

2026 年新春公司（塔城辖区）

探井转开发建设工程

环境影响报告书

（公示稿）



中国石化
SINOPEC

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 7 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，新春采油厂与新疆维吾尔自治区国有资产投资经营有限责任公司开展股权合作，在塔城地区乌苏市注册了合资公司——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（塔城辖区）探井转开发建设工程（以下简称“本工程”）。

本工程在塔城地区部署 29 口井、2 座分水站，其中 8 口井位于和布克赛尔蒙古自治县（以下简称“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、沙窝地等五个片区。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 29 座井场包含 26 座采油井、3 座注水井，采用单井拉油与集输相结合的生产方式，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 11315.52 万元。

本工程均呈点状分布在矿权范围内；不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，最近距离约 10km（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 2026 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（塔城辖区）探井转开发建设工程”的环境影响评价工作。我公司承担评价任务后，按照环境影响评价的有关工作程序，组织专业人员，对工程区现场实地踏勘、开展现状监测、收集资料，对建设项目进行工程分析，根据环境各要素的评价等级及其相应评价等级的要求对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证，提出环境可行的评价结论，并在生态环境主管部门和建设单位的积极配合和大力支持下，顺利编制完成了《2026 年新春公司（塔城辖区）探井转开发建设工程环境影响报告书》，现提交生态环境主管部门审查。

本工程环境影响评价工作程序见图 1-2-1。

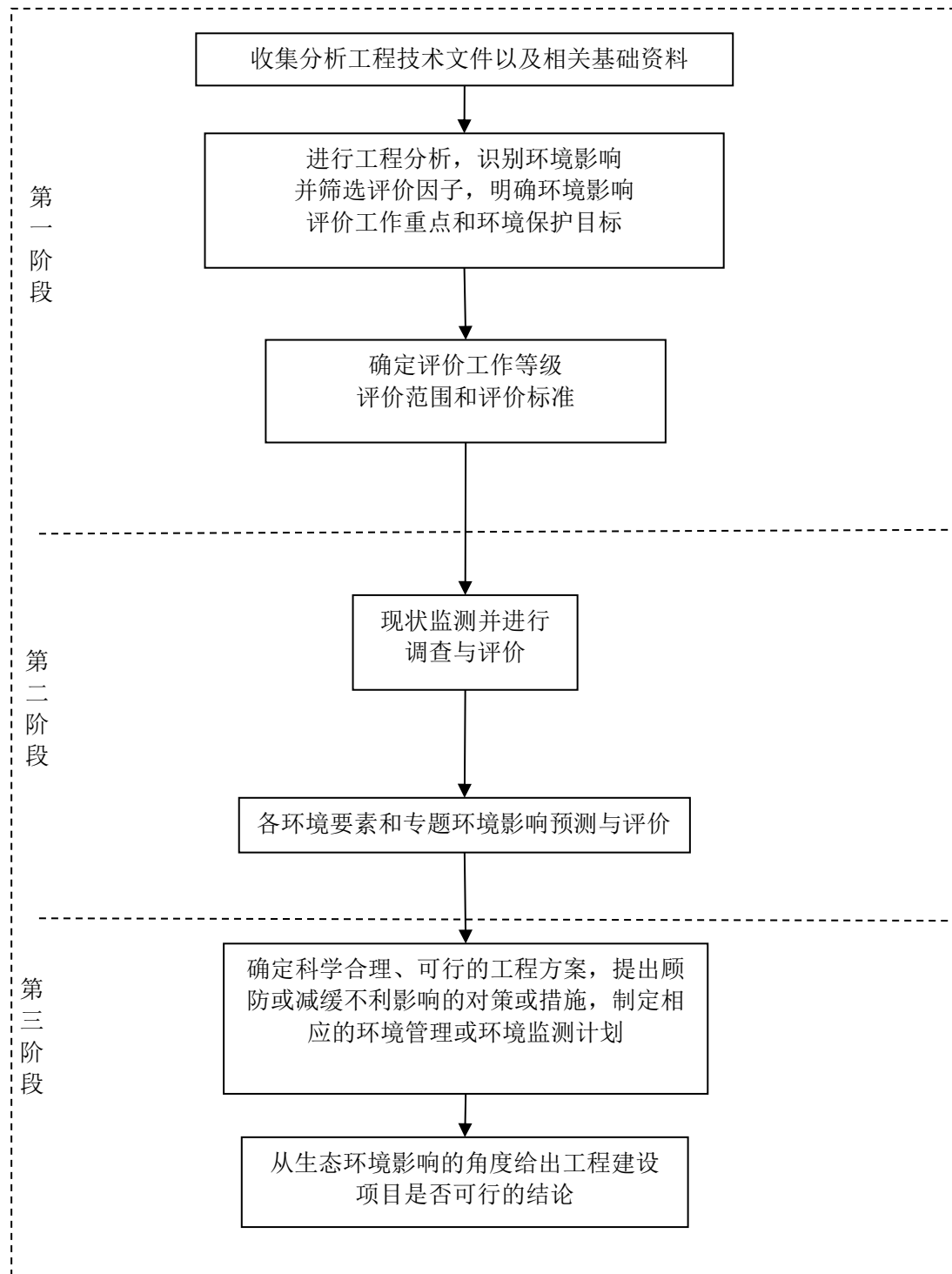


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3. 分析判定相关情况

1.3.1. 项目类别判定

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本工程涉及公益林，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、乌苏市等地。各项工程均不占生态保护红线，距离约 10km（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

本工程属于陆地石油开采项目，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：评价范围内的公益林、永久基本农田及沙化土地等区域。

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、火炬燃烧废气、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 10km（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，截至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

2. 总则

2.1. 评价目的和评价原则

2.1.1. 评价目的

根据《中华人民共和国生态环境法典》《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（塔城辖区）探井转开发建设工程现场勘查、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、声环境等环境质量现状，为评价建设项目的环境影响程度和范围，以及项目投产后的竣工环境保护验收提供依据；

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

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

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

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

2.1.2. 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行国家和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 日起实施，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（2026 年版）》（生态环境部公告〔2026〕第 2 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》（自然资规〔2021〕2 号）；

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

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

（47）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环发〔2018〕20 号）；

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

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

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

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

（52）《新疆生态功能区划》（2005 年）；

（53）《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《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）；

（10）《突发环境事件风险指数评估技术指南》（2024 版）；

（11）《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）；

（12）《油田采出液沉积物堵水调剖技术规范》（Q/SH1020 2742-2019）；

（13）《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）；

（14）《陆上钻井及井下作业现场环境保护标准化建设工作指南》（中国石化能评〔2022〕3 号）；

（15）《关于进一步加强油田建设项目环评重点事项管理的通知》（胜油QHSE〔2025〕20 号）；

（16）《关于修订<胜利油田生态环境保护管理规定>等生态环保及节能降碳管理制度部分条款的通知》（胜油QHSE〔2025〕44 号）。

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（塔城辖区）探井转开发建设工程可行性研究报告》（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春晖油田就地分水工程可行性研究报告》（森诺科技有限公司，2026 年 5 月）；

（4）《中石化新疆新春石油开发有限责任公司排 10 西苏 1-2 集中拉油点隐患治理工程建设方案》（2026 年 6 月）；

（5）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；

（6）相关用地预审意见。

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、H ₂ S
	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、钡等水质因子，特征因子石油类等
	影响预测	运营期：石油类
地表水	影响分析	施工期和运营期：废水综合利用不外排的可行性和可靠性
固体废物	影响分析	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等
土壤	现状调查	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍、含盐量
		建设用地：pH、含盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙炔、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、蔡；
		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（C ₁₀ -C ₄₀ ）、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口井、2座站场涉及春风、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（μg/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	
7	NMHC	1 小时平均	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》 《环境影响评价技术导则 大气环境》 （HJ2.2-2018）附录 D
8	H ₂ S	1 小时平均	10	

（2）水环境

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

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	20	铅（mg/L）	≤0.01
2	总硬度（mg/L）	≤450	21	汞（mg/L）	≤0.001
3	氯化物（mg/L）	≤250	22	碘化物（mg/L）	≤0.08
4	挥发酚（mg/L）	≤0.002	23	钠（mg/L）	≤200
5	氨氮（mg/L）	≤0.50	24	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3
6	氰化物（mg/L）	≤0.05	25	铝（mg/L）	≤0.2

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
7	硝酸盐氮 (mg/L)	≤20	26	锌 (mg/L)	≤1.0
8	亚硝酸盐氮 (mg/L)	≤1.0	27	锰 (mg/L)	≤0.10
9	氟化物 (mg/L)	≤1.0	28	铁 (mg/L)	≤0.3
10	硫酸盐 (mg/L)	≤250	29	溶解性总固体 (mg/L)	≤1000
11	石油类 (mg/L)	≤0.05	30	三氯甲烷 (ug/L)	≤60
12	总大肠杆菌 (MPN/100mL)	≤3.0	31	四氯化碳 (ug/L)	≤2.0
13	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	32	苯 (ug/L)	≤10
14	耗氧量 (mg/L)	≤3.0	33	甲苯 (ug/L)	≤700
15	六价铬 (mg/L)	≤0.05	34	肉眼可见物 (/)	无
16	铜 (mg/L)	≤1.0	35	浑浊度 (NTU)	≤3
17	砷 (mg/L)	≤0.01	36	嗅和味 (/)	无
18	镉 (mg/L)	≤0.005	37	色 (铂钴色度单位)	≤5
19	硒 (mg/L)	≤0.01	-	-	-

(3) 声环境

表 2.4-3 声环境评价执行标准 单位: dB (A)

类别	昼间	夜间	备注
2 类	60	50	GB3096-2008

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
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

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
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并（a）蒽	5.5	15	55	151
39	苯并（a）芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并（a）荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并（a）荧蒽	55	151	550	1500
42	蒽	490	1293	4900	12900
43	二苯并（a,h）蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并（1,2,3-cd）芘	5.5	15	55	151
45	苯	25	70	255	700
石油烃类					
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	4500	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）	NOx	150		《锅炉大气污染物排放标准》 （GB13271-2014），“乌-昌-石”区域内污 染因子执行特别排放限值和特别控制要求	
	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）中相关标准，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	春风油田片区	公益林	不低于二级

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
	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；	阿拉德油田片区	不涉及	/
		排 10 西片区	公益林	不低于二级
		征沙村片区	公益林	不低于二级
		沙窝地片区	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；	阿拉德油田片区		三级
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	春风油田片区		二级
		排 10 西片区		
		征沙村片区		
		沙窝地片区		

本工程 29 口井、2 座站场涉及春风、阿拉德、排 10 西、征沙村、沙窝地等五个片区，各片区相距较远，生态现状各不相同，本评价分片区进行评价等级判定。其中，春风油田片区、排 10 西片区、沙窝地片区、征沙村片区土壤影响范围内分布有公益林等生态保护目标，生态影响评价等级为二级；阿拉德油田片区不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标，生态影响评价等级为三级。

（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），本工程以井场及站场场界周围 50m 范围、管沟等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。

2.5.2. 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录A及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）：“依据 HJ610的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净

化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价（编制环境影响报告表的项目按IV类建设项目开展评价）”，同时“新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级”。

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，井场、站场属于I类项目，管线线性工程为II类型项目。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，本工程井场、站场地下水环境影响评价工作等级为二级。线性工程地下水环境影响评价工作等级为三级；同时本工程涉及回注井，综合确定本工程地下水评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据开发方案，区块内渗透系数平均约 10m/d；

I—水力坡度，无量纲，2‰；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲，取 25%。

由上述公式计算可得， $L=2 \times 10 \times 2\% \times 5000 \times 25\%=800\text{m}$ 。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 800m，向两侧及上游各外扩 400m 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在 0.355~35.4g/kg，pH 值在 7.99~9.78，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）：“依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。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。天然气管道按照 IV 类建设项目开展土壤环境影响评价。”。因此本工程井场、站场属“I 类建设项目”，管线等线性工程属于“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 14.9527hm^2 ，占地规模为“中型”。

3）建设项目敏感程度

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

②生态影响型：根据区域历史监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg ，

生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

4) 评价工作等级判定

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

表 2.5-5 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

表 2.5-6 生态影响型评价工作等级划分表

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

综上所述，本工程井场、站场污染影响型、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，本工程井场、站场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；配套管线以工程边界两侧向外延伸 0.2km 范围。

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} ）。

经计算可知，本工程最大占标率为 8.04%，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、站场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6. 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。本工程所在功能区适用《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 2.5-8 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

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

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

式中： q_1 、 q_2 、... q_n ----每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1 、 Q_2 、... Q_n ----每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

表 2.5-9 本工程风险单元 Q 值一览表

危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
集油管线	原油	--	2.75	2500	0.0011	Q<1
	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0237	10	0.0024	
	Q 值Σ				0.0035	
橇装多功能罐	原油	--	114.12	2500	0.0456	Q<1
	Q 值Σ				0.0456	
合计					0.0491	Q<1

根据计算（详见“5.8.环境风险评价”章节），本工程 $Q=0.0491$ ， $Q < 1$ ，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 2.5-10 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	春风油田片区	二级	井场及站场场界周围 50m 范围、管沟等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围
		排 10 西片区		
		征沙村片区		
		沙窝地片区		
		阿拉德油田片区	三级	
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	一级		生态影响型：占地范围内全部以及占地范围外 5km；污染影响型：占地范围内全部以及占地范围外 1km；配套管线以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	春风油田	片区内分布有国家二级公益林及地方公益林，位置关系为占用	严格控制施工临时用地，临时使用林地，在施工结束后恢复原有生态环境，对永久占用林地采取补偿措施
			排 10 西	片区内分布有国家二级公益林及地方公益林，位置关系为占用	

			阿拉 德	5km 范围内 无公益林分 布	
			征沙 村	片区内主要 为国家二级 公益林，距离 约 1.6km	
			沙窝 地	片区内分布 有国家二级 公益林及地 方公益林，其 中距国家二 级公益林约 1.4km，与地 方公益林位 置关系为占 用	
		重要物种	评价区域内活动		工程区不涉及重要物种栖息地
		永久基本 农田	苏 1-斜 31 井东部 210m、排 6-平 1 南 部 1.7km、征深 102 西南 280m		根据《中华人民共和国基本农田保护条例》（中 华人民共和国国务院令〔2011〕第 588 号）， 任何单位和个人不得改变或者占用
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	（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。 （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。 （3）工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期污染源及防治措施、运营期污染源及防治措施、退役期污染源及防治措施、非正常排放、清洁生产分析、“三本账”、污染物总量控制分析。 （5）相关法律法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析，生态环境分区管控符合性分析。 （5）选址选线合理性分析。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析）； 运营期环境影响预测与评价（大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析）； 退役期影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）；
6	环境保护措施可行性论证	针对本工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，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 口井，其中春风油田 6 口、阿拉德油田 8 口（含 1 口注水井）、排 10 西区块 11 口（含 2 口注水井）、征沙村片区 1 口、沙窝地片区 3 口。

3.1.1.1. 春风油田勘探开发现状

略

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《苏 13-平 3、平 4 两口探井项目（苏 13-平 4 井）竣工环境保护验收调查报告表》（水清清（监）〔2025〕-YS-193 号），勘探期环境影响回顾评价中土壤重金属、挥发性有机物、半挥发性有机物、pH、石油烃（C₁₀-C₄₀）等因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地的筛选值。区域勘探活动未对土壤环境造成污染。

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《苏 13-平 3、平 4 两口探井项目（苏 13-平 4 井）竣工环境保护验收调查报告表》（水清清（监）〔2025〕-YS-193 号），验收监测期间，厂界无组织非甲烷总烃满足《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，非甲烷总烃：4.0mg/m³。

（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《苏 13-平 3、平 4 两口探井项目（苏 13-平 4 井）竣工环境保护验收调查报告表》（水清清（监）〔2025〕-YS-193 号），验收监测期间厂界昼间、夜间噪声监测值均满足《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拉运处置。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，备案编号：654200-2023-056-L。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（塔城辖区）探井转开发建设工程

建设单位：中石化新疆新春石油开发有限责任公司

建设性质：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。工程部署的 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（塔城辖区）探井转开发建设工程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：部署井场 29 座、2 座分水分站，其中采油井 26 座、注水井 3 座，配套设置撬装多功能罐、放空火炬、油气分离器、立式分离器、火炬分液罐等，设置燃气

加热炉 2 座；配套集油管线 0.65 千米；项目预计新增产油规模 3.072 万吨/年、采出液处理规模 700 立方米/天、采出水处理规模 500 立方米/天、回注水 13.2 万吨/年；②公辅工程：包括供配电、自控、通信、防腐、供热等工程；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 11315.52 万元，其中环保投资 220 万元，约占总投资的 1.94%。

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	26	工程部署 26 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 6 座；阿拉德油田 7 座；排 10 西 9 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、排 616-平 3、排 616-平 4 等 3 口井需要移动锅炉注汽生产；配套设置 2 座燃气加热炉；
			注水井场	座	3	(1) 排 10 西区块的苏 1-18 井、苏 1-22 井，采用水车拉运，设计单井注水水量约 150m ³ /d； (2) 阿拉德区块的哈浅 20 井设置就地分水回注，注水设计规模 100m ³ /d；
		站场工程	哈浅 20 新建就地分水回注站	座	1	哈浅 20 新建就地分水回注站，设计处理油量 350m ³ /d，采用“旋流+T 型管”方式运行，设计水处理规模 300m ³ /d，注水设计规模 260m ³ /d，预留压裂返排液处理装置位置及接口，后期采用 BOO 模式运行。新征用地 3750m ²
			苏 1-2 分水站扩建	座	1	目前苏 1-2 进站液量为 122.4m ³ /d，周边井密闭集油进站。本次苏 1-2 切水点改造，站内新建原油处理及注水系统一套，改造后设计产液处理规模 350m ³ /d、采出水处理规模 200m ³ /d，新征用地 3677m ²
		线性工程	集油管线	km	0.65	苏 1-133、苏 13-平 1 进行管输生产，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	50	24 座拉油井场各 2 座储油罐； 2 座管输井场各 1 座储油罐备用； 储油罐均为 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

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
					管、防腐保温层及附件
		净化油缓冲罐	台	3	在哈浅 20 分水站设 40m ³ 净化油缓冲罐 Φ2600×8000 3 台，利旧
		立式沉降罐	台	3	在苏 1-2 分水站设 3 台立式沉降罐 Φ2500 H=7300，利旧
		注水罐	台	7	在哈浅 20 分水站设 5 台 40m ³ 注水罐，在苏 1-2 分水站增加 2 台，均为利旧
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
		注汽系统	套	3	排 630-平 1、排 616-平 3、排 616-平 4 等 3 口井采用移动注汽+单井拉油的生产方式
4	环保工程	废气	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； 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。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施		
		废水	施工期：施工期废水包括生活污水、管道试压废水。管线试压废水属于清净废水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压完成后就地泼洒抑尘；生活污水运至附近县城污水处理厂处理； 运营期：运营期废水主要为采出水、井下作业废水等。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：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振、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		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
			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	本工程位于春风油田的 6 口井采出液、井下作业废水进入春风联合站。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。		
		哈浅 20 就地分水回注站	本工程位于阿拉德油田的 7 口井采出液、井下作业废水由哈浅 20 就地分水回注站处理。罐车拉运来液经密闭卸油橇卸车，电加热器加热后进入游离水脱出器分水。分出的净化油进入净化油罐储存后装车外销，预留 VOCs 处理装置，分出的采出水达标后就地回注		
		准中 1 号油水处理站	本工程位于征沙村 1 座、沙窝地 3 座井，含水 1% 以上的产液及压裂返排液、洗井液等拉运至准中 1 号油水处理站（原“庄 1 站”）处理，合格原油外销，分离出的采出水达标回注		
		苏 1-21 集中处理点	本工程位于排 10 西区块的 9 口井采出液依托苏 1-21 集中处理点（新环审〔2025〕116 号）沉降罐内，经原油沉降脱水后，就地销售，分离出的采出水处理满足 SY/T 5329 标准后由已建注水点回注		
		注汽站	排 630-平 1、排 616-平 3、排 616-平 4 等 3 口井需要移动锅炉注汽生产，均在春风油田片区。建设单位建有 2、3、5、6、8、9 号注汽站，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		
		危废处置资质单位	危废可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		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
			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

略

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：采油树两端配备生产节流阀（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 3.2-7 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
----	----	----	----

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	探井转开发井 (26)	春风油田	座	6
			阿拉德油田	座	7
			排10西	座	9
			征沙村区块	座	1
			沙窝地区块	座	3
2		注水井 (3)	阿拉德油田	座	1
			排10西	座	2
3		采油方式 (26)	单井拉油	座	21
			单井拉油+移动注汽	座	3
			管输生产	座	2
4		动用地质储量		10 ⁴ t	426.58
5		产油规模		10 ⁴ t/a	3.072
6		采出液处理规模		m ³ /d	700
7		采出水处理规模		m ³ /d	500
8		注水规模		m ³ /d	1260
9		输油管线		km	0.65
10	能耗指标	年电耗量		10 ⁴ kWh/a	3820
11	综合指标	总投资		万元	11315.52
12		环保投资		万元	220
13		永久占地面积		hm ²	14.9527
14		临时用地面积		hm ²	0.52
15		劳动定员		人	0
16		工作制度		d/a	330
17		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

本工程共部署 29 口井，其中苏 1-133 等 23 口井采用天然能量开发方式、排

630-平 1 等 3 口井采用注汽采油开发方式、哈浅 20 等 3 口井为注水井。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。此外，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：

排 616-平 4 井场拉油井场主要设备统计见下表：

表 3.2-8 拉油井场主要设备统计表

序号	设备名称及规格型号	数量	备注
1	40m ³ 高架多功能罐	2 座	
2	20kW 电加热棒	2 根	
3	双杆杆上式变压器台	1 座	含变压器 1 台
4	油井井口	1 座	
5	监控立杆	1 座	含监控摄像头及补光灯

表 3.2-9 同类型井场井号统计表

序号	三级单位名称	井号	类型
1	采油管理一区	苏 1-斜 31	距离较远，单井拉油井
2	采油管理一区	排 630-平 1	
3	采油管理一区	苏 13-平 4	
4	采油管理一区	苏 13-平 3	
5	采油管理一区	排 616-平 4	
6	采油管理一区	排 616-平 3	
7	采油管理一区	排 6-平 1	
8	采油管理一区	苏 1-29	
9	采油管理一区	苏 13-平 2	
10	采油管理一区	苏 1-5	

序号	三级单位名称	井号	类型
11	采油管理一区	车浅 1-12	
12	采油管理一区	车浅 1-斜 3	
13	采油管理一区	苏 135 侧	
14	采油管理二区	准沙 5	
15	采油管理四区	哈山 7	
16	采油管理四区	哈山 5	
17	采油管理四区	哈山 6	
18	采油管理四区	哈山 9	
19	采油管理四区	哈山 601	
20	采油管理四区	哈山斜 701	
21	采油管理四区	哈山 10	

（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。苏 13-平 1 井场距离已建集输系统相对位置见下图：

苏 13-平 1 井场转管输后平面布置示意图见下图：

苏 13-平 1 井场主要设备统计见下表：

表 3.2-10 苏 13-平 1 井场主要设备明细表

序号	设备名称及规格型号	数量	备注
1	40m ³ 高架多功能罐	1 座	实施管输后停用
2	20kW 电加热棒	2 根	实施管输后停用
3	油井变流加热装置 70kW	1 座	实施管输后新增设备
4	集油管线 $\phi 89 \times 6$	50m	实施管输后新增管线
5	双杆杆上式变压器台	1 座	含变压器 1 台
6	油井井口	1 座	
7	监控立杆	1 座	含监控摄像头及补光灯

