

1. 概述

1.1. 建设项目特点

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

春风油田位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市前山涝坝及其周边塔城地区、第七师等区域，春光油田排 2 块北偏东 12 千米处，距克拉玛依市约 70 千米。春风油田的开发始于 2011 年。2010 年上报探明储量，发现春风油田之后，通过部署继续扩大该油藏的含油面积，2011 年该区又新增探明储量 $4090.09 \times 10^4 \text{t}$ ，并逐步展开大规模开发，先后部署开发井共 160 余口，投产获得高产工业油流，实现该区良好的勘探开发效果。后续相继对排 612 区块、排 601-20 区块、排 691 等区块沙湾组和排 66 区块石炭系投入开发。

淮北阿拉德及春晖油田位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，位于哈山构造南缘斜坡带，东邻风城油田，距离克拉玛依市乌尔禾区约 5km。春晖油田八道湾组一段上报控制储量 3261.1 万吨，阿拉德油田西山窑组上报控制储量 2593 万吨，未动用超稠油资源潜力大，也是目前持续稳产和上产的现实资源。

春风油田、淮北阿拉德及春晖油田作为准噶尔盆地西部重要的稠油开发区块，其开发活动需严格遵循国家和自治区关于油田开发与生态保护的政策要求，强化环境影响评价的源头预防作用。按照开发规划，中石化新疆新春石油开发有限责任公司（以下简称“建设单位”）计划实施 2026 年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程（以下简称“本工程”）。本工程新建井场 73 座（采油井场 72 座，采气井场 1 座）；老井转注水井场 1 座，注水井场内新建 1 座注水泵橇；在排 612-斜 57 水源井新增提升泵 1 台；新建集输管线 2.56km，新建注汽管线 1km，新建站外临时低压输水管线 5.32km，同时配套供配电、自控通信、消防、注水等系统。工程总投资 13901.96 万元。

本工程均呈点线状分布在春风油田采矿权范围内；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离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约 15km，艾比湖流域生物多样性维护与

防风固沙生态保护红线区约 14km。

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》《建设项目环境影响评价分类管理名录》等有关规定，中石化新疆新春石油开发有限责任公司于 2026 年 2 月委托新疆天合环境技术咨询有限公司承担“2026 年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程”的环境影响评价工作。我公司承担评价任务后，按照环境影响评价的有关工作程序，组织专业人员，对工程区现场实地踏勘、开展现状监测、收集资料，对建设项目进行工程分析，根据环境各要素的评价等级及其相应评价等级的要求对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证，提出环境可行的评价结论，并在生态环境主管部门和建设单位的积极配合和大力支持下，顺利编制完成了《2026 年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程环境影响报告书》，现提交生态环境主管部门审查。

本工程环境影响评价工作程序见图 1-2-1。

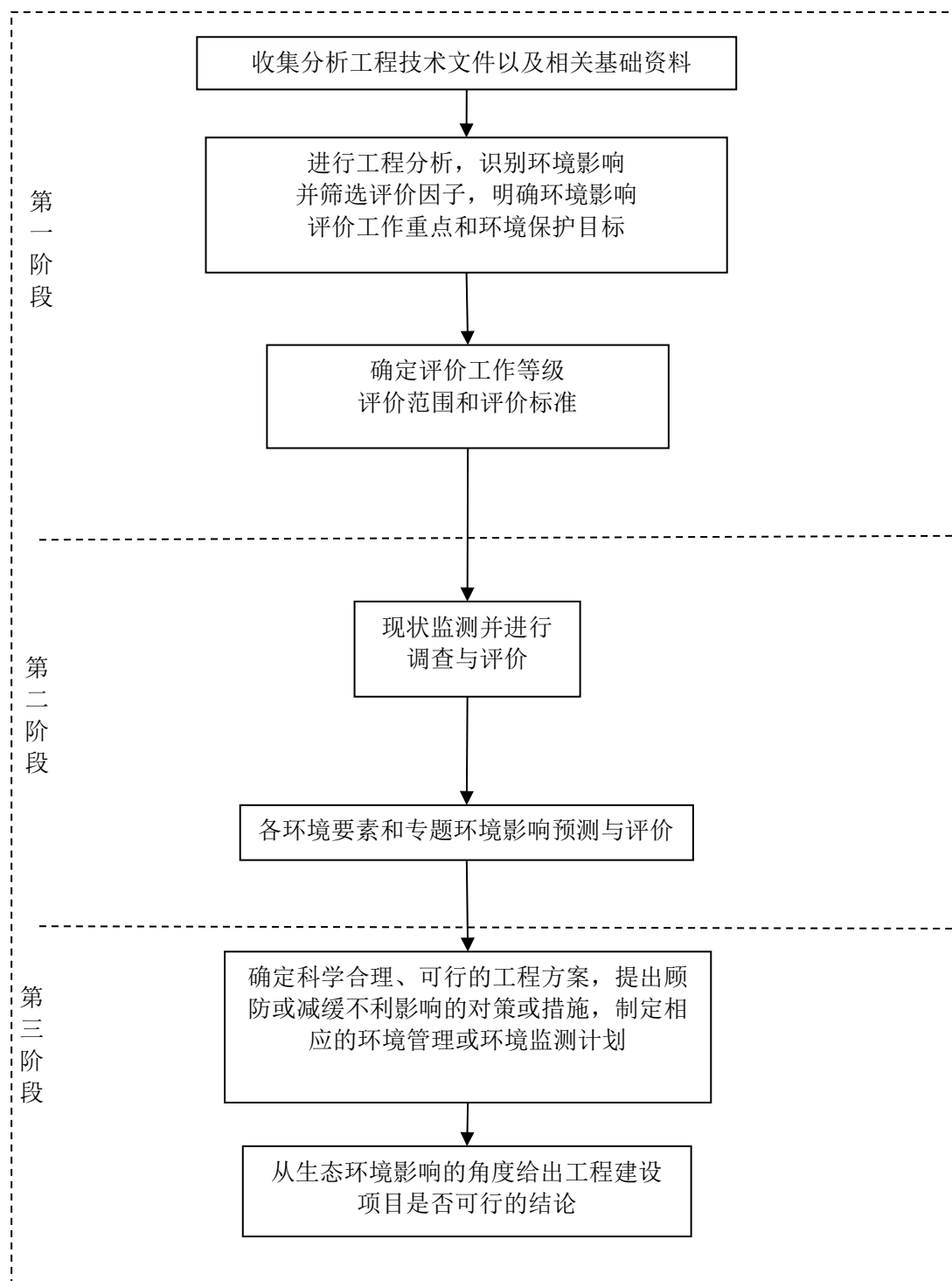


图 1.2-1 评价工作程序图 (HJ349-2023)

1.3. 分析判定相关情况

1.3.1. 项目类别判定

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本工程涉及天然林，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，属于中石化新疆新春石油开发有限责任公司新建项目。工程建设符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

1.3.4. 生态环境分区管控方案符合性判定结论

本工程涉及新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区、乌尔禾区。各项工程均不占生态保护红线，距离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约 15km，艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区 14km；工程采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排；工程所在区域属于大气环境质量达标区域，不涉及沙区；本报告已提出水土保持、生态修复等要求，工程实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，保持区域环境空气质量持续向好。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、环境风险防控及资源利用效率的相关要求，符合克拉玛依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，设计内容以管理区为基本单元划分，其中仅车浅 1-4 为浅层气井，伴生气经井场内立式分离器分离后用于活动锅炉燃料气，凝析液由罐车定期拉运至春风一号联合站处理，管输油井中的排 601-平 399 及排 601-更平 52 油井含少量伴生气，随产液进入春风一号联合站，在站内进行气液分离后，伴生气经干燥压缩输入 5#注汽站用于掺烧，减少燃煤消耗。其余油井均无

伴生气，伴生气中均不含 H₂S 气体。环境影响因素主要来源于采油、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污染影响。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、施工临时用地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、落地油、井场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5. 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离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约 15km，艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区约 14km；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，截至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

2. 总则

2.1. 评价目的和评价原则

2.1.1. 评价目的

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》的有关规定，环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一，是项目前期可行性研究的重要组成部分。本次评价工作的主要目的是：

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

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

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

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

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

2.1.2. 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行国家和自治区生态环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本工程建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据油田开发规划及后评价相关结论和审查意见，充分利用春风油田符合时效的数

据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2. 编制依据

2.2.1. 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日，修订）；
- (3) 《中华人民共和国能源法》（2025年1月1日）；
- (4) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024年11月1日）；
- (5) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日，修订）；
- (6) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日）；
- (7) 《中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正）》（2022年6月5日）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016年7月2日修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日）；
- (10) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修正）》（2020年9月1日实施）；
- (11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年7月1日）；
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018年10月，修订）；
- (13) 《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修订）；
- (14) 《中华人民共和国防洪法》（2016年7月2日修订）；
- (15) 《中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）》（2023年5月1日）；
- (16) 《中华人民共和国土地管理法（2019年修订）》（2020年1月1日）；
- (17) 《中华人民共和国城乡规划法（2019年修正）》（2019年4月23日）；
- (18) 《中华人民共和国草原法（2021年修正）》（2021年4月29日）；
- (19) 《中华人民共和国森林法》（2019年12月28日）；
- (20) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年10月1日）；
- (21) 《中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）》（2018年10月26日）；
- (22) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日）；

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

(24) 《中华人民共和国生态环境法典》(2026年3月12日)。

2.2.2. 环境保护法规、规章及规划

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

(2) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017年10月7日);

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

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

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

(6) 《地下水管理条例》(国务院令 748号), 2021年12月1日;

(7) 《基本农田保护条例(2011年修订)》, 2011年1月8日;

(8) 《国家级公益林管理办法》, 2017年5月8日;

(9) 《固体废物综合治理行动计划》, 2025年12月27日

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

(11) 《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);

(12) 《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;

(13) 《突发环境事件应急管理办法》(部令 第34号, 2015年6月5日);

(14) 《国家危险废物名录(2025年版)》(生态环境部令 第36号);

(15) 《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);

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

(17) 《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);

(18) 《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）；

（19）《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）；

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

（21）《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）；

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

（23）《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）；

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

（25）《危险废物转移管理办法》（部令第23号）；

（26）《危险废物产生单位管理计划制定指南》（部公告〔2016〕第7号）；

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

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

（29）《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）；

（30）《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）；

（31）《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）；

（32）《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）；

（33）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（部公告2015第24号）；

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

- (35) 《污染地块土壤环境管理办法》（生态环境部令 2017 第 42 号）；
- (36) 《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）；
- (37) 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；
- (38) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修订）；
- (39) 《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）；
- (40) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）》（第 13 届人大第 6 次会议，2018 年 9 月 21 日）；
- (41) 《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号）；
- (42) 《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）；
- (43) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号）；
- (44) 《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号）；
- (45) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）；
- (46) 《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）；
- (47) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环发〔2018〕20 号）；
- (48) 《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）；
- (49) 《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）；
- (50) 《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）；
- (51) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日）；
- (52) 《新疆生态功能区划》（2005 年）
- (53) 《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035 年）》

(54) 《乌苏市国土空间总体规划（2021-2035年）》。

2.2.3. 环境保护技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (10) 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2018）；
- (11) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (12) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (13) 《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (14) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（部公告 2012 年第 18 号 2012 年 3 月 7 日实施）；
- (15) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016, 2017 年 5 月 1 日）；
- (16) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年第 43 号）；
- (17) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZT0317-2018）；
- (18) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）；
- (19) 《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）；
- (20) 《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）；
- (21) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；
- (22) 《危险废物鉴别标准通则》（GB 5085.7-2019）；
- (23) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；
- (24) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）；
- (25) 《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）；

- (26) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；
- (27) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)；
- (28) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)；
- (29) 《石油天然气固废污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)。

2.2.4. 油田相关管理制度

- (1) 《中国石化环境保护管理规定》(2021年12月23日)；
- (2) 《中国石化建设项目环境保护管理办法》(2021年12月23日)；
- (3) 《中国石化生态环境事件管理办法》(中国石化制〔2022〕37号)；
- (4) 《中国石化建设项目施工期环境保护管理实施细则》(2021年3月22日)；
- (5) 《关于印发<胜利油田建设项目环境保护管理办法>的通知》(胜油局发〔2022〕108号)；
- (6) 《胜利油田生态环境保护管理规定》(胜油局发〔2023〕100号)；
- (7) 《胜利油田环境污染防治管理规定》(胜油局发〔2022〕79号)；
- (8) 《关于印发<胜利油田环境风险管控与环保隐患排查治理管理办法>的通知》(胜油局发〔2022〕122号)；
- (9) 《关于印发<胜利油田突发环境事件应急管理办法>的通知》(胜油局发〔2024〕82号)；
- (10) 关于印发《从严固废废液分级分类闭环管理(试行)》的通知(2023年9月7日)；
- (11) 《突发环境事件风险指数评估技术指南》(2024版)；
- (12) 《关于印发<建设项目可行性研究报告、初步设计节能、碳排放、环保篇(章)编制指导意见(2022修订版)>》的通知(2022年9月)。

2.2.5. 相关文件及技术资料

- (1) 环评任务委托书；
- (2) 《2026年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程可行性研究报告》(2026年3月)；
- (3) 中石化新疆新春石油开发有限责任公司提供的其他文件资料。

2.3. 环境影响因素和评价因子筛选

2.3.1. 环境影响因素识别

本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下表：

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		
		油气集输、注汽等各类线性工程	油气集输、注汽等各类线性工程	封井	井场清理	油气集输、注汽等各类线性工程
环境	环境空气	-1D	-1C	-1D	-1D	--
	地表水	--	--	--	--	--
	地下水	-1D	-1C	--	--	--
	声环境	-1D	-1C	-1D	-1D	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	--	--	+1C
生态	地表扰动	-1C	--	-1D	-1D	--
	土壤肥力	-1C	--	-1D	-1D	--
	植被覆盖度	-1C	--	--	+1D	--
	生物量损失	-1C	--	--	+1D	--
	生态系统完整性	-1C	--	+1D	+1D	--

注：1.表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；2.表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；3.表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2-3-1 可知，本工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵，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及各类生产设施退出、道路迹地恢复后对生态系统完整性的长期正效益。

2.3.2. 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中附录 B, 结合油田开发阶段特征和所排放污染物对环境影响的性质以及对生态环境的影响, 本次评价报告主要评价因子筛选结果见下表:

表 2.3-2 环境影响评价因子一览表

环境要素	评价阶段	评价因子
环境空气	现状调查	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、NMHC
	影响预测	运营期: NMHC
	总量控制	/
地下水	现状调查	水位、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 的浓度, 以及 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数等基本水质因子, 特征因子石油类等
	影响预测	运营期: 石油类
地表水	影响分析	施工期和运营期: 废水综合利用不外排的可行性和可靠性
固体废物	影响分析	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等
土壤	现状调查	农用地: pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、含盐量
		建设用地: pH、含盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘;
	其他: 理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。	
	影响预测	运营期: 石油烃、含盐量
噪声	现状调查	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级
	影响预测	施工期: 等效连续 A 声级; 运营期: 等效连续 A 声级
环境风险	影响分析	风险物质: 天然气、原油, 火灾、爆炸伴生/次生污染物: CO 风险识别: 管线泄漏、火灾、爆炸等。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 结合现场调查, 本工程评价区主要涉及公益林、基本农田, 不涉及其他如生态保护红线区域、重

要生境及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域，本工程生态影响评价因子表详见下表：

表 2.3-3 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

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

2.4. 环境功能区划及评价标准

2.4.1. 环境功能区划

(1) 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026），工程区地处油田开发区域，环境空气质量功能区划属二类功能区。

(2) 水环境功能区划

本工程所在区域评价范围内无地表水体分布。

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

(3) 声环境功能区划

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

(4) 生态环境

本工程位于准噶尔盆地西缘，行政区划隶属克拉玛依市。根据《新疆生态功能区划》，工程所在区域属于“（16）白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”“（17）克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”。

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》（GB3095-2026）中二级标准；NMHC 采用《大气污染物综合排放标准详解》中的 2mg/m³ 作为标准。其主要评价指标见下表：

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》 (GB3095-2026) (二级)
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	PM ₁₀	年平均	60	
		24 小时平均	120	
4	PM _{2.5}	年平均	30	
		24 小时平均	60	
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》

(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，具体标准限值见下表：

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

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
7	硝酸盐氮 (mg/L)	≤20	27	锌 (mg/L)	≤1.0
8	亚硝酸盐氮 (mg/L)	≤1.0	28	锰 (mg/L)	≤0.10
9	氟化物 (mg/L)	≤1.0	29	铁 (mg/L)	≤0.3
10	硫酸盐 (mg/L)	≤250	30	溶解性总固体 (mg/L)	≤1000
11	石油类 (mg/L)	≤0.05	31	三氯甲烷 (ug/L)	≤60
12	总大肠杆菌 (MPN/100mL)	≤3.0	32	四氯化碳 (ug/L)	≤2.0
13	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	33	苯 (ug/L)	≤10
14	耗氧量 (mg/L)	≤3.0	34	甲苯 (ug/L)	≤700
15	六价铬 (mg/L)	≤0.05	35	肉眼可见物 (/)	无
16	铜 (mg/L)	≤1.0	36	浑浊度 (NTU)	≤3
17	砷 (mg/L)	≤0.01	37	嗅和味 (/)	无
18	镉 (mg/L)	≤0.005	38	色 (铂钴色度单位)	≤5
19	硒 (mg/L)	≤0.01	39	Na ⁺ (mg/L)	≤200
20	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	≤250	40	Cl ⁻ (mg/L)	≤250

(3) 声环境

项目所在区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准, 见下表:

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

本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1第二类用地筛选值标准; 占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1中pH>7.5所列筛选值标准。具体见下表:

表 2.4-4 土壤环境质量标准值 (农用地) 单位: mg/kg

项目 (标准选取其他类型)	pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	0.3	0.4	0.6	0.6
汞	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	40	40	30	25
铜	50	50	100	100
铅	70	90	120	170
铬	150	150	200	250
锌	200	200	250	300

镍	60	70	100	190
---	----	----	-----	-----

表 2.4-5 土壤环境质量标准值（建设用地） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	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

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
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(a)荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并(a)荧蒽	55	151	550	1500
42	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

施工期机械废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求；施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)		标准来源	
颗粒物	1.0		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值	
非甲烷总烃（厂界）	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
污染物	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃（厂界内）	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
	30	监控点处任意一次浓度值		

（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经综合利用后多余尾水执行《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，由联合站统一调配回注含油层，不向外环境排放。标准值见下表：

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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，运营期修井作业等执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。见下表：

表 2.4-8 建筑施工噪声排放限值 单位：dB (A)

昼间	夜间
70	55

表 2.4-9 工业企业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；

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、天然气，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，判定过程见下表：

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	不涉及	/

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

(2) 评价范围

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

2.5.2. 地下水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

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

表 2.5-2 地下水环境影响评价行业类别

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

	区的			
--	----	--	--	--

同时，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表：

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下表：

表 2.5-4 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

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

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。工程所在区域地下水总体由西北向东南径流，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价范围确定为：工程区向下游外扩 0.8km，向两侧及上游各外扩 0.4km 的范围。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），管线以工程边界两侧各向外延伸 200m 作为调查评价范围。

2.5.3. 地表水环境影响评价等级和评价范围

工程位于准噶尔盆地西缘，井区内无地表水体，各类管线沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系。

因此，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的地表水环境影响评价工作等级分级判据，确定本工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

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

2.5.4. 土壤环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域监测数据，工程所在区域土壤含盐量大于 4g/kg，土壤 pH 值大于 7，根据 HJ 964-2018 附录 D 中的分级标准，工程所在区域属于土壤中度盐化地区和轻度碱化地区，故本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同类型分别判定评价等级。

1) 建设项目类别

本工程属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场及油气集输管线建设。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影

响评价技术导则《陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价……”。因此，本工程按最高采油部分属于“I 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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程新增永久占地 11.88hm^2 ，占地规模为“中型”。

3) 建设项目敏感程度

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

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

4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见下表：

表 2.5-5 污染影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价工作等级 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

表 2.5-6 生态影响型评价工作等级划分表

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

不敏感	二	三	/
-----	---	---	---

综上所述，本工程采油部分污染影响型、生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为一级。

（2）评价范围

根据导则要求，本工程采油部分土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 5km、土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 1km；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下表：

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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/ m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/ km	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见下表：

表 2.5-9 估算模式计算结果表

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
车浅1-4井场	NMHC	13.5	2000	0.68	6.53	28
车浅1-1井场	NMHC	76.3	2000	3.81		28
哈浅2-平1井场	NMHC	130.5	2000	6.53		28
两井式井场	NMHC	127.1	2000	6.35		28

经计算可知，本工程最大占标率为：6.53%，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），并结合本工程特点，最终确定将以各采油井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6. 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

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

（2）评价范围

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

2.5.7. 环境风险评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

评价工作等级划分见下表：

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。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 Q 值的确定见下表：

表 2.5-11 本工程风险单元 Q 值一览表

危险单元	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q值	Q值划分
集油管线、油罐	原油	--	791.237	2500	0.3165	Q<1
	Q值 Σ				0.3165	

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.3165$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（2）评价范围

本工程环境风险潜势为I，不设环境风险影响评价范围。

2.5.8. 评价范围汇总

本工程环境影响评价范围见下表：

表 2.5-12 评价等级及评价范围表

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

2.6. 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、基本农田。

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下表：

表 2.6-1 工程环境敏感目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	环境保护要求
1	环境空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
2	声环境	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
3	水环境	地下水潜水含水层	评价范围内的灌溉水井	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
4	土壤	耕地	距离哈山20井场南侧8米	工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）的污染风险筛选值要求；
		牧草地	排667井场	
5	生态环境	公益林	工程区及周边1km范围分布	严格控制施工临时用地，临时使用林地，在施工结束后恢复原有生态环境，永久占用林地采取补偿措施
		重要物种	评价区域内活动	该区域共有国家二级保护动物2种，分别为云雀、鹅喉羚。根据《陆生野生动物重要栖息地名录2024》，项目区无云雀、鹅喉羚栖息地
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

图 2.6-1 环境敏感目标分布图

2.7. 评价内容和评价重点

2.7.1. 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，本次评价工作内容见下表：

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
----	----	----

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	<p>(1) 区块开发现状及环境影响回顾：主要介绍春风油田、准北阿拉德及春晖油田区块开发现状、“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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(5) 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析，生态环境分区管控符合性分析。</p> <p>(6) 选址选线合理性分析。</p>
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	<p>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）；</p> <p>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）；</p> <p>退役期影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）；</p>
6	环境保护措施可行性论证	针对本工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，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等相关要求；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的环境影响可行性结论

