

目 录

1、概述.....	1
1.1 项目情况.....	1
1.2 环境影响评价过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题.....	3
1.5 环境影响评价主要结论.....	4
2.总则.....	5
2.1 评价目的与原则.....	5
2.2 编制依据.....	6
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	10
2.4 环境功能区划.....	12
2.5 评价因子和评价标准.....	12
2.6 评价工作等级和评价范围.....	15
2.7 评价时段与评价重点.....	19
2.8 控制污染与环境保护目标.....	20
3.工程概况与工程分析.....	21
3.1 工程概况.....	21
3.2 工程分析.....	39
3.3 清洁生产水平分析	50
3.4 产业政策符合性分析.....	53
3.5 规划符合性分析.....	53
4 环境现状调查与评价.....	59
4.1 自然环境概况.....	59
4.2 生态环境现状调查与评价.....	63
4.4 环境空气质量现状调查与评价.....	73
4.5 声环境现状.....	错误!未定义书签。
4.6 水环境现状调查与评价.....	错误!未定义书签。
5.环境影响预测与评价.....	75
5.1 生态环境影响分析.....	75
5.2 大气环境影响分析.....	83
5.3 声环境影响分析与评价.....	89
5.4 水环境影响分析	91
5.5 固体废物影响分析.....	103
5.6 环境风险评价.....	104
6 环境保护措施及可行性论证.....	128
6.1 建设期环境保护措施.....	128
6.2 运营期环境保护措施.....	131
6.3 服役期满后环境保护措施.....	134
7 环境经济损益分析.....	135
7.1 环保投资分析.....	135
7.2 环境效益、社会效益分析.....	136
8 环境管理、监测与 HSE 管理体系.....	137

8.1 环境管理机构	137
8.2 开发期环境管理及监测	138
8.3 运营期环境管理及监测	140
8.4 跟踪评价.....	144
9.结论与建议	146
9.1 评价结论.....	146
9.2 建议.....	149

10. 附件:

附件 1、委托书

附件 2、《关于春风油田排 626-1 探井项目环境影响报告表的批复》（克环函[2019]46 号）

附件 3、《关于排 626-3 等四口评价井环境影响报告表的批复的批复》（克环函[2019]212 号）

附件 4、5#注汽站 130t/h 循环流化床锅炉竣工环保验收意见

附件 5、生活垃圾处置协议

附件 6、生活垃圾填埋场批复

附件 7、环境质量现状监测报告

1、概述

1.1 项目情况

春风油田排 612-22 块位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝镇，距克拉玛依市约 50km。区块位于春风油田东部，北邻排 625 块，东与排 626 块相邻，主力含油层系为新近系沙湾组一段 1 砂组。

春风油田排 612-22 块产能建设项目（以下简称“本项目”）计划部署油井 33 口，其中新钻油井 29 口（水平井 7 口、定向井 22 口），新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m；利用老油井 4 口（排 626-1、排 626-4、排 626-5、排 601-31）。采用组台+单井方式开发，部署井台 15 座，其中单井井场 4 座，2 井式井场 6 座，3 井式井场 4 座，5 井式井场 1 座。动用石油地质储量 244.6×10^4 t、含油面积 3.37km^2 ，采用蒸汽吞吐开发。新增产能 4.39×10^4 t/a，累积产油 32.1×10^4 t，采出程度 21.9%。新建 $\Phi 88.9 \times 6$ 20#单井集油管线 2.88km，新建 $\Phi 114.3 \times 6.5$ 20#集油管线 1.68km，新建 $\Phi 168.3 \times 7$ 20#集油干线 0.72km，新建 $\Phi 219 \times 7$ 20#集油管线 1.44km；新建 $D88.9 \times 8.0$ 固定注汽管线 3.3km；新建 $D114.3 \times 11.0$ 固定注汽管线 0.82km；配套电力、防腐、通信工程。

油井采用“掺蒸汽串接流程”集输模式，区块内集油管网采用枝状串接模式，单井产液串接入新建集油干线后碰接 601-20 增压站至春风二号联合站已建集油干线，最终输送至春风二号联合站处理。

1.2 环境影响评价过程

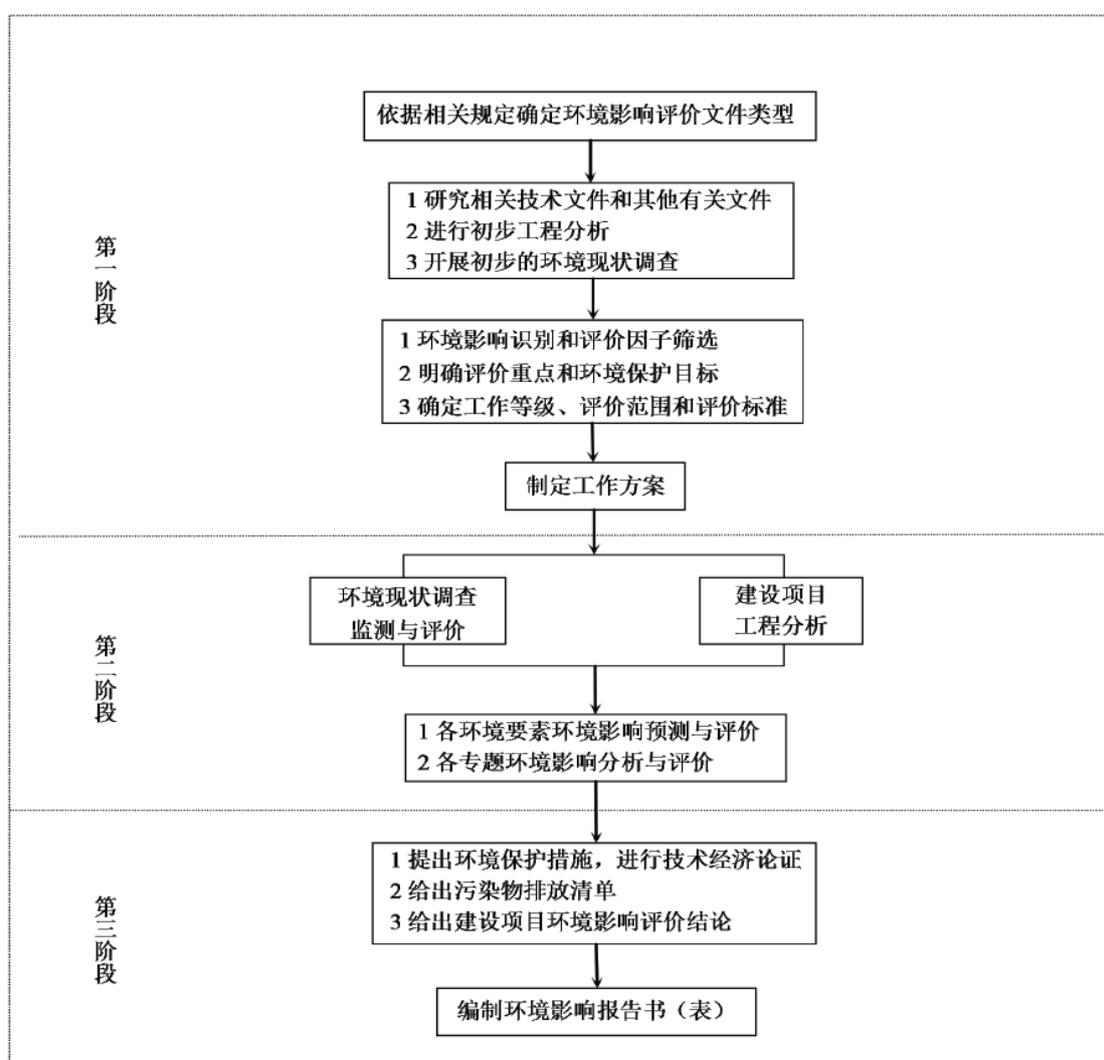
根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目为石油开采项目，为新区块开发，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》中第四十二条石油和天然气开采业中 132 项石油、页岩油开采中的“石油开采新区块开发”，对照名录，应编制环境影响报告书。

2020 年 4 月，中石化新疆新春石油开发有限责任公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“我公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附

件 1)。

我公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受我公司委托，新疆天辰环境技术有限公司于 2020 年 4 月对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，我公司编制完成了《春风油田排 612-22 块产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见下图。



环境影响评价工作程序图

报告书经生态环境行政主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的

环境保护管理依据。

1.3 分析判定相关情况

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，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于中石化新疆新春石油开发有限公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》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》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和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。因此本项目的建设符合《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》，本项目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。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建符合区域生态功能定位。

