

2026 年新春公司探井转开发建设工程

(塔城辖区)

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026 年 5 月

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。

中石化新疆新春石油开发有限责任公司前身是塔里木胜利和田勘探项目经理部，成立于 1996 年 4 月。1997 年 8 月，在项目经理部的基础上成立了塔里木胜利和田勘探公司，2001 年更名为新疆勘探公司，2006 年更名为新疆勘探开发中心。2011 年 11 月，为适应“西部快上产”新形势要求，成立新春采油厂，2015 年 4 月 27 日，新春采油厂与新疆国有企业开展股权合作，在沙湾注册了合资公司——中石化新疆新春石油开发有限责任公司。主要负责准噶尔、吐哈等 2 个盆地 16 个探矿区块的滚动勘探、油气开发及原油生产销售任务，勘探开发区域约 4.34 万平方千米。本次拟开发建设 2026 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）（以下简称“本工程”）。

本工程共部署 29 口采油井均位于新疆塔城地区境内，其中 8 口井位于和丰县、4 口井位于沙湾市、17 口井位于乌苏市，涉及春风、阿拉德、排 10 西、征沙村、沙窝地等片区。作为准噶尔盆地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。本工程新建井场 29 座，采用单井拉油生产方式，动用地质储量 426.58 万吨，预计年产油 3.072 万吨/年。工程总投资 10532.04 万元。

本工程均呈点状分布在矿权范围内；不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离约 16km（艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区）。

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类 鼓励类，第七、石油天然气——1.常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家“鼓励类”项目。本工程建设为国家争取油气资源，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《中华人民共和国生态环境法典》《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 2025 年 3 月委托新疆天合环境技术有限公司承担“2026 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）”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 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）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。

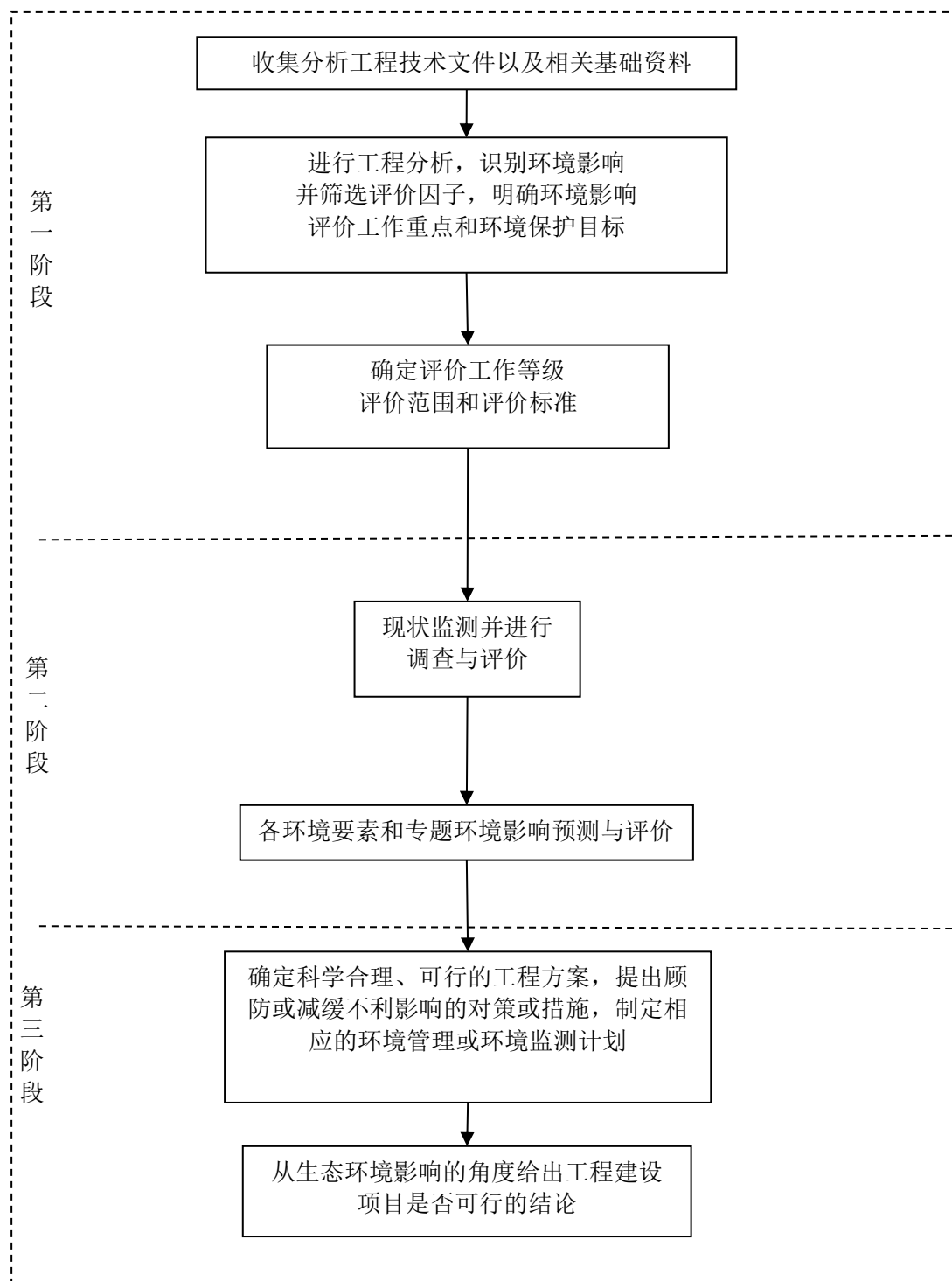


图 1.2-1 评价工作程序图 (HJ349-2023)

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塔城地区，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塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市。各项工程均不占生态保护红线，距离约 16km（艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区）；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，符合塔城地区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，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、拉油等各工艺过程。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。重点保护目标是：评价范围内的林地、耕地及沙化土地等区域。

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

1.5. 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024

年)》(新环发〔2024〕93号)、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求;符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等要求;项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等;不涉及中央、自治区及兵团等环保督察整改任务;各项工程均不占生态保护红线,距离约16km(艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区);工程区周边分布有公益林、永久基本农田等,需要办理相关用地手续后方可开工建设;项目符合塔城地区生态环境分区管控要求;建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》,在本工程环评过程中开展了公众参与调查,至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

2. 总则

2.1. 评价目的和评价原则

2.1.1. 评价目的

根据《中华人民共和国生态环境法典》《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 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）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 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）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，充分利用建设单位符合时效的数

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) 《中华人民共和国生态环境法典》(中华人民共和国主席令 第七十号)；
- (2) 《中华人民共和国能源法》(2025年1月1日)；
- (3) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2024年11月1日)；
- (4) 《中华人民共和国水法》(2016年7月2日修订)；
- (5) 《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月1日)；
- (6) 《中华人民共和国循环经济促进法》(2018年10月，修订)；
- (7) 《中华人民共和国节约能源法》(2018年10月26日修订)；
- (8) 《中华人民共和国防洪法》(2016年7月2日修订)；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）》(2023年5月1日)；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法（2019年修订）》(2020年1月1日)；
- (11) 《中华人民共和国城乡规划法（2019年修正）》(2019年4月23日)；
- (12) 《中华人民共和国草原法（2021年修正）》(2021年4月29日)；
- (13) 《中华人民共和国森林法》(2019年12月28日)；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010年10月1日)；
- (15) 《中华人民共和国防沙治沙法(2018年修正)》(2018年10月26日)；
- (16) 《中华人民共和国矿产资源法（2024年修订）》(2024年11月8日)。

2.2.2. 环境保护法规、规章及规划

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第682号，2017年10月1日)；
- (2) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017年10月7日)；
- (3) 《危险化学品安全管理条例（2013年修正）》(2013年12月7日)；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）》(2021年9月1日)；
- (5) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(2011年10月17日)，国发〔2012〕35号；
- (6) 《地下水管理条例》(国务院令748号)，2021年12月1日；

- (7) 《基本农田保护条例（2011 年修订）》，2011 年 1 月 8 日；
- (8) 《国家级公益林管理办法》，2017 年 5 月 8 日；
- (9) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）；
- (10) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号，2019 年 1 月 1 日）；
- (11) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，2024 年 2 月 1 日实施，国家发展和改革委员会令 第 7 号，2023 年 12 月 27 日；
- (12) 《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日）；
- (13) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号）；
- (14) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日）；
- (15) 《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》（环发〔2011〕150 号）；
- (16) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；
- (17) 《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》（环发〔2013〕16 号）；
- (18) 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评〔2018〕11 号）；
- (19) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤〔2019〕25 号）；
- (20) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；
- (21) 《关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知》（环办生态〔2017〕48 号）；
- (22) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）；
- (23) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（部公告 2013 年第 31 号）；
- (24) 《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）；
- (25) 《危险废物产生单位管理计划制定指南》（部公告〔2016〕第 7 号）；

- (26) 《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部公告〔2021〕第 66 号）；
- (27) 《一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2024）》（国家市场监督管理总局、国家标准委）；
- (28) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（一般固体废物分类与代码）；
- (29) 《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 15 号）；
- (30) 《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 3 号）；
- (31) 《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）；
- (32) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（部公告 2015 第 24 号）；
- (33) 《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（公告 2021 第 1 号）；
- (34) 《污染地块土壤环境管理办法》（生态环境部令 2017 第 42 号）；
- (35) 《危险化学品环境管理登记办法（试行）》（部令第 22 号，2013 年 3 月 1 日）；
- (36) 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；
- (37) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修订）；
- (38) 《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号，2019 年 1 月 21 日）；
- (39) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 9 月 21 日）；
- (40) 《新疆维吾尔自治区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）；
- (41) 《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）；
- (42) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号）；
- (43) 《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号）；

- (44) 《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）；
- (45) 《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）；
- (46) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环发〔2018〕20 号）；
- (47) 《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）；
- (48) 《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）；
- (49) 《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）；
- (50) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日）；
- (51) 《新疆生态功能区划》（2005 年）；
- (52) 《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》；

2.2.3. 环境保护技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (10) 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2018）；
- (11) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (12) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (13) 《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (14) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（部公告 2012 年第 18 号）

2012 年 3 月 7 日实施)；

(15) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T301-2016, 2017 年 5 月 1 日)；