2.7.2. 评价重点

- (1) 油田勘探开发工程分析
- (2) 施工期生态环境影响评价

- (3) 土壤及地下水环境影响评价
- (4) 环境风险评价及风险管理
- (5) 环境保护措施及可行性论证

2.8. 评价时段和评价方法

2.8.1. 评价时段

根据本工程实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、运营期和退役期，以施工期和运营期两个时段为评价重点。

2.8.2. 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。本次环境评价使用的评价方法见下表：

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1. 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 春风油田开发现状

3.1.1.1. 主体工程概况

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

按照资源勘探情况，春风油田已实施了 601-20、排 612、排 601 北区、排 601 南、排 601 西、排 6 南、排 6 北、排 66、排 626、排 609 等项目，以上工程均通过了生态环境主管部门的审批，并进行了竣工环境保护验收。目前已建成主要设施为春风联合站、春风二号联合站、8 个增压泵站、2 个接转站、8 座注汽站、油田基地、井场 963 口及附属设施，以及油田内部集输管网和道路等。年产油约 140 万吨。

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

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

3.1.1.2. 春风油田公辅工程概况

（1）给排水

春风油田生活用水供水由 128 团供水管网提供，生产用水由区块内清水井提供。

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

（2）供热

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

（3）供电

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

（4）集输管线及运输情况

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

（5）内部道路建设情况

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

（6）储罐、运输及装载系统建设情况

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

3.1.1.3. 环保设施建设情况及运行情况

（1）废气环保设施

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

春风油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营

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

表 3.1-1 春风油田锅炉烟气达标情况

监测位置	监测频次		监测结果				
			SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	颗粒物 (mg/m ³)	汞及其化合物 (mg/m ³)	烟气黑度
2号 注汽站	监测值	第一次	93.0	102.8	9.0	3.75×10 ⁻⁴	<1
		第二次	82.1	90.9	8.7	4.06×10 ⁻⁴	<1
		第三次	61.8	91.4	6.0	3.79×10 ⁻⁴	<1
		平均值	79.0	95.0	7.9	3.87×10 ⁻⁴	<1
	标准值		200	200	30	0.05	≤1
	达标情况		达标	达标	达标	达标	达标
3号 注汽站	监测值	第一次	12.9	146.1	15.6	0.0041	<1
		第二次	6.8	145.6	17.9	0.0091	<1
		第三次	6.1	150.7	15.4	0.0057	<1
		平均值	8.6	147.5	16.3	0.0063	<1
	标准值		200	200	30	0.05	≤1
	达标情况		达标	达标	达标	达标	达标
4号 注汽站	监测值	第一次	146.6	177.2	11.7	0.0106	<1
		第二次	134.3	178.8	10.8	0.0152	<1
		第三次	168.1	186.3	13.1	0.0156	<1
		平均值	150.0	180.8	11.9	0.0138	<1
	标准值		200	200	30	0.05	≤1
	达标情况		达标	达标	达标	达标	达标
7号 注汽站	监测值	第一次	29.4	79.5	6.3	0.0116	<1
		第二次	68.1	100.3	6.7	0.0232	<1
		第三次	12.3	118.3	5.6	0.0201	<1
		平均值	36.6	99.4	6.2	0.0183	<1

监测位置	监测频次		监测结果				
			SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	颗粒物 (mg/m ³)	汞及其化合物 (mg/m ³)	烟气黑度
	标准值		200	200	30	0.05	≤1
	达标情况		达标	达标	达标	达标	达标
1#移动 锅炉	监测值	第一次	ND	24.7	ND	/	<1
		第二次	ND	25.6	ND	/	<1
		第三次	ND	26.0	ND	/	<1
		平均值	ND	25.4	ND	/	<1
	标准值		50	50	20	/	≤1
	达标情况		达标	达标	达标	/	达标

监测结果表明，已运行的各注汽站锅炉及移动注汽锅炉排放废气中的各污染物均满足相应大气污染排放限值要求。

（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，经资源化处理后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，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。

（4）固体废物防治措施及设施

春风油田开发建设过程中，施工期产生的固废主要包括施工土方、废弃泥浆、

钻井岩屑、焊接及吹扫废渣、废机油、废烧碱包装袋、生活垃圾等。施工土方全部用于回填管沟及场地平整；废弃泥浆和钻井岩屑采用泥浆不落地设备收集后和废烧碱包装袋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；焊接及吹扫废渣送至当地一般固体废物填埋场；废机油为危险废物，桶装分类收集后，由钻井队交由有资质的单位进行处置；生活垃圾集中收集后依托当地生活垃圾填埋场进行安全填埋。

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中产生的沾油废物、废油桶等。代码分别是 071-001-08、900-249-08、900-041-49；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。

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

3.1.1.4. “三同时”执行情况

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

表 3.1-2 春风油田开发项目环保手续履行情况一览表

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

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
	设项目						
3	春风油田排601块中区产能建设工程	新环评价函(2011)863号	新疆维吾尔自治区环保厅	2011.9.21	新环函(2014)458号	2014.4.21	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	新疆维吾尔自治区环保厅	2014.5.28	新环环评函(2019)435号	2019.4.11	新疆维吾尔自治区环保厅
5	春风油田排612块白垩系产能建设工程	新环函(2014)666号	新疆维吾尔自治区环保厅	2014.5.28	新环环评函(2019)433号	2019.4.11	新疆维吾尔自治区环保厅
6	春风油田排6北区产能建设工程	新环函(2016)49号	新疆维吾尔自治区环保厅	2016.1.13	自主验收	2020.6.13	/
7	春风油田排66块火成岩油藏产能建设工程	新环函(2018)103号	新疆维吾尔自治区环保厅	2018.1.20	自主验收	2020.10.15	/
8	春风油田排612扩边沙湾组产能建设工程	新环函(2018)881号	新疆维吾尔自治区环保厅	2018.7.3	自主验收	2020.6.13	/
9	春风油田排626块产能建设工程	克环函(2019)89号	克拉玛依市环保局	2019.5.13	自主验收	2020.10.15	/
10	春风油田排609块产能建设工程	新环函(2018)1645号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2018.11.8	自主验收	2021.2.25	/
11	春风油田排609扩产能建设工程环境影响报告书	新环函(2022)56号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2022.3.30	正在实施,已开展两次分期验收	2024.4.8、2024.4.24	/
12	春风油田排609整体扩边产能建设工程	新环审(2024)259号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2024.12.3	正在实施	/	/
13	春风油田2026年滚动开发建设工程	新环审(2026)31号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2026.2.13	正在实施	/	/

3.1.1.5. 春风油田已建工程环境影响回顾评价

(1) 生态环境影响回顾评价

春风油田老区勘探开发时间长,依托设施完善,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用地面积的方法，施工结束后平整恢复了迹地，路面表层铺垫有砾石层。根据多年尺度遥感影像变化分析，工程所在区域公益林、天然林等环境保护目标的群落结构、生境质量、生态系统稳定性均未显现恶化的迹象，各项生态保护措施基本落实，实施效果较好。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邻近管网流程管输至联合站处理。

春风油田共设置了 8 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，春风油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期注汽站锅炉设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，根据近两年锅炉废气监测结果，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 and 《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处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

（6）排污口规范化管理及排污许可手续

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

（7）环境管理回顾

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

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

（8）区块环境监测计划执行情况

根据区块后评价资料，项目所在的各采油管理区按照《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及自治区各年公布的重点排污单位名录制定了环境监测计划。近年来，中石化新疆新春石油开发有限责任公司对辖区范围的工业废水、生活污水、生产废水、回注水、污油泥、泥浆不落地开展监督监测，对锅炉、地下水和土壤等要素进行了外委协测。

（9）区域退役设施情况

春风油田部分区块井场涉及封井，封井时采取了如下保护措施：

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

2.对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4.清理临时用地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5.临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的

效果。

（10）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，在油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构。

（11）区域污染物三废排放情况

根据春风油田后评价及“十四五”规划环评资料，结合现场踏勘与资料收集，经过核算统计，春风油田范围工程污染物排放情况见下表：

表 3.1-3 春风油田污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量 (t/a)	备注
1	废气	SO ₂	684	/
		NO _x	693	/
		颗粒物	181	/
		非甲烷总烃	112	/
2	废水	生产废水	0	采出水由联合站处理达标后，经资源化处理后回用于注汽站锅炉用水，剩余部分回注油田，均不外排
		生活污水	0	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于绿化，不外排
3	固体废物	含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物	0	产生量约 2419.23t/a，含油污泥、沾油废物、废油桶等危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司、克拉玛依沃森环保科技有限公司等具有资质的单位负责接收、转运和处置，不外排
		炉渣、炉灰	0	产生量约 93229.49t/a，外售综合利用，不外排
		生活垃圾	0	产生量约 216t/a，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司进行清运、处理，不外排

3.1.2. 阿拉德及春晖油田开发现状

3.1.2.1. 主体工程

准北阿拉德及春晖油田位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，位于哈山构造南缘斜坡带，东邻风城油田，距离克拉玛依市乌尔禾区约 5km。春晖油田八道湾组一段上报控制储量 3261.1 万吨，阿拉德油田西山窑组上报控制储量 2593 万吨，未动用超稠油资源潜力大，也是目前持续稳产和上产的现实资源。

准噶尔盆地是一个在挤压构造环境下形成的、具有复合叠加特征的大型含油气盆地。自晚古生代至第四纪经历了海西、印支、燕山和喜马拉雅运动的多旋回构造发展，属典型的中央地块型复合叠加盆地。哈山地区位于准噶尔盆地北缘哈德构造带区块的南部中段。地理上位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔夏孜盖乡西南部。构造上属于哈-德构造带的西端，南邻玛湖凹陷，北部以达尔布特断裂为界与和什托洛盖盆地相接，有利勘探面积约1000km²。地表出露石炭系、二叠系及白垩系地层，其余均被第四纪地层覆盖，地表断裂以东西向为主，部分断裂相互切割，达尔布特走滑断裂贯穿研究区东西，为区内最大断裂。邻区中石油发现了百口泉、乌尔禾、风城、夏子街四个油田，从侧面反映研究区具有较好的油气地质条件。

经哈浅2-2、哈浅2-平1、哈浅2-斜1、哈浅401-侧支平1、哈浅1-支平10、哈浅1-支平11、哈浅1-平12、哈山20等8口井实钻证实，主要目的层八道湾组储层发育，一段砂、砾岩储层发育，储层岩性主要为砾岩、含砾细砂岩、细砂岩，录井见油斑、荧光级显示，含油丰度高，原油性质为重质油，储层物性好，综合解释发育油层、差油层，形成了构造-地层稠油藏。

目前阿拉德及春晖油田区块均为探井。

3.1.2.2. “三同时”执行情况

阿拉德及春晖油田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。春晖油田各工程“三同时”执行情况见下表：

表 3.1-2 春风油田开发项目环保手续履行情况一览表

序号	项目	审批文号	审批时间	验收文号	验收时间
1	哈浅1-平12井项目	克环函(2025)113号	2025年9月8日	正在实施	/
2	哈浅1-支平10等3口探井	克环函(2024)58号	2024年6月4日	自主验收	2025年2月27日
3	哈浅2-斜1等6口探井	克环函(2022)48号	2022年3月23日	自主验收	2024年1月10日
4	哈山20勘探井(重新报批)	克环函(2025)121号	2025年9月30日	正在实施	/

3.1.2.3. 阿拉德及春晖油田已建工程环境影响回顾

(1) 生态环境影响回顾评价

根据现有验收报告，钻井工程施工期间，钻井采用泥浆不落地工艺，泥浆循环使用，钻井岩屑交由有资质单位处置，达标后综合利用，现场未出现乱挖、乱堆、乱放等情况。建设单位已办理征地手续，项目车辆按固定线路行驶，未随意

开设便道，施工作业区域严格控制在征地范围内，减少土壤扰动和植被破坏。施工期受到车辆、机械破坏的地方已及时平整恢复。施工期间严格控制施工作业面及活动范围，避免破坏作业范围外的植被，施工期间未随意砍伐破坏植被。

（2）水环境影响回顾评价

根据现有验收报告，钻井期间均采用水基泥浆，在钻井过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，少量不可分离的废弃钻井泥浆与岩屑一同委托泥浆不落地处置单位处置。井下作业废水和试油废水运至春风二号联合站处置达标后回注油藏。钻井采用套管+水泥固井完井方式，保护地下水层。

生活区内设值班房、办公室等，钻井井场设置临时旱厕完井后已填埋，生活污水运至中石化新疆新春石油开发有限责任公司管理一区生活基地处理。

（3）大气环境影响回顾评价

钻井施工期间定期对设备进行维护，并使用合格的油品；未在大风天气开展产生扬尘的施工作业；施工车辆按规定路线行驶；井场洒水降尘、物资加盖篷布；对大气环境的影响随施工的结束而逐渐消失。

（4）固体废物环境影响回顾评价

钻井过程中均采用水基泥浆，钻井产生的岩屑和剩余废弃泥浆，经泥浆不落地装置收集后，委托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司处置。施工结束后未破损的防渗膜由施工单位集中回收利用，破损的废防渗膜直接委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置，不暂存。生活区内设值班房、办公室等。井场和生活区产生的生活垃圾集中收集，统一拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。根据现场调查，未发现岩屑、生活垃圾等固体废物遗留情况。

3.1.3.

3.1.4. 现有工程

3.1.4.1. 现有工程概况

本方案涉及 74 口井，其中 67 口位于春风油田由采油管理一区、三区管辖，行政划分隶属于克拉玛依区，7 口位于阿拉德及春晖油田由采油管理四区管辖，行政划分隶属于乌尔禾区。

3.1.4.2. 现有工程环保手续

现有工程环保手续情况见下表：

表 3.1-4 现有工程环保手续履行情况一览表

序号	井号	环评批复	验收
1	排 616-支平 5	2025 年 4 月 24 日《关于排 616-支平 5 等三口探井项目建设项目环境影响评价报告表的批复》（克环函〔2025〕52 号）	正在实施
2	排 616-支平 2	2024 年 11 月 7 日《关于排 646-支平 4 等 4 口探井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2024〕114 号）	2025 年 10 月 15 日，自主验收。 《关于排 609-平 16 等探井项目竣工环境保护验收的意见》新春公司发〔2025〕59 号
3	排 601-平 399	2019 年 8 月 21 日《关于中石化新疆新春石油开发有限责任公司排 601-平 397 等三口探井项目环境影响报告表的批复》（师环审〔2019〕105 号）	2026 年 2 月 5 日，自主验收。
4	排 6-侧平 19	2022 年 3 月 23 日《关于哈浅 2-斜 1 等 6 口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕48 号）	2024 年 1 月 10 日，自主验收
5	排 663-平 1	2025 年 8 月 6 日《关于排 663-平 1 等 2 口探井项目建设项目环境影响评价报告表的批复》（克环函〔2025〕103 号）	正在实施
6	排 685-支平 1	2025 年 4 月 24 日《关于排 616-支平 5 等三口探井项目建设项目环境影响评价报告表的批复》（克环函〔2025〕52 号）	正在实施
7	排 646-支平 5	2025 年 4 月 24 日《关于排 616-支平 5 等三口探井项目建设项目环境影响评价报告表的批复》（克环函〔2025〕52 号）	正在实施
8	排 106-平 2	2024 年 11 月 7 日《关于排 646-支平 4 等 4 口探井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2024〕114 号）	2025 年 10 月 15 日，自主验收。 《关于排 609-平 16 等探井项目竣工环境保护验收的意见》新春公司发〔2025〕59 号
9	排 106-平 1	2024 年 11 月 7 日《关于排 646-支平 4 等 4 口探井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2024〕114 号）	正在实施
10	排 609-平 16	2023 年 12 月 25 日《关于排 609-平 16 探井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2023〕165 号）	2025 年 10 月 15 日，自主验收。 《关于排 609-平 16 等探井项目竣工环境保护验收的意见》新春公司发〔2025〕59 号
11	排 631-平 2	2023 年 4 月 3 日《关于排 631-平 2 探井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2023〕33 号）	2024 年 2 月 6 日，自主验收，《关于排 631-平 1 等 20 个探井项目竣工环境保护验收的意见》（新春公司发〔2024〕6 号）
12	排 631-平 1	2022 年 7 月 20 日《关于排 631-平 1 探井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕101 号）	2024 年 2 月 6 日，自主验收，《关于排 631-平 1 等 20 个探井项目竣工环境保

			护验收的意见》（新春公司发（2024）6号）
13	排 678-1	2021年4月29日《关于春风油田排678-1井钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2021〕57号）	2022年5月15日，自主验收《春风油田排678-1井钻井工程竣工环境保护验收意见》
14	排 631-4	2020年9月29日《关于排631-4探井环境工程环境影响报告表的批复》（克环函〔2020〕160号）	2022年5月15日，自主验收《排631-4探井环境工程竣工环境保护验收意见》
15	排 615-2	2020年6月18日《关于春风油田排615-2评价井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2020〕109号）	2022年5月15日，自主验收《春风油田排615-2评价井项目竣工环境保护验收意见》
16	排 66-平 10	2019年5月6日《关于春风油田排66-平9、排66-平10评价井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2019〕85号）	2022年5月16日，自主验收《春风油田排66-平9、排66-平10评价井项目竣工环境保护验收意见》
17	排 66-平 9	2019年5月6日《关于春风油田排66-平9、排66-平10评价井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2019〕85号）	2022年5月16日，自主验收《春风油田排66-平9、排66-平10评价井项目竣工环境保护验收意见》
18	排 609-16	2018年7月5日《关于春风油田排609区块排609-16滚动勘探井项目环境影响报告表的批复》（克环保函〔2018〕125号）	2022年5月16日，自主验收《春风油田排609区块排609-16滚动勘探井项目竣工环境保护验收意见》
19	排 66-平 7	2016年4月15日《关于春风油田2016年排66区块3口油藏评价井项目环境影响报告表批复》（克环保函〔2016〕170号）	2022年5月16日，自主验收《春风油田2016年排66区块3口油藏评价井项目竣工环境保护验收意见》
20	排 612-平 3	2015年10月23日（克环保函〔2015〕520号）	2025年10月15日，自主验收。 《关于排609-平16等探井项目竣工环境保护验收的意见》新春公司发〔2025〕59号
21	排 66-平 6	2016年4月15日《关于春风油田2016年排66区块3口油藏评价井项目环境影响报告表批复》（克环保函〔2016〕170号）	2022年5月16日，自主验收《春风油田2016年排66区块3口油藏评价井项目竣工环境保护验收意见》
22	排 106-平 1 侧	2024年11月7日克环函〔2024〕114号	正在实施

23	排 66-平 8	2016年4月15日《关于春风油田2016年排66区块3口油藏评价井项目环境影响报告表批复》（克环保函〔2016〕170号）	2022年5月16日，自主验收《春风油田2016年排66区块3口油藏评价井项目竣工环境保护验收意见》
24	哈山 20	2025年9月30日《关于哈山20勘探井（重新报批）环境影响报告表的批复》（克环函〔2025〕121号）	正在实施
25	排 230	2024年12月24日（克环函〔2024〕136号）	正在实施
26	排 757H	2024年4月16日克环函〔2024〕40号	正在实施
27	排 756H	2024年4月16日克环函〔2024〕39号	正在实施
28	排 754H	2023年5月18日《关于排754H探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2023〕57号）	2024年10月25日，自主验收，《排754H探井竣工环境保护验收意见》
29	排平 752	2022年3月23日《关于哈浅2-斜1等6口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕48号）	2024年1月10日，自主验收
30	排 745	2021年6月10日《关于排745评价井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2021〕84号）	2024年10月25日，自主验收。
31	排 744	2020年12月7日《关于排744评价井工程环境影响报告表的批复》（克环函〔2020〕192号）	2024年10月12日，自主验收《关于排750等13个探井项目竣工环境保护验收的意见》（新春公司发〔2024〕56号）
32	排 742	2020年8月23日（克环函〔2020〕136号）	2024年10月25日，自主验收。
33	排 679	2020年1月15日《关于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起排679评价井环境影响报告表的批复》（克环函〔2020〕12号）	2024年10月7日，自主验收《准噶尔盆地西部隆起车排子凸起排679评价井竣工环境保护验收意见》
34	排 655	2020年1月10日（克环函〔2020〕9号）	2024年10月12日，自主验收《关于排750等13个探井项目竣工环境保护验收的意见》（新春公司发〔2024〕56号）
35	排 646	2018年8月1日（克环保函〔2018〕154号）	2020年11月29日，自主验收。
36	排 675	2017年8月8日（克环保函〔2017〕254号）	2020年11月29日，自主验收《准噶尔盆地西部隆

			起车排子凸起排 675 评价井建设项目竣工环境保护验收意见》
37	哈浅 1-平 12	2025 年 9 月 8 日《关于哈浅 1-平 12 井项目环境影响报告表的批复》（克环函〔2025〕113 号）	正在实施
38	哈浅 1-支平 11	2024 年 6 月 4 日《关于哈浅 1-支平 10 等 3 口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2024〕58 号）	2025 年 2 月 27 日《关于阿拉德油田 2014 年新钻 6 口探井等项目竣工环保验收的意见》（新春公司发〔2025〕9 号）
39	哈浅 1-支平 10	2024 年 6 月 4 日《关于哈浅 1-支平 10 等 3 口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2024〕58 号）	2025 年 2 月 27 日《关于阿拉德油田 2014 年新钻 6 口探井等项目竣工环保验收的意见》（新春公司发〔2025〕9 号）
40	哈浅 2-斜 1	2022 年 3 月 23 日《关于哈浅 2-斜 1 等 6 口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕48 号）	2024 年 1 月 10 日，自主验收
41	哈浅 2-2	2022 年 3 月 23 日《关于哈浅 2-斜 1 等 6 口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕48 号）	2024 年 1 月 10 日，自主验收
42	哈浅 2-平 1	2022 年 3 月 23 日《关于哈浅 2-斜 1 等 6 口探井环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕48 号）	2024 年 1 月 10 日，自主验收

3.1.4.3. 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有站场周边无历史废弃物及建筑垃圾遗留，临时用地恢复情况较好，不存在与本工程相关的原有环境问题。

3.2. 建设项目基本情况

3.2.1. 项目概况

3.2.1.1. 项目名称和性质

项目名称：2026 年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程

建设单位：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

建设性质：改、扩建

3.2.1.2. 建设地点

本工程地处克拉玛依市克拉玛依区与乌尔禾区。共计 74 口井，其中 67 口位于春风油田由采油管理一区、三区管辖，行政划分隶属于克拉玛依区，7 口位于阿拉德及春晖油田由采油管理四区管辖，行政划分隶属于乌尔禾区。工程区地理位置见下图：

