新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）

五年滚动开发工程环境影响报告书

（初　稿）

中石化新疆新春石油开发有限责任公司

2021 年 12 月

1 概述

1.1 项目特点

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，新春采油厂与新疆自治区国有企业开展股权合作，在乌苏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。截至目前共发现春风、莫西庄、春晖、阿拉德、征沙村、永进 6 个油田，累计探明石油地质储量 1.1363 亿吨，控制储量 1.6366 亿吨。

春风油田老区位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内，距克拉玛依市城区西南方向约 40km，春光油田排 2 块北偏东 24km 处。主力含油层系为新近系沙湾组一段。地面工程自 2010 年开始建设。

春风油田老区（克拉玛依辖区内）五年滚动开发工程（以下简称“本工程”）计划部署开发井 513 口，其中采油井 503 口，回注井 10 口。动用石油地质储量 1153×10^4t、含油面积 4.2km^2，主要采用管输方式生产，个别偏远井采用单井拉油。新增产能 24.3×10^4t/a，开采方式为蒸汽吞吐。新建集输管线 126km、注汽管线 142km、注水管线 16km，配套自动控制、通信、供配电、道路、防腐、消防等辅助及公用工程。所有工程均呈点线状分布在春风油田已开发油区范围内。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目；本工程所在区域分布有国家二级公益林及地方公益林等，根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改<建设项目环

境保护管理条例>的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年），本项目为《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）中第7项陆地石油开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2021年8月27日，中石化新疆新春石油开发有限责任公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级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。

受天合公司委托，新疆正天华能环境工程技术有限公司对本项目区域环境空气、地下水环境、土壤环境、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营期、服务期满的环境保护管理依据。

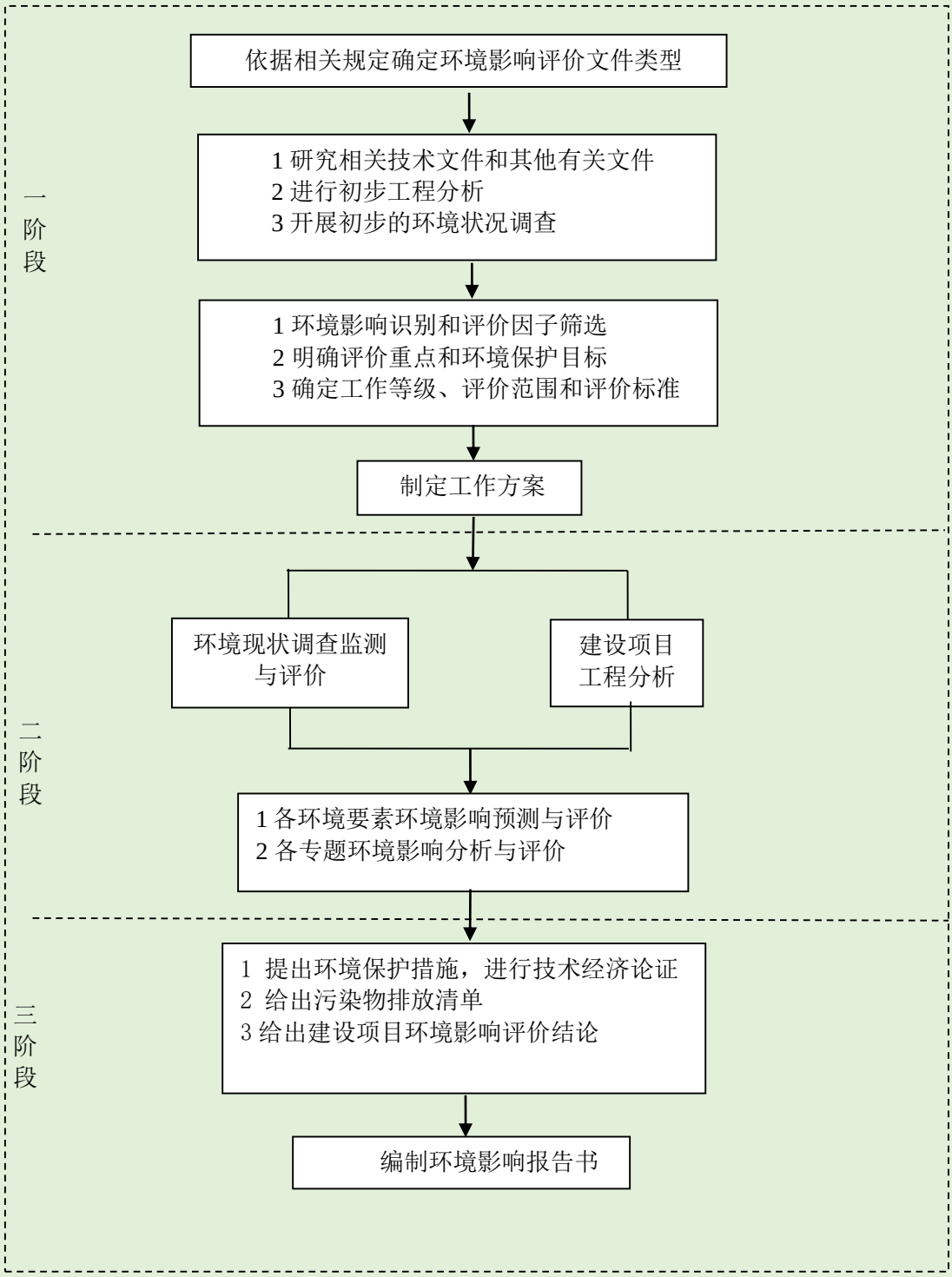


图 1.2-1　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。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。

（2）规划符合性判定结论

本工程属于中石化新疆新春石油开发有限责任公司勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和新疆维吾尔自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。本工程占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

对照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，本工程不属于在自然保护区等生态敏感区域内进行的石油、天然气开发项目；本工程开发过程实行环境监理，其污染防治设施执行“三同时”制度；开发单位制定了生态保护和恢复治理方案；建设清洁井场；运输石油、天然气时采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落；转产过程中产生的危险废物，设置临时贮存场所，定期送交有资质的单位处置等，因此，本工程建设符合《条例》要求。

本工程符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、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域内等重点保护区域内，符合克拉玛依市经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为林地和草地，部分林地为国家二级和地方公益林地。

本项目在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；本项目运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（4）三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、油气开采、井下作业、集输、注水等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）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。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目评价范围内没有自然保护区、风景名

胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内现状分布的动植物。

1.5 环境影响评价主要结论

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，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，钻井、井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
21	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
7	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
8	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
9	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
10	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
11	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
12	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
13	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
14	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
9	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	2012-07-03
10	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	2012-08-07
11	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	2013-01-22
12	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	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	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	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
26	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
27	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
28	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
29	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
30	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部 2021 第 1 号	2020-01-04
31	污染地块土壤环境管理办法（试行	生态环境部令 2017 第 42 号	2017-07-01
32	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
33	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
34	排污许可证申请与核发技术规范 锅炉	HJ953—2019	2018-07-31
35	排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）	HJ1200-2021	2022-01-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	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	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区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	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	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	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
17	转发《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》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
18	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	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
21	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
22	转发《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》的通知	新环评价发 2020〕142 号	2020- 07-29
23	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	2020-09-01
24	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	2020-09-04
25	关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知	新政发(2021)18 号	2021-02-21
26	《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（新克政发〔2021〕49 号）	新克政发〔2021〕49 号	2021-06-30

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
11	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
15	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
16	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
17	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	2017-05-01
18	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
20	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
21	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05
22	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
23	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	2021-06-11

2.2.3 中石化环境保护管理规定

（1）《关于印发<中国石化应急管理规定>的通知》（中国石化安[2011]655 号）；

（2）《胜利石油管理局 胜利油田分公司放射防护管理办法》（胜油局发[2012]383 号）；

（3）关于印发《中国石化建设项目环境保护管理规定》的通知，中国石化安[2011]746 号；

（4）关于印发《中国石化建设项目环境保护管理规定》的通知，中国石化安[2011]747 号；

（5）关于印发《中国石化石油与天然气气井井控管理规定》的通知，中国石化安[2011]907 号；

（6）关于印发《中国石化区域应急联防管理规定》的通知，中国石化安[2011]1045 号；

（7）《胜利石油管理局 胜利油田分公司钻井固体废物治理管理》（胜油局发[2012]284 号）；

（8）《胜利石油管理局 胜利油田分公司油泥砂治理管理规定》（胜油局发[2012]285 号）；

（9）《胜利石油管理局 胜利油田分公司钻井和作业废液治理管理规定》（胜油局发[2012]319 号）；

（10）《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境保护管理规定》（胜油局发[2012]380 号）；

（11）《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境监测管理办法》（胜油局发[2012]381 号）；

（12）《胜利石油管理局 胜利油田分公司建设项目环境保护管理办法》（胜油局发[2012]382 号）；

2.2.4 其他

（1）春风油田老区（克拉玛依辖区内）五年滚动开发工程环境影响评价委托书，中石化新疆新春石油开发有限责任公司；

（2）《春风油田老区（克拉玛依辖区内）五年滚动开发工程可行性研究报告》，中石化新疆新春石油开发有限责任公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻采工程、地面工程、注水、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设，输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1　　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-

		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		加热炉废气	Nox、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 （3）油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油田开发对当地农牧业影响 （5）油田开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子 特征因子：石油烃	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、	石油类、耗氧量

	镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-等	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃、H_2S
噪 声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥、建筑垃圾
环境风险	-	原油、硫化氢、甲烷等 （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

工程所在区域无地表水体，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区。

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，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。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，油田开发区属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持建设规划》和《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》（2000 年 10 月 31 日），项目区属于三区划分中的重点监督区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）	35	75		
4	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150		
5	一氧化碳（CO）		4000	10000	
6	臭氧（O_3）		160	200	
7	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
9	非甲烷总烃（NMHC）			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
10	硫化氢（H_2S）			10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（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；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	20	钠（mg/L）	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
3	浑浊度（NTU）	≤3	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH＜6.5	24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
9	氯化物（mg/L）	≤250	28	汞（mg/L）	≤0.001
10	铁（mg/L）	≤0.3	29	砷（mg/L）	≤0.01
11	锰（mg/L）	≤0.10	30	硒（mg/L）	≤0.01
12	铜（mg/L）	≤1.00	31	镉（mg/L）	≤0.005
13	锌（mg/L）	≤1.00	32	铬(六价)（mg/L）	≤0.05
14	铝（mg/L）	≤0.20	33	铅（mg/L）	≤0.01
15	挥发性酚类(以苯酚计)（mg/L）	≤0.002	34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0	36	苯（μg/L）	≤10.0
18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50	37	甲苯（μg/L）	≤700
19	硫化物（mg/L）	≤0.02	38	石油类（mg/L）	≤0.05

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，油田内站场、井场等建设用地执行《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 筛选值标准。见表 2.5-4。

表 2.5-4　　建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570

12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 锅炉大气污染物排放浓度限值；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5　　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）（表 2）	标准来源
非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准

（2）废水

按照《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）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托春风联合站、春风二号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析

方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6。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。

表 2.5-6　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（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）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；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）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。

注：C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级评价	$P_{max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.8
最低环境温度/℃		-36.6
土地利用类型		荒漠

区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3　　估算模式计算结果表

参数名称	单位	NMHC
下风向最大落地浓度	μg/m³	18．9
最大浓度出现距离	m	27
评价标准	μg/m³	2000
最大占标率	%	0.94
$D_{10\%}$	m	0

表 2.6-3 的计算结果表明，油田非甲烷总烃最大占标率 Pmax 为 0.94%，Pmax＜1%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-4），本项目属石油、天然气开采项目，为 I 类项目。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-5、表 2.6-6），确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-4　　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 / 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表

F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.6-5　　地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的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、应急水源地，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它保护区，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（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.6-6　地下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

$$L=\alpha \times K \times I \times T/ne$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内含水层岩性以粉、细砂为主，渗透系数取经验参数 10m/d。

I—水力坡度，无量纲，2‰；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%；

L—下游迁移距离，m。

经计算，L 为 800m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：向下游（东南方向）外扩 0.8km，向两侧、上游各外扩 0.4km，上游外扩 0.4km，外扩后的评价区面积为 18km^2。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，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。

2.6.4 生态

（1）评价等级

本项目总占地面积为 4.13km^2，新建集输管线 126km、注汽管线 142km、注水管线 16km，工程所在区域以荒漠生态系统为主。工程影响区域内涉及国家二级公益林和地方公益林等，本次评价将生态敏感性定为重要生态敏感区。本工程占地范围在 2~20km^2 之间，按工程占地范围判定，评价等级为二级评价；工程新建集输管线等线性工程的长度大于 100km，按工程长度判定，评价等级为一级评价；根据《环境影响技术评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，当工程占地或长度分别属于两个不同评价工作等级时，原则上应按其中较高的评价工作等级进行评价。综上，本工程生态评价工作等级定为一级。

表 2.6-7　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^2 或 长度≥100km	面积 2-20km^2 或 长度 20-100km	面积≤2km^2 或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级

重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发生态影响包括直接影响和间接影响，因此，本项目生态评价范围为：将区块外围扩展 2km，共计约 316km^2 的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油，属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t。本工程主要风险单元为罐区和密闭集输单元，本工程共设置 26 个 40m^3 油罐，通过计算，工程区危险物质数量最大存在量为 1040m^3，按原油密度折算后为 1019t，与临界量比值 Q_1=0.41。

本工程新建集输管道共 126km，其中管径最大、长度最长的集输管线规格为 Φ273.1×7，长度约为 1200m，最大储液量为 67m^3，原油密度按 0.9807t/m^3，则集油管线最大储油量为 65t，与临界量比值 Q_2=0.026。

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

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

式中：　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 $Q=Q_1+Q_2$=0.436，本项目 Q＜1，环境风险潜势为Ⅰ。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表 2.6-8。

表 2.6-8　　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。				

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、生产运行期井场机泵和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场、站场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，项目区周边存在林地、一般耕地、草地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“敏感”。油田开发属于Ⅰ类项目，因此评价工作等级划分为一级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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	-	-

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为区块边界向外扩展 1km 范围。评价范围见图 2.6-1

图 2.6-1 评价范围图

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：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。项目建成后，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。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	项目区内灌木林地	项目区内/国家二级公益林和地方级公益林	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿
		一般耕地	评价范围内	按有关规定进行土地的征占和补偿
		野生保护动植物	评价范围内	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征			环境保护要求
2	大气环境	评价范围内环境空气	128 团 4 连	西南方向 1.6km	居民区	约 45 户，120 人	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	地下水	评价范围内地下水		区块及周边			《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
4	土壤环境	评价范围内土壤		井区、站场及周边			《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
5	声环境	项目区声环境		井区、站场及周边			《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类标准
6	环境风险	项目区土壤、地下水、公益林等		油区内部			发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 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
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

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

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

按照目前的资源勘探情况，春风油田目前已先后实施了601-20、排612、排601区、排601南、排601西、排6南、排6北、排66、排626、排609等项目，各项目之间位置关系详见图2.1-3春风油田总体布置图。以上工程均进行了环评，并通过了新疆维吾尔自治区环境保护厅的审批，并进行了竣工环境保护验收。

截至到2020年，春风油田已建成主要设施为春风联合站、春风二号联合站、2个增压泵站、5个接转站、6座注汽站、油田基地、井场963口（油井892口、清水井44口、注水井20口）及附属设施，以及油田内部集输管网和道路等。年产油量为37.2×10^4t/a。

春风油田老区（克拉玛依市境内）开发现状图见图3.1-1。

图 3.1-1　区块位置示意图

3.1.2“三同时”执行情况

春风油田老区（克拉玛依市境内）各区块，自 2010 年进入规模开发至今，经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段，按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。

其中本项目主要相关工程“三同时”执行情况见表 3.1-1。

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合春风油田历年各工程竣工环境保护验收调查报告和环评组现场调查情况，本节分环境要素对春风油田老区现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

后评价区域勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。评价区域道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m～10m。在梭梭林分布的地段，为了更好的保护梭梭等灌木，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层。道路两侧植被正在恢复。在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。后评价区域的模地依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

（2）水环境影响回顾评价

春风油田采出水处理系统位于春风联合站和春风二号联合站内。采用“重力除油+沉降+过滤”工艺。2018年之前，春风油田含油污水资源化处理站尚未建设完成，油田采出水由联合站处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。2018年春风油田含油污水资源化处理站投入运行后，春风二号联合站处理后的采出水，进入至春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺处理后，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水回注地层。当春风二号联合站采出水量小于资源化处理站处理量时，一号联合站处理后的采出水外输进行补充。春风油田的采出水可实现全部综合利用或回注。

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。根据后评价期间搜集的资料和调查，春风油田的井下作业废水采用专用废液收集罐收集运至联合站处理。处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》。

春风油田共设置了6个燃煤注汽站，各个注汽站锅炉所产生的软化水、锅炉废水等用于补充脱硫塔用水或煤场降尘用水，未外排。

春风油田新春基地生活污水经新春基地内排水系统排到生活污水一体化处理装置处理，达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于绿化。污水处理工艺为：预处理+厌氧池+三级氧化+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：300m³/d。根据现场调查，绿化效果显著，改善了区域小环境，采取的生活污水处理措施基本有效。

（3）大气环境影响回顾评价

春风油田1号至4号注汽站建设规模均为2台48t/h锅炉，历史监测结果表明，2015年，1号、2号、3号和4号注汽站锅炉烟气可以满足当时环保要求，即《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2001）中二类区第Ⅱ时段标准；2017年，1号、2号、3号和4号注汽站锅炉烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014)表1排放标准；2018年，根据新疆维吾尔自治区环境保护厅《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》（2016年第45号），春风油田对已建设的燃煤锅炉烟气处理设施进行改造，通过2020年监测数据可以看出，1号注汽站和4号注汽站锅炉烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014)表3中特别排放限值标准要求。

春风油田5号注汽站规模为1台130t/h锅炉，6号注汽站规模为1台130t/h锅炉和1台75t/h锅炉。通过历史监测数据可以看出，2015年和2017年5号注汽站和6号注汽站锅炉烟气均可满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中表1排放标准；2020年，5号注汽站和6号注汽站锅炉烟气均可满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中表2特别排放限值标准要求。

通过历史监测数据可以看出，春风联合站和春风二号联合站厂界四个监测点无组织排放非甲烷总烃最高浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放浓度要求。

（4）声环境影响回顾评价

春风油田井场噪声影响范围有限，噪声源多集中在联合站、接转站、注汽站、增压泵站、注水站等各类站场内，声环境敏感目标除油田工作人员外，仅涉及128团村庄、128团二连、128团四连、畜牧连和公益林管护站。

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

根据竣工环境保护验收报告和本次现场调查，区块各项目噪声污染防治措施与环评基本一致，根据区块各项目竣工环境保护验收报告监测数据可知，接转站、注汽站、增压泵站、注水站和个别井场厂界存在超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的的情况，但超标站场外200m内均无声环境敏感目标，不存在噪声扰民问题。

（5）固体废物环境影响回顾评价

2017年之前，春风油田废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的泥浆池内，待固化后覆土掩埋处理。2017年后，按照《关于进一步加强和规范油气田勘探废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360号）的相关要求，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用不落地设备收集后依托克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司和山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司等有资质单位处置；春风油田含油污泥等危险废物均委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有资质的单位处置；废机油一般来自机械设备维修、维护产生的润滑油，由联合站原油处理系统处理综合利用；注汽站锅炉产生的炉渣和脱硫渣外售综合利用；运营期间作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾送至128团生活垃圾填埋场填埋处理；总体来说，春风油田内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4 已建工程三废排放情况

春风油田老区（克拉玛依市境内）污染源排放见表3.1-1。区内已建加热炉均已按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，于2020年完成了固定污染源（锅炉）的排污许可证的申领。

表 3.1-1　春风油田老区（克拉玛依市境内）污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO_2	684	排污许可总量 733.6992t/a
		NO_X	693	排污许可总量 993.5231t/a
		颗粒物	181	排污许可总量 733.6992t/a
		非甲烷总烃	112	根据产量核算
2	废水	生产废水	0	采出水由联合站处理达标后，经资源化处理回用于注汽站锅炉用水，剩余部分回注油田，均未外排
		生活污水	0	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于绿化，不外排
3	固体废物	含油污泥、油泥沙	0	含油污泥和油泥砂等危险废物，委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位负责接收、转运和处置，未外排
		炉渣、脱硫渣	0	外售综合利用，未外排
		生活垃圾	0	运至 128 团生活垃圾填埋场填埋处理，未外排

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地未恢复。

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

（1）部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

（2）一号增压泵站旁遗留有水泥块等建筑垃圾，部分井场遗留有保温棉和废桶等。

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

（1）废弃场地需进行平整恢复，边坡应达到规范要求，防止人员及野生动物跌落，防止水土流失。及时对临时占地进行恢复，加强对区块内公益林的保护。

（2）清理一号增压泵站旁遗留水泥块等建筑垃圾，清理车浅 1-6 井等井场废弃物，并对场地进行平整恢复。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内，距克拉玛依市约 40km。217 国道（奎克高速）从油区中通过，交通较为便利，地表植被密集，无地表水，北部为荒地，南部为棉田。构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起

的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。主力含油层系为新近系沙湾组。地理位置见图 3.2-1，平面布置图见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设规模

本工程主力含油层系为新进系沙湾组和石炭系，油藏埋深 360~550m，储层渗透率 2000～4000×10^{-3} μ m^2，平均地面原油粘度 24800～42000mPa.s，新进系沙湾组油藏类型为受构造控制的浅薄层地层特稠油油藏，石炭系为火成岩裂缝型油藏。动用石油地质储量 1153 万吨、动用含油面积 4.2km^2，新建产能 24.3 万吨/年，开采方式为蒸汽吞吐。

本项目新部署 513 口井，其中油井 503 口，注水井 10 口，其均为新钻井，平均单井进尺 1700m，总进尺 87.2 万 m。新增产能 24.3×10^4t/a ，开采方式为蒸汽吞吐。本次新建集输管线 126km，注汽管线 142km、注水管线 16km；以及供配电、自控、通信、消防、道路、防腐等配套工程。油气处理及外输均依托已有地面设施。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括 513 口部署井的钻采工程、注汽工程、集输工程、采出水回注工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐、热工、道路等工程。项目工程组成见表 3.2-1。