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

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

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

(19) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)；

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

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

(22) 《危险废物鉴别标准通则》(GB 5085.7-2019)；

(23) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)；

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

(25) 《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)；

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

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

(28) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

2.2.4. 油田相关管理制度

(1) 《中国石化环境保护管理规定》(2021 年 12 月 23 日)；

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

(3) 《中国石化生态环境事件管理办法》(中国石化制〔2022〕37 号)；

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

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

(6) 《胜利油田生态环境保护管理规定》(胜油局发〔2023〕100 号)；

(7) 《胜利油田环境污染防治管理规定》(胜油局发〔2022〕79 号)；

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

(9) 《关于印发<胜利油田突发环境事件应急管理办法>的通知》(胜油局

发〔2024〕82号)；

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

(11) 《突发环境事件风险指数评估技术指南》（2024版)；

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

2.2.5. 相关文件及技术资料

(1) 环评任务委托书；

(2) 《2026年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）可行性研究报告》（中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司，2026年1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		
		井场地面工程、集油管线等各类线性工程	采油、拉油、井下作业等	封井	井场清理	井场地面工程、地面管线等
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。

由上表可知，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，统一拉运至报废场所，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
		建设用地区：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]

环境要素	评价阶段	评价因子
		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，本工程评价范围内主要涉及公益林、永久基本农田，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29口采油井涉及春风、阿拉德、排10西、征沙村、沙窝地等片区。根据《新疆生态功能区划》，春风油田片区所在区域属于“26.乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”、阿拉德油田片区所在区域属于“16.白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”、排10西区块片区所在区域属于“19.乌苏-甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区”、征沙村及沙窝地所在区域属于“23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”。

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）过渡阶段二级浓度限值；H₂S执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的要求；NMHC采用《大气污染物综合排放标准详解》中的2mg/m³作为标准。其主要评价指标见下表：

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（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）		标准来源
1	SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 （GB3095-2026）过渡阶段二级浓度 限值
		24小时平均	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	

序号	污染物	浓度限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		标准来源
7	NMHC	1 小时平均	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	H ₂ S	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D

(2) 水环境

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

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
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

表 2.4-3 声环境影响评价执行标准 单位：dB (A)

类别	昼间	夜间	备注
2 类	60	50	GB3096-2008

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 2.4-4 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 2.4-5 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 2.4-6 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

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
11	1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
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

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
41	苯并（a）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；施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）。

运营期废气污染物排放执行标准见下表：

表 2.4-7 大气污染物排放标准限值 单位：mg/m³

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）	
硫化氢	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准	
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		
井场燃气加热炉（水套炉）	NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	
	SO ₂	50		
	颗粒物	20		

（2）废水

本工程工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水；运营

期采出水执行《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，处理达标后回注油层，不外排。

标准值见下表：

表 2.4-8 《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 2.4-9 建筑施工噪声排放限值 单位：dB (A)

昼间	夜间
70	55

表 2.4-10 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、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	影响范围内分布有公益林	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；	工程占地规模小于 20km ²	/
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	e	二级

（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、站场场界周围 50m 范围、线性工程两侧外延 1000m 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；涉及环境敏感区的	其他	油类，气III类	油类，气类

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

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
环境敏感区。

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

根据导则可知，本工程地下水环境影响评价工作等级具体情况见下表：

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。线性工程建设内容类别为 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；

a —变化系数， $a \geq 1$ ，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），线性工程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。在油田正常开采过程中，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，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价……”。因此，本工程采油部分属“I 类建设项目”、线性工程按“II 类建设项目”。

2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程新增永久占地 14.21hm^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	I 类	II 类	III 类
环境敏感程度			
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；线性工程污染影响型、生态影响型土壤环境影响评价工作等级均为二级。

(2) 评价范围

根据导则要求，本工程采油部分土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 5km、土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 1km；线性工程土壤评价范围为工程边界两侧向外延伸 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	$P_{max} < 1\%$

经计算可知，本工程最大占标率为 XX%，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内机械噪声、生产运营期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

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

（2）评价范围

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

2.5.7. 环境风险评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

评价工作等级划分见下表：

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、天然气。工程区评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。

2) 环境风险潜势初判

根据上表计算结果，本工程 $Q=XX$ ， $Q<1$ ，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、线性工程两侧外延 1000m 为评价范围
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。线性工程以工程边界两侧各向外延伸 200m
3	地表水环境		三级 B	——
4	土壤环境	生态影响型	采油井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 5km
			线性工程：二级	工程边界两侧向外延伸 0.2km
		污染影响型	采油井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 1km
			线性工程：二级	工程边界两侧向外延伸 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. 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1. 污染控制目标

(1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复、防沙治沙、水土保持等工作。

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

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

2.6.2. 环境保护目标

本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护区等环境敏感区域。现场踏勘可知，本工程评价范围内分布有公益林、永久基本农田等。

在油田开发过程中，需特别注意对开发区块周边环境保护目标的保护。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	/	/	执行 GB3095 中二级标准要求，不因本工程建设降低区域环境空气质量
2	声环境	/	/	执行 GB3096 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	执行 GB/T14848 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	工程距离耕地最近处为约 180m	工程占地范围内执行 GB36600 第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外执行 GB15618 的污染风险筛选值要求；
5	生态环境	公益林	春风、排 10 西、征沙村片区周边分布	严格控制施工临时用地，临时使用林地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	工程区不涉及重要物种栖息地，保护动、植物有黑果枸杞（ <i>Lycium ruthenicum</i> ）、肉苁蓉（ <i>Cistanche deserticola</i> ）、黑鸢（ <i>Milvus korschun</i> ）、红隼（ <i>Falco tinnunculus</i> ）等，保护要求均为国家 II 级
6	环境风险	工程区土壤、地下水	油田区域内	防止油田风险事故对环境空气、土壤和地下水环境产生影响

2.7. 评价内容和评价重点

2.7.1. 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，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
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：主要介绍区块勘探开发现状、“三同时”执行情况、勘探期环境影响回顾评价等。</p> <p>(2) 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>(3) 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>(5) 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) 施工期生态环境影响评价
- (2) 运营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. 区块勘探开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 区块勘探开发现状

本工程部署 29 口采油井，涉及春风、阿拉德、排 10 西、征沙村、沙窝地等片区。

3.1.1.1. 春风油田勘探开发现状

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 4×4km 的二维地震勘探，实施钻探了排 1、排 103 等 2 口探井，分别在白垩系、侏罗系、石炭系见到较好的原油显示。2005 年，在车排子地区部署了两口预探井排 6 井和排 602 井，在白垩系下白垩统吐谷鲁群组见到很好的原油显示。

3.1.1.2. 阿拉德油田勘探开发现状

淮北阿拉德油田行政上隶属于塔城地区和丰县夏孜盖乡，位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区东北约 22km。构造上位于准噶尔盆地西北缘西部隆起之上，哈山构造南缘斜坡带（见图 1）。南北发育侏罗系、白垩系 2 套稠油层系，其中，侏罗系西山窑组控制储量 2593 万吨，白垩系预测资源量 1400 万吨。

3.1.1.3. 春风油田排 10 西区块勘探开发现状

春风油田排 10 西区块区域构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的西部，南部紧邻四棵树凹陷。井区位置位于春光油田西部排 10 西三维内，与河南春光油田排 2 井区相距 50 公里，与胜利春风油田排 601 井区相距 60 多公里。

3.1.1.4. 沙窝地区区块勘探开发现状

沙窝地三维位于准噶尔盆地中部 1 区块西北部，隶属塔城地区玛纳斯县、塔城地区沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县管辖。沙窝地构造位置上位于准噶尔盆地中央坳陷盆 1 井西凹陷西翼沙 1 井鼻状构造梁。

3.1.1.5. 征沙村区块勘探开发现状

征沙村地理位置处于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠西南部的边缘地带，在新疆维吾尔自治区塔城地区玛纳斯县老沙湾镇东北，区域构造位于准噶尔盆地腹部中央拗陷带沙湾凹陷东北部，北邻盆 1 井西凹陷，东邻莫索湾凸起。按中晚侏罗世构造区划，其位于车-莫古隆起南翼。

3.1.2. 勘探期环境影响回顾评价

（1）生态环境影响回顾

①植被

本项目周围井场及区内道路等部分永久性占地范围均能控制在允许范围内且进行了硬化处理，临时占地亦能控制在允许范围内，植被正在保护性的恢复中。

②土壤

根据勘探期钻井工程竣工环境保护验收调查表中验收监测数据，本项目所在区域土壤中重金属、挥发性有机物、半挥发性有机物、pH、石油烃均满足《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 筛选值及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地的筛选值，本项目施工期间未对土壤环境造成污染。项目区土壤环境质量较好。

③野生动物

根据油田开发对野生动物的影响特征，本次现场调查着重注意了爬行类及啮齿动物的分布情况。

④国家二级公益林

中石化新疆新春石油开发有限责任公司根据《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施土地管理办法》及相关法律法规，项目用地已于新疆维吾尔自治区国土资源厅办理有用地使用批复。工程占地主要为井场占地，施工期间，施工单位在占地范围内施工，减少对地表植被的破坏；施工结束后，及时对现场平整恢复，清除残留的废弃物。

结果表明：在油田区域内此类动物仍然存在，但其分布受到了限制，在植被状况恢复较好的地段，其活动的痕迹较多，而在井场附近则活动的痕迹较少。

（2）环境空气影响回顾

钻井废气包括柴油机组的燃烧废气以及汽车尾气。经调查，施工单位制定了

《设备管理制度》，对各类设备加强维修保养，同时选用了高品质柴油及添加柴油助燃剂，有效降低对大气的污染。

钻井施工期严格控制施工作业面积、采取了压实施工道路和井场、洒水降尘、控制车辆装载量、遮盖土堆和建筑材料、大风天停止作业等措施，施工扬尘未对项目周围环境空气造成不利影响，且其对环境产生的影响随着施工结束已消失。

根据勘探期钻井工程竣工环境保护验收调查表中的验收监测数据，验收监测期间，井场厂界外无组织排放废气非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求。