本项目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，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题

本项目为稠油开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、集油、输油等各工艺过程，影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的公益林。

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。

1.5 环境影响评价主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

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

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.1.1）；
- (4) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29）；
- (6) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (7) 《建设项目环境保护管理条例(修订)》(国务院令第 682 号,2017.10.01)；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年修正）（2016.09.01）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.7.1）；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2004.8.28）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017.1.1）；
- (12) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009.8.27）；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.3.1）；
- (14) 《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，2013.09.10）；
- (15) 《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）；
- (16) 《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）；
- (17) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发改委第 29 号令，2020.1.1）；
- (18) 《建设项目环境影响评价文件分级审批规定》（国家环境保护部第 5 号令，2009.3.1）。
- (19) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2018 年 4 月 28 日修订）》；
- (20) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.01；
- (21) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012.03.07；

- (22) 《国家危险废物名录》，2016.08.01；
- (23) 《环境保护公众参与办法》（环境保护部令第 35 号，2015.09.01）；
- (24) 《关于发布<环境影响评价公众参与办法>配套文件的公告》（环办[2018]48 号）；
- (25) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2010），中国石油天然气总公司，2011.05.01；
- (26) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》环发[2015]178 号，2016.01.04；
- (27) 《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》（环环评[2016]150 号），2016.10.27；
- (28) 《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；
- (29) 《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，2018.01.26；
- (30) 《关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》（国办发[2016]81 号），2016.11.10；
- (31) 《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》，环办环环评[2017]84 号，2017.11.15；
- (32) 《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）。

2.2.2 地方有关环保法律、法规、规章

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018.9.21；
- (2) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，2006.12.01；
- (3) 《关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，2000.10.31；
- (4) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》，2005.09.30；
- (5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002.12；
- (6) 《新疆生态功能区划》，2005.12.21；
- (7) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2015.3.1；

- (8) 《新疆维吾尔自治区危险废物境防治办法》，2010.5.1;
- (9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》，2014.03.01;
- (10) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》，2014.7.25;
- (11) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发[2014]35）号，2014.04.17;
- (12) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21 号），2016.01.29;
- (13) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新政发[2017]25 号），2017.03.01;
- (14) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB 65/T 3999-2017），2017.5.30;
- (15) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），2017.5.30;
- (16)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017)，2017.5.30。

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) 《关于印发<中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定>的通知》（中国石化安[2011]745 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)；

(13) 《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)。

2.2.4 环评有关技术规定

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2011)；

(3) 《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则-地表水环境》(HJ/T2.3-2018)；

(5) 《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)；

(7) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)；

(8) 《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)；

(9) 《水土保持综合治理技术规范》(GB/T16453.1~6-2008)；

(10) 《开发建设项目水土保持技术规范》(GB50433-2008)；

(11) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)；

(12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)；

(13) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)；

- (14) 《矿山生态环境保护与恢复治理方案(规划)编制规范(试行)》(HJ652-2013)；
- (15) 《国家突发环境事件应急预案》，2014.12.29；
- (16) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，2017.6.1；
- (17) 《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》(公告 2017 年第 81 号)，2017 年 12 月 28 日。

2.2.5 其他

(1) 《春风油田排 612-22 块产能建设工程》环境影响评价委托书，中石化新疆新春石油开发有限责任公司；

(2) 《春风油田排 612-22 块产能建设工程可行性研究报告》，中石化新疆新春石油开发有限责任公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程、稠油开采、集输等作业内容，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，运营期以稠油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 影响因子识别

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、站场	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)	采出水	石油类	-

	工况)	井下作业废水	石油类	-
		增压泵站、联合站无组织废气排放	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、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼, 拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油田开发对当地农牧业影响； (5) 油田开发建设对生态景观的影响 (6) 废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《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、表 2 中石油烃	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、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、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、非甲烷总烃	非甲烷总烃、 NO_x 、 SO_2
噪声	Leq (dB (A))	Leq (dB (A))
固体废物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、污泥、油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	烃类、CO

		<p>(1)对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析；</p> <p>(2)结合当地的气象条件，对油田运营期间输油管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析；</p>
--	--	--

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

项目所在区域属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区。

2.4.2 水环境

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

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，考虑到项目区特点，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》，项目区属于三区划分中的重点监督区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

大气常规污染物（SO₂、NO₂、TSP、PM₁₀）执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准，对于其中未作出规定的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中确定的浓度限值 2.0mg/m³。其主要评价指标见 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准限值

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

(2) 水环境

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准。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

项目	标准限值	项目	标准限值
pH（无量纲）	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬（六价）	≤0.05	镉	≤0.005
氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量（COD _{Mn} 法， 以 O ₃ 计）	≤3.0	菌落总数（CPU/mL）	≤100
总大肠菌群 （MPN/100mL）	≤3.0	石油类	0.05

注：石油类标准引用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准

(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

评价范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，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	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43

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

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

油气集输无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度要求。具体标准限值要求见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	无组织排放监控浓度	4.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)

(2) 废水

项目运营期产生的采出水在春风二号联合站处理达标后回注油层，不向外部环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准，标准值见表 2.5-5。

表 2.5-5 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

注入层平均空气渗透率 (μm ²)		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量 (mg/L)	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率 (mm/a)	≤0.076				

	SRB (个/MI)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);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。

(4) 固体废物

《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001/XG1-2013);《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001/XG1-2013);《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB 65/T 3999-2017);《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3998-2017);《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017);生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)。

(5) 重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是稠油,其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)相关标准。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

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

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{oi} ——环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

注: C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值,如项目位于一类环境空气功能区,应选择响应的一级浓度限值;对仅有 8h 平均

质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		40.8
最低环境温度/°C		-36.6
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

参数名称	单位	NMHC
下风向最大落地浓度	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	84
最大浓度出现距离	m	132
评价标准	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	2000
最大占标率	%	4.19
$D_{10\%}$	m	0

表 2.6-3 的计算结果表明，油田非甲烷总烃最大占标率 P_{\max} 为 4.19%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，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 作为大气环境影响评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 地下水

(1) 评价等级

项目钻井区域无地表水系，且本项目的生产废水不排往地表水体，不对地表水进行评价，仅对地下水进行评价。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-4），本项目属石油、天然气开采项目，为 I 类项目。因自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，区域地下水不敏感，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 2.6-4、表 2.6-5），确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.6-6 地下水环境影响评价工作等级划分

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

(2) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查评价范围确定方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查评价范围，具体见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积 (km ²)	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标, 必要时适当扩大范围。
二级	6-20	
三级	≤6	

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级, 项目地下水环境现状调查范围 6-20km², 具体范围包括本工程开发范围, 并适当向外扩大, 调查评价面积不小于 20 km²。

由表 2.6-4、表 2.6-5 和表 2.6-6 可知, 地下水环境影响评价等级为二级; 评价范围确定为: 以区块为中心, 区块边界向地下水下游方向 (东南方向) 延伸 2km, 向地下水上游及两侧方向延伸 1km, 评价区面积约 10km²。

2.6.3 地表水

(1) 评价等级

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

(2) 评价范围

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

2.6.4 生态

(1) 评价等级

本项目开发油区面积为 3.37km², 为荒漠戈壁, 以荒漠生态系统为主。评价区内无自然保护区、风景名胜区和水源保护区等特殊生态敏感区和重要生态敏感区, 属于一般区域。工程占地面积小于 2km², 根据《环境影响评价技术导则—生态影响》(HJ19-2011) 的有关要求, 具体见表 2.6-8, 本项目生态评价工作等级确定为三级。

表 2.6-8 生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地 (水域范围)		
	面积≥20km ² 或 长度≥100km	面积 2-20km ² 或 长度 20-100km	面积≤2km ² 或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级

一般区域	二级	三级	三级
------	----	----	----

(2) 评价范围

本项目的生态评价范围为：对工程所在范围向外围扩展 1km，进行区域性评价，评价范围约 10km²，其中对区块内的地面工程，如集输管线、油区道路，两侧各 0.2km 带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险评价等级和评价范围

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。项目区最大存储量 100t。

危险物质数量与临界量比值 $Q=100/2500=0.04$

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 2.6-9。

表 2.6-9 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 声环境评价等级和评价范围

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

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为三级。

声环境评价范围为各井场、站场、管线及道路周围 200m 范围内。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