图 3.2-1 本工程地理位置示意图

3.2.1.3. 建设规模

本工程共计 74 口井，其中 67 口位于春风油田由采油管理一区、三区管辖，行政划分隶属于克拉玛依区，7 口位于阿拉德及春晖油田由采油管理四区管辖，行政划分隶属于乌尔禾区。共计新增产能 $11.25 \times 10^4 \text{t}$ 。配套集输管线 2.56km，注汽管线 1km，站外新建临时低压输水管线 5.32km。工程总投资 13901.96 万元。

图 3.2-2 工程平面布置示意图

3.2.1.4. 建设内容

本工程新建井场 73 座（采油井场 72 座，采气井场 1 座）；老井转注水井场 1 座，注水井场内新建 1 座注水泵橇；在排 612-斜 57 水源井新增提升泵 1 台；新建集输管线 2.56km，新建注汽管线 1km，新建站外新建临时低压输水管线 5.32km，同时配套供配电、自控通信、消防、注水等系统。工程总投资 13901.96 万元。所有工程均呈点线状分布在春风油田、阿拉德及春晖油田采矿权范围内；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离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约 15km，艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区约 14km。

3.2.1.5. 工程组成

工程项目组成见下表：

表 3.2-1 工程组成一览表

序号	项目名称		主要建设内容	备注	
1	主体工程	井场工程	新建采油井场 72 座；采气井场 1 座；注水井场 1 座，注水井场内新建注水泵橇 1 座，设备自带变频控制柜及橇装房 1 座，外形尺寸 7.5m×2.9m×2.7m。排 612-斜 57 水源井旁新建提升泵 1 座	新建	
		管线工程	集油管线	新建集油管线 2.56km，埋地敷设	新建
			注汽管线	注汽管线 D88.9×9.5；注采合一管线 D88.9×11；长度 1km	新建
			站外新建临时低压输水管线	新建临时低压输水管线，管线利旧 DN80 油管，管线总长度 5.32km。	新建
2	公用及配	供配电工程	井场新建 80kVA 三杆变压器台 1 座，新建变压器低压侧新建 1 台五合一电容组合柜（防护等级为 IP54），井场内新建用电设备电源均引自新建五合一电容组合柜。	新建	
		供水工程	给水采用罐车就近从周边城镇拉水	依托	

序号	项目名称	主要建设内容	备注	
	套工程			
	排水工程	废水均不外排	/	
	通信工程	本工程新建井台附近区块油井信息化建设完善，井场都具备视频监控系统，将井场内新建视频图像和自控数据上传至管理区生产指挥中心进行显示、存储与管理。	新建+依托	
	消防工程	本工程实施后井场、站场均为五级站场，火灾危险性属于B、C类	新建+依托	
3	环保工程	废气	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。</p>	新建+依托
		废水	<p>施工期：废水包括生活污水、管道试压废水；管线试压废水属于清净废水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压完成后就地泼洒抑尘；施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入128团场管网；</p> <p>运营期：废水包括采出水、井下作业废水等。采出水、井下作业废水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排；</p> <p>退役期：少量生活污水、清管废水；</p>	依托
		噪声	<p>施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>运营期：选用低噪声设备、基础减振；</p> <p>退役期：合理安排作业时间；</p>	新建
		固体废物	<p>施工期：焊接及吹扫废渣、废包装袋（盒）废保温材料等首先考虑回收利用，不能回收利用的施工废料收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置；</p> <p>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；</p> <p>退役期：固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣、废防渗材料及含油污泥（沾染原油的土壤），应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送当地一般固体废物填埋场妥善处理；沾油废防渗材料、落地油属于危废，收集后由有危废处置资质单位接收处置；</p>	依托
		生态	<p>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；</p> <p>运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线；</p> <p>退役期：地面设施拆除、恢复原有自然状况；</p>	新增

序号	项目名称	主要建设内容	备注	
	地下水、土壤	源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应等	完善	
	环境风险	分区防控，管线上方设置标识，加强管线内的压力、流量传感器检修维护；加强日常巡检监管工作，加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理、定期对管线壁厚进行超声波检查，制定跟踪监测计划	完善	
4	依托工程	春风联合站	采油管理一区涉及的井采出液、井下作业废水均进入春风联合站。春风联合站是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的稠油处理站	依托
		春风二号联合站	采油三区、四区涉及的井采出液、井下作业废水均进入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，共计建有12座5000m ³ 原油储罐，1座20000m ³ 原油储罐，8座1000m ³ 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、供电、自控、通讯等功能	依托
		注汽站	本工程所在的春风油田建有2、3、5、6、8号注汽站，9号注汽站正在建设中；同时区域内已建设较为完善的固定注汽管网，为本工程注汽依托	依托
		危废贮存场	春风油田危废贮存场位于二号联合站北侧约500m处。工程运营期危险废物的暂存依托该危废贮存场暂存	依托
		克拉玛依建筑垃圾填埋场	一般工业固废依托克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	依托
		克拉玛依市生活垃圾填埋场	生活垃圾依托克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置	依托
		危废处置资质单位	落地油、沾油废防渗材料、清管废渣、废油桶、废烧碱包装袋等危废依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质单位进行合规处置	依托

3.2.1.6. 工程投资

工程总投资 13901.96 万元。

3.2.1.7. 劳动组织及定员

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

3.2.2. 油气资源概况

3.2.2.1. 地层特征

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

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

阿拉德及春晖油田实钻显示白垩系、侏罗系、石炭系、二叠系均钻遇了不同程度发育的储集层，白垩系、侏罗系地层储集空间主要为孔隙型，石炭系、二叠系地层储集空间主要为裂缝型。白垩系储层岩性为细砂岩、泥质粉砂岩，泥质胶结，较疏松～较致密，孔隙度 8.487%～34.838%，渗透率 $1.366 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 569.221 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，泥质含量 11.876%～43.351%，为中等储集层。侏罗系齐古组储层岩性为泥质细砂岩，泥质胶结，较疏松，为差储集层。侏罗系八道湾组储层岩性主要为中砾岩、细砾岩、砂砾岩、含砾细砂岩、细砂岩、泥质细砂岩、泥质粉砂岩，泥质胶结，疏松。孔隙度 3.14%～38.00%，渗透率 $0.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 353.90 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，含油饱和度 1.59%～43.80%，为好储集层。三叠系储层较发育，储层岩性主要为中砾岩、细砾岩、砂砾岩，泥质胶结，疏松，为较差储集层。

3.2.2.2. 构造特征

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

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

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

J (侏罗系) 顶—地震波振幅强、连续，常呈强单轨或双轨出现， T_0 时间 1.06-1.25 秒。测井曲线具突变，界面上的上超和对下覆层的削蚀、削截形成沟谷现象明显，与上覆地层超覆不整合接触，且与下伏石炭系地层有明显差异，合成地震记录速度为突变。

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

3.2.2.3. 流体性质

(1) 原油性质

原油密度 0.953g/cm^3 ，原油黏度 ($50\text{ }^\circ\text{C}$) $9860\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；凝固点 $6\text{ }^\circ\text{C}\sim 26\text{ }^\circ\text{C}$ ；属稠油。伴生气中不含 H_2S 。

(2) 地层水性质

总矿化度 32122mg/L ；氯离子浓度 19630mg/L ；水型 CaCl_2 型。

3.2.2.4. 储量计算

方案区圈定含油面积 12km^2 ，有效厚度取值 3.5m ，有效孔隙度取值 33% ，含油饱和度取值 73% ，体积系数 1.032 ，预测地质储量 $941\times 10^4\text{t}$ 。

3.2.3. 主要技术经济指标

表 3.2-2 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	井场	新建采油气井场	座	73
			老井转注水井场	座	1
3		管线	管线	km	8.88
4			产油规模	t/a	11.25×10^4
5	综合指标		总投资	万元	13901.96
6			环保投资	万元	475
7			永久占地面积	hm^2	11.88
8			临时占地面积	hm^2	6.91
9			劳动定员	人	0
10			工作制度	h	8
11			建设周期	a	1

3.2.4. 总体开发方案

开发方式以蒸汽吞吐为主（28口）、天然能量开发为辅（25口）；目前还有 21 口井处于关停状态。

3.2.5. 主体工程

3.2.5.1. 井场工程

(1) 距离较远直接单井拉油井

以管理三区排 744 油井为例，该井距离已建集输系统 1.2km ，且单井液量较低，不满足管输要求，采用单井拉油方式生产。排 744 井场平面布置见图 3.2-3。同类型井场井号统计见表 3.2-3。

图 3.2-3 排 744 井场平面布置图

表 3.2-3 单井拉油型井场井号统计表

(2) 可依托集输系统就近管输井

以排 601-平 399 井场为例，该井场位于排 601 区块一号注汽站北侧，地面系统已建有完善的注汽、集油管网，可利用已建系统实现直接接入，采用管输方式生产。排 601-平 399 井场平面布置见图 3.2-4。同类型井场井号统计见表 3.2-4。

图 3.2-4 排 601-平 399 井场平面布置图

表 3.2-4 管输井同类型井场井号统计表

3.2.5.2. 新建油气集输系统

根据本次探转开油井周边地面集输系统现状，结合该区块的特点及地质开发井位部署方案，本次方案设计依据“能输尽输”原则，可实现管输油井尽量管输，不能实现管输油井进行单井拉油。管输具体情况见表 3.2-4。

3.2.5.3. 注汽系统

春风油田稠油开采主要依托蒸汽吞吐，目前固定注汽站覆盖区域有限，部分区域仍采用活动锅炉注汽。本次方案设计已开井生产油井采用固定锅炉注汽井场沿用现有标准化注采合一井场模式建设，已关井油井暂不考虑接入注汽管网，后期开井后另行建设；除排 61 及排 66 区块油井采用天然能量开发，其余均采用活动锅炉注汽，活动锅炉注汽井场无需建设固定注汽管线仅集油管线碰接已建管网即可。具体情况见下表：

图 3.2-5 注采合一井场典型图

表 3.2-5 本工程注汽井情况一览表

3.2.5.4. 注水系统

排 66-平 6 井位于排 66 区块东北部位置，距一号增压站直线距离约 4.2km，火车道西侧，注水邻井井组总计油井 6 口。根据排 66 区块补能需求，在排 66-平 6 井进行注水补能，根据开发预测，最大注水水量为 120m³/d。本工程考虑在

排 66-平 6 井场内新建注水泵橇 1 座，水源来自排 612-斜 57 水源井。水源井压力低，本工程考虑新建提升泵 1 台，将水输送至排 66-平 6 井场。注水泵橇内自带提升泵 1 台，将该提升泵迁至水源井边。站外新建临时低压输水管线，管线利旧 DN80 油管，管线总长度 5.32km。

图 3.2-5 站外新建临时低压输水管线示意图

图 3.2-6 排 66-平 6 井场示意图

3.2.6. 辅助工程

3.2.6.1. 供配电工程

为井场内新建电加热器、电加热棒、电伴热等供电。并为井场内新建设备及地上管线做防雷防静电接地以及防爆区域划分。根据工艺要求，负荷等级均为三级。井场用电负荷统计见表 3.2-6。负荷计算中抽油机需要系数及功率因数取值参照《油井集中控制供电系统设计技术规范》（QSH 0395-2011）。

表 3.2-6 井场用电负荷计算表

序号	设备名称	设备功率 (kW/台)	电压等级 (V)	数量	工况	需要系数	功率因数	计算功率 (kW)	视在功率 (kVA)	负荷等级
1	电加热棒	20.00	0.38	2	1用1备	1.0	1.0	20.00	20.00	三级
2	电伴热带	24.60	0.38	-	-	1.0	1.0	24.60	24.60	三级
3	照明	3.00	0.22	-	-	0.9	0.8	2.70	3.38	三级
4	通信箱	0.50	0.22	1	1用	1.0	0.9	0.50	0.56	三级
5	RTU	0.50	0.22	1	1用	1.0	0.9	0.50	0.56	三级
小计								48.30	49.1	

经计算，井场新建 80kVA 三杆变压器台 1 座，新建变压器低压侧新建 1 台五合一电容组合柜（防护等级为 IP54），井场内新建用电设备电源均引自新建五合一电容组合柜。电力电缆敷设采用直埋敷设方式：户外电缆直埋敷设，埋深 1.0m，电缆周围采用干燥砂回填进行防冻胀保护，电缆上、下细砂层厚度均不小于 100mm；铺砂后覆盖保护板保护，保护板应超出电缆两侧各 50mm。在电缆拐弯、接头、终端和进出建筑物等地段应装设明显的方位标志，直线段上每隔 50m 设电缆标识。电缆穿越道路时应穿镀锌钢管保护，保护管两端各伸出路基

1m，埋深 1m，多根电缆并行敷设时，电缆保护管间净距应大于 0.1m。电缆与管道沟交叉时，应穿镀锌钢管加以保护。室外电缆引出地面 2m 至地下 0.3m 处均穿镀锌钢管保护。接地系统均采用 TN-C-S 系统，电气设备正常不带电的金属外壳及工艺设备等均做可靠接地。本次所涉及的设备、阀门均设计防雷防静电接地装置，接地电阻不大于 10Ω 。

供配电工程主要工程量见表 3.3-7。

表 3.2-7 供配电工程主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	油浸式变压器 S20-80 10/0.4-NX2	台	44	杆上安装、仅开井井场安装，关井井场暂不安装
2	五合一电容组合柜	面	44	杆上安装
3	户外动力配电箱 XLW-1	面	88	
4	照明配电箱 PZ30	面	88	
5	跌落式熔断器 PRWG1-10 100/30A	组	88	每组 3 只
6	避雷器 HY5WZ-17/45	组	247	每组 3 只
7	隔离开关 HGW9-12/630	台	44	
8	线路故障指示仪	组	44	
9	电力设备在线监控系统	台	44	
10	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×185+1×95	m	285	
11	电力电缆 YJV-0.6/1kV 4×70+1×35	m	2660	
12	电力电缆 YJV-0.6/1kV 4×50+1×25	m	1330	
13	电力电缆 YJV-0.6/1kV 5×16	m	380	
14	电力电缆 YJV-0.6/1kV 5×10	m	3420	
15	电力电缆 YJV-0.6/1kV 5×4	m	9690	
16	电力电缆 YJV-0.6/1kV 3×4	m	6460	
17	PE 管 DN200	m	18050	
18	热镀锌扁钢-40×4	m	5700	
19	热镀锌角钢∠50×5×2500	根	855	
20	铜芯线 BV-750 16mm ²	m	950	
21	电缆标志桩	根	380	
22	单臂照明路灯 150W	套	44	
23	探照灯 150W	套	44	
24	LED 照明灯 36W	套	44	
25	导线 BV-750V 2.5mm ²	m	285	
26	铜接线端子 DT185	个	1710	

序号	设备名称	单位	数量	备注
27	三杆杆上式变压器台 200kVA	座	44	
28	耐张横担 HD3-17/7506	付	88	
29	架空导线 JKLGYYJ-120/25	Km	36	
30	电力电缆 ZC-YJV22-8.7/15kV 3×120	m	4370	
31	冷缩电缆终端头 ZC-YJV22-8.7/15kV 3×120	套	114	
32	避雷器上引线 JKLYJ-70/10	m	1710	
33	人体静电释放仪	套	44	
34	防爆型汽车放静电装置	套	43	

3.2.6.2. 自控、通信工程

(1) 自控系统

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

(2) 通信系统

根据中石化生产信息化建设需求，为新建井场配套视频监控系统，并将井场内新建视频图像和自控数据上传至管理区生产指挥中心进行显示、存储与管理。

1. 视频监控

井场视频监控系统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，保证生产安全。视频监控系统采用网络化的数字系统结构，摄像机采用室外红外高速球机（智能分析，20 倍光学变焦），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。摄像机安装于新建通信杆上，通信杆采用 8m 金属杆。通信杆上配套安装防水扬声器和通信设备箱。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. 数据传输

视频监控杆上新建通信设备箱内设 1 台 5 电口交换机，用于汇聚 PLC 数据及新建视频图像。然后通过室外屏蔽双绞线将数据上传至值班室网络机柜内新建

5 电口交换机，数据在值班室新建工作站进行显示。摄像机供电引自新建通信设备箱内新建 12V 开关电源。

3.2.6.3. 给排水

（1）给水

给水采用罐车就近从周边城镇拉水。

（2）排水

本工程废水均不外排。

3.2.6.4. 消防工程

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

3.2.7. 依托工程

本工程采出液主要依托春风联合站、春风二号联合站；危险废物依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质的单位合规处置。

3.2.7.1. 原油处理及依托可行性分析

（1）春风联合站

采油管理一区涉及的井采出水、井下作业废水依托春风联合站处理，距离最近约 950m。春风联合站位于克拉玛依市以南国道 217 奎克方向 84km 处路西，占地面积约 75400m²。于 2010 年 12 月 13 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2010〕863 号），2012 年 9 月 21 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环保验收意见（新环函〔2012〕939 号）。该站建于 2010 年，是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的稠油处理站。

春风联合站建设初期，设计原油处理能力为 10×10⁴t/a，经两次扩建后原油处理能力达到 50×10⁴t/a，站内现有 3000m³ 净化原油罐 6 座、3000m³ 原油处理罐 4 座、500m³ 以上的采出水处理罐 8 座。经扩能后原油处理能力为 1370m³/d。联合站采用“稠油掺蒸汽+热化学+二级沉降”处理工艺，具有原油脱水、计量、装车外运、油田水处理、注水、消防等功能。

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

图 3.2-5 春风联合站原油处理流程图

（2）春风二号联合站

采油管理三区，四区涉及的井采出水、井下作业废水依托春风二号联合站处理，距离最近约 40m。

春风二号联合站位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝，距克拉玛依市约 70km，在春风油田四大主力区块的东北侧。于 2014 年 5 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2014〕666 号），2019 年 4 月 11 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环保验收意见（新环环评函〔2019〕433 号）。春风二号联合站 2013 年 11 月建成投产。原油处理规模为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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下图。

图 3.2-6 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。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。

3.2.7.2. 生产废水处理设施及依托可行性分析

(1) 春风联合站

春风联合站采出水处理系统目前正常运行，水处理系统已建成处理规模为 $6700\text{m}^3/\text{d}$ 。水处理系统处理采用“重力沉降+混凝沉淀+过滤”工艺，经处理的出水可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的V级标准要求，春风联合站采出水处理系统工艺流程见下图，具体工艺流程如下：

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

春风联合站已建原油处理规模为 $1370\text{m}^3/\text{d}$ ，已建采出水处理系统处理规模为 $6700\text{m}^3/\text{d}$ 。根据建设单位提供资料，2024年春风联合站处理原油量为 $1290\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理规模为 $80\text{m}^3/\text{d}$ ；采出水处理量为 $6154\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理规模为 $546\text{m}^3/\text{d}$ 。春风联合站原油处理系统剩余处理规模和采出水处理系统剩余处理规模，大于本工程最大产油量和采出水最大产生量，故本工程依托春风联合站可行。

(2) 春风二号联合站

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执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329）。

春风二号联合站现有采出水处理能力能够满足本工程处理要求。

春风油田二号联合站沉降、过滤后的采出水进入春风油田含油污水资源化处理站一期工程进行深度处理后，回用于注汽锅炉。春风油田含油污水资源化处理站一期工程位于春风油田二号联合站西侧，建设单位为新疆宝莫环境工程有限公司。资源化处理站采用蒸发方案，即“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺，以联合站的出水作为原水，将污水处理至满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水。资源化利用产生的副产品水经过混合处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。配套建设污泥、污水池和综合楼等设施。资源化处理站一期工程处理规模为产出锅炉用水 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，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。

3.2.7.3. 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。本工程产生的沾油废物等危险废物依托处置是可行的。

3.2.7.4. 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。

3.2.7.5. 依托注汽站

春风油田共设置了9个燃煤注汽站，其中本工程注汽来源为2、3、5、6、8号、9号注汽站，同时区域内已建设较为完善的固定注汽管网，可作为本工程注汽依托。其中：

2号注汽站建有2台48t/h链条炉排燃煤注汽锅炉，年注汽能力约为 42.17×10^4 t，锅炉出口蒸汽额定压力14.2MPa，额定干度80%。目前负责排601中区及排6北南侧部分井生产用汽需求。

3号注汽站内安装2台48t/h链条炉排燃煤注汽锅炉，锅炉出口蒸汽额定压力14.2MPa，额定干度80%，实际运行注汽干度72%~75%。3号注汽站负责排601南区北部热采井的注汽任务，并同时负责排6南区块的注汽任务。

5号注汽站内安装1台130t/h循环流化床燃煤注汽锅炉，锅炉出口蒸汽额定压力14.2MPa，额定干度100%，实际运行干度98%。5号注汽站负责排601-20、排625等区块热采井的注汽任务。

6号注汽站内现有2台过热注汽锅炉，分别为130t/h和75t/h，锅炉额定出口压力14MPa，额定出口温度350℃。注汽站位于区块中心位置，现有4条蒸汽主管线。6号注汽站能力约为 79.50×10^4 t，根据目前的注汽需求计算，6号注汽站富余注汽能力为 10.31×10^4 t/a。6号注汽站主要负责排612区块热采井的注汽任务。

8号注汽站于2024年建成投产，站内安装1台75t/h循环流化床燃煤注汽锅炉，锅炉出口蒸汽额定压力17.2MPa，提供过热蒸汽。主要负责排6南、排6西、排601西、排601-平395块及排601南边部油井，年供汽能力不低于48万吨。

表 3.2-9 注汽站供汽能力统计表

锅炉类型	名称	投产时间(年)	锅炉额定排量(吨/小时)	锅炉出口蒸汽干度	数量(台)	现状用汽量(万 t/a)	年产汽能力(万 t/a)
燃煤固定注汽锅炉	1#注汽站	2010	48+48	73%	2	3.45 (停用)	42
	2#注汽站	2012		73%	2	34.62	42
	3#注汽站	2012		73%	2	42.34	42
	4#注汽站	2012		83%	2	36.68	42
	5#注汽站	2014	130	过热蒸汽	1	58.09	71.50
	6#注汽站	2015	75+130	过热蒸汽	2	75.60	112.75
	7#注汽站	2022	38	100%	1	24.74	26
	8#注汽站	2024	75	过热蒸汽	1	2.77	48
	9#注汽站	正建	75+75		2	(在建)	