（3）声环境影响回顾

钻井施工期噪声主要为施工机械噪声。施工期现场合理布局，将高噪声设备布置在远离井场道路一侧，选用低噪声设备，整体设备安放稳固，柴油发电机 安装消声器，各类机泵安装了减震机座，定期进行检查、维护和保养工作，设备 运转正常，控制汽车鸣笛和速度，降低噪声危害。施工噪声未对周围声环境产生 不利影响，且随施工期结束已随即消失。

试油期噪声主要产生于试油作业等施工活动，加强试油管理和设备维护，整体设备安放稳固，并与地面保持良好接触，使用减振机座，柴油机、发电机和各种机泵等要安装消声隔声设施，最大限度地降低噪声源的噪声。加强对运输车辆的管理及疏导，尽量压缩施工区汽车数量和行车密度，控制汽车鸣笛。通过采取上述措施后，试油期噪声对周边环境影响较小。

根据勘探期钻井工程竣工环境保护验收调查表验收监测数据，验收监测期间，井场厂界外四周两天昼间、夜间的噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 中 2 类声环境功能区排放限值。

（4）水环境影响回顾

经调查，钻井过程产生的废水得到了妥善处置，输送至“泥浆不落地”泥浆槽中循环利用，完井后废水运至春风联合站处理达标后回注地层，未对周围环境产生不利影响；且随着钻井过程的结束将不再产生废水，不会再对周边环境产生影响。试油期含油废水定期由罐车运至春风联合站进行处理，不外排每座井场设置环保厕所，用于接纳项目施工期生活污水，未直接外排于区域环境。

（5）固体废物影响回顾

经调查，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统，由克拉玛依前山石油工

程服务有限公司等进行了处理。生活垃圾暂存临时设置的垃圾箱内，运至 150 团生活垃圾点处理。试油产生的含油泥沙由中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司承运，运送至新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处置。

项目区产生的固废均得到妥善处理，无乱堆放及随意排放现象。

3.1.3. 应急预案

2023 年 8 月 2 日，中石化新疆新春石油开发有限责任公司制定并颁布了《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》，并于 2023 年 8 月 2 日向塔城地区生态环境局备案完成。中石化新疆新春石油开发有限责任公司在油区内定期开展应急演练、培训，油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构。

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 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）

建设单位：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

建设性质：新建

3.2.1.2. 建设地点

本工程所在区域行政区划隶属于新疆塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市，距离和丰县县城约 66km、距离沙湾市市区约 57km、距离乌苏市市区约 54km。部署的 29 口井中，8 口井位于和丰县、4 口井位于沙湾市、17 口井位于乌苏市。

3.2.1.3. 建设内容及规模

2026 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）位于塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市境内。本项目建设性质为新建。项目建设内容主要包括：①主体工程：新建采油井场 29 座，配套新建 56 座 40 立方米橇装多功能罐、2 座油气分离器、2 座立式分离器、4 套放空火炬、2 座燃气加热炉；新建集油管线 0.65 千米；新增产油规模 3.072 万吨/年；②公辅工程：包括供配电、自控、通信、防腐、供热等工程，管理一区采油四站新建综合用房 2500 平方米；③环保工程：包括废气、废水、噪声、固体废物等污染防治及环境风险防范和生态环境保护等工程。本项目总投资 10532.04 万元，其中环保投资 220 万元，约占总投资的 2.09%。

3.2.1.4. 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	内容		单位	总计	备注
1	主体工程	井场工程	采油井场	座	29	工程部署 29 口采油井涉及春风、阿拉德、排 10 西、征沙村、沙窝地等片区。其中春风油田 5 座；阿拉德油田 8 座；排 10 西 12 座、征沙村 1 座、沙窝地 3 座；其中苏 1-133、苏 13-平 1 进行管输生产；排 630-平 1、苏 13-平 4、苏 13-平 3 需要移动锅炉注汽；其余采用单井拉油方式，井场内设橇装多功能罐、油气分离器、电加热器、放空火炬等生产设施
		线性工程	集油管线	km	0.65	集油管线 $\phi 89 \times 6.3$, 30mm 泡沫黄夹克
2	储运工程	橇装多功能罐		座	16	井场内配套 40m ³ 橇装多功能罐，0.4MPa，碳钢 $\phi 2600 \times 8000$ 。自带电加热控制系统，接入现场液位、温度等仪表参数，自带梯子、操作平台护栏、鹤管、防腐保温层及附件
3	公辅工程	供配电工程		/	/	井场设 80kVA 三杆变压器台，变压器低压侧设 1 台五合一电容组合柜（防护等级为 IP54），井场内用电设备电源均引自新建五合一电容组合柜
		防腐工程		/	/	埋地工艺管线，30mm 泡沫黄夹克
		通信工程		/	/	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。
		消防工程		/	/	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8 共 112 具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50 共 28 辆、灭火器箱 XMDDD42 共 56 个
		新建综合用房		m ²	2500	管理一区采油四站，配套给排水、电气、通信、暖通等
4	环保工程	废气		<p>施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气、非道路移动机械的燃油废气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施，非道路移动机械采用高品质燃油并定期维护以减少废气产生；</p> <p>运营期：装卸油料等环节，井场油气分离后的伴生气通过井场火炬进行燃放。运营期加强阀门、设备检修与维护；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>		
		废水		<p>施工期：施工期废水包括生活污水、管道试压废水。管道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</p>		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
					完成后就地泼洒抑尘；生活污水运至附近县城污水处理厂处理； 运营期：运营期废水主要为井下作业废水。经已建站场污水处理系统处理后进入回注系统，不外排。
		噪声			施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振、隔声等； 退役期：合理安排作业时间。
		固体废物			施工期：施工期固废主要为施工过程中产生的施工土方、焊接及吹扫废渣、废包装袋（盒）、生活垃圾、废保温材料等施工废料等。施工土方全部用于管沟和井场回填；焊接及吹扫废渣、废包装袋（盒）废保温材料等施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后与生活垃圾一同由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置； 运营期：运营期固体废物危险废物主要为落地油等，由有危废处置资质单位接收处置。 退役期：固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣、含油污泥（沾染原油的土壤），应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置；油泥（砂）属于危废，收集后由有危废处置资质单位接收处置。
		生态			施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；防沙治沙； 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 退役期：地面设施拆除、恢复原有自然状况。
		地下水、土壤			源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应等。
		环境风险			分区防控，管线上方设置标识，加强管线内的压力、流量传感器检修维护；加强日常巡检监管工作，加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理、定期对管线壁厚进行超声波检查，制定跟踪监测计划。
5	依托工程	春风联合站			春风联合站建于2010年，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），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5000 m ³ 原油储罐，1座20000 m ³ 原油储罐，8座1000 m ³ 采出水处理罐，2座2000 m ³ 消防水罐，大型设备50余台（套）。联合站主要具备原油脱水、原油储存与外输、采出水处理、消防、供配电、自控、通讯等功能
		注汽站			建设单位建有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

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
					网，为本工程注汽依托
		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
		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
		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
		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

3.2.1.5. 劳动组织及定员

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有采油管理区工作人员。

3.2.2. 油藏工程

3.2.2.1. 油藏地质特征

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

3.2.2.2. 储层特征

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

3.2.2.3. 储量计算

动用地质储量 426.58×10^4 t。

3.2.2.4. 流体性质

(1) 原油性质

根据可研资料，原油密度 860 kg/m^3 ， 50°C 下动力黏度为 $57 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ，凝固点 7°C 。

3.2.3. 采油工程

3.2.3.1. 采油方式

在油藏方案设计的开发模式下保持自喷生产。采油井口规格：

- (1) 压力等级：105MPa（15000psi）；
- (2) 钢级：BB级；
- (3) 阀门配备：双套管阀门+双生产阀门+双主阀+1个清蜡阀门；
- (4) 节流阀配备：采油树两端配生产节流阀（针阀/可调油嘴）；

注汽工艺设计主要包括注汽工艺管柱设计和注汽参数优化设计。根据油藏地质分析，春风油田原油粘度高(油藏条件下原油粘度 20000~750000mPa.s)，且储层厚度薄(平均有效厚度 2-6m)，注汽热量散失快，生产周期短。因此应用 DNS 注汽工艺降低近井地带原油粘度和注汽启动压力，扩大蒸汽波及体积，延长生产周期。第一周期注汽前注入油溶性降粘剂，对油溶性降粘剂的性能要求为均匀无杂质液体、无刺激性气味、闭口闪点 $\geq 50^{\circ}\text{C}$ 、降粘率 $\geq 85\%$ 。

举升工艺为有杆泵举升工艺技术。

3.2.3.2. 油层保护工艺

(1) 入井液悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ ；悬浮固体颗粒直径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ；含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ ；pH 值为 6.0~8.0。

(2) 压井液和射孔液表面张力 $\leq 35\text{mN/m}$ ；

(3) 射孔液、压井液与储层流体相互配伍，膨胀体积不大于 3mL。与地层不发生水敏、不产生结垢，与地层原油不发生乳化等不配伍现象。

3.2.4. 主要技术经济指标

表 3.2-4 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	春风油田	座	5
		阿拉德油田	座	8
		排10西区块	座	12
		征沙村区块	座	1
		沙窝地区块	座	3
2	采油方式	单井拉油	座	27
		管输	座	2
		注汽生产	座	3

序号	项目		单位	数量
3		动用地质储量	10 ⁴ t	426.58
5		产油规模	10 ⁴ t/a	3.072
6		输油管线	km	0.65
14	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	3820
16	综合指标	总投资	万元	10532.04
17		环保投资	万元	220
18		永久占地面积	hm ²	14.21
19		临时用地面积	hm ²	0.52
20		劳动定员	人	0
		工作制度	h	8
21		建设周期	a	1

3.2.5. 总体开发方案

3.2.5.1. 开发原则

按照油田油气生产信息化建设标准要求进行方案设计。根据油田油气生产信息化建设标准要求，集成优化传统的石油工程工艺技术，结合自动化、智能化、数字化等现代化手段，最大限度地实现对生产运行全过程的实时管控、远程监控、平台化集成、专业化管理。

