春 风 油 田 排 6 0 9 扩 产 能 建 设 方 案

环境影响报告书

中石化新疆新春石油开发有限责任公司

2022 年 01 月

目 录

1、概述.....1
1.1 工程特点.....1
1.2 环境影响评价过程.....1
1.3 分析判定相关情况.....2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....5
1.5 环境影响评价主要结论.....5
2.总则.....7
2.1 评价目的与原则.....7
2.2 编制依据.....8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....12
2.4 环境功能区划.....14
2.5 评价因子和评价标准.....14
2.6 评价工作等级和评价范围.....18
2.7 评价时段与评价重点.....22
2.8 控制污染与环境保护目标.....23
3.工程概况与工程分析.....24
3.1 工程概况.....24
3.2 工程分析.....37
3.3 清洁生产水平分析.....49
3.4 污染物排放总量控制.....53
3.5 相关法规、政策符合性分析.....54
3.6 相关规划符合性分析.....56
3.7 选址、选线合理性分析.....58
3.8“三线一单”符合性分析.....59
4 环境现状调查与评价.....69
4.1 自然环境概况.....69
4.2 环境质量现状调查与评价.....74
4.3 生态环境现状调查与评价.....78
5.环境影响预测与评价.....86
5.1 生态环境影响分析.....86
5.2 大气环境影响分析.....94
5.3 声环境影响分析与评价.....96

5.4 水环境影响分析.....98
5.5 固体废物影响分析.....108
5.6 土壤环境影响分析.....109
5.7 环境风险评价.....110
6 环境保护措施及可行性论证.....130
6.1 建设期环境保护措施.....130
6.2 运营期环境保护措施.....133
6.3 服役期满后环境保护措施.....136
7 环境经济损益分析.....137
7.1 环保投资分析.....137
7.2 环境效益、社会效益分析.....137
8 环境管理、监测与 HSE 管理体系.....139
8.1 环境管理机构.....139
8.2 开发期环境管理及监测.....139
8.3 运营期环境管理及监测.....141
8.4 企业环境信息公开.....145
8.5 污染物排放的管理要求.....146
9.结论与建议.....147
9.1 工程概况.....147
9.2 产业政策符合性.....147
9.3 规划符合性.....147
9.4 环境质量现状.....147
9.5 环境影响预测与分析.....148
9.6 环境保护措施.....150
9.7 公众意见采纳情况.....150
9.8 环境影响经济损益分析.....150
9.9 环境管理与监测计划.....150
9.10 综合评价结论.....151

1、概述

1.1 工程特点

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

春风油田排609扩产能建设方案（以下简称“本工程”）位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内，东临奎克高速，北距克拉玛依市市区约51千米。本工程部署总井数152口，动用储量514.3万吨，采用蒸汽吞吐开发。前三年平均产能20.79万吨，蒸汽吞吐累积产油120万吨，采出程度23.34%。新建集油管线43.3千米，新建增压站1座、半固定注汽站3座，配套建设注汽、供配电、结构、自控、通信等工程。春风油田排609扩为新开发区块，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本工程需编制环境影响报告书。

油气资源开发是国家经济发展的支柱行业，本工程属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中“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”鼓励类项目。

1.2 环境影响评价过程

依据《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境保护管理条例》等有关规定，2021年11月15日，中石化新疆新春石油开发有限责任公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限有司（以下简称“评价单

位”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件 1）。评价单位接受环评委托后，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。受评价单位委托，新疆泰施特环保科技有限公司（以下简称“监测单位”）对本工程区域环境空气、土壤环境、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，评价单位编制完成了《春风油田排 609 扩产能建设方案环境影响报告书》（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。

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，工程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；工程在开发过程中实行环境监理，施工期、运营期及退役期污染防治设施执行“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

本工程为新区块开发，工程建设符合《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。本工程土地利用类型为灌木林地和一般草地，部分林地为国家二级和地方公益林地。

本工程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；工程使用的注汽锅炉已进行单独批复，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，且工程区地域空旷，工程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，本工程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，工程的选址从生态环境角度认为可行。

（4）三线一单符合性判定结论

1）生态保护红线

根据《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）要求，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。经核查，本工程地处克拉玛依春风油田内，不涉及生态保护红线。

2）环境质量底线

根据 2020 年克拉玛依市统计数据，工程所在区域环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准及修改单要求；区域地下水环境质量可达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量可达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，土壤质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，工程运营期废气达标排放，无废水排放，噪声达标排放，固废得到妥善处置，对周围环境产生影响较小，符合环境质量底线要求。本工程的实施不会影响区域环境质量底线。

3）资源利用上线

工程资源消耗量较小，所使用的注汽锅炉已进行单独批复，不新增锅炉燃料消耗。

4）生态环境准入清单

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），克拉玛依市环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元及一般管控单元，共有 49 个。经核查，本工程位于克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元内，根据所在单元管控要求分析如下：

a.空间布局约束

本工程为陆地石油开采项目，选址位于中石化新疆新春石油开发有限责任公司春风油田矿权内，所在区域为油田开采新区，工程周边无农田分布，本工程所属类别不在空间布局约束之列。

b.污染物排放管控

本工程污染物达标排放，不在污染物排放管控重点行业之列，符合污染物排放管控要求。

c.环境风险防控

本工程不涉及危险化学品生产，周边无人口密集区。工程应急预案纳入中石化新疆新春石油开发有限责任公司突发环境事件应急预案，备案部门为克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局。工程建设符合环境风险防控要求。

d.资源利用效率

本工程所在区域实行水资源消耗总量和强度双控。运营期不涉及水资源消耗，符合所在单元资源利用效率要求。

综上，本工程建设符合“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及环境影响

本工程为稠油开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、集油、输油、注汽等各工艺过程。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。影响因素包括生态影响及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本工程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：工程区内现状分布的公益林及动植物。

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，本工程属于《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。

本工程符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，工程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，工程是可行的。

工程须采取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。

本工程生产过程中，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工程的建设而发生明显改变。本工程建设后，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，本工程开发产生的废水、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，本工程建设是可行的。

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，了解工程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，掌握工程所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本工程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，预测和评价本工程施工期、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，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、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，优化本工程建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据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
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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 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
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
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）春风油田排 609 扩产能建设方案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）《春风油田排 609 扩产能建设方案可行性研究报告》，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

本工程主要包括钻采工程、地面工程、注汽、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	-
		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

根据本工程环境影响要素识别、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的影响 （4）油田开发对区域公益林的影响 （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、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	石油类、耗氧量
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，工程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

工程区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

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《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》，工程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

根据工程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 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 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/m^3。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1　环境空气质量标准限值

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

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 2.5-2。

表 2.5-2　　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

根据工程所在区域环境特征，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 2.5-3。

表 2.5-3 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	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	䓛	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	/			

（5）生态环境

生态环境评价标准以类似工作成果及经验做为参考标准。水土流失评价标准见表 2.5-4。

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

NMHC 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。

（2）废水

本工程采油废水依托春风油田污水资源化利用工程，该工程包含在排 601-20 项目中，自治区生态环境厅出具了《关于春风油田排 601-20 块产能建设工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2014〕665 号）。污水资源化工程已于 2017 年 10 月投运，采油废水依托该工程处理达到注汽锅炉进水水质要求（表 2.5-6）后，大部分回用于注汽锅炉，多余部分处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的有关标准后回注地下，标准值见表 2.5-7。

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。

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）〔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〔昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）〕。

（4）固体废物

根据工程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

本工程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

本工程使用的注汽锅炉已进行单独批复，废气排放源主要为烃类无组织排放。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 SO_2、NOx、颗粒物、NMHC、H_2S 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　大气环境评价工作等级

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	$P_{max}<1\%$

注：如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者（P_{max}），和其对应的 $D_{10\%}$。

估算模式所用参数见表 2.6-2。

估算结果详见表 2.6-3。

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定将油区边界外扩 2.5km 作为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

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），本工程属石油、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，且工程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），确定本工程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），工程属于水污染影响型建设项目。工程区内无地表水体，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，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

工程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工程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

本工程总占地面积为 1.67km^2，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 2km^2 以内，按工程占地范围判定，评价等级为三级评价；工程新建集油管线 43.3km、注汽管线 32.9km，长度介于 20~100km，按工程长度判定，评价等级为二级评价；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，本项目生态评价工作等级定为二级。

（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，本工程生态评价范围为：将区块外围扩展 1km，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，本工程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井场、增压站和密闭集输单元，本工程共涉及 152 座井场、2 座增压站。

本工程新建集输管道共 43.3km。

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

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

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，该工程环境风险潜势为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，本工程 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，确定本工程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

本工程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、增压站内机泵等设备噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技

术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程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”，根据工程特点，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，本工程属于污染类项目，工程区周边无耕地、牧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“不敏感”。油田开发属于I类项目，因此评价工作等级划分为二级。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，并结合本工程特点，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 500m 范围。评价范围见图 2.6-1。

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。

经对工程区域自然地理、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。工程建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本工程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	评价区内灌木林地	评价区内/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
		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	工程区西侧 2.5km	农户	约 20 户，65 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	评价区声环境	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	评价区土壤、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

3.工程概况与工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 工程基本情况

3.1.1.1 工程名称和性质

工程名称：春风油田排 609 扩产能建设方案。

工程性质：新建。

3.1.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内，东临奎克高速，距克拉玛依市约 51km。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。本工程拟建位置位于已建排 609 区块西北部，故名排 609 西扩，简称“排 609 扩”。探区内石油勘探公路主干线基本形成，交通较为便利。

3.1.1.3 建设规模

本工程主力含油层系为沙湾组，油藏埋深-200m～-240m，油层渗透率 2000mD，地层温度下脱气原油粘度 75000mPa·s，属超/特超稠油。动用石油地质储量 514.3×10^4t、含油面积 5.91 km^2，蒸汽吞吐开发。工程新钻油井 151 口，老井 1 口，部署井场 152 座，新建增压站 1 座、半固定注汽站 3 座，新建集油管线 43.3km、注汽管线 32.9km、架空电力线 64.4km。新油井平均单井产量 3.51t/d，前三年平均产能 20.79×10^4t/a，区块最大产油量 836t/d（第 1 年），区块最大产液量 2600m^3/d（第 4 年），开发 9 年累计产油 120×10^4t，采出程度 23.34%。

3.1.1.4 工程组成

本工程组成包括钻井工程、采油工程、油气集输工程以及配套的注汽、供配电、结构、自控、通信等工程。

主要工程包括新建井场 152 座，新建增压站 1 座、半固定注汽站 3 座。开发工程组成见表 3.1-1。

表 3.1-1　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/年	20.79	前三年平均产能
2	钻井工程	钻井	口	151	新钻油井 151 口，其中水平井 148 口，直井 3 口
3	地面工程	井场	座	152	部署 152 座井场。井场永久占地规模 60m×70m。每个井场含 1 套采油树
		集油管线	km	43.3	新建 φ88.9×6/20 单井集油管线 11.8km；新建 φ114.3×6.5/20 集油管线 24.6km；新建 φ219.1×7/20 集油管线 6.9km
		新建增压站	座	1	新建增压站 1 座，Q=80m³/h，P=2.4MPa 螺杆泵 2 台，新建 500m³ 事故缓冲罐 1 座
		扩建增压站	座	1	排 609 增压站内新建 Q=80m³ /h P=2.4MPa 螺杆泵 2 台替换已建 Q=40m³ /h P=2.4MPa 柱塞泵
4	辅助工程	半固定注汽站	座	3	新建半固定注汽站 3 座，站内锅炉均已进行单独批复（见附件）
		注汽管线	km	32.9	新建 D114.3×8.0 固定注汽管线 20.5km、D88.9×7.0 固定注汽管线 12.4km，管材为 Q345E
5	公用工程	供配电	km	64.4	新建 10kV 架空线路 64.4km，电源 T 接自场站附近已建 10kV 架空线路
		自控通信	套	152	每座井设 1 套 RTU
		道路	km	43.3	路面宽 6m，路基宽 8m
6	依托工程	春风二号联合站	原油处理规模 60×10⁴t/a，采用大罐掺蒸汽热化学沉降脱水；井场 RTU 连接至春风二号联合站，实现工艺过程参数和安全视频监控信息的数据采集、监控、管理		
		排 609 增压站	工程依托已建排 609 增压站，油井产液串接进入排 609 增压站增压后转输进入二号联合站处理		
7	环保依托工程	污水处理系统	春风二号联合站采出水处理能力 10000m³/d，实际污水处理量 6900 m³/d，处理能力富余		
		污水资源化深度处理工程（附件 2）	设计处理能力 5000 m³/d，采用二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发（MVC）”工艺		
		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		
		生活污水	春风油田基地生活污水处理系统		
		含油污泥	委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司进行处理		
		废弃泥浆和岩屑	委托克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司处置		