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	产能		万吨	24.3	/
2	钻井工程	钻井	口	513	其中 503 口采油井，10 口注水井。
3	地面工程	井场	座	513	新建 513 座井场。井场永久占地规模 60m×70m。每个井场含 1 套采油树。
		集输管线	km	126	集油管线串接的方式，采用井口掺蒸汽加热集输方式生产。共有Φ89×4 的集油支线 59km，Φ114×4 的集油支线 31.8km，Φ159×5 的集油干线 13.3km，Φ219×6 的集油干线 13.3km，

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
						Φ273.1×7 的集油干线 8.6km。
		40m³高架油罐		座	26	配套电加热棒。
		注汽管线		km	142	配套注水点至回注井的回注管线 10 km
		注水管线		km	10	配套注水点至回注井的回注管线 10 km
4	公用及配套工程	通信	架空线路	km	75.2	光缆与油气集输管线同沟铺设
		供电	电力线路	km	56.18	接自春风油田 110kV 春风变供电
			变压器	台	503	
		道路	进井道路	km	126	进场路均采用砂石路面结构，路面宽度约 6m，路基宽度 7m。
		消防		/	/	在井场设置 MFZ/ABC8 手提式干粉灭火器、MFTZ/ABC50 推车式干粉灭火器等，保证保护半径能覆盖站内所有生产设施。
5	依托工程	春风联合站		设计原油年处理能力为 50 万吨/年，采出水处理能力 6100 m³/d，2010 年 11 月 2 日进油投产。建有 3000 m³净化原油罐 6 座、3000 m³原油处理罐 4 座、500m³以上的采出水处理罐 8 座，是集原油处理、采出水处理、装车卸油、消防等功能于一体的稠油处理站。		
		春风二号联合站		原油处理规模 60 万吨/年，采出水处理能力 10000m³/d，共计建有 12 座 5000 m³原油储罐，1 座 20000 m³原油储罐，8 座 1000 m³以上采出水处理罐，2 座 2000 m³消防水罐，大型设备 50 余台(套)。联合站主要具备原油脱水、原油储存与外输、采出水处理、消防、供配电、自控、通讯等功能。		
		1#、2#、3#、4#注汽站		站内分别设置 2 台 48t/h 循环流化床注汽锅炉		
		5#注汽站		站内设置 1 台 130t/h 循环流化床注汽锅炉		
		6#注汽站		站内设置 1 台 130t/h 和 1 台 75t/h 循环流化床注汽锅炉		
		生活污水		春风油田基地生活污水处理系统		
		生活垃圾		生活垃圾运往 128 团生活垃圾填埋场进行填埋处理		
		含油污泥		委托有资质的单位进行合理处置		

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 166185 万元，其中地面工程 45960 万元、钻井工程 24.25 亿元、采油工程 4.06 亿元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地层特征

经钻井揭示，春风油田地层自下而上为石炭系基岩、中生界侏罗系、白垩系吐谷鲁群组、新近系沙湾组、塔西河组和独山子组以及第四系西域组。

据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层组之间为角度或平行不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上。其中新近系沙湾组一段 1 砂组为本次方案研究的主要目的层。

表 3.2-2　春风油田老区地层简表

地　　层					排 6 井
界	系	统	组	代码	底界，m
新生界	第四系	更新统	西域组	Q_1x	243.2
	新近系	上新统	独山子组	N_2d	
		中新统	塔西河组	N_1t	
			沙湾组	N_1s	299
中生界	白垩系	下白垩统	吐谷鲁群组	K_1tg	691.4
	侏罗系			J	778
上古生界	石炭系			C	820　▽

①石炭系（C）

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

②侏罗系（J）

本区侏罗系地层厚度 23～46m，为大套灰色、杂色的砾岩、角砾岩沉积，该套地层是石炭系潜山“填平补齐”，即所谓的“沟谷充填”沉积。与下伏地层呈角度不整合接触。

③下白垩统吐谷鲁群组（K1tg）

本区下白垩统吐谷鲁群组地层厚度约 400m，厚度由南向北、由东向西变薄。南北方向的变化明显小于东西方向的变化。上部岩性为一层绿灰色泥岩，中部岩性以灰色含砾粗砂岩、含砾细砂岩为主夹一层绿灰色泥岩，下部岩性为绿灰色泥岩、砂质泥岩和灰色泥质粉砂岩不等厚互层。与下伏地层呈角度不整合接触。

④新近系沙湾组（N_1s）

本区新近系沙湾组地层厚度 49～180m，厚度由南向北、由东向西变薄。南北方向的变化明显小于东西方向的变化。上部为一套绿灰色、黄灰色泥岩，底部为一套厚层灰色砂砾岩、细砂岩。与下伏地层呈角度不整合接触。

⑤新近系塔西河组及以上地层

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

主力含油层系为沙湾组一段，自下而上划分为 3 个砂层组，3 砂组为一套水砂，2 砂组没有发育储层，1 砂组为油层，其中 1 砂层组是本次研究的目的油层。

3.1.2.2 区域构造特征

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

春风油田构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。车排子凸起位于准噶尔盆地西北缘红车断裂带的上盘，属于车莫低凸起发育消亡过程中继承发展的产物。车排子凸起北部与红山嘴油田为邻，东北面与小拐油田相接，西南为排 2 块。

车排子地区发育有不同规模、不同产状和不同性质的各种断层，它们是车排子地区的基本构成要素之一。研究区断层规模一般为几百米，断距较小，一般仅 10－30 米，盖层断裂部分继承了基底断裂系统发育，并绝大部分为正断层，其排列方式可以用于判断盆地内部局部区块的构造应力场性质。

3.2.2.3 油气藏特征

春风油田排 612 块、排 601-20 块、排 6 北块、排 601 块主力含油层系为新进系沙湾组，油藏类型为受构造控制的浅薄层地层特稠油油藏，排 66 块主力含油层系为石炭系，油藏类型为火成岩裂缝型油藏。本次共动用石油地质储量 1153 万吨。

3.2.2.4 流体性质参数

（1）原油性质

原油密度(20℃)　　0.9201~0.9807g/cm³

原油粘度(40℃)　　1234~8774mPa• s

统计区块原油分析资料，地面原油密度 0.9201~0.9807g/cm³ g/cm ³(20℃)，原油粘度 1234~8774mPa• s，含硫 0.21%，凝固点为 18℃，原油具有密度小、低粘度、低含硫、凝固点低的特点。

（2）地层水性质

地层水性质如下：

地层水总矿化度为 54157mg/L，水化学类型为 $CaCl_2$ 型。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用春风油田二号联合站、春风联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。

本项目部署井均直接进入已建站场处理，原油、注汽、注水等系统均依托已建系统，本次仅新增集输管线、注汽管线和注水管线。

计划部署油井 503 口、注水井 10 口，平均单井进尺 1700m。开采方式为蒸汽吞吐。新增产能 24.3×10^4t/a。新建集输管线 126km、注汽管线 142km、注

水管线 16km，以及电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、道路等配套工程。

各部署井基本情况表见表 3.2-3。

3.2.3.2 开发指标预测

本项目开发指标预测见表 3.2-3。

表 3.2-3 新钻油井开发指标预测表

时间（年）	开发方式	生产井口		年注降粘剂量（t）	年注氮气量（10^4m^3）	含水（%）	单井日油能力（t/d）	日产液（t/d）	区块产油（t/d）	区块产液（t/d）
		水平井	直井							
1	吞吐	90	0	448	179	26.0	7.2	10.6	648	954
2		184	0	0	405	35.7	6.1	11.0	1122.4	2024
3		320	0	0	768	45.4	5.1	11.8	1632	3776
4		448	0	0	1254	51.6	4.3	12.2	1926.4	5465.6
5		503	0	0	1610	55.1	3.8	12.3	1911.4	6186.9

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻采工程，集输管线、注汽管线、注水管线等地面工程，其他均依托区内原有计转站、联合站等设施。

3.2.4.1 钻采工程

（1）钻井工程

工程部署 513 口，其中油井 503 口，注水井 10 口，总进尺 87.2 万 m。采用裸眼完井方式完井。

钻井井场大小 50m×70m。其中永久占地面积为 1500m^2，临时占地面积为 2000m^2。设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。井场设备包括提升系统、循环系统、钻井动力系统、发电机组、钻井控制系统、固控系统、井控系统、仪器仪表等。临时占地内将修建 1 座应急池（600m^3），2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m^3）。钻井期平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3 钻井期井场平面布置示意图

（1）井身结构

本次改扩建共部署513口井，平均单井进尺1700m。采用三开井身结构，Φ273.1mm表层套管下深80m，封固上部松散地层，为井口控制和后续钻井创造条件。二开Φ241.3mm钻头钻至入石炭系15m，下Φ193.7mm技术套管，水泥返至地面。三开Φ165.1mm钻头钻至井底，悬挂Φ114.3mm打孔筛管。

各类井型的井身结构示意图见图3.2-4~3.2-5。

图3.2-4　直井井身结构示意图

图3.2-5　水平井井身结构示意图

（3）钻井液

采用泥浆不落地工艺，全井小循环钻井。一开采用聚合物钻井液，可以满足大井眼安全钻井需要，二开采用聚合物封堵(润滑)防塌钻井液，三开采用低固相复合盐钻井液，通过提高抑制性可以有效控制地层造浆，防止缩径阻卡，能够满足快速钻进及井身质量控制要求，能够快速形成薄而韧的泥饼，确保井壁稳定，能够满足施工安全及油气层保护需要。钻井液主要性能参数表见表3.2-4，钻井液材料一览表见表3.2-5。

表3.2-4　　钻井液性能表

项目	性能指标		
	一开	二开	三开
密度(g/cm³)	1.05～1.10	1.05～1.15	1.03～1.06
马氏漏斗黏度 s	30～40	35～55	40～50
低温低压滤失量ml		↘5	≤4
低温低压滤饼厚度mm		↘0.5	≤0.5
静切力Pa		1～3/2～8	1～3/2～8
pH值		8～9	8～9
含砂量%		＜0.5	＜0.5
总固含%		＜10	＜10
摩阻系数		↘0.05	≤0.05
动切力Pa		4～10	5～10
塑性黏度mPa·s		8～12	10～25

表 3.2-5　　钻井液材料一览表

序号	材料名称（代号）	一开	二开	三开	合计
1	膨润土	3		3	6
2	工业用氢氧化钠 NaOH	0.2	0.6	0.6	1.4
3	碳酸钠 Na2CO3	0.2	0.2	0.3	0.7
4	钻井液用聚阴离子纤维素 HV-PAC	0.2	0.5	1.5	2.2
5	钻井液用天然高分子降滤失剂		1.2		1.2
6	钻井液用聚丙烯酰胺干粉		0.3	0.5	0.8
7	钻井液用承压堵漏剂-3			1	1
8	钻井液用改性铵盐		0.8		0.8
9	钻井液用随钻堵漏剂		2	1	
10	钻井液用油基润滑剂-2		2	4	6
11	氯化钙			3	3
12	氯化钠(工业盐)			15	15
13	钻井液用降滤失剂磺酸盐共聚物			2	2
14	钻井液用青石粉	15			15

（4）固井设计

一开表层套管采用常规法固井，要求水泥返至地面。一开水泥浆密度 1.85g/cm^3。

二开技术套管采用常规固井方式，要求水泥返至地面。二开采用漂珠低密度水泥浆体系，领浆密度：1.40g/cm^3～1.60g/cm^3，尾浆密度：1.80g/cm^3～1.95g/cm^3。

（5）采油方式

根据油藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，本工程主要采油方式为：蒸汽吞吐+自喷方式。

蒸汽吞吐采油系统主要是注汽开采工艺，先向油井注入一定量的蒸汽，关井一段时间，待蒸汽的热能向油层扩散后再开井，将地下油藏中的油水混合物通过抽油机等提升设备提升至地面，通过管线输送至接转站或者罐车拉运到联合站，进入原油处理系统。

3.2.4.2 集输工程

系统工艺主要包括从井场到接转站、联合站、注水站、注水井各阶段生产工艺。采出液由采油管理区经计量后进入接转站或联合站，接转站进行简单油水分离，联合站进行进一步原油、污水处理，其中污水继续外输至注水站、增压站、注水井回注地下。经处理合格后的原油外销。

油气集输是把分布在油田各井口未经处理的石油和天然气的混合物，用一定的方法收集起来，汇集到计转站，经计量后，通过油气初步分离，转输到联合站。在联合站，油气经过加热分离、脱水、原油稳定等处理合格后外输。

根据分布位置及周边已建配套设施，本次开发的油井采用“功图计量、掺蒸汽串接流程”集输模式+单井拉油方式结合。

①“功图计量、掺蒸汽串接流程” 集输模式

依托已建增压站及春风二号联合站，采用西部稠油标准化设计“功图计量、掺蒸汽串接流程”模式，采出液串接进入增压站外输干线后转输进入春风联合站和春风二号联合站处理。

本工程集输系统采取三级布站方式，主要依托已建联合站 2 座(春风联合站、春风二号联合站)，接转站 1 座(排 601 中区接转站)，增压站 5 座(排 601-20 增压站、排 612 区块 1#、2#及 3#增压站、排 609 增压站)。地面系统采用掺蒸汽集输工艺，汇集至附近接转站后加压输送至春风联合站进行处理。

本次共建设集输管线 126km，其中Φ89×4 的集油支线 59km，Φ114×4 的集油支线 31.8km，Φ159×5 的集油干线 13.3km，Φ219×6 的集油干线 13.3km，Φ273.1×7 的集油干线 8.6km。

集输流程：

油井产液→增压站→接转站→联合站

图 3.2-6　工艺流程图

②单井拉油

排 673、排 66 区块的原油粘度不均，原油凝固点范围大，井口出油温度为 20℃。结合原油物性，结合本区块已建老井的生产方式，部分边远的自喷油井采用单井拉油方式生产。采用功图量油，每座井场各新建 40m^3 高架罐 1 座，共建设 26 座高架油罐，各油井产液经单井集油管线进入高架罐，然后经拉油车运至春风二号联合站集中处理。采油井场布置图见图 3.2-7，集输流程示意见图 3.2-8。

图 3.2-7 采油井场布置图

图 3.2-8 集输流程示意图

表 3.2-6　油气集输工程配套工作量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	热采井口安装	套	503	含管线补偿器等
2	集油管线　　Φ89×4	km	59	耐高温泡沫黄夹克保温，保温厚度 30mm，环氧陶瓷内防
3	集油管线　　Φ114×5	km	31.8	
4	集油管线　　Φ159×5	km	55.6	
3	集油管线　　Φ219×6	km	13.3	
4	外输管线　　Φ273.1×7	km	8.6	
5	高架油罐　　40m³	座	26	

3.2.5 配套工程

配套工程包括给注汽工程、注水工程、排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.5.1 注汽工程

未来五年新春公司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，固定注汽站注汽能力基本满足未来 5 年开发要求。

本工程拟建设注汽管线 142km，具体工程量见表 3.2-7。

表 3.2-7 注汽工程量表

序号	规格型号	单位	数量
1	固定注汽管线　D114.3×8(GB/T 6479-2013)	km	66
2	固定注汽管线　D88.9×6(GB/T 6479-2013)	km	76
3	减压装置	座	80

3.2.5.2 注水工程

回注工艺流程如下：

采出水处理系统→储水罐→喂水泵→回注泵→高压回注管线→回注井

本工程新增回注井 10 口，新建回注干线 16km，以满足未来 5 年的生产要求。

3.2.5.3 供配电工程

供配电工程主要为井场的用电设备供配电。电源引自附近线路，春风油田（克拉玛依辖区内）需新建架空线路 75.2km，变压器 503 台。

3.2.5.4 自控工程

根据中石化新疆新春石油开发有限责任公司“四化”建设要求及本工程建设需求，对区块内油气集输及自用设施配套建设数据采集系统，实现生产参数的采集、远传及控制。

每座井口设 1 套 RTU（RTU 位于井口抽油机控制柜）。设在抽油机控制柜内，包括 RTU 测控系统、多功能电表、断路器等，完成井场新建油井工艺参数的采集和控制。抽油机井采集的主要参数包括：井口回压、井口温度、油井套压、功图、电参数、油井运行状态并实现远程启停。RTU 负责采集油井平台管辖井口的生产数据，并可通过通信信道上传至已建春风二号联合站区域调控中心。

3.2.5.5 通信工程

本工程通信部分主要包括井场无线传输系统、视频安防监控系统以及井场应急广播系统。井场自控数据和视频信号通过新建光缆汇聚至附近增压站，通过已建光缆汇聚至管理区生产指挥中心。

3.2.5.6 道路工程

工程所在区域路网发达，不考虑设置主干路；本次建设钻前通井道路，。

3.2.5.7 防腐设计

管线保温部分基材外壁（介质温度 35℃～140℃）采用耐高温环氧酚醛涂料的防腐层结构，干膜厚度≥250μm，对集油干线（介质温度 35℃～90℃）保温部分基材外壁采用环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆的防腐结构，干膜厚度≥180μm，管线外面采用夹克保温。

3.2.5.8 消防工程

对 503 口油井进行消防设计，配套相应的灭火器（MFZ/ABC8 手提式干粉灭火器、MFTZ/ABC50 推车式干粉灭火器）。

3.2.6 依托工程

依托工程包括春风联合站、春风二号联合站、排 601 中区接转站、排 601-20 增压站、排 612 区块 1#、2#及 3#增压站、排 609 增压站、新春 1#、2#、3#、4#、5#、6#注汽站，各依托工程简介见表 3.1-7。

3.2.6.1 原油处理及依托可行性分析

（1）春风联合站

春风联合站位于克拉玛依市境内，在克拉玛依市以南国道217奎克方向84km处路西，占地面积约75400㎡。设计原油年处理能力为50万吨/年， 2010年11月2日进油投产，后期进行了两次扩建。联合站内建有3000 ㎥净化原油罐6座、3000 ㎥原油处理罐4座、500㎥以上的采出水处理罐8座，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。

原油处理流程：原油采用稠油掺蒸汽大罐热化学沉降脱水工艺，一段动态沉降，二段浮动出油的集输方式。主线流程为：油井来液→进站阀组→原油蒸汽混掺装置→一次沉降罐→二次沉降罐→净化油罐→装车泵→外销。原油处理流程见图3.2-9。

图3.2-9 原油处理流程图

春风联合站“十四五”期间进站预测见表3.2-8。

表3.2-8　春风联合站“十四五”期间进站预测表

年份	进总液（m³/d）	进总油（m³/d）	进站综合含水（%）
2021.12	9816	1736	80.6
2022.12	9911	1684	83.0
2023.12	11502	1688	85.3
2024.12	11699	1689	85.6
2025.12	11948	1661	86.1

春风联合站处理主体工艺见图3.2-10，平面布置图见图3.2-11。

图 3.2-10　　春风联合站工艺流程图

图 3.2-11　　春风联合站平面布置图

（2）春风二号联合站

春风二号联合站位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝镇，距克拉玛依市约 70km，在春风油田四大主力区块的东北侧。原油处理规模 60 万吨/年，共计建有 12 座 5000 m^3 原油储罐，1 座 20000 m^3 原油储罐，8 座 1000 m^3 以上采出水处理罐，2 座 2000 m^3 消防水罐，大型设备 50 余台(套)。联合站主要具备原油脱水、原油储存与外输、采出水处理、消防、供配电、自控、通讯等功能。

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

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

图 3.2-12　原油处理工艺流程示意图

春风二号联合站工艺流程见图 3.2-13，平面布置图见图 3.2-14。

综上，春风油田春风联合站、春风二号联合站总原油处理能力 110 万吨/年，根据春风联合站和春风二号联合站“十四五”期间进站指标预测，未来 5 年总进油量最大将达到 2918m^3/d（106 万 m^3/a），春风联合站、春风二号联合站现有原油处理总体能力可满足未来五年进站原油处理要求。

图 3.2-13　　春风二号联合站工艺流程图

图 3.2-14　　春风二号联合站平面布置图

3.2.6.2 增压站及接转站及依托可行性分析

增压站及接转站肩负着附近区块来油增压输送至联合站沉降脱水的任务。增压站及接转站工艺流程见图 3.2-15、3.2-16：

增压站流程：

油井产液→油气分离缓冲罐→外输至接转站

接转站流程：

图 3.2-15　增压站及接转站工艺流程图

图 3.2-16　春风油田各站场转输流程图

（1）排 612-1 号增压站

排 612 区块 1 号增压站建于 2014 年，设计规模 2000t/d，站内设有 1 座 500m³事故缓冲罐、进站阀组撬块、增压泵房螺杆泵两台、配电室等，按全自动无人值守撬装化设计。中控系统将全站各生产系统的主要参数（液位、温度、压力、流量、设备运行状态等）进行收集、调控，实现全站生产系统的监控报警功能。

（2）排 612-2 号增压站

排 612 区块 2 号增压站建于 2014 年，设计规模 2000t/d，站内设有 1 座 500m³事故缓冲罐、进站阀组撬块、增压泵房螺杆泵两台、配电室等，按全自动无人值守撬装化设计。中控系统将全站各生产系统的主要参数（液位、温度、压力、流量、设备运行状态等）进行收集、调控，实现全站生产系统的监控报警功能。

（3）排 612-3 号增压站

排 612 区块 3 号增压站建于 2015 年，设计规模 2000t/d，站内设有 1 座 500m³事故缓冲罐、进站阀组撬块、增压泵房（螺杆泵两台）、配电室等，按全自动无人值守撬装化设计。中控系统将全站各生产系统的主要参数（液位、温度、压力、流量、设备运行状态等）进行收集、调控，实现全站生产系统的监控报警功能。

（4）排 601-20 区块增压站

排 601-20 区块增压站建于 2013 年，设计规模 2000t/d，站内设有 1 座 500m³事故缓冲罐、进站阀组撬块、增压泵房螺杆泵两台、配电室等，按全自动无人值守撬装化设计。中控系统将全站各生产系统的主要参数（液位、温度、压力、流量、设备运行状态等）进行收集、调控，实现全站生产系统的监控报警功能。