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

- (1) 生态环境影响评价；
- (2) 地下水环境影响评价；
- (3) 固体废物影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。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，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1 及图 2.6-1 敏感点及评价范围示意图。

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	环境保护要求
1	生态环境	项目区内林地	井区范围内	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
2	大气环境	项目区环境空气	井区及周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
3	水环境	评价范围内地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
4	声环境	项目区声环境	井区周边	《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类标准
5	环境风险	项目区土壤、地下水	油田内部	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 项目名称和性质

项目名称：春风油田排 612-22 块产能建设工程。

项目性质：新建。

3.1.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝，春光油田排 2 块北偏东 12km 处，距克拉玛依市约 50km。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。排 612-22 块位于春风油田东部，北邻排 612 块，东与排 626 块相邻，主力含油层系为新近系沙湾组一段 1 砂组。

3.1.1.3 建设规模

本项目主力含油层系为新近系沙湾组一段 1 砂组，油藏埋深 360~420m，储层渗透率 $1731\sim 2765\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，平均地面原油粘度 13900~44000 mPa·s，属特稠油油藏。动用石油地质储量 $244.6\times 10^4\text{t}$ 、含油面积 3.37km^2 ，蒸汽吞吐开发。

本项目新钻油井 29 口（水平井 7 口、定向井 22 口），新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m；利用老油井 4 口（排 626-1、排 626-4、排 626-5、排 601-31）（老井钻井工程已取得克拉玛依市生态环境局环评批复，见附件 2）。新增产能 $4.39\times 10^4\text{t/a}$ ，累积产油 $32.1\times 10^4\text{t}$ ，采出程度 21.9%。

3.1.1.4 工程组成

本项目组成包括 29 口新井的钻井工程，33 口部署井的采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。

主要工程包括实施部署新钻井油井 29 口（水平井 7 口、定向井 22 口），新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m；利用老油井 4 口（排 626-1、排 626-4、排 626-5、排 601-31）。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	4.39	
2	钻井工程	钻井	口	33	新钻油井 29 口(水平井 7 口、定向井 22 口); 利用老油井 4 口
3	油气集输工程	集油管线	km	6.72	新建 $\Phi 88.9 \times 6$ 20#单井集油管线共 2.88km, 新建 $\Phi 114.3 \times 6.5$ 20#集油管线共 1.68km, 新建 $\Phi 168.3 \times 7$ 20#集油干线共 0.72km, 新建 $\Phi 219 \times 7$ 20#集油管线共 1.44km;
		注汽管线	km	4.12	新建 D88.9 \times 8.0 固定注汽管线 3.3km; 新建 D114.3 \times 11.0 固定注汽管线 0.82km
5	公用工程	10kV 架空线路	km	5.45	新建 10kV 架空线路 5.45km
		RTU	套	33	每座井口设 1 套 RTU
6	环保工程	污水处理系统	m ³ /d	10000	实际污水处理量 5000m ³ /d, 处理能力富余
7	依托工程	春风二号联合站			设计处理能力 60 \times 10 ⁴ t/a, 现状处理量约 48 \times 10 ⁴ t/a, 采用大罐掺蒸汽热化学沉降脱水
		5#注汽站(含在排 601-20 项目中)			配套 1 台 130t/h 循环流化床锅炉
		601-20 增压泵站			排 601-20 增压泵站 2015 建成投产, 为全自动无人值守站场, 主要负责排 601-20 区块部分油井的增压输送任务, 具有增压、事故储存等功能, 设计转输能力 2000m ³ /d。
		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
		含油污泥			委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等具有含油污泥处置资质的单位进行处理

3.1.1.5 工程投资

工程总投资 3745.26 万元, 其中钻井工程 882.92 万元、地面工程 2862.34 万元。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 区域地层特征

新疆春风油田排 612-22 块地层自下而上发育石炭系基岩、中生界侏罗系、白垩系吐谷鲁群、新近系沙湾组、塔西河组和独山子组以及第四系西域组(表 2.2-1)。据区域背景资料, 经地震、钻井资料证实, 各层组之间多为角度或平行不整合接触, 侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上。

表 3.1-2 春风油田排 612-22 块地层简表

地层					排 612-22 井
界	系	统	组	代码	底界, m
新生界	第四系	更新统	西域组	Q _{1x}	270.0
	新近系	上新统	独山子组	N _{2d}	
		中新统	塔西河组	N _{1t}	
			沙湾组	N _{1s}	360.0
中生界	白垩系	下白垩统	吐谷鲁群组	K _{1tg}	410.0
	侏罗系			J	▽
上古生界	石炭系			C	▽

(1) 石炭系(C)

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

(2) 侏罗系(J)

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

(3) 下白垩统吐谷鲁群组(K_{1tg})

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

(4) 新近系沙湾组(N_{1s})

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

泥岩逐渐变厚，北部局部见砾岩；2 砂组岩性主要为大套灰褐色细砂岩，灰绿色泥岩，灰色、褐灰色含砾细砂岩，灰色细砂岩；3 砂组岩性主要为厚层灰色中、细砂岩、含砾砂岩，夹灰绿色泥岩。新近系沙湾组与下伏地层呈角度不整合接触。

(5) 新近系塔西河组及以上地层

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

3.1.2.2 区域构造特征

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

排 612-22 井区 $N_1s_1^1$ 发育 1 个砂体，北部有东西走向边界断层与排 625 块相分隔，南部与排 601-20 块相邻。春风油田断层延伸一般为几百米到数公里，断距较小，一般 10~30 米，均为正断层，主体呈 NW-SE 或近 SN 向分布，其排列方式与盆地内部局部区块的构造应力场性质基本一致。排 612-22 区域主要发育四条大的断层 f_1 、 f_2 、 f_3 和 f_4 ，其中 f_1 为春风油田南北大断层，东倾，近南北走向，延伸长度 10km 以上，落差 10~30 米； f_2 北西南东向，东北倾向，断层延伸长度约 2km，落差 5~15m 左右； f_3 为近东西走向，北倾，断层延伸 3km 以上，落差 5~15m 左右； f_4 为近东西走向，南倾，断层延伸 1km 以上，落差 10~15m 左右；其中 f_1 为排 612-22 砂体的西边界断层， f_2 - f_8 为本块排 612-22 井区和排 601-监 10 井区的边界断层， f_3 为排 612-22 砂体和排 625 砂体的边界断层。区内发育一些内部小断层，近南北向或者近东西向，断层延伸长度约 200~2000m，落差 5~15m。

排 612-22 块 $N_1s_1^1$ 砂体顶面构造形态整体北高南低，为向南东倾没的单斜构造，构造整体比较平缓，构造倾角 1~2 度，砂体构造顶面埋深 340~380m。

3.1.2.2 油藏类型及储量

(1) 油藏类型

排 612-22 块 $N_1s_1^1$ 砂体油藏埋深 360~420m，与下伏白垩系吐谷鲁群呈角

度不整合接触，砂体东西分别以断层和砂体尖灭线为界，综合分析其油藏类型为受构造控制的浅薄层地层特稠油油藏。

(2) 储量

排 612-22 井区合计圈定含油面积 3.37km²，石油地质储量 244.6×10⁴t。

3.1.2.3 流体性质参数

(1) 原油性质

根据排 612-22 井区新近系沙湾组一段 1 砂组试采分析，该块新近系沙湾组一段 1 砂组油藏 24.3℃时，脱气原油粘度为 25000mPa·s，属特稠油，见图 3.1-1。

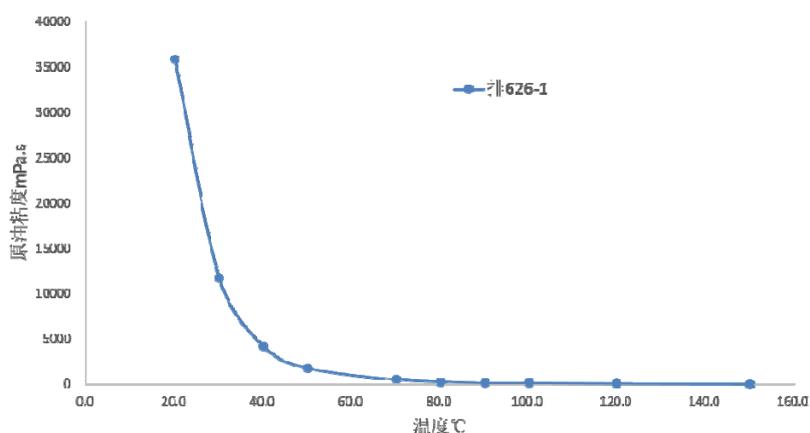


图 3.1-1 排 612-22 井区 N_{1s1}¹ 粘温曲线

(2) 地层水性质

据排 612-22 井区水样分析，N_{1s1}¹ 地层水性质如下：

氯离子：26863.3mg/L；

总矿化度：43383mg/L；

水型：CaCl₂型。

3.1.3 井区开发现状

该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底部发现了大片的稠油。二十世纪八十年代中期以来，随着三维地震技术的发展，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、排 103 井两口探井，分别在新近系、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。