3.1.1.5 工程投资

工程总投资 57127.4 万元，其中油藏工程 230 万元，钻井工程 34441.34 万元，地面工程 22456.06 万元。

3.1.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，井场无人值守。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 排 609 扩区块概况

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

排 609 扩区块位于排 609 区块西北侧，属于新开发区块，距离春风二号联合站直线距离约 5.0km。

3.1.2.2 油藏类型及储量

（1）油藏类型

排 609 扩油藏类型为具有边底水的浅薄层构造-岩性超稠油油藏。

（2）储量

排 609 扩圈定含油面积 5.91 平方公里，石油地质储量 514.3 万吨。

图 3.1-3 排 609 扩储量计算范围图

3.1.2.3 流体性质参数

（1）原油性质

排 609 扩原油密度在 0.94～0.97g/cm^3 之间；排 609 砂体 50 度时脱气原油粘度 4400mPa·s，地层温度下脱气原油粘度 75000mPa·s。

（2）地层水性质

据排 607 井水样分析，总矿化度 45869mg/L，氯离子含量 28667 mg/L，水型为 $CaCl_2$ 型。

3.1.3 井区开发现状

排 609 扩包括排 634、排 609-16、排 609-9 等块，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新近系沙湾组发现了大片的稠油。二十

世纪八十年代中期以来，随着三维地震技术的发展，春风油田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井、排103井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，在新近系沙湾组见到很好的油气显示。

排609扩目前有老井2口，其中排609-15井受固井质量影响未投产，排609-16井投产12天后发生管外窜，于2018年12月9日关井。

排609南区有生产井34口，目前开井33口，采用氮气+蒸汽吞吐方式开发，目前累注氮60.03万方，注蒸汽9.52万吨，累产油3.31万吨，平均单井日油3.74t/d，综合含水74.1%，累积油汽比0.35，回采水率99.1%，生产状况较好。

该块试油试采具有以下特征：

（1）氮气+蒸汽吞吐开发效果好

排609南区范围内的34口生产井均采用氮气+蒸汽吞吐方式开发，其中排609井、排609-1井、排609-平1井生产时间较长，其余生产井于2019年底投产，生产周期相对较短。从排609井、排609-1井、排609-平1井的生产效果来看，这3口井平均累油8900t，日油4.74t/d，含水71.5%，油汽比0.49，生产效果较好。

（2）地层能量低，产能递减快

由于油藏埋藏浅，地层压力低(2.0MPa)，致使油藏能量不足，生产井周期液量递减快，动液面下降快，导致单井产能递减较快。

以排609-29井为例，该井焖井结束开井生产后，初期液量20t/d左右，动液面位于64m深度处，但经过1个月左右的生产，动液面降至160m，液量也下降至4t/d左右。

（3）物性好，初产高，具有扩边潜力

方案区内目前有两口井，从测井解释成果看，方案区平均砂厚有效厚度10.6m，平均孔隙度32%，渗透率2000mD，含油饱和度65%，说明方案区具有一定的物质基础。虽然产量递减较快，但排609块井的初产较高。

3.1.4 总体开发方案

3.1.4.1 开发部署

（1）开发原则

1）在排 609 扩区域布井；

2）整体部署，滚动实施；

3）采用直井井网开发；

4）以蒸汽吞吐为主。

（2）开发方式

采用氮气+蒸汽吞吐方式开发。

（3）开发层系

新近系 N_1S 作为一套层系开发。

（4）井位部署

在方案区内规划水平井 149 口，直井 3 口，动用面积 5.91km^2，动用地质储量 514.3×10^{4}t，平均单井控制储量 3.38×10^{4}t，井网密度 25.7 口/km^2。

3.1.4.2 开发指标预测

工程共部署新井 152 口，新油井平均单井产量 3.51t/d，前三年平均产能 20.79×104t/a，区块最大产油量 836t/d（第 1 年），区块最大产液量 2600m^3/d（第 4 年），开发 9 年累计产油 120×104t，采出程度 23.34%。

3.1.5 主体工程

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

3.1.5.1 钻采工程

（1）钻井工程

工程共部署采油井 152 口，其中老井利用 1 口，新钻井 151 口，包括 148 口水平井和 3 口直井，方案设计水平井 417.98m～429.78m，直井 206m，总进尺约为 62781m。

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。每口井设置钻井平台 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3.1-6。

（2）井身结构

本方案均采用二开次井身结构。

水平井：

一开：采用Φ346.1mm钻头，下入Φ273.1mm表层套管至井深50-60m，水泥返至地面。下入本层套管的目的是封隔上部松散地层，分解下开次施工风险，同时提高井控能力，为下一开次安全钻进创造条件。

二开：采用Φ215.9mm钻头，下入Φ139.7mm套管至A靶点，水泥返至地面。水平段下入139.7mm筛管。

直井：

一开：采用Φ311.2mm钻头，下入Φ244.5mm表层套管至井深80m，水泥返至地面。目的是封隔上部松散地层，分解下开次施工风险，同时提高井控能力，为下一开次安全钻进创造条件。

二开：采用Φ215.9mm钻头，下入Φ139.7mm套管，水泥返至地面。现场根据实际情况由建设单位确定技术套管具体下深。

（3）钻井液

①钻井液体系

采用聚合物钻井液体系，钻井分段钻井液体系设计见表3.1-3。

②钻井液基本配方

钻井液基本配方见表3.1-4。

③钻井液重复利用方案

丛式井组钻井液的回收再利用，主要依靠对同台井钻井液进行随钻钻井液处理，维护好完钻钻井液性能，对同台完钻井钻井液合理储备，加大同台井老浆的重复利用。这样就可以减少钻井液的排放，减少钻井液处理剂的投入，节约综合成本。

（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。

二开直井采用常规固井方式，二开水平井采用筛管顶部注水泥（免钻塞）固井方式，要求水泥返至地面。

（5）采油方式

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，通过管线输送至增压站后集输至联合站，进入原油处理系统。

3.1.5.2 油气集输工程

（1）集输管网

结合油井分布位置及周边已建油井生产方式，本次排 609 扩部署油井采用“功图计量、掺蒸汽串接流程”集输模式。

排609扩部署油井152口，排609扩距离排609增压站直线距离约0.2km，周边建有完善的集输系统。本次设计依托已建排609增压站，油井产液串接进入排609增压站增压后转输进入春风油田二号联合站处理。新建φ88.9×6/20单井集油管线11.8km；新建φ114.3×6.5/20集油管线24.6km；新建φ219.1×7/20集油管线6.9km。设计油井产液进春风二号联合站温度≥55℃，进站压力为0.2MPa。排609扩块在吞吐末期，掺蒸汽后油温最高升高至90℃。掺蒸汽点位置部署见图5.3-2。

（2）增压泵站

1）扩建排609增压泵站

排609扩区块产液串接进入排609增压站增压后转输至春风二号联合站进行处理。排609增压站已建有Q=40m³/h，P=2.4MPa原油外输泵2台(1用1备)，目前进站原油约370m³/d，外输泵出口压力约0.50MPa。排609扩油井产液串接入排609增压站后，最大进站液量达到1328m³/d。本次方案设计对排609增压站进行扩建，新建Q=80m³/h P=2.4MPa螺杆泵2台替换已建Q=40m³/h P=2.4MPa柱塞泵。

2）新建增压泵站

本次方案设计新建增压站1座，新建Q=80m³/h P=2.4MPa螺杆泵2台，新建500m³事故缓冲罐1座。

（3）主要工程量

油气集输部分主要工程量见表3.1-5。

表3.1-5 油气集输部分主要工程量

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	集油管线 Φ88.9×6 20	km	11.8	
2	集油管线Φ114.3×6 20	km	24.6	
3	集油管线 Φ219.1×7 20	km	6.9	
4	切断阀 DN80 PN25	套	152	
5	止回阀 DN80 PN25	套	152	
6	开挖穿越	处	200	套管 Φ323×7 Q235B 700m
7	螺杆泵 80m³/h P=2.4MPa	台	2	排 609 增压站
8	增压站	座	1	螺杆泵 Q=100m³/d P=2.4MPa 2 台，500m³事故罐 1 座等

3.1.6 配套工程

配套工程包括注汽、供配电、自控、通信、防腐等。

3.1.6.1 注汽工程

（1）高压蒸汽需求量

根据本工程规划地质资料，各阶段的年注汽量见表 3.1-7。

表 3.1-7 注汽量预测表

时间	开发方式	生产井(口)	年注汽(10^4t)
1	吞吐	152	45.6
2		152	45.6
3		152	45.6
4		152	45.6
5		152	45.6
6		152	45.6
7		152	45.6
8		152	45.6

区块年最大注汽量 45.6×10^4t/a，区块掺蒸汽需求量 1.1×10^4t/a，区块年最大蒸汽需求量共计 46.7×104t/a。

（2）注汽现状

根据可研，本方案区块在春风油田现有六座注汽站注汽半径以，排 609 扩新增 152 口井后，区块年最大蒸汽需求量共计 46.7×10^4t/a，需新增注汽汽源。

（3）注汽站方案

工程规划建设三座半固定注汽站，站内注汽锅炉均已单独批复。锅炉运行压力为 14MPa，干度为 90%的高干度注汽锅炉。

（4）注汽管网

来自新建注汽站的高压蒸汽管线，采用枝状敷设方式。注汽井以枝状连接的方式接入管网。新建井场内采用活动管线的方式，将高压蒸汽注入井下。管材采用 Q345E。单井注汽管道为 DN80、外径 88.9mm、壁厚 7.0mm；注汽主管道为 DN125、139.7mm、壁厚 9.0mm 以及 DN100、外径 114.3mm，壁厚 8.0mm。固定注汽管线采用低支墩架空敷设，采用气凝胶毡+硅酸铝管壳复合保温形式。

管网布置见图 3.1-12。

（5）注汽部分主要工程量

注汽部分主要工程量见表 3.1-8。

表 3.1-8　注汽部分主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量
1	半固定注汽站 1 座，利旧燃油注汽锅炉 2 台	座	2
2	半固定注汽站 1 座，利旧燃油注汽锅炉 1 台	座	1
3	固定注汽管线　D114.3×8.0(GB/T 6479-2013)	m	20500
4	固定注汽管线　D88.9×7.0(GB/T 6479-2013)	m	12400
5	1 井式井场（带减压装置）	座	30
6	1 井式井场（不带减压装置）	座	122
7	两相流量计	套	15

3.1.6.2 供配电工程

目前工程区东南侧 609 区块附近已建有 10kV 电力线路，导线型号 JL/G1A-120/20，线路负载率约 50%。

（1）站外部分

为排 609 扩区块新建 152 座井场配电，电源 T 接自场站附近已建 10kV 架空线路，新建架空线路路径长度约 64.4km，导线采用 JL/G1A-120/20 钢芯铝绞线，架空线路电杆主要采用 12m 电杆。

（2）站内部分

井场内新建双杆式变压器台 1 座，变压器台上安装 30kVA 变压器 1 台，新建变压器低压侧新建 1 台户外动力配电箱 AP（防护等级为 IP55），井场内新建用电设备电源均引自新建户外动力配电箱。

3.1.6.3 自控工程

根据胜利油田分公司“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），共 152 套。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。

在增压泵站设置小型 PLC 系统一套，完成泵站工艺参数的采集，并可通过通信网络上传至管理区生产指挥中心。

3.1.6.4 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。

3.1.6.5 防腐设计

（1）储罐防腐

对于保温的事故缓冲罐（介质温度 35℃～160℃），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；对于事故缓冲罐不保温部分外壁，选择耐紫外线的“环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆”的配套防腐结构，干膜厚度≥260μm。罐底边缘板处采用矿脂带防腐密封系统进行保护。

事故缓冲罐罐内涂层选用耐高温酚醛环氧涂料，干膜厚度≥350μm。

（2）管线外表面防腐

对管线保温部分基材外壁（介质温度 35℃～160℃）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，管线外面采用泡沫黄夹克保温。

3.1.7 依托工程

依托工程包括春风二号联合站、春风油田污水资源化利用工程、克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司和 128 团生活垃圾填埋场，各依托工程简介见表 3.1-9。