（5）排 609 增压站

排 609 增压站是一座将春风油田排 609 区块油井集中计量、集中传输的增压站。

该站主要设备有 2 台排量为 100 方/小时的柱塞泵(一备一用)，1 个油井来油阀组。该站进入正常送行后为无人值守，油井来液由增压站泵外输经排 6 北区块阀组间外输至 1#联合站。要求每条线按照产量、温度依次投运，确保管线运行平稳，目前全部停用。排 609 增压站站目前现状：进站单井 33 口，生产井 23 口，日外输液量 478.6/d，综合含水 89.1%。

（6）1 号接转站

1 号接转站位于排 601 南与排 6 北交界处，投产于 2012 年，该站主要设备有 4 台排量为 75 方/小时的单螺杆泵，2 座 500 方的原油罐，2 座原油蒸汽混掺加热器，1 座原油加药间，1 座污水池和 2 套油井来油阀组，2 台 3000t/d 的计量装置。该站按四级站场配套消防系统，分别采用低倍数泡沫灭火系统、消防冷却水系统和移动式灭火系统；同时兼顾排 2#固定注汽站的消防供水。该接转站建成规模为 5000t/d，综合含水 83%，站内主要功能：原油的升温、增压、事故储存、加药等，同时配套消防、自控等。1#接转站目前现状：进站单井 161 口，生产井 116 口，日外输液量 2278t/d，综合含水 84.8%。

（7）2 号接转站

2 号接转站位于排 6 南区及排 601 南区之间的一处沙丘上，该站主要设备有 4 台 90 方/小时的单螺杆外输泵、2 座 700m³事故罐、2 台 4000t/d 规模的计量装置、2 台蒸汽原油混掺装置，1 座原油加药间，1 座污水池和 2 套油井来油阀组。该站按四级站场配套消防系统，分别采用低倍数泡沫灭火系统、消防冷却水系统和移动式灭火系统；该接转站设计规模为 6000t/d，综合含水 88%。站

内主要功能：原油的升温、增压、事故储存、加药等，同时配套消防、自控等。2#接转站目前现状：进站单井 248 口，生产井 180 口，日外输液量 4444.8t/d，综合含水 82.72%。

“十四五”期间，根据开发规划，准西老区稳产 120 万吨。为弥补稠油产量递减，规划在春风油田（克拉玛依辖区）新钻油井 503 口，接转站及增压站 5 年预测运行指标见表 3.2-10，根据预测指标各接转站及增压站均能满足运行要求。

表 3.2-10　接转站及增压站 5 年预测运行指标表

站场名称	设计转输能力 (t/d)	实际接转液量 (t/d)	规划最大液量 (t/d)
春风 1#接转站	5000	1800	3639
春风 2#接转站	6000	4000	5908
601-20 增压站	2000	1600	1630
1#增压站	2000	1600	1741
2#增压站	2000	1200	1434
3#增压站	2000	700	1561
排 609 增压站	1000	350	750

3.2.6.3 注汽站及依托可行性分析

春风油田老区现共有 6 座注汽站，分别是 1 号、2 号、3 号、4 号、5 号、6 号注汽站。

（1）1 号注汽站

1 号注汽站（排 601 北区注汽站）位于克拉玛依市以南约 63km，217 国道以西约 3km,兵团农七师 128 团以北约 12.0km。1 号注汽站于 2011 年 8 月开工建设，2014 年 11 月通过新疆维吾尔自治区环境保护厅的竣工环保验收。2018 年 9 月，进行烟气治理工程，安装了 SNCR 脱硝系统一套、仓顶袋式除尘器 2 套及 FGD 脱硫系统 2 套，满足了烟气排放烟气 NOx≤200mg/m^3、SO_2≤200mg/m^3、粉尘≤30mg/m^3 需求。

排 601 北区注汽站建有 2 台 48t/h 的燃煤强制循环直流链条锅炉，锅炉型号：QXL48-14.2-AⅡ。1 号注汽站承担着排 601 北区 56 口油井的注汽任务，区域配套注汽管网 D89×8 注汽管线 10.61 公里，D114×10 注汽管线 7.89 公里，

同时还担负着为一号联合站提供低压掺汽和管理一区的生活基地、一号联合站的冬季供热任务。

图 3.2-18　　一号注汽站工艺流程图

（2）2 号注汽站

2 号注汽站为新疆准噶尔盆地西缘排 601 中区产能建设工程的配套工程，主要为油田开发注汽。该注汽站于 2012 年 9 月 25 日，取得新疆生产建设兵团环境保护局《关于春风油田排 601 中区固定注汽站建设项目环境影响报告书的批复》（兵环审[2012]328 号），于 2015 年 12 月 23 日，取得新疆生产建设兵团环境保护局《关于春风油田排 601 中区固定注汽站竣工环保验收的批复》（兵环验[2015]271 号）。

2012 年开工建设，于 2013 年正式投产。该站采用两台辽河油田总机械厂制造的 48t/h 固定式燃煤注汽锅炉，由胜利设计院设计，胜利油建施工，以煤为燃料，采用链条炉排层燃燃烧，强制循环直流锅炉技术形式。承担着排 601 中区 102 口油井的注汽任务，区域配套注汽管网 28.5 千米，设计年供汽能力 70 万吨，干度 75%以上。2019 年 7 月进行烟气治理工程，拆除原有脱硫、除尘系统，新建 13.5 万 m^3/h 烟气治理设施，主要包括除尘、脱硫和脱硝系统。

（3）3 号注汽站

春风油田 3 号注汽站位于第七师128 团以北5km，克拉玛依市以南60km，G3015 以西3km 位置，为春风油田排 601 块南区产能建设工程的配套工程，主要为油田开发注汽，3 号注汽站于 2013 年建设，春风油田排 601 块南区产能建设工程于 2013 年 2 月 27 日，取得新疆生产建设兵团环境保护局《关于春风油田排 601 块南区产能建设工程环境影响报告书的批复》（兵环审[2013]58 号）,于 2015 年 12 月 23 日，取得新疆生产建设兵团环境保护局《关于春风油田排 601 块南区产能建设工程竣工环保验收的批复》（兵环验[2015]273 号）。

3 号注汽站于 2013 年开工建设，于 2014 年正式投产。3 号注汽站的设计规模为 1 座 3×48t/h 固定燃煤注汽站，目前已建设 2 台 48t/h 燃煤锅炉，两台炉子现状实行“用一备一”模式。预留 1 台 48t/h 燃煤锅炉位置。厂房、供配电、给排水等公用和辅助设施按照最终规模一次建成。根据目前的注汽量不需扩建燃

煤锅炉。2019 年 7 月进行烟气治理工程，拆除原有脱硫、除尘系统，新建烟气治理设施，主要包括除尘、脱硫和脱硝系统。

（4）4 号注汽站

春风油田 4 号注汽站位于第七师128 团东北方向 6km，克拉玛依市以南60km，为春风油田排 601 块南区产能建设工程的配套工程，主要为油田开发注汽，4 号注汽站于 2013 年建设，春风油田排 601 块南区产能建设工程于 2013 年 2 月 27 日，取得新疆生产建设兵团环境保护局《关于春风油田排 601 块南区产能建设工程环境影响报告书的批复》（兵环审[2013]58 号）,于 2015 年 12 月 23 日，取得新疆生产建设兵团环境保护局《关于春风油田排 601 块南区产能建设工程竣工环保验收的批复》（兵环验[2015]273 号）。

4 号注汽站于 2013 年开工建设，于 2014 年正式投产。4 号燃煤注气站坐落于春风油田排 601 南区，站内共安装 2 台 48t/h、14.2MPa 固定燃煤注汽锅炉及配套设施。注气站满足排 601 南区注蒸汽和井口掺蒸汽集输要求。每台注汽锅炉配 1 套减压装置，产生 0.4MPa/143℃低压蒸汽，供给真空除氧器加热给水，并通过汽水换热机组换热为 95℃/70℃的热水，供注汽站采暖。注气站主要设备由辽河总机械厂供货，其中包括：锅炉本体、鼓风机、引风机、多管除尘器、U 型净化塔、旋流分离塔、水处理撬块、给水撬块、排放扩容器、上煤除渣设备、汽水换热机组、盐液泵、冷却水泵、灰水循环泵、冲灰水泵、排放水回收泵和潜水排污泵，以及以上设备的配电及控制系统。锅炉型号：QXL48-14.2-AⅡ，为强制循环链条炉排锅炉，额定蒸发量为 48t/h，额定蒸汽压力为 14.2Mpa 的饱和蒸汽，设计用燃料种类为Ⅱ类烟煤。

2019 年 7 月 4 号注汽站进行烟气治理工程，拆除原有脱硫、除尘系统，新建烟气治理设施，主要包括除尘、脱硫和脱硝系统。

（5）5 号注汽站

5 号注汽站位于克拉玛依市境内的前山涝坝，东临 217 国道，位于春光油田排 2 块北偏东 17km 处，距克拉玛依市约 70km。5 号注汽站为春风油田排 601-20 块产能建设工程的配套工程，2013 年 10 月新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制《春风油田排 601-20 块产能建设工程环境影响报告书》。2014 年 5 月 28 日，新疆维吾尔自治区环境保护厅以新环评函[2014]665 号文对该项目环境

影响报告书进行了批复。2014 年 10 月春风油田排 601-20 块产能建设项目中 130t/h 循环流化床锅炉建设完成。2017 年 11 月完成了竣工环保验收。

燃煤注汽站工程主要包括建设 1 台 130t/h 循环流化床锅炉，锅炉采用循环流化床燃烧技术，额定蒸发量 130t/h、压力 140MPa,设计效率 91%,蒸汽干度 99%。

配套建设煤堆棚、机修部分、自控部分、供配电部分、水处理部分以及注汽站的蒸汽输送、通讯、供水、供电、供气、道路等配套设施。

注汽站年设计最大供汽能力 104 万吨，担负着排 601-20 区块 96 口油井的注汽及 2 号联合站供汽任务。2015 年 09 月 17 日投用，运行稳定、可靠性高、运行小时长，注汽干度 99%，吨汽耗煤 145kg/t，计算锅炉效率 91.3%，优于设计指标，满足生产需要。

（6）6 号注汽站

6 号注汽站位于克拉玛依市境内的前山涝坝，克拉玛依市克拉玛依区南部，距克拉玛依市区约 70km，西距 217 国道约 1.6km。6 号注汽站为春风油田排 612 块白垩系产能建设工程的配套工程，2014 年 5 月新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制《春风油田排 612 块白垩系产能建设工程环境影响报告书》。2014 年 5 月 28 日，新疆维吾尔自治区环境保护厅以新环评函[2014]666 号文对该项目环境影响报告书进行了批复。2019 年 4 月完成了竣工环保验收。

6 号注汽站内设置 1 台 130t/h 和 1 台 75t/h 锅炉，锅炉采用循环流化床注汽锅炉，锅炉燃料为当地烟煤，锅炉用水为软化除氧水。锅炉出口额定蒸汽压力 14MPa，蒸汽温度 350℃。工程建成后年供汽能力 126×10^4t。

站区内主要建（构）筑物包括锅炉间、仪控配电楼、除尘器、引风机间、烟囱、集中供气站、地磅房、卸煤间、输煤斜廊、渣罐、灰罐、综合操作间、高含盐水池等组成，总建筑面积约 12292.39 ㎡。注汽站系统主要包括锅炉的燃烧系统、汽水系统、烟风系统及配套的上煤、除灰渣、供配电、仪表自控、供热、给排水消防、通信、视频监控等。6 号注汽站锅炉工艺与 5 号注汽站锅炉相同。

目前新春公司在运行锅炉共 32 台（含固定锅炉 10 台，活动注汽锅炉 22 台），注汽锅炉运行能力见表 3.2-11。固定注汽站相对位置见图 5.1-1。

表 3.2-11　注汽锅炉运行能力

锅炉类型	注汽站(队)	锅炉额定排量	锅炉出口蒸汽干度	数量(台)	实际产汽能力测算		
					运行时率	排量	年产汽能力
48t 链条式燃煤注汽锅炉	1 号注汽站	48	75%	2	65%	35	39.86
	2 号注汽站		75%	2	65%	35	39.86
	3 号注汽站		75%	2	65%	35	39.86
	4 号注汽站		75%	2	65%	35	39.86
循环流化床锅炉	5 号注汽站	130	100	1	65%	35	22.78
	6 号注汽站	75/130	过热 10℃	2	100%	85	74.10
活动注汽锅炉	自有活动锅炉	15	75%	3	75%	9	17.74
	华安注汽队	11.5	75%	2	72%	8	10.09
	德仕	11.2	75%	5	72%	8	25.23
	井下	11.5	75%	5	72%	8	25.23
	众安	9.2/11.5	75%	2	72%	8	10.09
	华滨	11.5	75%	2	72%	8	10.09
	现河工贸	9.2	75%	1	72%	8	5.05
	胜机	11.5	80%	1	72%	8	5.05
合计				**32**			**364.89**

图 3.2-19　固定注汽站相对位置图

未来五年新春公司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，固定注汽站注汽能力基本满足未来 5 年开发要求。

3.2.6.4 采出水处理设施及依托可行性分析

（1） 联合站采出水处理设施运行现状

春风油田春风联合站采出水处理能力 6100m³/d，目前实际处理液采出水量 6125m³/d，春风二号联合站采出水处理能力 10000m³/d，目前实际处理采出水量 4800m³/d。含油采出水处理工艺流程为：

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

处理后的水质主要控制指标如下：

含油量　　≤30.0mg/L

悬浮固体含量　　≤10.0mg/L

根据最新的开发数据，春风油田春风联合站、春风二号联合站采出水处理能力 16100m³/d，目前实际处理采出水量 14302m³/d，未来 5 年采出水量最大将

达到 15882m³/d，春风一号、二号联合站现有采出水处理总体能力能够满足处理要求。

根据《春风油田排 6 北区产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，春风联合站回注水泵回注水中 pH、悬浮固体含量、含油量、硫化物监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中限制要求。回注水水质监测结果见附件。

（2）春风油田含油污水资源化处理站一期工程

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

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

3.2.6.5 注水能力依托可行性分析

春风联合站内建有采出水回注系统 1 套，负责将春风一号和二号联合站分出的采出水进行回注地层（其中在 2013 年 11 月 23 日春风二号联合站采出水系统正式投运后，春风二号联合站分出的采出水回输至春风联合站采出水系统，由春风联合站回注系统统一回注）。

春风油田目前配套回注井 22 口，排 7 注水站、车浅 1-7 注水站，负责将春风油田产出的采出水回注地层。设计回注能力 16000m³/d，系统设计压力 16MPa；已建采出水回注干线 48.57km，5 年预测最大采出水量 15882m³/d。

回注工艺流程如下：

采出水处理系统→储水罐→喂水泵→回注泵→高压回注管线→回注井

根据采出水进站预测指标表，春风油区最大日产水量 16071m³ /d，春风+春风二号联合站采出水系统总设计采出水处理规模 16100 m³ /d，采出水资源化站一期(宝莫站)+二期(待建)总设计产品水规模 10000m³ /d，春风油田注水站总设计注水规模 19000 m³ /d。

综上所述，地面采出水处理及注水系统能力能满足开发指标要求。

3.2.6.6 一二八团生活垃圾填埋场

一二八团生活垃圾填埋场位于七师 128 团前山镇以北 8km、2 连以北 3.8km 处，生产建设兵团第七师环保局 2017 年 8 月以（师环函[2017]118 号文）予以批复。该生活垃圾填埋场包括填埋场防渗系统、渗滤液导排及处理系统、气体导排系统、雨污分流系统、监测系统以及管理区、运输专用道路等辅助配套工程，总占地面积约 38160 ㎡,项目设计日处理垃圾 40 吨，总有效库容约为 22.7 万 m³，库容服务期 10 年，总投资 1498.46 万元。生活垃圾填埋场运行良好，可以依托。

3.2.6.7 克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司

本工程施工期产生的钻井废水与废弃钻井泥浆和岩屑部分委托克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司进行无害化处置。

克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司 2 万 t/a 废弃钻井泥浆处理项目固体废物污染防治设施项目位于第七师 128 团工业园 12 号房，占地面积 26240m^2,项目新建一套 2 万 t/a 钻井废弃物处理生产设施，主要包括生产装置区、办公生活区、绿化区域、厂内道路和预留区域等。2016 年 10 月，新疆生产建设兵团第七师环保局以（师环函[2016]114 号文）对该项目环境影响报告书予以批复，2018 年 7 月投入试运行。2019 年 3 月 30 日，新疆生产建设兵团第七师环保局以（师环验[2019]24 号文）通过了该项目的验收。

项目新建 2 万 t/a 废弃钻井泥浆无害化处理生产设施一套,处理基本原理是将废弃泥浆经过回收暂存处理—机械分离—絮凝沉淀—机械压滤等过程处理后，将固相物质制成泥饼。泥饼存放于临时储存场地，临时储存场地建有围挡及防渗处理，处置后泥饼满足《进一步规范油气田勘探开采废弃物防治工作的通知》（新环发〔2016]360 号）和《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》

（DB65/T3997-2017）的要求后用于建设井场和钻前道路。

3.2.6.8 山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司

本工程施工期产生的钻井废水与废弃钻井泥浆和岩屑部分委托山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司钻井泥浆废弃液不落地处理项目进行无害化处置。

山东奥友环保工程有限责任公司乌苏分公司钻井泥浆废弃液不落地处理项目位于第七师 123 团职工多元化增收创业园，新建钻井泥浆处理生产线 2 条,配套建设 3000m^3 泥浆储存池 3 座、不落地收集罐 40 个、单井 2 个、140×100m^2 固废暂存场一座，年处理钻井废液 10 万 m^3。项目结合新环发【2016】360 号文的要求，采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉降”工艺，实现钻井废液的无害化处置和综合利用。

2017 年 12 新疆生产建设兵团第七师环保局以师环审〔2017]166 号文批复了该项目环境影响报告表，项目于 2018 年 3 月开工建设，2019 年 7 月建成并投入试运行。2019 年 11 月 19 日，新疆生产建设兵团第七师环保局以（师环验[2019]24 号文）通过了该项目的验收。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和注汽、注水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥

浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用。

钻井泥浆和岩屑进入不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相最终由克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司在现场设置泥浆罐用于收集废弃泥浆和岩屑，定期运至克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司 2 万 t/a 废弃钻井泥浆处理项目场区处置。

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

a、钻井液、岩屑经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集池，由无害化单位定期拉运处理；

b、初步分离出的液相进入废水收集罐，分离后的液相循环使用。

图 3.3-1　钻井液循环示意图

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

采用三层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

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

3.3.1.2 测井

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

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

3.3.1.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。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。

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井、酸化、压裂工艺。

图3. 3-2　井下作业流程图

3.3.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场设备安装及管线连接，管线敷设、道路建设（以道路修复为主）等。

管线施工工艺流程详见图 3.3-3。

图 3.3-3　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

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

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作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。

管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深为 1.2m。

（3）管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种型式来满足管道变向安装要求。

（4）管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

（5）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；燃料气管线使用空气试压。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。

（6）穿越工程

1）光、电缆及其它管道穿越

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，并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。

2）公路穿越

本项目公路穿越主要为油气田内部公路穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加 20#无缝钢制套管保护，套管规格为 φ219×7.0mm，穿越段长度共计 30m。

（7）管沟回填

管道下沟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。

3.3.1.5 采油

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。

综合分析本项目油藏类型为受构造控制的浅薄层地层特稠油油藏。热采开发。

图 3.3-4 井场内注采合一工艺流程图

3.3.1.6 原油集输及处理

依托已建春风二号联合站，采用西部稠油标准化设计“功图计量、掺蒸汽串接流程”模式，采出液串接进入排增压站外输干线后转输进入二号联合站处理。

图 3.3-5　运营期工艺流程示意图

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，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。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、注水等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1、图 3.3-4。

表 3.3-1　　环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线、道路建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、硫化氢	-

		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏、井损	污染土壤、地下水、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

图 3.3-6　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自钻井工程、地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声、施工人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 193.55hm^2、临时占地 219.4hm^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为草地、林地。

表 3.3-2　　占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm^2)			备注
		永久占地	临时占地	总占地	
1	钻井井场	76.95	102.6	179.55	部署井台 513 座，每座占地 70m×50m，其中永久占地 1500 ㎡；
2	道路	88.2	50.4	138.6	126km，路面宽 6m，路基宽 7m，扰动范围路基外两侧 2.0m；

3	集输管线	0	0	0	126km，沿道路敷设，不新增占地；
4	注水管线	0	9.6	9.6	16km，施工期临时性占地为管道轴线两侧宽共 6m；
5	注汽管线	28.4	56.8	85.2	142km，施工期临时性占地为管道轴线两侧宽共 6m，管线位于地上，永久占地宽度 2.0m 计。
	合计	193.55	219.4	412.95	

3.3.3.2 开发期污染源分析

（1）废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气，本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水和生活污水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

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

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

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废

水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目部署 513 口井，平均单井进尺 1700m，总进尺 87.2 万 m。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，普通油井（≤2.5km 进尺）产污系数 18.81t/100m 进行估算。本项目钻井进尺 87.2 万 m，则钻井废水产生量为 16.4 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

②生活污水

施工期常驻井场人员按 30 人，本项目新建井钻井周期 20d，每人每天生活用水最高按 80L 计算，则生活用水最大量为 2.4m^3/d，排水量按用水量的 80%计算，单井生活污水排放量为 38.4m^3，则钻井期内生活污水总产生量总计为 1.97 万 m^3；生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，根据区内已钻评价井的经验，生活污水浓度 COD 为 350mg/L，BOD_5为 170 mg/L、氨氮为 6mg/L、SS 为 24mg/L，钻井期间废水中各污染物的产生量为 COD 6.8t、BOD_5 3.34t、氨氮 0.12t、SS：0.47t。生活污水排入可移动旱厕，定期清运至春风二号联合站生活污水处理装置处理。春风二号联合站位于项目区西南方向 13km 处，生产管理区生活污水站采用地埋式一体化污水处理系统处理进行处置，地埋式一体化污水处理系统处理生活污水技术工艺成熟，通过该系统处理后的生活污水水质可以满足《污水综合排放标准》二级标准。本项目产生生活污水量较少，可以依托该污水处理站进行处理。