3.2.5.2. 开发方式

距离已建集输系统较远或无法依托已有系统油井进行单井拉油，周边具备可依托集输系统油井就近插输进系统。

苏 1-133、苏 13-平 1 位于排 10 西区块已建集中拉油管线附近，利用已建集油管线实现直接接入，采用管输方式生产。

沙 4-平 2 侧及沙 4-1 油井由于试油阶段井口产液伴气量较高，不同于本方案内其他单井拉油井场，该井设计采用井场内油气分离工艺生产。

3.2.6. 主体工程

3.2.6.1. 井场工程

(1) 距离较远直接单井拉油油井

以管理一区排 616-平 4 油井为例，该井距离已建集输系统 2.0km，集输半径过远，不满足管输要求，采用单井拉油方式生产。井场平面布置示意图如下：

(2) 可依托集输系统就近管输井

以苏 13-平 1 井场为例，该井场位于排 10 西区块已建集中拉油管线附近，可利用已建集油管线实现直接接入，采用管输方式生产。

(3) 单井拉油且井场内具备油气分离井场

管理二区沙 4-平 2 侧、沙 4-1、征深 102 侧油井由于试油阶段井口产液伴气量较高，不同于本方案内其他单井拉油井场，该井设计采用井场内油气分离工艺生产。

3.2.6.2. 线性工程

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。苏 1-133、苏 13-平 1 两口井管线长度合计 0.65km，管线规格为 $\phi 89 \times 6.3$ 。

3.2.6.3. 封井工程

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

3.2.6.4. 主要工程量

表 3.2-8 主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	油气集输系统			
1	40m ³ 橇装多功能罐 0.4MPa $\Phi 2600 \times 8000$	座	56	自带电加热控制系统，接入现场液位、温度等仪表参数，自带梯子、操作平台护栏、鹤管、防腐保温层及附件
2	电加热棒 20kW	根	112	电加热棒配套控制柜及连接电缆
3	放空火炬	台	4	哈山 5、哈山 7 井场正式投产后各新建 1 台，沙 4-侧平 2、征深 102 侧井已建 1

序号	工程内容	单位	数量	备注
				台
4	油气分离器 Φ1200 H=6350 1.6MPa	台	2	沙 4-侧平 2、征深 102 侧井内，配套梯子、平台、管口配对法兰及其紧固件、地脚螺栓及其紧固件，设备自带防腐保温层、安全阀、压力表、液位调节阀
5	立式分离器 Φ1200 H=7650 1.6MPa	台	2	沙 4-侧平 2、征深 102 侧井内，配套梯子、平台、管口配对法兰及其紧固件、地脚螺栓及其紧固件，设备自带防腐保温层、安全阀
6	水套炉 200kW	台	2	沙 4-侧平 2、征深 102 侧井
7	闸阀 DN80	套	78	
8	集油管线 φ89×6.3	m	650	30mm 泡沫黄夹克；苏 1-133、苏 13-平 1
9	螺旋缝埋弧焊钢管 Φ273×7.1 Q235B	m	50	套管
二	管理一区采油四站			
1	新建综合用房	m ²	2500	50m×50m，配套给排水、电气、通信、暖通等

3.2.7. 公辅工程

3.2.7.1. 供配电工程

井场负荷等级均为三级。拉油井场新建 100kVA 三杆变压器台 1 座，管输井场新建 80kVA 三杆变压器台 1 座变压器低压侧新建 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。

3.2.7.2. 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。本工程仅春风油田排 630-平 1、苏 13-平 4、苏 13-平 3 等三口井需注汽生产，且均无注汽管线依托，开井油井利用活动锅炉注汽，地面无工作量。

3.2.7.3. 自控通信系统

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。视频监控系統包括应急广播，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。

3.2.7.4. 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。

3.2.7.5. 消防工程

井场为五级油气站场，新建设施配置移动式灭火设施。火灾种类为 B、E 类火灾，生产设施火灾危险等级为严重危险级。配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8 共 112 具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50 共 28 辆、灭火器箱 XMDDD42 共 56 个。

3.2.7.6. 防腐工程

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

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

3.2.7.7. 采油 4 站建设工程

拟在已建苏 1-6（地磅）驻点附近建站，新址靠近生产主干道，距离原址 8km。新站需征地面积 2500m^2 （ $50\times 50\text{m}$ ），按功能统筹优化，分为办公生活区、配套区。新建综合用房及库房，砌体结构，建筑面积 696m^2 ，满足办公、会议、就餐、住宿、车库及库房等基本功能需求。

办公生活区：新建综合用房，作为该站办公、会议、住宿使用。设置办公室 2 间，会议室 1 间，3 人间宿舍 10 间，同时设置活动室 1 间（含健康角），厨

房 1 间，餐厅 1 间，卫生间 1 间，淋浴室 1 间。

配套区：新建库房 1 间，水箱间 1 间，车库 2 间，规划停车位 8 个，新建沥青混凝土场地，完善水电暖配套系统，透空围墙乳胶漆粉刷。

3.2.8. 依托工程

略。

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

本工程施工期主要内容为地面工程和油气集输工程等内容。

（1）井场建设

本工程新建 29 座采油井场。施工期首先对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将施工设备拉运至场地，进行安装调试。地面工程施工结束后，对场地进行清理，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及废包装袋（盒）、建筑垃圾，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

（2）管线建设

本工程建设集油管线 0.65km。管线施工工艺流程详见下图：

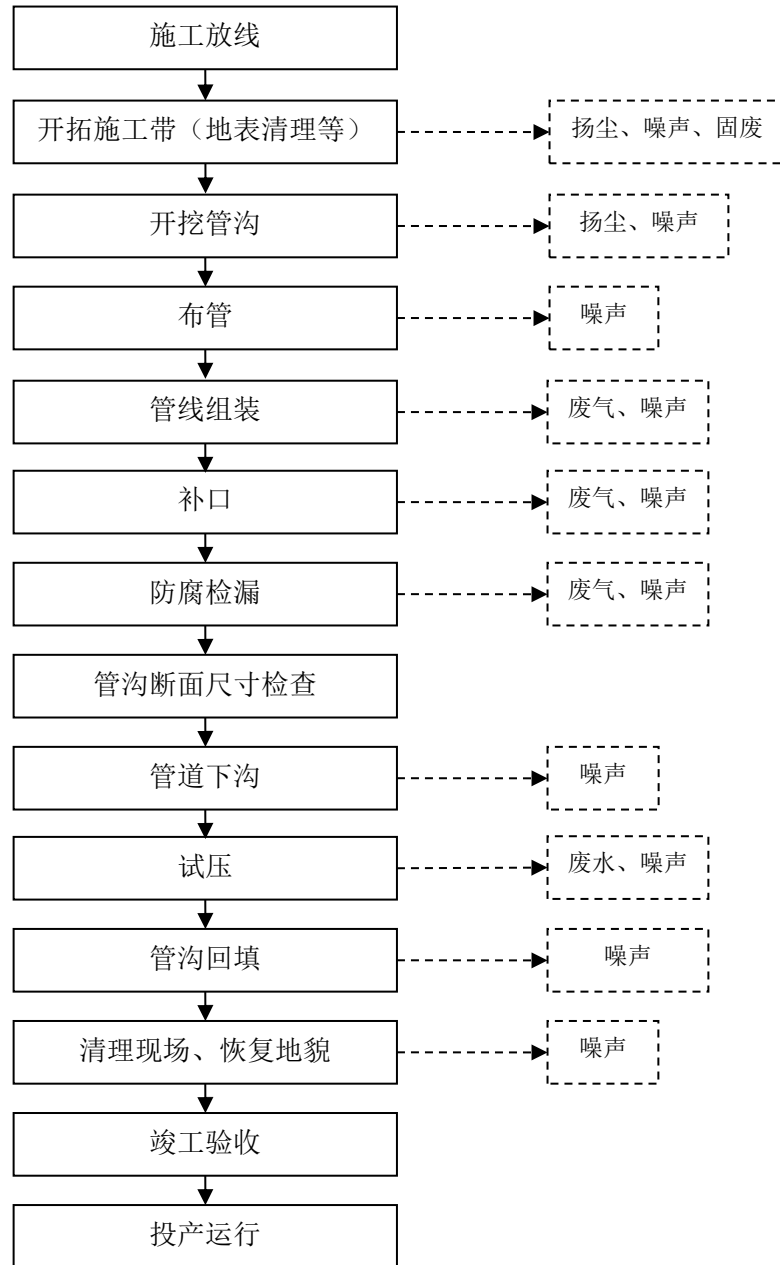


图 3.3-1 管线施工工艺流程图

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、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

2) 管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便

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

3) 管线组装

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

4) 吹扫与试压

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

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

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

5) 穿越工程

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于 0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并做出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。

6) 管沟回填

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

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

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管项上部，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。

7) 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

(1) 原油开采

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

根据本区和临区探井的试油试采井生产动态资料显示，本区投产初期均能自喷生产，后期天然能量不足时，选用抽油机机械采油。

(2) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一

系列工艺过程。在测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。运营期井下作业主要为侧钻、洗井、修井、酸化、侧钻等。其中侧钻井工艺如下：

①清理井眼。

②在原井二开下部切割尾管，将原井 $\Phi 114.3\text{mm}$ 尾管拔出，进行悬空侧钻，若悬空侧钻无法实现，考虑打水水泥塞封井（990~1060）m，扫塞（990~1030）m。

③ $\Phi 149.2\text{mm}$ 钻头扫塞至侧钻点 1030m 左右侧钻钻进。钻至完钻井深后，悬挂 $\Phi 114.3\text{mm}$ 尾管（980m~1263m）+打孔筛管 300m（1263m~1563m）+裸眼完井，套管及打孔筛管具体下入长度及位置根据实钻情况由新春公司勘探开发技术研究中心确定。

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。

3.3.2. 施工期主要污染源源强核算

3.3.2.1. 生态环境影响因素分析

生态影响主要体现在井场、管线建设阶段，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。本工程永久占地主要为采油井场的永久占地。根据现场调查及设计资料，本工程总占地 14.73hm²，其中永久占地面积 14.21hm²、临时用地面积 0.52hm²。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	工程内容		永久占地面积/m ²		临时用地面积/m ²		总占地面积/m ²	备注
			永久占地	占地类型	临时用地	用地类型		
1	井场	采油井	14.21	未利用地（灌木林地、其他草地、裸土地）	0	/	14.21	采油井场 29 座，永久占地规格为 70m×70m；均在原钻井临时用地内
2	管线工程	场外输气管线	0	/	0.52	未利用地（其他草地）	0.52	管线长度 0.65km，埋地敷设，埋地深度 1.8m，临时用地宽度 8m
合计			14.21	/	0.52	/	14.73	/