同类型井场井号为苏 1-133。

（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。井场生产工艺流程示意图如下：

（4）注水井场

本项目部署 29 口井，其中 3 口为注水井场，分别是哈浅 20、苏 1-18、苏 1-22。根据资料，项目计划在哈浅 20 注水井场内同步实施哈浅 20 就地分水回注站工程，井场平面布置详见“3.2.6.2.哈浅 20 就地分水回注站”。

哈浅 20 位于阿拉德油田片区内。根据油藏开发预测指标，该井注水层为侏罗系西山窑组，即油藏层，回注井井深为 537m，均为直井，回注层渗透率 310mD，设计日注水量 100m³/d，新增水井注水系统设计压力为 15Mpa，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量调节。根据油藏开发方案，回注层地层的破裂压力为 22Mpa，本次注水压力为 15Mpa，低于回注层破裂压力。根据地层资料，回注层上覆地层为侏罗系西山窑组，岩性为泥岩，厚度 13m，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保了回注污水不破坏上部的第四系，下伏三叠系，岩性为砂砾岩为主，厚度 145m，另外，回注空间及回注水可能影响的范围及影响范围为 250m，此范围内无断层，可对回注污水实现有效封堵。

苏 1-18 位于排 10 西区块内。根据油藏开发预测指标，本注水层为沙湾组沙一段，即油藏层，回注井井深为 1820m，均为直井，回注层渗透率 202mD，设计日注水量 150m³/d，新增水井注水系统设计压力为 15Mpa，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量调节。根据油藏开发方案，回注层地层的破裂压力为 30Mpa，本次注水压力为 15Mpa，低于回注层破裂压力。根据地层资料，回注层上覆地层为沙湾组，岩性为泥岩，厚度 24m，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保了回注污水不破坏上部的第四系，下伏石炭系，岩性为凝灰岩为主，厚度 420m，另外，回注空间及回注水可能影响的范围及影响范围为 500m，此范围内无断层，可对回注污水实现有效封堵。

苏 1-22 位于排 10 西区块内。根据油藏开发预测指标，本项目注水层为沙湾组沙一段，即油藏层，回注井井深为 1700m，均为直井，回注层渗透率 330mD，设计日注水量 150m³/d，新增水井注水系统设计压力为 15Mpa，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量调节。根据油藏开发方案，回注层地层的破裂压力为 30Mpa，本次注水压力为

15Mpa，低于回注层破裂压力。根据地层资料，回注层上覆地层为沙湾组，岩性为泥岩，厚度 23.5m，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保了回注污水不破坏上部的第四系，下伏石炭系，岩性为凝灰岩为主，厚度 420m，另外，回注空间及回注水可能影响的范围及影响范围为 500m，此范围内无断层，可对回注污水实现有效封堵。

3.2.6.2. 哈浅 20 就地分水回注站

（1）区域现状

阿拉德油田哈山区块位于塔城和丰县，区块附近无新春公司集输站库，距春风油田最近集输站库（春风二号联合站）约 200km，存在一定的安全环保风险。

（2）前期研究

根据前期研究，在预分水实验中哈山区块原油 30℃ 条件下沉降 1h 后含水率 <10%。沉降 3h 后含水率 <1% 达到外销标准。区块内无注水井，本工程考虑将哈浅 20 井改层后作为注水井（目前为关井状态）。所在区域注水层位砂体厚度 33.3m。哈浅 20 井回注层孔隙度为 27.5%，平均渗透率为 $845 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。回注标准执行 SY/T 5329 中 IV 类注水水质要求（含油量 $\leq 30mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 25mg/L$ ）。

（3）油水分离方案设计

本工程在哈浅 20 新建就地分水回注站。罐车拉运来液经密闭卸油橇卸车，电加热器加热后进入游离水脱出器分水。分出的净化油进入净化油罐储存后装车外销。来液量波动较大时，游离水脱除器仅进行初步脱水缓冲，初步脱水后的低含水油进入高架油罐进一步沉降脱水，达到外销条件；当运行来液量过低时，游离水脱除器需要循环加热，液量小扰动大分水效果不好时，来液走旁通进入高架油罐沉降脱水。本次预留 VOCs 处理装置位置。

主要设备如下：

①游离水脱除器。设计处理油量 $350m^3/d$ ，沉降时间 13h，大于所需沉降时间 4h。

②储油罐。设计储油量 $80m^3/d$ ，新建 3 座 $40m^3$ 高架储油罐，约可储存 1.5 天，采用高低罐的形式。

③防爆电加热装置。来液量 $350m^3/d$ ，含水 75%，温度 25℃，温升 5℃，所需负荷约 100kW。采用正温度电磁感应变流加热装置

④密闭卸油橇。利旧春风二号联合站密闭卸油橇，制造于 2023 年，排量 $60\text{m}^3/\text{h}$ 。

（4）水系统方案设计

采用“旋流+T 型管”的方式运行。本次设计水处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，注水设计规模 $260\text{m}^3/\text{d}$ ，当间歇来水时，过滤器采用内循环方式，保持运行。设计预留压裂返排液处理装置位置及接口，后期采用 BOO 模式运行。

（5）平面布置

新建设备布置在井场内部，站场布局因需满足防火间距要求，地磅及装卸车台需布置在井场外。预计新征用地 3750m^2 。

表 3.2-11 哈浅 20 就地分水回注站主要工程量表

序号	项目名称及规格	单位	数量	备注
1	装/卸车泵 $40\text{m}^3\sim 60\text{m}^3/\text{h}$ $H=30\text{m}$	台	2	新建
2	100kW 防爆电加热器	台	1	附基础
3	游离水脱除器 $\phi 4000\times 17600\text{mm}$	台	1	迁建、利旧、附基础
4	40m^3 净化油缓冲罐 $\phi 2600\times 8000$	台	3	迁建、利旧、附基础
5	提升泵 $Q=25\text{m}^3/\text{h}$ $P=0.6\text{MPa}$	座	1	水系统
6	40m^3 注水罐	台	5	利旧
7	注水泵橇块 $Q=25\text{m}^3/\text{h}$ $P=25\text{MPa}$	座	1	新建
8	集油管线 $\phi 168\times 7$ 20 GB/T-8163-2018	m	250	刷漆外防+憎水硅酸盐板 保温+镀锌铁皮外保护
9	集油管线 $\phi 114\times 7$ 20 GB/T-8163-2018	m	270	刷漆外防+憎水硅酸盐板 保温+镀锌铁皮外保护
10	集油管线 $\phi 89\times 6$ 20 GB/T-8163-2018	m	100	刷漆外防+憎水硅酸盐板 保温+镀锌铁皮外保护
11	防爆电伴热带 220V 45W/m	m	320	油水分离系统
12	电伴热带 25W	m	100	水系统
13	闸阀 Z43Y-25 DN150	台	30	
14	闸阀 Z43Y-25 DN100	台	12	
15	闸阀 Z43Y-25 DN80	台	8	
16	DN150 滑动支墩	个	7	
17	DN100 滑动支墩	个	10	
18	DN80 滑动支墩	个	8	
19	无缝钢管 $\phi 159\times 6$ 20	m	400	站内，采用憎水性铝硅酸 盐保温管壳 50mm
20	无缝钢管 $\phi 89\times 11$ 20	m	60	

序号	项目名称及规格	单位	数量	备注
21	100t 地磅	座	1	附基础
22	箱变	套	1	新建
23	值班室	处	1	利旧

（6）其他配套设施

电气系统：新建 1000kVA 箱变，内含高压进线柜 1 面，高压出线柜 1 面，PT 柜 1 面，1000kVA 变压器 1 台，低压进线柜 1 面，低压出线柜 3 面。1000kVA 箱变电源引自附近 10kV 线路高压线路，进线采用 10kV 高压电力电缆 YJV22-8.7/15kV 3×95。变压器低压侧设低压进出线柜，站场内用电设备由出线柜放射式配出。

自控通信系统：信号上传至新建 PLC 控制系统，并在值班室进行展示，最终上传至采油管理区生产指挥中心。

3.2.6.3. 苏 1-2 分水站扩建

（1）站场现状

苏 1-2 分水点位于新春公司排 10 西区块，区块周边无可依托集输系统。当前区块苏 1-21 集中处理点在建，建成后苏 1-6 及苏 1-2 临时切水点停用，产液均拉运至苏 1-21 集中处理。区块总液量 477.9m³/d，油量 296.2t/d。

苏 1-2 分水点建于 2019 年，担负 8 口油井分水任务。原生产模式设计拉运至苏 1-21 集中处理，但考虑到油品频繁装卸风险高等因素，本次方案设计利旧现有设备设施对苏 1-2 临时切水点进行改造，提高注水能力。

（2）方案设计

①主要参数

产液处理规模	350m ³ /d
采出水处理规模	200m ³ /d
进站温度	50℃
进站压力	0.2 MPa
分水温度	≥40℃
装车温度	≥40℃
进站综合含水	72.5%

外销含水率 <1.5%

②工艺流程

本次考虑场内新建原油处理及注水系统一套，利用拉改输后多数井管输条件实现密闭集油进站。

原苏 1-2 进站液量为 122.4m³/d（折合 5.1m³/h），本次苏 1-2 切水点改造后设计产液处理规模 350m³/d（折合 14.6m³/h）、采出水处理规模 200m³/d。

本次苏 1-2 切水点设计在井场南侧空间布置 3 座立式沉降罐、1 座注水泵橇、2 座高架注水罐及 1 座旋流水处理装置。征地面积 0.3677hm²。

表 3.2-12 苏 1-2 站改造主要工程量一览表

序号	项目名称及规格	单位	数量	备注
1	立式沉降罐 Φ2500 H=7300	台	3	利旧设备，自带油水界面调节器及电加热棒，基础新建
2	旋流水处理装置 Q=10m ³ /h	台	1	橇装设备，自带附件
3	注水泵橇 75kW Q=10m ³ /h P=16MPa	台	1	新建设备、橇装采购，基础新建
4	喂水泵 3kW Q=10m ³ /h H=40m	台	1	新建设备，基础新建
5	40m ³ 高架注水罐	台	2	利旧设备，基础新建
6	无缝钢管 Φ114×7 20 GB/T8163	m	200	3PE+30mm 泡沫黄夹克
7	无缝钢管 Φ159×7 20 GB/T8163	m	200	3PE+30mm 泡沫黄夹克
8	无缝钢管 Φ89×9 20 GB/T6479	m	230	3PE

（3）配套设施

排 10 西区块苏 1-2 井场油井已配套采集仪表及视频监控，采用无线 4G DTU 进行视频及数据回传。排 10 西生活点会议室设有监控平台，通过租赁光缆与管理区进行通信，可对排 10 西区块各井场上传的自控数据及视频图像统一展示、存储。

苏 1-2 井场新增负荷为 192.27kVA。新建 250kVA 双杆变压器台 1 座，变压器高压侧电源引自 10kV 铁开线，变压器低压侧新建户外低压配电箱 1 台（防护等级 IP54），井场内新建用电设备电源均由新建户外低压配电箱放射配出。

3.2.6.4. 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 $\phi 89 \times 6.3$ 。

3.2.6.5. 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。

3.2.6.6. 主要工程量

表 3.2-13 主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	井场油气生产系统			
1	40m ³ 橇装多功能罐 0.4MPa $\Phi 2600 \times 8000$	座	50	24 座拉油井场各 2 座储油罐； 2 座管输井场各 1 座储油罐； 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 台，各配套一座火炬分液罐
4	油气分离器 $\Phi 1200$ H=6350 1.6MPa	台	4	沙 4-侧平 2、征深 102 侧井、哈山 5、哈 山 7 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 $\Phi 1200$ H=7650 1.6MPa	台	4	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	

序号	工程内容	单位	数量	备注
8	集油管线 $\phi 89 \times 6.3$	m	650	30mm 泡沫黄夹克；苏 1-133、苏 13-平 1
9	螺旋缝埋弧焊钢管 $\Phi 273 \times 7.1$ Q235B	m	50	套管
二	就地分水回注系统			
1	哈浅 20 就地分水回注站	座	1	新建，液处理 $350\text{m}^3/\text{d}$ 、水处理 $300\text{m}^3/\text{d}$
2	苏 1-2 分水站	座	1	扩建原油处理及注水系统一套，扩建后液处理 $350\text{m}^3/\text{d}$ 、水处理 $200\text{m}^3/\text{d}$

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、排 616-平 3、排 616-平 4 等 3 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。视频监控系统包括应急广播，可实现生产指挥中心和井场之间的紧急广播，实现语音实时传达、告知、报警。

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。

3.2.8. 依托工程

依托工程主要为春风联合站、准中 1 号油水处理站、克拉玛依沃森环保科技有限公司、新疆锦恒利废矿物油处置有限公司、春风油田 2、3、5、6、8 号、9 号注汽站等。

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、站场建设

本工程新建 26 座采油井场、3 座注水井场、新建 1 座分水分站、扩建 1 座分水分站。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：

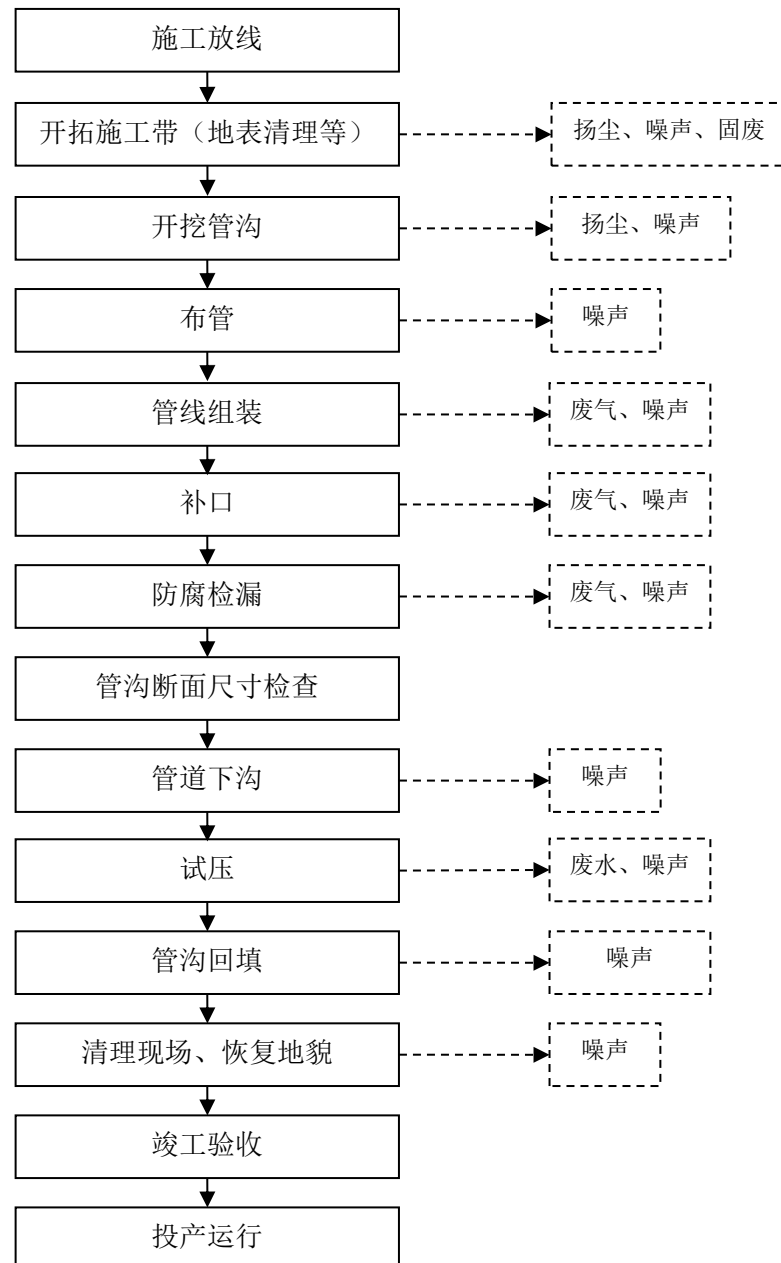


图 3.3-1 管线施工工艺流程图

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

2) 管沟开挖

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

3) 管线组装

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

4) 吹扫与试压

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

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

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

5) 穿越工程

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

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

6) 管沟回填

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

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

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

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。

（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 15.4727hm^2 ，其中永久占地面积 14.9527hm^2 、临时用地面积 0.52hm^2 。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		14.21	未利用地（灌木林地、其他草地、裸土地）	0	/	14.21	井场 29 座，永久占地规格为 $70\text{m}\times 70\text{m}$ ；均在原钻井临时用地内
2	站场	哈浅 20 分水站	0.375	未利用地（其他草地）	0	/	0.375	哈浅 20 井在新征占地
		苏 1-2 分水站	0.3677	灌木林地、天然牧草地	0	/	0.3677	站场向南部扩建

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		
3	管线工程	输油管线	0	/	0.52	未利用地（灌木林地、其他草地）	0.52	管线长度 0.65km，埋地敷设，埋地深度 1.8m，均位于公益林内
合计			14.9527	/	0.52	/	15.4727	/

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；二是施工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纯净水作为试压介质，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，由施工队定期进行清运。

（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。

（7）土石方平衡

本项目属于探井转开发井项目，井场、分水分站等新增永久占地均位于勘探期钻井已平整的临时占地内，无弃土产生。新增土石方平衡主要来自项目新增 0.65km 集油管线涉及的管沟开挖，工序产生的多余土方及时回填至管沟上方形成管垅，做到土石方挖填平衡，无弃方。

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：

表 3.3-2 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕
1	装载机	88/5
2	挖掘机	90/5
3	运输车辆	90/5
4	压路机	90/5
5	吊装机	84/5

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，将春风油田井口采出液拉运至春风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。

阿拉德油田井口采出液依托哈 20 分水分站就地分水分注站，罐车拉运来液经密闭卸油橇卸车，电加热器加热后进入游离水脱出器分水分，分出的净化油进入净化油罐储存后装车外销，分出油藏采出水采用“旋流+T 型管”的方式处理达到《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

水质标准后回注油层，不外排。

排 10 西区块井口采出液依托苏 1-21 集中处理点处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后，通过苏 1-2、苏 1-21、苏 3 等注水点回注。

征沙村、沙窝地片区井口采出液拉运至准中 1 号油水处理站处理达到《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。

（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。

表 3.3-3 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

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 口采油井运营期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 393.39 t/a、0.50 t/a、0.09t/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

(1) 井场、站场无组织挥发非甲烷总烃

本工程部署 29 座井场，其中 26 座采油井、3 座注水井；新建 1 座分水站、扩建 1 座分水站。运营期井场及站场采油、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、站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。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算：

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表见下表：

表 3.3-4 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{voc.s.i}$ 和 $WF_{roc.i}$ 比值取 1。本工程井场无组织挥发非甲烷总烃核算见下表：

表 3.3-5 本工程井场无组织废气 NMHC 核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	单井年排 放量 (t)	排放速率 (kg/h)	本工程 26 口采 油井合计 (t)
		n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备/井}$		
1	阀门	27	0.064	8760	0.0454	0.0052	4.7814
2	法兰	62	0.085	8760	0.1385	0.0158	
合计					0.1839	0.0210	

本工程新建哈浅 20 分水站场界无组织挥发非甲烷总烃核算见下表：

表 3.3-6 本工程新建哈浅 20 分水站无组织废气 NMHC 核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)	排放速率 (kg/h)
		n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备/站}$	
1	阀门	42	0.064	8760	0.0706	0.0081
2	法兰	85	0.085	8760	0.1899	0.0217
合计					0.2605	0.0298

本工程扩建苏 1-2 分水站场界无组织挥发非甲烷总烃核算见下表：

表 3.3-7 本工程扩建苏 1-2 分水站无组织废气 NMHC 核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)	排放速率 (kg/h)
		n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备/站}$	
1	阀门	33	0.064	8760	0.0555	0.0063
2	法兰	68	0.085	8760	0.1519	0.0173
合计					0.2074	0.0236

综上，本工程运营期新增 NMHC 场界无组织挥发量共计 5.2493t/a。

(2) 储罐无组织挥发非甲烷总烃

本工程井场储油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。本项目装载方式均为顶部浸没式液下装载。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 24 座拉油井场各 2 座 40m^3 橇装多功能罐储油，单罐有效储油容积 36m^3 ，平均储油时间按 8 天计，则单座井场储油量约 $72\text{m}^3/8\text{d}$ ，原油密度 $860\text{kg}/\text{m}^3$ 计，约合 $61.92\text{t}/8\text{d}$ ，则年周转量为 $2825.1\text{t}/\text{a} \cdot \text{井}$ ，无组织排放非甲烷总烃约 $0.2825\text{t}/\text{a} \cdot \text{井}$ 。则 24 座拉油井场装卸油料无组织挥发非甲烷总烃合计约 $6.78\text{t}/\text{a}$ 。

本工程 2 座管输井场各设 1 座 40m^3 橇装多功能罐储油备用，正常工况下无装卸油料。

本工程位于阿拉德油田的 7 口井采出液拉运至哈浅 20 就地分水回注站处理，原油处理后外销。哈浅 20 就地分水回注站设计储油量 $80\text{m}^3/\text{d}$ ，设 3 座 40m^3 高架储油罐，约可储存 1.5 天。按前述核算方法，就地分水回注站装卸油料无组织挥发非甲烷总烃合计约 $2.51\text{t}/\text{a}$ 。

本工程对苏 1-2 分水站进行扩建，该站利用拉改输后管输有利条件实现密闭集油进站，正常工况下无装卸油料。

综上，本工程装卸油料无组织挥发非甲烷总烃总计 $9.29\text{t}/\text{a}$ 。

（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 侧井各配一套放空火炬，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（ SO_2 ： $0.18\text{kg}/\text{万 m}^3$ 天然气， NO_x ： $1.76\text{kg}/\text{万 m}^3$ 天然气，颗粒物： $0.14\text{kg}/\text{万 m}^3$ 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 3.3-8 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	202.88	SO ₂	0.18	0.037
哈山 7	5.5625		NO _x	1.76	0.357
沙 4-侧平 2	49.50		颗粒物	0.14	0.028
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。

表 3.3-9 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表—燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米—原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米—原料	0.02S ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米—原料	15.87（低氮燃烧—国内一般）	直排	15.87 ^②

						6.97（低氮燃烧—国内领先）	直排	6.97
						3.03（低氮燃烧—国际领先）	直排	3.03

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。S 取 100。②本项目采用低氮燃烧系数。

井场燃气加热炉污染物产生排放情况见下表：

表 3.3-10 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况								
	万m ³ /a	万m ³ /a	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，“乌-昌-石”区域内污染因子执行特别排放限值和特别控制要求（SO₂：50mg/m³，NO_x：150mg/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）

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

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。类比油田同类油井作业污泥产生量，平均约 50kg/井·次，落地油回收率为 100%，本工程共 29 口井，产生落地油量为 1.45t/a。落地油统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物转移管理办法》的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），难以估算其产生量，根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发