表 3.1-9 依托工程情况简介

名称	规模及运行现状	环保手续

依托工程	春风二号联合站	处理规模 60×10^4t/a，采用大罐掺蒸汽热化学沉降脱水工艺，设计原油处理能力为 1644t/d，现状原油处理量为 1150t/d，本工程产能为 168.8t/d，原油增量未超出联合站处理规模。	春风二号联合站包含在春风油田排 612 块白垩纪产能建设工程中，自治区环保厅 2014 年 5 月以（新环函[2014]666 号文）予以批复，业主已委托新疆新能源检测公司开展了竣工环保验收，出水水质见附件 5。
	春风油田污水资源化利用工程	已建产水规模为 5000m^3/d，已于 2017 年 10 月投运。采用蒸发方案，即“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺，将污水处理至满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽；资源化利用产生的副产品水经过处理满足回注用水水质标准后进入回注系统回注地层。	包含在春风油田排 601-20 块产能建设工程中，自治区环保厅 2014 年 5 月以（新环函[2014]665 号文）予以批复。业主已委托新疆新能源检测公司开展了竣工环保验收，产品水水质见附件 6。
	克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司	克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司利用油田和石化公司产生的废矿物油进行沥青生产，年处理加工设计能力达到 7200 吨，正常运行。	危险废物经营许可证编号：6502040022。中石化新疆新春石油开发有限责任公司与克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司签订了含油污泥处置协议。
	克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司	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位于第七师 128 团前山工业园区，建设 2 万 t/a 废弃钻井泥浆无害化处理生产设施一套，将废弃泥浆经过回收暂存处理—机械分离—絮凝沉淀—机械压缩等过程处理后，将固相物质制成泥饼送至砖厂作为制砖原料。	生产建设兵团第七师环保局以【2016】114 号文批准了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环境影响报告书。生产建设兵团第七师监察支队 2017 年 6 月进行了现场监察，并出具了项目具备投入使用条件的报告。
	128 团垃圾填埋场	128 团生活垃圾填埋场位于 128 团 9 连北 3km，距离工程区约 20km，运行良好。	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。

3.1.7.1 春风二号联合站

春风二号联合站位于新疆克拉玛依市克拉玛依区境内的前山涝坝，距克拉玛依市约 70km，始建于 2013 年 4 月，目前担负着春风油田排 601-20 区块及春风联合站外输过来部分含水原油处理任务。2013 年 11 月 20 日原油处理系统进油投产，2013 年 11 月 23 日污水外输系统开始投产运行，11 月 30 日装车台投产运行，标志着春风二号联合站顺利投产运行。目前采用“热化学+二级沉降”原油脱水工艺，具有原油脱水、计量、装车外运、油田水处理、污水外输、消防等功能。

春风二号联合站运行情况现状见表 3.1-10。

（1）基础数据

原油规模：60×10^4t/a

综合含水：83%

最大油量：1861.4t/d

最大液量：9569.7t/d

原油进站压力：0.4MPa

进站温度：65℃～70℃

热化学沉降脱水温度：≥90℃

净化油含水：≤2%

（2）工艺流程

①正常生产流程

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%。

②事故倒罐流程

该站提升泵兼有倒罐功能。

净化油罐→倒罐泵→净化油罐（沉降罐）

③抽底水流程

油罐→抽底水泵→污水池/污水缓冲罐

④站内循环流程

净化油罐→外输泵→净化油罐（沉降罐）

⑤污水流程

一次沉降罐来污水→污水罐/污水池

二次沉降罐及净化油罐来高温污水→底水泵→进站阀组→一次沉降罐

（3）主要设备

目前春风二号联合站站内主要设备见表 3.1-11，联合站平面布置见图 3.1-6。

（4）污水处理系统

已建 1 套 10000m^3/d 的污水预处理系统。处理工艺采用混凝沉降+过滤工艺。

混凝沉降+过滤工艺的简明流程如下：

油系统来水→一次除油罐（中区扩建）→二次沉降罐（中区扩建）→缓冲罐（中区）→污水提升泵（中区）→多介质过滤器（中区）→回注水系统。

3.1.7.2 春风油田污水资源化利用工程

春风油田污水资源化利用工程，已建产水规模为 5000m^3/d，已于 2017 年 10 月投运。采用蒸发方案，即“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺，将污水处理至满足注汽锅炉进水水质要求后用于注汽；资源化利用产生的副产品水经过处理满足回注用水水质标准后进入回注系统回注地层。

3.1.7.3 克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司

克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司是以从事石油产品销售、沥青生产和销售的私营公司，注册资金 200 万人民币，有含油污泥处置资质（附件 7）。

该公司利用油田和石化公司产生的废矿物油进行沥青生产，年处理加工设计能力达到 7200 吨，企业现有职工 34 人，其中领导 3 人，高工 3 人、工程师 2 人，技术员 6 人，操作生产人员 20 人。

本工程含油污泥委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司进行处理，中石化新疆新春石油开发有限公司已与克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司签订了含油污泥处置协议（见附件）。

3.1.7.4 克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司

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位于第七师 128 团前山工业园区，建设 2 万 t/a 废弃钻井泥浆无害化处理生产设施一套，将废弃泥浆经过回收暂存处理—机械分离—絮凝沉淀—机械压缩等过程处理后，将固相物质制成泥饼送至砖厂作为制砖原料。

生产建设兵团第七师环保局以师环审【2016】114 号文批准了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环境影响报告书（见附件 9）。生产建设兵团第七师监察支队 2017 年 6 月进行了现场监察，并出具了项目具备投入使用条件的报告（见附件）。

3.1.7.5 128 团垃圾填埋场

生活垃圾运往 128 团生活垃圾填埋场进行填埋处理（见附件）。128 团生活垃圾填埋场位于 128 团 9 连北 3km，距离工程区约 20km，运行良好。生产建设兵团第七师环保局 2017 年 8 月以（师环函[2017]118 号文）对 128 团生活垃圾卫生填埋场环境影响报告书予以批复（见附件）。

3.2 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、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.2.1 主要生产工艺过程

3.2.1.1 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、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。

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

采用双层套管，水泥返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。

工程共部署采油井 152 口，其中老井利用 1 口，新钻井 151 口，包括 148 口水平井和 3 口直井，方案设计水平井 417.98m～429.78m，直井 206m，总进尺约为 62781m。

3.2.1.2 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。

3.2.1.3 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，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.2.1.4 地面工程建设

地面工程主要包括井场设备安装及管线连接，管线敷设等。

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

本工程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 ф219×7.0mm，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。

3.2.1.5 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。

油藏类型为具有边底水的浅薄层构造-岩性超稠油油藏，热采开发。

3.2.1.6 原油集输

按照油田“四化”设计标准，均采用油井功图计量工艺。油井采用示功图计量，单井计量完成后串接进入增压泵站，来液在增压泵站增压后串接进入春风二号联合站。工程新建 φ88.9×6/20 单井集油管线 11.8km；新建 φ114.3×6.5/20 集油管线 24.6km；新建 φ219.1×7/20 集油管线 6.9km。

3.2.2 环境影响因素分析

本工程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，在本工程建设结束后，

可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。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。

本工程包括钻井、地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于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 3.2-1。

表 3.2-1　　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	-
			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

3.2.3 施工期环境影响因素分析

3.2.3.1 生态影响因素

本工程生态影响主要体现在道路、站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

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。

本工程开发油区面积 5.91km^2，在此范围内进行钻井、站场建设、管线敷设等。根据估算，各项工程的永久性占地面积为 72.92hm^2，临时占地面积 93.66hm^2，工程占地类型为灌木林地和低覆盖度草地，详见表 3.2-2。

表 3.2-2　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	
1	井场	22.80	30.40	单井式平台 152 个，每座占地 70m×50m，其中永久占地 1500m^2
2	集油管线	8.66	25.98	43.3km，临时占地宽度 6.0m，永久占地宽度 2.0m 计
3	注汽管线	6.58	19.74	32.9km，临时占地宽度 6.0m，永久占地宽度 2.0m 计
4	半固定注气站	0	0.18	三座，20m×30m
5	增压泵站	0.24	0.04	47m×50m，临时占地按照站外 2m 计
6	道路	34.64	17.32	长度 43.3km，路面宽 6m，路基宽 8m，扰动范围路基外两侧 2.0m
合计		72.92	93.66	/

3.2.3.2 开发期污染源分析

（1）废气污染源

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气，本工程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、NOx、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

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

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

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

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 以上。

本工程新钻井 151 口，水平井 417.98m～429.78m，直井 206m，总进尺 62781m。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。本工程钻井废水产生量为 1.2 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钻井生活污水

根据已钻井实际情况，钻井周期平均为 7 天，钻井人数一般约为 30 人，按每人每天用水量 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，单井污水排放量为 13.44m^3，151 口井钻井期间共排放生活污水为 0.2 万 m^3，生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等。根据临近区块经验，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 0.7t、BOD_5 0.34t、氨氮 0.012t、SS 0.048t。

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 5km 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 76.2km，试压废水为 191m^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：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，m；

h——井深，m；

d——岩屑膨胀系数，水基泥浆取 d=2.2。

井性	结构	井眼的平均直径	深度	数量	岩屑产生量
水平井	一开	346.1mm	60m	148 口	12.42
	二开	215.9mm	369.78m	148 口	29.78
直井	一开	311.2mm	80m	3 口	13.39
	二开	215.9mm	126m	3 口	10.15
合计					65.74

本工程共钻 151 口井，利用上述公式计算出岩屑产生量约为 65.74m^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

井场开发建设阶段，常住井场人员按 30 人计算，平均钻井周期为 7 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，单井开发建设期产生生活垃圾为 0.105t，151 口井钻井过程生活垃圾共计 16t，生活垃圾集中收集后清运至 128 团的生活垃圾填埋场处理。

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、柴油机、发电机、泥浆泵等，源强一般在 90-105dB(A)，见表 3.2-4。

表 3.2-4　　钻井设备主要噪声源

序号	设备名称	声源强度，dB(A)
1	柴油机	105
2	钻机	98
3	泥浆泵	90

3.2.4 运营期环境影响因素分析

3.2.4.1 废水污染源

（1）采出水

本工程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。采出液在春风二号联合站进行脱水处理。根据开发方案，本工程运行期采出水最大为 12.42×10^4t/a，累计采出油藏采出水为 94×10^4t。油藏采出废水进入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

井场及增压站无人值守，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 3.2-5），计算井下作业废水的产生量。

表 3.2-5　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本工程油藏储层为非低渗透油藏储层，井下作业废水产生量为 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，则本工程 152 口采油井井下作业产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 5776t/a、7.94t/a、1.34t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至春风油田二号联合站进行处理。

3.2.4.2 废气污染源

工程使用的注汽锅炉已进行单独批复，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。

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，对本工程而言，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。本工程产能约 20.79×10^4t/a 计算，此次建产新增烃类挥发总量为 20.79t/a。

3.2.4.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

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 152 口油井，产生落地油量为 3.8t/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 152 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 76t，油井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 38 t/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 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。

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、900-214-08），委托持有危险废物许可证的单位利用处置。

4）清管废渣

本工程不建设清管站，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。

工程产生的危险废物汇总表见表 3.2-9。

表3.6-9　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	3.8	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		900-217-08900-214-08	少量	设备检修	固态	石油类	间歇	T、I	
3	含油废弃防渗布、清关废渣		900-249-08	38t/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。

3.2.4.4 噪声源

本工程主要噪声源是井场、联合处理站的机泵等设备噪声，噪声级为 85～100dB(A)，见表 3.2-7。

表 3.2-7　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
增压站	机泵	95-105

3.2.4.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.2-8。

表 3.2-8　运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	烃类无组织挥发	烃类	20.79	20.79	大气
生产废水	采出水	废水量	12.42×10^4	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	5776	0	拉运至春风油田二号联合站处理
		COD	7.94	0	
		石油类	1.34	0	
固体废物	油泥（砂）	落地油	3.8	0	拉运至春风油田二号联合站
		废润滑油	少量	0	
		含油废弃防渗布、清关废渣	38	0	交由有资质的单位处置
噪声	机械噪声	井场设备、增压站设备、井下作业设备等	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

3.3 清洁生产水平分析

3.3.1 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。

3.3.2 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

依托已建春风二号联合站。采出液串接进入增压站后转输进入联合站处理。

（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。

3.3.3 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，运至春风二号联合站处理。

3.3.4 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。

3.3.5 建立有效的环境管理制度

工程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。

本工程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。

3.3.6 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）中的相关标准对本工程现开发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 3.3-1。

表 3.3-1　　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	本工程
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 3.3-1 可以看出，本工程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，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。清洁生产总体能够达到国内清洁生产先进水平。

3.4 污染物排放总量控制

3.4.1 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，结合工程实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.2 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。

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，不新增锅炉。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。

根据本工程开采处理的工艺特点及工程具体情况，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。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本工程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20.79t/a。

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

3.5 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。工程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。

本工程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。本工程的建设符合《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。

本工程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。工程建设符合《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。

本工程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。工程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。工程建设符合《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。

本工程采出水依托春风二号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，中石化新疆新春石油开发有限责任公司针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。本工程后续根据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。

3.6 相关规划符合性分析

（1）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。

（2）《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。

（3）《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本工程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。

（4）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。

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

（5）《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。

3.7 选址、选线合理性分析

本工程组成包括钻采工程、油气集输工程、注汽管线以及配套的供配电、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

本工程井场占地土地类型主要为低覆盖度草地、灌木林地。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

工程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；工程所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地、宜林地，在管线选线、施工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，因此本工程从选址分析，整体上具有唯一性。