活动锅炉（26台）		265.2		26	143.82	168
合计				37	422.11	594

根据设计资料，区块最大年注汽量 $4.62 \times 10^4 \text{t/a}$ ；已有注汽设施余量约 $152.79 \times 10^4 \text{t/a}$ ，满足本工程注汽需求。

3.3. 工程分析

3.3.1. 工艺流程及产排污节点

本工程油田建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.3.1.1. 施工期

（1）井场建设

本工程新建采油井场 72 座；新建采气井场 1 座；老井转注水井 1 座。井场建设主要包括井场设备安装及管线连接等。

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

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

2) 管线建设

管线施工工艺流程详见下图：

图 3.3-1 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，管道与其他埋地构筑物交叉，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处置。

3.3.1.2. 运营期

本工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业等。

（1）原油开采

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。

（2）原油集输

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

（3）井下作业

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

（4）注水工艺

注水工艺主要为：排 612-斜 57 水源井来水→站外新建临时低压输水管线→注水井。

3.3.1.3. 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区将进入退役期。封井期参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对退役的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

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

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

综上，施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本工程包括地面工程建设、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，以及排放的污染物导致的环境污染。

3.3.2. 施工期主要污染源强核算

3.3.2.1. 生态环境影响因素分析

生态影响主要体现在井场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。各类集输管道开挖产生的多余土方及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时用地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时用地包括管线施工便道的临时用地，施工结束后临时用地可恢复原有使用功能。本工程站场改造不新增占地，永久占地主要为井场的永久占地。

根据现场调查及初步估算，本工程总占地 18.79hm²，其中永久占地面积 11.88hm²、临时用地面积 6.91hm²。具体占地面积见下表：

表 3.3-1 本工程占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)			备注
		永久占地	临时占地	总占地	
1	井场	11.68	0	11.68	新建井场共 73 个，永久占地规格为 40m×40m。
2	集输管线	0.00	2.05	2.05	2.56km，临时占地宽度 8m。
4	注汽管线	0.2	0.6	0.8	1km，临时占地宽度 6m，永久占地宽度 2m 计。
5	站外新建临时低压输水管线	0.00	4.26	4.26	5.32km，临时占地宽度 8m
合计		11.88	6.91	18.79	/

3.3.2.2. 大气污染物源强核算

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气，本工程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。施工期产生的大气污染物将随施工的开始而消失。

3.3.2.3. 水污染物源强核算

本工程施工期废水主要包括管道试压废水和生活污水。

(1) 管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进

行,试压水排出后进入下一段管线循环使用。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算,本工程需清水试压的管线总长度为 8.88km ,试压废水为 22.2m^3 ,主要污染物为SS。试压完成后,试压废水用作场地降尘用水。

(2) 生活污水

本工程工期约365天,施工人员按150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 $12\text{m}^3/\text{d}$,排水量按用水量的80%计算,施工期共排放生活污水为 3504m^3 ,生活污水主要污染物为COD、 BOD_5 、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。

3.3.2.4. 固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中施工废料、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) 施工废料 (071-002-S99)

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 $0.1\text{t}/\text{km}$,拟建工程施工废料产生量约为 0.89t 。

(2) 设备废弃包装 (071-003-S99)

设备废弃包装主要来源于设备包装废弃物,类比春风油田多年施工经验,设备废弃包装等包装袋产生量约为 $0.02\text{t}/\text{井}$,预计产生量为 1.48t 。

(3) 生活垃圾 (900-099-S64)

本工程工期约365天,施工人员按150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 27.375t 。

3.3.2.5. 噪声

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声,物料运输车辆交通噪声。施工期噪声排放情况见下表:

表 3.3-5 施工期噪声排放情况

时段	机械	声压级/dB (A)	工作情况
施工期	挖掘机	72.0	间歇

时段	机械	声压级/dB (A)	工作情况
	装载机	70.0	间歇
	压路机	72.0	间歇
	运输车辆	72.0	间歇
	吊装机	66.0	间歇

3.3.2.6. 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程施工期各种污染物汇总见下表：

表 3.3-6 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	管道试压废水	SS	22.2m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水	0
	生活污水	SS、COD、氨氮、BOD ₅	3504m ³	施工期依托工程周边团场现有民房，施工人员生活污水进入 128 团场管网	0
固体废物	施工废料	071-002-S99	0.89 t	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	0
	设备废弃包装	071-003-S99	1.48t		0
	生活垃圾	900-099-S64	27.375t	生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置	
噪声	构筑物施工机械	/	66-72	减震措施、声环境	70

3.3.3. 运营期主要污染源源强核算

3.3.3.1. 大气污染物源强核算

本工程运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放。

(1) 油气集输系统废气核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃、含氮有机化合物、含硫有机化合物等。对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)

“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取

值参数对拟建项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物流量按以下公式计算：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点*i*的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表见下表：

表 3.3-7 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14

	其他	0.073
--	----	-------

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

表 3.3-8 本工程井场无组织废气 NMHC 核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)	排放速率(kg/h)
			n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备}$	/
1	单座采油井场	阀门	21	0.064	8760	0.035	0.004
2		法兰	46	0.085	8760	0.103	0.012
3		小计				9.936	
4	单座采气井场	阀门	21	0.024	8760	0.013	0.002
5		法兰	46	0.044	8760	0.053	0.006
6		小计				0.066	
7	总计		10.002				

本工程共部署 72 口采油井，1 口采气井。经过核算，本工程采油流程 NMHC 无组织挥发量为 10.002t/a。

(2) 储罐无组织挥发非甲烷总烃

本工程所建设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”：注：卧式罐的贮存损耗率可以忽略不计。故本项目储罐贮存损耗率可以忽略不计。

(3) 装卸油料

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，本项目属于 C 类地区，装车过程中油料最大损耗率取 0.01%。各单井拉油井场无组织非甲烷总烃排放核算结果见下表。

表 3.3-9 各单井拉油井场无组织非甲烷总烃排放量 t/a

序号	三级单位名称	汉字井号	最大储油量 m ³ /d	储存时间 d	年周转量	非甲烷总烃 t/a
1	采油管理一区	排 616-支平 5	36	7.3	1800	0.180
2	采油管理一区	排 616-支平 2	36	1.9	6915.79	0.692

3	采油管理一区	车浅 1-4	1	10	36.5	0.004
4	采油管理一区	车浅 1-1	36	5	2628	0.263
5	采油管理一区	车浅 1-5	36	5	2628	0.263
6	采油管理一区	车浅 1-11	36	5	2628	0.263
7	采油管理一区	排 6-侧平 19	36	5	2628	0.263
8	采油管理三区	排 663-平 1	36	3.1	4238.71	0.424
9	采油管理三区	排 685-支平 1	36	0.94	13978.72	1.398
10	采油管理三区	排 646-支平 5	36	5	2628	0.263
11	采油管理三区	排 106-平 2	108	15	2628	0.263
12	采油管理三区	排 106-平 1	36	5	2628	0.263
13	采油管理三区	排 631-平 1	36	2	6570	0.657
14	采油管理三区	排 678-1	36	5	2628	0.263
15	采油管理三区	排 615-2	36	5	2628	0.263
16	采油管理三区	排 6-10	36	5	2628	0.263
17	采油管理三区	排 601-28	36	5	2628	0.263
18	采油管理三区	排 612-19	36	15	876	0.088
19	采油管理三区	排 6-9	36	5	2628	0.263
20	采油管理三区	排 106-平 1 侧	36	1.9	6915.79	0.692
21	采油管理三区	排 609-5	36	5	2628	0.263
22	采油管理三区	排 612-16	36	5	2628	0.263
23	采油管理三区	排 612-5	36	2.2	5972.73	0.597
24	采油管理三区	排 612-2	36	8.6	1527.91	0.153

25	采油管理三区	排 609-9	36	5	2628	0.263
26	采油管理三区	排 609-6	36	5	2628	0.263
27	采油管理三区	排 230	36	5	2628	0.263
28	采油管理三区	排 757H	36	3.7	3551.35	0.355
29	采油管理三区	排 754H	36	4.3	3055.81	0.306
30	采油管理三区	排 744	36	3.7	3551.35	0.355
31	采油管理三区	排 679	36	5	2628	0.263
32	采油管理三区	排 643	36	5	2628	0.263
33	采油管理三区	排 668	36	1.3	10107.69	1.011
34	采油管理三区	排 662	36	5	2628	0.263
35	采油管理四区	哈浅 1-平 12	72	6.1	4308.20	0.431
36	采油管理四区	哈浅 1-支平 11	72	6.9	3808.70	0.381
37	采油管理四区	哈浅 1-支平 10				
38	采油管理四区	哈浅 2-斜 1	36	5	2628	0.263
39	采油管理四区	哈浅 2-2	36	5	2628	0.263
40	采油管理四区	哈浅 2-平 1	72	4.9	5363.27	0.536
41	采油管理四区	哈山 20	36	5	2628	0.263
总计 (t/a)						14.302

无组织排放非甲烷总烃共计 14.302t/a。

综上，本工程运营期新增 NMHC 无组织挥发量为 24.304t/a。

3.3.3.2. 水污染物源强核算

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

(1) 油藏采出水

根据开发方案预测，本工程年产水最大值出现在第 1 年，约为 7.34×10^4 t/a。

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

（2）井下作业废水

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

表 3.3-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术平均去除效率
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	/	/
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	物理+化学+回注	100
				石油类	克/井次-产品	17645	物理+化学+回注	100

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g，则本工程 74 口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 2812t/a、3.87t/a、0.66t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，之后拉运至联合站的污水处理系统处理达标后回注。

3.3.3.3. 固体废物

本工程固体废物主要为含油危废、井下作业废弃物等；本次不新增劳动定员，无生活垃圾产生。

①落地油

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

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到

原油 100%回收。类比工程周边的春风油田已建区块内现有油井作业污泥产生量，平均约 50kg/井·次，落地油回收率为 100%，本工程共 74 口井，产生落地油量为 3.7t/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》的相关要求收集、贮存、运输。

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

②沾油废防渗材料

工程运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 2 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，油井作业频次为 2 年/次，则每口井每年产生废弃防渗布约 0.125t/a。本工程 74 口井产生沾油废防渗材料最大量约 9.25 t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。油井作业结束后，将废弃的含油防渗布集中收集折叠打包，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③清管废渣

项目集输管线每 2 年清管 1 次，类比现有工程，每公里集输管线产生的清管废渣量平均约 1.15kg，本工程新建管线 8.88km，废渣量约 0.01 t/a。清管废渣中含有少量管道中的油，属于危险废物，危废类别 HW08，危废代码 071-001-08，严格按照危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司进行处置。

④废润滑油

仅在井场设备检修维护中产生，产生量约 7.4t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物（900-214-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油），集中收集后运至联合站综合利用处理。

⑤运营期联合站新增危险废物源强分析

本工程运营期内，油井采出液最终输送至已建联合站进行处理。随着本工程

新增产能（ $11.25 \times 10^4 \text{t/a}$ ）及相应采出液的处理，将导致联合站内处理设施（如沉降罐、分离器、污水处理系统等）负荷增加，进而新增一定量的危险废物，主要包括清罐底泥和含油污泥等。其中，联合站内的原油储罐、沉降罐、缓冲罐等容器在长期运行后，底部会沉积由蜡质、沥青质、机械杂质、腐蚀产物及重质原油组成的罐底泥，该物质属于《国家危险废物名录（2025年版）》中的HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为071-001-08，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年版）及类比春风油田现有联合站运行数据，原油处理过程中清罐底泥的产污系数约为0.65吨/万吨-原油处理量，则本工程新增清罐底泥产生量约7.2 t/a，考虑到清罐作业的周期性（通常3-5年进行一次大清罐），该产生量为年度平均值；含油污泥主要来源于联合站污水处理系统环节。本工程新增采出水在联合站及后续春风油田含油污水资源化处理站处理过程中将产生含石油类的污泥，属于HW08类危险废物，危险废物代码为071-001-08，根据工程分析，本工程运营期最大年产水量约为 $7.34 \times 10^4 \text{t/a}$ 。参照《工业源产排污核算方法和系数手册》（2021年版）中“天然原油和天然气开采”行业系数，含油污泥产生系数约为10.5吨/万吨-采出水处理量，则本工程新增含油污泥量约77.07 t/a。根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）中6.2.5堵水调剖要求，本项目产生含油污泥进行堵水调剖，调剖剩余部分委托有危险废物处理资质单位进行处理，不外排。

工程产生的固体废物汇总见下表：

表 3.3-13 运营期固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	固废类别	固废代码	产生量 t/a	产生 工序	形态	主要 污染 成分	产废周 期	危险 特性	污染物防 治措施
1	落地油	HW08 废矿物 油与含 矿物油 废物	HW08 071-001-08	3.7	油井 作业	半固 态、固 态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
2	沾油废防 渗材料		HW08 900-249-08	9.25	作业 场地 清理	固态	废矿 物油	间歇	T,I	折叠打包 后委托有 资质单位 拉运处理
3	清管废渣		HW08 071-001-08	0.01	集输 环节	固态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
4	废润滑油		HW08 900-214-08	7.4	设备 检修	半固 态	废矿 物油	间歇	T,I	联合站综 合利用

5	联合站新增清罐底泥		HW08 071-001-08	7.2	联合站储罐、处理设施清理	半固态	原油、沉积物	间歇	T,I	委托有资质单位拉运处理
6	联合站新增含油污泥		HW08 071-001-08	77.07	联合站采出水处理	半固态	石油类、水、固体杂质	连续	T,I	综合利用, 剩余部分委托有资质单位拉运处理

3.3.3.4. 噪声

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

表 3.3-14 噪声排放情况

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

3.3.3.5. 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程各种运营期污染物汇总见下表：

表 3.3-15 运营期污染物排放情况汇总表

项目	序号	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量
废气	G1	油气集输	NMHC	24.304 t/a	大气	24.304t/a

项目	序号	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量
废水	W1	油藏采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	7.34×10^4 t/a	采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，	0
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	2812 t/a	满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	0
固体废物	S1	落地油	HW08 071-001-08	3.7 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	9.25 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	0.01 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	废润滑油	HW08 900-214-08	7.4 t/a	联合站综合利用处理	0
	S5	联合站新增清罐底泥	HW08 071-001-08	7.2 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S6	联合站新增含油污泥	HW08 071-001-08	77.07 t/a	综合利用，剩余部分委托有资质单位拉运处理	0
噪声	N1	机械噪声	/	60~105dB (A)	低噪声设备、基础减振、隔声罩等	厂界达标

3.3.4. 退役期环境影响分析

3.4.4.1 退役期环境空气影响因素分析

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出。水环境影响因素主要为埋地管线的清管废水，本工程管线长度共计 8.88km，清管废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 22.2m³，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。可采用以下降噪措施：

- （1）选用低噪声机械和车辆。
- （2）加强设备检查维修，保证其正常运行。
- （3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 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，清理干净管线两端使用盲板封堵。

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

3.4.4.5 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

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

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

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

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

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.3.5. 非正常工况

本工程为油田采掘类项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非井下作业或者发生风险事故。建设单位具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率较低。

运行过程中，项目集油管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥，委托有资质的单位进行处置。

3.3.6. 污染物排放“三本账”

本工程投产后污染物变化情况见下表。

表 3.3-16 本工程污染物排放“三本账”一览表

项目		现有工程排放量	在建工程排放量	拟建项目排放量	工程以新带老削减量	拟建项目投产后污染物排放总量	排放增减量	
废气	有组织	SO ₂ (t/a)	0	0	0	0	0	
		颗粒物 (t/a)	0	0	0	0	0	
		NO _x (t/a)	0	0	0	0	0	
	无组织	NMHC (t/a)	7.4195	0	24.304	0	31.7235	+24.304
废水		—	0	0	0	0	0	0
固体废物		—	0	0	0	0	0	0

3.4. 相关政策法规、规划符合性分析

3.4.1. 产业政策符合性分析

表 3.4-1 产业政策符合性分析

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

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	5. 采用清洁生产工艺		
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	<ol style="list-style-type: none"> 1. 实施泄漏检测与修复（LDAR） 2. 高浓度有机废气单独收集 3. 禁止火炬装置日常使用 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 建设单位在运营期定期开展LDAR工作 2. 本工程属于稠油开采，伴生气中不含H₂S气体 3. 无日常燃火炬行为，仅应急使用 	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 规划环评先行 2. 废水回注需达标（SY/T5329） 3. 强化VOCs无组织管控 4. 避让环境敏感区 5. 制定环境风险应急预案 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 目前新春公司“十五五”规划正在编制中，本工程所在的春风油田为新春公司主力区块； 2. 采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排 3. 采用密闭集输+厂界监测 4. 不占生态红线 5. 突发环境事件预案已备案 	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 功能分区规范有序 2. 采用环境友好型钻井液 3. 落地原油100%回收 4. 固废处置率100% 5. 建立矿区生态监测体系 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 井场/站场分区清晰 2. 落地油全部回收 3. 危废委托资质单位处置 4. 制定运营期生态监测计划 	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
《国家级公益林管理办法》	<ol style="list-style-type: none"> 1. 一级公益林禁止开发 2. 二级公益林允许抚育性活动 3. 办理林地占用手续 4. 保护森林植被 5. 限制非木质资源开发 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 不涉及一级公益林 2. 占用二级公益林办理手续 3. 已申报林地使用许可 4. 控制施工范围减少植被破坏 5. 无林下经济开发行为 	符合
《空气质量持续改善行动计划》	<ol style="list-style-type: none"> 1. VOCs全流程治理 2. 油气回收设施升级 3. 建立VOCs管理平台 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 集输/处理全程密闭 2. 本工程属于稠油开采，伴生气产生中不含硫化氢气体 3. 工程运营期纳入新春公司统一管理平台 	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环评发〔2024〕93号）	<ol style="list-style-type: none"> 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作； 2.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响； 3.通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%； 4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用， 	<ol style="list-style-type: none"> 1.本工程选址与布局符合自治区及油气企业相关油气开发专项规划； 2.工程管线路由至植被生境较好的区域时，适当减小施工作业带宽度可减少施工占地； 3.本工程油气采取密闭集输工艺，可减少挥发性有机物无组织排放； 4.本工程采出液混输至联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排； 5.本工程运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。 	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	<p>无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上；</p> <p>5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉；</p> <p>6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%；</p> <p>7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>		符合性

3.4.2. 相关法规、规范、规划符合性分析

表 3.4-2 相关法规、规范、规划符合性分析

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	<ol style="list-style-type: none"> 1. 加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度。 2. 提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。 3. 建设国家大型油气生产加工和储备基地。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 本工程位于准噶尔盆地春风油田区块、阿拉德及春晖油田区块，属于油气勘探开发项目。 2. 新增原油产能，提升本地油气资源开发参与度。 3. 采用密闭集输等清洁工艺， 	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	4. 优化能源结构，推动绿色低碳发展。 5. 强化资源高效利用和生态环境保护。	减少环境影响。 4. 符合自治区油气基地建设目标。 5. 落实资源节约和生态保护措施。	
《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035年）》	基于克拉玛依显著的能源优势，完备的石油石化产业链，纵跨丝绸之路中通道、北通道，辐射北疆城市和口岸的区位，提出“国际能源城 丝路新枢纽”的战略目标，协同乌鲁木齐都市圈共同促进天山北坡城镇群建设。构建“3+1”特色空间管控体系，在永久基本农田、生态保护红线及城镇开发边界三条刚性控制线之外，创新划定油气生产区，大力保障油气生产的地域空间	本工程属于陆地石油开采类项目，项目新增占地均位于永久基本农田、生态保护红线及城镇开发边界三条刚性控制线之外。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	1. 优化国土空间开发格局，分区引导产业发展。 2. 重点开发区优先布局资源高效利用项目。 3. 限制开发区严控开发强度，保护生态功能。 4. 禁止开发区严禁油气开发活动。 5. 强化资源环境承载能力监测。	1. 本工程位于重点开发区（准噶尔盆地油气基地），符合产业布局要求。 2. 不涉及限制开发区和禁止开发区（如自然保护区）。 3. 开发强度控制在规划允许范围内。 4. 实施环境监测，跟踪资源消耗和生态影响。	符合
《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》	1. 规划范围：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）； 2. 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； 3. 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；	1. 目前新春公司“十五五”规划还未发布，本工程对照“十四五”规划进行分析。本工程位于春风油田、阿拉德油田、春晖油田内，符合新春公司“十四五”规划； 2. 本工程稠油吞吐开发区块注汽任务依托已建注汽站；	基本符合
《关于<中石化新疆新春石油开	1. 严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文	1. 本工程不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控方	基本符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
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)	<p>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;</p> <p>2. 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,规划布设的井场、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。</p>	<p>案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对评价范围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。</p> <p>2. 本工程优先避让环境敏感区,远离居民,减缓了对生态环境的影响。</p> <p>3. 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,可减少废气污染物的排放,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/T 5329-2022)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。</p> <p>4. 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。</p> <p>5. 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。</p> <p>6. 春风油田定期开展后评价</p>	

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	<p>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。</p> <p>3. 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。</p> <p>4. 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、</p>	<p>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。</p> <p>7. 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。</p> <p>8. 本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、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。</p>	

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	<p>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。</p> <p>5. 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。</p> <p>6. 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</p>		

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	<p>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。</p> <p>7. 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。</p> <p>8. 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；</p>		

3.4.3. 生态环境分区管控符合性分析

根据“新疆维吾尔自治区‘三线一单’信息应用平台”（<https://www.xjjeac.cn:8093/#/zfdp>），本工程所在生态环境分区管控单元为“ZH65020880004一克拉玛依区环境一般管控单元04”“ZH65020530002一乌尔禾区环境一般管控单元02”。本工程与生态环境分区管控单元的符合性分析见下表：

表 3.4-3 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

①单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65020330004	克拉玛依区环境一般管控单元 04	一般管控单元	克拉玛依区乡镇区域	未利用地等
维度	管控要求	本工程		符合性
空间布局约束	<p>(1) 执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。</p> <p>(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。</p>	<p>(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；</p> <p>(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；</p>		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	(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；		符合

	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。	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、泄漏、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；		
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；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；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；	符合	
②单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65020530002	乌尔禾区环境一般管控单元 02	一般管控单元	/	/
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		符合

	3.永久基本农田一经划定，必须严格落实《基本农田保护条例》要求，严格占用永久基本农田建设项目的审查论证，涉及占用永久基本农田的，报国务院审批。	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；	
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。 3.控制化肥、农药使用量，推进农膜回收及加工再利用，农药、化肥等包装废弃物的安全收集处置设施建设，降低农业污染负荷。	(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、泄漏、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。 3.确保耕地土壤环境安全，严控重金属类污染物和挥发性有机污染物等有毒物质排放。	(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；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； (3)本项目不占用基本农田。	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。 3.综合利用农业生产废弃物，提高化肥、农药利用率。	(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；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；	符合