环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，可不按危险废物管理。

（2）沾油废防渗材料（900-249-08）

工程运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 2 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，油井作业频次为 2 年/次，则每口井每年产生废弃防渗布约 0.125t/a。本工程 29 口井产生沾油废防渗材料最大量约 3.63 t/a。

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

（3）清管废渣（071-001-08）

本工程在苏 1-133、苏 13-平 1 两口井新建集油管线 0.65km。管线预计每 2 年清管 1 次，类比现有工程，每公里集油管线产生的清管废渣量平均约 1.15kg，本工程新建管线 0.65km，废渣量约 0.001 t/a。清管废渣中含有少量管道中的油，属于危险废物，危废类别 HW08，危废代码 071-001-08，严格按照危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司进行处置。

（4）废润滑油（900-214-08）

仅在井场设备检修维护中产生，产生量约 2.9t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物（900-214-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油），委托具有危废处置资质的公司进行处置。

（5）井场清罐底泥（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。

（6）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 年版）》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》的相关要求收集、贮存、运输。

（7）依托处理站场清罐底泥（071-001-08）

本工程运营期油井采出液拉运就近站场进行处理（春风油田→春风联合站、阿拉德油田→哈浅 20 就地分水回注站、征沙村/沙窝地→准中 1 号油水处理站、排 10 西→苏 1-21 集中处理点）。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 2 t/a，考虑到清罐作业的周期性（通常 3-5 年进行一次大清罐），该产生量为年度平均值。

（8）依托处理站场含油污水处理新增含油污泥（900-210-08）

含油污泥主要来源于处理污水处理系统环节。本工程新增采出水在处理站处理过程中将产生含石油类的污泥，属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，根据资料，本工程预计产油规模 3.072 万吨/年，按照最大含水率 92.40%核算，工程运营期最大年产水量约为 2.84 万吨/年。参照《工业源产排污核算方法和系数手册》（2021 年版）中“天然原油和天然气开采”行业系数，含油污泥产生系数约为 10.5 吨/万吨-采出水处理量，则新增含油污泥量约 29.82 t/a，根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）中 6.2.5 堵水调剖要求，春风联合站产生含油污泥进行堵水调剖，调剖剩余部分委托有危险废物处理资质单位进行处理；其余区块所依托处理站委托有危险废物处理资质单位进行处理，均不外排。

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：

表 3.3-11 噪声排放情况 单位：dB(A)

序号	噪声源名称	声源位置	数量/(台/套)	声功率级[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	运行时段
1	采油树	井场	1	85	低噪声设备、基础减振、距离衰减	15	连续
2	火炬	井场外	1	100~110	/	/	不连续
3	各类机泵	井场内	1	85~95	低噪声设备、基础减振	15	连续
3	交通噪声	拉油、巡检车辆	1	60~90	车辆定期保养，距离衰减	/	间歇

3.3.3.5. 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程运营期污染物汇总见下表：

表 3.3-12 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、站场	无组织 NMHC	5.2493	使用合格阀门、法兰，排放去向为大气	5.2493
	G2	装卸油料	无组织 NMHC	9.29	使用撬装多功能罐储油，装车环节采用密闭鹤管浸没式装车	9.29
	G3	放空火炬	SO ₂	0.037	火炬高15m，放空火炬为撬装设备，自带燃料气调压撬、流量监测、火焰检测等数据检测上传功能	0.037
			NO _x	0.357		0.357
			颗粒物	0.028		0.028
	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	/	采出水依托春风联合站、苏1-21集中处理点、准中1号油水处理站、哈20分水站等站场处理达到《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回注油层，不外排；	0
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	393.39	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	1.45	委托有资质单位拉运处理	0
	S2	井场清罐底泥	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	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	清管废渣	HW08 071-001-08	0.001	委托有资质单位拉运处理	

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
	S5	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
	S6	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	3.63	委托有资质单位拉运处理	0
	S7	依托站场清罐底泥	HW08 071-001-08	2	委托有资质单位拉运处理	0
	S8	站场含油污水处理新增含油污泥	900-210-08	29.82	进行堵水调剖或委托有危险废物处理资质单位进行处理	0
噪声	N1	采油树	/	85	低噪声设备、基础减振、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已建站场处理，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，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.4.5. 清洁生产技术指标对比分析

(1) 评价标准体系

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）》，以及参考《陆上石油天然气开采业清洁生产指南》（SY/T 7292-2016）和《油气田清洁生产审核评价指标体系》（Q/SH 0730-2018），对本工程清洁生产指标进行定量和定性的评价。见下表：

表 3.4-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	25	占地面积		5	≤5.0	符合行业标准要求	5
		洗井液消耗	m³/井次	10	≤5.0		10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	行业基本水平		/
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
(4) 污染物产生指标	25	废弃洗井液	m³/井次	5	≤3.0	100	5
		修井废水	kg/井次	5		/	5
		废气	kg/井次	5		/	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区 ≤50	/	5
					己类区 ≤70		
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	/	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		得分	
(1) 原辅材料	15	洗井液的毒性			15	15	
(2) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		7	7	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		6	6	

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
		防溢设备（防溢池设置）	具备		6	6	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		8	8	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		8	8	
（3）符合国家政策的生产规模	10	符合国家政策	符合国家政策		10	10	
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			5	5	
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	满足污染物排放总量控制与减排措施情况			15	15	

表 3.4-2 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

(1) 原辅材料	15	注水水质		10	10
(2) 生产工艺及设备要求	35	井筒质量	井筒设施完好	5	5
		采气过程醇回收设施	套管气回收装置	5	0
		天然气净化设施	防止落地原油产生措施	5	0
		集输流程	全密闭流程并具有油气回收装置	5	0
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	5	5
		套管气回收装置	套管气回收装置	5	5
		防止落地原油产生措施	防止落地原油产生措施	5	5
(3) 符合国家政策的生产规模	10	符合国家政策	符合国家政策	10	10
(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
(5) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

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

$$K_i' = K_i \cdot A_j$$

式中：A_j—第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数；A_j=A₁/A₂。

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数见下表：

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 0.357t/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%	1. 井下作业废水100%处理，不外排；采出水依托春风联合站、苏1-21集中处理点、准中1号油水处理站、哈20分水站等站场处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	4. 推广丛式井组等节地技术 5. 采用清洁生产工艺	（SY/T5329-2022）中回注水水质标准后回注油层，不外排； 2. 落地油带罐100%回收； 3. 采用节地措施，永久占地布局在已平整的临时占地内； 4. 工程运营期采用了清洁生产工艺；	
《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. 不占生态保护红线（最近距离10km） 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	1. 不涉及一级公益林 2. 占用二级公益林办理手续	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	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	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	
《空气质量持续改善行动计划》	1. VOCs全流程治理 2. 油气回收设施升级 3. 建立VOCs管理平台	本工程属于稠油开采，工程运营期纳入新春公司统一管理平台	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔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	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
	用率应达到90%以上； 5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）和《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，鼓励废水处理后再回用于注汽锅炉； 6.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。		

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	1. 加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度。 2. 提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。 3. 建设国家大型油气生产加工和储备基地。 4. 优化能源结构，推动绿色低碳发展。 5. 强化资源高效利用和生态环境保护。	1. 本工程位于准噶尔盆地油田区块，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开发利用基地、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	1. 优化国土空间开发格局，分区引导产业发展。 2. 重点开发区优先布局资源高效利用项目。 3. 限制开发区严控开发强度，保护生态功能。 4. 禁止开发区严禁油气开发活动。 5. 强化资源环境承载能力监测。	1. 本工程位于重点开发区（准噶尔盆地油气基地），符合产业布局要求。 2. 井场新增永久占地在钻井临时占地内，减少占地扰动，提高资源效率，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）	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$\leq$地层破裂压力的 90%。 5. 回注水平均腐蚀速率$\leq 0.076\text{mm/a}$。 6. 日常监测+3 年/次井筒检测。	1. 工程各项设施均不占生态保护红线（距离约 10km），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. 采出水依托春风联合站、苏 1-21 集中处理点、准中 1 号油水处理站、哈 20 分水站等站场处理达到《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回注油层，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 2 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》	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	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。本工程涉及规划中的准西老区、准中新区和淮北新区等，符合新春公司发展规划； 2. 本工程部署 29 口井、2 座站场，采用拉油生产工艺，新增产能 $3.072 \times 10^4 \text{t/a}$；排 630-平 1、排 616-平 3、排 616-平 4 等 3 口井依托移动锅炉注汽生产；	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	则；		
《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）	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； 2. 合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求。规划区与魔鬼城风景名胜区、玛纳斯河流域中上游湿地省级（兵团）自然保护区、一级公益林分布区、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	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。 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。 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就近站场（春风油田→春风联合站、阿拉德油田→哈浅20就地分水回注站、征沙村/沙窝地→准中1号油水处理站、排10西→苏1-21集中处理点）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。 4. 本工程严格控制占地面积，在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。 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	符合

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	对开发区域环境的影响，规划布设的井场、站场工程与规划区内的地表水体和引水工程之间应设置合理的保护距离。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。 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	发的环保工艺技术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。 6. 油田定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。 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。 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。	

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 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。 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。 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		

文件名称	文件要求	工程情况	符合性
	理体系，确保各项生态环境保护 和应急防控措施落实到位。 建立环境空气、水环境、土壤 环境、生态等监测体系，开展 长期跟踪监测。根据监测结果， 及时优化开发方案，并采取有 效的生态环境保护措施。 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。 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；		

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。各项工程均不占生态保护红线，最近距离约10km（艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区），其中：春风距红线16km、阿拉德距红线21km、排10西距红线10km、征沙村距红线18km、沙窝地距红线27km。

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：

表 3.4-3 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

①单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65422630001	和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01	一般管控单元	/	/
维度	管控要求	本工程		符合性

空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1. 本工程为陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖； 2. 本工程不占用永久基本农田；	符合
污染物排放管控	1. 排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2. 农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	1. 本工程实行总量控制管理，报告提出了氮氧化物（NO_x）的总量控制建议指标； 2. 本工程施工期生活污水运至附近县城污水处理厂处理，不外排；运营期不新增生活污水；	符合
环境风险防控	1. 额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2. 塔城地区行政公署和各县人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政	1. 本工程所在的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，备案编号：654200-2023-056-L。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，在油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构； 2. 本工程污（废）水均不外排； 3. 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	符合

	府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。 3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。 4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。	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）。工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 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； 4. 本工程不涉及医疗废物；	
资源利用效率	1. 至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率	1. 本工程不涉及开采地下水； 2. 本工程不涉及农业灌溉；	符合

	控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。 2. 结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。			
②单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65420220003	乌苏市重点管控单元 03	重点管控单元	/	/
维度	管控要求	本工程		符合性
空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。 3. 超采区内禁止审批农业生产及服务业新增取用地下水，在地下水限采区开采地下水应符合县级以上人民政府水行政主管部门制定和下达的年度开采计划，合理调度地表水、地下水，从严控制取水总量，严格对每眼机电井进行管理，对超采严重区域实施关停封填机井，不得擅自扩大地下水开采，以实现采补平衡。	1. 本工程为陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖； 2. 本工程不占用永久基本农田； 3. 本工程不涉及地下水开采；		符合
污染物排放管控	1. 排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2. 农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推	1. 本工程实行总量控制管理，报告提出了氮氧化物（NO _x ）的总量控制建议指标； 2. 本工程施工期生活污水运至附近县城污水处理厂处理，不外排；运营期不新增生活污水；		符合

	进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。		
环境风险防控	1. 涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2. 塔城地区行政公署和各县人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。 3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。 4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）	1. 本工程所在的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，备案编号：654200-2023-056-L。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，在油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构； 2. 本工程污（废）水均不外排； 3. 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）。工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 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； 4. 本工程不涉及医疗废物；	符合

	级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
资源利用效率	1. 至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。 2. 积极落实引调水工程，增加可利用地表水，提高水资源利用效率，增加再生水回用规模，对无法保证水源的耕地推行轮作休耕制度，节约利用水资源。 3. 结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标	1. 本工程不涉及开采地下水； 2. 本工程不涉及农业灌溉； 3. 本工程不涉及引调水工程；	符合

	分别为 0.66、0.69。			
③单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65420230001	乌苏市一般管控单元 01	一般管控单元	/	/
维度	管控要求	本工程		符合性
空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1. 本工程为陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖； 2. 本工程不占用永久基本农田；		符合
污染物排放管控	1. 排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2. 农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	1. 本工程实行总量控制管理，报告提出了氮氧化物（NO _x ）的总量控制建议指标； 2. 本工程施工期生活污水运至附近县城污水处理厂处理，不外排；运营期不新增生活污水；		符合
环境风险防控	1. 额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2. 塔城地区行政公署和各县人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发	1. 本工程所在的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，备案编号：654200-2023-056-L。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，在油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构； 2. 本工程污（废）水均不外排； 3. 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		符合

	生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。 3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。 4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下	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）。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； 4. 本工程不涉及医疗废物；	
--	---	---	--

	医疗废物应急处置需要。			
资源利用效率	1. 至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。 2. 结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。	1. 本工程不涉及开采地下水； 2. 本工程不涉及农业灌溉；		符合
④单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65420330001	沙湾市一般管控单元 01	一般管控单元	/	/
维度	管控要求	本工程		符合性
空间布局约束	1. 建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1. 本工程为陆地石油开采项目，不涉及畜禽养殖； 2. 本工程不占用永久基本农田；		符合
污染物排放管控	1. 排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2. 农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回	1. 本工程实行总量控制管理，报告提出了氮氧化物（NO_x）的总量控制建议指标； 2. 本工程施工期生活污水运至附近县城污水处理厂处理，不外排；运营期不新增生活污水；		符合

	收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。		
环境风险防控	1. 额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2. 塔城地区行政公署和各县人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。 3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。 4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、	1. 本工程所在的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，备案编号：654200-2023-056-L。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，在油区内储备了应急物资，并成立了应急指挥机构； 2. 本工程污（废）水均不外排； 3. 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）。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； 4. 本工程不涉及医疗废物；	符合

	农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
资源利用效率	1. 至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。 2. 结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。	1. 本工程不涉及开采地下水； 2. 本工程不涉及农业灌溉；	符合

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）选址合理性分析

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 座井场、2 座站场，井场、站场永久占地均在原有钻井井场临时占地内，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。

苏 13-平 1 井管线选线情况如下：

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。

苏 1-133 井管线选线情况如下：

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、沙湾及和丰县不足 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

本工程评价区位于塔城地区乌苏市、沙湾市、和丰县，分属四个不同生态功能区，整体地处准噶尔盆地荒漠地带，生态本底脆弱。区域以荒漠、灌丛、沙漠三类自然生态系统为主，土地利用以天然牧草地、沙地、灌木林地等未利用地为主，无农业及城镇建设用地。区内植被为典型荒漠植被，以梭梭、怪柳、琵琶柴、等耐旱耐盐乡土物种为主，植被总覆盖度 15%~25%，群落结构简单；陆生动物以荒漠爬行类、小型啮齿类及常见鸟类为主，分布有黑鸢、红隼、肉苁蓉、黑果枸杞等重要物种。区域主导侵蚀类型为风力侵蚀，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，分布有固定、半固定沙地，有土地沙化等生态问题。片区内分布多处公益林，以防风固沙、生物多样性维护为核心功能。综合来看，评价区生态环境敏感，地表植被与结皮是维系区域生态稳定的关键，人为扰动易引发植被退化、沙丘活化、土壤风蚀等问题。

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

监测结果见表 4-3-3、4-3-4。根据监测结果可以看出，除硫酸盐、氟化物、氯化物、溶解性总固体、钠、锰超标外，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

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

具体监测及评价结果见下表。

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

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

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，本评价采用新疆维吾尔自治区生态环境厅发布的 2025 年“奎-独-乌”区域环境空气质量现状数据中的乌苏市数据。环境空气质量数据及环境空气质量达标区判定详见表 4.3-1。

项目所在区域 2025 年数据显示，工程所在地 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准限值； $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度超过 GB3095 限值要求，超标原因主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本工程所在区域环境空气质量属于不达标区。

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求； H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值。

4.6. 声环境现状调查与评价

本工程所在区域周围空旷，无声环境敏感目标，工程区域整体声环境质量良好。本次评价委托新疆环保集团环境检测科技有限公司于 2026 年 4 月 12 日~13 日对工程区周围现状进行了噪声监测，监测仪器为 AWA5688 多功能声级计，测试方法采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定进行。监测结果见下表。

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

5. 环境影响预测与评价

5.1. 生态环境影响分析

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见下表：

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.1. 施工期生态影响分析

5.1.1.1. 工程占地对生态的影响分析

本工程施工期占地分为永久占地与临时用地，不同类型占地对区域生态系统、植被、野生动物、水土流失及土地沙化均会产生不同程度影响，且影响范围集中在各作业片区内部。工程永久占地主要为井场、分水站及配套设施用地，将永久性改变原有土地利用类型，清除地表植被，造成植被生物量减少。临时占地涵盖管线作业带等，施工机械碾压、土方开挖、人员活动会碾压、踩踏周边植被，破坏植株根系与地表结皮。

阿拉德油田片区占地以永久占地为主，用地类型为天然牧草地，地表为灰棕漠土，生长梭梭、高枝假木贼、驼绒藜等荒漠植被。永久占地将彻底改变原有土地利用类型与地表结构，该区域土壤侵蚀极度敏感，地表扰动会加剧土壤风蚀

风险。但由于本工程为探井转开发井，井场站场永久占地均在原探井临时占地内，不产生二次占地生态扰动，工程占地对生态的影响较小。

排 10 西区块包含天然牧草地、其他草地、沙地等多种地类，生态上属于梭梭林保护与沙漠化控制敏感区域。永久占地直接占用草地与沙地，但由于本工程为探井转开发井，井场站场永久占地均在原探井临时占地内，不新增对梭梭、怪柳等植被及地表生物结皮的影响，不会威胁区域生物多样性，井场永久占地对生态的影响较小；分水站扩建新增 0.3677hm^2 永久占地，在评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小，施工结束后，永久占地被油田生产设施构筑物代替，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造物长期取代。临时占地主要为 0.65km 输油管线，埋地敷设，埋地深度 1.8m ，临时用地宽度 8m ，施工碾压、地表开挖易扰动松散风沙土与盐土，使局部土地出现沙化和土壤盐渍化风险。但临时占地仅为短期扰动，施工完毕后开展迹地恢复，可逐步恢复原有生态状态。

征沙村、沙窝地片区地处古尔班通古特沙漠敏感区，土壤为风沙土，生态较为脆弱。但井场永久占地均在原探井临时占地内，不产生二次占地生态扰动，工程占地对生态的影响较小。

春风油田片区以灌木林地、盐碱地为主，属绿洲农业与荒漠过渡带。永久占地改变原有灌丛生境，但井场永久占地均在原探井临时占地内，不产生二次占地生态扰动，工程占地对生态的影响较小。

5.1.1.2. 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

（1）对植被覆盖度影响

本工程 29 座新建井场及哈浅 20 分水站永久占地均布设在原有探井临时占地范围内，不新增地表二次扰动，对区域植被覆盖度的影响较小。项目植被影响主要来源于 0.65km 输油管线临时占地与苏 1-2 分水站扩建新增永久占地两部分。排 10 西区块 0.65km 输油管线临时用地宽度为 8m ，管线施工阶段将临时占用沿线草地、沙地，碾压、开挖作业会直接损毁地表梭梭、怪柳、琵琶柴等原生植被，同时破坏地表生物结皮，短期会有风蚀与沙化风险；该影响为暂时性，施工结束后及时开展土地平整、地表恢复，植被可逐步自然恢复。苏 1-2 分水站扩建部分为新增永久占地，用地范围内原有荒漠植被将被永久性清除，原生植被群落结构

彻底改变，动植物原有生境减少；该区域植被以耐旱耐盐灌草为主，群落结构简单、自然恢复能力弱，永久占地造成的植被损失具有不可逆性。其余区域无新增占地及大范围地表作业，原有植被群落、分布格局基本保持稳定，仅施工人员、车辆少量活动产生轻微临时扰动，在规范作业、限定活动范围的前提下，对植被影响较小。

（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 29 座新建井场及哈浅 20 分水站永久占地均布设在原有探井临时占地范围内，不新增生物量损失，对区域植被新增生物量损失主要来源于 0.65km 输油管线临时占地与苏 1-2 分水站扩建新增永久占地两部分。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 。

则项目实施将造成 1.66t 永久占地生物损失和 2.34t 临时用地生物损失。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。

5.1.1.3. 对野生动物的影响分析

项目评价区地处准噶尔盆地荒漠地带，野生动物以荒漠爬行类、小型啮齿动物及荒漠鸟类为主，主要包括密点麻蜥、荒漠麻蜥、子午沙鼠、小沙百灵、凤头百灵等，整体物种数量偏少、活动范围依托区内沙生植被与裸土地生境分布。施工期间，工程占地、机械作业、人员活动及人为噪声等因素，将对区域野生动物产生一定影响。

本工程 29 座新建井场、哈浅 20 分水站均利用原有探井临时占地布设，无新增地表扰动，对野生动物栖息环境基本不产生新影响，动物影响主要集中在排 10 西区块输油管线施工区及苏 1-2 分水站扩建区域。项目所在区域野生动物以荒漠型小型啮齿动物、爬行类及各类荒漠鸟类为主，同时分布黑鸢、红隼等重要物种，动物活动范围依托荒漠灌丛、沙地等生境开展。苏 1-2 分水站新增永久占地会永久性破坏局部动物觅食场所，压缩野生动物活动空间，对小型爬行类动物造

成一定影响。排 10 西区块 0.65km 输油管线施工期间，8m 宽临时作业带内的地表开挖、机械碾压、人员活动及施工噪声，会惊扰沿线鸟类、沙鼠、麻蜥等动物，迫使动物向周边未受干扰区域迁移；施工临时扰动具有阶段性，管线工程完工并完成地表恢复后，周边生境逐步复原，外迁动物可陆续回归原活动区域。此外，全线施工机械运转、车辆往来产生的噪声与扬尘，会在短期内对大范围野生动物形成惊扰，降低动物觅食、繁育活动频次。本工程未占用珍稀保护动物核心栖息地，施工期间严格划定作业范围、减少夜间施工，可进一步降低对野生动物的干扰，整体来看工程对动物的影响以短期临时扰动为主。

现场施工、材料堆放及人员往来还会阻断部分动物日常活动路径，影响其觅食等活动。区域内未见大型珍稀野生动物，现存均为适应荒漠环境的常见物种，具备一定环境耐受能力，施工扰动仅会造成动物短期迁移，不会造成物种消亡或区域性种群数量锐减。此外，施工人员若违规捕猎、惊扰野生动物，或施工废弃物随意堆放，也会间接威胁动物生存。

本工程施工影响具有暂时性、局部性特点，待施工结束、场地逐步恢复后，周边生境可逐步复原，外迁动物能够陆续回归原有活动区域。施工期间通过划定施工作业边界、控制作业范围、合理安排施工时段、加强现场人员管护与野生动物保护宣传，可大幅降低人为惊扰与干扰，进一步减小对野生动物的不利影响。

5.1.1.4. 对公益林的影响分析

评价区域内公益林在春风油田、排 10 西区块、征沙村片区、沙窝地片区等均有分布，涉及乌苏市、沙湾市。所在区域分布有国家公益林及地方公益林，均属于防风固沙林。由于探转开项目均是在原有钻井井场占地内新增永久占地，因此选址具有唯一性，对公益林的立木影响主要发生在原钻井期，目前井场永久占地区域已无活立木。井场周边林地类型以荒漠灌木公益林、防风固沙公益林为主，主要树种包括梭梭等乡土沙生灌木，承担区域防风固沙、水土保持、生物多样性维护等核心生态功能，生态地位重要且整体较为脆弱。