③试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程各类管线总长度为 278km，试压废水为 695m^3，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

（3）固体废物污染源

①钻井岩屑

本工程钻井过程中采用的钻井液为非磺化水基钻井液，钻井过程中采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。固体废物主要为钻井岩屑。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.24m；

h——井深，平均值 1700m；

d——岩屑膨胀系数，水基泥浆取 d=2.2。

本工程钻井总进尺 87.2 万 m，据此，利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量约为 169.2m^3，本工程共钻 513 口，岩屑产生量约为 8.68 万 m^3 。

根据目前新春公司对钻井单位的要求，钻井单位钻井施工需采用泥浆不落地系统进行固液分析，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相（岩屑）排入井场内建设的钻屑储集防渗池，钻屑储集防渗池采用 2mm 防渗膜防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s，用于临时堆放干化钻井岩屑，而后交由有资质的单位处置。处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

②生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本项目合计完井周期 10260 天。单井施工人数约 30 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，平均单井产生生活垃圾 0.3t，整个钻井过程生活垃圾产生量共计 153.9t，生活垃圾集中收集后定期送往春风油田绿色环保站生活垃圾池处置。

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、泥浆泵等，声强一般在 95－105dB(A)，见表 3.3-3。

表 3.3-3　　钻井设备主要噪声源

位置	噪声源	源强 dB(A)	治理措施
井场	钻机	100~105	基础减振
	泥浆泵	95~100	减振、消声

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

春风油田老区（克拉玛依市境内）油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在春风联合站、春风二号联合站进行脱水处理。根据开发方案，春风油田老区（克拉玛依市境内）产能项目运行期累计采出油藏采出水最大为 15882t/d。油藏采出废水进入春风联合站、春风二号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注地下或回用于注汽锅炉，不外排。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-4），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-4　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

				石油类	克/井次-产品	17645	物理 +化学 +回注	100

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据表 3.3-6 计算井下作业废水产生量为 76t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g，则本项目 513 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 19494t/a、26.81t/a、4.53t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至春风油田联合站进行处理达标回注。

3.3.4.2 废气污染源

油气田生产过程中油气集输、处理及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体。

此大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发无组织挥发。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs主要为非甲烷总烃。油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社），无组织排放在大多数建设项目中都存在，但难以定量描述，源强的确定可采用估算法给出。根据该指南中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。由国内外有关计算和油田实测数据看，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在0.1‰以下。本项目仅26口井采用单井拉油方式生产，本次无组织排放源强估算系数按0.2‰计算，按照原油最大产量24.3×10^4t/a计算，此次建产新增烃类挥发总量为48.6t/a。

3.3.4.3 固体废物污染源

（1）危险废物

①落地油

主要来自试油等作业及突发环境事件，属于《国家危险废物名录》（2021本）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，类比区块内油井作业污泥产生量，约50kg/井·次，作业频次一般2年。落地油回收率为100%，本工程共503口油井，产生落地油量为12.58t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单，《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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

②废防渗膜

工程运行期油井作业时，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1-2年。单块防渗布重约250kg（12m*12m），每口井作业用2块，则本工程503口油井作业1次共产生废弃防渗布约252t，油井作业频次为2年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约125.7t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，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。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，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》（2021本）HW08类危险废物（900-217-08使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油、900-214-08车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油），委托持有危险废物许可证的单位利用处置。

④清管废渣

本项目不建设清管站，集输管线清管作业依托各联合站和接转站。属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，委托持有危险废物许可证的单位利用处置。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单，《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 和《危险废物转移联单管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

⑤废弃的含油抹布、劳保用品

废弃的含油抹布和劳保用品主要来自于机械保养、清洁。属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-041-49），可根据《危险废物豁免管理清单》，全过程不按危险废物管理。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.3-5。

表3.3-5　危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	12.58	油井作业	液态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
2	废润滑油		900-217-08、900-214-08	少量	设备检修	固态	石油类	间歇	T、I	自行综合利用或交第三方有资质单位处理。
3	含油废弃防渗布		900-0..249-08	125.7t/a	油井作业	固态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
4	清管废渣		900-249-08	少量	清管作业	固态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理

（2）生活垃圾

运营期工作人员由春风油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是站场、井场机泵等设备噪声，噪声级为 80～120dB(A)，见表 3.3-6。

表 3.3-6　　噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB（A）
井场	机泵	90-100
	井下作业	80-120

3.3.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-7。

春风油田废气污染源有油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。根据搜集春风油田环境影响后评价报告等相关资料，结合本次评价计算结果，春风油田老区（克拉玛依市境内）污染物排放“三本账”估算表见表 3.3-8。

表 3.3-7　　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	烃类	48.6	48.6	大气
生产废水	采出水		废水量	579.69 万	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	19494	0	由春风油田联合站，处理后回注油层
			COD	26.81	0	
			石油类	4.53	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	12.58	0	采用专用罐运至有资质的单位妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

表 3.3-8 春风油田老区（克拉玛依市境内）运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本项目排放量(t/a)	总体工程		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO_2	684	0	684	0	0
		NO_X	693	0	693	0	0
		颗粒物	181	0	181	0	0
		非甲烷总烃	112	48.6	160.6	0	+48.6
2	废水	生产废水	0	0	0	0	0
		生活污水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0

		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4 清洁生产水平分析

3.4.1 钻井过程的清洁生产工艺

（1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

（2）在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

（3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井污水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

（4）钻井泥浆循环利用率（重复利用）达到90%以上，最大限度地减少废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体规定如下：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化，有效减少泥浆使用量。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部交有资质单位处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废弃泥浆产生量。

（5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（6）设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

（7）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

（8）完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，用于铺设通井路、铺垫井场等。

3.4.2 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和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

（2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

（3）油气集输

依托已建春风联合站、春风二号联合站。采出液串接进入计转站后转输进入各联合站处理。

（4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少占用林地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.3 井下作业清洁生产工艺

（1）在井场加强油井井口的密闭，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）在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至春风联合站、春风二号联合站处理。

3.4.4 节能及其它清洁生产措施分析

（1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

（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）集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

3.4.5 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目建设主要采取的环境管理措施如下：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

（3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对输油管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

3.4.6 标准对照

参考《清洁生产技术要求-石油天然气开采业-稠油开采》（HJ/TXX-2002）中的相关标准对区块清洁生产水平现状进行说明，同时对未来滚动开发区块各项清洁生产指标提出要求。其中一级代表国际清洁生产先进水平，二级代表国内清洁生产先进水平，三级代表国内清洁生产基本水平。见表 3.4-1。

表 3.4-1　　清洁生产指标对比分析与指标要求

石油天然气开采业——稠油开采清洁生产技术要求内容清洁生产指标等级	一级	二级	三级	本项目
一、生产工艺与装备要求				
1.使用的钻井液	可生物降解的钻井液	水基钻井液	油基钻井液	二级（水基钻井液）
2.井控装置	具备	具备	具备	一级
3.防止井场落地原油产生的措施	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施	一级

4.原油集输流程	密闭，并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭	二级
二、资源能源利用指标				
1.采油耗新鲜水，t/t 原油	≤3.0	≤5.0	≤7.0	一级
2.采油综合能耗，kg 标煤/t 采出液	≤20	≤60	≤130	一级
三、污染物产生指标(末端处理前)				
1.钻井废水，t/100m 进尺	≤10	≤30	≤70	二级（18.81）
2.钻井废弃泥浆，t/100m 进尺	≤1.0	≤2.0	≤6.0	一级
3.落地原油，kg/t 原油	≤1.0	≤2.0	≤5.0	一级
四、废物回收利用指标				
1.采出水回用率，%	≥95	≥70	≥40	一级
2.钻井泥浆循环率，%	≥95	≥80	≥50	二级
五、环境管理要求				
1.生产管理	对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理，考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理，考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理	一级
2.环境管理制度	通过 ISO14001 环境管理体系认证	建立并运行健康、安全和环境(HSE)管理体系	环境管理制度完善、原始记录及统计数据齐全	二级

从表 3.4-1 可以看出，本项目符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产先进水平。

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

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 污染物总量控制因子

“十四五”我国主要污染物总量控制指标为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、VOCs、化学需氧量和氨氮。

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺及密闭装车工艺，不设置燃气加热炉。运营期产生的采出水、井下作业废水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为 VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本项目建议总量控制指标为非甲烷总烃，本项目油气集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）无组织排放量估算为 48.6t/a。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录》（2019 本）符合性分析

石油天然气开发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》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。项目的建设符合国家的相关政策。

（2）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、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域内进行煤炭、石油、天然气开发。

第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

本项目行政区隶属新疆克拉玛依市管辖，评价范围内没有水源涵养区、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域，工程将占用部分重点公益林，公益林保护等级为国家二级公益林和地方级公益林，建设单位将按照林业部门管理要求办理相关手续并积极采取恢复措施；工程设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多

分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本项目采出水由联合站污水处理系统统一处理调配；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。项目钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

（5）与《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）、新环评价发 2020〕142 号的符合性分析

根据（环办环评函〔2019〕910 号）：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；建设单位或生产经营单位

按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。

本项目采出水依托春风联合站、春风二号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，中石化新疆新春石油开发有限责任公司针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。本项目后续根据开发时序等进行分期验收，符合（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

3.7 相关规划符合性分析

（1）能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确，十三五”时期，要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力：“一是加大**新疆**、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料,提升战略替代保障能力”。本项目属于**油气资源开发项目**，符合国家能源规划。

（2）全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、**准噶尔**等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于**准噶尔盆地的原油开采项目，**符合《全国矿产资源规划》要求。

（3）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶

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

（4）《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020年）

《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020年）第三章第三节指出“落实国家资源安全战略部署，综合考虑自治区矿产资源禀赋、开发利用条件、环境承载力和区域产业布局等因素，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等10个国家级和14个自治区级矿产能源资源基地，作为国家资源安全供应战略核心区，纳入自治区国民经济和社会发展规划以及相关行业发展规划中统筹安排和重点建设”，其中**准噶尔盆地油气基地**属于该规划确定的10个国家级大型油气生产和加工基地，本项目属于**准噶尔盆地油气基地内重点项目**，符合规划要求。

（5）《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的**准噶尔盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020年）确定的10个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

（6）《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》提出：“到2020年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友 好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为9大矿产资源开发区域：①阿尔泰山非生态敏感区域黄金、有色金属、黑色金属、稀有金 属、白云母、宝石开发区域；②塔里木盆

地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开发区域；③西准噶尔非生态敏感区域铬、金、膨润土、煤炭、石材开发区域；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开发区域；⑤西天山非生态敏感区域黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开发区域；⑥东天山金、黑色金属、有色金 属、煤炭、化工、建材非金属矿产开发区域；⑦南天山黑色 金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开发区域；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开发区域；⑨阿尔金山非生态敏感区域有色金属、金、石棉、玉石矿产开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》。

（8）《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》

《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》提出：“**把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地**、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的氮肥生产基地”。

本项目符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。

（9）新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

本项目属于石油开采项目，行政区隶属新疆克拉玛依市管辖，属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

（10）《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》

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

本工程属于克拉玛依市境内的油田开发项目，符合《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括钻采工程、油气集输工程、注汽管线、注水管线以及其他配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区

不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为草地、林地。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。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

（2）管线、道路选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；项目所在区域分布的重点公益林类型为灌木林地，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

3.9“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（新克政发〔2021〕49号），春风油田（克拉玛依市境内）位于克拉玛依区环境一般管控单元，不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，场站、井场外土壤执行《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 筛选值标准；场站、井场内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括非甲烷总烃等，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会突破区域环境质量底线。

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。油气田开发用地性质主要是未利用地，土地资源消耗符合要求，且项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气田开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发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》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》及《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》，工程区位于克拉玛依区环境一般管控单元。

综上，本工程开发建设符合新疆维吾尔自治区和克拉玛依市“三线一单”要求。具体分析内容见表 3.9-1、3.9-2。

表3.9-1　　与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据2018年编制《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本工程区域不在拟定的生态保护红线内。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	采出水、井下作业废水进入分水点处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，废水均不向外环境排放；根据克拉玛依市城市环境质量自动监测点的监测数据，区域SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}年平均浓度及CO、O_3日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，为环境空气质量达标区，本工程采取防沙治沙、生态恢复等措施，减少扬尘等影响。区域大气特征因子硫化氢及非甲烷总烃小时平均值满足相应标准限值要求；影响预测结果也不会出现超标现象，对区域的环境空气质量影响较小。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。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本工程用水仅在施工期有少量生活用水，生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；本工程使污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18号）	生态环境准入	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原	本工程不在生态保护红线区，且不属于优先保护单元。本工程位于一般管控区。本工程实施后，通过采取完善的污染治理措施，正常情况下，不会对工程区周围大气环境、声环境、土壤环境、地下水环境影响产生明显影响。本工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七	符合

文件名称	文件要求		本工程	符合性
		则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。	类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许可准入类项目。	

表3.9-2　　与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
克拉玛依区环境一般管控单元03	一般管控单元	空间布局约束	1.执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】【A1.4-3】条要求。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 3.执行“克奎乌-博州片区”管控要求	自治区总体生态环境管控要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本工程符合国家及自治区主体功能区、生态环境功能区等规划。	符合
					【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。	本工程不属于重大项目。	符合
					【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂	本工程不属于石化、化工、煤化工、制药、农药、工业	符合

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
			【B1.1-5】条要求。 4.执行克拉玛依市总体管控要求1.1、1.2、1.3、1.5、1.6、1.8条要求。		装、包装印刷、油品储运销等涉VOCs排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现VOCs集中高效处理。	涂装、包装印刷、油品储运销等行业建设项目。	
				自治区一般环境管控单元分类管控要求	【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。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。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本工程不属于金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，不属于涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。本工程占地属于未利用地，不占用耕地、基本农田。	符合
				七大片区（克拉玛依市主要涉及“克奎乌-博州片区”）总体生态环	【B1.1-5】在大拐-小拐农业开发生态功能区，保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染。建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地。	本工程占地属于未利用地，不占用耕地、基本农田。	符合

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
				境管控要求			
				克拉玛依市总体管控要求	1.1 严格按照自治区明确的“三高”项目范围执行，严格执行有关政策、标准，确保“三高”项目在克拉玛依市无处藏身。	本工程不属于“三高”项目。	符合
					1.2 严禁新建、扩建“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目，禁止新增钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、轮胎等产能严重过剩行业的项目。	本工程不属于“三高”项目、化工项目、钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、轮胎等产能严重过剩行业的项目。	符合
					1.3 独山子区禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NOx）等主要大气污染物总量指标“倍量替代”的项目。克拉玛依区、高新区（白碱滩区）、乌尔禾区以自治区人民政府批复的《克拉玛依区域大气污染防治总体规划》（新政函〔2014〕202 号）所划定的范围为准，禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NOx）等主要大气污染物总量指标等量替代的项目。	本工程不涉及总量控制指标。	符合
					1.5 对土地、环保、工商、质监等手续不全或不符合国家、自治区产业政策的重污染项目立即关停淘汰，做到“两断三清”。其他手续完备，不符合产业布局规划的小微企业，督促其搬迁入驻园区，污染物排放不达标的污染企业停产整改。	本工程不属于重污染项目、符合国家产业政策。	符合
					1.6 严格限制石化、化工等高 VOCs 排放建设项目。新建涉 VOCs 排放的工业企业要入园区。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目	本工程不属于石化、化工等高 VOCs 排放建设项目。	符合

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
					一律不得建设。		
					1.8 新建污染企业必须全部进入相应的工业集聚区。严格城市规划蓝线管理，城市规划区范围内应保留一定比例的水域面积，新建项目一律不得违规占用水域。	本工程属于陆地矿产资源开发，不在城市规划区范围内，不占用水域。	符合
		污染物排放管控	1.执行自治区管控单元分区管控要求中【A7.2-1】条要求。 2.执行克拉玛依市总体管控要求2.1、2.2、2.3、2.4、2.5、2.7条要求。	自治区一般环境管控单元分类管控要求	【A7.2-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本工程不涉及总量控制指标。	符合
				克拉玛依市总体管控要求	2.1 重点行业污染物排放管控	本工程不属于石化、火电、装备、纺织服装和轻工等2.1中涉及的重点行业	符合
					2.2 所有新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。全市二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）全面执行大气污染物特别排放限值。	非甲烷总烃无组织排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中特别控制要求	符合
					2.3 钢铁、水泥、煤炭、垃圾焚烧等重点行业完成治理设施升级改造，实现达标排放。	本工程不属于钢铁、水泥、煤炭、垃圾焚烧等2.3规定的重点行业。	符合
					2.4 新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。贯彻落实自治区制订的特色行业水污染物排放标准（特别排放限值）、污染防治技术政策、清洁生产标准等各项地方标准。所有排污单位必须依法实现全面达标排放，重点	本工程不属于重点行业建设项目，贯彻落实自治区制订的各项政策、符合地方标准要求。	符合

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
					排污单位应按要求安装特征污染物在线监控设施，达标企业应采取措施确保稳定达标。严格控制污染物新增排放量，对超过重点污染物排放总量控制指标的区，暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目。		
					2.5 重点加强对石油开采、石油石化等废水排放量大的行业进行提标改造，采取综合利用、技术改造、污染治理等措施对重点工业废水污染源实施综合治理。	本工程属于陆地石油开采，本工程产生的废水处理后回注，不外排。	符合
					2.7 严禁向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。加强对油气田等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，及时督促有关企业采取防治措施。	春风油田制定了严格的环保管理制度，严禁向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	符合
		环境风险防控	1.执行自治区管控单元分区管控要求中【A7.3-1】条要求。 2.执行克拉玛依市总体管控要求 3.11 条要求。	自治区一般环境管控单元分类管控要求	【A7.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	本工程采取保护地表与植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的行驶范围等措施，防止水土流失。不向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，并加强周边农田的监测与评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	符合
				克拉玛依市总体管控要	3.11 排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，	本工程排放重点污染物的建设项目，环评阶段对土壤进	符合

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
				求	并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投用。自 2017 年起，市、区两级人民政府要与重点行业企业签订土壤污染防治责任书，明确相关措施和责任，责任书向社会公开。	行环境影响评价，提出防范土壤污染的具体措施。	
		资源利用效率	1.执行自治区总体准入要求中【A4.1-2】【A4.1-3】【A4.2-1】【A4.5-2】条要求。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.4-1】条要求。 3.执行克拉玛依市总体管控要求 4.1、4.2 条要求。	自治区总体准入要求	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。	本工程产生的钻井废水循环利用，以达到节约用水的目的。	符合
					【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	不涉及	符合
					【A4.2-1】2020 年自治区土地资源利用上线的耕地保有量和基本农田保护上线指标为 428.73 万公顷和 354 万公顷，建设用地总量和城乡建设用地规模上线指标为 185.73 万公顷和 130.76 万公顷。	本工程不涉及耕地、基本农田。	符合
					【A4.5-2】到 2020 年，工业固体废物综合利用率持续提高。	本工程产生的钻井固废经处理后用于修路、铺垫井场，综合利用率为 100%。	符合
				自治区一般环境管控单	【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，	本工程产生的钻井废水循环利用，以达到节约用水的目	符合

环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求				本工程情况	相符性分析
				元分类管控要求	加强能源清洁利用。	的。	
				克拉玛依市总体管控要求	4.1 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区用水总量控制目标（万 m^3）2020 年分别为（克白 43602、乌 718、独 23500），2025 年分别为（克白 43708、乌 732、独 27700），2030 年分别为（克白 43814、乌 746、独 31900）。地下水开采控制目标（万 m^3）2020 年分别为（克白 3057、乌 372、独 5900），2025 年分别为（克白 3046、乌 386、独 5800），2030 年分别为（克白 3035、乌 400、独 5700）。	本工程一个控制用水总量，本工程产生的钻井废水循环利用，以达到节约用水的目的。	符合
					4.2 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区耕地保有量（公顷）2020 年分别为（克 17221.93、白 199.43、乌 972.64、独 206），城乡建设用地规模（公顷）2020 年分别为（克 29520.33、白 27039.18、乌 14711.36、独 5340.06），建设用地总规模（公顷）2020 年分别为（克 33926.97、白 29146.75、乌 16507.90、独 6741.09）。	本工程不涉及耕地、基本农田。	符合

图 3.9-1 本工程与生态保护红线位置关系图

图 3.9-2 本工程与克拉玛依市环境管控单元位置关系图

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

克拉玛依市地处准噶尔盆地西缘，西北傍扎依尔山，南依天山北麓，东濒古尔班通古特沙漠。地理坐标位于东经 84°44′～86°01′，北纬 44°07′～46°08′。北部、东北部与和布克赛尔蒙古自治县相接；西面与乌苏市和托里县毗邻；东南面与沙湾县相接；南边奎屯市把独山子区隔开，使这个区成为克拉玛依市的一块飞地。

克拉玛依市下辖克拉玛依、独山子、白碱滩、乌尔禾 4 个行政区。全市呈南北长（最长处 240km）、东西窄（最宽处 110km）的斜长条状，总面积 9500km^2。海拔高度介于 250～500m 之间。中心城区克拉玛依市距乌鲁木齐公路里程 312km，直线距离 280km；距北京公路里程 4086km，直线距离 2600km。独山子距中心城区 150km。

春风油田老区位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市小拐镇西北方向 15km 处。项目区地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地质构造

春风油田构造位置位于车排子凸起的东部，区域构造上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元，本工程位于春风油田东北部。

春风油田经历多期构造运动，地层变化较大。最下部为石炭系包谷图组地层，向上依次为石炭系希贝库拉斯、侏罗下统、白垩下统，古近系古新统、新近系的中新统与上新统地层，石炭系地层与上覆地层为不整合接触。

4.1.3 地形地貌

克拉玛依市地处准噶尔盆地西北缘的冲洪积扇前倾斜平原地带，总的地貌特征比较单一，多为广阔平坦的戈壁滩，地表覆盖有厚薄中等的砾石、沙、沙土等，部分地区及近山冲沟内可见中生界地层出露，属戈壁倾斜平原景观。市