3.8“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），工程位于克拉玛依区一般管控单元，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为VOCs、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。用电接自区域附近网电，能源利用均在区域负荷范围内，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，且工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，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，本工程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则，开发建设活动应	本工程不在生态保护红线区，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。工程无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开	符合

文件名称	文件要求		本工程	符合性
		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。	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3.9-1　　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【B1.1-5】条要	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，以及工业涂装、包装印刷、油品储运销等涉 VOCs 排放的项	本工程不属于石化、化工、煤化工、制药、农药、工业涂装、包装印刷、油品储运	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。 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。		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。	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”）总体生态环境管控要求	【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
				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》的新建炼化项目一律不得建设。	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
					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	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
					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求	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，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	本工程排放重点污染物的建设项目，环评阶段对土壤进行环境影响评价，提出防范土壤污染的具体措施。	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
					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。		
		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元分类管控要求	【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，加强能源清洁利用。	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

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

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。北部、东北部与和布克赛尔蒙古自治县相接；西面与乌苏市和托里县毗邻；东南面与沙湾市相接；南边奎屯市把独山子区隔开，使这个区成为克拉玛依市的一块飞地。

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

本工程所在的春风油田位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区境内的前山涝坝，东临奎克高速，距克拉玛依市约 51km。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。本工程拟建位置位于已建排 609 区块西北部。探区内石油勘探公路主干线基本形成，交通较为便利。

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西北部。

本工程地层自下而上发育上古生界石炭系基岩、中生界侏罗系、白垩系吐谷鲁群组、新生界新近系沙湾组、塔西河组和独山子组以及第四系西域组（表 4.1-1）。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。

（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40～160m，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70～90m，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60～75m，厚度由南向北、由东向西变薄。沙湾组上部为绿灰色泥岩，中部为灰褐色砂砾岩的水层；中下部发育一套20m左右的绿灰色泥岩，底部发育一套厚约10m的黑褐色含砾砂岩油层，与下覆地层呈角度不整合接触。排609块完钻井67口井，其中65口钻遇沙湾组底部油层，为研究区的主力油层。

（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30～200m，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。

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290m左右，区内植被稀疏，无地表水，地貌类型为冲积平原，工程区地势平坦。

4.1.4 水文概况

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。随着引额济克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。

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 4.1-2。

表 4.1-2　　评价区域气象资料

序号	项目	单位	数值
1	最热月平均气温(7 月)	℃	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。

工程区位于采油区，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工程区环境质量达标情况，具体监测数据及评价结果详见表 4.2-1。

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，工程所在地克拉玛依市 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

大气特征因子质量现状委托新疆泰施特环保科技有限公司进行现场监测。

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2-1。

（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。

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；各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。

4.4.2 声环境现状评价

声环境现状委托新疆泰施特环保科技有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

声环境质量监测点位为工程拟建区域东、西、南、北四至点，以及 P609-15 井、P607-P73 井、P609-P2 等三座已建井场四周、排 609 增压站四周。

（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 24 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。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-4

从表 4.5-1 可以看出，各监测点声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求；已有井场、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，区域声环境质量较好。

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引用方式。

（2）监测点位

地下水潜水监测点分别是春风油田T24、T35、T03、T01、T04井，均为春风油田的例行监测点；承压水引用2个地下水监测点，分别是油田供水井水9井、水13井。具体监测点位见图4.2-1。

（3）监测项目及分析方法

监测项目包括水位、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、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氟化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-。

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

工程区地下水监测及评价结果详见表 4.2-7、4.2-8。

从表 4.2-7 可以看出，根据监测结果可知，区域内潜水水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求。

参考《中国石化西北分公司春风油田水文地质普查报告》（2004 年 中扬石油天然气勘探开发总公司、新疆地质工程勘察院），与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现；另外，铁超标还可能与监测井井管为钢管，铁锈中的铁经离子交换等作用进入到地下水中有关。

从表 4.2-8 可以看出，承压水水质良好，各监测项目均满足《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。

4.2.4 土壤环境现状调查与评价

（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，工程区永久占地范围内的土壤类型以灰漠土为主，局部区域还涉及风沙土。

（2）土壤理化特性调查

工程为污染影响型项目，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。

（3）土壤环境质量现状监测与评价

根据工程区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆泰施特环保科技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2月。

监测布点：在拟新建的排609-平73布设1个柱状样；排609-平26、排634-平46、排609-平100布设3个表层样；在工程用地范围外布设3个表层样；

检测项目：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子+石油烃。

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。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表4.2-10~4.2-11。

从评价结果可以看出，工程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，土壤满足《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。

4.3 生态环境现状调查与评价

本工程所在区域属于干旱荒漠区，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。现场调查情况表明，其区域生态环境有以下特点：

（1）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，风沙土。

（2）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。

（3）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。

4.3.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。

主要生态服务功能：石油工业产品、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。

生态敏感因子敏感程度：生物多样性和生境不敏感；土地沙漠化轻度敏感；土壤侵蚀极度敏感；土壤盐渍化不敏感。

保护目标：改善城市生产生活环境，保护荒漠植被。

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。

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。

4.3.2 土地利用现状

根据新疆土地利用/土地覆盖地图数据 6 大类 25 小类的统计，本工程土地利用类型为低覆盖度草地、灌木林地，工程区域土地利用现状见图 4.3-1。

4.3.3 土壤环境现状调查与评价

根据现场调查及全疆土壤类型图，本工程土壤类型为风沙土、灰漠土，工程区域土壤类型分布见图 4.3-2。

（1）风沙土

本区域风沙土已失去流动性属于固定风沙土，以灌丛沙堆形式存在，灌丛沙堆顶部一般生长有植被，颗粒组成以<0.25mm 粒级为主，占 90%以上。风沙土是风成沙性母质上发育的、无明显发生层的初育土。

（2）灰漠土

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

4.3.4 植被现状调查与评价

4.3.4.1 区域植被区系

在新疆植被区划中，工程所在地区属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。

区域地表以风沙土为主，植被覆盖稀疏，工程评价区域内占优势的植被为梭梭，除了分布有梭梭柴群落外，还分布有琵琶柴。整个区域植被覆盖度在 5%~10%之间，工程区植被类型及分布见图 4.3-3。

4.3.4.2 评价区植被类型

评价区地处准噶尔盆地西缘的干旱荒漠区，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，工程区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，植被覆盖

率在 5%~10%之间。

工程区植被均为梭梭＋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 5%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。

（1）主要植被种类及分布

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 4.3-3。

（2）保护植物

工程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。

（3）植被分布特征

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 20 种左右，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假木贼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，导致井区植被盖度较低，在 5%左右，工程区域植物种类少，多为藜科植物。

（4）植物多样性调查

评价单位在普遍了解工程评价范围内植被情况的基础上，选择 2 个典型样方点进行调查，现场调查植被样方见表 4.3-4 和表 4.3-5。

根据现场调查的自然植被样方，可以总结出油田开发区内植物分布具有以下特征：

根据现场调查和查阅相关资料，评价区内出现种类较多的是荒漠植被，对油田开发区内的生物多样性贡献较大。梭梭群系为油田开发区的主要植物类型，优势种为梭梭，伴生琵琶柴、假木贼、驼绒藜和猪毛菜等。植被主要有：梭梭、琵

琵柴、驼绒藜、猪毛菜、碱蓬。

4.3.4.3 植被利用现状评价

油田开发区内为稀疏植被的荒漠草地区，区块内没有农田及其它人工植被，工程区具有一定的牧场利用价值。工程区所在地生态环境属于荒漠生态系统。自然植被作为一种饲养牲畜获得畜产品的主要自然生物资源，在生态系统中起着决定性的作用。牲畜、牧草、土壤条件及其它环境因子组成相互制约的供需型食物结构。生态系统中牧草类型、种类、植被特点及地形、地貌条件反映草场自然特征和利用水平的基本标准。

按照新疆维吾尔自治区畜牧兽医局资源办公室制定的有关新疆草场分类原则，评价区内草场类型属于荒漠草地。

荒漠草地在新疆分布很广，包括温性草原化荒漠、温性荒漠和高寒荒漠三大草地类。工程区所在地为温性荒漠类草地-土质温性荒漠亚类。它是新疆地带性草地的典型类型。所适应气候环境极为干旱，年平均降水量一般在200mm以下，≥10℃年积温在3500～4500℃之间。

评价区域内的草地植被以小半乔木及半灌木为主，在工程区优势种植物为梭梭，其次还有假木贼及碱蓬等。草地类型简单，覆盖度一般在5～10%左右，做为牧场使用的价值极低，甚至不能做为牧场。

根据《新疆草地资源及其利用》，在区域内生长的主要植被中假木贼、骆驼刺为中低牧草，梭梭、碱蓬为低等牧草，没有优良等牧草。

草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，即以草地草群的品质之优劣确定草地的质况--“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况--“级”，用此来反映草地资源的经济价值。

按统一规定从目前实际出发，在确定草群品质的优劣时主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地观察，向实际从事多年牧业生产的牧民群众访问了解和多年研究工作经验的积累，进行综合评价。按其适口性优劣划分为优、良、中、低、劣五类不同适口性级别的牧草。再以优、良、中、低、劣这五类不同品质牧草在各草群中所占的重量百分比例划分出不同“等”草地。各“等”草地划分的具体标准如下：

一等草地：优等牧草占60%以上；

二等草地：良等牧草占 60%以上，优等及中等占 40%；

三等草地：良等牧草占 60%以上，良等及低等占 40%；

四等草地：低等牧草占 60%以上，中等及劣等占 40%；

五等草地：劣等牧草占 60%以上。

以草地草群生产量多少衡量草地状况是草地经济价值的另一重要体现。草群生产量的高低，不仅体现了草地生产力的载畜潜力的大小，而且也反映出了组成草地草群中各优、良、中、低、劣牧草的参与量及产量的比例构成。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》规定，以年内草地产量最高月份的测定值代表草地草群的自然生产力水平，并规定按单位面积产量高低确定和划分出不同的草地级，划分各级的标准如下：

第 1 级草地 每公顷产鲜草 12000kg 以上；

第 2 级草地 每公顷产鲜草 12000～9000kg；

第 3 级草地 每公顷产鲜草 9000～6000kg；

第 4 级草地 每公顷产鲜草 6000～4500kg；

第 5 级草地 每公顷产鲜草 4500～3000kg；

第 6 级草地 每公顷产鲜草 3000～1500kg；

第 7 级草地 每公顷产鲜草 1500～750kg；

第 8 级草地 每公顷产鲜草 750kg 以下。

工程区属于五等八级草场，平均鲜草量 750kg/hm^2，说明草场质量不高，属于低水平，利用价值低。

4.3.5 重点公益林现状调查

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。

4.3.5.1 区域重点公益林现状

克拉玛依市公益林林种为防护林。根据克拉玛依市公益林区划界定成果，克拉玛依市区划林地面积 159520hm^2，占克拉玛依市土地面积的 18.43%。其中公益林 142812hm^2，占林地面积的 89.53%。公益林中，水土保持林 1095.4hm^2，占

0.77%；防风固沙林 139284hm^2，占 97.53%。

克拉玛依市的公益林主要分布在三个区域：水土保持生态区位于白杨河、达尔布图河及克拉苏河等流域水土流失容易发生的地段；绿洲防护生态区位于克拉玛依市所属所有城镇及农区范围；防风固沙林区位于克拉玛依市东南部古尔班通古特沙漠西北缘。共区划林班 48 个，小班 1654 个。

4.3.5.2 区块林地现状

根据《克拉玛依市重点公益林区划界定成果报告》，本工程占用克拉玛依市重点公益林林班号为 6，油田占用的重点公益林均属于防风固沙林，重点公益林与本工程位置关系见图 4.3-4。占用林地的林种为梭梭、琵琶柴、柽柳、白刺等荒漠灌木植被。工程区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，盖度 5-10%，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、柽柳等，无蓄积。

4.3.6 野生动物现状调查

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。

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以梭梭柴、假木贼为主，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（荒漠麻晰、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。

由于该油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。

工程所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是工程区内主要建群种动物，详见表 4.3-6。

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。

4.3.7 生态环境现状小结

根据现场调查及资料收集，本工程评价区域占用部分重点公益林，评价区域无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等其它生态敏感区，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 5-10%。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。

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

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	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

本工程占地主要包括 152 口采油井井场占地，增压站、半固定注汽站占地，以及新建集油管线 43.3km、注汽管线 32.9km、架空电力线 64.4km、道路等占地，占地类型主要为灌木林地、低覆盖度草地，植被盖度 5%-10%。

本工程永久占地 72.92hm^2、临时占地 93.66hm^2。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。但地表保护层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期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，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，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 对土壤环境的影响

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本工程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