人为与机械扰动影响。施工人员、运输车辆、工程机械往来活动，若管控不当，可能出现踩踏植被、碾压地表等行为，破坏公益林地表结皮与浅根系灌木，降低植被覆盖度。同时施工机械噪声、人员活动会惊扰公益林内栖息的小型野生动物，改变其活动范围与栖息习性。

扬尘影响。项目地处干旱荒漠区域，施工期物料运输、车辆行驶会产生施工

扬尘。在大风天气下，扬尘会随风漂移至周边公益林区域，附着在灌木枝叶表面，影响植物光合作用与呼吸作用，长期累积会抑制植被正常生长；严重时会造成弱势植株枯萎。

生态风险影响。施工期产生的少量施工废水、含油污染物、固体废弃物若未规范收集处置，发生漫流、抛洒，在风力、径流作用下可能扩散至公益林区，造成土壤、植被污染；此外，野外施工存在人为用火风险，若防火措施不到位，易引发林火，对荒漠公益林造成不利影响。

土地沙化加剧风险。施工扰动区域地表结构，降低局部土壤抗风蚀能力，在大风作用下易产生局部沙源，风沙逐步蔓延会侵蚀周边公益林，影响公益林生境。

5.1.1.5. 对永久基本农田的影响分析

本工程中排 10 西区块内的苏 1-斜 31 井东距永久基本农田约 210m、春风油田内的排 6-平 1 南距永久基本农田约 1.7km、征沙村片区内的征深 102 侧井西南距永久基本农田约 280m。工程在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，新增用地不占用永久基本农田，项目实施对基本农田的影响主要为潜在间接影响。

（1）施工期扬尘影响

土方开挖、车辆运输可能产生扬尘，在主导风作用下向周边扩散， PM_{10} 可能短时覆盖农田表层，影响作物光合作用。项目施工期短暂，且采取洒水抑尘措施后，影响范围可控制在 200m 内，对周边基本农田的影响在可接受范围。

（2）水土流失风险

管线施工临时破坏地表植被，可能加剧风蚀。若强降雨引发水土流失，泥沙可能随地表径流迁移。项目施工后立即实施砾石压盖等措施，对周边基本农田的影响较小。

（3）生态连通性干扰

施工车辆若违规穿越农田边缘，可能压实土壤、破坏田埂结构。报告要求施工队明确施工便道范围，并设置施工隔离围挡，避免机械碾压，对周边基本农田的影响较小。

5.1.1.6. 水土流失影响分析

工程井场及管线建设中，会使占地范围内的土体结构受到影响，导致盐渍化、荒漠化作用加剧。其影响主要表现为：

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

5.1.1.7. 对沙化土地的影响分析

（1）阿拉德油田片区

本片区沙化土地类型为风蚀残丘、戈壁，地表分布盐壳与砾幕，依托梭梭、高枝假木贼、驼绒藜等植被稳固地表。工程占地及施工作业会扰动原有盐壳、砾幕结构，破坏地表固蚀屏障，同时损毁原生荒漠植被，削弱地表防风固沙能力。施工开挖、车辆碾压会加剧表层土体风力侵蚀，短期内提升风蚀强度，存在局部沙化加剧风险。该区域土体稳定性相对较好，在施工结束后及时平整地表、恢复植被，可逐步降低扰动带来的负面影响，沙化发展态势能够得到有效遏制。

（2）排 10 西区块

片区以固定、半固定沙地及有明显沙化趋势土地为主，地表发育沙壳、生物结皮，是区域防沙治沙的关键结构。本片区包含苏 1-2 分水站扩建永久占地与 0.65km 输油管线 8m 宽临时作业带，永久占地将永久性破坏沙壳、生物结皮及梭梭、怪柳、琵琶柴等固沙植被，彻底改变局部地表稳定状态，固定沙地存在向半固定、流动沙地转化的隐患；管线临时施工开挖与碾压会大范围扰动地表结皮，松散沙土裸露后极易被风力搬运，加剧土地沙化与流沙蔓延。该区域本身沙化趋

势明显，人为扰动影响突出，需在施工后第一时间开展地表生态恢复与结皮培育工作。

（3）征沙村片区

片区沙化土地为固定沙地，地表形成沙壳、生物结皮，依靠梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等沙生植被固沙。工程作业扰动会影响地表结皮结构，影响固沙植被生境。固定沙地失去植被与结皮保护后，抗风蚀能力会有所下降，易出现局部沙丘活化现象。该区域生态较为脆弱，沙化土地自我修复速度缓慢，人为扰动造成的影响持续时间较长，必须严格管控作业范围，同步落实固沙修复措施。

（4）沙窝地片区

区域均为固定沙地，地表沙壳、生物结皮发育良好，植被以梭梭、怪柳、白皮沙拐枣等典型沙生植物为主。工程施工与占地会碾压、开挖地表，影响结皮与植被覆盖层，使地下松散沙层裸露。在区域大风天气作用下，裸露沙土易起沙扬尘，加速沙地活化，扩大沙化影响范围。临时扰动区域在完成地表整治与植被恢复后，沙地稳定性可逐步恢复。

（5）春风油田片区

片区沙化土地以固定沙地为主，地表兼具沙壳与盐壳，植被为梭梭、怪柳、驼绒藜等耐盐固沙物种。工程扰动会影响地表结皮，一方面造成表层沙土风蚀加剧，另一方面结合区域土壤盐渍化特点，地表扰动后盐分易重新分布，进一步抑制植被自然恢复，形成沙化与盐渍化叠加的不利影响。整体来看，片区固定沙地基底条件相对较好，只要及时开展生态修复，可有效控制沙化扩张，降低工程带来的负面影响。

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

本工程运营期采用单井拉油+集输的模式，主要人为及机械活动包括罐车定期进出井场拉运原油、运维人员日常巡检、设备检修、电加热器与分离设备持续运行、火炬间歇性燃烧、管线及终端装置值守作业；所有生产活动均集中在已建成井场、管线带、天然气终端等固定区域，作业范围基本固定。

（1）噪声对野生动物的影响

设备运行噪声：井场电加热器、油气分离器、立式分离器、泵体等设备持续运转，产生稳态机械噪声，噪声源集中在井场内部，传播范围有限。近距离栖

息的小型鸟类、啮齿类动物会出现栖息回避、活动节律改变；远离井场的野生动物受影响较小。

运输车辆噪声：罐车往返井场行驶产生移动噪声，车辆行驶路线固定，仅对道路沿线两侧野生动物造成短时惊扰，动物会短暂躲避，车辆驶离后可逐步恢复正常活动。

火炬燃烧噪声：伴生气火炬放空燃烧会产生气流噪声，在无外输工况下启用，相较于连续设备噪声，影响频次较低。整体来看，噪声仅造成局部、短时的惊扰效应，不会造成动物伤亡，长期适应后多数野生动物可逐步适应现有噪声环境。

（2）灯光及热辐射对野生动物的影响

照明灯光：井场、值班板房、天然气终端设置夜间照明设施，荒漠区域天然光照条件单一，人工灯光会改变局部夜间光环境。对夜行性啮齿类、爬行类、夜行鸟类产生干扰，会改变其觅食、栖息、繁殖行为；强光也会对迁徙途经的鸟类产生短暂误导。

设备与火炬热辐射：电加热器、储油罐存在微量热辐射；火炬燃烧区温度高、热辐射明显。火炬周边小范围区域不适宜动物停留，会影响局部栖息空间，但火炬点位独立、数量少，影响范围局限。伴生气正常外输外销时火炬不启用，热辐射影响在可接受范围。

（3）伴生气及废气对野生动物的影响

本项目伴生气主要成分为甲烷、乙烷等烃类。井场、站场伴生气经分离后火炬充分燃烧，燃烧产物以二氧化碳、水蒸气为主，污染物排放量低。废气扩散范围有限，区域大气环境本底较好，不会造成大面积空气污染，仅在火炬下风向极小范围内对动物呼吸、栖息产生轻微影响，无中毒、群体性伤害风险。

（4）拉油及人员活动干扰对野生动物的影响

运营期巡检、值守、拉油作业人员活动范围严格限定在井场及固定道路内，不得随意进入周边荒漠、草地、沙漠野生栖息地。人员近距离活动会使警惕性较高的野生动物主动远离井场周边，但不会阻断动物迁徙、觅食的主要通道。罐车、作业机械长期沿固定路线行驶，会形成无形的活动廊道，但区域开阔，不会造成野生动物栖息生境碎片化及种群隔离。

5.1.2.2. 植被影响分析

工程运营期采用单井罐车拉油+集输生产工艺，生产活动集中在已建成井场、固定运输道路及管线廊道范围内，无大规模土方开挖、地表平整等扰动作业。结合区域植被分布特征，重点围绕拉油扬尘为主的影响因子，同时结合设备运行、人员活动、环境风险等，分片区开展运营期植被影响分析。

阿拉德油田片区植被以梭梭、高枝假木贼、驼绒藜等荒漠灌木为主，植被分布相对零散。常态化拉油车辆沿固定道路通行，规范行驶状态下仅对道路两侧带状植被造成轻微碾压、踩踏，植株枝干及根系不易受损；但若车辆偏离既定路线，会直接碾压荒漠植被，破坏地表保护层。同时车辆行驶产生的扬尘会附着在植株冠层，影响植被光合作用，长期积尘会抑制植株正常生长。片区植被耐旱、抗逆性较强，常规拉运活动造成的影响程度较轻。

排 10 西区块分布梭梭、怪柳、琵琶柴等灌丛植被，区域内设有分水站及输油管线，拉油、巡检车辆往来频次较高。车辆反复碾压易造成道路周边植被根系裸露、植株倒伏，地表土壤板结，阻碍水分下渗，进一步影响植被存活；管线、站场周边人员常态化巡查、设备运维作业，会近距离扰动灌丛群落。此外，车辆尾气、扬尘长期作用于植被，叠加区域土壤盐渍化的本底条件，会逐步弱化植被长势，局部稀疏地段植被退化风险有所上升。

征沙村、沙窝地片区地处沙漠区域，以梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等沙生植被为主，植被稀疏、生态较为脆弱。拉油车辆及巡检车辆行驶过程中，除物理碾压植被外，车轮扰动会破坏地表生物结皮，而结皮是沙生植被赖以生存的重要屏障，结皮受损后不仅会加剧风蚀，还会大幅降低周边区域植被自然萌发能力。该区域植被生长缓慢、自我修复能力差，长期车辆扰动会逐步扩大植被受损范围。

春风油田片区植被为梭梭、怪柳、驼绒藜等耐盐灌丛，区域土壤盐碱化特征明显。运营期拉运车辆、作业人员活动主要集中在井场及现有道路范围内，常规活动对主体植被群落结构影响有限。车辆扬尘落在盐碱地植被表面，会与地表盐分结合，加重植株胁迫；道路周边长期踩踏、碾压会加剧土壤板结与次生盐渍化，进而影响植被正常生长。

整体而言，运营期拉油、巡检等活动以线状、点状持续性轻微扰动为主，无大面积植被损毁。只要严格限定车辆行驶路线、禁止车辆随意下道，定期清理

植被表面积尘，减少人为无序踩踏，并对道路两侧受损植被开展抚育管护，可有效控制影响范围与强度，保障区域植被群落整体稳定。

5.1.2.3. 生态系统完整性影响分析

阿拉德油田片区为荒漠生态系统，整体格局开阔，以天然牧草地为主体，依托梭梭、高枝假木贼、驼绒藜等荒漠植被及砾幕、盐壳维持系统稳定。项目占地与施工作业局部改变地表形态；运营期拉运、巡检活动仅沿固定路线开展，不会割裂生态系统空间连通性。区域动植物活动、觅食通道保持完整，群落结构不会发生根本性改变，生态系统物质循环、能量流动基本正常，整体完整性受到轻微扰动，仍可维持原有生态功能。

排 10 西区块属于灌丛生态系统，草地、沙地、灌丛交错分布，景观斑块连通性较好，梭梭、怪柳及地表生物结皮是系统核心组成部分。苏 1-2 分水站新增永久占地与输油管线临时作业，局部切割景观斑块，短时破坏地表结皮与灌丛植被，对生态系统局部结构造成损伤；管线施工结束后逐步恢复地表，可缓解斑块割裂影响。运营期车辆、人员活动集中在站场、管线及现有道路沿线，不会阻断动物活动廊道。受人为持续点状、线状扰动影响，片区局部生态完整性有所下降，但整个生态系统的空间格局、群落组成和核心生态服务功能不会改变。

征沙村、沙窝地片区为沙漠生态系统，生态结构简单，固定沙地、沙生植被与生物结皮共同构成系统稳定基础，生态敏感度高。项目作业直接影响局部沙生植被与地表结皮，影响沙地原有稳定结构。区域植被稀疏、动植物活动范围广，项目占地呈点状、短线状分布，未大范围分割沙漠整体空间，动物觅食、日常活动通道依旧畅通。但沙生植物生长缓慢、结皮恢复周期长，受损区域生态组分难以短期复原，但对全域生态系统主体格局影响较小。

春风油田片区为灌丛生态系统，地处荒漠与绿洲过渡带，植被以耐盐灌丛为主，土壤盐碱化特征突出。项目活动仅在局部点位改变土地利用与植被状况，未改变片区整体生态基底。运营期各类人为活动集中在生产区域周边，扰动范围有限，灌丛群落、小型动物种群及水土环境的整体协调性未被打破，生态系统物质循环、防风固沙、盐碱调节等核心功能不会改变，区域整体生态系统保持完整。

综合来看，本项目以点状、短线状扰动为主，未大规模切割区域生态空间，各类型生态系统的整体格局、主要生物群落和核心生态功能基本保持稳定。在落实植被恢复、地表修复、规范作业等措施后，可进一步降低不利影响，区域生态

系统整体完整性能得到有效维护。

5.1.2.4. 景观格局影响分析

阿拉德油田片区主体为戈壁、荒漠草原景观，景观基质为戈壁与天然牧草地，植被斑块呈团簇状零散分布，整体景观开阔、连续性强。项目占地与生产设施形成人工景观斑块，镶嵌于自然荒漠景观之中，新增人工斑块面积较小，未割裂原有自然景观的空间连续性。运营期车辆、人员沿固定路线活动，不会形成新的干扰廊道，区域原有景观肌理、整体风貌未发生改变，自然景观仍为区域主体，对整体景观格局影响较小。

排 10 西区块景观中草地、沙地、灌丛斑块交错分布。苏 1-2 分水站扩建形成新的人工硬质斑块，0.65km 输油管线及配套作业带形成线状人工廊道，一定程度上切割原有草地、沙地与灌丛自然斑块，小幅加剧局部景观破碎度。管线施工结束后开展地表与植被恢复，线状干扰影响逐步弱化；站场人工斑块长期存在，但规模有限，不会改变片区以荒漠草地、沙地为主的整体景观结构，区域景观类型、优势景观未发生本质变化。

征沙村、沙窝地片区以固定沙地沙漠景观为基底，沙生植被呈斑块状散布于沙地之上，景观整体性强、破碎化程度低。项目井场等设施形成点状人工景观，局部景观异质性有所提升。由于项目设施为点状分布、布局分散，不会形成连续人工廊道，沙漠主体景观的空间连通性不会改变。区域植被与沙地景观格局不会被大范围破坏，仅局部小范围景观风貌发生改变，全域沙漠景观主体格局保持稳定。

春风油田片区属于荒漠与绿洲过渡景观，以盐碱地、灌丛为主要景观单元，灌丛斑块与盐碱地相间分布。项目人工设施为点状分布，仅在小范围改变局部景观单元类型，不会贯通形成连续人工带，不会改变片区过渡型景观的整体特征。生产活动产生的扬尘、短时人为扰动仅影响局部视觉效果，不会造成景观斑块的大面积分割与重组，原有景观搭配、空间布局基本维持原状。

综合而言，本工程景观扰动形式以点状人工斑块和短距离线状廊道为主，不会出现大规模连片人工景观，不会改变区域自然景观基底。各片区整体景观类型、主导景观风貌、空间连通性基本稳定。在做好场地植被恢复前提下，项目对区域整体景观格局的影响处于可接受范围。

5.1.3. 退役期生态影响分析

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

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.4. 生态影响评价自查表

本项目施工期、运营期及退役期全周期对区域生态存在阶段性影响，整体以局部、短时扰动为主，区域生态主体格局保持稳定。施工阶段，井场、站场及输油管线建设造成局部地表开挖、碾压，影响荒漠、沙生植被以及地表结皮，对沙化土地、公益林形成间接扰动，同时惊扰区域小型兽类、爬行类及鸟类等野生动物，局部生态系统完整性与景观破碎度小幅变化；但项目扰动范围有限。运营期主要为原油拉运、设备巡检等常态化活动，车辆行驶与人员作业产生扬尘、噪声，沿线植被长期受到轻微胁迫，点状、线状持续扰动仅局限于生产区域周边，不会改变区域生态系统结构与主导景观格局。退役期将严格按照规范开展封井、设施拆除、场地平整及生态修复工作，各阶段生态影响均可控，结合分区管控、植被保护、固沙护草、规范作业等生态保护与修复措施，可有效减缓不利影响，保障区域防风固、生物多样性保护等核心生态功能正常发挥。项目生态影响总体可接受。

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☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑	
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑	
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等）	
		生境☑（生境面积、质量）	
生物群落☑（物种组成、群落结构等）			
生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等）			
生物多样性☑（物种丰富度、优势度等）			
生态敏感区□（			
自然景观☑（景观多样性、完整性）			
自然遗迹□（			
其他☑（防沙治沙、水土流失等）			
评价等级		一级□ 二级☑ 三级☑	生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积:（ 7.5949 ） km ² ；水域面积:() km ²	

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

5.2. 地下水环境影响分析

5.2.1. 评价区水文地质条件

5.2.1.1. 春风油田

（1）含水层结构及分布特征

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

（2）地下水补给、径流、排泄条件

山区在接受大气降水直接渗入补给后，形成地下水，在其强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下，径流、赋存、运移。其中一部分在山区强烈侵蚀切割的沟谷中形成泉水出露，汇入河流以地表径流的方式排泄出山；一部分形成地下潜流，通过沟谷河床的松散堆积物、构造断裂、节理、裂隙破碎带、发育裂隙孔隙的碎屑岩层，以侧向地下水径流的方式，向南部山前倾斜平层排泄；而另一部分则通

过地表蒸发、植物蒸腾，以垂向的方式排泄回到大气中。尔后，北部山区来的水首先进入评价区的上部，故在该带，山区地下水以潜流的形式向后缘深藏带向西部浅藏带径流；地表水则在运移过程中大量渗入补给地下水，一般在平水或枯水期，包古图河在此带除蒸发、植物蒸腾外全部渗失，由于该带第四系含水层和新近系含水层岩性主要为砂砾石层和砂砾岩，孔隙大，渗透强烈，并且其层间隔水层较薄，不稳定，加之该倾斜平原缺乏聚水条件，因此便成为该区地下水径流区。

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

（3）地下水动态特征

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

（4）地下水化学特征

评价区位于冲积平原区，地势平缓，岩性颗粒细，径流条件差，潜水埋藏相对较浅，当地下水蒸发浓缩作用增强，氯化钠含量增高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，使水中 SO_4^{2-} 相应增加，矿化度小于 1g/L，水化学类型主要 $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+\cdot\text{Ca}^{2+}$ 型，向 $\text{Cl}^-\cdot\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+$ 型水发展。潜水层以下的承压自流水，矿化度皆小于 1g/L，水化学类型则较为多样，主要有 $\text{HCO}_3^-\cdot\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Na}^+$ ， $\text{HCO}_3^-\cdot\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+$ ， $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{HCO}_3^-\cdot\text{Cl}^-\cdot\text{Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\cdot\text{Ca}^{2+}\cdot\text{Na}^+$ 型等。

（5）包气带污染现状调查

根据历史勘察资料，区内包气带厚度大于 5m，包气带的岩性为砂层。根据油区内包气带土壤环境质量调查结果，区内包气带的土壤环境质量现状可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物、

总石油烃污染物检测数值均较小，包气带土壤质量状况良好，未受到油田开发污染。

（6）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，工程区处在人烟稀少的荒漠地带，评价区内地下水主要用于油田生产，无开发利用专项规划。

（9）区域地下水污染源调

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

5.2.1.2. 阿拉德油田

（1）含水层结构及分布特征

阿拉德评价区地下水单井涌水量 $1\sim 5\text{m}^3/\text{h}\cdot\text{m}$ (换算成 325mm 井径，每小时单位降深时的涌水量)，富水性极弱。其中哈山 9 井上部为松散岩类孔隙潜水、下部为碎屑岩类孔隙裂隙层间水，含水层岩性为砂岩、砾岩与泥岩的互层，颜色呈青灰色至灰白色，风化程度中等，地下水的赋存条件比较差，富水性极弱。地下水埋深较大，且第四系松散层之下有一层连续厚 2m-20m 的泥岩层，隔水能力较强。据位于同一水文地质单元的钻探 S10 号孔资料，水位埋深 56.89m，因含水岩组完整，孔隙裂隙发育程度差，地下水流动缓慢，渗透系数 $1.611\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层厚度为 30.49m，单井涌水量为 $217\text{m}^3/\text{d}$ ；其余井均位于变质岩类裂隙含水岩组。含水岩组为白垩系碎屑岩组。岩层中的砂岩、砾岩松散，可充水形成碎屑岩类裂隙孔隙水。由于岩层渗透性较差，岩层产状平缓，地下水于其中运动缓慢，水量小，矿化度较高。根据收集钻孔资料，水位埋深大于 30 米，岩层渗透系数 $0.173\text{m}/\text{d}$ ，统一换算后的涌水量 $2.61\text{m}^3/\text{d}$ ，水量贫乏。

（2）补给、径流、排泄条件

区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水，无地表水分布，无田地分布，地下水主要接受西北部地下径流补给，以及少量大气降雨和暴雨洪流入渗补给。地下水流向近北西流向东南，水力坡度为 4‰~9‰。地下水排泄方式以侧向地下径流排泄为主。湖泊为评价区地下水的最终排泄区。

（3）地下水动态

评价区地下水的显著特点是垂向补给与排泄很少，主要接受上游地下水的侧

向径流补给，向下游侧向径流排泄，因而动态类型主要受地下水径流等水文因素影响，地下水动态类型以径流型为主。根据当地气象资料及统测资料，上游冰雪融水时期主要为每年的 3 月，水位出现大峰值丰水期；降水主要集中在每年的 9 月，水位出现小峰值；降雪冰冻时期主要集中在每年的 12 月-次年 2 月，为枯水期。

（4）地下水化学特征

该区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋藏及补排关系等因素的影响和控制。地下水水化学类型主要为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}$ 型。

（5）地下水开发利用现状

评价区内碎屑岩类孔隙裂隙水富水性较差，未进行其他方式的开采利用。

（6）区域地下水污染源调查

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

5.2.1.3. 排 10 西区块

（1）含水层结构及分布特征

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内地下水类型为第四系松散岩类孔隙水。

评价区内第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以细砂为主，富水性中等（井径 8 寸、降程 5m 的单井涌水量为 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ），潜水位埋深较小($<10\text{m}$)，承压含水顶板埋深 $40\sim 100\text{m}$ ，上部潜水含水层平均厚度约 30m ，无开采利用价值。