区西北缘是加依尔山，山脉由北向南，海拔高度为600-800m，山体矮小，由构造剥蚀山及丘陵地形组成。山上无常流水，仅在暴雨期间形成暂时性洪水，并由短暂洪流积水造就一些“白板地”。市区位于山脉与盆地之间的漫坡上，其东南面是古玛纳斯河冲积、湖积形成的茫茫戈壁平原，一直延伸到准噶尔盆地中部的沙漠区。戈壁滩上散落着许多沙丘、沙垄和沙包，其上覆盖着荒漠植被，市区东北部的平原由于长期的强烈风蚀及暴雨冲刷，形成了古城废址似的“魔鬼城”的独特景观。

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘，该区地面海拔280m左右，区内植被稀疏，无地表水，地貌类型为冲积平原，工程区地势平坦。

4.1.4 水文与水文地质

本工程区周围无地表水体。克拉玛依市属资源性缺水地区，长期以来主要以引用地表水为主，开采部分地下水作为补充。流入境内的河流主要有5条，依次为白杨河、玛纳斯河、克拉苏河、达尔布图河和奎屯河，均为内陆河流，河水的补给来源主要为雪融水、降雨和少量裂隙水。地表水可引用年总径流量为2.21亿m^3。随着引水工程顺利实施完成，每年可调水4亿m^3，使克拉玛依年总径流量达到6.21亿m^3。

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

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘，工程区内的地下水的流向为由西北向东南，主要是油层上部白垩系及侏罗系地层水，该水源分布面积广，埋藏较深、水层多，地下水类型由地表至深部依次为潜水、多层承压水。地下水富水性较弱。在水文地质分区上，地下水类型为双层结构的潜水和承压—自流水。含水层岩性为亚砂、砂等，隔水层为粘土和亚粘土。

4.1.5 气候、气象

克拉玛依市地处欧亚大陆腹地，远离海洋的地理位置及特殊的地形、地貌，形成极为典型的北温带干旱大陆性气候。气温变化剧烈，夏季炎热，干燥少雨，雨多为阵雨。冬季严寒，多阴雪天气，是寒潮多发季节。春、秋两季为

过渡期，换季不明显。春季多风，气温上升快，但极不稳定，时有倒春寒出现，历年造成灾害性的大风多出现在春季，大风常伴有沙尘暴。

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

克拉玛依是全国有名多风地区，风多且大，风力活动频繁。大风春季最多，秋季次之，夏季由于冷空气势力减弱，大风较少。冬季冷空气下沉，存在较强逆温；全年主导风向西北风。气象资料见表4.1-1。

表4.1-1　　评价区域气象资料

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

4.1.6 动植物资源

（1）植物资源

克拉玛依市全境大部分地区为弋壁荒漠，从南到北，土壤分布依次为棕钙土、荒漠灰钙土和灰棕色荒漠土。土质低劣,遍地砂砾，不少地方土壤含盐量高。因缺雨水冲刷，盐分板结在土壤表层上，形成严重的土壤盐碱化。境内“白碱滩区”就是因遍地白茫茫的盐碱而得名。由于具有干旱、少雨、多风、温差大等特征，植被一般比较稀少、矮小,多属能耐干旱、抗风沙、抗盐碱的藜科类植

被.常见的有梭梭、沙枣树、骆驼刺、苦豆子、红柳等。根据《新疆克拉玛依动植物名录》（新疆人民出版社）可知，克拉玛依分布的植物共 44 科 369 种。

（2）动物资源

克拉玛依市境内主要野生动物有鹅喉羚(黄羊)、野兔、野猪、盘羊、麻雀、布谷鸟以及狼、鼠、蛇、等；家畜有绵羊、山羊、骆驼、牛、马、猪、鸡等鱼类资源有鲫鱼、鲤鱼、草鱼等。根据《新疆克拉玛依动植物名录》（新疆人民出版社）可知，克拉玛依无脊椎动物共 9 目 20 科 49 种，脊椎动物共 27 目 56 科 154 种，昆虫共 14 目 88 科 367 种。

项目区位于采油区，该区域人类活动较为频繁，区域动物多以鸟类、鼠类等伴人性动物为主，无珍稀野生动物存在。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中克拉玛依市 2020 年环境质量监测数据来判定项目区环境质量达标情况，具体监测数据及评价结果详见表 4.3-1。

表 4. 2−1　　区域空气质量现状评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	6	60	10	达标
NO_2	年平均值	21	40	52.5	达标
PM_{10}	年平均值	54	70	77.1	达标
$PM_{2.5}$	年平均值	26	35	74.3	达标
CO	第95百分位数24小时平均	1.4（mg/m³）	4（mg/m³）	35.0	达标
O_3	第90百分位数最大8小时平均	117	160	73.1	达标

由表 4.2-1 可知，项目所在地克拉玛依市 2020 年各大气污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次特征因子环境现状采用现状监测方式，天合公司委托新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2021 年 11 月进行了现场采样和检测。本次环评在油区下风向 5km 范围内设 1 个监测点，监测因子为 H_2S、非甲烷总烃。

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2-1。

表 4.2-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m³

监测点名称	地理坐标	与本工程位置关系	监测因子	监测时段
项目下风向 1#		下风向	非甲烷总烃、H_2S	2021 年 11 月 2 日~11 月 8 日

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³；H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

（3）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

表 4.2-3　　H_2S、非甲烷总烃监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准(mg/m³)	浓度范围(mg/m³)	最大浓度占标率（%）	超标率(%)	达标情况
项目下风向 1#	非甲烷总烃	1h 平均	2	0.11~0.77	38.5%	0%	达标
	H_2S	1h 平均	0.01	<0.005	<50%	0%	达标

从上表可以看出，本工程区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染

物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求；监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、非甲烷总烃均达标。

4.2.2 声环境现状评价

声环境现状委托新疆正天华能环境工程技术有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

排 601-20 区块、排 609 区块、排 612 区块、排 66 区块、排 601-20 区块内新建井场各设 1 个背景值监测点，并引用《春风油田环境影响后评价报告书》中对春风联合站、春风二号联合站厂界噪声的监测数据进行评价。

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 11 月 5 日至 6 日。

（5）评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-1

表 4.2-1 声环境现状监测及评价结果表

监测点位	测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间	
排 601-20 区块	2021.11.5	45	38	达标
排 601-20 区块内新建井场	2021.11.5	45	39	达标
排 609 区块	2021.11.5	44	38	达标
排 612 区块	2021.11.6	44	38	达标
排 66 区块	2021.11.6	44	38	达标

表 4.2-2 声环境现状监测及评价结果表

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准限值	达标情况	第一天	第二天	标准限值	达标情况
春风联合站	1#（东）	38.5	38.8	60	达标	37.8	37.7	50	达标
	2#（南）	40.3	40.6		达标	39.4	39.6		达标
	3#（西）	53.2	53.5		达标	52.2	52.7		达标
	4#（北）	37.2	37.6		达标	36.4	36.8		达标
春风二号联合站	1#（东）	36.2	36.6	60	达标	35.4	35.9	50	达标
	2#（南）	39.3	39.7		达标	38.6	38.5		达标
	3#（西）	44.5	45		达标	44.2	43.7		达标
	4#（北）	38.4	38.6		达标	37.4	37.9		达标

从表 4.2-1、表 4.2-2 可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求；已有站场场界均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 水环境现状调查

（1）调查方法

地下水环境现状采用现状监测方式，天合公司委托新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2021 年 11 月进行了现场采样和检测。

（2）监测点位

潜水共布设 5 个地下水监测点，分别是排 612-316 监测井、车浅 1-7 监测井、监联 2 监测井、监联 1 监测井、包谷图水源地水井；承压水引用 2 个地下水监测点，分别是油田生产管理区水井、下游东南方向灌溉井，但其例行监测报告中未进行石油类的监测，本次评价对两油田供水井中的石油类项目进行了补充监测。具体监测点位见图 4.2-1。

表 4.3-5 监测点位布设情况一览表

序号	监测点位	水位埋深	监测层位	监测因子
1			潜水层	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、
2				
3				

4				HCO_3-、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、钠、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、硫化物、氟化物、碘化物、汞、砷、钒、镍、镉、铬(六价)、铅、苯、甲苯、二甲苯、石油类、苯乙烯、氯苯、邻二氯苯、对二氯苯、三氯苯（总量)、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、萘等项目。
5				
6			承压水	
7				

（3）监测分析方法

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB /T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

（4）监测结果

监测结果见表 4.2-7。

4.2.3.2 水环境质量现状评价

（1）评价标准

石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002)III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 *pH* 值)，其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$ ，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$ ，pH＞7 时；

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.2-7、4.2-8。

根据监测结果可知，各监测点各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

表 4.2-7　　地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

监测项目															
pH(无量纲)	6.5~8.5														
色度(度)	15														
臭和味(无量纲)	无														
浊度(NTU)	3														
总硬度(mg/L)	450														
硫酸盐(mg/L)	250														
氯化物(mg/L)	250														
挥发酚(mg/L)	0.002														
石油类(mg/L)	0.05														
耗氧量(mg/L)	3														
总氰化物(mg/L)	0.05														
亚硝酸盐氮(mg/L)	1														
硝酸盐氮(mg/L)	20														
氟化物(mg/L)	1														
碘化物(mg/L)	0.08														
铁(mg/L)	0.3														
锰(μg/L)	100.0														
铜(mg/L)	1														
锌(mg/L)	1														
铝(μg/L)	200.0														
汞(μg/L)	1														
砷(μg/L)	10.0														
硫化物（mg/L）	0.02														

镉(μg/L)	5														
铅(μg/L)	10														
六价铬(mg/L)	0.05														
钠(mg/L)	200														
溶解性总固体(mg/L)	1000														
氨氮(mg/L)	0.5														
苯(μg/L)	10														
甲苯(μg/L)	700														
肉眼可见物(无量纲)	无														
总大肠菌群(MPN/100ml)	3														
碳酸根（mg/L）	/														
重碳酸根（mg/L）	/														
二甲苯（总量）（μg/L）	500														
苯乙烯（μg/L）	20														
氯苯（μg/L）	300														
邻二氯苯（μg/L）	1000														
对二氯苯（μg/L）	300														
三氯苯（μg/L）	20														
萘（μg/L）	100														
蒽（μg/L）															
荧蒽（μg/L）															
苯并（b）荧蒽（μg/L）															
苯并（a）芘（μg/L）															
钾（μg/L）															
钙（mg/L）															

镁（mg/L）															
钒（μg/L）															
镍（μg/L）															

4.2.4 土壤环境现状调查与评价

4.2.4.1 土壤概况及理化特性

（1）土壤概况

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区永久占地范围内的土壤类型有灰漠土、风沙土、潮土，其中土壤类型以灰漠土为主，部分工程占地范围内的土壤类型为风沙土、潮土。

（2）土壤理化特性调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目拟建工程附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.2-9 所示。

表 4.2-9　土壤理化特性调查表

采样点位				
采样深度/层次				
现场记录	颜色			
	土壤结构			
	土壤质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH 值（无量纲）			
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$			
	氧化还原电位（MV）			
	饱和导水率 cm/s			
	土壤容重 g/cm^3			
	孔隙度%			
	含水率%			

4.2.4.2 土壤环境质量现状监测与评价

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆正天华能环境工程技术有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2021 年 11 月。

（1）监测布点

①建设用地

占地范围内空地柱状样 5 个：占地范围内 T1、T2、T3、T4、T5

占地范围内空地表层样 2 个：T6（风沙土）、T7（灰漠土）

②农用地

井场、站场占地范围外 1km 范围内空地表层样 4 个：T8、T9、T10、T11（潮土）

（2）监测因子

其中 T T6、T7 共计 2 个监测点测砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃等共计 46 项因子；其余监测点测特征因子石油烃。

（3）评价标准

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）(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》风险筛选值标准。

（4）评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数

（5）监测结果与评价

具体监测及评价结果见表4.2-10~4.2-11。

表4.2-10　建设用地土壤环境质量评价（石油烃）

监测点位	监测层位	石油烃		标准限值（mg/kg）
		监测值（mg/kg）	Pi	
T1	0~0.5m			4500
	0.5m~1.5m			4500
	1.5~3m			4500
T2	0~0.5m			4500
	0.5m~1.5m			4500
	1.5~3m			4500
T3	0~0.5m			4500
	0.5m~1.5m			4500
	1.5~3m			4500
T4	0~0.5m			4500
	0.5m~1.5m			4500
	1.5~3m			4500
T5	0~0.5m			4500
	0.5m~1.5m			4500
	1.5~3m			4500

表 4.2-11　建设用地土壤环境质量评价（46 项）

序号	监测项目	监测单位	T6		T7		标准限值（mg/kg）
			监测值（mg/kg）	Pi	监测值（mg/kg）	Pi	
	石油烃	mg/kg					4500
1	砷	mg/kg					60
2	镉	mg/kg					65
3	六价铬	mg/kg					5.7
4	铜	mg/kg					18000
5	铅	mg/kg					800
6	汞	mg/kg					38
7	镍	mg/kg					900
8	四氯化碳	μg/kg					2.8
9	三氯甲烷（氯仿）	μg/kg					0.9
10	氯甲烷	μg/kg					37
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg					9
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg					5
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg					66
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg					596

15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg					54
16	二氯甲烷	μg/kg					616
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg					5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg					10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg					6.8
20	四氯乙烯	μg/kg					53
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg					840
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg					2.8
23	三氯乙烯	μg/kg					2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg					0.5
25	氯乙烯	μg/kg					0.43
26	苯	μg/kg					4
27	氯苯	μg/kg					270
28	1,2-二氯苯	μg/kg					560
29	1,4-二氯苯	μg/kg					20
30	乙苯	μg/kg					28
31	苯乙烯	μg/kg					1290
32	甲苯	μg/kg					1200
33	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg					570
34	邻二甲苯	μg/kg					640
35	硝基苯	mg/kg					76
36	苯胺	mg/kg					260
37	2-氯酚	mg/kg					2256
38	苯并〔a〕蒽	mg/kg					15
39	苯并〔a〕芘	mg/kg					1.5
40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg					15
41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg					151

42	菑	mg/kg					1293
43	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg					1.5
44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg					15
45	萘	mg/kg					70

表 4.2-12　　土壤环境质量评价结果 （农用地）

监测项目	单位	T8		T9		T10		T11		标准值	
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	6.5＜pH≤7.5	pH>7.5
pH 值	无量纲									/	/
石油烃	mg/kg									4500	4500
锌	mg/kg									250	300
砷	mg/kg									30	25
镉	mg/kg									0.3	0.6
铬	mg/kg									200	250
铜	mg/kg									100	100
铅	mg/kg									120	170
汞	mg/kg									2.4	3.4
镍	mg/kg									100	190

占地范围内：从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，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。重金属元素含量相对较低，占地范围内各土壤监测点满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求；

占地范围外：从评价结果可以看出，区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《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 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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。

4.2.5 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 区域生态功能区划

新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程位于准噶尔盆地西南部，行政区划隶属克拉玛依市克拉玛依区，工程分布在中石化春风油田矿权内，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区涉及“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II_2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区-17 克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区”、“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区-23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”、“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-II_5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区-26 乌苏/石河子/昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”。工程区东临准噶尔盆地固定、半固定沙漠，南接城镇与绿洲，东北部皆为开发多年的石油工业基地，区域中的梭梭、多枝柽柳等荒漠植被是保护绿洲景观及工业景观的天然屏障。工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-13。生态功能区划见图 4.2-2。

表 4.2-13 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区		
	生态亚区	II_2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	II_3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	II_5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	17 克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	26 乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能		石油工业产品、人居环境、荒漠化控制	沙漠化控制、生物多样性维护	工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		工业污染，土地盐渍化和沼泽化、风沙危害	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁
生态敏感因子敏感程度		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度	生物多样性及其生境中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感

		敏感、土壤盐渍化轻度敏感	
主要保护目标	改善城市生产生活环境、保护荒漠植被	保护沙漠植被、防止沙丘活化	保护绿洲农田、保护城市大气和水环境质量、保护荒漠植被、保护农田土壤环境质量
主要保护措施	加强污染治理、废弃物资源化利用、完善城市防护林体系、扩大城市绿地面积、加强油区植被保护和管理	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林(草)，禁止樵采和放牧，禁止开荒	节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理
适宜发展方向	建设现代化石油工业基地和良好的人居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延	发展优质高效农牧业，美化城市环境,建设健康、稳定的城乡生态系统与人居环境

工程所在区域植被主要为灌草类型以及南部的农田，工程区东部与北部主要位于古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区、南部主要位于乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区、西部的排609区块均在克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。工程区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。区域开发须做到灌草植被及农田的保护，重点关注荒漠化控制、生物多样性维护等工作，目前工程区周边的灌木林已大部分纳入到克拉玛依市公益林。

图 4.2-2 项目区生态功能区划图

4.2.6.2 生态单元划分

本工程部署 513 口井，新建集输管线 126km、注汽管线 142km、注水管线 16km，生态评价范围约 316km^2。根据区域生态功能区划，本评价将工程区划分成三个生态单元，分别为东北部沙漠化敏感及植被保护生态单元、南部城镇绿洲农业生态单元、西部石油工业区生态单元，见表 4.2-14。

表 4.2-14　　工程区域生态单元表

生态单元名称	土地利用类型	主要植被类型	土壤类型
东北部沙漠化敏感及植被保护生态单元	灌木林地、低覆盖度草地、城镇村及工矿用地、交通用地、沙地、牧草地、盐碱地、耕地	东北部沙漠化敏感及植被保护生态单元内主要分布梭梭-琵琶柴群系，建群种为梭梭等旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及一年生草本和中短命植物组成，伴生有琵琶柴，局部区域零星分布有农田。植被盖度约为 10~20%。	风沙土、灰漠土
南部城镇绿洲农业生态单元	耕地、园地、有林地、灌木林地、城镇村及工矿用地、盐碱地、沙地、低覆盖度草地、交通用地、沟渠	南部城镇绿洲农业生态单元主要为棉花、苗木、多枝柽柳及农田防护林，公益林类型为国家二级公益林级地方公益林。	潮土、灰漠土、风沙土
西部石油工业区生态单元	城镇村及工矿用地、交通用地、灌木林地、低覆盖度草地	西部石油工业区生态单元主要分布琵琶柴群系，建群种为琵琶柴，伴生有梭梭等植被，无农田分布，植被盖度约为 10~30%。	灰棕漠土、灰漠土、风沙土

4.2.6.3 生态系统结构和特征

评价区自然生态系统主要为荒漠生态系统，荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。春风油田地处准噶尔盆地西南部，该区域为荒漠-绿洲-工业基地交错带，海拔高度 275~290m，地势较为平坦，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。评价区域生态环境特点表现为：无明显的地域分异特征；土壤、植被类型单一，主要自然植被类型为梭梭和琵琶柴等荒漠植被；主要土壤类型为灰漠土；油田开发区域现有土地资源难以被农业利用，也无法直接产生经济效益，但植被的生态保护作用显著；从该区域整体情况来看，生态环境属中度脆弱区。由于本区地处干旱荒漠区大背景下，植被单一，在现有水资源条件下，荒漠环境对人为地表和植被破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物多样性减少、生产能力降低的次一级脆弱类型。

评价区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保护

重点为春风油田工程开发区及外部道路沿线地表植被及野生动物。工程区生态系统类型及结构特征见表 4.2-15。

表 4.2-15　　工程区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
荒漠生态系统	梭梭、琵琶柴等植物	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

4.2.6.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 Landsat/TM、OLI 影像数据的解读分类，通过地理信息系统软件处理得到工程评价范围的土地利用类型。评价区域土地利用现状见图 4.2-3。评价区域土地利用现状见表 4.2-16。

表 4.2-16　　评价区域土地利用现状见表

土地利用类型	面积（km^2）	面积百分比%
有林地	4.1266	1.31%
牧草地	0.8763	0.28%
耕地	34.9221	11.05%
园地	7.3876	2.34%
灌木林地	139.8047	44.24%
城镇村及工矿用地	3.71438	1.18%
交通用地	1.3867	0.44%
其他林地	0.2806	0.09%
低覆盖度草地	79.6374	25.20%
沙地	1.0691	0.34%
沟渠	0.9455	0.30%
盐碱地	41.4732	13.12%
裸地	0.3763	0.12%
合计	316	100%

由表 4.2-16 可见，工程区域内土地利用类型按面积大小依次是灌木林地、低覆盖度草地、盐碱地、耕地、园地、有林地、城镇村及工矿用地、交通用地、沙地、沟渠、牧草地、裸地、其他林地。其中大部分为灌木林地、低覆盖度草地，两者面积之和为 69.44%，其中评价区西部基本为重点公益林地；沙地、沟渠、牧草地等在

评价区内分布面积较小；耕地、园地主要集中分布在评价区西南部，工程建设不占用基本农田；城镇村及工矿用地约占 1.18%，相比整个评价区域占比较小。

图 4.2-3 项目区土地利用现状图

4.2.6.5 土壤类型及分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区位于准噶尔盆地西南部，区域土壤类型较为简单，主要以灰漠土为主，灰漠土东西两侧分布有部分风沙土，在评价区西南部农田绿洲区发育有潮土，西北部公益林集中分布区发育有灰棕漠土。项目区土壤类型见图 4.2-4。

（1）灰漠土

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

（2）风沙土

风沙土是在风成沙性母质上发育而成，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀和风积作用的交替进行，加之植被稀疏，生物作用微弱，有机物质累积很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。地表主要以固定沙丘为主，植被以梭梭为主，林下伴有琵琶柴，植被盖度 10~20％。

（3）潮土

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

（4）灰棕漠土

灰棕漠土为温带荒漠地区的土壤，是温带漠境气候条件下粗骨母质上发育的地带性土壤。有机质含量低，介于灰漠土和棕漠土之间。

图 4.2-4　项目区土壤类型图

4.2.6.6 植被现状调查与评价

（1）区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，评价区所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-17。

表 4.2-17　　评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
（二）新疆荒漠区（亚非荒漠区的一部分）	北疆荒漠亚区	准噶尔荒漠省	准噶尔荒漠亚省	玛纳斯湖州

（2）评价区植被类型

评价区域地处准噶尔盆地西南缘的干旱荒漠区，自然地带性植被为梭梭。

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

从植被的水平地带分布来说，评价区域植被主要是由超旱生的小半乔木、半灌木、小半灌木荒漠植被所形成。由于干旱无水，地表干燥，植被稀疏，评价区东部植被覆盖率在 10%~20%之间、评价区西部植被覆盖率在 10%~30%之间。