本工程部署新井 152 口，根据现场调查，已钻井井场建设区域已平整，部分井场进行了植被恢复，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

钻井作业对土壤的环境影响主要废液池（钻井废水）和固体废弃物对周围土壤环境的影响。

已完钻泥浆池采用防渗处理，可以有效缓解泥浆池对周围土壤植被的影响。

通过其他已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。

从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油油田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 深度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

② 固体废弃物对土壤的影响

本次新井钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，废弃泥浆和岩屑依托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处置。

（2）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 6m 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。

5.1.2.3 对植被的影响分析

井区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，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，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 166.58hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有72.92hm^{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93.66hm^{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72.92hm^2，以井场、管线和道路占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为55t。

本工程临时占地面积93.66hm^2，以井场、管线和道路施工临时占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为71t。

（3）管线修建对植被的影响

工程新建集油管线 43.3km、注汽管线 32.9km，管道的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被必须要被彻底清除，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）道路修建对植被的影响

本次工程新建油田道路 43.3 km，路基宽 8m，施工中整个作业带的占地范围将达到 12m，道路沿线的植被将不可避免地遭到破坏和扰动，工程道路工程永久占地 34.64hm^2，临时占地 17.32hm^2，由于道路工程造成的永久和临时生物损失量分别为 26t 和 13t。

（5）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。

（6）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。但评价区植被密度极低，植被覆盖度小，生产区周围植被稀少，因此，人类活动对该区域植被产生的不良影响有限。

（7）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和发电机作用柴油联动机组产生的废气，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。

（8）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原油和采

出水泄漏，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。

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落叶树种，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。

5.1.2.4 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。

5.1.3 对重点公益林的影响

工程将永久占用灌木林地 20.42hm^2，临时占用灌木林地 32.78hm^2，涉及 1 个

林班，其中：永久性占用为井场、管线、道路和增压泵站占地；临时占用林地主要为施工作业和管线占地。永久性占用林地中，占用国家二级公益林 18.96hm^2、占用地方公益林 47.39hm^2。临时性占用林地中，占用国家二公益林 12.18hm^2，占用地方公益林 54.62hm^2。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

工程所在区内分布的重点公益林林地类型为灌木林地、宜林地，优势树种为梭梭、琵琶柴、疏叶骆驼刺，植被盖度为 5-10%，主要作用为防风固沙。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 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。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，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。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。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施工期占地的影响，本工程永久占地面积 72.92hm^2，临时占地面积 93.66hm^2，地表植被稀疏，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。

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

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 开发期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

开发期钻井过程中的废气主要来自于钻井期间柴油机、发电机产生的燃烧烟气。

5.2.1.2 开发期大气环境影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是开发期钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NO_2、CO 和 SO_2；二是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（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。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘大大减轻。

（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。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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。

监测结果表明，在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值（4.0mg/m^3）。

各监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 无组织排放烃类大气影响估算

工程使用的注汽锅炉已进行单独批复，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。无组织挥发烃类主要为 NMHC、H_2S。本工程烃类挥发总量为 20.79t/a，152 口井产量基本一致，本次按照单井污染物产生量进行预测，单井污染物排放参数见表 5.2-3。

（1）污染源参数

运营期无组织挥发烃类参数见表 5.2-3。

（2）预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

估算模式预测结果见表 5.2-4。

预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 标准限值；硫化氢下风向地面浓度均低于《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中 10μg/m^3 的浓度限值。

5.2.2.2 大气环境影响分析

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，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本工程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

少烃类气体的挥发量，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

根据类比分析，硫化氢浓度呈现随距井场距离的增加，浓度值递减的趋势。井厂界硫化氢的监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准限值 0.06mg/m^3 要求。因此，含硫化氢井场向大气挥发的硫化氢对周边环境产生的影响较小。

5.2.2.3 大气污染物核算

本工程共涉及 152 座井场、2 座增压站，运营期大气污染物排放量见表 5.2-6。

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

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 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵和柴油机等发出的噪声，声压级一般在 80~120dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 2km 范围内没有声环境敏感点。

（3）声影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 2km 内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

油田运营期噪声源主要为各类机泵、井场抽油机，以及交通车辆等，除交通车辆外各声源一般为连续发声。

5.3.2.2 运营期站场噪声环境影响

噪声源主要集中在钻井井场和增压站，增压站设备噪声源主要有增压机泵等，这些设备噪声在 80~120dB(A)，并分布于封闭的机房内，可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB412348-2008）2 类标准限值。根据对已投产的油井现场调查结果，生产井的噪声很小，外输泵设备影响范围仅在 30m 范围内，对周围声环境不构成影响。

由于本工程开发区内无集中居民区，本工程运营期不会产生噪声扰民问题。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入闭井期时，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，本工程开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

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

本工程位于新疆准噶尔盆地西缘，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。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。

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 40～160m，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 70～90m，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 60～75m，厚度由南向北、由东向西变薄。沙湾组上部为绿灰色泥岩，中部为灰褐色砂砾岩的水层；中下部发育一套 20m 左右的绿灰色泥岩，底部发育一套厚约 10m 的黑褐色含砾砂岩油层，与下覆地层呈角度不整合接触。排 609 块完钻井 16 口井，其中 14 口钻遇沙湾组底部油层，为研究区的主力油层。

（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 30～200m，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。工程区内地下水接受山区的地下水补给后，在松散岩类的孔隙中大体由准噶尔盆地边缘向盆地腹部径流，流向大体为由西北向东南，在冲洪积扇前缘地带因受透水性差的黏性土层阻挡多以溢出泉的形式排泄与地表，或以侧向地下径流的形式继续向盆地中部细土平原区排泄，最终排泄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。

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，评价区东北部的 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。评价区南部的 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，工作区范围内，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。

5.4.2 水环境影响分析

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.4.2.1 建设期地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

在油田开发过程中，对地下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。

本工程整个钻井期间，新钻井151口，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（2）地下水污染源源强分析

本工程钻井废水产生量为1.2万m^3；生活污水为0.2万m^3，钻井期间废水中各污染物的产生量为COD 0.7t、BOD5 0.34t、氨氮0.012t、SS 0.048t。试压废水为191m^3。

（3）污染途径分析

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渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井场的泥浆池，采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，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。

②穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水和钻井施

工过程中泥浆池。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（4）废水处置措施及环境影响分析

①废水处置措施

本工程钻井采用了套管，采取固井措施；产生的钻井废水采用泥浆不落地系统收集，循环使用，不外排；生活污水排入移动旱厕内。

②环境影响分析

本工程钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响；生活污水排入移动旱厕内，钻井结束后均及时填埋，不会对地下水环境影响甚微。

5.4.2.2 正常运营期地下水环境影响分析

（1）污染类型

运营期，废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

（2）废水污染源源强

①采出水

工程最大年产出污水量为 12.42×10^4t；累计采出油藏采出水为 94×10^4t。

②井下作业废水

井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 5776t/a、7.94t/a、1.34t/a。

（3）废水处置措施

采出水和井下作业废水依托已运行的春风二号联合站污水处理系统进行处理，然后再经春风油田污水资源化利用工程处理达标后回用于注汽锅炉，资源化利用产生的副产品水经过处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

（4）废水处理措施可行分析

春风二号联合站的污水处理规模为 10000m^3/d，目前实际污水处理规模 6900m^3/d，综合水量小于联合站污水处理规模。可依托春风二号联合站对本工程的采出水和钻井废水进行处理。

春风油田污水资源化利用工程已建产水规模为 5000m^3/d，已于 2017 年 10 月投运。采用蒸发方案，即“二级澄清+二级过滤+机械压缩蒸发(MVC)”工艺，以春风二号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。

5.4.2.3 事故状态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；输油、输气管线运行过程中，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；油田污水处理过程中因操作失误，仪表失灵等原因发生沉降罐、缓冲罐冒罐等污染事故，使含油污水溢流。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。

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井源漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩察、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有一定毒性的多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和有毒性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据区域水文地质条件，本工程潜水位埋藏深度10m~24m，含水层厚13~19米。在潜水含水层之下，埋藏有数层承压水，区内的取水层段为第三系上新统砾岩、砂岩及第四系中下更新统砾岩、砂砾石、中粗砂，埋深在130m以内。本工程开采层位为新近系中新统沙湾组，油藏埋深190～240m，在开采层和取水层之间有中新统塔西河组地层分隔，塔西河组为一套灰绿色泥岩，砂质泥岩夹砂岩，泥灰岩并夹有介壳灰岩薄层；下部为紫红色、绿灰色泥岩，底部有灰绿色砾岩，为相对隔水层。根据井身结构，本工程直井均采用二开井身结构：一开水平井采用Φ244.5mm表层套管，水泥返至地面；二开直井采用Φ139.7mm油层套管，水泥返至地面。油井在钻井过程中采用双层套管，进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离主要供水层（埋深130m以内）与开采层（埋深190～240mm）的交换，有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油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，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，稠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，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

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。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污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。

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含

水层。因而管道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、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本工程输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。将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。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即：t=h/k。

式中：t－污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h－包气带厚度（m）；

k－垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为 10~24m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 8m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间约为 t＝30～72h。

b、管道泄漏对地下水的影响分析

当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物在 30～72h 可到达地下水潜水含水层。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

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，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 200mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$ei=C_0 \cdot e^{-kt}$$

$$t_{1/2}=0.693/k$$

式中：

e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计；

C_0——污染源强（mg/l），按 10^6mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 1000 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故拉油站的油罐和输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，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，对地下水环境不易产生不利影响。

（4）自然灾害引发事故对地下水的污染影响

自然灾害也是引发油田事故的重要因素，如雷击、洪水和地震等。洪水危害对该建设项目的影响尤为重要。洪水对处在低洼地带及泄洪区的输油管线会造成损害，使油品泄漏，所以对于处在泄洪区的管线等设施应加高、加固，以抵御洪水破坏的风险。

5.4.3 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，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；生活污水排入移动旱厕内，施工结束后及时填埋，对地下水环境影响甚微。

（2）区域无人工及天然地表水体，在正常情况下，本工程产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

（3）工程运营期的采出水依托春风二号联合站污水处理系统和污水资源化利用工程处置，污水处理规模可以满足本工程污水处置任务。

（4）在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，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，杜绝长期事故性排放点源的存在，本工程对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取地下水污染应急控制措施后，本工程运营对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 开发期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括:钻井作业产生的废弃泥浆、岩屑、油泥以及生活垃圾等。

5.5.1.1 废弃泥浆和岩屑

废弃钻井泥浆和钻井岩屑是钻井作业过程中产生的主要固体废物。

本工程钻井采用的泥浆属于非磺化水基泥浆,废弃泥浆和岩屑依托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处置。

生产建设兵团第七师环保局以师环审【2016】114号文批准了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环境影响报告书。生产建设兵团第七师监察支队2017年6月进行了现场监察，并出具了项目具备投入使用条件的报告，处置方式符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）的要求。

5.5.1.2 生活垃圾

本工程在开发期产生生活垃圾16t，生活垃圾清运至128团生活垃圾填埋场统一处理后，不会对环境产生影响。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

（1）油泥(砂)对环境的影响

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物

质。

（2）油泥处理的可行性分析

本工程油泥产生量约 41.8t/a。含油污泥属危险废物，统一由克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司进行处理。

克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司取得了自治区生态环境厅颁发的危险废物经营许可证。该公司利用油田和石化公司产生的废矿物油进行来生产拖拉机变速箱油和石油道路沥青等产品，年处理加工设计能力达到 5000 吨，完全可以接纳本工程产生的污泥量。

5.5.3 小结

本工程施工期固体废物主要为废弃钻井泥浆和岩屑，运营期固体废物主要为油泥（砂）。废弃泥浆和岩屑依托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处置；油泥委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司进行处理。

本工程对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

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、各种废物污染影响。

（1）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。

本工程管线施工作业带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。井场和管线的施工场地等都存在这种影响。

（2）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。施工期间，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。本工程建设内容主要为井场、站场建设、管线敷设等工程的建设。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

本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。运营期工程发生泄漏事故的可能性较小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表5.6-1。

5.7 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对工程可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.1 物质风险识别

稠油的主要危险物质理化性质见表5.7-1。

5.7.2 钻井风险性识别

井喷事故是钻井作业发生危险最大，环境污染最严重的事故，它是发生油气

风险事故的极端形式。

类比调查新疆油田近年来发生的几起重大井喷事故，发生在钻井阶段的占65.9%，发生于油气生产过程中的仅占 10.6%，其他的 23.5%发生于服务部门，可见钻井阶段是油油田开发建设的事故多发阶段。表 5.7-2 详细统计了新疆油田井喷事故。

5.7.3 站场风险性识别

本工程的站场主要是增压泵站。

5.7.3.1 评价方法

采用道化学公司火灾、爆炸危险指数评价法对油田开发地面设施潜在的火灾、爆炸危险性进行评价。定量的依据是以往的事故统计资料、工艺装置潜在能量和本工程各种安全防火、防爆措施等。