	4.严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。		
--	--	--	--

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。

3.5. 选址合理性分析

本工程共部署 74 口井，其中新建采油井场 72 座，采气井场 1 座，注水井场 1 座。

（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、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、人工牧草地等，林地为国家二级公益林、地方公益林。可研设计阶段已尽量减少占用重点公益林，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避免植物茂密区域。本工程井场选址符合《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

（2）选线合理性分析

本次新建管线就近碰接至区域已建管线或已建井场，随后混输至就近联合站处理。本工程充分依托已建管线，部分油井就近碰接至已建集输管线。新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围。

3.6. 清洁生产分析

3.6.1. 清洁生产评价指标

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

3.4.6.1 工艺技术与装备

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，完成本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。

3.4.6.2 资源能源利用

本工程设计在以下几个方面采取节能措施：

- 1) 机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。
- 2) 对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。
- 3) 采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。
- 4) 工艺过程为全密闭式，没有油气排出。
- 5) 选用低损耗变压器，以降低电能损失。

3.4.6.3 产品指标分析

本工程为稠油开采，产品主要为原油，新建产能 11.25 万 t/a。

3.4.6.4 污染物产生指标分析

（1）废水

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

（2）废气

工程主体采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。

（3）固体废物

对开发过程中的修井、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》的相关要求收集、贮存、运输。废润滑油、废防渗材料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

除各种机械采取消音措施，站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗，抽油机采用永磁电机配变频调速装置，提高功率因素，减少噪声。

（5）生态保护及水土保持措施

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

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

3.4.6.5 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）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。

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

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

源化为核心。

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

3.6.2. 标准对照

(1) 评价标准体系

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

表 3.6-1 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
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
(4) 污染物产生指标	25	废弃洗井液	m ³ /井次	5	≤3.0	100	5
		修井废水	kg/井次	5		/	5
		废气	kg/井次	5		/	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区 ≤50 已类区 ≤70	/	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	/	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	得分		

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

表 3.6-2 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

		采出废水达标排放率	%	5	100	5
定性指标						
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	得分
(1) 原辅材料	15	注水水质			10	10
(2) 生产工艺及设备要求	35	井筒质量	井筒设施完好		5	5
		采气过程醇回收设施	套管气回收装置		5	5
		天然气净化设施	防止落地原油产生措施		5	5
		集输流程	全密闭流程并具有油气回收装置		5	5
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		5	5
		套管气回收装置	套管气回收装置		5	5
		防止落地原油产生措施	防止落地原油产生措施		5	5
(3) 符合国家政策的生产规模	10	符合国家政策	符合国家政策		10	10
(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	20
(5) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

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

修正，修正后各相应二级指标的权重值以 K_i' 表示：

$$K_i' = K_i \cdot A_j$$

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：

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

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

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

表 3.6-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由上表计算得出：

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价指数 94 分。清

洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

——采油和集输：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价指数 91 分。

清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

综上，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

3.6.3. 清洁生产水平结论

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

因此，本工程属于清洁生产先进水平。

3.7. 污染物排放总量控制

3.7.1. 总量控制原则

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

3.7.2. 污染物排放总量控制

根据《“十五五”污染减排工作方案编制技术指南》，污染物排放总量控制因子如下：

主要大气污染物：全国层面对氮氧化物（NO_x）和挥发性有机物（VOCs）实施排放总量控制。

主要水污染物：全国层面对 COD 和总磷实施排放总量控制。

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 24.304t/a，不涉及 VOCs 有组织排放。运营期产生的采出水、井下作业废水均不外排。

因此，本工程不涉及废水、废气污染物总量控制指标。

4. 环境质量现状调查与评价

4.1. 自然环境概况

4.1.1. 地理位置

克拉玛依市地处准噶尔盆地西缘，西北傍扎依尔山，南依天山北麓，东濒古尔班通古特沙漠。地理坐标位于东经 $84^{\circ} 44'$ ~ $86^{\circ} 01'$ ，北纬 $44^{\circ} 07'$ ~ $46^{\circ} 08'$ 。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。工程区地理位置见图 3.2-1。

4.1.2. 地形地貌

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

4.1.3. 气候气象

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

区域降水量年际变化大，近几十年来的统计资料显示，降水量最多的年份是 1960 年，达 227.4mm，为多年平均降水量的 240%；降水量最少的 1962 年，为

58.5mm，仅占多年平均降水量的 61.8%。降水量年际变率大，既是大陆性气候特征之一，也是自然条件中不利因素之一。

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

表 4.1-2 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）	°C	27.4
2	最冷月平均气温（1月）	°C	-16.7
3	极端最高气温	°C	43.8
4	极端最低气温	°C	-40.2
5	年平均气温	°C	8.4
6	年平均大风日	天	76.0
7	最大风速	m/s	30.3
8	冬季平均风速	m/s	1.5
9	年平均风速	m/s	2.54
10	风向	—	NW
11	平均年降水量	mm	96.4
12	历年最大降水量	mm	227.3
13	历年平均蒸发量	mm	3445.2
14	年降水量天数平均值	日	68.0
15	年降水极值天数	日	101.0
16	最大积雪厚度	mm	250.0
17	冻土深度	cm	180.4

4.1.4. 水文条件

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 m³。

克拉玛依市多年平均地下水总补给量为 4.14 亿 m³，其中淡水资源量 2.59 亿

m³/a，可开采储量为 1.82 亿 m³/a。目前春风油田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 m³/a。

本工程地表水评价范围内无地表径流。

4.1.5. 地质条件

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。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。

4.2. 生态环境现状调查与评价

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，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》，工程所在区域涉及“（16）白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”“（17）克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”。拟建工程区所在区域生态功能区划具体见下表：

表 4.2-1 工程区生态功能区划表

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 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区	II ₂ 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态 功能 区	16.白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	17.克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区
主要生态 服务功能	土壤保持、景观多样性维护、旅游		石油工业产品、人居环境、荒漠化控制
主要生态 环境问题	河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损		工业污染，土地盐渍化和沼泽化、风沙危害
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		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感
主要保护 目标	保护河谷林、保护地貌景观		改善城市生产生活环境，保护荒漠植被
主要保护 措施	河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调		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
适宜发展	复壮河谷林，合理发展旅游业		建设现代化石油工业基地和良好的人

方向	居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展
----	-----------------------

白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区以土壤保持、景观多样性维护、旅游为主导功能。本工程布局远离雅丹地貌核心区与河谷林核心区，不破坏景观完整性与水土保持功能，与区域生态服务功能兼容；区域存在土壤风蚀、土地沙化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感问题。本工程施工期严格控制占地范围，可有效减缓风蚀与土壤侵蚀；区域保护目标为河谷林、地貌景观，本工程不占生态保护红线，远离河谷林与雅丹核心区，施工结束后及时恢复临时占地，减少生态扰动。工程所在的克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区主要生态服务功能为“石油工业产品、人居环境、荒漠化控制”，本工程属于陆地石油开采类项目，符合区域生态服务功能。

图 4.2-1 工程区生态功能区划图

4.2.2. 生态系统类型

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

表 4.2-2 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
克拉玛依区 67 口井	灌丛生态系统	灌木林地、其他草地、盐碱地等	梭梭、怪柳和琵琶柴等	草甸土、灰棕漠土、灰漠土、风沙土
乌尔禾区 7 口井	林地生态系统	乔木林地、灌木林地、盐碱地等	胡杨、梭梭、芦苇	林灌草甸土、草甸土、灰棕漠土

4.2.3. 生态系统结构和特征

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

林地生态系统主要分布于工程所在的乌尔禾区，对应的土地利用类型包含乔木林地、灌木林地及盐碱地。该区域毗邻白杨河河谷林及乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区，土壤类型主要为林灌草甸土、草甸土及灰棕漠土。相较于灌丛生态系统，该区域水分条件相对较好，生态系统结构层次较清晰，具有乔木-灌木-草本的垂直结构。

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下表：

表 4.2-3 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	0.2697	0.39
林地	乔木林地	0.2307	0.33
	灌木林地	45.9601	66.47
	其他林地	0.0353	0.05
草地	人工牧草地	0.2951	0.43
	其他草地	21.2389	30.72
工矿仓储用地	采矿用地	0.1792	0.26
住宅用地	村庄	0.0053	0.01
交通运输用地	公路用地	0.2571	0.37
水域及水利设施用地	沟渠	0.0481	0.07
其他土地	沙地	0.0001	0.0002
	盐碱地	0.6199	0.90
合计		69.1396	100

根据评价区域土地利用现状统计结果,本工程评价范围总面积约 69.14km²,其土地利用结构呈现出典型的干旱区荒漠特征,林地与草地构成了区域生态系统的主体。具体而言,灌木林地面积 45.96km²,占评价区总面积的 66.47%,是区域内分布最广的优势生态系统;其次为其他草地(占比 30.72%)及乔木林地(占比 0.33%),主要对应梭梭、怪柳等荒漠灌木及胡杨林斑块,胡杨林均位于乌鲁木齐区,属重点公益林。此外,区域内分布有少量盐碱地(0.90%)、人工牧草地(0.43%)及采矿用地(0.26%)、村庄(0.01%)等人工设施。工程建设区域主要位于原生荒漠植被覆盖区,施工活动需严格控制占地范围,重点防范对乔木林地、灌木林地的扰动,切实保护荒漠植被及重点公益林资源。

图 4.2-2 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,工程所在区域属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、玛纳斯湖州。该区域气候极端干旱,热量丰富,植被类型以旱生、耐

盐碱型荒漠植被为主。受地质构造与水文条件差异影响，区域内植被群落呈现明显的空间分异特征，主要划分为温带荒漠灌丛群落和荒漠河岸林群落两大类。

（2）植被群落调查与评价

经调查，评价区域共识别自然植被型组 1 类（荒漠植被），植被群系 3 种，包括梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系、梭梭-琵琶柴群系及胡杨群系。其中，前两类群系分布于克拉玛依区作业范围，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；胡杨群系则集中分布于乌尔禾区作业范围，属荒漠河岸林建群种。

①梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系

该群系主要分布于克拉玛依区，土壤类型为灰漠土，机械组成为沙砾质，含石膏层。群落优势种为梭梭、多枝柽柳、琵琶柴，伴生种包括盐生假木贼、驼绒藜、猪毛菜等。该群系植被总盖度为 15%~30%，其中梭梭平均高度 60~180cm，多枝柽柳高度 50~105cm，群落结构完整，具有较强的防风固沙能力。

②梭梭-琵琶柴群系

该群系分布于克拉玛依区平原地带，土壤类型为灰漠土。群落优势种为梭梭和琵琶柴，伴生种有木碱蓬、叉毛蓬等。该群系植被总盖度为 5%~20%，梭梭株高 45~180cm，琵琶柴株高 20~40cm。该群落物种组成体现了典型的荒漠生态适应特征，是维持区域生态平衡的重要基础。

③胡杨群系

该群系分布于乌尔禾区河谷及地下水补给较好处，属重点公益林范畴。胡杨作为国家二级保护植物，其群落结构包含乔木层（胡杨）、灌木层（伴生梭梭）及草本层（芦苇等）。5 月份调查时值胡杨展叶初期，平均株高可达 8~12m，胸径 20~40cm，林下植被盖度达 30%~40%，是区域生物多样性保护的载体。

（3）重要物种调查与评价

根据现场调查，评价区域内分布有天然胡杨林斑块。对照《国家重点保护野生植物名录》（2021 年）及《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号），评价区域有国家重点保护野生植物 1 种，为胡杨（*Populus euphratica*），保护级别为国家二级。胡杨群落主要分布于乌尔禾区河谷及地下水补给条件较好的区域，属于典型的荒漠河岸林建群种，具有极高的生态防护价值。除胡杨外，评价区域内未发现《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》

（新政发〔2023〕63号）中收录的138种自治区级重点保护野生植物。

（4）评价区植被物种调查与评价

评价区域高等植物有20种，优势种为胡杨、梭梭、多枝怪柳、琵琶柴等。

区域自然植物分布情况见下表：

表 4.2-4 区域野生植物分布情况一览表

中文名	学名	分布
胡杨	<i>Populus euphratica</i>	++
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
白梭梭	<i>Haloxylon persicum</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>	+

图 4.2-3 植被类型分布图

（4）样方调查概况

A. 布设原则

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

法。下面着重说明样方调查情况。

B.样方调查内容

本工程生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于3个。本评价自然植被实地调查中主要采用样方法。在样方中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系、梭梭-琵琶柴群系、胡杨群系等3种植物群落类型，每种类型设置3个样方，共调查9个样方，布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

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

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

③胡杨群系植被样方调查：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。

C.样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方9个，主要样方情况见表4.2-5~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：分别在拟建排609-5、排757H、排6-12井场周边布设样方，土壤类型：灰漠土等；地形地貌为平原，总盖度为5-20%。

样方大小：5m×5m；统计结果见下表：

表 4.2-5 群系1 植被样方调查统计表

梭梭-多枝柽柳-琵琶柴群系植被样方调查，调查地点：分别在拟建排

612-16、排 742、排 601-28 井场周边处布设样方，土壤类型：灰漠土等；地形地貌为平原，总盖度为 15-30%。

表 4.2-6 群系 2 植被样方调查统计表

胡杨群系植被样方调查，调查地点：分别在哈浅 1-支平 11、哈浅 2-2、哈山 20 井场周边处布设样方，土壤类型：林灌草甸土、草甸土等；地形地貌为平原，总盖度为 25-35%。

表 4.2-7 群系 3 植被样方调查统计表

4.2.6. 野生动物现状评价

(1) 野生动物区划

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

(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，多为旱生耐盐碱种类。干旱的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵等）；胡杨林区及湿地周边，还分布有原鸽、岩鸽、毛脚燕等伴人或在灌草丛中活动的鸟类。

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，见下表：

表 4.2-7 评价区主要动物种类及分布

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

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

(3) 野生动物重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家二级保护动物 2 种，分别为云雀、鹅喉羚。根据《陆生野生动物重

要栖息地名录 2024》，项目区无云雀、鹅喉羚栖息地。根据林草部门相关资料，项目评价范围内仅为云雀、鹅喉羚的活动分布，不存在云雀、鹅喉羚栖息地。

（4）动物样线调查情况

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

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，有林区、灌丛区、半灌木荒漠区 3 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，观测到的主要为鹅喉羚、野生鸟类和爬行类。

本次共设置样线 9 条，哺乳类共观测到鹅喉羚、小五趾跳鼠等，鸟类共观测到麻雀、喜鹊、小沙百灵等 3 种，爬行类动物有快步麻蜥、密点麻蜥、子午沙鼠等 3 种，未发现野生动物保护物种。

4.2.7. 区域环境敏感目标调查及评价

环境敏感目标包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区等。根据调研，评价范围内生态敏感目标主要为重要物种及公益林。各项工程均不占生态保护红线，距离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约 6.6km。

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

本工程拟建区域分布有国家二级公益林、地方公益林，该区域主要植被为胡杨、梭梭、白梭梭等，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。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，除评价区南部农田开垦外，人类扰动强度较低；保护要求主要为按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。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，尽量避让公益林木，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。

图 4.2-4 区域公益林分布图

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。参照《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 4.2-5 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，北部为灌丛区、南部临近城镇与绿洲，工程区为开发多年的石油工业基地，区域中的胡杨、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。评价区域以林地生态系统、灌丛生态系统为主，生态环境功能区为“白杨河河谷林、乌鲁木齐雅丹地貌保护生态功能区”“克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”，评价区域内土地利用类型以灌木林地、草地为主，植被以梭梭-琵琶柴群系植被为主，土壤类型以灰漠土为主，区域土壤现状质量一般、植被种类单一，生态系统稳定性维持在一定水平。

4.3. 水环境现状调查与评价

4.3.1. 地表水环境质量现状与评价

本工程评价范围内无地表水体分布，故不做地表水调查。

4.3.2. 地下水环境质量现状与评价

4.3.2.1. 监测点位的布设

本工程地下水评价工作等级为二级，地下水流向自西北向东南，根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求，本次地下水评价引用《春风油田石炭系排61块产能建设工程》（新环审〔2025〕173号）中的5个地下水水质水位监测点；实测5个地下水水质水位监测点。

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

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

4.3.2.2. 监测时间

本次评价所引用的地下水监测点采样时间为2025年2月、2025年6月~7月；实测地下水监测时间为2026年3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。

图 4.3-1 地下水监测点位分布图

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 4-3-3、4-3-4。根据监测结果可以看出，除硫酸盐、氯化物、氟化物、钠、溶解性总固体超标外，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 4.3-2（1） 地下水监测结果表

表 4.3-2（2） 地下水监测结果表

表 4.3-3（1） 八大离子平衡表

表 4.3-3（2） 八大离子平衡表

4.3.3. 包气带污染现状调查

4.3.3.1. 监测布点

根据现场调查，本工程可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场等，因此本次调查引用《春风油田 2026 年滚动开建设工程环境影响报告书》中已建排 655-平 1 井包气带数值；同时委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2026 年 3 月对哈浅 1-平 12 占地内及占地外 200m 处进行包气带分层取样调查；监测布点见下表：

表 4.3-4 包气带现状监测点位置

4.3.3.2. 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类、耗氧量、氨氮。

监测时间：2026 年 3 月，监测一天，采样一次。

4.3.3.3. 监测分析方法

监测项目分析方法具体见下表。

表 4.3-5 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》	HJ 970-2018	0.01mg/L
2	耗氧量	《水质 高锰酸盐指数的测定》	GB 11892-89	0.5mg/L
3	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》	HJ 535-2009	0.025g/L

4.3.3.4. 监测结果

包气带监测结果见下表。

表 4.3-6 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L

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

4.4. 土壤环境质量现状监测与评价

4.4.1. 土壤概况及理化特性

(1) 区域土壤概况

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区位于准噶尔盆地西南部，区域土壤类型较为简单，占地范围内主要分布有灰漠土、灰棕漠土、草甸土、林灌草甸土、风沙土等。

图 4.4-1 评价区域土壤类型图

(2) 土壤理化特性调查

工程兼顾生态影响与污染影响，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。分析结果见下表：

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新环监测检测研究院（有限公司）对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为 2026 年 3 月。

(1) 监测布点

① 区块占地范围内

根据导则，在工程占地范围内布设 11 个土壤检测点，其中 6 个表层样、5 个柱状样。

② 区块占地范围外

根据导则，在工程占地范围外 1 布设 6 个表层样。

(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下表：

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下表。

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。

表 4.4-3 占地范围内柱状土壤监测及评价结果 单位：mg/kg

表 4.4-4 占地范围内表层样土壤监测及评价结果（全项） 单位：mg/kg

表 4.4-5 占地范围内表层样土壤监测及评价结果 单位：mg/kg

表 4.4-6 占地范围外表层土壤监测及评价结果 单位：mg/kg

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

本工程主体位于克拉玛依市，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 2024 年对外服务平台中达标区判定数据。根据该平台，距离本工程最近的国控点位于克拉玛依市，此国控点与本工程地理位置邻近，所在区域地形、气候条件与本工程所在区域相近，数据具有代表性和有效性。国控点数据及环境空气质量达标区判定详见下表：

表 4.5-1 区域空气质量现状评价表

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》（GB3095-2026）中的二级标准要求；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 2020 年-2024 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，见下表：

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

引用 2020 年-2024 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》（GB3095-2026）中二级浓度限值。

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，本次评价引用《春风油田石炭系排 61 块产能建设工程》（新环审〔2025〕173 号）中的 1 个大气监测点；实测 1 个大气监测点。具体监测点位见下表：

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：NMHC、H₂S。

监测方法：按国家《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》的有关规定和要求执行。监测时同步记录天气状况、环境气压、环境温度、风力、风速、风向等气象资料。具体分析方法及检出限见下表：

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 NMHC 的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³
NMHC	空气质量 H ₂ S、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

2026年3月连续七天监测，监测因子及频次详见下表。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
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
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

(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下表：

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 NMHC 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； H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 参考限值。

4.6. 声环境现状调查与评价

本工程所在区域周围空旷，无声环境敏感目标，工程区域整体声环境质量良好。本次评价委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2026 年 3 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。监测结果见下表。

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分呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）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下表：

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.1. 施工期生态影响分析

5.1.1.1. 工程占地对生态的影响分析

(1) 井场建设对生态环境的影响

本工程部署 74 口井，总占地 18.79hm²，其中永久占地面积 11.88hm²、临时用地面积 6.91hm²。

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；临时用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，临时用地影响的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时用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。

由于临时用地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域植被的防风固沙作用相对较弱。地表分布的盐壳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，受到破坏的临时用地逐渐得到恢复，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 11.88hm² 的地表被永久占用，永久占地主要为乔木林地、灌木林地、其他草地等。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下降，并且地表植被不复存在。

管线等线性工程的建设主要为临时用地，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，管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。项目临时用地面积 6.91hm²，主要以灌木林地、其他草地、盐碱地为主。

（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占地会导致生物量损失。根据国内有关植被生物量和生产力的研究成果，选取评价范围内

典型植被种类进行生物量估算，按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中， Y —永久性生物量损失，kg；

S_i —占地面积， m^2 ；

W_i —单位面积生物量， kg/m^2 。

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

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

则项目实施将造成 47.78t 永久占地生物损失和 13.84t 临时用地生物损失。新增植被损失主要来自临时用地，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氨氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的pH值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

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

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

（6）对区域生物多样性、生态系统结构和功能的影响

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

5.1.1.3. 对野生动物的影响分析

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

管道施工期，管道开挖（作业带宽8m）会破坏地表植被和土壤结构，导致蜥蜴（如快步麻蜥、荒漠麻蜥）、啮齿类（如子午沙鼠）的巢穴损毁，迫使动物迁移。施工机械（如挖掘机、焊接设备）噪声可能惊扰鸟类（如小沙百灵等），

干扰其繁殖和觅食行为；车辆碾压和人员活动会阻断动物活动路径，尤其对爬行类和小型哺乳动物的日常活动范围造成分割；施工带植被清除（如梭梭、琵琶柴）导致昆虫、种子等食物来源减少，影响鸟类和啮齿类生存；地表扰动可能引发风蚀，破坏微生境稳定性。