评价区域植被为梭梭+琵琶柴（*Form. Haloxylon ammodendron+ Reaumuria soongorica*），属于小半灌木荒漠，是新疆荒漠植被中具有重要作用的显域性植被，梭梭+琵琶柴群系分布在整个油田开发区，所适应的土壤为灰漠土，土壤中含有石膏，机械组成为砾砂质，群落盖度很低，多在 10%以下，群落种类组成少，主要为梭梭高（1.0m 左右）、琵琶柴（*Reaumuria soongorica*），从属物种有盐生假木贼（*Anabasis salsa*）、驼绒藜（*Iljinia regelii*）、翼果霸王(*Zygophyllum pterocarpum*)、叉毛蓬(*Petrosimonia sibirica*)、肥叶碱蓬(*Suaeda kossinskyi*)、猪毛菜(*Salsola spp*)等。

根据实地调查结果统计，评价区内主要高等植物 30 多种，主要物种及分布环境见表 4.4-30。

表 4.4-30　　评价区常见高等植物种类及分布环境

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

注：＋＋为多见；＋为少见

（3）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区域分布的天然野生植物中，无国家重点保护植物，有自治区Ⅰ级保护植物 1 种，为梭梭，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

根据现场调查及资料分析表明，在油田区域内分布的主要高等植物有近 20 种，在各种群落类型中，常见种最多不超过 10 种。由于组成群落的植物种类很少，所以群落结构也比较简单。

区域内的旱生小半乔木梭梭及小半灌木琵琶柴为主的植被类型占主导地位，分布在油田的绝大部分区域，由于地表较干燥，导致评价区植被盖度较低，种类较少。

（4）评价区植被盖度

本次植被盖度利用 NDVI 指数进行估算，NDVI 为归一化植被指数，计算公式为：NDVI=(NIR-R)/(NIR+R)，即近红外波段与红色波段的差值除以两者之和，NDVI 值在-1.0～1.0 之间，根据遥感解译软件指数模块计算植被指数，植被盖度估算模型为：

植被盖度 fc＝（NDVI－NDVIsoil）/（NDVIveg－NDVIsoil）

式中 fc 为植被盖度；NDVIsoil 为裸土或无植被覆盖区域的 NDVI 值，即无植被像元的 NDVI 值，本次依据评价范围内影像特征取-1；NDVIveg 为代表完全被植被所覆盖的像元的 NDVI 值，即纯植被像元的 NDVI 值，本次取评价区域影像中的 NDVI 最大值 1，评价范围内植被盖度统计分布见表 4.2-20，项目评价范围植被盖度在 0.1～0.5 之间，且高度集中于 0.1～0.3，植被盖度较高的区域主要为农田、防护林等。

表 4.4-20　　评价区域内植被盖度表

NDVI	面积/km²	占比%
≤0	13.1056	4.15
0~0.1	90.2637	28.56
0.1-0.2	102.3135	32.38
0.2-0.3	67.3795	21.32
0.3-0.4	38.2158	12.09
0.4-0.5	4.7275	1.50
合计	316	100

（5）植被多样性调查

工程区位于准噶尔盆地西南部，为荒漠-绿洲交错带，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括藜科的梭梭、柽柳科的琵琶柴等，偶有假木贼、木碱蓬和驼绒藜等植被。自然植被以梭梭、琵琶柴为主，人工栽培植物主要有棉花等农作物。

现场调查时分别在拟建项目区的东、中、西部的梭梭-琵琶柴群系进行了样方调查，样方的大小为 10×10m²，共计 8 个样方。植物群落样方调查结果见表 4.2-21。项目区的植被类型及分布见图 4.2-5。

图 4.2-5　项目区植被类型分布图

表 4.2-21　　样方调查表

序号	位置	植物种	数量（棵/株）	覆盖度（%）	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	样方面积(m^2)
1	排 66	梭梭	8	10	110	100	10×10
		琵琶柴	30	15	20	40	
		驼绒藜	5	5	70	30	
2	排 612	梭梭	5	5	100	80	10×10
		琵琶柴	50	10	15	50	
		叉毛蓬	5	10	30	40	
3	排 626	多枝柽柳	5	15	150	80	10×10
		琵琶柴	20	10	30	50	
		叉毛蓬	5	5	25	30	
		猪毛菜	10	5	60	45	
4	排 601-20	梭梭	10	10	120	110	10×10
		琵琶柴	35	15	30	40	
		木碱蓬	5	5	20	10	
5	排 6 北	驼绒藜	3	5	50	20	10×10
		琵琶柴	30	20	30	50	
		猪毛菜	8	5	65	45	
6	排 601 中	梭梭	5	8	90	100	10×10
		琵琶柴	50	25	25	35	
7	排 601 南	驼绒藜	5	10	45	20	10×10
		琵琶柴	45	25	30	45	
		猪毛菜	10	5	70	50	
		叉毛蓬	2	5	30	35	
8	排 609	梭梭	5	10	110	80	10×10
		琵琶柴	50	25	30	40	

由植物样方调查以及现场踏勘，评价区共出现各类植物物种 7 种。其中广泛分布的种类是梭梭、琵琶柴，其他植物物种在样方中偶有出现，因生境差异而分布不均匀，属多度小频率也小的类型。

（6）植被利用现状评价

评价区属于温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木组成，下层混生有多年生和一年生草本植物。据调查，该区域草场为四季放牧场。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》标准，结合实地调查，评价区约有 30%的区域属于三等 5 级草场，主要分布在评价区西部和南部；45%的区域属于四等 6 级草场，主要分布在评价区中部，15%的区域为四等 8 级草场，主要分布在评价区东部和北部。植被覆盖度低于 5%的非草场，占整个评价区 10%。

4.2.6.7 野生动物资源现状调查与评价

（1）野生动物区划

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

（2）野生动物栖息生境类型

评价区域地处准噶尔盆地西南部，东临准噶尔盆地固定、半固定沙漠，南接城镇与绿洲，东北部皆为开发多年的石油工业基地，为荒漠-绿洲交错带，地势较为平坦。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下 2 种类型：

① 荒漠区：荒漠区是油田生产的主要区域，主要分布于评价区中部及北部，植被主要以梭梭-琵琶柴群系为主，多为旱生种类，盖度较低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等），野生动物生存条件相对较差；

② 绿洲区：主要分布于评价区南部，植被主要为人工农作物及农田防护林等乔木，为野生动物提供了良好的栖息场所，区域由于人类活动频繁，基本为常见种。

（3）野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，评价区栖息分布着各种野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是工程区内主要建群种动物。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-22。

表 4.2-22　　评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中　名	学　名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremias velox*		+
2	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		+
3	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioseopus*		+
4	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		+
鸟　类				
5	石 鸡	*Alectoris graeca*	R	++
6	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	R	±
7	原 鸽	*Columba livia*	R	+
8	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
9	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	R	+
10	小沙百灵	*Calandrella　rufescens*	R	+
11	凤头白灵	*Galerida cristata*	R	+
12	毛脚燕	*Delichon urbica*	B	+
13	云 雀	*Alauda arvensis*	B	+
哺 乳 类				
14	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
15	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+
16	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+

注：（1）R—留鸟；　B—繁殖鸟；　W—冬候鸟；　S—夏候鸟；(2) ±：偶见种；　+：常见种；　++：多见种；(3) Ⅰ胡杨林区；Ⅱ柽柳灌丛区；Ⅲ半灌木荒漠区

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种，也无保护动物。

4.2.6.8 土地荒漠化现状

根据《关于印发新疆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)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

工程所在克拉玛依市位于准噶尔盆地西南部，不在自治区级水土流失重点预防区和重点治理区。工程评价区临近古尔班通古特沙漠，为土地沙漠化轻度至极度敏感、土壤侵蚀高度至极度敏感、生物多样性及其生境中度至高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，克拉玛依市水土流失主要为风力侵蚀，主要侵蚀土地利用类型为沙地和草地。

根据评价区土地利用现状，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。工程区域地势平坦，土地利用类型有灌木林地、低覆盖度草地、盐碱地、耕地、园地、有林地、城镇村及工矿用地、交通用地、沙地、沟渠、牧草地、裸地、其他林地，评价区荒漠化面积 81.3634km^2，占整个评价区的 25.75%，荒漠区植被盖度 10%-20%。

4.2.6.9 生态系统稳定性与完整性评价

采用景观生态学方法对生态系统的完整性进行评价。对生态完整性维护现状的调查与评价的主要评价指标为生态系统（植被）的第一净生产力和稳定力分析。评价区内的生态系统为荒漠生态系统，以梭梭-琵琶柴为主。

（1）生态系统生产力评价

生产力背景值是评价区内某一植被类型生产力的现状值。现根据实地考察的结果和奥德姆于 1959 年对地球上各个生态系统净生产力的划分结果，估算出评价区域内生态系统的净第一性生产力较低。依此衡量，评价区域内生态系统本底的生产力处于较低水平，受到外来影响和破坏后的恢复能力不强。同时评价区内植被相对单一，景观异质度低，对内外干扰的抗阻能力也较弱，且自然生态体系非常脆弱。

（2）生态系统的稳定性评价

对于生态系统的稳定性评价采用景观生态学法来进行评价，这一方法是通过研究某一区域、一定时段内的生态系统类群的格局、特点、综合资源状况等自然规律，以及人为干预下的演替趋势，揭示人类活动在改变生物与环境方面的作用，不仅可以对生态系统进行空间结构分析，也可以对其功能与稳定性进行分析。景观生态法中常用到的指标优势度值（Do），优势度值由密度（Rd）、频率（Rf）和景观比例（Lp）三个参数计算得到，其数学表达式如下：

$$Rd=（斑块\ i\ 的数目/斑块总数）\times 100\%$$

$$Rf=（斑块\ i\ 出现的样方数/总样方数）\times 100\%$$

$$Lp=（斑块\ i\ 的面积/样地总面积）\times 100\%$$

$$Do=0.5\times[0.5\times（Rd+Rf）+Lp]\times 100\%$$

利用地理信息软件统计的生态系统各组分的相关信息如下表 4.2-24 所示：

表 4.2-24　　项目区景观生态法计算结果

土地利用类型	斑块数	面积（km^2）	Rd	Rf	Lp	Do
有林地	15	4.1266	3	100	1.31	26
牧草地	8	0.8763	1	0	0.28	1
耕地	65	34.9221	12	100	11.05	34
园地	12	7.3876	2	0	2.34	2
灌木林地	114	139.8047	21	100	44.24	52
城镇村及工矿用地	87	3.71438	16	0	1.18	5
交通用地	15	1.3867	3	0	0.44	1
其他林地	45	0.2806	8	100	0.09	27
低覆盖度草地	107	79.6374	20	100	25.20	43
沙地	12	1.0691	2	0	0.34	1
沟渠	10	0.9455	2	0	0.30	1
盐碱地	48	41.4732	9	0	13.12	9
裸地	5	0.3763	1	0	0.12	1
合计	543	316	/			

从统计计算的结果可以看到，评价区自然组分包括13类，生态系统稳定性分析如下：

① 生物恢复力分析：

生态系统中灌木林地、低覆盖度草地、耕地的恢复能力较强，在生态系统中属于强或高亚稳定性元素，三者的优势度值分别为 52、43 和 34，生物恢复能力以灌木林地、低覆盖度草地、耕地占主导，局部地区的恢复能力仍然较弱。

② 异质性分析：

通过统计数据可知，项目区基质为低覆盖度草地、灌木林地，草地的异质化程度较高，受外界条件影响，比较容易发生类型转变，也可以由其他类型转变为草地，因此较容易维护草地的基质地位，可以增强区域内生态系统的稳定性。

③ 种群源的持久性和可达性分析：

评价区生活有多种动植物，物种能够持续保持能量流、养分流，对于景观物种来说，低覆盖度草地、灌木林地占主导，受外界较大扰动，灌木林地与其他林地、低覆盖度草地之间，低覆盖度草地与灌木林地、沙地、盐碱地之间可以相互转化，即可以由一种景观迁移至另一种景观，区域的景观共生性较强。因此，对于生态系统稳定系来说也是比较有力的。

④ 景观组织的开放性分析：

评价区景观与周边景观或生态系统交流畅通，系统内部的物质和能量流动时刻进行，工程区所在的生态系统开放性较强，可以增强生态系统的抵抗力和恢复力，是生态系统能够保持一定的稳定性水平。

综合以上分析，评价区生态系统稳定性维持在一定水平，工程实施给生态系统带来的影响不大，生态系统具有一定的稳定性。

4.2.6.10 区域环境敏感目标调查及评价

评价区部分工程位于克拉玛依市重点公益林内，占用土地上主要植被为野生的梭梭，占用林地区内无其它古树名木。周围无自然遗迹。重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区克拉玛依市重点公益林区划界定成果报告》，克拉玛依林地面积 150744.3 公顷，占全市总面积的 22.11%。其中生态公益林面积 150725.09 公顷，占林业用地的 99%，重点公益林面积为 106318.73 亩，占公益林面积的 70.54%

本工程占用克拉玛依市重点公益林林班号为 6 林班、14 林班，油田占用的重点公益林均属于防风固沙林。占用林地的林种为梭梭、琵琶柴等荒漠灌木植被。评价区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，盖度 10-30%，建群植物主要由旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及一年生草本和中短命植物组成，如梭梭、琵琶柴等，无蓄积。

从公益林保护类型和工程开发占地上来看，井场等永久占地区大部分都避开了公益林所在区，大部分分布于空白地段或荒漠化控制区的荒漠灌丛之间。井场和管线等的施工均避开了重点公益林区域或较少临时占用公益林地带。

4.2.6.11 小结

新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程地处准噶尔盆地西南部，东临准噶尔盆地固定、半固定沙漠，南接城镇与绿洲，东北部皆为开发多年的石油工业基地，区域中的梭梭、多枝柽柳等荒漠植被是保护绿洲景观及工业景

观的天然屏障。工程评价区区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为克拉玛依重点公益林及区域内的动植物。评价区域主要以荒漠生态系统为主，涉及克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区、古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区以及乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区，区域内土地利用类型以灌木林地、低覆盖度草地为主，植被以梭梭-琵琶柴群系植被为主，土壤类型以灰漠土为主，区域土壤现状质量一般、植被种类单一，生态系统稳定性维持在一定水平。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程部署 513 口井，新建集输管线 126km、注汽管线 142km、注水管线 16km，各项工程的永久性占地面积为 193.55hm^2、临时占地 219.4hm^2，总占地面积为 412.95 hm^2。占地类型主要为低覆盖度草地和灌木林地，植被盖度 10%-30%。

工程施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。区域地表无人为扰动区域发育有盐壳等生态结皮层，具有很强的防风沙的生态功能。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砂砾与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

春风油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，永久占地区域的荒漠植被被工业设施代替，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的灌木林地。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本工程共占地 412.95hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有193.55km^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地219.40hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化，地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本工程永久占地面积193.55hm^2，以井场占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为146t。

本项目临时占地面积279.696hm^2，以井场、管线施工临时占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为210t。

（3）管线修建对植被的影响

工程新建集输管线 126km、注汽管线 142km、注水管线 16km。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0～20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（6）大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自钻机产生的废气，废气中主要含有TSP、NO_2、SO_2、CO等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为NO_2、SO_2及建设期的空气扬尘。

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

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

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

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

（7）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着

的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

例如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使40×60m^{2}范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

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

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

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

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目总占地面积为 412.95 hm^2，其中涉沙工程主要包括集输管线等线性工程及部分井场。本工程井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土

石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本工程共开挖土方均用于回填和场地平整，无弃方。

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若工程土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

工程施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.3 环境敏感目标影响

本工程占用克拉玛依市重点公益林林班号为 6 林班、14 林班，油田占用的重点公益林均属于防风固沙林。占用林地的林种为梭梭、琵琶柴等荒漠灌木植被。评价区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，盖度 10-30%，建群植物主要由旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及一年生草本和中短命植物组成。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程滚动开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性有限，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.6 小结

本工程评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，各项工程的永久性占地面积为193.55hm^2、临时占地219.4hm^2，总占地面积为412.95 hm^2，工程所占用的灌木林地为国家二级和地方公益林，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本个工程建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 污染源分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等，柴油发电机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，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是井场和油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。

5.2.2 开发期环境空气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

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

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和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撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起

扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x、CO、SO_2、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.3 运营期大气环境影响分析

5.2.3.1 区域地面污染气象特征分析

本工程位于克拉玛依市境内，因此本工程地面污染气象特征根据克拉玛依市常年逐时 24 次地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

克拉玛依市全年平均风速为 2.54m/s，全年各季均以春、夏季平均风速为最大，冬季平均风速最小。区域各月平均风速统计见表 5.2-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-1　　评价区域各月平均风速统计表

区域	平均风速（m/s）												
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
克拉玛依市	3.37	2.77	2.67	2.53	2.23	2.43	3.30	3.27	2.90	1.63	1.73	1.71	2.54

图 5.2-1　评价区全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

克拉玛依市全年主导风向为 WNW-NW-NNW。克拉玛依市各季及全年的风向频率统计情况见表 5.2-2，风向频率玫瑰见图 5.2-2。

表 5.2-2　克拉玛依市全年及各季风向频率(fi)、平均风速(ui)及污染系数(ai)

风向	春			夏			秋			冬			年		
	fi	ui	αi	fi	ui	αi	fi	ui	αi	fi	ui	αi	fi	ui	αi
N	3.53	2.57	1.37	4.67	3.33	1.40	3.43	2.20	1.56	2.87	1.90	1.51	3.70	2.50	1.48
NNE	2.77	2.57	1.07	2.23	2.77	0.80	2.17	2.00	1.09	1.93	1.57	1.23	2.30	2.23	1.03
NE	4.23	3.40	1.24	3.47	3.23	1.07	3.10	2.60	1.19	2.57	1.87	1.37	3.40	2.78	1.22
ENE	5.73	3.30	1.73	1.70	3.10	0.55	6.73	2.67	2.52	7.07	1.90	3.72	5.30	2.74	1.93
E	10.10	3.10	3.26	9.30	3.23	2.88	12.27	2.70	4.54	7.20	1.87	3.85	9.70	2.73	3.55
ESE	2.83	3.07	0.92	0.77	2.93	0.26	2.60	2.33	1.11	1.07	1.60	0.67	1.80	2.50	0.72
SE	1.93	2.97	0.65	3.20	3.30	0.97	2.13	2.03	1.05	0.50	2.17	0.23	1.90	2.62	0.72
SSE	1.83	2.80	0.65	1.63	3.23	0.50	1.27	2.27	0.56	0.57	1.23	0.46	1.20	2.38	0.50
S	6.80	3.37	2.01	8.53	3.33	2.56	7.07	2.47	2.86	1.87	1.73	1.08	6.10	2.73	2.23
SSW	3.53	3.40	1.04	2.73	4.23	0.65	3.27	2.63	1.24	3.33	1.63	2.04	3.20	2.97	1.08
SW	1.27	2.30	0.55	2.53	3.93	0.64	1.27	2.37	0.53	3.60	1.40	2.57	2.20	2.50	0.88
WSW	2.00	3.47	0.58	2.97	3.87	0.77	1.10	2.77	0.40	2.47	1.53	1.61	2.10	2.91	0.72
W	1.67	3.83	0.44	3.00	4.57	0.66	1.03	2.93	0.35	1.87	2.07	0.90	1.90	3.35	0.57
WNW	4.33	6.67	0.65	6.83	5.33	1.28	3.07	6.20	0.50	2.27	3.00	0.76	4.10	5.49	0.75
NW	24.53	6.80	3.61	31.20	6.07	5.14	19.30	6.00	3.22	6.17	3.77	1.63	20.40	5.66	3.60
NNW	10.47	3.30	3.17	7.53	3.53	2.13	13.30	3.17	4.20	4.70	1.80	2.61	9.00	2.95	3.05
C	12.53			8.47			16.77			50.00			21.80	2.70	

图 5.2-2　克拉玛依市全年及各季风向频率玫瑰图

（3）污染系数

污染系数比较全面地反映了风矢（风向、风速）对污染物的输送作用。全年及各季最大污染系数及相应的方位见表 5.2-3。

表 5.2-3　　各季污染系数最大、最小值及相应的方位

季　节	春	夏	秋	冬	年
污染系数最大值	3.61	5.14	4.54	3.85	3.60
最大值方位	NW	NW	E	E	NW
污染系数最小值	0.44	0.26	0.35	0.23	0.50
最小值方位	W	ESE	W	SE	SSE

由表 5.2-3 可以看出，本工程的大气污染源在 NW 风向时最易造成污染。

5.2.3.2 大气环境影响分析

（1）污染源参数

运营期本工程大气污染物主要为原油开采和集油外输过程中的烃类无组织挥发。本次评价无组织排放源强估算系数按 0.2‰计算，按照原油最大产量 24.3×10^4t/a 计算，此次建产新增烃类挥发总量为 48.6t/a，本工程共部署采油井场 503 座，则每座井场非甲烷总烃排放量约为 0.011kg/h。运营期本工程 1 座井场产生的烃类无组织排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4　　井场面源参数表

污染源名称	海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
		长度(m)	宽度(m)		NMHC
井场	282	40	37.5	8760	0.011

（2）预测结果

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，以导则中推荐的估算模型进行计算，非甲烷总烃无组织排放预测结果见表 5.2-5。

井场无组织排放非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.0189mg/m^3，最大占标率 0.94%，最大落地浓度出现距离为 27m。

本工程大气污染物产生量较少，且项目区大气扩散条件较好，不会使区域环境空气质量发生显著改变，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 4.0mg/m 的要求。

表 5.2-5 本项目无组织废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	NMHC	
		占标率%	落地浓度mg/m^3
1	10	0.64	1.27E-02
2	27	0.94	1.89E-02
3	100	0.64	1.27E-02
4	200	0.49	9.77E-03
5	300	0.4	8.04E-03
6	400	0.35	6.90E-03
7	500	0.3	6.08E-03
8	600	0.27	5.45E-03
9	700	0.25	4.94E-03