道化学火灾、爆炸危险指数(F&EI)与相应的危害程度划分标准列于表 5.7-3。

5.7.3.2 评价单元及评价结果

根据本工程的工艺特点和道氏评价法单元划分原则，对照道化学评价危险等级标准，各评价单元的火灾、爆炸危险指数评价结果汇总见表 5.7-4。

分析火灾、爆炸指数评价结果可以看出，增压泵站事故罐有火灾爆炸危险程度为轻，集油阀组间的固有火灾爆炸危险程度为低。

5.7.4 管线风险源项分析

5.7.4.1 源项分析

在对工程设计参数、区域自然环境状况与社会环境状况分析的基础上，依据管道的评价管段划分原则，对本工程的评价管段划分见表 5.7-5。

5.7.4.2 管道风险评价结果

管道危险程度值在 0～400 之间，其中 0～190 为高风险区域、190～330 为中等风险区域、330～400 之间为低风险区域。

管道相对风险值在 0～100 之间，其中 0～47.5 为相对高风险区域（需要采取广泛的补偿措施，以降低管道的风险）、47.5～82.5 为相对中等风险区域（需要采取降低风险补偿措施）、82.5～100 为相对低风险区域。

管道风险评价结果见表 5.7-6。

（1）管道危险程度

从表 5.7-7 可以看出，管段全部处于“中度危险”区域，对于油田内部油气集输管道，危险程度是可以接受的。管段危险指数见表 5.7-7。

（2）管道相对风险

从表 5.7-8 可以看出，本工程管段的相对风险值全部处于相对中等风险区域，其风险是可以接受的，但必须具备降低风险的对策措施。管段相对风险的大小排序见表 5.7-8。

5.7.5 最大可信事故

由以上分析可知，本工程发生的最大可信事故为：管线泄漏对环境的影响。

5.7.5.1 最大可信事故概率

《环境风险评价实用技术和方法》（胡二邦主编）一书中推荐了用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率，见表 5.7-9。

5.7.6.2 事故泄漏时间确定

项目事故应急反应时间确定主要从以下几个方面考虑：

① 国内石油化工企业的事故应急反应时间

通过调查发现，目前国内石油化工企业事故反应时间一般在 10-30min 之间。最迟在 30min 内都能作出应急反应措施，包括切断通往事故源的物料管线，利用泵等进行事故源物料转移等。

② 导则推荐的相关资料的应急反应时间

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中推荐的胡二邦主编的《环境风险评价实用技术和方法》一书，有关石油化工企业事故泄漏案例中选用的石油化工企业事故泄漏反应时间也在 30min 内。

③ 国外石油化工企业的事故应急反应时间

依据美国国家环保总署推荐的有关石油化工企业风险事故物料泄漏时间的规定，美国国际环保总署认为，石油化工企业泄漏时间一般要控制在 10min 内，储罐内物料在参与风险事故，特别是爆炸事故时物料的量要控制在总量的 10%以内。

综合考虑到事故发生时，预计项目发生事故时需要的应急反应时间要留有一定的余量。即使本工程较国内一般石油化工企业的设备、控制技术先进，但还

是需要留有一定的余量。本工程确定的事故应急反应时间为 30min。

5.7.6.3 泄漏源强

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中规定的易燃物质临界量，结合装置中驻留危险、易燃物料的主要工艺设备的工艺参数、危险物料驻留量及其危险类型，采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中推荐的有关方法确定最大可信事故的源强。

根据管径计算裂口面积见表 5.7-10。

根据伯努利方程计算可知，管线全管径的最大泄漏速度约 125kg/s，按照 30min 响应时间计算可知，泄漏量将达到 225t。

5.7.6 稠油集输管道泄漏环境影响分析

5.7.6.1 稠油集输管道泄漏对土壤环境的影响

泄漏到土壤中的油，环境污染的冲击与从环境中排出的过程，都将受到物理分散作用的影响。油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

泄漏的油在进入土壤环境中后会发生分散、挥发和淋滤等迁移转化过程。

①分散

在事故性泄漏情况下，被污染土壤的面积取决于很多因素。如泄漏量、事故发生时的环境温度、稠油粘度、地面形状、土壤孔隙度等是主要因素；而地表粗糙度、植被和大气情况也可成为影响泄漏油分布的重要因素。

②挥发

渗透到地表下疏松土壤中的挥发性烃类其蒸发损失是有限而缓慢的。

③淋滤

油在无污染的土壤中运动，一般以多相流的形式出现，此时油和水是不混合的。随着烃类被风化作用和生物降解作用乳化与增溶，该系统以接近于单一的水相流动。

土壤对油的吸收能力是变化的，但明显低于其蓄水能力。据报道，排水良好的农业土壤吸收的油至多只相当于其含水能力的 1/3。油被吸附到土壤有机质上

面，对油的暂时固定起着重要的作用。

对于油在地下的垂直运动，Vanloocke 等表述如下：

D＝KV/A

式中：D——最大渗透深度，m^3；

V——泄漏油体积，m^3；

A——渗透面积，m^2；

K——常数，取决于土壤对油的保留能力和油的粘度（各种土壤与稠油组分的 K 值范围在 12～400）。

5.7.6.2 管道泄漏对地下水环境的影响

输油管道敷设在地表以下，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。

烃类能否被淋至地表层下和地下水中，主要取决于各种烃类的水溶性、土壤的结构、降雨量和降雨强度等。泄漏前和泄漏期间的降雨都会妨碍稠油对土壤的渗透，并能把一部分稠油组分冲到径流水中。

5.7.7 风险可接受水平分析

5.7.7.1 风险计算

（1）风险值计算原则

风险值是风险评价的表征量，与事故的发生概率和事故危害程度相关，按下式计算：

$$\text{风险值}\left(\frac{\text{后果}}{\text{时间}}\right)=\text{概率}\left(\frac{\text{事故数}}{\text{单位时间}}\right)\times\text{危害程度}\left(\frac{\text{后果}}{\text{每次事故}}\right)$$

在具体计算各风险源事故风险值时，具体按照以下公式计算：

风险值（人死亡·a^{-1}）＝半致死百分率区人口数×50%×事故发生概率×不利天气出现概率。

（2）风险值计算结果

① 概率值

本工程发生的最大可信事故主要为管线泄漏。集输管线发生全管径泄漏的概率为 4.34×10^{-3}/a。

① 危害程度

国内近年工矿企业和其它事故的部分死亡统计结果见表 5.7-11。

依据表中国内石油化工企业事故死亡率，确定本次评价的事故危害程度为 0.40×10^{-4}（人死亡·a^{-1}）。

② 风险值计算

集输管线泄漏风险值＝泄漏发生概率×死亡人数

＝$4.34\times10^{-3}\times0.40\times10^{-4}$

＝1.7×10^{-7}（人死亡·a^{-1}）

5.7.7.2 项目风险可接受水平

（1）风险标准值

石油工业为高风险行业，各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 5.7-12。

（2）风险可接受水平分析

依据环境风险评价技术导则要求，风险可接受分析采用最大可信事故风险值 R_{max} 与同行业可接受风险水平 RL 比较：

$R_{max}\leq RL$：认为本工程的环境风险水平是可以接受的；

$R_{max}>RL$：需要进一步采取环境风险防范措施，以达到可接受水平；否则不可接受。

集输管线泄漏风险值：1.7×10^{-7} 人死亡·$a^{-1}<1.0\times10^{-4}$ 死亡·a^{-1}。

由以上分析可得：本工程发生泄漏的风险水平为可接受。

5.7.8 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。

5.7.8.1 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，废弃泥浆和岩屑依托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处置。

（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）定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管进出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于 15m。

（8）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。

（9）稠油储罐设置在井场主导风向上风向，与井口的距离不得小于 50m。在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（10）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。

（11）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。

（12）钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.7.8.2 稠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）在集输系统运行期间，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。

5.7.8.3 站场事故风险预防措施

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

（2）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）站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，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，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

（6）井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，严禁随意进入克拉玛依重点公益林，并加强防火措施，防止火灾发生。

5.7.8.4 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，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

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

5.7.8.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）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；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止稠油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量 1～2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管

线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.8.6 公益林防火措施

（1）强化责任，实行森林防火领导负责制。新春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。新春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。

5.7.8.7 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。

5.7.9 风险事故应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。

作为事故风险防范和应急对策的重要组成部分，应急组织机构应制定应急计划，其基本内容应包括应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急监测、应急安全保卫、应急撤离措施、应急救援、应急状态终止、事故后果评价、应急报告等。

本工程环境保护应急预案应内容见表5.7-13。

本工程根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）的要求制定环境风险事故应急预案，本预案应纳入到春风油田整体应急预案中。

5.7.9.1 应急计划区

针对本工程可能发生的主要风险事故，结合本工程区域自然条件、环境状况、地理位置等特点，应急计划区域主要包括重大危险源区域和环境保护目标区域。

（1）重大危险源区域主要包括：

①各采油井井场、联合站；

②油田集输管线。

（2）环境保护目标区域

①公益林；

②油田生产管理区。

（3）隔离区、疏散区设置：

事故发生后，为保障现场应急救援工作的顺利开展，在事故现场周围应设立隔离区和疏散区，无关人员禁止进入事故现场，并及时疏散受威胁人群到安全区域，以保障救援队伍、物资运输和人群疏散等的交通畅通，并避免发生不必要的伤亡。

5.7.9.2 应急组织机构、人员及职责

本工程事故应急组织机构由应急领导小组及下属的各应急救援组构成，列入胜利油田新春采油厂的应急组织机构网。

应急组织机构负责编制各类可能发生的风险事故的应急实施计划，并负责传达到指挥和控制人员、应急服务部门、可能受到影响的员工和其他可能受到影响的相关方，负责对突发性事故进行应急处理。

1）事故应急救援领导小组

组　长：中石化新疆新春石油开发有限责任公司法人

副组长：中石化新疆新春石油开发有限责任公司其他负责人

成　员：各井场负责人、各管理部门负责人

组长职责：

（1）审查批准突发事件总体应急预案，确定应对各种突发事件的程序，

担负重特大突发事件应急管理的总指挥；

（2）审定并签发突发事件各专项应急预案；

（3）当发生突发事件时，按程序启动应急预案，并向当地政府和集团公司应急办公室报告；

（4）指挥和调度生产作业单位现场抢险救援；

（5）下达预警指令和解除指令；

（6）根据突发事件的态势，向集团公司应急办公室提出增援请求；

（7）贯彻执行集团公司应急领导小组的应急指令；

（8）下达应急预案启动指令和终止指令；

（9）组织应急响应结束后的恢复工作和总结评价

（10）负责组织应急预案的修改、日常培训和演习。

副组长职责：

（1）协助应急领导小组组长指挥和处理分管业务范围内的突发事件应急工作；

（2）根据应急领导小组组长的授权，代行组长职责,完成应急指挥工作；

（3）负责联络工作，负责配合安全环保部门监督、指导、收集事故的现场资料；

（4）指挥现场设备的抢修及贵重物品的抢救工作；

（5）组织业务范围内的日常应急工作准备。

成员职责：负责通知并配合检修人员迅速消除漏点和缺陷，使设备尽快恢复投用。负责现场有毒、有害气体的检测工作，确定划定危险区域范围，指导应急组织的消防灭火、伤员抢救、防护措施等现场抢救工作。

2）各应急救援组构成

（1）调度组

组长：调度长

职责：负责生产指挥和工艺流程切换。

（2）警戒组

组长：安全部门负责人

职责：负责现场警卫、隔离和疏散工作。

（3）抢险抢救组

组长：技术部门负责人

职责：负责火场初期火灾扑救、现场抢修、物资搬运及人员救护工作。

（4）机动组

组长：办公室主任

成员：办公室及后勤人员

职责：随时准备执行任务或加强某个组工作。

3）应急指挥

为了减少重大事故造成的损失，应急处理指挥的原则是统一组织、统一指挥、统一行动，组织抢救受火势威胁的人员，协调发挥各种抢险救灾力量，应急指挥权层次为应急救援领导小组组长、应急救援领导小组副组长、应急救援领导小组成员、公司调度、各班班长，按应急指挥权层次的安排，在发生危害性较大的重特大事故时，按此层次进行行使指挥权，以保证抢险工作顺利进行。

一旦发生危害性较大的重特大事故时，在应急救援领导小组组长未到达现场时，应急指挥权由事故发生现场的最高职务者暂时代为行使，以便达到统一指挥的目的，待应急救援领导小组组长到达现场后及时将指挥权移交，并向应急救援领导小组组长汇报现场情况，以便能够根据现场情况进行及时有效的指挥。对关键设备、要害部位必须制定切实可行的火灾爆炸、人员伤亡、重大泄漏等事故预案，定期组织人员实际演练。重大事故发生后立即实施事故预案。