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

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

5.1.1.4. 对公益林的影响分析

本工程所在区域分布有国家二级公益林及地方公益林，均属于防风固沙林。经核查，本工程井场、管线占用了国家二级公益林及地方公益林。工程临时用地主要为管线施工占地，由于管线所接井场已分布在公益林区内，因此连接井场的管线也无可避免地占用了公益林，占用林地类型为乔木林地、灌木林地，林种为胡杨、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有关规定，执行以下措施：

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

②合理规划与设计井场，减少占地面积；

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

④临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡等临时防护措施，有效防止雨水冲刷；

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

5.1.2. 运营期生态影响分析

5.1.2.1. 对野生动物的影响分析

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

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

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

（1）注汽管道地面敷设的景观影响分析

工程新建约 1km 注汽管线，采用地面敷设方式。在评价区以荒漠灌丛为主的自然景观基底上，线性工程的施工建设将形成一条明显的人工痕迹，与周边稀

疏、低矮的梭梭、琵琶柴等植被景观形成对比，造成一定的景观异质性增加。管线、支墩、阀组等设施会切割原有连续的自然景观面，尤其是在地势平坦区域，视觉穿透性较强，人工构筑物更为显眼。这种影响在施工期最为显著，运营期由于管道采用保温层并敷设于地表，其灰白色或金属色外观在荒漠背景下仍会形成持续的视觉干扰，降低区域景观的自然性与和谐度。但考虑到管线长度有限且沿线人类活动已有一定基础（属已开发油田区），其影响范围相对局部，不会改变区域整体的荒漠景观格局。

（2）对野生动物生境阻隔的影响分析

地面敷设的注汽管道及其附属固定支墩、滑动支墩等设施，将对评价区内的小型地面活动野生动物产生一定的生境阻隔效应。尽管评价区野生动物种类较少且多为常见种，但管道线路可能对如子午沙鼠、大沙鼠等小型啮齿类动物以及快步麻蜥、密点麻蜥等爬行类的日常觅食、领域活动路线造成物理阻隔。对于活动能力较强的鸟类（如角百灵、凤头百灵）影响较小。此外，施工期和运营期的人为活动噪声、灯光等干扰，可能使区域内本就偶见的鹅喉羚等中型哺乳动物进一步远离工程区域，导致其有效栖息生境范围在局部缩小。管道穿越灌丛相对集中区域时，可能分割植被斑块，间接影响依赖于这些灌丛栖息、觅食的动物。

5.1.2.2. 植被影响分析

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

5.1.2.3. 生态系统完整性影响分析

本工程管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本工程管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

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

5.1.2.4. 景观格局影响分析

油田开发前，春风油田区域主要为自然生态景观，随着油田开发建设实施，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、管线等景观要素，已被人为干扰为主的工业景观所替代，这种斑块的引入，使廊道等人工景观要素和拼块的面积、数量都有很大程度的增加，从而使得景观连接度降低，景观异质性也随之发生变化，原有系统的抗扰动的能力有所降低。

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

5.1.3. 退役期生态影响分析

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

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.4. 生态影响评价自查表

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地面积 11.88hm²，临时用地面积 6.91hm²，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，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下表：

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量）

		生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失等）
评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>	生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围	陆域面积:(69.14) 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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>

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. 区域水文地质条件

从水文地质单元上分，本次评价区涉及的乌尔禾区、克拉玛依区的水文地质单元均为玛纳斯湖地下水系统—克拉玛依平原区子系统。玛纳斯湖地下水系统的水文地质概况见下文：

(1) 含水层赋存条件及分布规律

玛纳斯湖地下水系统在大地上构造上，区域内主要出露古生界、中生界和新生界地层，岩性为凝灰岩、灰岩及砂砾岩等。第三系地层主要出露于山前丘陵地区，岩性为一套紫红色砂岩和灰绿色泥岩、砂岩互层，层理明显，与上覆第四系为角度不整合接触。第四系地层广泛分布于山前倾斜平原及沙漠区，属 Q₁-Q₄ 的冰水沉积物、冲洪积物及风积物，岩性主要为卵砾石、砂砾石、砂及亚砂土和亚粘土。

山前倾斜平原内地层颗粒由南向北总体呈现出由粗逐渐变细的变化规律，即由近山前的卵砾石渐变为细土平原区的砂和亚砂土。

克拉玛依平原区子系统地下水类型有第四系单一结构潜水，第四系潜水—承压水、第四系潜水—第三系承压水及第四系潜水—基岩裂隙水。

第四系单一结构潜水主要分布在铁鲁塔木谷地中上部山前倾斜砾质平原及克拉玛依市西南山前倾斜砾质平原。铁鲁塔木谷地中上部山前倾斜砾质平原由于补给径流条件较好，水化学类型主要为 $\text{HCO}_3\text{—Ca}$ 型水，矿化度小于 0.5 g/L 。克拉玛依市西南山前倾斜砾质平原由于受北部成吉思汗山影响，补给条件较差，地表蒸发强烈，水化学类型主要为 $\text{SO}_4\text{·CL—Na·Ca}$ 型水，矿化度 $0.8\text{—}3\text{g/L}$ 。

上覆第四系潜水在平原区广泛分布，在铁鲁塔木谷地受大布渡河和白杨河水补给，洪积扇上部及中部，含水层透水性良好，地下水补给径流条件较好，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{—Ca}$ 、 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{—Na·Ca}$ 型水，矿化度小于 1g/L ，谷地东部扇缘一带及克拉玛依一带由于补给径流条件变差，地面蒸发强烈，水质较差，水化学类型主要为 $\text{SO}_4\text{·CL—Na}$ 、 $\text{CL·SO}_4\text{—Na}$ 型，矿化度小于 $1\text{—}3\text{g/L}$ 。

下伏第四系承压水主要分布在克拉玛依南东玛纳斯河以西，水质较差为 $\text{CL·SO}_4\text{—Na}$ 型，矿化度 $1\text{—}3\text{g/L}$ 。另在铁鲁塔木谷地西部也有小面积分布，水质较好，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{—Ca·Na}$ 型，矿化度小于 0.5g/L 。

下伏白垩系侏罗系基岩裂隙水主要分布在成吉思汗山以东山前平原区，受成吉思汗影响，水质较差，为 $\text{SO}_4\text{·CL—Na}$ 、 $\text{CL·SO}_4\text{—Na}$ 型，矿化度小于 $1\text{—}3\text{g/L}$ 。最高可达 18.9g/L 。

下伏第三系承压水在平原区分布较广，铁鲁塔木谷地水质较好，为 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{—Na·Ca}$ 型水，矿化度小于 1g/L ，其余地带水质均较差，为 $\text{SO}_4\text{·CL—Na}$ 、 $\text{CL·SO}_4\text{—Na}$ 型，矿化度 $1\text{—}3\text{g/L}$ ，克拉玛依市以东一带为 CL—Na 型，矿化度达 $3\text{—}10\text{g/L}$ 。

（2）补给、径流、排泄条件

主要接受山区河流的沟谷潜流补给、河道入渗补给、山区基岩裂隙水侧向径流的补给、山前暴雨洪流的入渗补给、渠系与田间灌溉回归入渗补给、水库水入渗补给。

西部的克拉玛依一带的地下水基本由北向南汇流于玛纳斯河河谷后转向北东，最终进入玛纳斯湖；铁厂沟谷地地下水分两部分进入玛纳斯湖：一部分经艾

里克湖、玛纳斯河河谷后进入玛纳斯湖，一部分直接经玛纳斯河河谷后进入玛纳斯湖；和丰谷地地下水在谷地内经过多次转化后沿和布克河河谷经和什托洛盖进入玛纳斯湖；根据含水层系统边界条件，该流域西部的艾比湖流域有部分地下水经过系统边界进入，西部进入的地下水经玛纳斯河河谷后进入玛纳斯湖。水力坡度受地形和基底影响而变化大，但总体均大于天山北麓地带。

玛纳斯湖水系地下水以玛纳斯湖为最终排泄中心，排泄方式主要通过人工开采、蒸发蒸腾、泉水溢出、向下游侧向径流等方式进行排泄；在承压水分布区，上层潜水可通过钻孔对承压水进行补给，而在非开采期，承压水则通过弱透水层向上部的潜水越流排泄。

③地下水动态特征

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。根据区内历年地下水动态监测资料，从地下水水位补给、径流、排泄条件分析，将玛纳斯湖水系地下水系统的年内动态按成因主要划分为 2 类：即径流-开采型、径流-蒸发型。

5.2.2. 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，本项目克拉玛依区评价区地下水类型按埋藏条件划分，分布有潜水和承压水以及风成沙中零星分布的孔隙水。评价区内，地下水富水性西南部较东北部强。评价区内地下水为潜水水量中等区，单井涌水量 100-1000m³/d，潜水位埋藏深度 10m~24m，潜水含水层岩性为细砂、粉细砂等，隔水层为粘土和亚粘土，含水层厚度 5m~15m 不等；承压水水量中等，单井涌水量 100-1000m³/d，顶板埋深为 38~50m，主要承压含水层厚度 5m~30m 不等。第四系含水层渗透系数为 1.387m/d~18.29m/d。

乌尔禾区内各工程地下水为混合结构含水层，上部为松散岩类孔隙潜水、下部为碎屑岩类孔隙裂隙层间水，单井涌水量 $1\sim 5\text{m}^3/\text{h}\cdot\text{m}$ (换算成 325mm 井径，每小时单位降深时的涌水量)，富水性极弱。

克拉玛依区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，乌尔禾区评价区水文地质图见图 5.2-3。

图 5.2-1 克拉玛依区评价区水文地质图

图 5.2-2 克拉玛依区评价区水文地质剖面图

图 5.2-3 乌尔禾区评价区水文地质图

(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，随着用水高峰的到来，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；根据4.3.3节中，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，包气带土壤质量状况良好，未受到油田开发污染。

（7）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，工程区处在人烟稀少的荒漠地带，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，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测，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。

5.2.3. 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

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。

（2）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。

5.2.4. 运营期地下水环境影响分析

5.2.4.1. 正常状况下水环境影响分析

（1）废水对地下水影响分析

根据工程分析，本工程产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本工程采出水及井下作业废液经处理达标后综合利用，结合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内地下水环境产生影响。

（2）油泥（砂）对地下水影响分析

本工程在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据春风油田作业要求，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）输送管线对地下水影响分析

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域的地下水水体之间

发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油气对地下水影响分析

拟建工程正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，确保固井质量合格，基本不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）注水对地下水影响分析

①回注井井筒完整性

井身结构：本项目各回注井采用二开井身结构，根据注水井井身结构示意图可知，拟建项目回注井在钻井过程中对第四系含水层进行了水泥固井，水泥返至地面，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，可对回注水实现有效封堵，故可认为不会对地下水水质产生影响。

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

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

②注水层可注性

拟建项目新建注水井回注层位于 600m 以下的圈闭油藏层，油藏地质学中适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基

本要素：

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

以上圈闭条件为回注水在油层中形成较高的压力提供了良好的条件，本项目注水层为沙湾组，即油藏层，本工程单井注水规模按 $120\text{m}^3/\text{d}$ 设计，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量调节。综合回注井地质资料，回注层地层厚度较大，根据油藏资料，由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约，注水段地层埋藏深，无现代大气降水和地表水补给的可能，加上受沉积环境的影响，水量不大，水质差，无开采价值。所以，回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。回注段与项目区所在区域内有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。

③回注层封闭性

排 66-平 6 井井深 1650m，回注层石炭系与上覆地层（侏罗系、白垩系吐谷鲁群）之间，发育厚度 77~130m 的泥岩隔层，且全区稳定分布，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；下覆地层石炭系地层灰色、灰绿色、褐红色安山岩、玄武岩等为主，可对回注污水实现有效封堵。回注层具有良好的封闭性。

综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，回注层与上部的第四系含水层之间不存在水力联系。注水井为双层套管结构，固井质量合格、井筒材质能够承受设计回注压力和防腐等，因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，有效保护地下水层，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

（6）注汽对地下水环境影响分析

本工程采油井采用蒸汽吞吐方式进行热采，需向油层注入高压蒸汽。注汽过程可能通过井筒或地层裂隙对地下水环境，特别是浅层潜水及承压含水层，产

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

5.2.4.2. 非正常工况对地下水的影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对评价区地下水体均可能产生污染的风险。

本工程开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

穿透污染：本工程共部署 72 口井。在注汽、采油气及注水过程中，污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

渗透污染：地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、

落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。春风油田所在油田区域属于超稠油，粘度大，在自然条件下基本无外泄井喷可能，根据与油田相关工作人员咨询，在注汽过程中，压力未控制合适的情况下，才有可能出现井喷情况，但发生概率微乎其微。管线与法兰连接处、管线泄漏等泄漏事故等会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

（1）情景 1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，工程区油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价，考虑注汽、采油气、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孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本工程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、3650d（10 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：

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc(\)$ —余误差函数。

⑥预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见下表：

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、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

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：石油类浓度在预测 1d、100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 5.3m、66m、310m、837m，影响距离分别为 6m、74m、329m、888m，在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d 的影响范围在井场范围内，不会影响范围外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区

域内的地下水。油井生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保技术在套损发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属于可接受范围。

（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，3650d（10 年）。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制

级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。具体计算过程见 5.4.3.2 章节。

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%（0.016t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

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

式中：

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、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见下表 5.2-5 及图 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 2：3650 天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、100d、1000d、3650d 的污染物超标范围分别为 $58.66m^2$ 、 $3129.1m^2$ 、 $18233.51m^2$ 、 $38231.55m^2$ ，影响范围分别为 $67.91m^2$ 、 $4070.19m^2$ 、 $27644.35m^2$ 、 $71757.67m^2$ ，污染物的迁移对地下水有一定影响，但

各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

本工程井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在油区内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.5. 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，对环境的影响较小。退役期井场拆除采油气设备，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（气）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。

5.2.6. 地下水环境影响小结

（1）在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、

应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3. 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1. 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

（1）生活污水

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。

（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。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于区域洒水降尘，不外排。

本工程施工期间废水全部妥善处理，由于项目区附近无地表水体，项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2. 运营期地表水环境影响评价

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

项目生产废水主要为采出水、井下作业废水，主要污染物为石油类、盐类、耗氧量、氨氮、盐分等。采出水、井下作业废水均依托春风二号联合站处理。

本工程生产废水依托已运行的春风联合站、春风二号联合站污水处理系统进行处理，经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。已建春风联合站采出水处理系统处理规模为6700 m³/d，现状处理水量6154 m³/d，春风二号联合站采出水处理系统设计处理能力10000m³/d，现状处理水量7560m³/d，剩余处理能力可满足本工程处理需求。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本工程采出水及井下作业废

液不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.3.3. 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4. 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且项目场地及周边邻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下表 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	

5.4. 土壤环境影响评价

5.4.1 影响类型及途径

本工程所处区域属于盐化较严重的区域，拟建工程装置区土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型，管线为污染影响型。

本工程废水主要为生产废水、生活污水，不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况装置区管线、设备连接处出现泄漏，可能通过垂直

入渗的形式对土壤造成影响。

本工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，本工程装置区中废水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

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

5.4.2 施工期对土壤环境的影响

施工期土壤环境影响主要来自管线、井场建设等施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.4.2.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.4.2.2 地面工程施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带的土壤均会受到扰动和破坏。在施工作业带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，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.4.2.3 水土流失影响分析

本工程管线施工对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；地表保护层变得松散，增加风蚀量，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。

5.4.2.4 土壤污染影响分析

项目施工的废水包括生活污水、施工废水、施工垃圾及生活垃圾，污废水处理不当或不处理而随意漫流，废水中的污染物，如动植物油、石油类等污染物进入土壤中污染土壤环境；或施工垃圾堆放，如遇雨季，施工垃圾或生活垃圾中的污染物随雨水进入土壤污染土壤环境。环评要求施工单位对施工生活污水不外排，施工垃圾收集后及时送克拉玛依建筑垃圾填埋场合规处置，生活垃圾依托当地生活垃圾处理系统集中处理。落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间对井场、管道沿线周边的土壤影响很小。

5.4.3 运营期对土壤环境的影响

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测以及运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

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，bb1（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文本次建设的集输管线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，本次 r 取 0.08m，长度取 250m，管道体积为 $1.256m^3$ ；

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，bb1。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，单井原油量按 7t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 0.049t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 0.044t。

则非正常状况下，总泄漏量为 0.093t（ $0.1m^3$ ）。

采出液中矿化度为 32122mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=0.093 \times 32122 = 2987.4g$ 。

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： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重， kg/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。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=Sb+\Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20m \times 20m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $3 \times 10^3 kg/m^3$ ，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值为 17.1g/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 0.003g/kg，叠加现状值后的预测值为 17.103g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

(2) 污染影响型

1) 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油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”，影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数, m^2/d ;

q--渗透速度, m/d ;

z--沿 z 轴的距离, m ;

t--时间变量, d ;

θ --土壤含水率, %。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件:

i连续点源:

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

ii非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果,采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏土壤概化为一层,埋深 150cm 土层。

水力模型残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、垂直饱和渗透系数 K_s 以及 α 、 n 、 L 等土壤参数参考模型数据。

预测模型参数取值见表 5.4-2。

表 5.4-2 垂直入渗预测模型参数一览表

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中,油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.4-3 土壤预测源强表

②边界条件

模型为一维垂向模型，上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界，下边界为自由排泄边界。

③预测分析结果

非正常状况下管线破损泄漏，原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移，预测时段 T1~T5 分别为 1d、10d、30d、100d、365d，观测点 N1~N5 距底部深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、150cm，污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~图 5.4-2。

图 5.4-1 不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图

图 5.4-2 石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

由上述土壤预测结果可知，土壤深度在 10cm 的时候，污染物浓度最快达到峰值，在 365d 时污染物浓度出现最高值，土壤深度 10cm 的土层被污染的浓度还在增大，只要时间充裕就可达污染物最高浓度。而土层深度在 150cm 的土壤，在 80 天时才出现被污染的情况，随着污染天数的增加，在污染到 365 天时污染物浓度可达到 22.01mg/kg。说明最表层土壤最快被污染物污染，浓度也最高。而深度达到 150cm 处的土壤 80 天内被污染的程度较低。污染物泄漏 1d 时，在最表层 0cm 的土壤被污染的程度最大，被污染的土壤深度达 17cm。随着污染时间的持续增加，污染天数达到 365d 时，表层土壤的污染物将全部被污染，而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加，污染物最深可达 150cm 处的土层。

由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，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。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C10~C40）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，

项目对土壤环境影响很小。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

综上，本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.4-4。

表 5.4-4 土壤环境影响自查表

工作内容		2026年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程			备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用类型图
	占地规模	(11.88) hm ²			永久占地
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（内）、距离（/）			
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（）			
	全部污染物	石油类、全盐量			
	特征因子	石油烃、全盐量			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/>			
	理化特性				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度 点位

工作内容		2026年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程			备注
查 内 容	表层样点数	6	6	20cm	布置图
	柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分			
现 状 评 价	评价因子	石油烃等			
	评价标准	GB 15618☑；GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他			
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《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、《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			
影 响 预 测	预测因子	石油烃、全盐量			
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他(☑)			
	预测分析内容	影响范围() 影响程度(☑)			
	预测结论	达标结论： a) □； b) □； c) ☑ 不达标结论： a) □； b) □			
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		井场	石油烃	1次/3年	
	信息公开指标	石油类、砷、六价铬、盐分含量、pH			
	评价结论	项目区占地范围主要土壤类型是灰漠土、灰棕漠土、草甸土、林灌草甸土、风沙土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运营期一般影响较小。			
注 1：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。					

5.5. 环境空气影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自地面工程建设和管线敷设过程中可能产生扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气。

5.5.1.1. 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工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，车辆运输扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目建设前期，由于主要进行地面工程、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因区域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、地基开挖、土地平整及地基填筑等施工过程，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；③灰土拌合、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

项目施工在混合土工序阶段，灰土拌合、混凝土拌合是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.2. 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运

输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，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下表。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.4-1。

表 5.4-1 区域各月平均风速统计见表

区域	平均风速 (m/s)												平均
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	
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 5.4-1 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下表，风向频率玫瑰见图 5.4-2。

表 5.4-2 克拉玛依市全年及各季风向频率 (f_i)、平均风速 (u_i) 及污染系数 (ai)

图 5.4-2 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下表：

表 5.4-3 各季污染系数最大、最小值及相应的方位

由表 5.4-3 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、集输过程中的烃类无组织挥发。本次评价选取代表性井场无组织废气进行预测分析。本工程采油井 94 座，采气井 1 座，井场布置形式有单井式和两井同台式，各井场土地利用类型主要为其他草地和林地，因此本次预测井场无组织废气选取 1 座采气井车浅 1-4 井场（土地利用类型为林地）、1 座单井拉油采油井场车浅 1-1 井场（土地利用类型为草地）、1 座单井拉油采油井场哈浅 2-平 1 井场（土地利用类型为林地）、两井式（哈浅 1-支平 10 井、哈浅 1-支平 11 井）采油井场（土地利用类型为林地）进行分析。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取 NMHC 利用导则推荐模式分别计算最大地面浓度占标率。估算模型参数见下表：

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（°）	/

污染物排放参数见下表：

表 5.5-5 运营期无组织大气污染物排放参数一览表

（2）预测结果

本工程代表性井场和站场估算结果见下表：

表 5.5-6 无组织估算模式预测污染物扩散结果

由上表可知，项目井场无组织废气 NMHC 最大落地浓度为 $130.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为，6.53%。预测结果表明，NMHC 均低于《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准限值。

本工程大气污染物产生量较少，且工程区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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下表：

表 5.5-9 本工程大气污染物排放量核算表

5.5.3. 退役期环境空气影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

5.5.4. 大气环境影响自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见下表：

表 5.5-10 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO ₂ 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO 和 O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>		
	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
现状评价	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 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>

境影响 预测与 评价	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子（NMHC）		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>	
	正常排放短期浓度 贡献值	C 本工程最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C 本工程最大占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度 贡献值	一类区	C 本工程最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>	C 本工程最大占标率>10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C 本工程最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>	C 本工程最大占标率>30% <input type="checkbox"/>	
	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% <input type="checkbox"/>	C 非正常最大占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度 和年平均浓度叠加 值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>		C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>	
区域环境质量的整 体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>		k>-20% <input type="checkbox"/>		
环境监 测计划	污染源监测	监测因子（NMHC）	有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子（）	监测点位数（）	无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结 论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	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	VOCs:（24.304）t/a	

5.6. 声环境影响分析

5.6.1. 施工期声环境影响分析

5.6.1.1. 施工期噪声贡献值

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施工噪声对周围环境的影响，只考虑几何衰减，其衰减基本公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20lg\left(\frac{r}{r_0}\right)$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见下表：