2008 年 4 月在该块部署了 10m×10m 三维地震勘探。2012 年 8 月以来，排 612-22 块 N1s11 先后新完钻了排 601-监 10 井 1 口监察井，排 612-13、排 612-22、排 626-1 等 3 口评价井。

排 601-20 块产能建设工程于 2013 年实施，部署油井 156 口，其中水平井 62 口，直（斜）井 94 口（利用老井 2 口），年建产能 $23 \times 10^4 \text{t}$ 。建设了 2 座 2000t/d 增压泵站，建设了 1 座燃煤注汽站（春风油田 5#注汽站），建设了 4911m² 公寓楼 1 栋，建设主干道 12.7km，建设由主干道接至各单井的砂石路 16.3km。建设了集油管线 22.05km，外输管线 5.4km，建设了春风联合站至注汽站输水管线 4km。建设了污水资源化处理站 1 座，产水规模为 5000m³/d。

原自治区环保厅于 2014 年 5 月以《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）对该工程的环境影响报告书进行了批复，目前该工程已完成。中石化新疆新春石油开发有限公司已于 2018 年 11 月对排 601-20 项目进行了自主环保验收（见附件 5）。

3.1.4 总体开发方案

3.1.4.1 开发部署

计划部署油井 33 口，其中新钻油井 29 口（水平井 7 口、定向井 22 口），新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m；利用老油井 4 口（排 626-1、排 626-4、排 626-5、排 601-31）。采用组台+单井方式开发，部署井台 15 座，其中单井井场 4 座，2 井式井场 6 座，3 井式井场 4 座，5 井式井场 1 座。动用石油地质储量 $244.6 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 3.37km²，采用蒸汽吞吐开发。新增产能 $4.39 \times 10^4 \text{t/a}$ ，累积产油 $32.1 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 21.9%。新建 $\Phi 88.9 \times 6 20\#$ 单井集油管线共 2.88km，新建 $\Phi 114.3 \times 6.5 20\#$ 集油管线共 1.68km，新建 $\Phi 168.3 \times 7 20\#$ 集油干线共 0.72km，新建 $\Phi 219 \times 7 20\#$ 集油管线共 1.44km；新建 $D88.9 \times 8.0$ 固定注汽管线 3.3km；新建 $D114.3 \times 11.0$ 固定注汽管线 0.82km；配套电力、防腐、通信工程。

按照油田“四化”设计标准，油井采用“掺蒸汽串接流程”集输模式，区块内集油管网采用枝状串接模式，单井产液串接入新建集油干线后碰接 601-20 增

压站至春风二号联合站已建集油干线，最终输送至春风二号联合站处理。

3.1.4.2 开发指标预测

排 612-22 区块部署新井 29 口，利用老井 4 口，第一年产油量 5.06×10^4 t，预计前三年平均新建产能 2.69×10^4 t，生产 12 年，累积产油 19.05×10^4 t，采收程度 16.44%（表 3.1-4）。

表 3.1-4 分年生产指标预测总表

时间	开发方式	生产井（口）	年注汽 10^4 t	年产油 10^4 t	含水%
1	吞吐	33	7.6	5.06	56.8
2		33	8.1	4.30	61.3
3		33	8.5	3.65	66.9
4		33	9.0	3.29	73.3
5		33	9.5	2.96	78.3
6		33	10.0	2.66	82.6
7		33	10.5	2.40	85.6
8		33	10.5	2.16	87.3
9		33	10.5	1.95	88.7
10		33	10.5	1.77	89.7

3.1.5 主体工程

主体工程包括钻采工程、油气处理工程、油气集输工程、水处理工程、污水回注工程等，纳入本次工程内容的主要为钻采工程和油气集输工程，其他均依托原有设施。

3.1.5.1 钻采工程

（1）钻井工程

工程新钻井 29 口，其中水平井 7 口，定向井 22 口，新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m。采用 $\Phi 273.1 \times 8.89$ J55 表层套管， $\Phi 177.8 \times 9.19$ P110HB 油层套管。水平井采用筛管完井，直井套管射孔完井。油井管内循环充填防砂投产，采用 $\Phi 57$ mm 有杆泵机械采油方式生产。

（2）井身结构

本项目水平井、定向井均采用二开井身结构。

水平井：

一开下入 $\Phi 273.1$ mm 表层套管至井深 80m，水泥均返至地面。

二开下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管至 A 靶点，水平段下 $\Phi 177.8\text{mm}$ 割缝管。

定向井：

一开下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管至井深 80m，水泥均返至地面。

二开下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管，水泥均返至地面。

井身结构数据表见表 3.1-5 和图 3.1-4、图 3.1-5。

表 3.1-5 井身结构设计表

井号	完钻井深(m)	井身结构
排 626-平 12	680.85	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 670$ (其中 490m~670m 为割缝管)
排 626-斜 15	406.12	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 403$
排 626-平 13	721.65	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 711$ (其中 491m~711m 为割缝管)
排 626-斜 16	409.50	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 406$
排 626-平 14	730.57	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 720$ (其中 500m~720m 为割缝管)
排 626-平 15	700.99	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 690$ (其中 500m~690m 为割缝管)
排 626-斜 17	417.33	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 414$
排 626-平 17	709.36	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 699$ (其中 509m~699m 为割缝管)
排 626-平 16	712.50	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 702$ (其中 501m~702m 为割缝管)
排 626-斜 18	425.66	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 422$
排 626-斜 19	436.59	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 433$
排 626-平 18	704.00	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 694$ (其中 503m~694m 为割缝管)
排 601-斜 573	441.12	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 438$
排 601-斜 569	445.73	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 442$
排 601-斜 572	457.82	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 454$
排 601-斜 571	453.62	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 450$
排 601-斜 568	467.55	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 464$
排 601-斜 576	460.65	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 457$
排 601-斜 575	441.93	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 438$
排 601-斜 570	466.67	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 463$
排 601-斜 577	447.92	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 444$
排 601-斜 578	452.95	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 449$
排 601-斜 574	451.68	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 448$
排 601-斜 580	442.01	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 439$
排 601-斜 579	435.73	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 432$
排 601-斜 582	433.32	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 430$
排 601-斜 581	419.54	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 416$

井号	完钻井深(m)	井身结构
排 601-斜 583	415.05	$\Phi 273.1 \times 80 + \Phi 177.8 \times 412$
排 601-斜 584	414.10	$\Phi 273.1 \times 90 + \Phi 177.8 \times 411$