评价区南部的沙漠中零星分布孔隙水。含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

油田区域地下水的补给主要有两个来源，一为大气降水，主要来自春季融雪水；二是侧向径流补给；沙丘地下水分布于沙漠腹地，大致与具有大厚度的沙丘分布范围相吻合，一般向北排泄，在乌苏沙漠北缘的平原地带，是沙丘地下水的溢出带，见有沼泽和湿地。平均水力坡度约 1‰。

（3）地下水化学特征

工程区地势平缓，岩性颗粒细，径流条件差，潜水埋藏相对较浅，地下水蒸发浓缩作用强，氯化钠含量高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，因而潜水多为高矿化的咸水，盐水和卤水，水化学类型较为复杂，主要 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na} \cdot \text{Ca}$ 型，最终向 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 和 Cl-Na 型水发展。潜水层以下的承压自流水，矿化度皆小于 1g/L ，水化学类型则较为多样，主要有 $\text{HCO} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Na}$ ， $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Cl} \cdot \text{Na}$ ， $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3 \cdot \text{Cl-Na}$ 和 $\text{Cl} \cdot \text{Ca-Na}$ 型等。

（4）包气带污染现状调查

根据历史勘察资料，区内包气带厚度约 20m ，包气带的岩性为砂层。根据油区内包气带土壤环境质量调查结果，区内包气带的土壤环境质量现状可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物、总石油烃污染物检测数值均较小，包气带土壤质量状况良好，未受到油田开发污染。

（5）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，本工程区处在人烟稀少的沙漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。评价区内地下水主要用于油田生产。

（6）区域地下水污染源调查

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

5.2.1.4. 征沙村区块

（1）含水层结构及分布特征

评价区地貌属冲积平原下部沙漠地貌单元，场地地形较为平坦，在该地貌单元区，洪积成因的含水层厚度尖灭，并被风成的粉细砂填补，第四系厚度约 80m 。评价区内含水层为第四系松散岩类孔隙水。根据调查资料，第四系松散岩类孔隙潜水广泛分布于项目区，含水层岩性以细砂为主，单井涌水量小于 2L/s ，水质较差，不宜于生活饮用。潜水含水层平均厚度约 20m ，向项目区至北部沙漠，含水层厚度逐渐变薄以至尖灭，富水性由南向北逐渐变弱，富水性贫乏。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

评价区所在细土平原地下水主要接受上游地下潜流补给以及零星农田灌溉回归水入渗补给、大气降水补给。

根据水位调查结果，评价区地下水的径流方向自东南向西北向径流，局部受地形等影响，为东向西径流。评价区基本上为地下水的弱径流带，潜水含层以细砂、粉土为主，颗粒细，透水性差颗粒细，透水性差颗粒细，透水性差地下水流动极为缓慢，水力梯度流动极为缓慢，交替迟缓，渗透系数一般小于 10m/d。水力梯度约为 2‰。

地下水的排泄条件主要为侧向径流流出排泄。

（3）地下水动态

区内地下水动态类型为径流—开采型，地下水动态主要受上游地下水的开采影响。在 4~6 月的夏灌期和 9~10 月份的秋灌期，地下水开采强度增大，为低水位期。一般年份，4~6 月地下水位(水头)快速下降，并于 6~7 月或 8~9 月达到年内最低点，此后，开采量开始下降，随着地下水的径流、灌溉入渗和河渠入渗，水位缓慢回升，到次年 3~4 月份，达到年内最高水位(水头)，在此过程中，秋灌期地下水开采，也造成地下水位的波动，但幅度不大。水位(水头)升幅一般均低于年内降幅。地下水年变幅在 0.5m~1.0m 左右，一般承压水水头变幅大于潜水

（4）地下水化学特征

评价区地势平缓，岩性颗粒细，径流条件较差，氯化钠含量高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，使水中 SO_4^{2-} 相应增加，因而潜水多为高矿化的咸水，盐水和卤水，水化学类型较为复杂，主要 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na} \cdot \text{Ca}$ 型，最终向 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 和 Cl-Na 型水发展。

（5）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，本工程区处在人烟稀少的沙漠地带，区内地下水没有开采利用及规划。

（6）区域地下水污染源调查

评价区除油田现有评价井外，无其他工业企业。根据区域地下水现状监测，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求，区内地下水未受到油田勘探影响。

5.2.1.5. 沙窝地区块

（1）含水层结构及分布特征

区块位于沙漠区域，该区地下水类型主要为第四系潜水—承压水，富水性贫乏。

（2）补给、径流、排泄条件

评价区位于古尔班通古特沙漠南缘。风积沙漠区域主要接受降水入渗、上游地下水径流补给，地下水的径流方向与冲积细土平原一致，由南向北径流，主要以蒸发、蒸腾的方式排泄。最终以地下径流的方式排泄至最低排泄点—湖泊。

（3）地下水动态特征

地下水动态类型为径流—蒸发型。

（4）地下水化学类型

由于该区位于冲积—冲湖积平原及广大沙漠区，地下水补给来源极为贫乏，且气候干旱，蒸发浓缩作用十分强烈，地下水多为半咸水及高矿化的盐水。第四系潜水—承压水的水化学类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}(\text{Ca})$ 型水，矿化度一般大于 3g/L ，局部地方为 $1\text{—}3\text{g/L}$ 。

（5）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，沙窝地区块处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。

（6）区域地下水污染源调查

评价区除油田现有评价井外，无其他工业企业。根据区域地下水现状监测，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求，区内地下水未受到油田勘探影响。

5.2.2. 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

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

（2）管道施工对地下水影响分析

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

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

5.2.3. 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1. 正常状况下水环境影响分析

（1）废水对地下水影响分析

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

（2）油泥（砂）对地下水影响分析

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

（3）输送管线对地下水影响分析

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 4m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区域的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油对地下水影响分析

拟建工程正常状况下，井口区及装置采取相应防渗措施，对生产井定期开展井筒完整性检查，确保固井质量合格，基本不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）注水对地下水影响分析

①回注井井筒完整性

井身结构：本项目各回注井采用二开井身结构，根据注水井井身结构示意图

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

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

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

②注水层可注性

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

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

以上圈闭条件为回注水在油层中形成较高的压力提供了良好的条件，本项

目注水层为沙湾组，即油藏层，本工程单井注水规模 100~150m³/d 设计，新增水井注水系统设计压力为 15Mpa，本次油区新增注水井采用单干管多井配注工艺，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量调节。根据油藏开发方案，回注层地层的破裂压力为 22Mpa~30Mpa，本次注水压力为 15Mpa，低于回注层破裂压力。综合回注井地质资料，回注层地层厚度较大，根据油藏资料，由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约，注水段地层埋藏深，无现代大气降水和地表水补给的可能，加上受沉积环境的影响，水量不大，水质差，无开采价值。所以，回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。回注段与项目区所在区域内有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。

③回注层封闭性

根据油藏开发预测指标，本项目哈浅 20 注水井的注水层为侏罗系西山窑组，即油藏层，回注井井深为 537m，均为直井，回注层渗透率 310mD，根据地层资料，回注层上覆地层为侏罗系西山窑组，岩性为泥岩，厚度 13m，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保了回注污水不破坏上部的第四系，下伏三叠系，岩性为砂砾岩为主，厚度 145m，另外，回注空间及回注水可能影响的范围及影响范围为 250m，此范围内无断层，可对回注污水实现有效封堵。

根据油藏开发预测指标，本项目苏 1-18 井、苏 1-22 井注水井注水层均为沙湾组沙一段，即油藏层，回注井井深分别为 1820m、1700m，均为直井，回注层渗透率 202mD~320mD，根据地层资料，回注层上覆地层为沙湾组，岩性为泥岩，厚度 24m，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保了回注污水不破坏上部的第四系，下伏石炭系，岩性为凝灰岩为主，厚度 420m，另外，回注空间及回注水可能影响的范围及影响范围为 500m，此范围内无断层，可对回注污水实现有效封堵。

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

（6）注汽对地下水环境影响分析

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

5.2.3.2. 非正常工况对地下水的影响分析

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

本工程开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

穿透污染：本工程共部署采油井场 26 座，注水井场 3 座。在注汽、采油及注水过程中，污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这

一现象仍应引起重视。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

根据五个区块井位分布情况及水文地质条件，春风油田区域的含水层渗透系数相对较大，油井发生泄漏的概率和对外环境的影响相对高于其他区块，故本次评价重点对春风油田油井泄漏的影响进行预测分析。

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

（1）情景 1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，工程区油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行

重点预测、评价，考虑注汽、采油、注水时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，若未及时发现，工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本工程按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d，3650d（10 年）。

④预测因子

套管发生泄漏，污染物主要有石油类、耗氧量、氨氮、盐分等污染物。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

⑤预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑥预测参数

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

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

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

（2）情景 2：渗透污染（多功能罐泄漏事故）

①预测情景

本项目井场内的集输管线在非正常状况下，发生泄漏事故后可快速发现并通过切断阀控制泄漏量，结合环境风险章节中核算的存在量，当管线发生全管径断裂泄漏时的油量远远小于储罐事故状况下泄漏量，储罐泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生，对环境产生的影响较大。故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：单个 40m³的储罐泄漏，如不及时修复，储罐中的油类物质可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下储罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d，3650d（10 年）。

④预测因子

结合前文分析，多功能储罐泄漏，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

根据环境风险影响章节，单个 40m³的储罐一次事故最大泄漏量约 34.4t。包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输

入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（3.44t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

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

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1d、100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见下表 5.2-5 及图 5.2-4~5.2-7：

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、100d、1000d、3650d 的污染物超标范围分别为 90.19m²、6278.8m²、49995.10m²、153367.32m²，影响范围分别为 97.25m²、7229.68m²、58376.63m²、186599.35m²，污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

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

5.2.4. 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5. 地下水环境影响小结

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

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

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

5.3. 地表水环境影响评价

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

5.3.1. 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

（1）生活污水

施工期生活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）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于区域洒水降尘，不外排。

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

5.3.2. 运营期地表水环境影响评价

根据工程分析，本工程不新增劳动定员，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联合站、准中 1 号油水处理站、苏 1-21 分水点、哈浅 20 就地分水回注站等处理站处理，处理后的废水综合利用，项目废水不外排，本工程采出水及井下作业废液不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.3.3. 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4. 地表水环境评价结论

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

5.3.5. 地表水环境影响评价自查表

项目地表水环境影响评价自查表见下表：

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 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☒ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
评价等级	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
	水污染影响型		水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.4. 土壤环境影响预测评价

油田开发建设主要分为三个阶段，即施工期、运营期和退役期。每一阶段

的建设都会对土壤环境造成不同程度的影响，见下表：

表 5.4-1 工程对土壤的环境影响分析

工程时段 影响		施工期	运营期	退役期
		地面工程		
影响分析	影响程度	中	轻	轻
	影响特征	部分可逆	可逆	可逆
	影响时间	中期	短期	短期

5.4.1. 施工期对土壤环境的影响分析

（1）对土地利用格局的影响

在油田的开发建设工程中对土地占用是对土地利用格局改变的主要影响，土地占用包括临时用地和永久占地。本工程新增永久占地 14.9527hm²，临时用地 0.52hm²。土地利用现状涉及天然牧草地、灌木林地、盐碱地、其他草地、沙地等，现变更为建设用地，完全改变了原有的土地利用格局，使之成为油田建设用地镶嵌分布的土地利用格局。

（2）管线施工的作业带清理

排 10 西区块新建 0.65km 集输管线，埋地敷设。在本工程管线作业带 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工过程中施工机械、车辆碾压、施工人员踩踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤含水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（3）管线施工、修建对土壤的影响

①破坏土壤原有结构。开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展，可直接或间接地破坏植被及其生长环境，进而影响到恢复植物的生长。

②改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的紧实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过紧实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，影响植物的生长恢复。但这种影响在油田转入运营期后会逐步减弱，并随着人工固沙措施的实施逐渐得到控制。

③对土壤理化性质影响。在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植

被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查资料表明：管道在运营期间，地表土壤温度较相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季地表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

④管道施工弃土也对生态环境造成一定的影响，弃土主要来自敷设管道本身置换的土方和开挖造成的土壤松散回填后剩余的土方。由于本工程地处平原，且施工要求回填土高出地面 0.3m，所以基本上能够做到挖填平衡，其影响不大。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难以分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，进而影响植被正常生长。

（4）工程对土壤沙化的影响

管道施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低农田地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能加快该区域荒漠化进程。

（5）固体废物常年堆积在土地上，会通过自然扩散和雨水冲刷渗入土壤。土壤具有同化代谢外界输入物质的能力，当污染物负荷超过土壤迁移转化能力破坏土壤的原来平衡时，会发生土壤污染。只要做好管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等脱落的难以分解的固体废物的清除工作，项目所在区域不会因项目的建设而发生土壤污染。

5.4.2. 运营期对土壤环境的影响

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

5.4.2.1. 正常工况下土壤环境影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气开采、三相分离、拉运等过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.4.2.2. 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

拟建工程自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文本次建设的集输管线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，本次 r 取 0.08m，长度取 650m，管道体积为 $3.27m^3$ ，约合 $115.548ft^3$ ；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。截断阀关闭前泄漏量：根据可研，苏 1-133 井产液量 22.6t/d、苏 13-平 1 井产液量 9.9t/d，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 0.226t，约合 1.614bbl。

则非正常工况下，总泄漏量为 $V_{rel}=0.1781 \times 115.548 \times 0.2 \times 0.2 + 1.614 = 2.437bbl = 0.341t = 0.398m^3$ 。

采出液中矿化度为 59951mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=0.398m^3 \times 59951g/m^3 = 23860.5g$ 。

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

(1)单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A -预测评价范围, m^2 ;

D -表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n -持续年份, a。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m}\times 20\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.63\times 10^3\text{kg/m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的现状值在 $0.355\sim 35.4\text{g/kg}$ 。预测年份为 $0.027a(10\text{天})$ 。

根据上述计算结果, 在 10 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.04g/kg , 叠加现状值后的预测值最大为 35.44g/kg 。

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

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程运营期采用单井罐车拉油工艺, 在正常生产、无泄漏的工况下, 拉油作业依托井场固定装油设施与油田运输道路开展, 无大面积地表扰动, 对区域土壤的污染影响总体轻微, 主要污染途径、影响范围及影响特征分述如下:

从污染来源来看, 正常工况下拉油作业不存在原油、采出液大面积泄漏问题, 土壤潜在污染主要来自两方面。一是罐车行驶、车辆停靠过程中, 轮胎、底盘粘附的微量原油、油污掉落, 以及车辆检修、装卸环节产生的少量滴落油品, 属于微量点状污染; 二是拉油作业产生的扬尘中裹挟少量烃类物

质，随粉尘沉降于地表，形成面源微量污染。项目原油硫含量低、性质稳定，无强腐蚀性污染物，不会造成土壤化学性质剧烈突变。

结合分区特征分析，阿拉德油田片区土壤以灰棕漠土为主，土质粗、有机质含量低。运营期车辆常态化行驶、人员活动主要集中在硬化路面及既有作业区，正常工况下无污染物泄漏，仅车辆扬尘少量沉降于地表，对土壤理化性质影响微弱；若发生油品跑冒滴漏，局部土壤会受到石油类污染，改变土壤结构与肥力。

排 10 西区块分布风沙土与盐土，土壤稳定性较差、盐分本底偏高。拉油、巡检车辆反复碾压易造成局部土壤板结，透气性下降；站场周边若出现含油物料渗漏，会叠加盐渍化与石油污染双重影响，加剧土壤退化。

征沙村、沙窝地片区以风沙土为主，土质疏松、抗干扰能力弱。车辆行驶扰动表层沙土，易加剧风蚀；生产过程中若发生油品泄漏，污染物易随沙粒迁移，扩大污染范围，治理难度较大。

春风油田片区为灰漠土，表层盐分聚集明显。运营期扬尘沉降影响局部土壤盐渍化趋势；正常生产无外排废水、固废乱排现象，土壤整体环境稳定。

综合而言，正常工况下拉油作业仅产生微量、点状、浅表层的土壤污染，污染物浓度低、影响范围窄，无持续性、大面积土壤污染问题。在落实道路定期清理、车辆日常维保等措施后，可进一步削减微量污染影响，拉油作业对区域土壤环境整体处于可接受水平。

2) 非正常工况下对土壤环境的影响分析

非正常工况下，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；井场拉油过程中如油罐泄漏，可能会使石油烃下渗到土壤中，造成一定的影响。拟建项目土壤环境影响类型兼具“生态影响”与“污染影响”，影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q --渗透速度, m/d;

z --沿 z 轴的距离, m;

t --时间变量, d;

θ --土壤含水率, %。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件:

i连续点源:

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

ii非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果,将发生事故处以下土壤概化为一层,埋深 150cm 的土层。

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

根据现场土壤采样及水文地质调查结果,预测模型参数取值见下表:

由上述土壤预测结果可知,土壤深度在 10cm 的时候,污染物浓度最快达到峰值,在 315d 时污染物浓度出现最高值。说明最表层土壤最快被污染物污染,浓度也最高。而深度达到 150cm 处的土壤 86 天内被污染的程度较低。污染物泄漏 1d 时,在最表层 0cm 的土壤被污染的程度最大,被污染的土壤深度达 8cm。随着污染时间的持续增加,污染天数达到 365d 时,表层土壤的污染物将全部被污染,而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加,污染物最深可达 150cm 处的土层。

由以上分析可以看出,发生泄漏后,最先污染表层土壤,油泥(砂)积

存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。

综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程储油罐、装车台、阀门等处进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，项目对土壤环境影响较小。

（3）非正常工况下对永久基本农田的影响分析

非正常工况下，泄漏的原油可能对工程区周围农田产生一定的影响，运营期加强设备、储罐的检维修，发生泄漏事故后及时清理泄漏的原油，不会对周围的基本农田产生明显不利影响。

（4）非正常工况下对公益林的影响分析

本工程评价区分布防风固沙型公益林，植被以梭梭等沙生植被为主，土壤为疏松风沙土，孔隙大、透水性强，自身保肥保水能力差，生态抗污染能力弱。非正常工况主要指原油、伴生气泄漏，以及拉油车辆突发油品渗漏、事故洒落等情形。项目区井场、运输线路紧邻公益林区域，一旦发生高架多功能罐破损，或是拉油车辆发生事故，原油将直接洒落、漫流至公益林地块。区域风沙土结构松散，无致密隔水层阻隔，泄漏原油渗入土壤表层及亚表层，造成土壤石油类污染物超标。一方面，原油会包裹土壤颗粒，堵塞土壤孔隙，破坏土壤团粒结构，进一步降低风沙土透气性与透水性，改变土壤原有理化性质；另一方面，原油中的烃类物质会抑制土壤微生物活动，破坏土壤微生物群落，降低土壤养分转化能力，造成土壤肥力持续下降，公益林内梭梭等沙生植物根系较深、对土壤环境有一定依赖，土壤质量退化将直接威胁植被存活。

若泄漏油量较大，在风力等作用下，污染土壤会随沙粒发生迁移，污染范围逐步向公益林内部扩散，形成带状、片状污染区。受油品浸染的土壤短期内难以自然降解，荒漠区域气候干旱、微生物降解速率缓慢，土壤污染具有持续性、难恢复的特点。同时，泄漏原油附着于公益林灌木根系、根茎部

位，会阻断植株水分和养分吸收，轻则导致灌木长势衰弱、叶片枯萎，重则造成植株死亡，进一步削弱公益林防风固沙能力。因此，必须强化设备巡检、车辆维保与应急处置能力，从源头降低事故概率，一旦发生泄漏事故，需第一时间划定隔离区、清理污染土体、阻断污染扩散，最大限度减轻对公益林土壤的影响。

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

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

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.7-1。

表 5.7-1 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	土地利用类型图
	占地规模	(0.1495) km ²	
	敏感目标信息	敏感目标（评价范围内牧草地、公益林、耕地）	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）	
	全部污染物	盐含量、石油类（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	特征因子	盐含量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ； II类 ☒ ； III类 ☐ ； IV类 ☐	
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐	
	评价工作等级	一级 ☒ ；二级 ☒ ；三级 ☐	

现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☐				
	理化特性	-			同附录 C	
	现状监测点位	-	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	20cm	
柱状样点数		5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m		
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 基本项目 45 项和 pH、土壤盐分含量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 基本项目 8 项和 pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量				
现状评价	评价因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)等				
	评价标准	GB 15618 ☒ ; GB 36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他)				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、含盐量				
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他(☒)				
	预测分析内容	影响范围(☒)影响程度(☒)				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他(☐)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		3	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	1 次/3 年		
		信息公开指标	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH			
	评价结论	工程区主要土壤类型是灰棕漠土、风沙土、草甸土、盐土等，占地范围内的土地利用类型为未利用地、草地等。油田开发对土壤影响，呈点块状(如井场等)和线状(如集输管线)分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运营期一般影响较小。				
注 1: “ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。						

5.5. 环境空气影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1. 施工期扬尘影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作

业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，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；③灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路洒落后风吹起尘，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。

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

5.5.1.2. 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 、 CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.2. 运营期环境空气影响分析

5.5.2.1. 大气环境影响分析

（1）污染源参数

运营期本工程有组织大气污染物主要为加热炉和火炬产生的燃烧废气，无组织废气主要为井场和站场各类接口、阀门以及储油罐等处产生的无组织挥发气体排放。本次评价根据区域位置和土地利用类型选取代表性井场、火炬和站场进行预测分析，预测选取沙 4-侧平 2、征深 102 侧井、苏 1-22、哈山 7 和排 616-平 4 五个代表性井场及哈浅 20 分水回注站、苏 1-2 分水站两个站场进行分析。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取 NMHC、SO₂、NO_x、颗粒物利用导则推荐模式分别计算最大地面浓度占标率。估算模型参数见下表：

由上表可知，井场有组织废气二氧化硫最大落地浓度为 2.487μg/m³、占标率为 0.5%，氮氧化物最大落地浓度为 20.109μg/m³、占标率为 8.04%，颗粒物最大落地浓度为 1.376μg/m³、占标率为 0.38%。项目井场无组织废气 NMHC 最大落地浓度为 30.3μg/m³、占标率为 1.52%。

由预测结果可知：非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物的短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；厂界 NMHC 浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³）；加热炉烟气中二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中特别排放限值要求；火炬烟气中二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值要求。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.5.2.2. 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 5.5-8 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)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁	《锅炉大气污染物排放标准》	50	0.076

		NO _x	燃料	（GB13271-2014）特别排放限值	150	0.603
		颗粒物			20	0.041
无组织排放						
2	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）	4.0	14.539
3	火炬	SO ₂	充分燃烧	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值要求	0.4	0.037
		NO _x			0.12	0.357
		颗粒物			1.0	0.028

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 5.5-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐			二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐			边长 5~50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO ₂ 排放量	≥2000t/a ☐			500~2000t/a ☐			<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO 和 O ₃ ） 其他污染物（NMHC）						包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐				二类区 ☒		一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	（2024）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐			主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响评价与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网络模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子（NMHC、SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ ）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率≤100% ☒					C 本工程最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本工程最大占标率≤10% ☐			C 本工程最大占标率>10% ☐			
		二类区	C 本工程最大占标率≤30% ☐			C 本工程最大占标率>30% ☐			
	非正常排放 1h 浓	非正常持续时	C 非正常最大占标率≤100% ☐			C 非正常最大占标率>100% ☐			