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

5.6.1.2. 影响分析

根据表 5.6-1 可知，在不采取减振降噪措施的情况下，管线施工和物料运输

期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求；设备安装施工期间昼间距施工机械40m、夜间200m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求。

5.6.2. 运营期声环境影响分析

运营期拟建工程产噪设备主要为采油井场采油树、采气井场采气树、注水井场注水泵和水源井提升泵，均为室外声源。另外，拉油车辆会产生交通噪声。

5.6.2.1. 各类井场噪声预测

(1) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021），室外声源噪声预测采用以下预测模式。

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

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

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的A声级 $L_A(r)$ 可按式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的A声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点(r)处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的A计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的A声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的A声级，dB(A)；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对井场厂界四周噪声贡献值。

(2) 噪声源参数的确定

拟建工程噪声源参数见下表：

表 5.6-2采油井场噪声源参数一览表（室外声源）

表 5.6-3采气井场噪声源参数一览表（室外声源）

表 5.6-4注水井场噪声源参数一览表（室外声源）

表 5.6-5水源井噪声源参数一览表（室外声源）

(3) 环境数据

噪声传播的环境参数见下表：

表 5.6-6环境数据

(4) 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见下表：

表 5.6-7 采油井场噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

表 5.6-8 采气井场噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

表 5.6-9 注水井噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

表 5.6-10 水源井噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

由上表可知，采油井场噪声源对场界的噪声贡献值为45.0~47.6dB（A），采气井场噪声源对场界的噪声贡献值为42.6~47.8dB（A），注水井场噪声源对场界的噪声贡献值为41.6~48.0dB（A），水源井噪声源对场界的噪声贡献值为41.6~48.0dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求。

5.6.2.2. 拉油车辆交通噪声影响分析

本工程无法实现管输的井场采用油罐车进行原油运输，油罐车正常行驶期

间的噪声级约 70-80dB（A），一般每个井场每天仅装油 1 次，并且运输路线沿线无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。

5.6.3. 退役期声环境影响分析

本工程服务期满后退役，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声，施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达 200m。本工程拟选场区较为空旷，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.6.4. 声环境评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见下表：

表 5.6-11 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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	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 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>		固定位置监测 <input type="checkbox"/>		自动监测 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

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施工废料、设备废弃包装、生活垃圾等。

（1）施工废料

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（071-002-S99），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。

（2）设备废弃包装

设备废弃包装（071-003-S99）主要来源于设备包装废弃物，首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置。

（3）生活垃圾

生活垃圾（900-099-S64）在垃圾箱暂存，由施工队清运处置。

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、废防渗材料、清管废渣、废润滑油等，以及运营期联合站新增危险废物。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。落地油统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

废防渗材料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《国家危险废物名录（2025本）》HW08类危险废物（900-249-08），作业结束后，将废弃的含油废防渗材料集中收集，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，属于《国家危险废物名录（2025本）》HW08类危险废物（071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司进行

处置。

废润滑油仅在设备检修维护中产生，属于《国家危险废物名录（2025本）》HW08类危险废物（900-214-08），可交由联合站综合利用处置。

联合站新增清罐底泥和含油污泥，属于《国家危险废物名录（2025本）》HW08类危险废物（071-001-08），根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）中6.2.5堵水调剖要求，含油污泥可进行堵水调剖，调剖剩余部分委托有危险废物处理资质单位进行处理。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见下表：

表 5.7-1 危险废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	固废类别	固废代码	产生量 t/a	产生 工序	形态	主要 污染 成分	产废周期	危险 特性	污染物防 治措施
1	落地油	HW08 废矿物 油与含 矿物油 废物	HW08 071-001-08	3.7	油井 作业	半固 态、固 态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
2	沾油废防 渗材料		HW08 900-249-08	9.25	作业 场地 清理	固态	废矿 物油	间歇	T,I	折叠打包 后委托有 资质单位 拉运处理
3	清管废渣		HW08 071-001-08	0.01	集输 环节	固态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
4	废润滑油		HW08 900-214-08	7.4	设备 检修	半固 态	废矿 物油	间歇	T,I	联合站综 合利用
5	联合站新 增清罐底 泥		HW08 071-001-08		联合 站储 罐、处 理设 施清 理	半固 态	原油、 沉积 物	间歇	T,I	用于堵水 调剖，调剖 剩余部分委 托有危险 废物处理 资质单位 进行处理
6	联合站新 增含油污 泥		HW08 071-001-08		联合 站采 出水 处理	半固 态	石油 类、 水、固 体杂 质	连续	T,I	用于堵水 调剖，调剖 剩余部分委 托有危险 废物处理 资质单位 进行处理

5.7.2.2. 危险废物环境影响分析

①危废收集贮存过程影响分析

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)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)中相关要求管理,并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022),落实危险废物识别标志制度,对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度,按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物,不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签,标签信息应填写完整详实。具体要求如下:

- a.危险废物标签规格颜色说明:规格:正方形,40×40cm;底色:醒目的橘黄色;字体:黑体字;字体颜色:黑色。
- b. 危险废物类别:按危险废物种类选择,危险废物类别如图 5.7-1 所示;
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2 所示;
- d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间,硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 5.7-1 危险废物类别标识示意图

图5.7-2 危险废物相关信息标签

②危废运输过程影响分析

按照《危险废物转移管理办法》的规定,转移危险废物的单位,应当通过国家危险废物信息管理系统(以下简称信息系统)填写、运行危险废物电子转移联单,并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

应当遵守国家有关危险货物运输管理的规定。未经公安机关批准，危险货物运输车辆不得进入危险货物运输车辆限制通行的区域。

危险废物移出人每转移一车（或者其他运输工具）次同类危险废物，应当填写、运行一份危险废物转移联单；每车（或者其他运输工具）次转移多类危险废物的，可以填写、运行一份危险废物转移联单，也可以每一类危险废物填写、运行一份危险废物转移联单。使用同一车（或者其他运输工具）一次为多个移出人转移危险废物的，每个移出人应当分别填写、运行危险废物转移联单。

采用联运方式转移危险废物的，前一承运人和后一承运人应当明确运输交接的时间和地点。后一承运人应当核实危险废物转移联单确定的移出人信息、前一承运人信息及危险废物相关信息。

接受人应当对运抵的危险废物进行核实验收，并在接受之日起五个工作日内通过信息系统确认接受。运抵的危险废物的名称、数量、特性、形态、包装方式与危险废物转移联单填写内容不符的，接受人应当及时告知移出人，视情况决定是否接受，同时向接受地生态环境主管部门报告。

对不通过车（或者其他运输工具），且无法按次对危险废物计量的其他方式转移危险废物的，移出人和接受人应当分别配备计量记录设备，将每天危险废物转移的种类、重量（数量）、形态和危险特性等信息纳入相关台账记录，并根据所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门的要求填写、运行危险废物转移联单。

危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

综上，危险废物的收集和转运过程按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求采取严格的收集、转移运输措施，运输结束后对运输路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在运输路线上，可确保危险废物从生产工艺环节、贮存场所中不遗漏、不散落。一旦发生交通事故，有可能会造成危险废物撒漏，这时建设单位应立即启动应急预案，对危险废物进行清理，采取必要措施降低对地表水、地下水、大气以及土壤的

影响。

③危废委托处置环境影响分析

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求,落实危险废物经营许可证制度,禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程产生的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。

综上,本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求管理,并由有资质的单位进行处置,正常情况下不会对外环境产生影响。

5.7.3. 退役期固废影响分析

本工程服务期满后,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. 固废影响评价小结

本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的处置,正常情况下不会对外环境产生影响。

5.8. 风险环境影响分析

5.8.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),附录 B,本工程涉及的主要环境风险物质为原油,主要存在于新建的集油管线及高架油罐内。本次新建管线主要为井口至油罐及附近管网的集油管线,集油管线两端均有控制(截断)阀,发生泄漏时,可通过控制(截断)阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

本工程开发油藏为超稠油油藏,不含硫,仅车浅 1-4、排 601-平 399 及排 601-更平 52 油井含少量伴生气,产生量较少,忽略不计。根据区域油气资源流体性

质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 0.953g/cm^3 。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p ：气体压强，标况压强 0.101325Mpa ；

V ：气体体积，管道体积；

n ：气体的物质的量，单位 mol ；

T ：绝对温度， 293.15K ；

R ：气体常数。

本工程危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

(2) 环境风险潜势初判

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) $Q \geq 100$ 。

表 5.8-2 本工程风险单元 Q 值一览表

危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
集油管线、油罐	原油	--	791.237	2500	0.3165	$Q < 1$
	Q 值 Σ				0.3165	

根据上表计算结果，本工程 $Q < 1$ ，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。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设

项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3 环境风险评价等级划分

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

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油，存在于集油管线、储油罐内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 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	原油	可燃液体	集油管线、储油罐

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Crude oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
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。	

	<p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【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。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1） 0.781-1.0791 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	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			

毒理学资料	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。 其他有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	性质: 危险废物。 处置方法: 若本产品成为废品, 必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项: 处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道, 河流, 湖泊, 大海等。
运输信息	运输注意事项: 环境密封放置, 防止热源和日光暴晒, 与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 591 号 (自 2011 年 12 月 1 日起施行), 中华人民共和国国务院令 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	表格内数据来源本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录》和《危险化学品安全技术全书》。

5.8.3.2 生产系统风险识别

(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。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸, 对空气环境、水环境及生态环境造成危害, 致使人员伤亡、财产损失。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

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故, 如油气上窜造成地下水污染等。

(3) 集输管线

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。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

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，本工程可能发生的风险主要包括井喷、井漏、集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输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，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-6。

表 5.8-6 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采气过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷。	油气中泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不够或固井质量不好。	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 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，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。

5.8.4.2 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。

5.8.4.3 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。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。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：尽管土壤颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

井喷是以面源形式的油品渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷时污染物集中于井口周围地表，可及时发现，采取应急处置措施后，对地下水环境影响较小。同时本工程所在位置地下水埋深较深，较厚包气带会阻隔原油下渗，且石油类在水中的溶解度较小。此外，类比本工程施工期发生井喷污染预测评价结果可知不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，对地下水污染较轻微。

非正常状况本工程可能对地下水环境造成影响的是油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层。但此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，此外井筒采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，事故风险较低。但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.8.4.5 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。

5.8.4.6 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为凝析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；

另外，如原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5 环境风险防控措施

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。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.5.1 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、

井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

（1）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，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。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，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。

5.8.5.3 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）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，并定期进行检查，保持完好可用。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.5.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷

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，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在管线运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(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。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.5.5 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

(1) 在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

(2) 并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

(3) 与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

(4) 管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

(5) 交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

(6) 管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

(7) 并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.6 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。

5.8.5.7 应急联动

本项目位于克拉玛依市克拉玛依区与乌尔禾区，属于春风油田由采油管理一区、三区管辖，阿拉德及春晖油田由采油管理四区管辖，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

(1) 本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联

控体系，便于应急设施在短时间内达到事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

(2) 整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

(3) 与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

(4) 本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.8 环境风险应急处置措施

1) 井喷失控处置措施

(1) 发出井喷信号，关闭井场范围内的所有引火源；

(2) 迅速封闭事件现场，撤离无关人员至安全区域；禁止无关人员进入现场，并实行交通管制；禁止外人进入现场，控制事态发展；

(3) 当井喷伴有可燃气体时，架设足够的防爆通风设备，降低可燃气体浓度；监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

(4) 井场四周围堤，迅速开挖排污池并将喷出物引流至排污池，减少环境污染；

(5) 针对井喷不同情况采取有效抢险措施实施关井；

(6) 视喷出物种类、数量，结合本区块相关资料，用合适密度的压井液，实施压井作业。施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰抢险施工的其他作业。

(7) 当出现如下情况时，应组织遇险人员紧急撤离。

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

③由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

2) 泄漏处置措施

(1) 管道泄漏

①立即停输：切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域。

②限制漏油扩散：根据漏油点位置明确漏油类型（陆地漏油和水中漏油），估算泄漏量，制定现场拦油方案与设施，避免污染面扩大；并对漏油点附近其他管道或电缆采取必要的保护措施。

③隔离疏散：立即采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事件发生区域，并合理布置消防和其他救援力量；及时疏散受影响区域附近的居民，并通知停用一切明火。

④警戒：管道泄漏初始警戒范围不低于 60m，并设置明显警示标识；根据情况决定周边群众疏散的范围。

⑤监测：监测组人员携带便携式气体检测仪对泄漏现场可燃气体、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，联系邻近宾馆、饭店，提供现场指挥部的交通、通信、食宿等工作、生活保障。

⑭危废处置：抢修完毕，及时清理现场，按照法律法规要求，按照事先与地方有处置资质单位签订的危险废物处置协议，对废弃物和污染物进行妥善处置。

（2）火灾爆炸处置措施

当以上泄漏情况引发火灾甚至爆炸时，尽快采取以下措施：

①现场处置组立即阻断引火源，并组织灭火；

②警戒组采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发危险区域，并合理布置消防和救援力量；

③现场处置组组织医疗专家对受伤人员进行紧急救治，迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，同时保障治疗药物和器材供应；

④根据油气生产设施特点及风向，合理组织扑救工作；在扑救火灾过程中，应有足够数量的灭火用水、泡沫液、消防车辆装备，以应对沸溢和喷溅等突发情况；火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑤在扑救的同时，采取防泄漏、防扩散控制措施，防止火势蔓延；当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；对附近受威胁的油气储存设施，及时采取冷却、倒罐、置换、泄压等措施，防止升温、升压而引起次生或衍生火灾爆炸；

⑥条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

⑦当疏散现场周边大面积人群时，现场应急指挥部应协助当地政府机构做好相关工作；

⑧灭火完毕后，继续冷却至常温状态，清理火灾现场，组织力量对泄漏管道、

设施进行封堵、抢修，同时随时准备利用消防水掩护对泄漏点的封堵抢修作业。

5.8.5.9 风险应急预案

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》，在新疆生产建设兵团第七师生态环境局、克拉玛依市克拉玛依区生态环境局进行备案；根据《关于印发〈企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）〉的通知》（环发〔2015〕4号），本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中，并及时备案。

2) 应急响应

在油田作业区、克拉玛依市政府相关部门领导下，建立健全应急体制，落实应急职责，实行分级响应、快速启动、各部门协调配合联动的应急工作责任制，充分发挥各级应急机构的作用。超出本级应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。当发生依靠自身力量无法完全解决的突发环境事件时，由应急处置办公室上报油田作业区应急指挥中心，由油田作业区应急指挥中心上报中石化新疆新春石油开发有限责任公司和地方政府值班室，启动预警或响应。

3) 应急联动

①建设单位将区域地方政府应急预案的各执行及相关部门落实，并予以及时联系，确保发生事故时能够第一时间将事故信息进行反馈，并在发生不可控的重大事故时请求地方政府应急指挥中心采取指挥行动；

②事故发生后，事故点所属的地方政府在接到本工程应急指挥中心的报告后，要第一时间按照“统一指挥、属地为主、专业处置”的要求，立即成立由所属各相关部门领导参加的现场指挥部，指挥协调公安、交通、消防、环保和医疗急救等部门应急队伍先期开展警戒、疏散群众、控制现场、救护、抢险等救援行动，控制事态扩大；

③事故发生后，事故点所属的地方政府应急主管部门在接到本工程应急部门的报告后，根据突发公共事件发展态势，组织派遣应急处置队伍，协助事发地做好应急处置工作，并做好启动预案的各项准备工作。公共安全与应急委员会办公室要密切跟踪事件发展态势，掌握事发地应急处置工作情况，及时传达上级领导批示和要求，并做好有关综合协调和督促落实工作；

④发生特别重大事故，采取一般处置措施无法控制和消除其严重危害时，由地方政府请求上级人民政府和有关方面给予支援；

⑤实施扩大应急时，地方政府有关部门（单位）要及时增加应急处置力量，加大技术、装备、物资、资金等保障力度，加强指挥协调，努力控制事态发展；

⑥确定地方政府各部门到达事故现场最近路线；

⑦确定应急指挥中心配合地方政府、附近企业单位应急指挥中心的人员责任和任务；

⑧联系地方公安局，请其协助负责污染区域以及应急反应相关区域的公共安全工作；对污染现场及相关区域的警戒工作；应急反应过程中交通秩序的维护；对污染现场的防火、防爆的监督管理；

⑨联系地方气象局，请其协助负责为应急反应工作提供及时气象信息及预报信息；

⑩在进行定期演练时，要配合地方政府应急预案，确定和完成预案中的任务，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。

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质主要为原油，主要风险单元为密闭集输单元及储油罐内，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、储油罐线泄漏。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见表 5-8-7。

表 5-8-7 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2026年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程			
建设地点	克拉玛依市克拉玛依区与乌尔禾区			
区块中心地理坐标	经度	84° 43'53.527"	纬度	45°10'29.223"
主要危险物质及分布	本工程所涉及的危险物质主要为原油，主要风险单元为密闭集输单元及储油罐。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集油管线泄漏以及原油泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集油管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④制定环境风险应急预案，定期演练。			
结论：本工程所涉及的危险物质主要为原油，主要风险单元为密闭集输单元及储油罐，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、储油罐泄漏。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) 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。

(3) 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用地手续方可开工。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。

(4) 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。

(5) 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) 新建井场位于原探井井场内，有利于景观上相协调以及后期管理。对新增占地进行合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被的不利影响。

(7) 加强场站区域的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(8) 场站区域施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

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及永久占地（注汽管线支墩）合理规划，严格控制占地面积，尽量避让植被较多的区域。

(2) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量，尽量与道路走向一致，沿道路敷设。

(3) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(4) 对管沟回填后多余的弃土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表面形成平滑过渡，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，应加强对施工人员的管理，禁止施工人员破坏沿线地区的生态环境。

(6) 禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，做好野生动物的保护工作。

本工程管沟开挖及井场管线施工生态环境保护措施平面布置及设计图见图6-1-2。

图 6.1-1 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) 严格用地审批

①工程占用国家二级公益林及地方公益林前，必须依据《国家级公益林管理办法》及地方规定，办理林地征占用手续，获得林业主管部门许可后方可开工。

②对无法避让的公益林区域，优先选择植被盖度较低区域进行建设，最大限度减少占用面积。

(2) 控制施工范围

①限定作业带宽度：管线施工带严格控制在8米以内，禁止擅自扩大扰动范围。

②分层开挖与回填：管沟施工采用分层开挖（表层土与深层土分离堆放）、分层回填技术，保护土壤结构和肥力。

③表土剥离保存：施工前剥离占地范围内的表土（约 30cm），暂存于指定区域，用于后期生态恢复。

（3）植被保护与恢复

①避让高盖度区域：井场、管线选址优先避开植被茂密区，施工机械及车辆严格在划定范围内作业，禁止碾压周边植被。

②即时恢复措施：施工结束后立即平整临时用地土地，利用剥离表土进行地貌恢复，促进自然植被再生。

（4）专项防护措施

①设立警示标识：公益林施工段设置“保护公益林”警示牌，明确施工边界。

②防火管理：严禁施工人员携带火种进入林区，配备防火设备，制定应急预案。

6.1.1.4. 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中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。避免对其他野生动物的影响，提出如下生态保护要求：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境，采用“一”字型作业法（避免并行开道），控制作业带宽度。

（2）为了更好地保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息生境。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（4）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

（5）保留作业带边缘植被带（至少 2m 宽），作为动物临时避难所和食物补给区。

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家二级保护动物 2 种，分别为云雀、鹅喉羚。

（1）繁殖期避让措施。避开在保护动物繁殖期（4-7 月）进行高强度的施工作业活动，确需施工时，距鸟巢 200 米范围内暂停高噪声作业；设置临时隔离带，禁止人员靠近巢区；

（2）行为管理。加入云雀、鹅喉羚识别课程（含图鉴、鸣声辨识），禁止投石、追逐等干扰行为。

（3）应急救护机制。若发现云雀、鹅喉羚等保护动物踪迹，施工单位可配备鸟类救助箱（含保暖垫、透气笼具）；与克拉玛依市野生动物救护中心建立联络通道（公示急救电话）；发现受伤云雀、鹅喉羚等立即启动“暂停施工-初步救护-专业移交”流程。

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；施工结束后，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：项目井场及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。

(4) 植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，临时用地恢复选择适宜的植被进行复种。

6.1.1.7. 永久基本农田生态保护措施

区域永久基本农田及耕地主要分布在乌尔禾区，本工程不占用永久基本农田及耕地。关于对永久基本农田的保护，首要原则是强化源头避让与规划符合性。开工前需将井场及线性工程的最终选址选线与自然资源部门最新的永久基本农田数据库及国土空间规划“一张图”进行核对，确保项目红线范围与永久基本农田保护红线“零重叠”。根据最新的《永久基本农田保护红线管理办法》，须对永久基本农田采取避让措施，若后期方案优化调整后涉及永久基本农田保护红线的，建设单位必须提供自然资源主管部门出具的书面核实意见，作为项目开工的前置条件。任何临时用地，特别是管线施工的临时堆土场等，须严格禁止侵入永久基本农田范围，严禁在其中堆放固体废物、填埋垃圾或进行其他破坏耕作层的活动。

6.1.1.8. 公益林生态保护措施

(1) 细化分区管控与生态功能补偿。根据《国家级公益林管理办法》及自治区林草部门的相关管理规定，建设项目使用公益林必须遵循“先批后用、占补平衡”的原则。针对项目区内以胡杨、梭梭、柽柳为主的防风固沙林，建设单位

除依法办理林地使用手续外，还需制定并落实更精细的施工限制方案。例如，在生态功能极其重要的公益林核心分布区，应严格限制大型机械进入，探索采用人工或小型设备进行管沟开挖等作业。作业带宽度应在设计基础上进一步压缩，并采用彩旗或临时围栏明确标识，禁止施工人员与车辆越界活动，以保护林下脆弱的生态层和原生植被。

（2）建立系统性的生态功能替代与修复方案。除遵循“占补平衡”的面积要求外，建设单位还应定期在林草主管部门的指导下，严格落实生态修复计划，包含对项目直接占用的，以及因施工活动间接影响（如人为踩踏、车辆碾压）的公益林斑块，进行原地生境修复。修复应优先选用乡土树种（如梭梭、琵琶柴、怪柳等），并设计合理的灌草配置结构，以模拟原生植被群落，确保修复后的生态系统能尽快恢复防风固沙的核心功能。

6.1.2. 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

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）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对井场地表面覆以砾石，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，防止污染扩散蔓延。