序号	离源距离(m)	NMHC	
		占标率%	落地浓度mg/m³
10	800	0.23	4.53E-03
11	900	0.21	4.18E-03
12	1000	0.19	3.89E-03
13	1100	0.18	3.68E-03
14	1200	0.17	3.45E-03
15	1300	0.16	3.26E-03
16	1400	0.15	3.09E-03
17	1500	0.15	2.93E-03
18	1600	0.14	2.79E-03
19	1700	0.13	2.67E-03
20	1800	0.13	2.55E-03
21	1900	0.12	2.44E-03
22	2000	0.12	2.36E-03
23	2100	0.11	2.28E-03
24	2200	0.11	2.21E-03
25	2300	0.11	2.14E-03
26	2400	0.1	2.08E-03
27	2500	0.1	2.02E-03
Pmax		0.94	1.89E-02
Dmax（m）		27	

5.2.3.3 大气污染物核算

本项目共有 503 座井场，运行期大气污染物排放量见表 5.2-6。

表 5.2-6 本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	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））	井场外 4.0mg/m³	48.6

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

表 5.2-7 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_x排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□			＜500t/a☑	
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、H_2S）			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	（2020）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	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□	边长5~50km□			边长=5km☑	
	预测因子	预测因子（NOx、**PM_{10}**、**SO_2**、NMHC ）			包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑			$C_{本项目}$最大占标率＞100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□		$C_{本项目}$最大占标率＞10%□		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□		$C_{本项目}$最大占标率＞30%□		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h	$C_{非正常}$占标率≤100%□		$C_{非正常}$占标率＞100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□			$C_{叠加}$不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□			k＞-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测☑	
	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□					

评价结论	大气环境防护距离	距（　）厂界最远（　）m			
	污染源年排放量	SO_2：	NO_X：	颗粒物：	VOC_s：（48.6）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 开发期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井工程声环境影响分析

根据工程分析，钻井期间噪声源强一般在 95－105dB(A)，平均取 100 dB(A)，采取基础减振措施（降噪效果按照 20dB(A)考虑）后，钻井井场边界附近（1m 处）昼夜间噪声均值按 80dB(A)计。根据《环境影响评价技术导则·声环境》（HJ2.4-2009），选用室外传播声级衰减模式预测钻井噪声对周围环境的影响水平。

钻井期间，钻井井场场界噪声预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　　距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

离井场场界距离（m）	1	10	30	50	70	100	120	170	200
噪声值（dB(A)）	80	60	50.5	46.0	43.1	40	38.4	35.4	34.0

从钻井噪声预测结果可以看出，钻井过程中所产生的噪声会对周围一定范围内造成影响。钻井井场边界附近（1m 处）昼夜间噪声为 80dB(A)左右，超出建筑施工场界噪声限值（昼间 70dB(A)）的要求。施工噪声经过距离衰减后，在距井场场界 10m 处的噪声级为 60dB(A)，能够满足《声环境质量标准》中昼

间 2 类标准的要求。另外，项目评价范围内无声环境敏感目标，钻井不会产生噪声扰民问题。

5.3.2 运营期声环境影响分析

为了分析本项目井场产噪设备对其周围声环境的影响。本评价以井场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.3.2.1 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2)室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

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

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R=S\alpha/(1-\alpha)$，S为房间内表面面积，m^2，α为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的i倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内j声源i倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

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

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为a，高度为b，窗户个数为n；预测点距墙中心的距离为r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当$r \le \frac{b}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2$(即按面声源处理)；

当$\frac{b}{\pi} \le r \le \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 10\lg\frac{r}{b}$(即按线声源处理)；

当$r \ge \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 20\lg\frac{r}{na}$(即按点声源处理)；

(3)计算总声压级

①计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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，则本工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

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

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

(4)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表5.3-3。

表 5.3-3　　井场噪声源参数一览表

声源名称		数量（台/套）	中心坐标（X，Y，Z）	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
采油井（以排 750 井作为代表）	采油树	1	(30，20，1)	80	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	15	65

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目新建油井、注水井等噪声源对场界四周的贡献声级值见表 5.3-4。

表 5.3-4　　噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

评价点		预测时段	本项目贡献值	标准值	达标情况
采油井场（以排 750 井作为代表）	东厂界	昼间	45.3	60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间	46.2	60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间	47.4	60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间	47.5	60	达标
		夜间		50	达标

由表 5.3-4 可知，项目实施后，新建采油井场噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 41.2～49.2dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，项目开发建设及运营噪声满足标准要求，并且不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 区域地层概况

本项目位于新疆准噶尔盆地西缘，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。车排子地区构造单元划分图见图 5.4-1。

区块内自上而下钻遇地层为：新生界第四系西域组、新近系（独山子组、塔西河组、沙湾组），中生界白垩系吐谷鲁群、侏罗系及古生界石炭系（未穿）。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层系之间为角度不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上，其中新近系沙湾组为本次方案研究的目的层。地层简表见表 5.4-1。

图 5.4-1　　车排子地区构造单元划分图

表 5.4-1　　区域典型地层分布表

地层					排 612-22 井
界	系	统	组	代码	底界，m
新生界	第四系	更新统	西域组	Q_1x	270.0
	新近系	上新统	独山子组	N_2d	
		中新统	塔西河组	N_1t	
			沙湾组	N_1s	360.0
中生界	白垩系	下白垩统	吐谷鲁群组	K_1tg	410.0
	侏罗系			J	▽
上古生界	石炭系			C	▽

地层特征分述如下：

（1）石炭系（C）

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

（2）侏罗系（J）

本区侏罗系地层厚度23～46m，为大套灰色、杂色的砾岩、角砾岩沉积，该套地层是石炭系潜山“填平补齐”，即“沟谷充填”沉积。与下伏地层呈角度不整合接触。

（3）下白垩统吐谷鲁群组（K_1tg）

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

（4）新近系沙湾组（N_1s）

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

新近系沙湾组与下伏地层呈角度不整合接触。排612-22块在新近系沙湾组一段1砂组4口直井全部钻遇储层，为本次工程区的主力油层。

（5）新近系塔西河组及以上地层

本区新近系塔西河组及以上地层，厚度202～431m，厚度由南向北，由东向西变薄。岩性主要是砂泥岩互层，上部为厚层灰褐色含砾中砂岩、灰色细砂

岩与灰色泥岩呈不等厚互层；中下部为黄灰色细砂岩、灰黄色泥岩呈不等厚互层；底部是一套灰褐色砂砾岩，与下伏地层呈平行不整合接触。

5.4.1.2 区域水文地质概况

（1）地下水赋存条件

从大地构造上看,克拉玛依所在区域属于山地褶皱带和陆台之间的过渡型地区。无论从地质构造、地貌、第四纪松散沉积、地下水动力学和地球化学作用方向等方面分析,均符合沙漠所占据的巨型山间盆地和山前倾斜平原的水文地质规律。克拉玛依所在区域西部环绕着准格尔西北缘海西褶皱带山系—沙乌尔山、扎衣尔山和乌鲁克萨尔山等,海拔高度1000-3000m,终年积雪的山峰很少。每年夏季这些高山上融解的雪水沿河谷、溪流向盆地内低洼的平原流泻,成为区内地下径流的主要补给来源,因此地下水的动态受高山冰雪融化季节的控制。同时，这些山脉也像围墙一样阻挡了从北冰洋和大西洋东侵的潮湿气流，对区内大陆性气候有着明显的影响。从历史气象资料可以看出,克拉玛依地区的降水只有西北200km处塔城的1/3.5左右,而年总蒸发量却比塔城高二倍,年平均相对湿度为45%,这显然是受地理环境和地形因素的控制。降水量稀少、空气干燥和强烈的蒸发,决定了本区潜水的贫乏,地球化学作用表现为可溶盐类的富积。克拉玛依范围内,在疏松的第四纪砾石层中潜水很不发育,而只有在离克拉玛依50km左右,靠近玛纳斯河旁中拐、小拐一带的冲积平原内,潜水才有意义。

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

（2）地下水补径排条件

区内地下水的补给、径流与排泄受地形地貌、地层岩性、地质构造、水文和气象等因素的制约。从整个区域上看，山区是区内地下水的主要形成区及补给区，山前冲洪积倾斜平原是地下水的主要径流区，盆地或山间谷地沿河地带是地下水的主要排泄区。项目区内地下水接受山区的地下水补给后，在松散岩类的孔隙中大体由准噶尔盆地边缘向盆地腹部径流，流向大体为由西北向东

南，在冲洪积扇前缘地带因受透水性差的黏性土层阻挡多以溢出泉的形式排泄与地表，或以侧向地下径流的形式继续向盆地中部细土平原区排泄，最终排泄与盆地最低处的内陆湖泊中。在地下水位埋深浅的地带，地下水通过土壤毛细管上升到地表，而后进入蒸发或者通过植物蒸腾进行排泄。

（3）地下水动态

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

区域水文地质图见图 5.4-2。

5.4.1.3 评价区水文地质概况

（1）地下水分布规律

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

（2）地下水类型及富水性

根据前人研究成果，评价区地下水类型按埋藏条件划分，分布有潜水和承压水以及风成沙中零星分布的孔隙水，含水层岩性为砂砾石层及粉细砂层。根据区内已有钻孔资料，评价区内的 S6 号井，井深 181m，潜水埋深 11.64m，潜水含水层单井涌水量 180.14m³/d；承压含水层单井涌水量为 212.2m³/d。评价区内的 7 号井，井深 225.39m，承压含水层单井涌水量为 318.8m³/d。由此可见，评价区范围内，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，潜水含水层岩性为亚砂、砂等，隔水层为粘土和亚粘土，含水层厚 13~19 米；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11~14m。

（3）地下水补给、径流、排泄条件

山区在接受大气降水直接渗入补给后，形成地下水，在其强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下，径流、赋存、运移。其中一部分在山区强烈侵蚀切割的沟谷中形成泉水出露，汇入河流以地表径流的方式排泄出山；一部分形成地下潜流，通过沟谷河床的松散堆积物、构造断裂、节理、裂隙破碎带、发育裂隙孔隙的碎屑岩层，以侧向地下水迳流的方式，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由部浅藏带径流；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，上游地下水运移到该带，一部分便在地形坡降较低洼处以泉水或沼泽湿地的形式排泄，完成了山前倾斜平原区的第一次补给、径流、排泄循环过程，位于红柳沟东部附近每年4~5年形成的沼泽地，便是由此而形成的，而另一部分地下水则沿含水层孔隙继续向下游运移至南部沙漠边缘带，其主要排泄途径则为垂直蒸发、植物蒸腾及侧向排泄。

（4）地下水化学特征

项目区位于冲积平原区，地势平缓，岩性颗粒细，径流条件差，潜水埋藏相对较浅，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，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SO_4^{2-}-Cl^--Na^+-Ca^{2+}型，最终向Cl^--SO_4^{2-}-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HCO_3^--SO_4^{2-}-Na^+，HCO_3^--SO_4^{2-}-Cl^--Na^+，SO_4^{2-}-HCO_3^---Cl^--Na^+和-Cl^--Ca^{2+}-Na^+型等。

（5）包气带污染现状调查

本项目在油田区域内进行扩建。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，未收到油田开发污染。

（5）评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，本项目区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。评价区内地下水主要用于油田生产。

5.4.2 开发期水环境影响分析

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和其他废水等）和钻井队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水。本项目整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）生活污水

依托油区内现有生活设施，钻井队不设生活营地无生活污水产生和排放。

（3）管道施工废水

管道试压末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。另外，本项目顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 10m，故管线施工对地下水的影响很小。

综上，落实开发期各项环保措施的情况下，本项目开发期废水对水环境的影响较小。

5.4.3 运营期水环境影响分析

5.4.3.1 正常状况下水环境影响分析

（1）生产废水对地下水影响分析

运营期，本项目废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

本项目采出水和井下作业废水依托已运行的春风联合站、春风二号联合站污水处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中回注用水水质标准后进入回注系统回注地层。正常情况下，采出水和井下作业废水不外排，对地下水影响很小。

（2）回注对地下水影响分析

根据本工程可研，本工程新建注水井10口，回注地层为油藏层。而春风油田所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在200m以内，而回注层深度大于500m，回注地层与区域地下水处于不同层系，超出本区域地下水含水层的深度。回注层上覆塔西河组，岩性以泥岩为主，夹粒度较细的粉砂岩、泥质粉砂岩，上部以灰黄色泥质岩为主，下部为一套以棕红色泥岩为主的氧化环境下的沉积产物，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保回注污水不破坏油田工业及生活淡水水源（取水层段为第四系含水层，水位埋深20m-200m）；下覆吐谷鲁群，地层厚度290m，岩性以泥岩为主，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与井内回注水的交换，对回注水实现有效封堵，保护第四系地层。故回注对区内地下水的影响很小。

（3）油泥(砂) 对地下水影响分析

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

（4）各类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。本项目顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 10m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水和井下作业废水可以依托春风联合站、春风二号联合站的污水处理设施处理；综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及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；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；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对水环境的影响较小。因此，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.4.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、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。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，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；管线运行过程中，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，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田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。

（1）穿透污染影响分析

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。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一但出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。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，待气井开发到中后期时，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，会通过越流进入潜水含水层，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。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂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露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对工程区下游第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、氯离子、溶解性总固体等。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，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取石油类作为预测特征因子。

③预测模型

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc( )—余误差函数。

① 预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内潜水含水层岩性主要为粉、细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-2。

表 5.4-2　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.08m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，渗透系数取经验参数 10m/d，水力坡度约 2‰
2	D_L	纵向弥散系数	0.8m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则， 本次模拟取弥散度参数值取 10。

3	n	有效孔隙度	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 n=0.25。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017》Ⅲ类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

② 预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（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。具体见表 5.4-16、表 5.4-17，图 5.4-7。

表 5.4-16　石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	10.000	0	10.000	0	10.000
10	6.470	30	9.540	80	9.990
20	2.710	60	7.850	160	9.730
30	0.677	90	4.880	240	7.970
40	0.097	120	2.050	320	4.050
43	0.049	150	0.55	400	0.788
50	0.008	180	0.09	480	0.070
60	0.000	188	0.05	490	0.048
70	0.000	210	0.01	528	0.010
80	0.000	240	0.000	560	0.002
90	0.000	270	0.000	640	0.000
100	0.000	300	0.000	720	0.000

表 5.4-17　　预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	43	50	无
	1000d	188	210	无
	3650d	490	528	无

图 5.4-7　发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 43m、188m、490m，影响距离分别为 50m、210m、528m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存

在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）渗透污染影响分析

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、集输管线泄露、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。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线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。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。拉油罐设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。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、油罐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

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏

点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1～2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有喷散物。

根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型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；评价区内土壤类型主要为颗粒较细的灰漠土，油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无从地表迁移到地下水的动力条件。故本工程泄露的石油类污染物基本不会穿透包气带迁移至地下水含水层中。另外，根据春风油田的作业要求，落地原油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地原油对开发区域地下水的影响很小。

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，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.4.4 小结

（1）建设期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）在正常情况下，本项目产生的废水不外排，不会对当地水环境产生影响；回注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。

（3）运营期的采出水依托春风联合站、春风二号联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力和运行情况可满足本项目需求。

（4）在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目运营对水环境的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程主要包括钻井工程和地面工程等，施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的钻井岩屑和生活垃圾等。

（1）钻井岩屑

本工程钻井过程中采用的钻井液为非磺化水基钻井液，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用，无废水及废弃钻井液外排。固体废物主要为钻井岩屑。

根据工程分析，本工程岩屑产生量约为 8.68 万 m^3。钻井岩屑委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司和山东奥友环保工程有限责任公司等有资质的单位处置。资质单位环评及竣工环保验收材料见附件。

（2）生活垃圾

根据工程分析可知，本工程施工期间产生的生活垃圾约 153.9t，集中收集后清运至 128 团的生活垃圾填埋场处理。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废润滑油、废防渗膜等。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄露等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单，《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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》（2021本）HW08 类危险废物（900-217-08、900-214-08），交由有资质的单位处置。

废防渗膜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，根据工程分析，本工程产生废弃防渗布最大量约125.7t/a。含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，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。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.5-1。

表5.5-1　　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	12.58	油井作业	液态	石油类	油井作业2年/次	T、I	罐车拉运至联合站
2	废润滑油		900-217-08、900-214-08	少量	设备检修	固态	石油类	间歇	T、I	
3	废防渗膜		900-249-08	125.7t/a	油井作业	固态	石油类	油井作业2年/次	T、I	委托有资质单位拉运

										处理

5.5.2.2 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物不在工程区内贮存，在按照规范要求进行危废收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物不在工程区内贮存，收集、转移、输运过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.5.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由春风油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

本工程服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.5.4 固废环境影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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。

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

① 钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署井 513 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

② 固体废物对土壤的影响

根据目前新春公司对钻井单位的要求，钻井单位钻井施工需采用泥浆不落地系统进行固液分析，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相（岩屑）排入井场内建设的钻屑储集防渗池，钻屑储集防渗池采用 2mm 防渗膜防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s，用于临时堆放干化钻井岩屑，而后交由有资质的单位处置。处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

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

本项目管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员

践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、管线、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目土壤影响类型于途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期			√	
运营期			√	
服务期满后				

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/
40m^{3}高架油罐	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线、高架油罐油品泄露，垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，

主要影响方式为垂直下渗。

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气混输输送、高架油罐油品转运过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本项目生产过程中除了少部分井场采用高架油罐储存原油，其余液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，高架油罐储存原油为可视可控，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄露对土壤造成的影响。

主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

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

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4　　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	（1.94）km^2	
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林，属国家和地方级公益林）、方位（）、距离（）	
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗 ☑；地下水位 □；其他（）	
	全部污染物	石油类	
	特征因子	石油烃	

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">Ⅰ类 ☑； Ⅱ类 □； Ⅲ类 □； Ⅳ类 □</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感 ☑；较敏感感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>评价工作等级</td><td colspan="4">一级 ☑；二级□；三级 □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td>现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td></td><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>20cm</td></tr>
<tr><td></td><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>/</td><td>0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项和 pH、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项和 pH、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃等</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB 15618□☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">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</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F□；其他（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）影响程度（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论： a）□； b） □； c）☑
不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制 ☑；过程防控 ☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>油井附近公益林、农田等</td><td colspan="2">石油烃</td><td>1 次/3 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">项目区主要土壤类型是灰漠土，占地范围内的土地利用类型为林地、草地、一般耕地和盐碱地。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。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="7">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级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油，属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t。本工程主要风险单元为罐区和密闭集输单元，本工程共设置 26 个 40m³ 油罐，通过计算，工程区危险物质数量最大存在量为 1040m³，按原油密度折算后为 1019t，与临界量比值 Q_1=0.41。

本工程新建集输管道共 126km，其中管径最大、长度最长的集输管线规格为 Φ273.1×7，长度约为 1200m，最大储液量为 67m³，原油密度按 0.9807t/m³，则集油管线最大储油量为 65t，与临界量比值 Q_2=0.026。

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

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

Q_1，Q_2，...，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 *Q*＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 *Q*≥1 时，将 *Q* 值划分为：（1）1≤*Q*＜10；（2）10≤*Q*＜100；（3）*Q*≥100。

本项目的 Q 值的确定见下表。

表 5.7-1　本项目风险单元 Q 值一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
输油管线	1	原油	—	65	2500	0.026
高架油罐	1	原油	—	1019	2500	0.41
Q值∑						0.436

根据上表计算结果，本项目 Q=0.436，*Q*＜1，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表 5.7-2。

表 5.7-2　　环境敏感点概况

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征			环境保护要求
1	生态环境	项目区内灌木林地		项目区内/国家二级公益林和地方级公益林			避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿
		一般耕地		评价范围内			按有关规定进行土地的征占和补偿
		野生保护动植物		评价范围内			尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
2	大气环境	评价范围内环境空气	128 团 4 连	西南方向 1.6km	居民区	约 45 户，120 人	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	地下水	评价范围内地下水		区块及周边			《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油，存在于高架油罐和集油管线内。风险物质危险特性和分布见表 5.7-3。

表 5.7-3 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	稠油	可燃液体	集油管线、高架油罐

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-4。

表 5.7-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症	

	状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：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。大量泄露：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露应急处理设备。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。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。
LD50：>4300mg/kg(大鼠经口)
LC50：无资料</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。
生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。
非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。
生物富集或生物积累性：/。
其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">废弃物性质：危险废物。
废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</td></tr>
<tr><td>法规信息</td><td colspan="4">《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。</td></tr>
<tr><td>其他信息</td><td colspan="4">表格内数据来源于本项目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》。</td></tr>
</table>

结合本工程工程特点，原油在本工程中具有以下危险性：

（1）可燃液体

本工程主要产品原油属于闪点高，可挥发，具有一定危险的可燃液（气）体。石油类产品容易燃烧的特性主要以闪点、燃点、自燃点数据来衡量，产品的蒸气和空气的混合比达到一定浓度范围时遇火即能爆炸。燃点下限越低的油品发生爆炸的危险性越大。本工程的产品原油属闪点较高的可燃液体，遇明火发生爆炸的可能性很小。

（2）受热可挥发

当罐内油受到烘烤或高温天气影响时，油品受热温度升高，原油中的轻组分可挥发逸散，油品密度降低、体积膨胀，如果罐内有水汽化，更易发生油罐突沸、冒顶，使热油外溢，轻组分进一步挥发，受热后则储油设备压力增大，可使管线或设备破坏，造成漏油。

5.7.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。本项目主要为稠油开发，稠油粘性大，需要掺稀、注水、或注汽开发等，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

（3）储罐泄漏

井场设置高架油罐，储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

（4）拉油及装卸过程中，发生原油泄漏，对周围环境造成直接污染。

原油拉运、装车单元危险物质发生泄漏或直接燃烧、爆炸，泄漏的原油会污染土壤和大气，并可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏

的原油若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境，引发工程区域周围人群受伤事故。

由类比调查结果可知，一般造成泄漏的主要原因是：

①原油处理装置损坏(超压、燃烧、爆炸、误操作等)造成泄漏；

②罐区聚集的油气遇明火燃烧、爆炸、损坏储油罐而造成泄漏；

③采出液储罐、原油储罐遭雷击起火爆炸造成原油泄漏；设备受腐蚀使油品大量泄漏。

④管线焊接不严或检测有误，导致管线连接缺陷，造成泄漏。

⑤管线防腐涂层质量差，造成管线腐蚀穿孔，导致输送介质外泄。管线腐蚀一般发生在油田开发后期。

⑥管道材料质量低劣，导致管线强度达不到要求而出现裂缝或断裂，进而导致原油泄漏。

⑦设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏。

⑧在管线近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，可能导致管线受到意外重大的机械损伤造成管线破裂，导致输送介质泄漏。