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、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，燃油废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工期大气污染物随施工的结束而消失。

3.3.2.3. 水污染物源强核算

施工期产生的废水主要为生活污水和试压废水。

(1) 生活污水

本工程建设周期约 365 天，施工人员按 30 人计，参照《关于印发新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105 号），用水量取 80L/人·天计算，生活用水最大量为 2.4m³/d，排水量按用水量的 80% 计算，施工期共排放生活污水为 701m³，生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等。施工期生活场地建有规范的防渗环保厕所，防渗采用环保防渗膜防渗，生活污水排至防渗环保厕所，定期拉运至县城污水处理厂进行处理，不外排。

(2) 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 2.5m³ 计算，本工程需清水试压的管线总长度为 0.65km，试压废水为 1.625m³，主要污染物为 SS。试压完成后，试压废水用作场地降尘用水。

3.3.2.4. 固体废物

本工程施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中焊接及吹扫废渣、废保温材料等施工废料、生活垃圾、废包装袋等。

(1) 施工废料（071-002-S99）

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料、废保温材料等少量施工废料，根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.1t/km，本工程管线总长度为 0.65km，拟建工程施工废料产生量约为 0.065t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

(2) 生活垃圾（900-099-S64）

本工程建设周期约 365 天，施工人员按 30 人计，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，施工期生活垃圾共计 5.5t，生活垃圾集中收集后清运处置。

(3) 废包装袋（盒）（071-003-S99）

废包装袋（盒）主要来源于焊条、设备等包装废弃物，类比油田多年施工经验，废包装袋（盒）产生量约为 0.02t/井，预计产生量为 0.58t，应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后委托周边工业固废填埋场合规处置。

（4）废机油（HW08 900-214-08）

废机油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2025年版），废机油属于危险废物，单口井产生量约为0.5t，则本工程施工期产生的废机油为14.5t，存放于施工队的危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（5）含油废物（HW08 071-001-08）

油井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比油田同类工程，含油废物产生量约0.2t/井，本工程施工期含油废物产生量约5.8t，存放于施工队危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

（6）沾油废防渗材料（HW08 900-249-08）

采油井场施工期会产生少量沾油废防渗材料，类比同类油井工程，废防渗材料量约0.1t/井，工程施工期间产生的废防渗材料量约为2.9t，存放于施工队危废贮存点，委托有相应危废处置资质的单位处置。

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。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见下表：

3.3.3. 运营期主要污染源源强核算

3.3.3.1. 水污染物源强核算

（1）油藏采出水

根据设计方案，井口采出液拉运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

修井、洗井等井下废水产生是临时性的，井下作业废水的主要来源为修井过

程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。

本工程油藏储层为低渗透油藏储层，井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6122.1g/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 13.565t、化学需氧量 17339.65g、石油类 3061.05g，则本工程 29 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 393.385t/a、0.503 t/a、0.089 t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，之后拉运至联合站的污水处理系统处理达标后回注。

（3）运营期生活污水

井场值班人员为管理区现有人员，不新增劳动定员。

3.3.3.2. 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拉油过程中无组织废气排放，无组织排放的污染物主要为井场各类接口、阀门以及储油罐等处产生的无组织挥发烃类、温室气体排放以及伴生气燃烧产生的氮氧化物、颗粒物。

（1）井场无组织挥发非甲烷总烃

本工程部署 29 口采油井，运营期井场采油、油气分离、火炬分液、CNG 压缩、管线等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闸阀、法兰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。

经核算，本工程 29 座井场运营期新增 NMHC 无组织挥发量为 5.3331t/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）装卸油料无组织挥发非甲烷总烃

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%。

本工程井场内最多 2 座 40m³ 橇装多功能罐储油，单罐有效储油容积 36m³，平均储油时间按 5 天计，则本工程最大储油量 72t/5d，年周转量约 5256t/a，无组织排放非甲烷总烃 0.53t/a。

（4）伴生气燃烧废气

本工程哈山 5、哈山 7、沙 4-侧平 2、征深 102 侧井各套放空火炬，采用单井拉油工艺生产，采出液经过井口二级节流后经过电加热器加热，加热后原油进入油气分离器进行油气分离，分出的伴生气进入立式分离器分离。油气分离后的伴生气通过井场火炬进行燃放。参照石油天然气开采业中未回收的伴生气通过放空火炬燃烧放空，燃烧烟气污染物为二氧化硫、氮氧化物和总烃，本项目区块天然气中不含硫。

目前石油天然气开采业的放空火炬燃烧烟气中各污染物的产生量无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数（SO₂: 0.18kg/万 m³ 天然气，NO_x: 1.76kg/万 m³ 天然气，颗粒物: 0.14kg/万 m³ 天然气）核算各污染物的产生量，根据上述系数计算放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况，详见下表：

表 3.3-4 放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况一览表

伴生气进入火炬放空燃烧量			产污系数 (kg/万 m ³ 天然气)		污染物排放情况 (t/a)
名称	伴生气量 (10 ⁴ m ³ /a)	合计 (10 ⁴ m ³ /a)			
哈山 5	5.5625	153.375	SO ₂	0.18	0.028
哈山 7	5.5625		NO _x	1.76	0.270
沙 4-侧平 2	0		颗粒物	0.14	0.021
征深 102 侧	142.25				

（5）井场燃气加热炉有组织废气

本工程部署 29 口采油井，共涉及井场燃气加热炉（水套炉）2 台，均为 200kW，位于沙 4-侧平 2、征深 102 侧井，单台最大耗气量为 24m³/h（2 台约合 38.016×

10⁴m³/a)，气源为井场伴生气。根据设计资料，由于井场伴生气气量不稳定，因此井场同时配备有水套炉、防爆电加热器。在井场伴生气气量稳定时优先使用水套炉，可减少火炬燃烧放空量；伴生气气量不稳定时使用防爆电加热器。

工业废气量、SO₂、NO_x 根据《排放源统计调查产排污量核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数计算；含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100；NO_x 按照低氮燃烧-国内一般，取排放系数为 15.87 千克/万立方米-原料。颗粒物的排放浓度取值：实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放类比油田同类型井场燃气加热炉监测数据，井场燃气加热炉烟气经 8m 烟囱高空排放的颗粒物监测浓度均低于 10mg/m³，本评价颗粒物排放浓度取值 10mg/m³ 进行核算。类比井场燃气加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。

井场燃气加热炉污染物产生排放情况见下表：

表 3.3-6 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量 万m ³ /a	烟气量 万m ³ /a	污染物排放情况								
			SO ₂			NO _x			颗粒物		
			kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³
2台水套炉	38.016	409.634	0.010	0.076	18.561	0.076	0.603	147.281	0.005	0.041	10.000

根据上表可知，本工程 2 台井场燃气加热炉（水套炉）运营期有组织排放的 SO₂、NO_x、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放标准（SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，颗粒物：20mg/m³）。

3.3.3.3. 固体废物

根据《关于印发（危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采）等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

（1）落地油（071-001-08）

落地原油主要产生于油气生产设施阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线

破损产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.5t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 14.5t/a，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。落地油回收率为 100%，落地油收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。

（2）清罐底泥（071-001-08）

本工程拉油井场储罐等会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥 2t。含油污泥属于《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，收集后委托有危废处置资质单位接收处置。

（3）废润滑油（900-214-08）

在井场设备检修维护中会产生废润滑油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）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），产生量约 0.1t/a/井，合计 2.9t/a，收集后拉运至联合站处理，或委托有危废处置资质单位接收处置。

（4）废弃的含油抹布、劳保用品（900-041-49）

在井场设备检修维护中会产生少量废弃的含油抹布、劳保用品，约 0.05t/a/井，合计 1.45t/a。属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW49 类危险废物（900-041-49），收集后委托有危废处置资质单位接收处置。

本工程产生的危险废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

（5）废防渗材料（900-249-08）

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本工程 29 口井产生废弃防渗材料最大量约 7.25t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集后委托有危险废物处理资质的单位处理。

（6）原油处理危废（071-001-08）

本工程运营期内，油井采出液拉运至联合站进行处理。随着本工程新增产能（ $3.072 \times 10^4 \text{t/a}$ ）及相应采出液的处理，将导致处理站内处理设施（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，处理站内的原油储罐、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2t/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。

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15dB(A)。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2，噪声排放情况见下表：

3.3.3.5. 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程运营期污染物汇总见下表：

表 3.3-8 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t/a	主要处理措施及排放去向	排放量t/a
废气	G1	井场	无组织NMHC	5.3331	使用合格阀门、法兰，排放去向为大气	5.3331
	G2	装卸油料	无组织NMHC	0.53	使用橇装多功能罐储油，装车环节采用密闭鹤管浸没式装车	0.53
	G3	放空火炬	SO ₂	0.028	火炬高15m，放空火炬为橇装设备，自带燃料气调压橇、流量监测、火焰检测等数据检测上传功能	0.028
			NO _x	0.270		0.270
			颗粒物	0.021		0.021
	G4	井场燃气加热炉（水套炉）	SO ₂	0.076	排气筒高度不低于8m，低氮燃烧	0.076
			NO _x	0.603		0.603
颗粒物			0.041	0.041		
废水	W1	油藏采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	/	前期油藏含水率低，产液直接外销。后期随着开采年限的增加采油含水率呈逐渐上升状态，井口采出液拉运至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分	0

项目	序号	污染源	污染物	产生量t/a	主要处理措施及排放去向	排放量t/a
					析方法》(SY/T5329-2022)中回注水水质标准后进入回注系统,不外排	
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	393.385	井下作业废水自带回收罐回收作业废水,之后拉运至联合站处理达标后回注,不外排	0
固体废物	S1	落地油	HW08 071-001-08	14.5	委托有资质单位拉运处理	0
	S2	清罐底泥	HW08 071-001-08	2	委托有资质单位拉运处理	0
	S3	废润滑油	HW08 900-214-08	2.9	运至联合站处理,或委托有危废处置资质单位接收处置	0
	S4	废弃的含油抹布、劳保用品	HW49 900-041-49	1.45	委托有资质单位拉运处理	0
	S5	废防渗材料	HW08 900-249-08	7.25	委托有资质单位拉运处理	0
	S6	原油处理危废	HW08 071-001-08	2	委托有资质单位拉运处理	0
噪声	N1	采油树	/	85	低噪声设备、基础减震、距离衰减	场界达标
	N2	各类机泵	/	85~95	低噪声设备、基础减振	
	N3	火炬	/	100~110	/	
	N4	交通噪声	/	60~90	车辆定期保养,距离衰减	