	度贡献值	长（）h		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□		C 叠加不达标□
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□
环境监测计划	污染源监测	监测因子（NMHC、SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ ）	有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子（）	监测点位数（）	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□		
	大气环境防护距离	距（-）厂界最远（0）m		
	污染源年排放量	SO ₂ : （0.113）t/a	NO ₂ : （0.96）t/a	颗粒物: （0.069）t/a NMHC: （14.539）t/a

5.6. 声环境影响分析

5.6.1. 施工期声环境影响分析

5.6.1.1. 施工期噪声贡献值

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），采用室外传播声级衰减模式预测施工噪声对周围环境的影响，只考虑几何衰减，其衰减基本公式如下：

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

式中：L_p（r）——预测点处声压级，dB；

L_p（r₀）——参考位置 r₀ 处的声压级，dB；

r——预测点距声源的距离；

r₀——参考位置距声源的距离。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值：

5.6.1.2. 影响分析

根据表 5.6-1 可知，在不采取减振降噪措施的情况下，管线施工和物料运输期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求。

5.6.2. 运营期声环境影响分析

运营期拟建工程产噪设备主要为采油树。本次评价分单井拉油井场（井场内油气分离和无需油气分离两种）、可集输井场进行噪声预测，三种井场各选择一

口井进行预测。另外，拉油车辆会产生交通噪声。

5.6.2.1. 井场噪声预测

（1）预测模式

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

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的A声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的A声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的A计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的A声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的A声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eqb} —预测点的背景噪声值, dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对井场厂界四周噪声贡献值。

（2）噪声源参数的确定

拟建工程噪声源参数见下表：

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 42.2~48.9dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

5.6.2.2. 拉油车辆交通噪声影响分析

本工程无法实现管输的井场采用油罐车进行原油运输，油罐车正常行驶期间的噪声级约 70-80dB（A），一般每个井场每天仅装油 1 次，并且运输路线沿线无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。

5.6.3. 退役期声环境影响分析

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

5.6.4. 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见下表：

表 5.6-9 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐						
	评价范围	200m ☒		大于 200 m ☐		小于 200 m ☐		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级 ☐		计权等效连续感觉噪声级 ☐		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐		
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐	
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐		
	现状评价	达标百分比		100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐		

声环境影响 预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒		其他 ☐		
	预测范围	200 m ☒	大于 200 m ☐	小于 200 m ☐		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒	最大 A 声级 ☐	计权等效连续感觉噪声级 ☐		
	厂界噪声贡献值	达标 ☒		不达标 ☐		
	声环境保护目标 处噪声值	达标 ☐		不达标 ☐		
环境监测计 划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐
	声环境保护目标 处噪声监测	监测因子：（ ）			监测点位数（ ）	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐				

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.7. 固体废物影响分析

5.7.1. 施工期固废影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要为施工废料、设备废弃包装、生活垃圾、废机油、含油废物、沾油废防渗材料等。

（1）施工废料

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物（071-002-S99），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）设备废弃包装

设备废弃包装（071-003-S99）主要来源于设备包装废弃物，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。

（3）生活垃圾

生活垃圾（900-099-S64）在垃圾箱暂存，由施工队清运处置。

（4）废机油（HW08 900-214-08）

废机油主要为现场简单维修设备产生，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。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，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。

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、清罐底泥、废润滑油、废弃的含油抹布/劳保用品、废防渗材料以及站场原油处理新增危险废物。

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，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》的相关要求收集、贮存、运输。

清罐底泥源于拉油井场储罐等，会定期产生一定量的油泥，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。

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年版）》HW08类危险废物（900-214-08），收集后委托有危废处置资质单位接收处置。

废弃的含油抹布/劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》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。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。含油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08类危险废物（900-249-08），作业结束后，将废弃的含油废防渗材料集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

站场原油处理新增危险废物含清罐底泥和含油污泥等，属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08类危险废物（071-001-08），进行堵水调剖或委托有危险废物处理资质单位进行处理。

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

表 5.7-1 危险废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	固废类别	固废代码	产生量 t/a	产生 工序	形态	主要 污染 成分	产废周期	危险 特性	污染物防 治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含 矿物油 废物	HW08 071-001-08	1.45	油井 作业	半固 态、固 态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
2	清罐底泥		HW08 071-001-08	2	油井 拉油	半固 态、固 态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
3	清管废渣		HW08 071-001-08	0.001	集输 管线	固态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
4	废润滑油		HW08 900-214-08	2.9	设备 检修	半固 态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有危 废处置资 质单位接 收处置
5	废弃的含 油抹布、劳 保用品		HW49 900-041-49	1.45	设备 检修	固态	废矿 物油	间歇	T,I	委托有资 质单位拉 运处理
6	沾油废防 渗材料		HW08 900-249-08	3.63	作业 场地 清理	固态	废矿 物油	间歇	T,I	折叠打包 后委托有 资质单位 拉运处理
7	联合站新 增清罐底 泥		HW08 071-001-08	2	站场 储罐、 处理 设施清 理	半固 态	原油、 沉积 物	间歇	T,I	进行堵水 调剖或委 托有危险 废物处理 资质单位 进行处理
8	联合站新 增含油污 泥		HW08 071-001-08	29.82	站场 采出 水处 理	半固 态	石油 类、 水、固 体杂 质	连续	T,I	进行堵水 调剖或委 托有危险 废物处理 资质单位 进行处理

5.7.2.2. 危险废物环境影响分析

①危废收集贮存过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)中相关要求管理,并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022),落实危险废物识别标志制度,对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表,并将记

录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）等有关规定。

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

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

②危废运输过程影响分析

按照《危险废物转移管理办法》的规定，转移危险废物的单位，应当通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。应当遵守国家有关危险货物运输管理的规定。未经公安机关批准，危险废物运输车辆不得进入危险货物运输车辆限制通行的区域。

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

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

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

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

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

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

③危废委托处置环境影响分析

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

本工程产生的危废依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司或克拉玛依沃森环保科技有限公司等有危废处置资质单位进行合规处置。

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

5.7.3. 退役期固废影响分析

本工程服务期满后，井场拆除的井架、油气生产设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的，委托有资质的单位妥善处置。

5.7.4. 固废环境影响评价小结

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

5.8. 环境风险评价

5.8.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 860kg/m^3 ，天然气相对密度取 0.60，本项目所在区域天然气不含硫化氢。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p ：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V ：气体体积，管道体积；

n ：气体的物质的量，单位 mol；

T ：绝对温度，293.15K；

R ：气体常数。

本工程危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量（t）
集输管线	原油	0.65km， $\phi 89 \times 6.3$ ，管道体积为 3.27m^3 ，原油密度按排 10 西区块 0.840g/cm^3 计	2.75
	天然气（甲烷）		0.0237
橇装多功能罐	原油	40m^3 ， $\Phi 2600 \times 8000$ ，最大数量 3 座（哈浅 20 就地分水回注站 3	114.12

		座，其他井场均为 2 座），密度按阿拉德油田 0.951g/cm ³ 计	
--	--	---	--

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

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

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

表 5.8-2 本工程风险单元 Q 值一览表

危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
集油管线	原油	--	2.75	2500	0.0011	Q<1
	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0237	10	0.0024	
	Q 值Σ				0.0035	
橇装多功能罐	原油	--	114.12	2500	0.0456	Q<1
	Q 值Σ				0.0456	
合计					0.0491	Q<1

根据上表计算结果，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

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

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷），存在于集输管线及多功能罐内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气（甲烷）	易燃气体	集输管线、多功能罐
2	原油	可燃液体	

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。 眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。	

	有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.781-1.0791 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分			

	物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，遇火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5%~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A. 甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准
		苏联 MAC	300mg/m ³

	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等；当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点(°C)	-188	爆炸下限 (V%)	5
	自燃温度(°C)	538	爆炸上限 (V%)	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险，甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

5.8.3.2 生产系统风险识别

(1) 井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。项目区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏

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

(3) 集输管线、多功能储罐

本项目正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道、储罐存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或

雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的风险主要包括井喷、井漏、集输管线、多功能储罐发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、多功能储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-7。

表 5.8-7 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

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

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

（1）对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量天然气，可使短时间内使局部大气环境中的甲烷等轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要产生的安全隐患

是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。

本项目在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。本项目井场周边分布有耕地，若发生井喷事故，会有一定的油类和水溅到农作物上或散落到土壤中，就会影响农作物的生长，严重时会导致农作物死亡，若泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。因此发生井喷事故后，应积极采取措施控制井喷，清理受污染的土壤，对农田造成质量降低的，应进行治理；对农户造成财产损失的，应按规定进行赔偿。若发生火灾事故，应立即阻断引火源，并组织灭火。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断火源，并组织灭火，减少对生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本工程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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。本项目管道周边多为耕地，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90% 以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕

漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。本工程评价区土壤类型主要为风沙土、灰漠土、盐土及灰棕漠土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

集输管线、多功能罐泄漏的原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，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线、多功能罐泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6 对植被的影响

管线、多功能储罐泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

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

A.接触毒性危害

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

B.间接有害影响

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

5.8.4.6 对公益林的环境风险分析

（1）阿拉德油田片区

阿拉德油田片区位于和丰县，属于白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。工程区域距离白杨河河谷乔木公益林与戈壁荒漠灌木公益林较远，均不在评价范围内，工程实施对区域公益林的影响较小。

（2）排 10 西区块

片区公益林以甘家湖外围梭梭国家级公益林为主，是区域防风固沙核心屏障，沙壳、生物结皮发育，土壤为风沙土，孔隙大、渗透性极强，梭梭根系浅、耐污能力差。片区包含苏 1-2 分水站扩建、0.65km 输油管线，管线破损、站场储油设施泄漏是主要风险源。一旦发生原油泄漏，油污快速穿透地表生物结皮渗入沙层，包裹梭梭表层根系，阻断水分养分吸收，短期内造成梭梭大面积枯死；沙质地表无隔水层，油污随风沙、短时汇水远距离扩散，污染连片公益灌丛。若泄漏

高盐采出水，会破坏地表生物结皮，沙化风险同步加剧，公益林防风固沙功能双重受损。本片区公益林生物多样性敏感程度高，油污污染后的风沙土难以彻底修复，受损梭梭群落自然恢复周期较长，永久丧失局部固沙屏障，破坏甘家湖梭梭林整体连通性。若火灾事故波及公益林边缘，明火直接烧毁梭梭植株，伴生油烟尘覆盖大面积公益林地，加剧群落退化。

（3）征沙村片区

片区公益林为古尔班通古特沙漠边缘固定沙地梭梭、白皮沙拐枣公益林，生态极度脆弱，地表仅薄层生物结皮固定沙体，风沙土疏松，无径流阻隔，扩散条件强。片区井场、拉运道路临近沙漠公益林斑块，拉油车辆侧翻、井场储油设施泄漏为典型风险事故。原油泄漏后在风力驱动下沿沙地横向、纵向扩散，污染呈面状覆盖公益林，沙拐枣、羽毛三芒草等沙生植物根系一旦沾附原油会快速衰败；沙地地下水埋藏极深，油污长期滞留沙层，持续毒害植被根系，无法通过淋溶自然降解。片区公益林零散分布于沙丘间，事故污染会割裂公益林斑块连通性，破坏荒漠动物觅食栖息廊道。区域降水稀少，无雨水冲刷稀释污染物，污染土层长期留存，人工修复难度极大，受损公益林难以自然复壮，沙漠活化风险同步上升，防风固沙公益功能长期衰减。

（4）沙窝地片区。

公益林以梭梭、柽柳固定沙地公益林为主，地表沙壳完整，是抑制沙丘活化关键植被。片区井场分散，拉油运输路线穿越公益林间隙，交通事故、井场储油设施破损易引发泄漏。泄漏原油顺着沙垄坡面流动，沿沙垄向下侵入低洼处公益灌丛，低洼地带积水汇集油污，持续浸泡植株根系；大风天气下油污粉尘远距离飘落到周边公益林，大面积覆盖植被冠层。区域土壤全为疏松风沙土，油污渗透深度大，土壤微生物难以降解石油类物质，公益林植被死亡后，地表结皮同步破坏，固定沙地向半流动沙地转化。本片区公益林斑块分散，一旦单处发生大规模泄漏，会形成永久性污染裸斑，破坏沙漠公益林整体景观格局与固沙防护体系，且区域水源匮乏，污染治理、植被修复水资源供给受限，治理周期长。

（5）春风油田片区

片区公益分布于绿洲外围过渡带，为梭梭等耐盐灌丛公益林，土壤灰漠土，表层盐壳发育，土壤黏粒略高于沙漠片区，油污扩散速度相对可控，但土壤本底含盐量高，油污叠加盐分会双重胁迫植被。井场、多功能罐组若发生泄漏，油污

多局限于井场周边公益林，横向扩散距离短；但泄漏采出水、压裂废液高盐分污染物进入公益林地后，会大幅提升土壤含盐量，加重盐渍化，导致琵琶柴等耐盐植被逐步退化。片区公益林南邻绿洲农田，若雨水冲刷污染土壤，污染物可随地表漫流进入农田外围公益林缓冲带，扩大受损范围；火灾烟尘沉降会影响公益林与绿洲过渡带植被生长。该片区公益林恢复难度低于沙漠、戈壁片区，但大面积泄漏仍会破坏绿洲外围防风缓冲屏障，削弱公益林阻滞风沙侵入农田的核心功能。

5.8.5 环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

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

5.8.5.1 井喷事故风险防范措施

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

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

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

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

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定

期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.5.3 井场风险防范措施

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

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

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

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

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

5.8.5.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.8.5.5 与交叉管线风险防范措施

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

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

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

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

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

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

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化

设计；

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

5.8.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入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中。

5.8.5.7 应急联动

本项目位于塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市，涉及春风、阿拉德、排 10 西、征沙村、沙窝地等片区，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

（1）本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

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

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

（4）本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协

调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.8 环境风险应急处置措施

井喷失控事故应急措施

（1）引发火灾、爆炸时：

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；
- ②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；
- ③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；
- ④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）遇险人员应急撤离条件：

- ①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；
- ②空气中甲烷浓度较高，且无法有效控制时；
- ③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；
- ④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1) 伴有甲烷等有害气体逸散时：

- ①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；
- ②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；
- ③对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- ④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；
- ⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- ⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1) 管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油泄漏回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2) 管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗

药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.5.9 风险应急预案

1) 应急预案编制情况

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，备案编号：654200-2023-056-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中，并及时备案。

2) 应急响应

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

3) 应急联动

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

②事故发生后，事故点所属的地方政府在接到本工程应急指挥中心的报告后，要第一时间按照“统一指挥、属地为主、专业处置”的要求，立即成立由所属各相关部门领导参加的现场指挥部，指挥协调公安、交通、消防、环保和医疗急救

等部门应急队伍先期开展警戒、疏散群众、控制现场、救护、抢险等救援行动，控制事态扩大；

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

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

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

⑥确定地方政府各部门到达事故现场最近路线；

⑦确定应急指挥中心配合地方政府、附近企业单位应急指挥中心的人员责任和任务；

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

⑨联系地方气象局，请其协助负责为应急反应工作提供及时气象信息及预报信息；

⑩在进行定期演练时，要配合地方政府应急预案，确定和完成预案中的任务，避免发生重大事故时出现救援冲突和救援遗漏现象；

⑪将各地方政府的突发公共事件总体应急预案纳入培训学习的安排中，并将其列入事故应急演练执行过程中；

⑫将工程应急预案各执行部门与沿线各地方政府应急预案各执行部门的人员名单、联系方式等明确纳入应急预案当中。

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），主要存在于管线及多功能储罐等油气生产设施内。可能发生的风险事故包括管线跑冒滴漏、多功能储罐破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发

的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容见表 5.8-8。

表 5.8-8 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2026 年新春公司（塔城辖区）探井转开发建设工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市，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。			
地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线及多功能储罐内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线、多功能储罐破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。			
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修订突发环境风险应急预案，定期演练。			
结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线、多功能储罐内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线、多功能储罐破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。因此，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；建设单位已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。				
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. 工程占地生态保护措施

严格遵循集约用地原则，优化井场、管线及配套设施布局，在满足生产安全前提下减小用地规模，不新增不必要占地；占地范围设置清晰界桩、围挡，划定作业红线，严禁越界开挖、碾压、损毁周边原生植被，全程控制地表扰动范围。

永久占地保护措施。永久占地均在原钻井井场临时占地范围内，减少对生态环境的二次扰动。井场、值班板、储罐区等永久场地采用防沙、防渗处理，抑制土壤风蚀、盐碱化及油气下渗污染。场地周边因地制宜布设乡土灌草植被、简易沙障，构建生态缓冲带，弱化人工景观突兀感，提升区域防风固沙能力。永久占地周边定期巡查管护，及时修补破损防护设施，防范风沙侵蚀场地及外围生态斑块。

本工程临时占地均在排 10 西区块内，其他片区均为永久占地。临时占地为排 10 西区块内的 650m 管线施工作业带，生态恢复主要以恢复地表生态结皮及部分浅根荒漠植被为主，养护方式以防鼠害、防车辆碾压为主。排 10 西区块内集输管道占地，避让草地、灌木等生态敏感地块。开挖作业实行分层开挖、分层回填，单独存放表层耕作土与原状土，避免土壤结构破坏，为后期植被恢复储备土源。临时堆土、裸露地表全覆盖防尘网，常态化洒水抑尘，防止就地起沙、加剧区域沙化与扬尘污染。施工结束后及时退场并开展生态修复，平整场地、恢复地表形态，参照周边原生群落，补种本地耐旱耐盐浅根物种，恢复地表生态结皮。

6.1.1.2. 施工期植物保护措施

（1）优化施工布局，严控扰动范围。严格按照设计划定永久占地、临时占地及施工作业带边界，设置界桩、围挡及警示标识，严禁越界开挖、碾压、踩踏原生植被。管线路由避让灌木林地、连片草地、植被密集区，从源头减少植被占用与损毁生物量损失。

（2）规范土方作业，保护地表植被与结皮。管沟开挖、场地平整等工序采用分段施工、随挖随填方式，缩小裸露地表范围。施工中严禁大面积铲除地表生物结皮、浅层植被，对于作业带内无法避让的重要物种，优先采取移栽保护；土

方分层开挖、分层堆放，避免土体掩埋周边植株，作业完成后及时回填复原。

（3）管控施工机械与人员活动。统一规划机械行驶路线与人员行走通道，禁止车辆、设备随意绕行、碾压草地和灌木。施工机械在植被区低速行驶，减少轮胎对植被根系的破坏；加强现场人员管理，严禁折枝、挖取野生植物，杜绝人为损毁植被行为。

（4）分区差异化植被防护。公益林区重点保护梭梭等固沙植被，缩小单井作业范围，禁止机械在沙丘及植被密集区穿行；减少对草本及耐盐灌木的碾压，保护草地植被群落；尽量保留地表砾幕与零星荒漠植被，仅在作业点位开展必要开挖。严禁采挖野生肉苁蓉。

（5）强化扬尘防控，减轻植被次生影响。临时堆土、裸露地表全覆盖防尘网，施工场地、运输道路定时洒水抑尘，降低扬尘扩散量，避免粉尘长期附着在植物叶面，影响光合作用与正常生长。大风天气减少室外土方及运输作业，抑制风沙对周边植被的侵蚀。

（6）废弃物合规处置，防范植被污染。施工废渣、废材料、生活垃圾、含油废弃物统一收集、定点存放并及时清运，不随意丢弃在植被区域。施工废水、试压废水循环利用或合规处置，杜绝污水漫流浸染植株、破坏土壤，避免间接造成植被死亡。

（7）公益林专项保护。针对防风固沙公益林，施工活动远离公益林立木，禁止机械、人员随意进入未征地区域。加强野外用火管理，配齐消防器材，严防火灾损毁沙生植被；定期观察施工区周边林地状态，发现植被受损、风沙侵蚀问题及时处置。

6.1.1.3. 施工期野生动物生态保护措施

（1）划定作业边界，保护野生动物生境。严格依照用地红线及施工作业范围开展施工，设置围挡、界桩与警示标志，严禁擅自扩大作业区域、闯入植被密集区与动物主要栖息、觅食区域。优先避让野生动物活动通道、隐蔽点位，不破坏其原有栖息环境，减少生境压缩与碎片化影响。

（2）优化施工时段，降低噪声惊扰。合理安排施工工序，尽量避开晨昏、夜间等野生动物活跃时段开展高噪声作业；高噪声机械、车辆集中管控，减少夜间施工频次。降低机械运转、车辆行驶产生的噪声、振动对鸟类、啮齿类、爬行类动物的干扰，避免动物长期逃逸、迁徙。

（3）规范交通与机械通行。统一规划施工便道与机械行驶路线，禁止车辆、机械随意在野外荒漠、草地穿行。车辆限速行驶，减少突发声响与气流惊扰；运输车队集中编队通行，缩短通行时长，降低对沿线野生动物的持续干扰。

（4）加强现场人员管理与宣教。对施工人员开展野生动物保护宣传教育，明确保护要求，严禁捕猎、捕捉、惊扰野生动物，禁止捡拾鸟蛋、破坏巢穴。安排专人现场巡查，及时制止伤害野生动物的违规行为。

（5）保障动物通行路径畅通。管线开挖、场地施工尽量分段、分区实施，避免长距离连续阻断动物活动路线。施工间隙及时恢复临时通行条件，保障小型动物正常觅食、移动，防止施工区域形成阻隔带。

（6）严控施工废弃物与环境污染。施工废渣、生活垃圾、含油废物分类收集、密闭存放并及时清运，不随意堆放。施工废水、试压废水循环利用或规范处置，避免污染物漫流污染动物饮用水源与栖息环境，间接威胁野生动物生存。

（7）落实防火管控，防范生态风险。野外施工现场落实防火制度，严禁违规用火、乱丢火种，配齐消防器材并定期检查。严防森林、荒漠火灾烧毁植被，破坏野生动物栖息生境，从源头规避火灾带来的动物伤亡风险。

（8）建立应急救助机制。施工期间安排专职巡查人员，若发现受伤、被困野生动物，第一时间妥善进行临时管护，并及时联系当地林草、野生动物保护主管部门，由专业人员开展救助与放生工作。

（9）施工后期逐步恢复生境。单项施工结束后及时清理场地、平整地表、恢复植被，逐步修复受扰动生境，为外迁野生动物回归创造条件，助力区域野生动物生境恢复。

6.1.1.4. 公益林生态保护措施

（1）严格用地审批

工程占用公益林前，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。建设项目使用公益林必须遵循“先批后用、占补平衡”的原则，“占补平衡”主要以林地补偿费、林木补偿费、森林植被恢复费等形式向林草部门缴纳，林草部门定期开展林地抚育工作，保证区域公益林的生态功能不降低。具体的补偿面积、地点、物种、管护年限、投资估算等以相关林可研文件为准，并由林草部门统筹安排。以界桩、硬质围挡明确工程区与公益林的分界线，所有施工机械、人员、运输车辆严禁越界进入征

地外公益林范围。不在公益林边缘开展大规模土方开挖、堆土作业，避免扰动公益林地表结皮与浅根系植被。

（2）强化扬尘治理，减轻植被影响。施工场地、临时堆土铺设防尘网，常态化洒水抑尘。大风天气暂停土方开挖等易起尘作业，减少扬尘向公益林扩散，避免粉尘附着于灌木枝叶，阻碍植被光合作用与正常生长。