4）与地方政府各部门应急组织机构的协调

针对本工程事故应急预案的要求，春风油田应密切联系所在区域的克拉玛依市、128团等地方政府主管部门配合建立企业与政府联动的一体化应急反应机制。与各级政府部门成立应急预案指挥与协调领导小组，领导小组以主管安全环保的政府领导为总负责人，成员由安监部门、生态环境部门、消防局部门、民政部门、公安部门等各相关单位负责人组成，负责事故发生时的应急指挥、协调和救援工作。

5.7.9.3 预案分级响应

（1）风险事故的分级

根据事故发生的规模以及对环境造成的污染程度可将风险事故分为一般事故、重大事故、特大事故。

一般事故：定义为发生于油田区块内某一个站场或某处设施等小规模的泄

漏或火灾事故，通过区内应急组织下属的各个救助分队即可处置，不会造成人员伤亡，对周围环境造成的影响很小，一般不会影响到厂外环境。

重大事故：定义为油田区块内的生产装置或设施发生重大火灾，并引起爆炸，造成大量污染物质泄漏，造成人员伤亡。并且事故的发生所产生的大气污染物和废水扩散，影响到油田区块周围人民群众的生命财产安全，有可能造成周围区域大气环境和水域污染，在省内甚至国内产生很大的影响。

特大事故：定义为油田区块内发生特大火灾或者连续爆炸，大量的污染物质扩散，并造成重大人员伤亡。事故所产生的大量大气污染物质和废水迅速扩散，在国内甚至国际上产生恶劣的影响。

（2）应急预案的级别及分级响应程序

对应于风险事故的分级，应急预案也相应的分为三级响应机制，由低到高为III级（一般事故）、II级（重大事故）、I级（特大事故）。

III级（企业下属单位级）：发生III级突发事故时，生产人员应该立即报警，企业下属单位应急组织机构迅速反应，并启动应急预案，应急指挥领导小组负责指挥和协调各救助分队统一行动，在生产区域内对所发生的事故采取处理措施。请求上级企业相关应急救助分队实施扑救行动。同时，根据平时的应急反应计划安排，各相关人员迅速转变为应急处理人员，按照预定方案投入扑救行动。

II级（企业级）：发生II级突发事故时，企业内应急指挥领导小组迅速启动应急预案，并在第一时间上报集团公司应急办公室，启动集团公司应急预案。并及时上报地方政府安监部门和生态环境部门。划定警戒区域，实施交通管制，紧急疏散警戒区内的人员，立即召集主要负责人召开紧急会议，听取汇报，及时与集团公司专家组取得联系，请求技术支持，同时成立现场操作组、现场警戒组、应急抢救及保障组、并迅速制定出应急处置方案。

I级（集团公司级）：发生I级突发事故时，应急领导小组应迅速启动企业应急预案，并在第一时间上报集团公司应急办公室，并及时上报政府主管部门、生态环境部、安监部门。此时，应启动集团公司应急预案，协助企业及下属单位处理突发事故。划定警戒区域，实施交通管制，紧急疏散警戒区内的人员，立即召集主要负责人召开紧急会议，听取汇报，及时与集团公司专家组取得联系，请求技术支持，同时成立现场操作组、现场警戒组、应急抢救及保障组、

并迅速制定出应急处置方案。

5.7.9.4 应急救援保障

（1）应急救援系统保障

本着应急资源统筹计划、合理布点的原则，分专业分层次的逐步建立和完善应急救援系统，主要包括：

1）井喷失控应急抢险救援系统；

2）区域消防抢险救援系统；

3）环境突发事件应急抢险救援系统；

4）油田集输管道应急抢险救援系统；

5）医疗卫生应急抢险救援系统。

（2）应急救援资金保障

应急救援领导小组负责对日常应急工作所需费用，应急系统和队伍建设的装置配备、物资储备、培训、演练、设备维护所需资金做出预算，财务部门审核，经企业应急领导小组审定后，列入年度预算。根据需要，设立专项应急资金，专款专用，以应对重特大突发事件。

（3）应急救援物资和装备保障

本工程正常营运期间应严格按照消防部门和安监局的要求，根据相关标准，在天然气处理厂内装置区、储罐区、办公区、集气站等配备一定数量的应急设施、设备与器材。主要包括：

1）防火灾、爆炸事故应急设施、设备，主要为消防器材；

2）储罐冷却设备，主要是水幕、喷淋设备等；

同时，依据重特大事件应急处置的需求，以企业为依托，建立健全以区域应急系统为主体的应急物资储备和社会救援物资保障体系，建立应急物资动态管理制度。在应急状态下，由企业应急领导小组统一调配使用。

（4）应急救援通信保障

应建立健全有线、无线相结合的基础应急通信系统，并要大力发展视频远程传输技术，保障救援现场抢险指挥部和集团公司应急领导小组之间的通信畅通。

5.7.9.5 报警通讯联络方式

一旦发现突发事故后，现场岗位人员立即报告当班调度，组织工艺处理措

施；及时报告应急领导小组，安排相关人员进行自救，事故污染物引导进入事故池或火炬系统；同时拨打119报警电话和120急救电话，向消防支队、消防站、医院报警，并说明具体位置和现场情况，上述单位进入现场救护时应配备好自身护具，并根据报警情况，选择好救护路线（上风向进入现场）；采用厂区内高架广播通知厂区主要装置在岗人员迅速进入应急状态。

调度接警后，通知企业应急领导小组成员。企业应急指挥领导、成员接到报告后，立即启动应急预案，赶赴现场按照各自的职责分工和应急处理程序进行应急处理。各相关人员及单位接警后应立即做出反应，组织实施救援，并在必要时实施交通管制，保证应急状态下的交通顺畅。

应急领导小组应向项目所在地政府和生态环境局同步通报事故发生情况及相应处理结果，建立公共应急报警网络，严密监控各项事故污染物的污染情况，必要时采取适当措施截流、人员撤离，坚决杜绝事故环境污染范围的扩大，程度的加深。

5.7.9.6 事故应急控制措施和程序

（1）发现油品集输管道泄漏等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油品来源。

（2）泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域，根据风向掌握污染物流动方向，无关人员严禁在警戒区停留。事故抢救和救护车辆合理选定安全位置。

（3）若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。无法实现人员控制的，除紧急处理人员外，其他无关人员应紧急疏散、逃离，并立即在安全区域对中毒人员进行抢救。

（4）事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，并由安全环保科指定人员负责把守，禁止无关人员和车辆进入危险区域，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

（5）严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、气防站、急救中心等部门报警求救，向毗邻单位提出安全防范要求。同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

（6）发生泄漏事故后，立即用装置内的高音喇叭通知现场在岗人员，紧急疏散时，由安全环保科指挥，相关装置安全管理人员带队向上风向有序撤离

到警戒区以外。

（7）根据环境空气中NMHC监测数据采取处理措施，泄漏严重危机周边居民时，由公安部门组织对附近居民进行紧急疏散。

（8）在应急处理过程中发现人员伤害或中毒，急救中心未来之前，由岗位人员或救援人员用担架将伤者抬到安全区域,针对不同伤情进行采用胸压挤压法等进行救治，在救治过程中，在急救中心未到之前不可以放弃，救治直到交付医务人员为止。在急救中心到来之后，一切救护听从医务人员的指挥。

5.7.9.7 应急环境监测与评估

事态监测与评估在应急决策中起着重要作用。消防和抢险、应急人员的安全、公众的就地保护措施或疏散、食物和水源的使用、污染物的围堵收容和清除、人群的返回等，都取决于对事故性质、事态发展的准确监测和评估。可能的监测活动包括：事故规模及影响边界，气象条件，对食物、饮用水、卫生以及水体、土壤等的污染，可能的二次反应有害物，爆炸危险性和受损建筑垮塌危险性以及污染物质滞留区等。

工程发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被、野生动物）及大气环境的影响，所以应急监测主要是这几方面的内容。

（1）生态方面

对事故现场及周围区域的土壤、植被、野生动物进行损失及危害监测，并在事故后不定期对生态环境的恢复状况进行监测。

（2）大气环境

应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近区域进行大气采样监测，分析事故影响程度。爆炸燃烧事故应监测影响范围和危害，井喷事故监测相应的气体，如甲烷、总烃等。

事故发生后,应急指挥领导小组应迅速组织克拉玛依市环境监测站等监测部门对事故现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事故的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，为事故应急领导小组提供决策依据。

5.7.9.8 人员撤离疏散计划

（1）警戒疏散

当发生突发事故时,应急救援领导小组应立即指挥组织人员警戒事故现场,并打开事故现场通道，当消防车辆或其他应急队伍到达后，引导车辆及救援队

伍进入事故现场，同时，禁止无关人员进入事故现场，组织与施救无关人员到安全地带。

（2）人员急救措施

当发生人员受伤时，现场受伤人员应迅速转移到安全区域，由医护人员实施救护，严重者送到医院抢救。如发生事故时，有员工受伤，首先拨打电话120请求救援，如120急救车不能及时赶到，应由事故救援领导小组指派车辆（人员）护送伤员到医院进行救治。救治医院选择为距事故现场最近的医院，在遇到紧急情况时，可对伤员进行及时有效的救护。

（3）逃生路线

应根据春风油田厂内生产设施情况，制定出逃生路线图，在突发事故情况下，撤离人员，进行逃生，逃生过程中必须沿消防路逃生，以便在发生意外时，并可以进行及时有效的救治，缩短抢救人员的救援时间。

5.7.9.9 事故应急救援关闭程序与恢复措施

突发事故结束后，由事故应急指挥领导小组协同地方政府相关部门迅速成立事故调查小组，根据事故现场的实际情况，结合环境监测部门的监测结果，适时宣布关闭事故应急救援程序。

（1）只有危险完全消除，生命、财产完全脱险，应急行动已没有必要时，才可以解除应急状态。应急状态的解除令由应急指挥部下达。

（2）各级应急办公室接受和下达的各种应急指令，必须认真记录在案，归档保存。

（3）现场应急状态解除后，由灾害受损鉴定组组织调查事故损失情况，要求有关部门负责事故现场的善后处理及邻近区域解除事故警戒和善后恢复措施：由事故救灾抢修施工组组织现场的抢修施工，由调度组组织开工恢复工作。油田应制定事故后恢复正常工作和生活的措施，并组织实施。

5.7.9.10 事故调查与后评价

事故结束后，组织评价单位和有关专家进行事故调查。主要调查内容包括：发生事故的单位、时间、地点、事故原因、事故损失情况、应急抢险预案实施效果、事故环境影响范围、程度及可接受性评价分析，并根据结果提出事故经验总结、应急预案修改方案、环境恢复措施及建议等。

将调查内容上报胜利油田分公司及地方有关生态环境部门和群众代表，组

织有关专家进行讨论、审核，审核通过后事故应急程序关闭，否则应根据环境受损情况提出相应的环境修复措施和限期治理方案。

突发事故结束后 3 个月内，组织有关地方生态环境局和环评单位对事故后环境影响进行后评价，调查环境修复措施落实情况及事故发生环境遗留问题，并把评价结论对外发布信息。

5.7.9.11 应急培训计划与公众教育

从工程开发整体考虑，上至高层管理人员下至普通岗位员工，必须定期组织安全环保培训，经培训合格，才能正式持证上岗，对于关键岗位应选派熟悉应急预案的有经验技术人员负责。事故应急处置训练内容应当包括事故发生时的工艺技术处置和扑救、安全防护救助措施、环境保护应急处置方法等。事故发生时，油田安全环保部门工作人员和富有事故处置经验的人员，要轮流值班，监视事故现场及其处置作业，直至事故结束。

应根据应急反应方案定期（每季度一次）进行事故应急预案演练，检查和提高应急指挥的水平和队员的反应能力，及时发现组织、器材及人员等方面的问题，及时作出改进，以保证应急反应的有效进行。定期对消防人员进行模拟演练，以检查和提高队伍应急能力，保证应急预案的有效性实施。

5.7.9.12 各级应急预案之间的衔接和应急联动机制

（1）应急预案之间的衔接

集团公司应急预案，以场外指挥与协调为主，着重应急响应的资源协调、技术支持、法律、商务及信息管理。

企业的应急预案，以某一特定范围或某一专业领域的突发事件为对象，着重对现场突发事件的应急处置、抢险、减灾和应急恢复。

企业下属单位的应急预案，以现场设施、活动或场所为对象，针对某一重大危险源、某一工程项目、施工现场或公众聚集活动。强调对具体突发事件现场的应急处置和应急行动。本工程应急预案属于胜利油田分公司下属春风油田应急预案。