注：水平井套管下至 B 靶点。

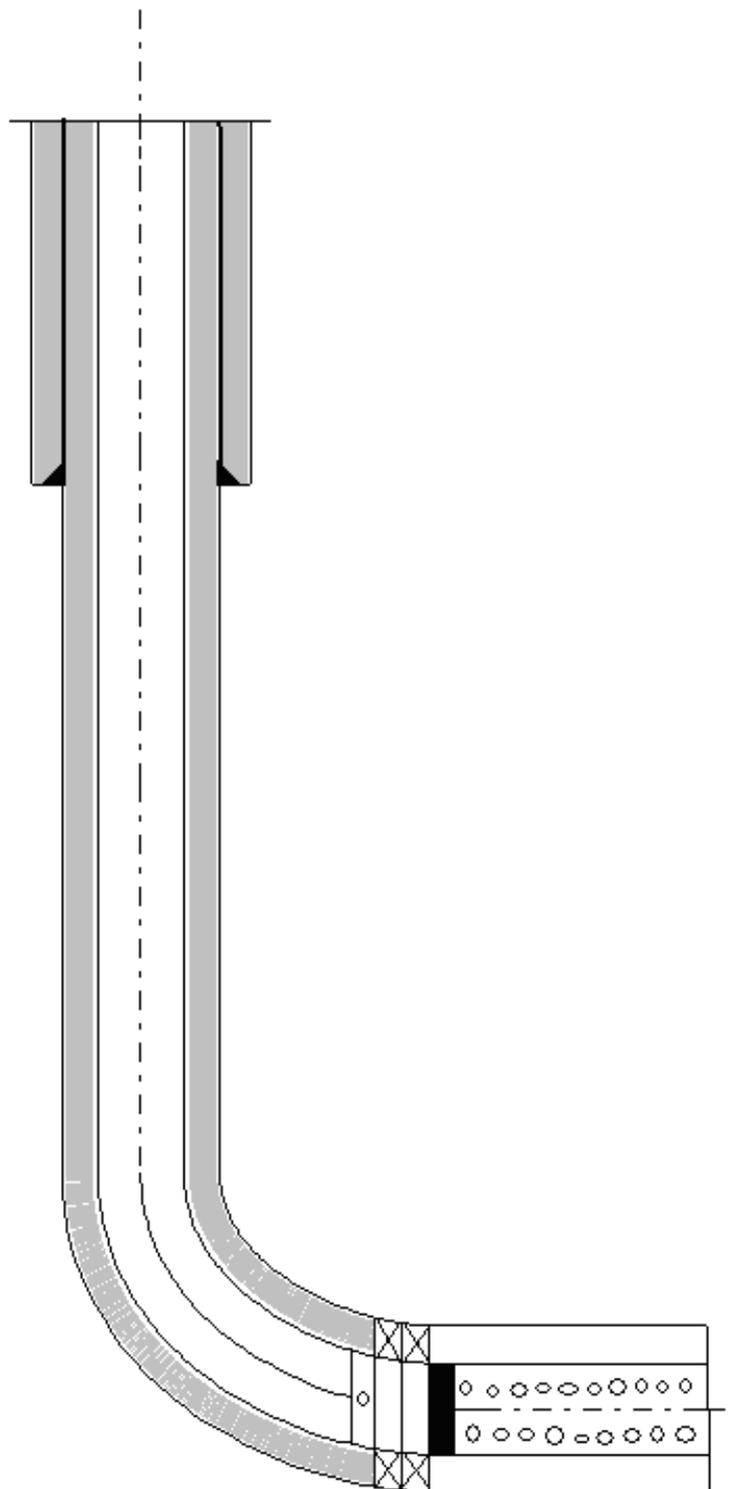


图 3.1=2 水平井井身结构（以排 626-平 16 井为例）

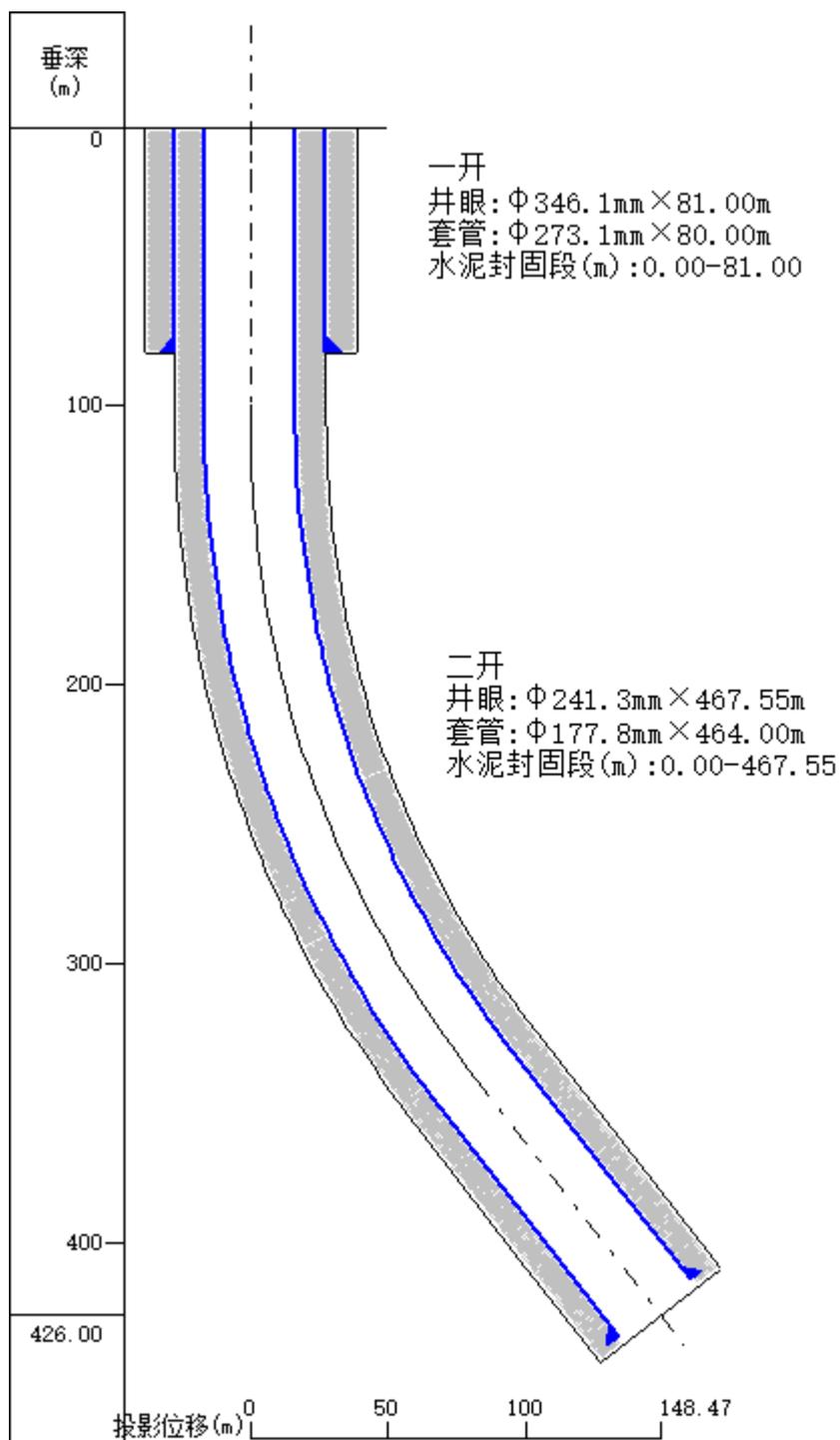


图 3.1-3 定向井井身结构 (以排 601-斜 568 井为例)

(3) 钻井液

钻井液体系: 膨润土浆--聚合物润滑防塌钻井液

钻井液性能: 一开密度 $1.05\sim 1.10\text{g/cm}^3$, 粘度 $30\sim 40\text{s}$ 。二开密度 $1.05\sim 1.13\text{g/cm}^3$, 粘度 $40\sim 50\text{s}$ 。

钻井液配方:

配浆：淡水+(6~8)%膨润土+(0.3~0.5)%碳酸钠

钻进：(4~5)% 膨润土+ (0.3~0.5)%碳酸钠+ (0.2~0.3)%钻井液用聚丙烯酰胺干粉+(1~2)%钻井液用天然高分子降滤失剂+(2~3)%钻井液用水基润滑剂-2

添加剂：聚阴离子纤维素、工业用氢氧化钠、钻井液用改性铵盐、随钻堵漏剂

(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。

二开水平井油层套管采用筛管顶部注水泥固井方式，定向井套管固井采用预应力固井方式，要求水泥返至地面。

3.1.5.2 油气集输工程

根据分布位置及周边已建配套设施，油井采用“功图计量、掺蒸汽串接流程”集输模式。

排 612-22 块新布油井 33 口（其中老井 4 口），排 612-22 区块距离春风二号联合站直线距离约 0.5km，距离 601-20 增压站约 0.9km，周边建有完善的集输系统。依托已建排 601-20 增压站及春风二号联合站，采用西部稠油标准化设计“功图计量、掺蒸汽串接流程”模式，采出液串接进入排 601-20 增压站外输干线后转输进入二号联合站处理。集输管网示意图 3.1-4。