⑨原油在罐车拉运过程中，发生交通事故或泄漏导致原油泄漏的风险。

5.7.3.3 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.4 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用双层套管，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。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

发生井喷、泄漏等事故后，油品进入环境，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于工程区地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环

境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送春风联合站、春风二号联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.7.4.7 对植被的影响

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

5.7.5 环境风险管理措施与对策建议

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

5.7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5～2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

（5）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

（6）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（7）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（8）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。

（9）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 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.5.2 窜层污染事故的防范措施

（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，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样 2 次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，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。

5.7.5.3 原油集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止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）完善各站场的环境保护工程，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）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（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。

5.7.5.4 储罐泄露风险防范措施

（1）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少，并布置在油品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）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

（5）在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置必要的可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

5.7.5.5 油品运输泄露风险防范措施

（1）担任油品储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

（2）运输、储存原油和含油污泥所用的槽车、容器、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。储罐区设计应按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求进行必要的防火设计。

（3）运输危险废物和油品的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、危废临时储罐进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

（4）本工程产生的危险废物运输委托有资质的单位进行，并使用专用车辆，有明显标识，同时，运输线路的选择尽量避开敏感点集中的区域，危险废物转移严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

5.7.5.6 公益林防火措施

（1）强化责任，实行森林防火领导负责制。中石化新疆新春石油开发有限责任公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，提高工作人员森林防火责任意识。

（2）大力开展宣传教育。中石化新疆新春石油开发有限责任公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

（3）强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

5.7.5.7 硫化氢泄漏的监控与预防措施

本工程油气资源不含硫，为了防患于未然，建议作业人员对井场和站内的硫化氢进行监测。

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m³(或10ppm)，第2级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³(或20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³(或100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H_2S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.7.5.8 重视和加强管理

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

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

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

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

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为罐区和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、储罐泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-5。

表 5.7-5 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区克拉玛依市			
地理坐标				
主要危险物质及分布	本项目所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为罐区和密闭集输单元			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井漏、油类物质泄漏。 施工期柴油罐破损造成柴油泄漏，或者运营期储罐破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水。			
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储罐底部铺设防渗膜，采用钢制储罐⑤制定环境风险应急预案，定期演练。详见 5.7.5 节			
结论：本项目所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为罐区和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、储罐泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植				

被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目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

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 建设期环境保护措施

本项目建设期对环境的影响主要来自油井钻采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在工程可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施。

6.1.1.1 井场和站场

（1）控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 110×120m^2，生产期占地不大于 50×70m^2，尽量减少扰动面积，减少林木砍伐。

（2）钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相交由有资质的单位处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

（3）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（4）尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场、站场和管线尽量避开重点公益林分布区，无法避让的须办理林地许可后方可开工。禁止采伐工程临时、永久占地外生长的保护植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，严禁对灌木碾压破坏。尤其对占有

灌木的井场，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

（5）井场、站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

图 6.1-1　临时堆土场防护工程平面布置图

（6）对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-2 井场、站场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

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

（2）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。

（3）按设计标准规定，严格控制施工作业带 6m，不得超过作业标准规定。

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

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

（6）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

（7）禁止施工人员对野生动物滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

6.1.1.3 道路

施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。运营期路面宽 6m，路基宽 7m，扰动范围路基外两侧 2.0m 的区域及时恢复；

图 6.1-3 彩条旗拦挡典型设计图

6.1.1.4 敏感区段的生态保护措施

工程施工严禁占用一级公益林，占用其他公益林前，应征得林草主管部门同意，按国家和相关要求对占用林地进行生态恢复和补偿。井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏；井场、道路和管线占地避让胡杨林；采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。并在施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.1.1.5 防沙治沙措施

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)工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4)植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

④针对涉沙的部分井场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

(5)其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

本项目需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙

治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

(6)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西北油田分公司为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。西北油田分公司应在各钻井队、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)技术保证措施

①邀请各级林业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塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，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，提高水的重复利用性，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

本工程防沙治沙措施投资概算预计 50 万，由春风油田自行筹措，已在新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程总投资中考虑。

(4)生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后，预计春风油田老区（克拉玛依市境内）区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，农田得到有效保护。

6.1.2 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

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

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

（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。

6.1.3 大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

② 钻井中发现地层有可燃或有害气体， 应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

③井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

④井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

⑤钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故。

（2）地面施工大气污染防治措施

①运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。

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

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

通过采取以上措施，可减小建设期大气污染影响，采取的大气污染防治措施可行。

6.1.4 废水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。提高水的重复利用率

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。生活污水排入可移动旱厕，定期清运至春风二号联合站生活污水处理装置处理。

（3）其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下

水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对水环境产生影响。

③ 清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

③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。

6.1.5 固体废物污染防治措施

（1）钻井岩屑委托克拉玛依前山石油工程服务有限公司和山东奥友环保工程有限责任公司等有资质的单位处置。处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（2）生活垃圾集中收集后依托 128 团生活垃圾填埋场进行安全填埋。

（3）施工土方全部用于回填管沟及场地平整。

6.1.6 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）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。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

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。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

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

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

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

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

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

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

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油

田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

工程井场和管线临时占地类型为草地和灌木林地，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土梭梭、琵琶柴等灌木植被为主。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

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

（3）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《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。

（4）本工程单井拉油点拉油罐为固定顶罐，单罐容积 40m^3，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

（1）生产废水

本项目运营期的主要生产废水是采出水和井下作业废水。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。本项目油藏采出水和井下作业废水依托春风联合站、春风二号联合站的污水处理系统处理满足油田注水水质标准后回注地层。

春风油田采出水处理系统位于春风联合站和春风二号联合站内。采用“重力除油+沉降+过滤”工艺。2018 年之前，春风油田含油污水资源化处理站尚未建设完成，油田采出水由联合站处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。2018 年春风油田含油污水资源化处理站投入运行后，春风二号联合站处理后的采出水，进入至春风油田含油污水资源化处理站，经“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺处理后，满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽用水，多余尾水回注地层。当春风二号联合站采出水量小于资源化处理站处理量时，春风联合站处理后的采出水外输进行补充。春风油田的采出水可实现全部综合利用或回注。根据《春风油田排 6 北区产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》、《春风油田排 612 扩边沙湾组产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，春风联合站、春风二号联合站回注水泵回注水中 pH、悬浮固体含量、含油量、硫化物监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中限制要求，联合站采出水处理设施运行正常，可处理本项目的采出水和井下作业废水。废水污染防治措施可行。

图 6. 2-1　春风联合站采出水处理工艺流程图

图 6. 2-2 春风二号联合站采出水处理工艺流程图

表 6.2-1　　春风油田各联合站出水水质情况一览表

监测点位	监测时间	监测结果 单位：mg/L（pH 除外）				数据出处
		pH	SS	硫化物	石油类	

春风联合站	2020年5月29日~30日	第一天均值	6.81	4	< 0.005	1.61	春风油田排6北区产能建设工程竣工环境保护验收调查报告
		第二天均值	6.81	4	< 0.005	0.5	
	达标情况		达标	达标	达标	达标	
春风二号联合站	2020年5月24日~25日	第一天均值	6.55	7	/	15.8	春风油田排612扩边沙湾组产能建设工程竣工环境保护验收调查报告
		第二天均值	6.81	4	/	4.14	
	达标情况		达标	达标	达标	达标	

（2）回注井水污染防治措施

根据《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），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，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，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

根据验收监测结果，春风联合站采出水经处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为沙湾组，为现役油气藏层。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）中相关要求，故回注措施可行。

回注井在运行过程中，需严格按照油田公司的管理要求做好回注井的井控、固井及完井等工作，按要求做好套管的安装及维护工作，同时加强开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损，防治套损等事故的发生。废弃后的注水井参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72号）对完成采气的废弃井封堵，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。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 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。

6.2.5 固体废物污染防治措施

6.2.5.1 固体废物产生及处置情况

（1）危险废物

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)，本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废润滑油、废防渗膜等。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.2-3。

表 6.2-3　　危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	12.58	油井作业	液态	石油类	油井作业 2 年/次	T、I	罐车拉运至联合站
2	废润滑油		900-217-08、900-214-08	少量	设备检修	固态	石油类	间歇	T、I	
3	废防渗膜	危险废物 HW49 废其他废物	900-041-09	125.7t/a	油井作业	固态	石油类	油井作业 2 年/次	T、I	委托有资质单位拉运处理

（2）生活垃圾

运营期工作人员由春风油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.2.5.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单，《危险废物收

集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废润滑油交由有资质的单位处置。废防渗膜主要在修井作业过程中产生。施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，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。

①危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，新春公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

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

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

②危废运输依托可行性分析

本工程产生的危险废物由中国石化集团胜利石油管理局有限公司等有资质单位的专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司于 1993 年 11 月 24 日成立，公司经营范围包括：普通货运；货物专用运输（集装箱、罐式）；大型物件运输（一类）；危险货物运输（2 类、3 类、8 类、危险废物），可运输本工程产生的危险废物。

③危废处置依托可行性分析

本工程落地油属于《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)中“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码亦为 HW08（071-001-08），产生量为 12.58t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录(2021 年

版)》(部令第 15 号)中“车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油”“使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油”，其废物代码为 HW08（900-217-08、900-214-08）。废润滑油属于《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)中“车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油”“使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油”，其废物代码为 HW08（900-217-08、900-214-08）。含油废弃防渗布属于《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)中“含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，其废物代码为 HW49（900-041-49）。HW08 900-249-08？？本工程危险废物交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有危废处置资质单位接收处置。

新疆锦恒利废矿物油处置有限公司于 2018 年 10 月 26 日取得新疆生产建设兵团环保局颁发的危废经营许可证，许可证编码 6607000003，可处理危废类别为 HW08（071-001-08），经营规模为：油田污油泥 50000t/a，现公司正常运行中。截止 2021 年 6 月 30 日，接收及处理量约 6000t，剩余可处理规模为 44000t。新疆锦恒利废矿物油处置有限公司危废资质及剩余处理能力均可满足本工程油泥处理需求，因此，本工程危险废物委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位处置是可行的。

6.2.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制

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

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄露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。

综上，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.7 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、应急响应全方位进行控制。

6.2.7.1 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，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门等装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④严格按照春风油田的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要求做好油管及表层套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。

⑤《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）对完成采气的废弃井封堵，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。

6.2.7.2 分区防治措施

（1）防渗分区

对井场等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，可有效防治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》（HJ 610-2016）中 “11.2.2 分区防控措施”， 本项目分区防控方案如下：

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将工程区划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据工程特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场永久占地等区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：不会对地下水环境造成污染的区域，主要包括井场配电箱，不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行简单的地面硬化即可。

6.2.7.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本项目需在区块的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置依托原有例行监测井）。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-4。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向春风油田安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-4　　地下水监测计划

孔号	区位	坐标	监测层位	监测频率	主要监测项目	备注

包古图水源地	项目区上游		第四系孔隙水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	水温、溶解氧、嗅和味、肉眼可见物、pH、耗氧量、溶解性总固体、电导率、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫化物、石油类、氨氮、挥发性酚类、氟化物等。可根据《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）附录 F 自行增加监测项目。	利用原有井
监联 1 监测井	项目区内					利用原有井
车浅 1-7 监测井	项目区下游					利用原有井

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向春风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。

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

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，各采油厂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）油田环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施：

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，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，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

① 应急预案的曰常协调和指挥机构；

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。

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。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 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）在闭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。

6.3.2 退役期水环境保护措施

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，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。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（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。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

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

（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，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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然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。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目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息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建采油井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程需新建集输管线126km、注汽管线142km、注水管线16km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在6m范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目总投资为166185万元。项目内部收益率为8.1%（税后），项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济发展。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，主要占地类型为灌木林地、草地，这些占地均对评价区的土壤植被造成破坏。工程永久占地面积和

临时占地面积分别为 1.94km^2 和 2.19km^2。工程将对林地和草地造成一定程度的破坏。本项目总投资为 166185 万元，其中环保投资 3059 万元，占总投资 1.84%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1　　主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	主要内容	投资（万元）
施工期	生态环境	生态恢复与水土保持	平整、覆土、地面硬化处理，防止侵蚀、生态恢复、水土流失治理	1000
	废水	施工期生活污水处理	生活污水排入可移动旱厕，定期清运至春风二号联合站生活污水处理装置处理	50
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	100
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	60
	固体废物	废弃施工材料以及生活垃圾清运		60
运营期	废水	采出水、井下作业废水处理	进入春风联合站、春风二号联合站，处理达标后回注底下	513
	固体废物	清罐底泥、落地油等危废	由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运、处置	510
	废气	无组织挥发	固定顶管设呼吸阀、高架油罐拉油点原油装卸采用气相平衡系统。	计入工程
	风险防控	井场及拉油点、注水点等设置灭火器、声光报警器		26
		井场、罐区等分区防渗		500
	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、环境监理、监测		180
		HSE 应急预案+环保培训，演练		60
合计				3059

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

开发建设期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输管道占地，输油管线系统建设、注汽管网建设。

本项目建设对项目区域直接影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的HSE管理机构应实行逐级负责制，受中国石化股份有限公司胜利油田分公司QHSSE管理督查部的直接领导和监督，项目的环保管理机构中石化新疆新春石油开发有限责任公司设安全环保部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

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。

8.1.2 实施与管理机构

QHSSE管理督查部是公司环境保护工作的综合监管部门，主要职责:

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QHSSE委员会要求，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 HSE 管理手册》履行相关环保责任。

党群综合部是绿色文化建设的归口管理部门，负责编制年度工作方案并组织实施。

钻完井管理部是泥浆资源化利用的业务归口部门，负责制定施工方案，并组织落实公司环境保护管理要求。

采油工程管理部是油田正常生产中含油危废处置的业务归口部门。

各单位是属地范围内环境保护工作的管理和监督责任主体，负责本单位环境保护工作的具体实施，组织制定本单位各部门环境保护职责，建立环境保护全员岗位责任制，负责区、县级环保督查的迎检。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构。在生态环境部的业务指导下，接受委托监督该项目的环境管理，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，对该项目涉及的环保工程进行竣工验收，指导克拉玛依市生态环境局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

克拉玛依市生态环境局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田勘探单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

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

（2）对分承包方的环保要求

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

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

（3）对施工人员进行HSE培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行HSE培训。

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

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 钻井作业环境管理

钻井作业环境管理，应有明确的环境管理方针和目标、环境管理机构和职责、环境管理程序、环境警示标志、环境培训等。

钻井作业环境管理应达到以下要求：

（1）钻前工程

在修建井场公路时，严格控制施工影响范围；井场应设污水处理系统，包括污水沟、污水池和污水处理设备，且污水沟和污水池应进行防渗漏、防垮塌处理。

（2）设备器材搬迁

制定合适的工作计划和车辆加油计划，减少沿线行驶次数和油料泄漏机会，定期检查所有车辆的泄漏情况，被污染的土壤要清除，并进行适当处理，不得向车外乱扔废弃物。

（3）钻井施工

——封闭式井场管理，制定“钻井工程防治污染规定”，所有污染物不能出井场规定的范围；钻井过程中，严格控制用水量，节约用水；要严格实施清污分流，杜绝跑、冒、滴、漏常流水现象的发生。

——钻井材料和油料要集中管理，减少散失或漏失，对被污染的土壤应及时妥善处理，将其清除、回收；为将钻井废弃物减至最低限度，应采用有利于环境的三级废物处理方法：调整钻井工艺或使用合适的钻井液，使钻井过程产生的废弃物最少；将已经降至最低限度的钻井废弃物尽可能地循环再利用；通过合适的方式处理不能再循环利用的钻井废弃物；防止井喷、油料泄漏、污水池垮塌，避免发生污染事故；采取有效措施，减轻噪声污染。

（4）施工完成

施工完成后，做到井场整洁、无杂物；剩余污水、污泥应妥善处理。

（5）其它规定

在野外施工现场不得乱扔废弃物，乱倒废油、废液；不允许破坏动物巢穴，追杀、捕猎和有意骚扰野生动物；减少施工对当地野生动、植物的影响。

8.2.3 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.4 开发期环境监测计划

开发期主要工程活动可以分为钻井过程和地面建设两大部分。

钻井作业环境监测包括钻井废水监测、井场土壤监测。当发生井喷失控事故时，应及时对大气、土壤、植被等环境要素进行事故性监测。监测计划见表8.2-1。

表8.2-1　　钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
钻井废水	现场	pH、COD、石油类、SS	施工结束后进行控制性监视
井场土壤	现场	石油类	施工结束后进行控制性监视
钻井事故时	现场	大气、土壤、植被等	当时

地面建设主要监测对象是对作业场所及附近的土壤、植被。

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表8.3-1。

表8.3-1　　建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	克拉玛依市生态环境局
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各废水排污口的排放情况，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，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	克拉玛依市生态环境局
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、地表水、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，防止扰民影响 ④ 组织危险废物监测	建设单位	克拉玛依市生态环境局
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	克拉玛依市生态环境局

（1）日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

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

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队

伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，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、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

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

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.4-2。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 8.3-2　　运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	油区下风向	1 次/年	竣工环保验收后开始	SO_2、NO_X、颗粒物、烟气黑度
噪声	油区边界	1 次/年		连续等效 A 声级（dB）
土壤	油区附近耕地	3 年 1 次		石油烃
地下水	油田例行监测点	2 次/年，发生事故时加大取样频率。		水温、溶解氧、嗅和味、肉眼可见物、pH、耗氧量、溶解性总固体、电导率、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫化物、石油类、氨氮、挥发性酚类、氟化物等。
生产废水	春风二号联合站污水处理系统（依托）	1 次/季度		pH、SS、石油类

检查生态恢复及水土保持措施落实情况。

8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

① 必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

② 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③ 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

① 验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环境影响报告表及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

② 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，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，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3　　三同时验收一览表（建议）

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
废气	运营期	油区厂界	非甲烷总烃	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。
废水	施工期	井场	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	废水循环利用，不外排。
	运营期	联合站	采出水处理装置	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关标准后，回注地层
固体废物	施工期	井场	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》综合利用要求。
	运营期	井场、管线	油泥处置	委托生态环境部门认可的有危废处理资质的企业处理。落地油由作业单位 100%回收。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）及修改单、《危险废物转移联单管理办法》
噪声	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准。
环境风险	运营期	井场管线	详细的井场井喷、井漏事故应急预案；管道断裂、泄露、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事故的不利影响。
生态	施工期	井场管线	临时占地的植被恢复	-	植被恢复，恢复程度不低于开发前。
		保护动物和植被	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为		保护生境和生物多样性
环境监测与管理	施工期和运营期	井场管线道路	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。		污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

8.4 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 8.4-1。

表 8.4-1　污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	烃类	48.6	大气
生产废水	采出水		废水量	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	0	采用专用罐拉运至春风油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	0	
			石油类	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	0	运至春风油田绿色环保站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程（以下简称“本项目”）位于春风油田老区，行政区隶属克拉玛依市克拉玛依区管辖，包括601-20、排612、排601区、排601南、排601西、排6南、排6北、排66、排626、排609等区块。本次计划部署开发井513口，其中采油井503口，回注井10口，总进尺87.2万米。动用石油地质储量1153×10^4t、含油面积4.2km^2，主要采用管输方式生产，个别偏远井采用单井拉油。新增产能24.3×10^4t/a，开采方式为蒸汽吞吐。新建集输管线126km、注汽管线142km、注水管线16km，配套自动控制、通信、供配电、道路、防腐、消防等辅助及公用工程。油气处理及外输均依托已有地面设施。

本工程集输系统采取三级布站方式，主要依托已建联合站2座(春风联合站、春风二号联合站)，接转站1座(排601中区接转站)，增压站5座(排601-20增压站、排612区块1#、2#及3#增压站、排609增压站)。地面系统采用掺蒸汽集输工艺，汇集至附近接转站后加压输送至春风联合站进行处理。

9.1.2 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，属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘探开发“十三五”规划》提出，要提高战略性矿产安全供应能力，加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产，属于重点监管对象，自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障，提高资源安全供应能力和开发利用水平。

本项目为石油开采项目，属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象，本项目的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，符合规划中“对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘查开发政策”的要求。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为达标区，监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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。

（5）生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，本工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等环境敏感区，整个评价区域以荒漠景观为主，区域水系不发育，地表发育零星植被。主要植被

为梭梭、琵琶柴、假木贼等，盖度为10~20%。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

9.1.5 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表9.1-1。

表9.1-1　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	烃类	48.6	48.6	大气
生产废水	采出水		废水量	579.69万	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	19494	0	采用专用罐拉运至春风油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	26.81	0	
			石油类	4.53	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	12.58	0	运至春风油田绿色环保站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.1.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久占地193.55hm^2、临时占地219.4hm^2，占地类型主要为草地和灌木林地，地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是钻井作业柴油机烟气，建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发，无组织排放量为 48.6t/a。根据预测结果，油区下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

本项目进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的采出水和井下作业废水。采出水、井下作业废水经春风联合站、春风二号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾和弃土、钻井废弃物等。施工人员产生活垃圾统一收集至 128 团生活垃圾填埋场处置。弃土、弃渣来自管沟开挖，多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

运营期油泥砂等危险废物均委托有资质的单位统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单，《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.7 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄露进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，采出水和井下作业废水依托春风联合站、春风二号联合站污水处理系统处理达标后，回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：本项目钻井废水及泥浆采取不落地技术处理。含油废物委托有资质的单位无害化处置。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：本项目集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、硫化氢泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本项目的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.8 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.1.9 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目环境保护投资约 3059 万元，环境保护投资占总投资的 1.84%。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。

9.1.10 环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限责任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。本项目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。

9.1.11 结论

新春公司春风油田老区（克拉玛依市境内）五年滚动开发工程属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求及建议

（1）认真落实废水、固体废物等处置措施，确保钻井过程产生的废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。对储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（2）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

（3）在钻井完毕办理交接手续时，接受方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

10.附录、附件