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0.65km,清管废水按照每千米2.5m³核算,预计产生含油废水约1.625m³,废水收集入罐后拉运至联合站处理,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，拉油车辆发生车辆事故、交通事故等导致油品泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时处理、维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥，委托有资质的单位进行处置。

3.4. 清洁生产分析

3.4.1. 油气集输及处理清洁生产工艺

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

(2) 系统采用井场气液分离工艺，分离后油品直接进行外销，简化处理流程。

(3) 优化布局，减少建设用地

对井场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少生态扰动面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.2. 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，集中收集进入已建处理站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注。

3.4.3. 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 优化原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间。

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

(3) 采油区采用自动化管理，提高管理水平。

3.4.4. 建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入中石化新疆新春石油开发有限责任公司负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.4.5. 清洁生产技术指标对比分析

（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。

（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 3.6-3 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 85 分。清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

综上，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

3.5. 污染物排放总量控制

3.5.1. 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。

3.5.2. 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，本工程采油过程中NMHC为无组织排放，不涉及VOCs有组织排放。井场放空火炬燃烧排放的氮氧化物（NO_x）为0.270t/a；井场燃气加热炉（水套炉）排放的氮氧化物（NO_x）为0.603t/a，

运营期产生的采出水、井下作业废水均不外排。

3.6. 相关政策法规、规划符合性分析

3.6.1. 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	1. 井下作业废水100%处理，不外排；采出水由联合站进行处理，不外排； 2. 落地油带罐100%回收； 3. 采用丛式井布局、双井同台等节地技术； 4. 工程运营期采用了清洁生产工艺；	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	技术 5. 采用清洁生产工艺		
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	1. 实施泄漏检测与修复（LDAR） 2. 高浓度有机废气单独收集 3. 禁止火炬装置日常使用	1. 建设单位在运营期定期开展LDAR工作； 2. 无日常燃火炬行为，仅应急使用	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	1. 规划环评先行 2. 废水回注需达标（SY/T5329） 3. 强化VOCs无组织管控 4. 避让环境敏感区 5. 制定环境风险应急预案	1. 目前新春公司“十五五”规划正在编制中，本工程所在的区域为新春公司规划区块； 2. 井口采出液拉运至联合站处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排； 3. 不占生态红线（最近距离16km） 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）	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	1. 井场/站场分区清晰 2. 工程不涉及钻井 3. 落地油全部回收 4. 危废委托资质单位处置 5. 制定运营期生态监测计划	符合
《国家级公益林管理办法》	1. 一级公益林禁止开发 2. 二级公益林允许抚育性活动 3. 办理林地占用手续 4. 保护森林植被 5. 限制非木质资源开发	1. 不涉及一级公益林 2. 占用二级公益林办理手续 3. 已申报林地使用许可 4. 控制施工范围减少植被破坏 5. 无林下经济开发行为	符合
《空气质量持	1. VOCs全流程治理	本工程属于稠油开采，工程运营期纳	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
续改善行动计划》	2. 油气回收设施升级 3. 建立VOCs管理平台	入新春公司统一管理平台	
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作； 2.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响； 3.通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%； 4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上； 5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废	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.本工程采取拉油生产工艺，后期产能稳定后考虑接入管网，可减少挥发性有机物无组织排放； 4.井口采出液拉运至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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>水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理后回用于注汽锅炉;</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>		

3.6.2. 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。 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。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 本工程位于准噶尔盆地油田区块,属于油气勘探开发项目。 2. 新增原油产能3.072万t/a,提升本地油气资源开发参与度。 3. 采用清洁生产工艺,减少环境影响。 4. 符合自治区油气基地建设目标。 5. 落实资源节约和生态保护措施。 	符合
《塔城地区国土空间总体规划(2021-2035年)》	塔城地区定位为国家级能源战略储备和综合利用基地、国家大型油气生产加工和储备基地、国家能源资源陆上大通道重要枢纽,承担区域油气资	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

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	源勘探、开发、储备与输送的战略功能，支撑全疆油气能源安全保障格局		
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	<ol style="list-style-type: none"> 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。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 本工程位于重点开发区（准噶尔盆地油气基地），符合产业布局要求。 2. 采用丛式井组设计，减少占地，提高资源效率。 3. 不涉及限制开发区和禁止开发区（如自然保护区）。 4. 开发强度控制在规划允许范围内。 5. 实施环境监测，跟踪资源消耗和生态影响。 	符合
《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 禁止布设在生态保护红线、饮用水源地保护区等区域。 2. 优先回注至现役/枯竭油气藏或封闭地层。 3. 双层套管结构，生产套管下深超过注入层底界。 4. 井底压力≤地层破裂压力的 90%。 5. 回注水平均腐蚀速率≤0.076mm/a。 6. 日常监测+3 年/次井筒检测。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 工程各项设施均不占生态保护红线（距离约 16km），不涉及自然保护区、饮用水源地等敏感区。 2. 采出水回注层与上部第四系含水层无水力联系。 3. 井口采出液拉运至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排。 4. 建立注水量、油套压等日监测台账；按 HJ 349-2023 要求，每 3 年开展井筒完整性检测（固井质量、套管腐蚀等）。 	符合
《中石化新疆新春石油开发有限责任公司“十四五”规划》	<ol style="list-style-type: none"> 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、阿拉德油田、春风油田、董家海子油田）和淮北新区（阿拉德油田）； 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； 	<ol style="list-style-type: none"> 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。本工程位于准西老区（春风油田）、准中新区（沙窝地油田、阿拉德油田、春风油田）和淮北新区（阿拉德油田），属于新区块开发类项目，基本符合新春公司发展规划； 2. 本工程新建采油井场 29 座，采用拉油生产工艺，新增产能 $3.072 \times 10^4 \text{t/a}$； 	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
<p>《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）</p>	<p>1. 严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏；</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、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、艾比湖流域生物多样性维护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</p>	<p>1. 本工程不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控方案、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；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期井口采出液拉运至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后进入回注系统，不外排，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. 工程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. 油田定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水</p>	<p>符合</p>

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	<p>区内的地表水体和引水工程之间应设置合理的保护距离。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>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>4. 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</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 and 应急防控措施落实到位。</p>		

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	<p>建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。</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>		

3.6.3. 生态环境分区管控符合性分析

本工程所在区域行政区划隶属于塔城地区，根据《关于印发<塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）>的通知》（塔行办发〔2024〕38号），本工程所在区域涉及“和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元01/ZH65422630001”“乌苏市重点管控单元03/ZH65420220003”“乌苏市一般管控单元01/ZH65420230001”“沙湾市一般管控单元01/ZH65420330001”，相符性分析见下表：

根据分析结果，本工程建设符合生态环境分区管控单元的要求。

3.7. 选址合理性分析

（1）井场选址分析

本工程所在区域行政区划隶属于新疆塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市。工程部署 29 座采油井场，均在原有钻井井场的基础上新建采油井场，井场选址具有唯一性。

本工程位于油田矿权内，工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求。根据现场调查，拟建项目内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区，

符合塔城地区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，选址合理。本工程土地利用类型均为未利用地。可研设计阶段已尽量减少占用重点公益林，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避开植物茂密区域。本工程井场选址符合《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

（2）选线合理性分析

本工程部署 29 座采油井场，其中 2 座井场（苏 13-平 1、苏 1-133）配套集油管线等线性工程，管线长度合计 0.65km。

如图所示，苏 13-平 1 井北侧紧邻已建井场及已建集油管线，苏 13-平 1 井采出液插输至现有井场后输送至集中拉油点，该新建管线方案对区域生态环境的影响最小，管线选线合理。

如图所示，苏 1-133 井南部建有一条东西向的输油管线，苏 1-133 井采出液依托该已建管线就近插输，路由区域为原探井道路，该路由方案造成的生物损失量最小，对区域生态环境的影响最小，未使区域生态进一步破碎化，用地类型均为未利用地，无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区，也不涉及永久基本农田，选线合理。

综上，本工程选址符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》及塔城地区生态环境分区管控方案等政策、法规中的相关要求，工程选址合理。

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

塔城地区地处新疆维吾尔自治区西北部，隶属于伊犁哈萨克自治州。地区东北部毗邻阿勒泰地区，东部与昌吉回族自治州、石河子市相接，南部紧邻巴音郭楞蒙古自治州及伊犁州直区域，西南与博尔塔拉蒙古自治州相连，西北部与哈萨克斯坦接壤，边境区位优势显著，境内还内嵌克拉玛依市、奎屯市等区域。行政驻地塔城市距离新疆首府乌鲁木齐市距离适中，临近巴克图口岸，是我国西北边境重要的地缘节点区域。区域整体地势呈现南北偏高、中部及东部偏低的态势，地貌类型丰富，兼具山地、丘陵、平原与戈壁荒漠等地貌单元，地处准噶尔盆地西北边缘地带，属新疆西北部重要的生态屏障与区域发展腹地，区域地理位置对当地气候环境、水系分布及生态格局均形成显著影响。

4.1.2. 地形地貌

塔城地区地处准噶尔盆地西北边缘，整体地势南北高、中部低，地形起伏差异较为明显。北部为塔尔巴哈台山及周边山地丘陵区，山势起伏较大，沟谷纵横；南部依托北天山余脉山地地貌，山体连绵；中部为山间盆地与山前冲积、洪积平原地带，地势平缓开阔。区域内地貌类型多样，自山地向平原依次分布有高山、低山丘陵、山前倾斜平原、河谷平原及戈壁荒漠等多种地貌形态，境内河谷地带地势低洼平坦，水土条件相对较好，荒漠与戈壁区域地势开阔平缓，整体地形格局制约着区域水系流向、土壤分布及生态环境空间格局，对区域大气扩散、地表径流汇流及生态保护格局均有着重要影响。

