建工程为 0.000908 亿吨；

$EF_{CH_4_油输逃逸}$ ——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 0.228t CH_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 $kW \cdot h/a$ 。《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：

$E_{CO_2-净电}$ ——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

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1. 工艺技术减污降碳措施

本项目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

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，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

本项目实施后，CO₂ 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，本项目吨产品 CO₂ 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 11398.55 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，促进全国的经济的发展。

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石油及其伴生物，如烃类气体、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，春风油田石炭系排 61 块产能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

施工期				
阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	生态恢复与水土保持	加强对占地区域表层土保护，采用先收集--临时存放--施工结束后再覆盖--洒水的方式。完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	80
	废气	场站和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	废水	钻井废水	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。	15
	固废	废弃泥浆和	泥浆不落地系统	720

		钻井岩屑		
		废机油、废烧碱包装袋	分类收集后交由有资质的单位进行处置	10
		焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	送至当地一般固废填埋场填埋处理	5
	风险防控	防治井场突发风险事故	井口安装防喷器	20
	合计			860

运营期

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资(万元)
运营期	废气	无组织挥发	密闭集输工艺	计入工程
	固废	落地油、清管废渣、废防渗布、废润滑油	委托有资质单位妥善处置交新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置	15
	风险防控	井场设置灭火器、声光报警器		5
		井场等分区防渗		15
	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、环境监理、监测		80
		HSE 应急预案+环保培训，演练		20
	合计			135
总计			995	

根据上表环保投资的估算, 春风油田石炭系排 61 块产能建设工程总投资 11398.55 万元, 其中环保投资费用估算为 995 万元, 占项目总投资的 8.73%。

8.2. 社会效益分析

本工程的建设不仅为国家争取了宝贵的油气资源, 而且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。本工程建设必将形成带动新疆经济和社会发展新的增长点, 对拉动当地经济发展将起到重要作用, 可以带动当地原油及天然气副产品加工利用和相关产业的发展。

项目在有助于搞好新疆的经济建设的同时, 会带来明显的经济效益和社会效益。对于新疆生产建设兵团、第七师及 128 团来讲, 石油的开发及其相关产业的建设是整个国民经济和社会发展的支柱产业, 同时可带动一批相关工业、第三产业的发展, 给当地的经济发展注入活力。本工程的开发建设可为地方群众提供就业机会, 增加人员收入; 工程运行过程每年可提高当地的国税、地税收入。

8.3. 综合效益分析

建设项目的环保投资除了从某种程度反映工程对环境造成的经济损失和对

环保重视的程度外，更重要的意义还在于该投资所产生的环境效益和经济效益，其主要方面包括：

（1）钻井期产生的钻井废水、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。

春风油田石炭系排 61 块产能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，春风油田石炭系排 61 块产能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

针对春风油田石炭系排 61 块产能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，负责区、县级环保督察的迎检。

(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，审查该项目的环评评价报告书，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 & 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

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、第七师胡杨河市

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，老井利用 4 口（试采井 3 口、回注井 1 口）；动用石油地质储量 $325.8 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 6.81km^2 ，均采用管输方式生产；新增产能 $3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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 0.063km、注水管线 2.05km、伴生气掺烧管线 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已开发油区范围内。工程总投资 11398.55 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”。

本项目污染物排放标准见“2.4.3.污染物排放标准”。

本项目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”。

本项目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

本项目环境监测计划见“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 and 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
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	建设单位	

序号	监督项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		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		
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，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的有关标准后回注油层。

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，在管理上要强制制度的落实，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（非甲烷总烃）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

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	无组织废气	井场下风向10m范围内	非甲烷总烃	每季度一次
2	噪声	井场四周厂界外1m	厂界噪声监测	每季度昼、夜各一次
3	土壤	在排61块井场内设置1个土壤跟踪监测点	pH值、石油烃、砷、汞、镉、镉	每年一次。发生泄漏事故时，须加密监测。
4	地下水	项目区附近、项目上游、项目下游分别设置1口监测井	石油类	每半年1次。发生泄漏事故时，须加密监测。
5	生态环境	井场及管线占地范围内的自然植被	植物种类、数量、覆盖度（郁闭度）	每年按最不利季节调查一次

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	--	--
	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	可妥善处理	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	拉运至胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场	可妥善处理	--
	废机油、废防渗布、废烧碱包装袋	委托有资质的单位处置	可妥善处理	--
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	严格控制作业带宽度，管道埋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	无组织排放非甲烷总烃	加强密闭管道、阀门的检修和维护	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
废水	采出水	进联合站污水处理系统进行处理	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》（GB18597-2001）及修改单、《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件的不利影响	--
环境监测	废气、土壤、地下水、生	按照检测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	--