（3）规范作业行为，降低人为扰动。统一规划施工车辆及人员行进路线，禁止车辆碾压公益林边缘植被与地表结皮。对施工人员开展公益林保护专项培训，严禁折伐林木、采摘野生植物、踩踏林下植被等行为，减少人为活动对林内野生动物的惊扰。

（4）严防各类污染，保护林地环境。施工废水实行循环利用，施工废渣、生活垃圾、含油废弃物分类收集、密闭存放并及时外运处置，不得在公益林周边随意堆放、抛撒。杜绝污水、油品、固废漫流进入公益林，防止土壤和植被受到污染。

（5）落实防火措施，规避林火风险。公益林区落实野外防火管理制度，施工现场、物料堆场、车辆设备周边严禁违规用火、丢弃火种。按规范配备足量消防器材与灭火物资，安排专人定期巡查，一旦发现火情隐患立即处置，严防火灾损毁公益林植被。

（6）防控风沙侵蚀，稳固林地生境。施工扰动区域及时采取砾石、沙障等固沙措施，快速恢复地表防护层，避免施工区形成新沙源，防止风沙逐步侵蚀公益林，遏制沙丘活化、林地退化问题。

（7）建立巡查机制，动态监管防护。安排专人对公益林及周边施工区域开展巡查，排查植被受损、扬尘扩散、火灾隐患、人为入侵等问题，发现异常及时整改并上报当地林草主管部门。

（8）施工后生态修复与管护。施工结束后立即清理公益林周边施工遗留物，平整扰动地表。对受影响的林地植被进行抚育管护，结合乡土沙生植物开展补植修复，逐步恢复公益林原有植被覆盖与防风固沙功能。

6.1.1.5. 永久基本农田生态保护措施

本工程中排 10 西区块内的苏 1-斜 31 井东距永久基本农田约 210m、春风油田内的排 6-平 1 南距永久基本农田约 1.7km、征沙村片区内的征深 102 侧井西南距永久基本农田约 280m。施工活动需严格避让基本农田，针对扬尘、水土流失、

人为扰动、污染等潜在影响，制定专项保护措施，严守永久基本农田保护红线，保障农田生态与生产功能不受破坏。

（1）严格空间避让，划定防护范围。施工场地、管线作业带等全部避开永久基本农田，严禁占用、开挖永久基本农田地块。在农田与施工区域之间设置硬质围挡及警示标识，明确隔离范围，禁止施工机械、人员、车辆擅自进入农田区域。

（2）全面抑尘减扰，保护农作物。施工裸露土体、物料堆场全覆盖防尘网，场内及运输道路定期洒水降尘。大风时段停止土方开挖、物料转运等易起尘作业，减少扬尘飘落至农田叶面，避免影响作物光合作用与正常生长。

（3）防控水土流失与地表扰动。管线开挖等土方作业采用分段施工、随挖随填模式，作业完成后及时平整地表、砾石压盖，防止松散土体被风蚀、水蚀后泥沙汇入农田。严禁施工车辆碾压田埂、田间道路，保护农田原有地形与耕作层。

（4）规范施工废弃物处置。施工废水、试压废水循环利用，施工废渣、生活垃圾、废弃材料统一收集并及时外运，不在农田周边堆放、倾倒，杜绝废弃物随径流进入农田，污染耕地与作物。

（5）管控人员与机械活动。对施工人员开展永久基本农田保护宣教，禁止采摘农作物、损毁田间植被及田埂防护林。统一规划车辆行驶路线，限定行驶区域，杜绝车辆斜穿农田、碾压耕地。

（6）加强日常巡查监管。安排专人定期巡查，排查扬尘、泥沙、污染物影响及田埂破损等问题，发现隐患立即整改。

（7）施工后恢复整理。临近农田的施工区域完工后，及时清理各类施工遗留物，平整地表、恢复原有地貌，保障农田周边耕作条件不受长期影响。

6.1.1.6. 水土保持措施

本工程各片区所在县域均为自治区级天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，区域以风力侵蚀为主，叠加局部水力侵蚀，水土流失敏感性高。结合各片区地形、土壤、植被及施工扰动特点，分区布设工程、植物、临时相结合的水土保持措施，全面防控施工引发的水土流失。

（1）施工管控与占地管控

严格划定施工红线，严控井场、站场、输油管线作业带范围，管线临时用地严格按照 8m 宽度施工，杜绝超范围开挖、碾压地表。优化施工时序，避开大

风、强对流天气作业，减少风蚀与短时水力侵蚀风险。施工前对作业区周边原有植被、地表结皮、砾幕进行围挡保护，设置彩条旗、防护网等警示隔离设施，严禁施工人员、机械随意进入防护区域。

（2）土石方与临时堆土防护

工程坚持挖填平衡、就地利用原则，管沟及场地开挖土方优先用于回填，减少土方转运。临时堆土选择地势平缓、不易受径流冲刷的区域集中堆放，堆土外围设置编织袋装土拦挡，堆体表面全覆盖防尘网，定时洒水保湿抑尘，防止风力吹扬和坡面径流冲刷。管沟开挖采用分层开挖、分层回填方式，保留表层土单独堆放，为后期植被恢复提供土源。

（3）施工道路防护

利用原有道路作为主要施工通道，提高路面抗冲刷、抗风蚀能力；每日对道路洒水降尘，车辆限速行驶，减少扬尘与路面扰动。

（4）施工废水管控

施工期生活污水、管道试压废水分类收集，试压废水循环使用，施工废水拉运至指定点位处置，严禁随意漫流，避免地表积水引发水力侵蚀和土壤盐渍化。

（5）分片区专项水土保持措施

1）阿拉德油田片区

本片区土壤为灰棕漠土，地表分布盐壳、砾幕，以风力侵蚀为主。除通用措施外，重点保护戈壁砾幕与荒漠结皮，施工机械行驶路线固定，禁止碾压周边砾石层。针对风蚀风险，加密洒水频次，临时堆土增加拦挡高度。施工结束后及时平整场地、夯实表层土体，保留原有砾石覆盖层，依托本土植被自然恢复，强化固土防风效果。

2）排 10 西区块

片区分布风沙土、盐土，存在固定/半固定沙地，风力侵蚀突出，同时兼具土壤盐渍化问题，包含苏 1-2 分水站扩建及 0.65km 输油管线工程。管线作业带作为线状扰动区，对开挖后裸露沙体立即覆盖防尘网，缩短沙土裸露时间。站场扩建区域做好分区防渗措施，防止积水下渗加剧盐渍化。施工结束后对作业带平整压实，补植梭梭、怪柳等乡土固沙植被，人工辅助恢复地表生物结皮。

3）征沙村、沙窝地片区

两区均为固定沙地，风沙土质地疏松，是水土流失与土地沙化高敏感区域，

地表沙壳、生物结皮为核心固土结构。施工全过程最大程度缩小扰动范围，管线、井场开挖后做到随挖、随填、随压实，沙土裸露时间控制至最短。禁止在沙丘迎风侧大规模作业，临时设施避开沙丘流动带。施工完毕后，对扰动区域全面固沙，结合乡土沙生植物（梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草）进行植被恢复，修复受损生物结皮，稳固沙质地表。

4) 春风油田片区

片区以灰漠土为主，土壤盐渍化明显，风力与轻度水力侵蚀并存。施工重点防控地表积水引发的次生盐渍化，临时堆土远离盐碱化严重区域，避免土壤进一步盐渍化。施工结束后平整场地，选用耐盐灌草进行植被恢复，改良表层土壤结构，提升土壤抗侵蚀能力。

6.1.1.7. 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）、《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），在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日起实施）的要求，在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。工程区域地处准噶尔盆地荒漠、戈壁、草原过渡地带，整体气候干旱、多大风，土壤抗风蚀能力弱，土地沙化问题明显。各片区生态系统类型、土地利用现状、沙化程度、地表物质组成及植被特征差异显著。结合不同片区沙化土地类型、生态脆弱程度，针对性布设工程固沙、植被固沙、临时防护、管控管理相结合的综合防沙治沙体系，分区落实差异化措施，从源头遏制施工扰动引发就地起沙、沙丘活化、沙化蔓延等问题。

具体措施有：

一、防沙治沙内容及措施：

（1）采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；
- ②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林

沙发〔2013〕136号）；

③《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）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

（3）总体防控原则

全域严格遵循“最小扰动、即时防护、分区施策、先控沙后修复”原则。所有施工作业严格限定在用地红线内，严禁随意破坏地表生物结皮、砾幕、固沙植被等天然防风屏障；裸露地表做到“开挖即防护、作业即抑尘、完工即修复”，根据各片区沙化敏感性、土地利用类型、植被特征匹配对应防沙治沙措施，阻断人为扰动形成新沙源，防止沙化范围向外扩张。

（4）阿拉德油田防沙治沙措施

本片区土地利用以天然牧草地为主，沙化土地类型为风蚀残丘、戈壁，土壤为灰棕漠土，土质粗疏、砾石含量高，地表发育盐壳与砾幕，植被以梭梭、高枝假木贼、驼绒藜等荒漠灌木为主，植被分布零散、覆盖度偏低。该区域沙化特点以就地风蚀、砾石表层剥离为主，无大规模流动沙丘，盐壳、砾幕是抵御风蚀的核心屏障，一旦遭到破坏，戈壁表层细颗粒土体易被风力吹扬，逐步演变为沙化土地。针对片区特征，重点保护地表盐壳与砾幕，施工中机械行驶路线固定在硬化路面或原有压实地面，严禁在戈壁裸地行驶碾压；对于施工扰动的局部砾幕区域，施工结束后人工回填砾石，还原原有砾石覆盖层，修复表层防风结构，抑制就地起沙。

（5）排10西区块防沙治沙措施

本片区为荒漠与沙地过渡带，土地利用类型多样，包含天然牧草地、其他草地、沙地，沙化土地以固定、半固定沙地及有明显沙化趋势土地为主，土壤为风沙土与盐土交错分布，地表广泛发育沙壳、生物结皮，植被以梭梭、怪柳、琵琶柳等耐旱植物为主。

芨等灌丛为主体，是区域防风固沙、维系生物多样性的核心区域。片区兼具风蚀、土壤盐渍化双重危害，苏 1-2 分水站扩建永久占地、0.65km 输油管线临时作业会大面积破坏生物结皮与灌丛植被，固定沙地易向半固定、流动沙地转化，沙化扩张风险突出，同时土壤盐分易随风沙迁移，加剧周边土地盐渍化。

施工期管线临时作业带实行分段施工、分段修复，开挖后的裸露沙土立即使用防尘网苫盖，可有效降低地表风速、固定松散沙体，阻止沙丘活化；站场永久占地外围构建立体防风体系，阻断风沙向站场及周边草地蔓延。人工修复受损生物结皮，对施工破坏的沙壳、生物结皮区域采用喷洒、补水，兼顾节水与结皮发育需求。协同防控沙化与盐渍化，站场、管线沿线防止积水积盐；选择耐盐固沙植物开展植被恢复，严禁使用高盐灌溉水，避免盐分表聚；重点观察半固定沙地活化情况，发现隐患第一时间处置。

（6）征沙村片区、沙窝地片区防沙治沙措施

两个片区同属沙漠生态系统，土地利用以灌木林地、沙地为主，沙化土地均为固定沙地，土壤为风沙土，土质极度疏松、抗干扰能力极差，地表沙壳、生物结皮发育完好，植被以梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草等典型沙生植物为主，植被稀疏、生长缓慢，生态系统极度脆弱。该区域是古尔班通古特沙漠西南边缘重要固沙区，地表结皮与沙生植被是固定沙丘的核心，人为扰动后不仅易引发沙丘活化、流沙蔓延，且植被与结皮自然恢复周期极长，防沙治沙核心目标为守住固定沙地、防止流沙扩张。

①严格限制扰动范围，守护核心固沙体系

井场等设施选址均在已有钻井井场内，施工过程中禁止在外围沙丘主体、公益林范围内开展土方开挖、机械碾压。严禁剥离、踩踏地表生物结皮，所有人员、机械活动限定在用地红线内，杜绝人为破坏天然固沙屏障。

②沙障工程固沙

施工裸露沙地优先采用防尘网苫盖或砾石压盖，固定松散沙体，削弱近地面风速，从根本上遏制沙丘活化。防尘网布设紧跟施工进度，及时固沙。临近公益林的施工区域，加密防尘网，阻挡施工区流沙向公益林蔓延。

③扬尘与风沙流防控

片区沙质地极易起沙，除覆盖防尘网外，严格控制土方作业时长，大风天气全面停止开挖、运输等作业。运输车辆车厢密闭，车身、车轮提前清理浮沙，

避免沿途撒沙形成线状沙源。在施工区与外围原生沙漠植被、公益林之间设置防风围挡，阻断风沙流传播路径，保护周边沙生植被。

④植被专项保护与修复

施工中对梭梭等重点固沙植被进行保护，避免机械碰撞、人为损毁。施工结束后进行植被自然恢复。不得引进外来物种，依靠乡土植物提升沙丘稳定性。

⑤公益林联动防沙

结合公益林保护要求，不在公益林周边设置大型临时堆土场。定期巡查公益林边缘风沙侵蚀情况，若发现流沙逼近林地，及时增补沙障，守护公益林与沙漠生态系统的防风固沙功能。

（7）春风油田防沙治沙措施

本片区地处荒漠与绿洲过渡带，土地利用为灌木林地、盐碱地，沙化土地以固定沙地为主，土壤为灰漠，表层盐分聚集明显，地表兼具沙壳与盐壳双重结构，植被为梭梭、怪柳、驼绒藜等耐盐灌丛，区域沙化与土壤盐渍化交织，属于复合型沙化区域。风沙活动易带动盐分迁移，而土壤盐渍化又会抑制植被生长，进一步降低地表固沙能力，形成“沙化-盐渍化”恶性循环，防沙治沙需兼顾防风固沙与盐碱改良。

施工区对施工扰动区域平整土地，表层覆盖细砾，减少风力侵蚀与盐分表聚；植被恢复优选耐盐沙生物种，严禁引入外来物种，对扰动的灌丛进行补植，改善群落结构；运营期车辆、人员活动严格限定范围，定期清理设施及植被表面积尘、盐霜，避免粉尘与盐分混合形成新侵蚀物。

（8）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

二、方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中建设单位为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保障措施

①邀请各级林草部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②工程区域自然条件水资源短缺，在项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用率，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由建设单位自行筹措，用于管线施工土方回填、施工结束后植被恢复和撒播区域常见植物草籽等其他防沙治沙措施，已在总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计项目区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

防沙治沙措施需要有从临时控制到长期稳定的递进式治理思路。在施工期及施工结束后在井场、站场周边、管线沿线等关键风蚀地段做好防沙治沙措施，将治理阶段与责任主体（施工期建设单位、运营期油田管护队伍）相结合，并建议与当地治沙站协作，利用现有管护力量和区域经验，确保措施的可操作性和可持续性，措施可行。

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，建设单位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针对已经发生的影响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) 人员与车辆活动管控

严格划定井场巡检、拉油路线，所有作业人员、运输车辆、机械设备仅限在固定区域、固定路线内活动，严禁偏离路线驶入周边草地、沙漠、戈壁及公益林、基本农田范围，禁止随意碾压地表、损毁植被。

规范人员作业行为，开展常态化生态保护宣教，严禁捕猎野生动物、采摘野生植物、乱挖药材、违规用火等行为。

罐车、巡检车辆全程限速行驶，减少行车气流扰动与噪声干扰，降低扬尘产生量及对沿线野生动物的惊扰。

2) 扬尘综合防控

对拉油道路、井场出入口定期洒水抑尘，路面出现浮沙、浮土及时清理，从源头减少运输扬尘。井场周边、道路两侧设置简易挡沙，阻挡扬尘向外扩散，减轻粉尘对周边植被的附着影响。

3) 噪声与灯光管控

优先选用低噪声生产设备，对高噪设备加装减振、隔声装置，降低稳态噪声影响；合理安排罐车拉运、设备检修时间，尽量避开晨昏、夜间野生动物活跃时段。优化井场、值班板房、天然气终端照明系统，采用低照度、定向防眩光灯具，关闭非必要夜间常明灯，避免强光泛射，减少光污染对夜行性动物的干扰。火炬区域合理布设照明，严控灯光照射范围。

4) 废气与伴生气管理

优先保障伴生气外输外销工况，最大限度减少火炬放空燃烧；定期检修伴生气集输管线、分离设备、火炬系统，保证装置工况稳定、燃烧充分，降低烟气及无组织烃类排放。建立设备定期巡检制度，及时排查管线、储罐、阀门的泄漏隐患，减少油气无组织挥发。

5) 定期对井场开展巡查，建立生态管护台账，记录巡查情况、问题及整改结果，发现植被枯萎、沙源增多等问题及时处置。

(3) 生态修复方案

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）相关要求，坚持生态优先、自然恢复为主、人工辅助修复为辅的原则，结合各区域生态本底、土地利用类型及扰动现状，分区域制定常态化生态修复与管护方案，保障区域生态功能稳定。

本工程永久占地面积 14.9527hm²，施工结束初期，对井场、站场永久占地

范围内的地表进行砾石压盖，以减少侵蚀量。临时用地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时用地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后恢复周边生态环境。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

综上，本工程运营期采取的生态环境保护措施是可行的。

6.1.3. 退役期生态环境保护措施

随着区块开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，地面油气生产设施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。

严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理站场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置并做好记录工作。

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。在退役期施工过程中，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，不得破坏保护动物的生境。

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：结合建设井场设备、管道等布局，结合污染物特征及环境特点，实行重点防渗、一般防渗和简单防渗等有区别的防渗原则；

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

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

6.2.1. 施工期地下水污染防治措施

（1）采取节水措施，提高水的重复利用率。

（2）污染物防控措施

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

②对管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减少管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

③标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

④施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程中做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；在运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第

三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

⑤严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑥井应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

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

6.2.2. 运营期地下水污染防治措施

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采出水依托油田已建采出水处理系统处理，经处理后回用，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、分水点设施、罐体、管线、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对各类管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④各类生产井运营期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜

层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），注水期间，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测。回注井应进行井筒完整性检测，确保井筒质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）等标准要求，固井质量完好，不窜层。若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.2.2. 分区防治措施

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

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

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

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

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
----	-----------

强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制难 易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性 有机污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性 有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，正常生产过程中及井下作业期间产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、氨氮等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”，故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、分水点、罐区设施 底部	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能

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

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

为保证地下水监测工作高效有序运行，必须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.4. 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可

能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3. 退役期水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油气设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止油污进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3. 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1. 施工期地表水环境保护措施

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

（1）试压废水

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

（2）生活污水

根据建设单位资料，施工期生活污水排入环保厕所，拉运至县城污水处理厂进行处理，不外排。

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

6.3.2. 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出水、井下作业废水依托附近联合站（处理站）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. 运营期土壤污染防治措施

（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

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

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，在发生事故泄漏时对井场、管线泄漏点可能影响区域跟踪监测。

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

6.4.3. 退役期土壤污染防治措施

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

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5. 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1. 施工期废气污染防治措施

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

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

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

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

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

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

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

（7）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

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

禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

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

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

6.5.2. 运营期废气污染防治措施

（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。

（2）在油气生产过程中，为减轻烃类的损失，拉油生产过程中采用密闭装车撬，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气拉运过程中烃类及油的排放量。定期对储油罐等设施进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

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

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

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

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

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3. 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.6. 声环境保护措施可行性论证

6.6.1. 施工期声环境保护措施

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

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

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

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.6.2. 运营期噪声污染防治措施

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

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

综上，本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3. 退役期噪声污染防治措施

加强车辆管理，合理规划路线，禁止车辆随意鸣笛。

6.7. 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施

- （1）井场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填，无弃方；
- （2）施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；
- （3）生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由克拉玛依前山石油工程服务有限公司清运处置。

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

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施

（1）危险废物收集、贮存及运输措施可行性分析

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

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

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

（2）危险废物处置措施可行性分析

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

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

（3）环境管理重点要求

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

表6.7-1 运营期固体废物环境管理重点要求

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

因此，本工程危险废物处置措施可行。

6.7.3. 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送周边建筑垃圾填埋场填埋处理。

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

(3) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920号）核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及排放强度，提出温室气体减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1. 温室气体排放分析

7.1.1. 温室气体产排节点分析

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

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG工艺}} + E_{\text{GHG逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点见下表：

表 7.1-1 温室气体产排节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	加热炉燃烧伴生气	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	伴生气燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	无组织
3	CH ₄ 逃逸排放量	油气开采业务	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2. 温室气体排放量核算

拟建工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

① 计算公式

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的

化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。
计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

② 排放因子数据

本次评价燃料燃烧 CO_2 排放因子数据均参考《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》附录二：表 2.1 常见化石燃料特性参数缺省值，具体详见表 7.1-2。

表 7.1-2 燃料燃烧 CO_2 排放因子数据一览表

燃料品种		低位发热量	热值单位	单位热值含碳量（t 碳/GJ）	燃料碳氧化率
气体燃料	天然气	389.31	GJ/万 m^3	15.3×10^{-3}	99%

③ 计算结果

根据燃料燃烧 CO_2 排放计算公式，本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算井口加热炉，年运行时间 7920h，根据核算年天然气消耗量为 38.016 万 m^3 。查阅《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）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31 GJ/万 m^3 。

根据上述公式核算，本项目井场加热炉燃烧天然气燃烧 CO_2 排放量 821.98t。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为 4 口

井场伴生气的火炬燃烧碳排放量)。另外,考虑到石油天然气生产企业火炬气CH₄含量较高且火炬气燃烧不充分,因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑CO₂及CH₄排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式:

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中:

$E_{GHG_火炬}$ -火炬一火炬燃烧产生的CO₂排放量,单位为吨CO₂;

$E_{CO_2_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的CO₂排放,单位为吨CO₂;

$E_{CO_2_事故火炬}$ -由于事故火炬产生的CO₂排放,单位为吨CO₂;

$E_{CH_4_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的CH₄排放,单位为吨CH₄;

$E_{CH_4_事故火炬}$ -事故火炬产生的CH₄排放,单位为吨CH₄;

GWP_{CH_4} -CH₄相比CO₂的全球变暖潜势值。根据IPCC第二次评估报告,100年时间尺度内1吨CH₄相当于21吨CO₂的增温能力,因此 GWP_{CH_4} 等于21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中:

i -火炬系统序号;

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量,单位为万Nm³;

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除CO₂外其他含碳化合物的总含碳量,单位为吨碳/万Nm³;

OF -第 i 号火炬系统的碳氧化率,如无实测数据可采用缺省值0.98;

V_{CO_2} -火炬气中CO₂的体积浓度,取值范围为0~1;

V_{CH_4} -为火炬气中CH₄的体积浓度;

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CH_4\text{事故火炬}} = \sum_j [GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_j$$

式中：

J—事故次数；

GF事故，j—报告期内第j次事故状态时的火炬气流速度，单位为万Nm³/小时；

T事故，j—报告期内第j次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非CO₂）j—第j次事故火炬气中除CO₂外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万Nm³；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