4.1.3. 气候气象

塔城地区地处亚欧大陆腹地，属中温带大陆性干旱、半干旱气候，受大气环流、纬度与地形综合影响，四季分明，气温变幅大，降水时空分布不均，区域小气候特征显著。多年平均气温约 9.0℃，1 月最冷，平均-8.2℃；7 月最热，平均 24.9℃，气温年较差与日较差均较大。平原区夏季炎热、冬季寒冷漫长，春季升温不稳、秋季降温迅速；山区冬暖夏凉、热量不足，迎风坡降水偏多，背风坡偏少。多年平均降水量约 339mm，空间上呈西北多、东南少格局：塔额盆地年均 270 - 290mm，乌苏、沙湾及和布克赛尔县不足 200mm；时间上秋季降水最多

(102mm)，冬季最少 (63mm)，11 月为降水峰值月 (47mm)。全年日照时数 2800 - 3000 小时，光照充足，是全国太阳能高辐射区之一。

区域主导风向为北风，静风频率 2.4%，年平均风速约 2.0m/s；春夏季盛行北风 (2.0m/s)，秋季北风为主 (2.0m/s)，冬季以东北风为主 (1.7m/s)。境内玛依塔斯至老风口为大风关键区，大风持续时间长，对区域大气扩散与生态环境影响显著。主要灾害性天气包括大风、暴雪、寒潮、干旱、冰雹与霜冻，其中大风、雪灾及霜冻对区域环境与生产活动影响突出。

4.1.4. 水文条件

塔城地区境内水系发育主要受地形地貌与气候条件控制，地表水系以内陆河流水系为主，无外流河，河流大多发源于南北两侧山地，依靠高山冰雪融水、大气降水及山间地下水补给，径流量季节变化悬殊。区域内主要河流有额敏河、白杨河、奎屯河、和布克河等，河道流程较短，支流较少，径流集中于夏季汛期，冬春季节水量锐减，部分河段出现断流现象。境内分布有多处天然湖泊、山间湿地及小型水库、塘坝等水利设施，是区域地表水调蓄与农业用水主要来源。区域地下水储量较为丰富，主要赋存于山前冲积扇、河谷平原松散堆积层中，水质整体较好，埋藏深度由山前向盆地腹地逐渐变浅，是沿线生产生活及生态补水重要供水水源。整体区域水资源时空分布不均，北部山地水资源相对充沛，南部及盆地荒漠地带水资源较为匮乏，地表径流与地下水相互补给关系密切，水文情势对区域生态植被分布、水土保持及区域水环境承载力起到决定性作用。

4.1.5. 地质条件

塔城地区地处准噶尔盆地西北缘，大地构造位置隶属于天山造山带与准噶尔盆地过渡地带，区域地质构造较为复杂，褶皱与断裂构造发育较为普遍。境内地层出露较为齐全，从古生界至新生界均有分布，北部山区以古生界变质岩、岩浆岩为主，岩性多为砂岩、灰岩、片岩及各类侵入岩；中部盆地及山前地带广泛分布中生界碎屑岩与新生界松散堆积层，主要为砾石、砂卵石、粉砂及粉质黏土等第四系沉积物，地层岩性松软，土层结构层次分明。区域地质稳定性整体较好，区内断裂带多以区域性隐伏断裂为主，活动性较弱，区域地震烈度较低，地质灾害发育程度较轻。境内岩土体工程地质性质差异明显，山区岩体整体性较好，地基承载力较高，平原冲洪积地带土层厚度大、土质松散，局部区域存在砂土液化、地基不均匀沉降等不良地质现象。区域地下水径流条件良好，岩土渗透性由山前

向平原逐步递减，整体地质环境条件能够满足区域开发建设需求，同时对场地地基稳定性、污染物迁移扩散及水土环境保护具有明显控制作用。

4.2. 生态环境现状调查与评价

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“克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”“乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”，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

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

4.3.3. 包气带污染现状调查

4.3.3.1. 监测布点

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、风沙土等。

①灰漠土

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

②风沙土

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

（2）评价区土壤类型及分布

本工程评价范围内的土壤类型有灰漠土和风沙土，其中以灰漠土为主。

（3）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：

4.4.2. 土壤环境质量现状监测与评价

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

4.5. 环境空气质量现状调查与评价

4.5.1. 环境空气质量达标区判定

4.5.1.1. 区域大气环境质量达标判定

本工程主体位于塔城地区，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塔城地区，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：

项目所在区域 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准要求；因此项目区为环境空气质量达标区。

4.5.2. 特征因子补充监测

评价结果表明：监测点的 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的限值要求；H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值。

4.6. 声环境现状调查与评价

检测结果中可以看出，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，油田所在区域为稀疏植被分布，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的细粉物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于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

本工程永久占地主要为灌木林地、其他草地。地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

集油管线的建设主要为临时用地，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。

（2）生物量损失

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

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—永久性生物量损失，kg；

S_i —占地面积， m^2 ；

W_i —单位面积生物量， kg/m^2 。

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，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。

5.1.1.3. 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。原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

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

5.1.1.4. 对公益林的影响分析

本工程所在区域分布有国家二级公益林及地方公益林，均属于防风固沙林。经核查，本工程井场、管线占用了国家二级公益林及地方公益林。工程临时用地主要为井场、管线施工占地，由于管线所接井场已分布在公益林区内，因此连接井场的管线也无可避免地占用了公益林，管线如若避绕将进一步增加占用公益林的面积。占用林地类型为灌木林地，林种为梭梭、多枝柽柳、琵琶柴等荒漠灌木植被。评价区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，建群植物主要由旱生灌木、小半灌木等植物组成。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

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油田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实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。

5.1.2.2. 植被影响分析

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

5.1.2.3. 生态系统完整性影响分析

本工程道路、管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；井场道路、集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本工程管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。道路建设过程中分割作用对动物有所影响，由于区域动物以鸟类、爬行类

为主，因此道路建设对鸟类的隔离作用很小，爬行类均为常见物种，适应能力较强，在受到不利影响后，会主动向周边适宜生境中迁移。

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

5.1.3. 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。地表植被盖度在 10%-30%，地表植被为区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大中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 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：() 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 type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" 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 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. 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期各类废水均不外排，对地下水环境影响很小。

(2) 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。

5.2.2. 运营期地下水环境影响分析

(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。

(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。

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，对环境的影响较小。

5.3.1. 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。

5.3.2. 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且项目场地及周边临近区域无地表水体分布，因此拟建工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.3. 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：

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. 土壤环境影响预测评价

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

本工程土壤环境影响评价自查表见下表：

表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <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	(8.92)hm ²	-
	敏感目标信息	评价范围内公益林、水浇地	-
	影响途径	大气沉降 <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	石油烃、盐分含量	-
	特征因子	石油烃、盐分含量	-
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <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"/>	-

现状调查内容	资料收集	a)√;b)√;c)√;d)□			-	
	理化特性	见土壤现状章节			-	
	现状监测点位	项目	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	0.2m	
柱状样点数	5	0	0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m			
现状监测因子	GB36600-2018 中表 1 基本 45 项+ pH、石油烃、全盐量； GB15618-2018 中基本工程 8 项+pH、石油烃、全盐量。			-		
现状评价	评价因子	GB36600-2018 中表 1 基本 45 项+ pH、石油烃、全盐量； GB15618-2018 中基本工程 8 项+pH、石油烃、全盐量。			-	
	评价标准	GB15618√； GB36600√； 表 D.1□； 表 D.2□； 其他（ ）			-	
	现状评价结论	建设用地各监测点位各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；农用地监测点位各项监测因子均、满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。			-	
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量			-	
	预测方法	附录 E√； 附录 F□； 其他☑			-	
	预测分析内容	影响范围（井场周围） 影响程度（可接受）			-	
	预测结论	达标结论： a) □； b) □； c) √ 不达标结论： a) □； b) □			-	
防治措施	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	-	
		3	石油烃	1 次/年		
信息公开指标	常规监测数据应该进行公开			-		
评价结论	可以接受☑； 不可以接受□			-		

5.5. 环境空气影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致尘土飞扬。

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，废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目建设前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌合、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

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 、 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

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，结果表明，本工程采油井距离村庄较远，根据非正常工况预测结果，工程对环境空气的影响较小。

5.5.2.1. 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

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
无组织排放						
1	井场、站场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	厂界外 4.0mg/m ³	*

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"/>
	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"/>
大气环境影响预测与评价	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 checked="" 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 checked="" 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 checked="" 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、NH ₃ 、H ₂ S)	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	NH ₃ : (0.0495) t/a	H ₂ S: (0.0019) t/a	VOCs: (4.348) t/a

5.6. 声环境影响分析

5.6.1. 施工期声环境影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械40m、夜间200m即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求。

5.6.2. 运营期声环境影响分析

运营期拟建项目产噪设备主要为采油井场采油树、注水井场注水泵、新增注水站机泵和回注点机泵噪声，本次噪声预测选择采油井、注水井、新增注水站和回注点进行预测。

由上表可知，采油井场噪声源对场界的噪声贡献值为 42.3~48.4dB (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。

5.6.3. 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焊接及吹扫废渣、生活垃圾、废机油、设备废弃包装、含油污泥等。

本工程严格按照危险废物管理要求（HW08 071-001-08）进行收集、暂存与处置。作业过程中采用带罐作业，确保返排液和油泥全部入罐，防止落地污染，确保含油污泥全部安全处置，实现“零排放”，最大限度降低对区域生态环境的影响。

5.7.2. 运营期固废影响分析

5.7.2.1. 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、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危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业结束后，将废弃的含油防渗布集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，其危险废物类别为HW08类危险废物（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司进行处置。

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

本工程开发工程施工期和运营期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境的影响较小。

5.8. 环境风险评价

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。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下表：

表 5.8-5 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2026年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）			
建设地点	塔城地区沙湾市、乌苏市、和丰县			
区块中心地理坐标	经度	**	纬度	**
主要危险物质及分布	本工程所涉及的危险物质主要为原油，主要风险单元为密闭集输单元			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集油管线泄漏以及原油泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集油管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④制定环境风险应急预案，定期演练。			
结论：本工程所涉及的危险物质主要为原油，主要风险单元为密闭集输单元，可能发生的环境风险事故包括井场事故、管线泄漏。发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。				

6. 环境保护措施及可行性论证

6.1. 生态保护措施可行性论证

6.1.1. 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1. 井场工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内井场占地合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少林地的占用。