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。

⑧在管道设计阶段，结合地形地貌，可考虑在局部地段适当增加管桥高度或设置小型动物通道（适用于小型爬行动物和啮齿类），但需基于详细的野生动物活动观测数据审慎设计。运营期加强管线巡线道路的管理，减少非必要车辆碾压对地表结皮和周边植被的破坏。

⑨在满足工程安全和保温要求的前提下，对地面管线的外护层颜色可考虑采用与周边荒漠环境色调相近的涂装（如土黄色、灰褐色），以降低视觉突兀感。井场、阀组区布置应紧凑，减少占地面积。

（3）生态修复方案

本工程永久占地面积 11.88hm²，施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行砾石压盖，以减少侵蚀量。临时用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用地面积，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。

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：

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。封井期集输管线维持现状，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。

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. 施工期地下水污染防治措施

(1) 采取节水措施，提高水的重复利用率。

(2) 污染物防控措施

①施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②对管线采用无缝钢管，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，有效地减少管线腐蚀穿孔

造成地下水污染的情况。

③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。

④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中做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；在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。

⑤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。

⑥井应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。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。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.2. 运营期废水污染防治措施

6.2.2.1. 源头控制措施

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、注水点、阀组、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。本次回注井注水量约120m³/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漏后，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漏后，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 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-4 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	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
	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	其他类型	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，其中回注点埋地回收罐位于地下，参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），设置为重点防渗区。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、拉油点各设施底部	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为

	1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能
--	-------------------------------------

6.2.2.3. 管道刺漏防范措施

(1) 各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件立即启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4. 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件，二级评价的建设项项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见下表：

表 6.2-6 地下水监测点布控一览表

区域	孔号	点位 ^①	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
----	----	-----------------	------	----	------	--------

克拉玛依区	G1	项目区周边（依托现有监测井）	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（依托现有监测井）				
	G3	地下水下游（依托现有监测井）				
乌鲁木齐区	G4	项目区周边（D1）	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。
	G5	地下水上游（新建井）				
	G6	地下水下游（D5）				

另外，应对本工程注水井的井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田安全环保部门汇报，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，必须明确职责、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定相应的应急预案，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，采油气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管线试压废水及生活污水。

（1）试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出至专用收集罐，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（2）生活污水

根据建设单位资料，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，不外排。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2. 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出水、井下作业废水依托春风联合站、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用地面积，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撒，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他固沙植被。

（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，在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。

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

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取

防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（8）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（9）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2. 运营期废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了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。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气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，防止油气泄漏进入大气环境。

(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。

(5) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(6) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

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. 噪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. 固体废物处理措施及可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施

(1) 井场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填，无弃方；

(2) 施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；

(3) 生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置。

经类比区块同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施

(1) 危险废物收集、贮存及运输措施可行性分析

本工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、清管废渣、废润滑油、联合站新增清罐底泥和含油污泥，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，

以上废物均属危险废物。

工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落地油采取桶（罐）装形式收集、废防渗材料折叠打包，暂存于春风油田危废暂存设施，交由有资质的单位运输。

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。工程产生的危险废物由有资质单位规范运输，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)及《危险废物转移管理办法》的相关要求。

（2）危险废物处置措施可行性分析

本工程不能综合利用的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程不能综合利用的含油废物委托克拉玛依沃森环保科技有限公司和新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有资质的单位处置。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。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。

因此，本工程含油废物依托克拉玛依沃森环保科技有限公司和新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置是可行的。

（3）环境管理重点要求

新春公司要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府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。根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中相关内容，提出以下运行管理要求。

表6.7-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废贮存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；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备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

因此，本工程危险废物处置措施可行。

6.7.3. 退役期固体废物污染防治措施

(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。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送周边建筑垃圾填埋场填埋处理。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废物。

(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。

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下表：

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
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

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，

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井

口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，拟建工程涉及 72 口采油井；

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

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，拟建工程涉及 1 口采气井；

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

根据以上计算公式，本工程共 72 座采油井，1 座采气井，其中 41 座井场为单井拉油（井场设高架罐），实施后油气开采业务 CH₄ 逃逸排放引起的 CH₄ 排放量核算结果为 34.64tCH₄。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此本工程油气开采业务 CH₄ 逃逸排放引起的 CH₄ 排放量约合 727.44 tCO₂。

7.1.2.2. 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

本工程主要涉及净购入电力，年用电量为 3088.69 万 kW·h/a。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》中计算公式：

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

式中：

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，吨 CO₂；

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量，MWh；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO₂ 排放因子，吨 CO₂/MWh。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》，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO₂/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 CO₂ 排放量核算结果为 17614.8tCO₂。

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

总量详见下表：

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 tCO ₂
1	CH ₄ 逃逸排放量	油气开采业务	CH ₄	727.44
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放	电力隐含排放	CO ₂	17614.8
合计				18342.24

综上，拟建工程实施后温室气体排放总量为 18342.24 tCO₂。

7.2. 减污降碳措施

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

7.2.1. 工艺技术减污降碳措施

本工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2. 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

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

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

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

(4) 各种电力设备选用节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3. 减污降碳管理措施

采油厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3. 温室气体排放评价结论

7.3.1. 碳排放评价结论

本工程实施后，温室气体总排放量为 18342.24tCO₂。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 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 13901.96 万元。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为无组织烃类气体、油藏采出水、废弃泥浆等，都可能对土壤、水体和环境空气造成污染，同时还存在一定环境风险。

为了贯彻执行新疆维吾尔自治区关于石油天然气开发的有关规定，本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，环保投资估算见下表：

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、临时用地释放后植被和土壤的恢复	120
	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	8
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	废水	施工期生活污水	生活污水排入可移动环保厕所	3
	固废	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	25

		焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	10
	风险防控	防治井场突发风险事故	井口安装防喷器	90
合计				260
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、废防渗材料、废润滑油	委托有资质单位妥善处置	60
	风险防控	井场设置灭火器、声光报警器		20
		井场等分区防渗		40
	环境管理	环保“三同时”		80
		HSE 应急预案+环保培训，演练		20
合计				220
退役期				
退役期	固体废物	井场设备及地面管线拆除废物	首先考虑回收利用，不可回收利用的，分类收集后交由有资质的单位进行处置	50
	管线冲洗废水	含油废水	由克拉玛依前山石油工程服务有限公司或有资质的单位进行拉运、处置，不外排	20
	生态恢复	占地扰动范围	完工后迹地清理并平整压实、施工临时用地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	25
合计				95
总计				475

根据上表环保投资的估算，本工程总投资 13901.96 万元，其中环保投资费用估算为 475 万元，占项目总投资的 3.42%。

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。对于克拉玛依来讲，石油的开发及其相关产业的建设是整个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

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上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）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。

（2）大气污染防治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重要的环境经济意义。

本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）工程区不占用农田，本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

针对本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，降低扬尘对环境的影响。

9. 环境管理与监测计划

9.1. 环境管理

9.1.1. 环境管理机构及职责

（1）决策机构

中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

（2）实施与管理机构

- ①组织健全落实公司环境保护责任制，承担公司环境保护综合监管责任；
- ②负责公司环境保护管理体系建设，组织公司环境保护规章制度的修订，做好与上位制度的承接；
- ③制定公司环境保护工作规划、计划（含绿色企业），组织分解落实相应目标指标；
- ④统筹协调公司环境保护专项、综合性环保检查，负责环境保护绩效考核工作；
- ⑤负责公司建设项目环境保护“三同时”工作。负责公司环保隐患治理项目的综合监督管理，督导有关单位和部门制定并落实隐患治理措施；
- ⑥根据公司 QHSE 要求，配合上级部门开展环境事件调查。
- ⑦负责公司环境保护日常性环保检查，参与专项、综合性环保检查。
- ⑧按照公司相关考核办法，对检查中发现的违章行为进行处罚。

各业务部门是业务范围内环境保护工作的管理和监督主体，按照《新春公司环境保护管理规定》《新春公司环境污染防治管理规定》《新春公司 QHSE 监督管理办法》等履行相关环保责任。

各单位是属地范围内环境保护工作的管理和监督责任主体，负责本单位环境保护工作的具体实施，组织制定本单位各部门环境保护职责，建立环境保护全员岗位责任制，负责各级生态环境主管部门的迎检。

（3）监督机构

生态环境主管部门负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，监督指导项目在建设期与

运营期的日常环境管理工作。

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，会同生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.1.3. 运营期的环境管理任务

- (1) 工程运营期的 QHSE 管理体系纳入春风油田 QHSE 系统统一管理。
- (2) 协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。
- (3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。
- (4) 编制各种突发事故的应急计划。
- (5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。
- (6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。
- (7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及其处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4. 退役期的环境管理任务

工程退役期，进行场地恢复，协同有关部门进行生态恢复工作。

9.1.5. 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少环境事故的发生，确保工程安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期、退役期提出本工程的环境管理计划。

9.1.6. 环境监理

本工程施工期对周边环境造成一定影响，建议在施工期阶段开展环境监理

工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对工程防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态的影响。

9.1.7. 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前春风油田各区已于 2022 年完成环境影响后评价工作。本工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 3~5 年内继续开展环境影响后评价工作，落实相关补救方案和改进措施，接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8. 环保保障机制建设

新春公司的各项业务活动严格执行国家和新疆地方政府环境保护法律法规和标准，把生态环境保护纳入公司发展规划、计划、建设、生产、经营、科研和关停的全过程，并保障生态保护、污染防治资金投入。

为确保企业环境管理能够被有效执行，环境目标得以实现，新春公司从“经费、文化、技术”等方面建立保障机制，确保各项制度得到落实和推进：

经费方面：公司对环保经费纳入预算，对“三废”处置费用、环境影响评价与验收报告、清洁生产审核；环境基础设施建设、运营、维护、改造；环境保护税缴纳；环境保护标志及标识；环境监测；环境保护教育培训；环境事故应急救援器材、装备的配备及应急演练；其他与环境保护直接相关的物品或者活动等进行经费投入。

文化方面：公司定期开展绿色文化建设活动，以员工环境道德意识、环境

道德观念教育培养为重点，促进价值取向、思维方式、生产方式、生活方式的“绿色化”，使安全绿色健康理念融入员工主流价值观，形成推动企业绿色发展的思想自觉和行动自觉，实现油田与社会、与环境、与员工的和谐共处、协调发展。

技术方面：公司通过持续开展清洁生产，提升工艺、技术水平，不使用国家明令禁止使用的设备、材料和工艺技术，积极采用信息化手段加强环境管理，建立了污染物排放及处理处置电子台账管理。

9.2. 企业环境信息披露

（1）披露内容

1) 基础信息

企业名称：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

法人代表：杨海中

生产地址：克拉玛依市克拉玛依区、乌尔禾区

主要产品及规模：本工程新建井场 95 座（采油井场 94 座，采气井场 1 座）；老井转注水井场 1 座，井场新建 1 座注水泵橇；在排 612-斜 57 水源井新增提升泵 1 台；新建集输管线 3.6km，新建注汽管线 1.33km，新建站外新建临时低压输水管线 5.32km。

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“表 3.3-17 运营期污染物排放情况汇总表”。

本工程污染物排放标准见“2.4.3”章节。

本工程污染物排放量情况见“表 3.3-17 运营期污染物排放情况汇总表”。

本工程污染物总量控制指标情况见“3.7.2”章节。

3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见中石化新疆新春石油开发有限责任公司现行突发环境风险应急预案。

4) 环境监测计划

本工程环境监测计划见“表 9.4-2 运营期环境监测计划”。

（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，具体见下图：

图 9.3-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取水、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。

生态环境保护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. 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。

9.3.3. 施工期环境监理与监测

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、恢复方案进行监理。

9.4. 运营期环境管理及监测

9.4.1. 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见下表：

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、环境治理方案的落实情况等	建设单位	克拉玛依市生态环境局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各类废水的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，须满足《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中相关环境管理要求，防止造成环境污染。 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	
3	环境监测	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响	建设	

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
	管理	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	单位	
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	

（1）日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

在生产过程中，采出水经已建联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排。

废气污染源的控制是重点加强原油集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其

采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（NMHC）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

9.4.2. 运营期环境监测计划

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的相关要求，本工程运营期环境监测计划见下表：

表 9.4-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC	采油平台厂界外	1次/年	GB16297-1996	竣工验收后
噪声	等效连续 A 声级	井场场界外	1次/季度	GB12348-2008	

地下水环境	水位埋深、pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等	项目区周边	2次/年	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类
		上游		
		下游		
土壤环境	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	井场、集输管线沿线、公益林区等代表性区域	1次/3年	GB36600-2018 第二类用地筛选值
生态环境	生态恢复情况	项目区及管线周围	1次/年	生态恢复（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、公益林）及水土保持措施落实情况
<p>注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）两个监测因子的标准限值作出规定，《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C₆-C₉）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C₆-C₉）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。春风油田可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本工程监测计划要求。</p>				

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，最终进入退役期。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生态环境部门，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。具体内容见下表：

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	--	--
	机械废气	机械定期检修, 燃烧合格油品, 不超负荷运行	--	--
废水	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	焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	首先考虑回收利用, 不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置	可妥善处置	--
	废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋	委托有资质的单位处置	可妥善处置	--
噪声	机械、运输车辆等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	不得发生扰民现象	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准
生态	生态恢复	办理公益林等的征占用手续; 严格控制作业带宽度, 管道填埋所需土方利用管沟挖方, 做到土方平衡; 工程结束后, 及时对临时用地区域进行平整、恢复, 使占地造成的影响逐步得以恢复	临时用地恢复到之前状态	落实生态恢复措施
运营期				
废气	无组织排放 NMHC	加强密闭管道、阀门的检修和维护	厂界 NMHC $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求
废水	采出水	经已建联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站, 经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺处理, 满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水, 多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中回注水水质标准后进入回注系统, 不外排	不外排	--
	修井、洗井等井下废水		不外排	--
固	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

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
固体废物	沾油废防渗材料	送至联合站综合利用		制标准》 (GB18597-2023)、《危险废物转移管理办法》
	清管废渣			
	废润滑油			
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、生态	按照检测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	--
生态	生态恢复	按“占一补一”原则缴纳林地补偿费，用于公益林异地造林或养护；定期开展法兰、阀门密封性检测，预防“跑冒滴漏”	生态功能不降低	—
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下表：

表 9.7-1 本工程污染物排放清单

项目	序号	污染源	污染物	主要处理措施及排放去向	排放量
废气	G1	采油生产流程	NMHC	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	24.304t/a
废水	W1	油藏采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	0
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物		0
固体	S1	落地油	HW08	委托有资质单位拉运处理	0

项目	序号	污染源	污染物	主要处理措施及排放去向	排放量
废物			071-001-08		
	S2	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	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	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	废润滑油	HW08 900-214-08	联合站综合利用处理	0
噪声	N1	机械噪声	/	低噪声设备、基础减振、隔声罩等	厂界达标

9.8. 其他环境管理

除上述环境管理要求外，建设单位还应建立环境管理台账，要求如下：

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。

10. 结论

10.1. 建设项目情况

本工程新建井场 74 座（采油井场 73 座，采气井场 1 座）；老井转注水井场 1 座，井场新建 1 座注水泵橇；在排 612-斜 57 水源井新增提升泵 1 台；新建集输管线 2.56km，新建注汽管线 1km，新建站外新建临时低压输水管线 5.32km。所有工程均呈点线状分布在春风油田采矿权范围内；工程不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约 14km（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线）。工程总投资 13901.96 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《新疆维吾尔自治区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》《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035 年）》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划。

本工程所在生态环境分区管控单元为“ZH65020880004 一克拉玛依区环境一般管控单元 04”“ZH65020530002 一乌尔禾区环境一般管控单元 02”。经分析本工程符合克拉玛依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，北部为灌丛区、南部临近城镇与绿洲，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。评价区域以灌丛生态系统为主，生态环境功能区为“（16）白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”“（17）克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”，评价区域

内土地利用类型以灌木林地、草地为主，植被以梭梭-琵琶柴群系植被为主，土壤类型以灰漠土为主，区域土壤现状质量一般、植被种类单一，生态系统稳定性维持在一定水平。

10.3.2. 地下环境质量现状

根据现状监测结果，除硫酸盐、氯化物、氟化物、钠、溶解性总固体超标外，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，拟建工程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；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

工程所在区域属于环境空气质量达标区。补充监测点处的 NMHC 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； H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值。

10.3.5. 声环境质量现状

根据噪声监测结果，工程区噪声监测点的噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准，声环境状况良好。

10.4. 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见下表：

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	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量
废气	G1	油气集输	NMHC	24.304 t/a	大气	24.304t/a

项目	序号	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量
废水	W1	油藏采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	7.34 ×10 ⁴ t/a	采出液混输至已建联合站进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，	0
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	2812 t/a	满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排	0
固体废物	S1	落地油	HW08 071-001-08	3.7 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	9.25 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	0.01 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	废润滑油	HW08 900-214-08	7.4 t/a	联合站综合利用处理	0
	S5	联合站新增清罐底泥	HW08 071-001-08	7.2 t/a	委托有资质单位拉运处理	0
	S6	联合站新增含油污泥	HW08 071-001-08	77.07 t/a	综合利用，剩余委托有资质单位拉运处理	0
噪声	N1	机械噪声	/	60~105dB (A)	低噪声设备、基础减振、隔声罩等	厂界达标

10.5.主要环境影响

10.5.1.生态环境影响评价

本工程评价范围内无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等生态敏感区，距离生态保护红线约 14 千米（准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线）；工程对生态环境的影响主要来自占地影响，项目永久占地面积 11.88 公顷，临时用地面积 6.91 公顷，受影响的永久占地类型主要为灌木林地、其他草地、盐碱地、天然牧草地等。本工程涉及公益林，办理相关手续后方可施工。由于区域植被类型单一，且工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。项目在采取严格的生态保护措施后，生态环境影响可接受。

10.5.2.地下水环境影响评价

运营期水环境影响主要为采出水和井下作业废水。井口采出液混输至进行沉降脱水处理，分离出的油藏采出水经联合站污水处理系统处理后进入春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺处理，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，之后拉运至联合站的污水处理系统处理达标后回注。正常工况本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

10.5.3.地表水环境影响评价

本工程排水在正常情况下不进入地表水体，产生的井下作业废水、油藏采出水不会对地表水产生影响。

10.5.4.土壤环境影响评价

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，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。

10.5.5.大气环境影响评价

施工期对环境空气的影响主要来自施工运输车辆尾气和施工扬尘等。通过类比春风油田同类井场，井场周围大气环境质量良好。施工期污染属于阶段性局部影响，随施工结束而逐渐消失。运营期大气污染物产生量较少，且工程区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，NMHC无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

10.5.6. 声环境影响评价

施工期管线敷设、地面工程及钻井机械和施工车辆等是主要的噪声源，对周围环境造成的影响属于可接受范围。运营期噪声源主要为各类生产机泵噪声，以及修井时井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。经预测，本工程井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显不利影响。

10.5.7. 环境风险影响评价

本工程所涉及的危险物质主要为原油，主要风险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。建设单位须及时将本工程纳入油田突发环境事件应急预案并定期更新。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6. 环境保护措施

10.6.1. 生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；通过统筹利用现有道路、严格限定施工作业带宽度、加强挖填施工管理等控制占地影响范围，减少工程临时用地和地表开挖造成的不利影响；施工土方全部用于管沟回填和平整，堆存过程中使用防尘网，定期洒水抑尘，严禁随意堆置；加强施工期宣传教育，严禁施工人员猎杀野生保护动物；施工结束后，及时清理施工现场，做好施工场地的恢复工作，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被自然恢复。运营期加强设备、管线及井场的管理和检查，及时发现解决问题；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；定时巡查井场和管线等；加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物；巡检车辆严格按照现有道路行驶，不得随意驶入公益林中。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/T 6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等要求，落实退役期井场清理和生态恢复措施。

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，植被采取自然恢复方式进行生态恢复；保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层而引发二次污染。

10.6.2. 水环境保护措施

运营期按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施加强地下水污染防治，采取先进成熟可靠工艺，源头降低地下水污染风险，按照相关要求定期开展地下水水质监测，发现防渗功能下降，应及时采取必要措施，减少对项目区域地下水环境的影响。

10.6.3. 土壤环境保护措施

加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

10.6.4. 固废污染防治措施

施工期固废主要包括焊接及吹扫废渣、设备废弃包装、废机油、废烧碱包装袋、生活垃圾等。焊接及吹扫废渣、设备废弃包装首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至克拉玛依建筑垃圾填埋场处置；废机油、废烧碱包装袋为危险废物，分类收集后交由有资质的单位进行处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期清运处置。

运营期落地油、清管废渣、含油废防渗材料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》的相关要求收集、贮存、运输。

本工程在开发建设过程中所产生的各类固体废物均可以得到有效地处理，对环境所造成的影响可以接受。

10.6.5. 大气环境保护措施

加强施工期施工扬尘、燃油废气等的管控，通过采取车辆减速、物料完全遮盖、洒水降尘、合理安排施工等方式有效抑制施工扬尘。运营期油气开采与集输

应采用密闭工艺，并对管线、设备、阀门等进行定期检查、检修，控制大气污染物无组织排放，确保 NMHC 无组织排放厂界浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中限值要求。

10.6.6. 声环境保护措施

运营期选用低噪声设备，采取基础减振、定期保养机械设备、高噪声设备降噪处理等措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类声环境功能区环境噪声排放限值要求。

10.6.7. 环境风险防范措施

建立健全环境风险管理制度，制定完善的岗位责任制；修订完善企业突发环境事件应急预案，将本工程环境风险纳入现有环境风险应急管理范围内，定期开展应急演练，提高应急处置能力；加强作业管理，遵守钻井、井下作业安全规定，按照技术规范和管理要求安装防喷器和控制装置，设置禁止烟火标识，选用防爆设备，避免安全及环境问题；加强对管线、阀门等重点部位的检查，及时更换具有安全隐患的管线和设备；配备必要安全、消防、检测设备设施并合理布置；加强对重点区域的防渗措施，按照标准建立地下水、土壤环境监测监控体系，定期开展监测，对地下水和土壤环境污染隐患做到及早发现、及时处理。

10.7. 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与暂行办法》要求，建设单位进行了三次网络信息公示和两次报纸公示，向公众公示了项目概况、环境影响、环保措施及初步评价结论等方面的信息，公示期间未收到公众对本工程的信息反馈意见。

10.8. 环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。经估算本工程环境保护投资约 475 万元，环境保护投资占总投资的 3.42%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9. 环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善

的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10. 项目可行性结论

2026年新春公司（克拉玛依辖区）探井转开发建设工程属于国家产业政策“鼓励类”项目，工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在生态环境方面可行。