（2）应急预案应急联动机制

集团公司建立企业区域应急联动机制。企业在制定应急预案和应急程序时，应明确本企业与协作企业的职责、权限和处置程序。

根据属地管理原则，企业应按照有关法律、法规，参加和配合当地政府突

发公共事件的应急处置和救援工作。

5.7.10 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、硫化氢，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，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表见表5.7-8。

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，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。本章分别对工程在建设期、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

本工程建设期对环境的影响主要来自油井开采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

6.1.1 主要生态环境保护措施

针对建设期的环境影响，将实施以下主要生态环境保护措施见表 6.1-1。

表 6.1-1　　建设期主要环境保护措施

主要环境影响因素		环境保护措施
生态环境	管线敷设	（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。 （2）埋地管线敷设，埋设深度为管顶 2.0m。 （3）按设计标准规定，严格控制施工作业带宽度，井区内单井集输管线为 6m，不得超过作业标准规定。 （4）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。 （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）管道沿线两侧范围内的草场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。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。
生态环境	井场、站场建设	（1）合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点。 （2）拉油点建设扰动范围不得超过界外 10m。

6.1.2 生态保护和恢复措施

（1）施工过程中会产生较大的扬尘，施工现场尽量适时洒水，减少扬尘，施工使用的粉状材料，运输、堆放时应有遮盖，防止扬尘落地影响附近植被的生长。

（2）尽量减少因施工对植被的破坏，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，减少对灌木的碾压破坏。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。

（3）严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 6m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。

（4）管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 6m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开梭梭，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

（5）施工期道路尽量依托井区现有道路，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。

（6）钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，废弃泥浆和岩屑依托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。

（7）积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地生态环境部门提交工程环境监理报告。重点对集输管道施工期进行环境监理，妥善处理处置施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对土壤及地下水环境的影响。做好固井和回注工作，防止污染土壤和地下水环境，进而影响植被和生态环境。

（8）临时生活区采用活动式板房，禁止建砖房，减少对土壤—植被环境的破坏，施工结束后，立即对临时生活区场地进行清理、平整。

（9）工程建设完成后，对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对工地、料场、取土等地方，使用后应立即恢复原状，并及时进行人工干预恢复植被，以维持原有生态环境。工程建设完成后要求对施工料场、便道等临时

用地进行清理、平整，禁止对野生动植物水源地的污染。严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。

（10）工程施工占用重点公益林，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复；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，严禁砍伐公益林植被作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.1.3 大气污染防治措施

施工期废气主要为运输车辆及柴油机排放废气。

运输车辆产生的扬尘主要采取洒水降尘，每天洒水 3~4 次。运输车辆减速行使，为减少道路扬尘影响，前期要求对路面用石子覆盖，进入采油阶段主干路全部采用沥青或水泥固化地表，减少扬尘污染。

6.1.4 废水污染防治措施

本工程施工期废水主要为钻井废水及生活污水，将采取以下防治措施：

钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，产生的钻井废水与废弃钻井泥浆和岩屑委托克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司无害化处置。钻井作业期间，生活污水排入移动旱厕内，施工结束后及时拉运处理。

6.1.5 固体废物防治措施

本工程施工期固体废物主要包括钻井阶段主要固体废物包括：生活垃圾、钻井废弃的泥浆、岩屑等。

废弃泥浆和岩屑依托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处置。生活垃圾集中后运往兵团第七师 128 团生活垃圾填埋场集中填埋处理。

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，新春公司安全环保科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）运行期生态保护措施

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

①井场、站场生态恢复

本工程临时占地面积 93.66hm^2；工程施工结束后，应对临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场、站场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场、站场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

②管线生态恢复

本工程新建集油管线 43.3km、注汽管线 32.9km。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

③道路生态恢复

本工程新建油田道路 43.3km。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

本工程各项生态恢复具体投资见表 6.2-1。

6.2.2 废气污染防治措施

本工程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）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达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（3）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，防止油气泄漏进入大气环境。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程建成运营期的主要废水是采出水、井下作业废水。

采出水和井下作业废水进入联合站污水处理系统处理达标后依托已建的污水资源化利用工程处理至满足注汽锅炉进水水质要求后作为注汽用水；资源化利用产生的副产品水处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对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。如：对机械噪声采用弹性材料以减轻噪声，对燃气炉嘴采用技术先进可靠的低噪声火嘴，程序控制点火，巡岗操作。

（2）站内各类机动设备尽量选用低噪声设备，使站内噪声值控制在《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施，尽量减少对外环境。

（3）对产生噪声的场所，为了防止噪声对操作人员的损害，一方面在建筑上采用吸声墙、隔声门等措施，操作人员佩带耳机，对燃煤注气锅炉、阀门等选用低噪声设备，控制流速和配置消声罩。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

（1）油泥

含油污泥依托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司进行处置，根据该公司危险废物经营许可证，该公司经营类型有收集、处置、利用，工程产生的危险废物由该公司的危险废物专用运输车辆进行运输、转移，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。

含油污泥临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。

（2）生活垃圾

在站场垃圾收集点集中堆放，定期送往128团垃圾填埋场处置。生活垃圾处置要符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）。

6.3 服役期满后环境保护措施

（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再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理；

（2）对工业垃圾堆放场，要及时清理覆土填埋、压实，并树立标志；

（3）拆除的报废设备和建筑废料等应送地方环保部门指定填埋场处置。

7 环境经济损益分析

本工程的开发建设，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工程拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程总投资为57127.4万元。工程内部收益率为8.1%（税后），工程税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济发展。

7.1 环保投资分析

本工程总投资为57127.4万元，其中环保投资5645万元，占总投资9.88%。估算见表7.1-1。

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损失主要表现在：

（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。

工程占地主要为站场、井场建设和外输管道占地，输油输气管线系统建设、场站管网建设。

本工程建设对区域主要影响是生态影响，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

本工程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。

本工程符合新疆区域经济发展和社会发展的要求。油田开发建设为当地居民生活水平提高和农业经济发展提供了一个广泛合作的机会与市场，也将进一步促进北疆石油工业的发展，对提高人民生活质量，促进区域的社会、经济的发展有重大意义。

8 环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本工程的 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 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构中石化新疆新春石油开发有限公司设安全环保部，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公司负责该工程的组织，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

中石化新疆新春石油开发有限公司设安全环保部具体负责环保制度的执行和实施，负责组织工程的环境影响评价工作，组织制订环境监控计划，保证各施工单位实施必要的环境不利影响削减措施，协调项目建设管理单位和环保监督部门与各施工单位之间的关系，定期向上级部门报告环境管理的情况。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

（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生态环境部门，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。

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，采出水处理后回用于注汽锅炉；生活污水经一体化生活污水处理装置处理达标后，冬储夏灌。

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

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，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。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表8.3-2。

表 8.3-2　　运营期环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
环境空气	在工程区上风向和下风向各设置1个监测点	PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC、H^2S	1次/年
地下水	注汽站水井、生产管理区水井	pH、氟化物、氨氮、总硬度、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、铅、镉、砷、汞、硫	1次/年

		酸盐、溶解性总固体、氯化物、石油类	
噪声	在增压泵站东、南、西、北边界设置监测点	等效连续A声级	1次/年
土壤	在工程区井场外10m处	pH值、石油类、砷、汞、铬、镉	1次/年

检查生态恢复及水土保持措施落实情况；

检查井场、站场、管线、道路周边植被恢复状况。

8.3.3“三同时”验收

建设单位按照国务院生态环境部门规定的标准和程序，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，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

8.3.3.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394—20XX）和《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），确定本工程竣工环境保护验收调查范围为工程开发建设的油井、站场、各种管网、油田道路等区域。

（1）生态环境

生态环境主要调查范围为 152 口井及其周边 10m、井场道路、油田道路两侧 50m、管线两侧 30m 范围的植被、土壤。

（2）大气环境

大气污染源调查范围：区块内。

（3）水环境

联合处理站污水处理设施。

（4）声环境

油田井场、站场等噪声排放区周围 200m 范围。

8.3.3.2 验收调查因子

（1）生态环境

调查本工程建设范围内井、站场及各种管网占地情况，工程建设对野生动植物的影响、对地表的扰动及恢复情况，路基、边坡、管线及井场的防护情况以及水土流失现状和水土流失影响。植物评价因子为种类、数量、盖度、长势等。

（2）大气环境

各类污染源监测调查因子：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）水环境

生产废水：pH、SS、COD_{Cr}、挥发酚、硫化物、石油类；

生活污水：pH、SS、COD_{Cr}、BOD_5、氨氮、石油类、动植物油。

（4）声环境

连续等效 A 声级 LAeq。

三同时验收调查表见 8.3-3。

表 8.3-3　　三同时验收一览表

内容	地点	治理对象	处理效果及要求	执行标准
废水	污水处理设施	含油废水	处理至满足注汽锅炉进水水质要求后作为注汽用水；资源化利用产生的副产品水经过处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）
废气	井场、站场	非甲烷总烃、硫化氢	油气密闭集输，达标排放	满足《大气污染物综合排放标准详解》4.0mg/m³以及《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中 10μg/m³的硫化氢浓度限值
噪声	井场、站场	各类机泵	等效连续 A 声级（Leq(A)）达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
固废	油区、站场	含油泥砂、含油污泥	油泥、油砂委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等环保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）、《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）
	油区	生活垃圾	统一收集后清运至 128 团垃圾填埋场填埋	现场无遗留
水土保持	井场、集输管线	施工期水土保持	防止水土流失	
生态恢复	井场、集输管线	运营期间生态恢复	检查生态恢复及水土保持措施落实情况。 检查井场、管线周边植被恢复状况。 监测土壤盐类和石油类。	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位	
			环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案	

8.4 企业环境信息公开

企业应参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓

的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式、以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 污染物排放的管理要求

本工程污染物排放清单及管理要求见表8.5-1。

9.结论与建议

9.1 工程概况

春风油田排 609 扩产能建设方案位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内，工程部署新井 152 口，动用储量 514.3×10^4t，采用蒸汽吞吐开发。前三年平均产能 20.79×10^4t/a，开发 9 年累计产油 120×10^4t，采出程度 23.34%。新建增压站 1 座、半固定注汽站 3 座，新建集油管线 43.3km、注汽管线 32.9km，配套注汽、供配电、结构、自控、通信等系统。

9.2 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。

9.3 规划符合性

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。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。

9.4 环境质量现状

（1）生态

工程所在区域属于《新疆生态功能区划》确定的准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。工程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、基本农田等生态敏感区，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 5-10%。土壤类型为灰漠土，风沙土。

（2）环境空气

工程所在地克拉玛依市属于环境空气质量达标区。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。

（3）声环境

声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）水环境

区域内潜水水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求；承压水水质良好，各监测项目均满足《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。

（5）土壤

工程区占地范围内的土壤类型以灰漠土为主，局部区域还涉及风沙土。工程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，土壤满足《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。

9.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程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，本工程永久占地 72.92hm^2、临时占地 93.66hm^2，占地类型为灌木林地、低覆盖度草地，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，本工程建设期废气排放主要是钻井废气及施工扬尘，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处理及外输过程中的烃类挥发，无组织排放量为 20.79t/a。

（3）声环境影响分析

本工程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站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

①油田勘探期水污染治理，通过对污染物调查结果表明，所有已开发的油井落地油均采取回收措施，对已开发井泥浆池池底进行了压实处理，并铺设防渗膜。在采取了这些防渗措施后，可以减轻废水对池底土壤和水环境的影响。

②油井滚动开发施工期水污染治理

钻井废水与废弃钻井泥浆和岩屑委托克拉玛依前山鑫源环保工程有限公司无害化处置，生活污水排入防渗可移动旱厕。

③油田运营期废水排放对地下水环境的影响

本工程进入采油期产生的废水主要有油田开发过程中的含油污水、井下作业废水。

油田运行期，采出水经联合站污水处理系统处理达标后进入污水资源化利用工程，处理达到锅炉用水标准后用于注汽锅炉，余水处理达到回注用水水质标准回注于地层。

（5）固体废物影响分析

钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑依托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处置；含油污泥委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司进行处理；生活垃圾定期送往第七师 128 团生活垃圾填埋场处置。本工程所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

（6）环境风险分析

本工程的最大可信事故为管线泄漏事故。

工程需采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响。本报告提出了环境风险防范措施及对策建议，这些措施的实施有利于进一步降低工程风险性，在此基础上工程的环境风险性能够降到最低，本工程从环境风险上讲是可以接受的。

9.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）废弃钻井泥浆和岩屑依托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处置。

（2）油田区油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀。

（3）运营期油泥等危险危废委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等有危废处理资质的单位进行处理。生活垃圾集中堆放，定期送往 128 团垃圾填埋场处置。

9.7 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工程的相关建议。

9.8 环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 5645 万元，环境保护投资占总投资的 9.88%。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。

9.9 环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运行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。

9.10 综合评价结论

春风油田排 609 扩产能建设方案属于国家产业政策鼓励项目，工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和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，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。