（2）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。

6.1.1.2. 站场工程生态保护措施要求

（1）在 P601-X491 井场处新建回注点 1 处，新建设施位于原井场内，有利于景观上相协调以及后期管理。对站场工程新增占地进行合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被的不利影响。

（2）加强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。

（3）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。

（4）对场站永久占地进行硬化，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.1.3. 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（集输管线）及永久占地（注汽管线支墩）合理规划，严格控制占地面积，尽量避让植被较多的区域。

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

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

(4) 对管沟回填后多余的弃土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(5) 在施工过程中，应加强对施工人员的管理，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。

6.1.1.4. 敏感区段（公益林）的生态保护措施

(1) 严格用地审批

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

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

(2) 控制施工范围

①限定作业带宽度：管线施工带严格控制在 8 米以内，禁止擅自扩大扰动范围。

②分层开挖与回填：管沟施工采用分层开挖（表层土与深层土分离堆放）、

分层回填技术，保护土壤结构和肥力。

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

（3）植被保护与恢复

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

②即时恢复措施：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。

6.1.1.5. 植物保护措施

本次提出对区域植物的生态保护措施，具体如下：

（1）井场建设前，选址选线阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域。

（2）在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。

（3）管线选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程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。严禁在场地外砍伐植被，尤其是广泛分布在区域内的灌木林地。

（8）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.1.1.6. 野生动物生态保护措施

经调查，项目所在区域气候干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。避免对其他野生动物的影响，提出如下生态保护要求：

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

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

（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（如夯击）；设置临时隔离带，禁止人员靠近巢区；

（2）噪声防控。为钻机加装减震措施，柴油发电机配备消音措施。

（3）行为管理。加入云雀、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。

（4）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）；与塔城地区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。

6.1.1.7. 水土保持措施

（1）井场

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择植被稀少或荒漠的区域布点，采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）站场

对场站扩建后的永久占地进行硬化，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（3）管线

本工程水土流失主要发生在施工期，本环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

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

6.1.1.8. 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工程区南部，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。

6.1.1.9. 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，还须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、柽柳等），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。

（3）在公众监督与区域协同层面，建议将本工程对公益林的占用、补偿及修复方案，在项目所在地的乡镇或行政村进行公示，保障公众知情权，实现企业履责与区域生态质量整体提升的双赢。

6.1.2. 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本工程的建设，中石化新疆新春石油开发有限责任公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩散蔓延。

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

①井场生态恢复

施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时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。

②管线生态恢复

施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时用地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被保护措施

- ①在施工时需设置乱砍滥伐警示标志、禁止随意碾压植被；
- ②尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，降低作业带宽度，减少对植被的破坏；
- ③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力。

（5）废弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施

井场及道路施工：井场、道路平整后，及时采取砾石压盖，并清理施工场地。

管沟开挖：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘；管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松；精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表；管沟分层开挖、分层回填。

综上，本工程运营期采取的生态环境保护措施是可行的。

6.1.3. 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入封井期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

退役期按照要求对废弃井（站）场、道路制定生态修复方案并开展设计；对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。结合《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，采取的生态恢复措施如下：

（1）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时用地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时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。工程施工结束后临时用地内植被在自然状态下逐渐得到恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在8m范围内，在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时用地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（3）道路生态恢复

①道路生态恢复治理范围

道路施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

通井道路作为连接井场与现有路网的临时性砂石道路，退役期需进行生态环境恢复治理，确保工程建设与区域生态环境相协调。道路分布区域为荒漠灌草为主的生态系统，周边分布有公益林，生态恢复遵循“避让、减缓、修复”的层次化原则，兼顾防风固沙与植被保育功能。对受扰动的区域应在林草主管部门指导下，选择适生乡土树种（如梭梭、琵琶柴、怪柳等）进行补植，并定期浇水等管护措施，确保成活率。对一般荒漠草地段，采取撒播本地草籽促进植被自然恢复，增强地表抗风蚀能力。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，耕地按照相关部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并

与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

（5）施工管理要求

各种机动车辆固定线路，禁止随意开便道，扩大扰动范围。封井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。封井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

另外，通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在工程区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在封井期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2. 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污

染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1. 施工期地下水污染防治措施

6.2.1.1. 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

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

②设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到污染。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程中做好转

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开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

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

6.2.1.2. 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

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。本次单个回注井注水量约500m³/d，应进行井筒完整性检测，确保井筒质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）等标准要求，固井质量完好，不窜层。若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.2.2. 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-3）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-4），提出防渗技术要求。

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：

6.2.2.3. 管道刺漏防范措施

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

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

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

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

6.2.2.4. 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆

地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。

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

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，并定期向油田管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

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

为保证地下水监测工作高效有序运行，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) 按突发事故的性质、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，工程施工人员依托工程周边团场现有民房，依托可行。

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

6.3.2. 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出、井下作业废水依托春风联合站、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洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取土壤污染防治措施可行。

（4）植被覆盖度高的区域，局部降低作业带宽度，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；施工土方全部用于管沟回填，开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

（5）土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压工程区内其它固沙植被。

（6）施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

6.4.2. 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，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，在占地范围内设 1 个表层样、1 个深层样、占地范围外设 1 个表层样，表层样每年监测 1 次，深层样每 3 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3. 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾场进行填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5. 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1. 施工期大气污染防治措施

①运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

③施工场地定期洒水抑尘、限速行驶及保持路面清洁、设置围挡、散装物料集中堆放和运输时加盖篷布等措施。

通过采取以上措施，可减小建设期大气污染影响，采取的大气污染防治措施可行。

6.5.2. 运营期大气污染防治措施

本工程运营期无组织排放源主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类等。针对以上污染源，油田须采取以下大气污染治理措施。

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，开展挥发性有机物泄漏检测与修复。

（2）工程投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技

术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油源，实施关井，从而最大限度地减少集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止泄漏进入大气环境。

（3）对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

（4）定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止泄漏进入大气环境。

（5）做好厂区的绿化工作，在厂区空地、路边等种植一些除臭效果较好的灌木、花草，以减轻恶臭污染物对周围环境的影响。

（6）加强运行操作管理；定期进行恶臭气体的环境监测，发现异常及时采取喷洒除臭剂等补救措施。

（7）在日常生产过程中，加强 NMHC 无组织排放例行监测，对典型井场厂界 NMHC 每年监测一次，确保 NMHC 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。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.5.3. 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在封井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6. 声环境保护措施可行性论证

6.6.1. 施工期声环境保护措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低；

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.6.2. 运营期噪声污染防治措施

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3. 退役期噪声污染防治措施

加强车辆管理，合理规划路线，禁止车辆随意鸣笛。

6.7. 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施

生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置。

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1. 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、清管废渣、废润滑油等，均为危险废物。

6.7.2.2. 危险废物收集、转运及处置要求

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，提出环境管理要求如下：

(1) 落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度；

(2) 落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、

贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志；

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报生态环境主管部门备案；

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料；

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动；

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；

（7）落实排污许可制度；

（8）加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

6.7.2.3. 危险废物处置措施可行性分析

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油统一运至新疆锦恒利废矿物油处置有限公司处理，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输；废润滑油经收集后交由联合站综合利用；废防渗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，委托资质单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

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。

本工程实施后，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。

7.1.1. 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。

工程税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

8.1. 环境效益分析

该工程在施工期间将对区域环境造成一定破坏，导致不同程度的经济损失。运营期产生的主要污染物为无组织烃类气体、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：

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，给当地的经济注入活力。本工程的开发建设可为地方群众提供就业机会，增加人员收入；工程运行过程每年可提高当地的国税、地税收入。

8.3. 综合效益分析

建设项目的环保投资除了从某种程度反映工程对环境造成的经济损失和对环保重视的程度外，更重要的意义还在于该投资所产生的环境效益和经济效益，其主要方面包括：

（1）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，审查该项目的环评报告书，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《中华人民共和国生态环境法典》（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：塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市

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:

(1) 分承包方的选择

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

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款, 如对承包工程的主要环境保护目标, 应采取的水、气、声、生态保护措施等, 将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求, 建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前, 应按照其承包工程的环保要求, 编制详细的“环境管理方案”, 并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方环保部门, 批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括: 了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准; 了解承包工程的主要环境保护目标和要求; 认识遵守有关环境管理规定的重要性, 以及违反规定带来的后果等。

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：

（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，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

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

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（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：

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：

9.7. 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

2026年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）位于塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市境内。本项目建设性质为新建。项目建设内容主要包括：①主体工程：新建采油井场 29 座，配套新建 56 座 40 立方米橇装多功能罐、2 座油气分离器、2 座立式分离器、4 套放空火炬、2 座燃气加热炉；新建集油管线 0.65 千米；新增产油规模 3.072 万吨/年；②公辅工程：包括供配电、自控、通信、防腐、供热等工程，管理一区采油四站新建综合用房 2500 平方米；③环保工程：包括废气、废水、噪声、固体废物等污染防治及环境风险防范和生态环境保护等工程。本项目总投资 10532.04 万元，其中环保投资 220 万元，约占总投资的 2.09%。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。

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规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划。

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，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. 主要环境影响

10.4.1. 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；工程对生态环境的影响主要来自占地影响，受影响的永久占地类型主要为灌木林地、其他草地、盐碱地等。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。

10.4.2. 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。

10.4.3. 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。

10.4.4. 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。

10.4.5. 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。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。

10.4.6. 声环境影响评价

施工期管线敷设、地面工程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。

10.4.7. 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。

10.5.环境保护措施

10.5.1.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。

10.5.2.水环境保护措施

运营期按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施加强地下水污染防治，采取先进成熟可靠工艺，源头降低地下水污染风险，按照相关标准要求定期开展地下水水质监测，发现防渗功能下降，应及时采取必要措施，减少对项目区域地下水环境的影响。

10.5.3. 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。

10.5.4. 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、生活垃圾等。废机油为危险废物，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》中的相关要求收集、贮存、运输。

本工程在开发建设过程中所产生的各类固体废物均可以得到有效地处理，对环境所造成的影响可以接受。

10.5.5. 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。

10.5.6. 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。

10.5.7. 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。

10.6.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。

10.7.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 2070 万元,环境保护投资占总投资的 7.61%。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。

10.8.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。

10.9.项目可行性结论

2026 年新春公司探井转开发建设工程（塔城辖区）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。