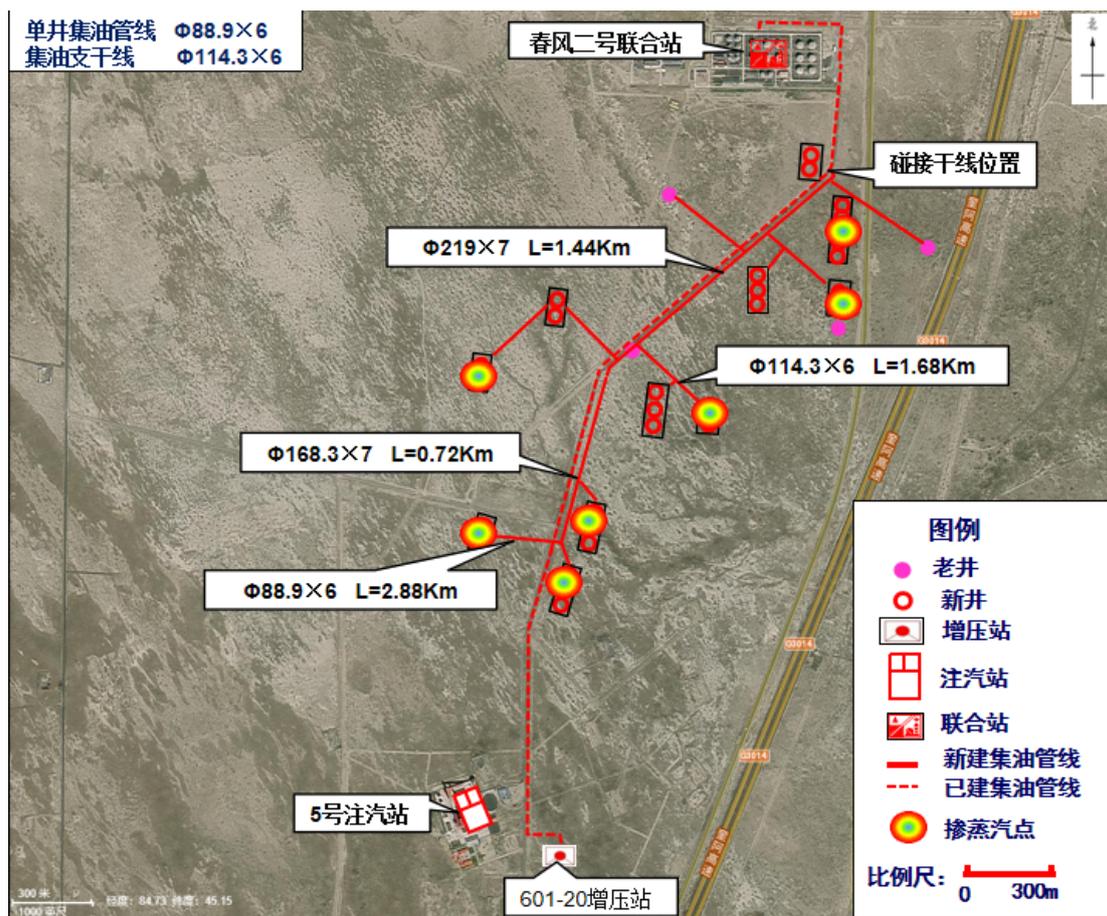


图 3.1-4 集输管网示意图

流程描述：油井产液采用示功图计量，计量完成后利用注采合一管线串入集油管网，然后接入排 601-20 增压站外输干线后转输至春风二号联合站，工艺流程如图 3.1-4 所示。

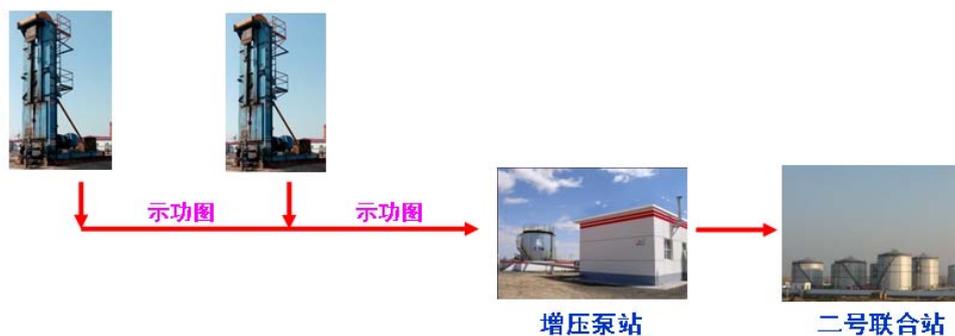


图 3.1-4 工艺流程图

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) 注汽参数

水平井：8t/m；

直井：150t/m~200t/m。

直井、斜井注汽速度：8t/h~10t/h

水平注汽速度：10t/h~12t/h

注汽井口蒸汽干度：≥70%

井口注汽压力：8MPa~10MPa

集输掺汽压力：1.2MPa

集输年掺汽量： $0.30 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 蒸汽量计算

区块年最大开采注汽量 $10.50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，集输掺汽量 $0.30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，区块蒸汽最大需求量 $10.80 \times 10^4 \text{t/a}$ 。蒸汽量计算见表 3.1-2。

表 3.1-2 区块蒸汽量计算表

区块	开采方式	开采注汽量 (10^4t/a)	集输掺蒸汽量 (10^4t/a)	总蒸汽量 (10^4t/a)
排 612-22	蒸汽吞吐	10.50	0.30	10.80

(3) 周边注汽站

5#注汽站，锅炉总容量 130t/h，位于区块南 0.9km 处，设计年产蒸汽量 $93.38 \times 10^4 \text{t/a}$ ，在用汽量为 $21.02 \times 10^4 \text{t/a}$ ，注汽站富余能力 $72.36 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本方案设计用汽量 $10.80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，5#注汽站富余能力满足本方案注汽量的需求。

5#注汽站去往 612-22 区块的注汽管线主管管径为 DN100 和 DN125，可以满足新建注汽井和已有井同时用汽需求。

(4) 注汽方案

5#注汽站位于排 612-22 区块南侧，富余供汽能力满足区块注汽要求，其中 626-1 井位于国道东侧，建设固定管网不便，且路由距离 4.5km，干度降和压力降较大，拟采用活动锅炉注汽的方式。其余注汽井接入 5#注汽站至 2#联合站方向的现有注汽管网，接入管网的最远井台距离 5#注汽站直线距离 2.8km，折线距离 3.6km，均在注汽半径范围内，则由 5#注汽站负责供汽。新建 $D88.9 \times 8.0$ 固定注汽管线 3.3km；新建 $D114.3 \times 11.0$ 固定注汽管线 0.82km。管网布置见图 3.1-6。

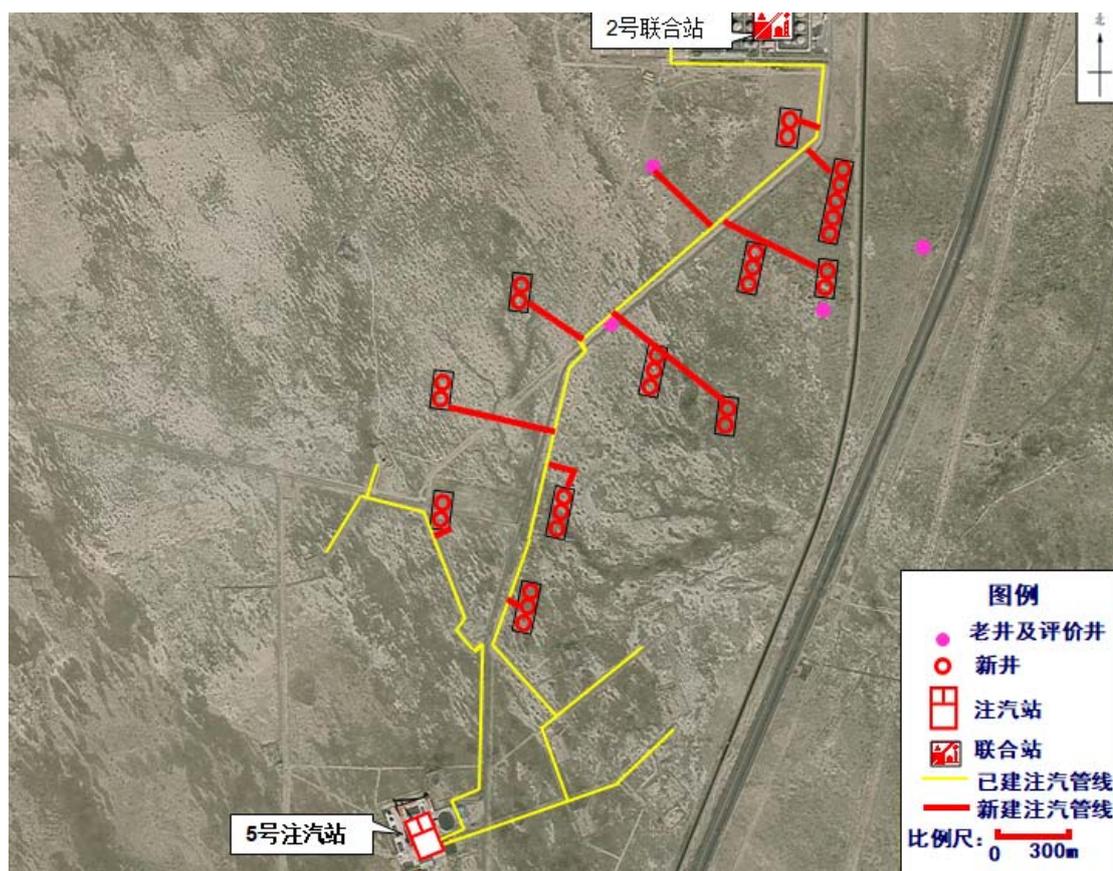


图 3.1-6 管网布置布置

3.1.6.2 供配电工程

供配电工程主要为井场的用电设备供配电。电源引自附近线路，新建 10kV 架空线路 5.45km。

3.1.6.3 自控工程

根据胜利油田分公司“四化”建设要求及本项目建设需求，对区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 33 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。