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
	态			
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	非甲烷总烃	2.893	大气
生产废水	采出水		废水量	0	采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 标准后回注油层。
	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，处理后回注油层。
			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

本工程所在区域地跨克拉玛依市及第七师胡杨河市。其中,排 61 块、排 7-15、排 7-16、排 71、车浅 1-7 注水站等所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区,隶属于采油管理三区管辖;排 7-斜 17 及排 7 注水站所在区域行政区划隶属于新疆生产建设兵团第七师胡杨河市,隶属于春风油田采油管理一区管辖。工程部署 22 口井,其中新钻采油井 15 口、新钻回注井 3 口、油井老井利用 3 口、回注井老井利用 1 口。动用石油地质储量 325.8 万吨、含油面积 6.81 平方千米,均采用管输方式生产;新增产能 3 万吨/年,开采方式为冷采 9 口、热采 9 口;新建集油管线 13.9 千米、掺水管线 10.3 千米、注汽管线 0.063 千米、注水管线 2.05 千米、伴生气掺烧管线 1.2 千米;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已开发油区范围内。工程总投资 11398.55 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的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生产建设兵团第七师胡杨河市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》《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）、《第七师胡杨河市“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第七师胡杨河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、溶解性总固体因子超标外，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

非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求；硫化氢满足《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

本项目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	非甲烷总烃	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	$2.53 \times 10^4 \text{t/a}$	经春风二号联合站污水处理系统处理达标后回注地层。	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 900-217-08	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，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 3.4060hm^2 ，临时占地面积 18.0400hm^2 ，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，且本工程地涉及占用公益林，应办理占地手续后方可施工。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。

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。

本工程进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水、井下作业废水进入春风二号联合站的污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注油层。正常工况不会对地下水产生较大的影响。

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

施工期产生的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、设备废弃包装送至胡杨河经济技术开发区一般固体废物填埋场；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，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（排 61 块产能部分位于克拉玛依境内）或第七师 128 团生活垃圾填埋场（注水部分位于第七师境内）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，对土壤环境所造成的影响可以接受。

10.5.5. 大气环境影响评价

根据工程分析，油田开发阶段对环境空气的影响主要来自钻井过程中使用的柴油机、柴油发电机在运行过程中因柴油燃烧而产生燃烧烟气以及油田运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘。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。整个油田的开发周期是短暂的，钻井期污染属于阶段

性局部污染，完钻后投入正常生产则无此项污染。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。

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，井场非甲烷总烃最大落地浓度占标率小于 10%，最大落地浓度出现在下风向 27m 处，下风向各距离处非甲烷总烃的浓度均满足《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

本工程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。建设施工期间管线敷设、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。通过类比分析，施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

本工程运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，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。由预测结果可知，本工程单井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影响。

10.5.7. 风险事故评价结论

本工程所涉及的危险物质主要为原油、伴生气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。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。总体来说，本工程环境风险可防可控。

10.6. 环境保护措施

10.6.1. 生态环境保护措施

施工期优化井场、道路和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取

必要的防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

10.6.2. 水环境保护措施

井下作业废水带罐作业，采出水和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回注油层或资源化处理站处理达标后用于注汽锅炉用水。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

10.6.3. 土壤环境保护措施

施工期固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、焊接及吹扫废渣、生活垃圾、废机油、设备废弃包装、废烧碱包装袋等。施工人员将生活垃圾收集至项目周边生活垃圾填埋场处置。多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。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。焊接及吹扫废渣、设备废弃包装等一般工业固体废物，收集后送至项目周边建筑垃圾填埋场处置。废机油、废烧碱包装袋由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。运营期落地油、沾油废防渗材料等危险废物均委托有资质的单位统一交由有资质的单位处置，废润滑油可进入联合站原油处理系统自行综合利用。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。

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

可能影响区域进行跟踪监测。

10.6.4. 大气环境保护措施

工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各井场、站场设备、阀门等进行检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

10.6.5. 声环境保护措施

要求合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备噪声对外环境和人员的影响。

10.6.6. 环境风险防治措施

本工程主要风险是管线破坏引起的气体泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，工程建设可行。

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. 环境影响经济效益分析

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

春风油田石炭系排 61 块产能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 and 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。