V（CO₂）j—第j次事故火炬气中CO₂的体积浓度；

VCH₄-事故火炬气中CH₄的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表 7.1-6。

表7.1-6 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速（万 Nm ³ /h）	持续时 间（h）	火炬气中除CO ₂ 外其他 含碳化合物的总含碳量 （吨碳/万Nm ³ ）	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中 CO ₂ 的体 积浓度	火炬气中CH ₄ 的体积浓度
1	4口井 场	正常 工况	0.026	7920	7.01	0.98	0.0073（按可 研伴生气中 参数给出）	0.7276（按可 研伴生气中 参数给出）

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为5216.58tCO₂。

（2）CH₄逃逸排放

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

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

式中，

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，拟建工程涉及 26 口采油井；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ 。

根据以上计算公式，本工程共 26 座采油井，其中各井场设置多功能罐储油，实施后油气开采业务 CH_4 逃逸排放引起的 CH_4 排放量核算结果为 15.86t CH_4 。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此本工程油气开采业务 CH_4 逃逸排放引起的 CH_4 排放量约合 333.06 t CO_2 。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ 为企业净投入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净投入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ 为企业净投入的热力消费量，单位为GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为38200MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子0.6671吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

量为25483.22t。

7.1.3. 温室气体排放量核算汇总

根据拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点核算温室气体排放总量详见下表：

表 7.1-2 温室气体产排节点汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨CO ₂ ）
拟建工程	燃料燃烧CO ₂ 排放	821.98
	火炬燃烧排放	5216.58
	CH ₄ 逃逸排放	333.06
	净购入电力、热力隐含的CO ₂ 排放	25483.22
	合计	31854.84

综上，拟建工程实施后温室气体排放总量为 31854.84tCO₂。

7.2. 减污降碳措施

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

7.2.1. 工艺技术减污降碳措施

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

7.2.2. 电气设施减污降碳措施

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

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

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

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

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

7.2.3. 减污降碳管理措施

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

7.3. 温室气体排放评价结论

7.3.1. 碳排放评价结论

本工程实施后，温室气体总排放量为 31854.84 tCO₂。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2. 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8. 环境经济效益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程总投资为 11315.52 万元。工程内部收益率为 15.22%（税后），工程税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

8.1. 环境效益分析

该工程在施工期间将对区域环境造成一定破坏，导致不同程度的经济损失。运营期产生的主要污染物为无组织烃类气体、油藏采出水、含油危废等，都可能对土壤、水体和环境空气造成污染，同时还存在一定环境风险。

为了贯彻执行新疆维吾尔自治区关于石油天然气开发的有关规定，本工程在清洁生产工艺和污染防治方面采取了一定的措施，为减少不利的生态影响及环境污染，防止可能发生的自然风险和工程事故所造成的环境污染，该项目采取了相应的生态环境保护措施和环境管理监控措施。根据环保措施和环境管理要求，环保投资估算见下表：

表 8.1-1 建设项目施工期及运营期主要环保措施投资估算

施工期				
阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	生态恢复与水土保持	加强对占地区域表层土保护，采用先收集--临时存放--施工结束后再覆盖--洒水的方式。完工后迹地清理并平整压实、临时用地释放后植被和土壤的恢复	50
		防沙治沙	因地制宜，按不同区块实施对应的防沙治沙措施	55
	废气	场站和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	3
	废水	施工期生活	生活污水排入可移动环保厕所	3

		污水处理		
	固废	危险废物	分类收集后交由有资质的单位进行处置	10
		焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至就近固废填埋场处置	2
	风险防控	防治井场突发风险事故	井口安装防喷器	25
	合计			153
运营期				
阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资（万元）
运营期	废气	无组织挥发	密闭装车撬等	计入工程
	固废	危险废物	委托有资质单位妥善处置	20
	风险防控	井场设置灭火器、声光报警器		2
		井场等分区防渗		10
	环境管理	环保“三同时”		5
		HSE 应急预案+环保培训，演练		5
	合计			42
退役期				
退役期	固体废物	井场设备及地面管线拆除废物	首先考虑回收利用，不可回收利用的，分类收集后交由有资质的单位进行处置	5
	管线冲洗废水	含油废水	由克拉玛依前山石油工程服务有限公司或有资质的单位进行拉运、处置，不外排	5
	生态恢复	占地扰动范围	完工后迹地清理并平整压实、施工临时用地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	15
合计				25
总计				220

根据上表环保投资的估算，本工程总投资 11315.52 万元，其中环保投资费用估算为 220 万元，占项目总投资的 1.94%。

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。对于塔城地区来讲，石油的开发及其相关产业的建设是整个经济和社会发展的支柱产业，同时可带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地的经济发

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

8.3. 综合效益分析

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

（1）在施工期同时采取防风固沙工程措施，有助于植被的生长和水土保持，对防止沙丘活化具有较好的生态效益，生态经济的无价性可以说明生态保护的一次性投资获得的环境经济效益是显而易见的。

（2）大气污染防治措施在减少环境污染方面具有一定的环境和经济效益，同时预防突发性污染事故的措施也具有重要的环境经济意义。

本工程的环保措施投资实施后，其环境经济效益主要体现在以下两个方面：

（1）减少工程对环境污染和破坏所造成的经济损失和降低环境污染风险的损失。根据该油田区地下水环境保护目标，特征污染物石油类等指标须保持现有水平，因此，一旦地下水受到污染，则用于废水处理设施的环保投资与因污染或破坏的环境资源损失所投入的治理费用是远远不能相比的。从这一点说明，该工程投入的环保投资在防范污染风险效益方面具有很大的意义。

（2）工程区不占用农田，本工程实施生态保护措施可减少植被资源破坏造成的经济损失，工程一次性投资所获得的环境效益是明显的。

8.4. 环境经济损益分析结论

针对本工程所处生态环境的敏感性，工程建设势必对环境造成一定的扰动，如果不采取任何防范措施，有可能加剧工程区荒漠化程度、使局部地段荒漠化，水土流失加剧。鉴于此，环评建议除采取上述环保措施以外，建设单位应加强对施工队伍环境保护的宣传教育，特别要注意对野生动植物的保护。在施工作业带以外，严禁随意砍伐，破坏树木和植被，禁止捕杀野生动物。对由于工程建设造成植被损失的，严格按照“占一补一”的原则进行补偿，另外在施工过程中，对产生扬尘较大区域及时洒水降尘，降低扬尘对环境影响。

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）负责油气生产的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。
- （4）编制各种突发事故的应急计划。
- （5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。
- （6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。
- （7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4. 退役期的环境管理任务

工程退役期，进行场地恢复，协同有关部门进行生态恢复工作。

9.1.5. 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少环境事故的发生，确保工程安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安措施显得尤为重要。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，新一轮后评价正在开展。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。

9.1.7. 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：塔城地区乌苏市、沙湾市、和丰县

主要产品及规模：2026 年新春公司（塔城辖区）探井转开发建设工程位于塔城地区和丰县、沙湾市、乌苏市境内。项目建设性质为新建。项目建设内容主要包括：①主体工程：部署井场 29 座、2 座分水站，其中采油井 26 座、注水井 3 座，配套设置撬装多功能罐、放空火炬、油气分离器、立式分离器、火炬分液罐等，设置燃气加热炉 2 座；配套集油管线 0.65 千米；项目预计产油规模 3.072 万吨/年、采出液处理规模 700 立方米/天、采出水处理规模 500 立方米/天；②公辅工程：包括供配电、自控、通信、防腐、供热等工程；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 11315.52 万元，其中环保投资 220 万元，约占总投资的 1.94%。

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 3.3-12 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 3.3-12 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“3.5.2”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. 油气生产设施建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对油气生产设施施工的环境管理工作，监督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

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

9.4. 运营期环境管理及监测

9.4.1. 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见下表：

表 9.4-1 建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环境治理方案的落实情况等	建设单位	塔城地区生态环境局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各类废水的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，须满足《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中相关环境管理要求，防止造成环境污染。 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测。 ④组织危险废物监测	建设单位	
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	

（1）日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

在生产过程中，采出水依托春风联合站、苏 1-21 集中处理点、准中 1 号油

水处理站、哈 20 分水站等站场处理达到《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回注油层，不外排。

废气污染源的控制是重点加强原油拉运过程中无组织排放源及火炬源的管理，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，有专人负责协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各

类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

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

9.4.2. 运营期环境监测计划

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

表 9.4-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC	采油平台厂界外	1 次/年	GB16297-1996	竣工验收后
地下水环境	水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等	项目区周边	2 次/年	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	
		上游			
		下游			
土壤环境	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	井场、站场、集输管线沿线、公益林区等代表性区域	1 次/年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	
生态环境	生态恢复情况	项目区及管线周围	1 次/年	生态恢复（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、公益林）及水土保持措施落实情况	
注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C ₆ -C ₉ ）和石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C ₆ -C ₉ ）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划					

中地下水环境监测可先不开展石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C₆-C₉）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C₆-C₉）和石油烃（C₁₀-C₄₀）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。春风油田可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本工程监测计划要求。

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；环境影响报告及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

② 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书的建设项目竣工后，新春公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。新春公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

新春公司对项目进行自主验收，新春公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，新春公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，新春公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。具体内容见下表：

表 9.6-1“三同时”验收一览表

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--
	机械废气	机械定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行	--	--
废水	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘		--
	施工生活污水	施工依托前线驻地或周边区域民房，生活污水依托民房现有排水设施	不外排	--
固体废物	焊接及吹扫废渣、设备废弃包装	首先考虑回收利用，不能回收利用的分类收集后送至周边垃圾填埋场处置	可妥善处置	--
	含油危险废物	委托有资质的单位处置	可妥善处置	--
噪声	机械、运输车辆等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	不得发生扰民现象	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
生态	生态恢复	办理公益林等的征占用手续；严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时用地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时用地恢复到之前状态	落实生态恢复措施
运营期				
废气	无组织排放 NMHC	加强密闭管道、阀门的检修和维护	厂界 NMHC $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
				企业边界污染物控制要求
废水	采出水	依托春风联合站、苏 1-21 集中处理点、准中 1 号油水处理站、哈 20 分水站等站场处理达到《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回注油层，不外排；	不外排	--
	修井、洗井等井下废水		不外排	--
固体废物	落地油	交由有资质单位进行收运处置	妥善处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》
	沾油废防渗材料			
	废润滑油	收集后委托有危废处置资质单位接收处置		
	原油处理危废	进行堵水调剖或委托有危险废物处理资质单位进行处理		
环境风险	防范环境风险	井场设置灭火器、声光报警器；井场分区防渗。	有效应对和排除各种突发事故的不利影响	--
环境监测	废气、土壤、地下水、生态	按照检测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	--
生态	生态恢复	按“占一补一”原则缴纳林地补偿费，用于公益林异地造林或养护；定期开展法兰、阀门密封性检测，预防“跑冒滴漏”	生态功能不降低	—
退役期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘	--	--
固废	建筑垃圾	委托周边固废填埋场合规处置	妥善处置	--
	废气管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	--
生态	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	--

9.7. 污染物排放的管理要求

工程污染物排放清单及管理要求见下表：

表 9.7-1 本工程污染物排放清单

项目	序号	污染源	污染物	产生量t/a	主要处理措施及排放去向	排放量t/a
----	----	-----	-----	--------	-------------	--------

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、站场	无组织 NMHC	5.2493	使用合格阀门、法兰，排放去向为大气	5.2493
	G2	装卸油料	无组织 NMHC	9.29	使用撬装多功能罐储油，装车环节采用密闭鹤管浸没式装车	9.29
	G3	放空火炬	SO ₂	0.037	火炬高15m，放空火炬为撬装设备，自带燃料气调压撬、流量监测、火焰检测等数据检测上传功能	0.037
			NO _x	0.357		0.357
			颗粒物	0.028		0.028
	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	/	采出水依托春风联合站、苏1-21集中处理点、准中1号油水处理站、哈20分水站等站场处理达到《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回注油层，不外排；	0
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	393.39	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	1.45	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	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	清管废渣	HW08 071-001-08	0.001	委托有资质单位拉运处理	0
	S5	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
	S6	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	3.63	委托有资质单位拉运处理	0
	S7	站场清罐底泥	HW08 071-001-08	2	委托有资质单位拉运处理	0
	S8	站场含油污水处理新增含油污泥	900-210-08	29.82	进行堵水调剖或委托有危险废物处理资质单位进行处理	0
噪声	N1	采油树	/	85	低噪声设备、基础减振、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	

9.8. 其他环境管理

除上述环境管理要求外，建设单位还应建立环境管理台账，要求如下：

本工程需根据相关要求建立以下台账：

自行监测数据统计台账、污染源台账；

环保指标、目标分解考核台账；

污染物排放总量台账；

固体废物台账：一般固废须根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》建立好产生台账、流向台账、转运台账、贮存台账、利用台账、处置台账、贮存设施维护台账等；危险废物须根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》记录好产生工序、危险废物特性、贮存环节、自行利用处置环节等情况；

“三废”综合利用台账：主要记录固体废物的综合利用情况，包括厂内和厂外利用情况；

环保治理台账；

定期巡检台账：记录好管线、钻井运行巡检情况，包括巡检时间、巡检内容、巡检人员、设备运行状况等；

清洁生产审核台账；

排污许可执行报告台账；

环保宣传、培训、教育台账；

环境污染事故台账等。

各类原始记录内容应完整并有相关人员签字，保存三年。

10. 结论

10.1. 建设项目情况

2026 年新春公司（塔城辖区）探井转开发建设工程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：部署井场 29 座、2 座分水分站，其中采油井 26 座、注水井 3 座，配套设置撬装多功能罐、放空火炬、油气分离器、立式分离器、火炬分液罐等，设置燃气加热炉 2 座；配套集油管线 0.65 千米；项目预计产油规模 3.072 万吨/年、采出液处理规模 700 立方米/天、采出水处理规模 500 立方米/天；②公辅工程：包括供配电、自控、通信、防腐、供热等工程；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 11315.52 万元，其中环保投资 220 万元，约占总投资的 1.94%。工程不涉及中央、自治区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 10km（艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区）。

10.2. 产业政策、选址符合性

10.2.1. 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程作为“石油、天然气勘探及开采”行业属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家的产业政策。

10.2.2. 选址符合性

本工程为陆地石油开采项目，经分析，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《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。

本工程所在生态环境分区管控单元为“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”。经分析本工程符合塔城地区生态环境分区管控方案要求。

10.3. 环境质量现状

10.3.1. 生态环境质量现状

本工程评价区位于塔城地区乌苏市、沙湾市、和丰县，分属四个不同生态

功能区，整体地处准噶尔盆地荒漠地带，生态本底脆弱。区域以荒漠、灌丛、沙漠三类自然生态系统为主，土地利用以天然牧草地、沙地、灌木林地等未利用地为主，无农业及城镇建设用地。区内植被为典型荒漠植被，以梭梭、怪柳、琵琶柴、等耐旱耐盐乡土物种为主，植被总覆盖度 15%~25%，群落结构简单；陆生动物以荒漠爬行类、小型啮齿类及常见鸟类为主，分布有黑鸢、红隼、肉苁蓉、黑果枸杞等重要物种。区域主导侵蚀类型为风力侵蚀，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，分布有固定、半固定沙地，有土地沙化等生态问题。片区内分布多处公益林，以防风固沙、生物多样性维护为核心功能。综合来看，评价区生态环境敏感，地表植被与结皮是维系区域生态稳定的关键，人为扰动易引发植被退化、沙丘活化、土壤风蚀等问题。

10.3.2. 地下环境质量现状

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

10.3.3. 土壤环境质量现状

根据土壤监测结果，拟建工程占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；占地范围外监测点各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 农用地风险筛选值标准。

10.3.4. 大气环境质量现状

工程所在区域属于环境空气质量达标区。补充监测点处的 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求； H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值。

10.3.5. 声环境质量现状

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

10.4. 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见下表：

表 10.4-1 运营期污染物排放情况汇总表

项目	序号	污染源	污染物	产生量t/a	主要处理措施及排放去向	排放量 t/a
废气	G1	井场、站场	无组织 NMHC	5.2493	使用合格阀门、法兰，排放去向为大气	5.2493
	G2	装卸油料	无组织 NMHC	9.29	使用撬装多功能罐储油，装车环节采用密闭鹤管浸没式装车	9.29
	G3	放空火炬	SO ₂	0.037	火炬高15m，放空火炬为撬装设备，自带燃料气调压撬、流量监测、火焰检测等数据检测上传功能	0.037
			NO _x	0.357		0.357
			颗粒物	0.028		0.028
	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	/	采出水依托春风联合站、苏1-21集中处理点、准中1号油水处理站、哈20分水站等站场处理达到《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回注油层，不外排；	0
	W2	修井、洗井等井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	393.39	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	1.45	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	清管废渣	HW08 071-001-08	0.001	委托有资质单位拉运处理	0
	S4	废润滑油	HW08 900-214-08	2.9	委托有资质单位拉运处理	0
	S5	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
	S6	沾油废防渗材料	HW08 900-249-08	3.63	委托有资质单位拉运处理	0
	S7	站场清罐底泥	HW08 071-001-08	2	委托有资质单位拉运处理	0
	S8	站场含油污水处理新增含油污泥	900-210-08	29.82	进行堵水调剖或委托有危险废物处理资质单位进行处理	0
噪声	N1	采油树	/	85	低噪声设备、基础减振、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	/	

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
	N4	交通噪声	/	60~90	车辆定期保养，距离衰减	

10.5.主要环境影响

10.5.1.生态环境影响评价

本项目施工期、运营期及退役期全周期对区域生态存在阶段性影响，整体以局部、短时扰动为主，区域生态主体格局保持稳定。施工阶段，井场、站场及输油管线建设造成局部地表开挖、碾压，影响荒漠、沙生植被以及地表结皮，对沙化土地、公益林形成间接扰动，同时惊扰区域小型兽类、爬行类及鸟类等野生动物，局部生态系统完整性与景观破碎度小幅变化；但项目扰动范围有限。运营期主要为原油拉运、设备巡检等常态化活动，车辆行驶与人员作业产生扬尘、噪声，沿线植被长期受到轻微胁迫，点状、线状持续扰动仅局限于生产区域周边，不会改变区域生态系统结构与主导景观格局。退役期将严格按照规范开展封井、设施拆除、场地平整及生态修复工作，各阶段生态影响均可控，结合分区管控、植被保护、固沙护草、规范作业等生态保护与修复措施，可有效减缓不利影响，保障区域防风固、生物多样性保护等核心生态功能正常发挥。项目生态影响总体可接受。

10.5.2.地下水环境影响评价

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；各井在钻井期间已采用了套管，采取了固井措施，古井质量合格的情况下，可有效防止井漏而污染地下水。运营期若发生非正常状况，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。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。

10.5.3. 地表水环境影响评价

本工程排水在正常情况下不进入地表水体，产生的施工废水、井下作业废水、油藏采出水不会对地表水产生影响。

10.5.4. 土壤环境影响评价

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本工程采用单井拉油+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油气泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

10.5.5. 大气环境影响评价

施工期对环境空气的影响主要来自施工运输车辆尾气和施工扬尘等。通过类比建设单位同类井场，施工区井场周围大气环境质量良好。施工期污染属于阶段性局部影响，随施工结束而逐渐消失。运营期大气污染物产生量较少，且工程区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

10.5.6. 声环境影响评价

施工期各类机械和施工车辆等是主要的噪声源，对周围环境造成的影响属于可接受范围。运营期噪声源主要为各类生产机泵噪声，以及修井时井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。经预测，本工程井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显不利影响。

10.5.7. 环境风险影响评价

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），主要存在于管线及多功能储罐等油气生产设施内。可能发生的风险事故包括管线跑冒滴漏、多功能储

罐破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6.环境保护措施

10.6.1. 生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；通过统筹利用现有道路、严格限定施工作业带宽度、加强挖填施工管理等控制占地影响范围，减少工程临时用地和地表开挖造成的不利影响；施工土方全部用于管沟回填和平整，堆存过程中使用防尘网，定期洒水抑尘，严禁随意堆置；加强施工期宣传教育，严禁施工人员猎杀野生保护动物；施工结束后，及时清理施工现场，做好施工场地的恢复工作，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被自然恢复。运营期加强设备、拉油车辆及井场的管理和检查，及时发现解决问题；定时巡查井场等；加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物；拉油车辆严格按照固定路线行驶，不得随意驶入公益林、永久基本农田中。退役期严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等要求，落实退役期井场清理和生态恢复措施。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，植被采取自然恢复方式进行生态恢复；保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层而引发二次污染。

10.6.2. 水环境保护措施

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

10.6.3. 土壤环境保护措施

加强油气设施内的压力、流量传感器检修维护，保障发生阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

10.6.4. 固废污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要为施工废料、设备废弃包装、生活垃圾、废机油、含油废物、沾油废防渗材料等。管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物（071-002-S99），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。设备废弃包装（071-003-S99）主要来源于设备包装废弃物，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。生活垃圾（900-099-S64）在垃圾箱暂存，由施工队清运处置。废机油主要为现场简单维修设备产生，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。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。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。采油井场施工期会产生少量沾油废防渗材料，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。

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、清罐底泥、废润滑油、废弃的含油抹布/劳保用品、废防渗材料以及站场原油处理新增危险废物。本工程井下作业时带罐作业，做到原油 100%回收。清罐底泥危险废物代码为 071-001-08，收集后委托有危废处置资质单位接收处置。废润滑油属于 HW08 类危险废物（900-214-08），收集后委托有危废处置资质单位接收处置。废弃的含油抹布/劳保用品属于 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。废防渗材料属于 HW08 类危险废物（900-249-08），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。站场原油处理新增危险废物含清罐底泥和含油污泥属于 HW08 类危险废物（071-001-08），按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）中 6.2.5 堵水调剖要求进行堵水调剖或委托有危险

废物处理资质单位进行处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的相关要求收集、贮存、运输。

10.6.5. 大气环境保护措施

加强施工期施工扬尘、燃油废气等的管控，通过采取车辆减速、物料完全遮盖、洒水降尘、合理安排施工等方式有效抑制施工扬尘。运营期在油气生产、拉运过程中，采用密闭装车撬等措施，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。

10.6.6. 声环境保护措施

运营期选用低噪声设备，采取基础减振、定期保养机械设备、高噪声设备降噪处理等措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类声环境功能区环境噪声排放限值要求。

10.6.7. 环境风险防范措施

建立健全环境风险管理制度，制定完善的岗位责任制；修订完善企业突发环境事件应急预案，将本工程环境风险纳入现有环境风险应急管理范围内，定期开展应急演练，提高应急处置能力；加强作业管理，遵守拉油、井下作业安全规定，按照技术规范和管理要求安装防喷器和控制装置，设置禁止烟火标识，选用防爆设备，避免安全及环境问题；加强对管线、阀门等重点部位的检查，及时更换具有安全隐患的管线和设备；配备必要安全、消防、检测设备设施并合理布置；加强对重点区域的防渗措施，按照标准建立地下水、土壤环境监测监控体系，定期开展监测，对地下水和土壤环境污染隐患做到及早发现、及时处理。

10.7. 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与暂行办法》要求，建设单位进行了三次网络信息公示和两次报纸公示，向公众公示了项目概况、环境影响、环保措施及初步评价结论等方面的信息，公示期间未收到公众对本工程的信息反馈意见。

10.8. 环境影响经济效益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设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 220 万元，环境保护投资占总投资的 1.94%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9.环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10. 项目可行性结论

2026 年新春公司（塔城辖区）探井转开发建设工程属于国家产业政策“鼓励类”项目，工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在生态环境方面可行。