卸油台信号上传至卸油台值班室已建 PLC 控制柜。

3.1.6.4 通信工程

本项目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 道路工程

工程所在区域路网发达，不考虑设置主干路；另外，通井路利用钻前路，工

程也不考虑。

3.1.6.6 防腐设计

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

3.1.7 依托工程

依托工程包括春风二号联合站、新春 5#注汽站、601-20 增压泵站、克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司、128 团生活垃圾填埋场，各依托工程简介见表 3.1-6。

表 3.1-6 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 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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 。	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。2018 年 11 月，企业已组织了自主验收。
	5#注汽站	建成 1 台 130t/h 循环流化床锅炉，设计年产蒸汽量 $93.38 \times 10^4 \text{t/a}$ ，在用汽量为 $21.02 \times 10^4 \text{t/a}$ ，注汽站富余能力 $72.36 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	5#注汽站包含在春风油田排 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。2018 年 11 月，企业已组织了自主验收。
	601-20 增压泵站	设计转输能力 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际转输量 $900 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油含水率 91%，进站温度 $75^\circ\text{C} \sim 80^\circ\text{C}$ ，进站压力约 0.2MPa 。	601-20 增压泵站包含在春风油田排 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。2018 年 11 月，企业已组织了自主验收。
	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。	新疆维吾尔自治区生态环境厅于 2013 年 5 月 16 日给克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司发放了危险废物经营许可证，编号 6502040022。
	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

(1) 概况

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 3.1-7。

表 3.1-7 春风二号联合站运行情况表

站场名称	设计原油处理能力		实际原油处理量 (t/d)	设计污水处理能力 (t/d)	实际污水处理量 (t/d)	新增 (最大值) (t/d)	备注
	(10 ⁴ t/a)	(t/d)					
春风二号联合站	60	1644	1150	10000	5000	180.5	满足

(2) 主要设备

目前春风二号联合站站内主要设备见表 3.1-8，联合站平面布置见图 3.1-6。

表 3.1-8 春风二号联合站站内主要设备表

类型	名称	规格型号	数量	投产时间	运行工况	备注
常压容器	一次沉降罐	5000m ³	2	2013.11	在用	
	二次沉降罐	5000m ³	2	2013.11	在用	
	净化油罐	5000m ³	2	2013.11	在用	
	储油罐	5000m ³	6	2014.06	在用	
动力设备	原油装车泵	Q=90m ³ /h, H=100m	3	2013.11	在用	功率 57.4kW
	原油提升泵	Q=90m ³ /h, H=100m	2	2013.11	备用	功率 57.4kW
	抽底水泵	Q=60m ³ /h, H=80m	2	2013.11	在用	功率 30.0kW
加热设备	蒸汽混掺装置	φ 530×7448	2	2013.11	在用	

3.1.1.7.2 新春 5#注汽站

新春 5#注汽站配套了 1 台 130t/h 循环流化床锅炉，该工程包含在春风油田排 601-20 块产能建设工程中。自治区环保厅于 2014 年 5 月出具了《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》。2017 年 11 月 19 日，中石化新疆新春石油开发有限公司组织相关单位和特邀专家对该工程进行了自主

环保验收，该工程顺利通过验收。

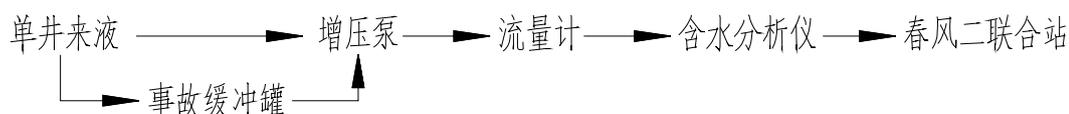
5#注汽站位于排 612-22 区块南侧，富余供汽能力满足区块注汽要求，其中 626-1 井位于国道东侧，建设固定管网不便，且路由距离 4.5km，干度降和压力降较大，拟采用活动锅炉注汽的方式。其余注汽井接入 5#注汽站至 2#联合站方向的现有注汽管网，接入管网的最远井台距离 5#注汽站直线距离 2.8km，折线距离 3.6km，均在注汽半径范围内，则由 5#注汽站负责供汽。

3.1.7.3 601-20 增压泵站

排 601-20 增压泵站 2015 建成投产，为全自动无人值守站场，主要负责排 601-20 区块部分油井的增压输送任务，具有增压、事故储存等功能。

排 601-20 增压泵站设计转输能力 2000m³/d，目前实际转输量 900m³/d，原油含水率 91%，进站温度 75℃~80℃，进站压力约 0.2MPa。原油增压后管输送至春风二号联合站处理。

(1) 排 601-20 增压站生产流程



(2) 工艺设备

排 601-20 增压泵站内主要工艺设备见表 5.2-1。

表 5.2-1 排 601-20 增压泵站内主要工艺设备

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	单螺杆泵 Q=100m ³ /h, ΔP=1.6MPa	台	2	1用1备
2	500m ³ 事故缓冲罐	座	1	

3.1.7.4 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 6）。

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。

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 10）。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。

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（参见图 3.2-1）。

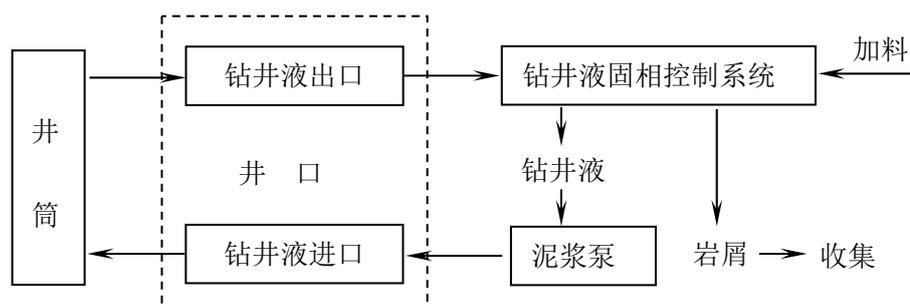


图 3.2-1 钻井液循环示意图

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

采用双层套管，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。

本项目部署油井 33 口，其中新钻油井 29 口（水平井 7 口、定向井 22 口），新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m；利用老油井 4 口（排 626-1、排 626-4、排 626-5、排 601-31）。

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 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。

排 612-22 块 $N_1s_1^1$ 砂体油藏埋深 360~420m，与下伏白垩系吐谷鲁群呈角度不整合接触，砂体东西分别以断层和砂体尖灭线为界，综合分析其油藏类型为受构造控制的浅薄层地层特稠油油藏。热采开发。

3.2.1.5 原油集输

依托已建排 601-20 增压站及春风二号联合站，采用西部稠油标准化设计“功图计量、掺蒸汽串接流程”模式，采出液串接进入排 601-20 增压站外输干线后转输进入二号联合站处理。

3.2.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期（包括服役期满）二个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、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

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
钻井	1、排放废弃钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	开发期
	2、排放污水	土壤、地下水	
	3、设备、车辆产生噪声	声环境	
	4、排放车辆、设备尾气	环境空气	
	5、井喷时产生的油气及其引起爆炸、火灾等	土壤、地表水、地下水、环境空气及生态系统	事故状态
管线敷设	1、平整施工带，开挖管沟，建设施工便道，设备、车辆碾压等	土壤及植被	开发期
	2、排放设备、车辆尾气	环境空气	
	3、设备、车辆产生噪声	声环境	
	4、施工固体废物	土壤	
道路建设	1、占用土地，改变原有土地使用功能	土壤、植被	开发期
油品集输及处理	1、排放采出水	地下水、地表水	事故或非正常
	2、原油处理站、接转站排放废气	环境空气	生产期
	3、产生含油污泥	土壤	
	4、产生设备噪声	声环境	
	5、油品泄漏、采出水泄漏	土壤、地表水、地下水	事故
井下作业	1、产生作业废水	土壤、地表水	开发/生产期
	2、产生作业废气	环境空气	
	3、产生设备噪声	声环境	

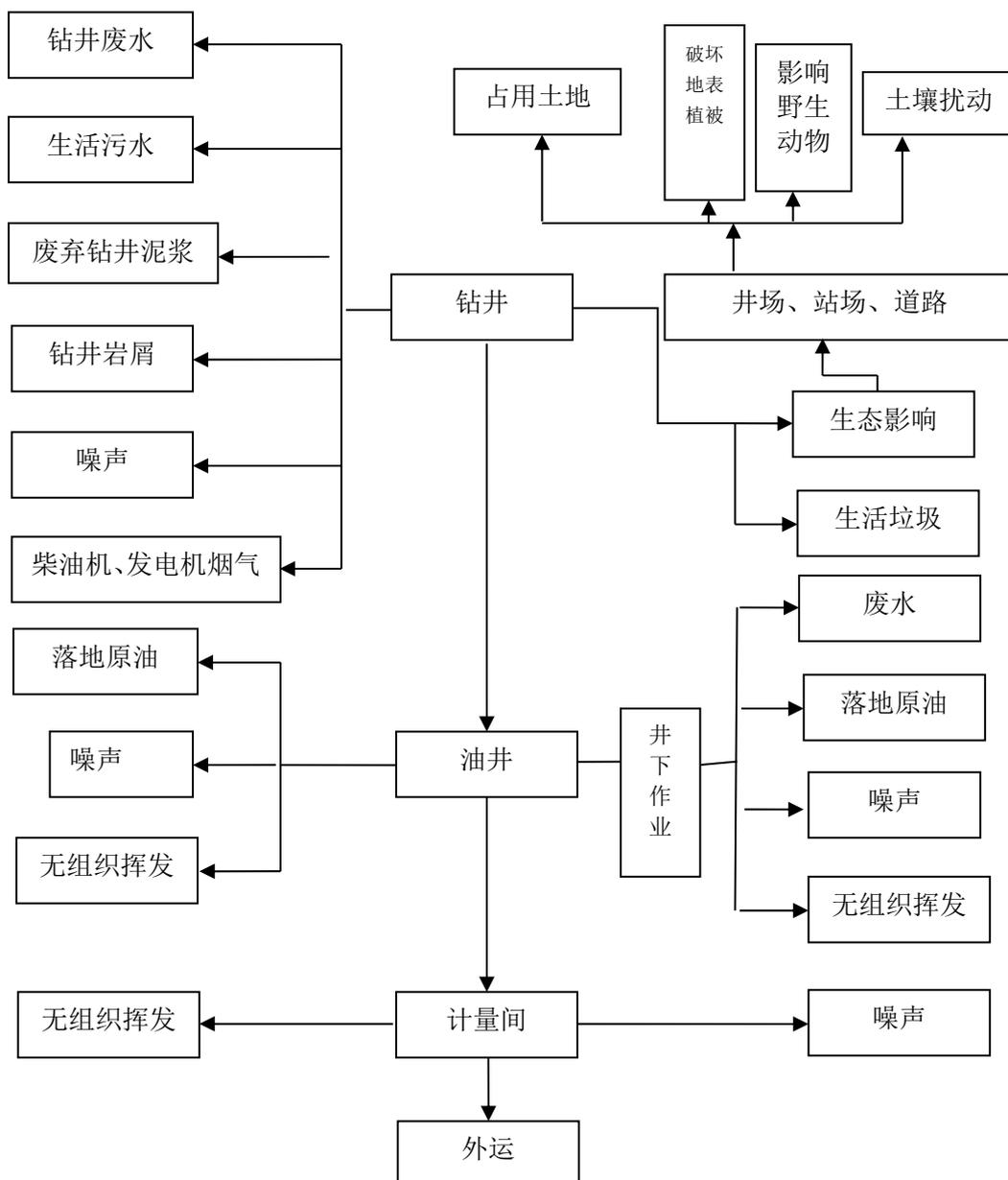


图 3.2-2 油田开发过程污染物排放流程

3.2.3 施工期环境影响因素分析

3.2.3.1 生态影响因素

本次工程道路依托井区原有道路，不再新建道路，因此，生态影响主要体现在站场、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。

本次排 612-22 沙湾组开发油区面积 3.37km²，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 5.868hm²，临时占地面积 8.504hm²，工程占地类型为未利用地和林地，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	钻井井场	3.7	2.0	部署井台 15 座，其中单井井场 4 座，2 井式井场 6 座，3 井式井场 4 座，5 井式井场 1 座
2	集油管线	1.344	4.032	6.72km，临时占地宽度 6.0m，永久占地宽度 2.0m 计
3	注汽管线	0.824	2.472	4.12km，临时占地宽度 6.0m，永久占地宽度 2.0m 计
	合计	5.868	8.504	

备注：井场范围：单井 50*70m²；二井同台 50*75m²；三井同台 50*80m²；五井同台 50*90m²。永久占地：单井 1500m²；二井同台 2250m²；三井同台 3300m²；五井同台 4200m²。

3.2.3.2 开发期污染源分析

(1) 废气污染源

开发期废气污染源主要是钻井期间柴油机、发电机产生的燃烧烟气，主要废气污染物为 SO₂、NO_x、CO、总烃等。根据排 612 区块钻井经验，单井建设期柴油的消耗量约为 15t，则本项目新钻 29 口井建设期柴油用量合计为 435t。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每消耗柴油 175g，产生 CO 2.4g、NO₂10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、NO₂和总烃量可用下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{CnHm} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

式中：m—柴油机消耗柴油量。

柴油中硫含量按照 0.2%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂为 4.0kg。

因此，单井废气污染物产生量：CO 205.7kg，NO₂ 942 kg，烃类 349.7kg，SO₂ 60kg，本项目新钻井 29 口，则整个钻井期间向大气中排放 CO 5.98t，NO₂

27.37 t, 烃类 10.15 t, SO₂ 1.74t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(2) 废水污染源

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

钻井期间产生的废水主要为钻井废水, 包括:

A、机械冷却废水: 包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等;

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

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

D、其他废水: 包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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

本项目新钻井 29 口, 总进尺 14605.48m, 根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果, 每百米进尺排放产生废水 11.28m³, 钻井废水产生量约为 1195.68t。钻井废水中的主要污染物的浓度分别为: SS 1580mg/L、COD 4500mg/L、石油类 80mg/L、挥发酚 0.15mg/L。钻井废水中的主要污染物含量分别为: SS2.62t、COD26.32t、石油类 0.47t、挥发酚 0.0008t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排。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。

(3) 固体废物污染源

① 钻井岩屑

钻井过程中的钻井液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:

$$W=1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times \rho \times d$$

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，取 d=2.2。

本工程钻井总进尺 14605.48m，据此，可计算得出本工程岩屑产生量约为 2125m³。

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《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建筑垃圾

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。

（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，声强一般在 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

（5）开发期污染物排放汇总表

开发期污染物排放汇总见表 3.2-5。

本工程钻井总进尺 14605.48m，据此，可计算得出本工程岩屑产生量约为 2125m³。

表 3.2-5 开发期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大	井场	钻井废气	CO	5.98 t	大气
			NO ₂	27.37 t	

气 污 染 物			SO ₂	1.74 t	
			烃类	10.15t	
水 污 染 物	井场	钻井废水	产生量	1195.68t	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。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。
			SS	2.62 t	
			COD	26.32 t	
			石油类	0.47 t	
			挥发酚	0.0008t	
固 体 废 物	井场	钻井岩屑	岩屑	2125 m ³	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《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
噪 声	井场	柴油发电机	/	95	声环境
		钻机	/	98	
		泥浆泵	/	90	
	处理站、接转站等	构筑物施工机械	/	80-105	

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

本项目最大年产出污水量为 $21 \times 10^4 \text{t}$ ；根据排 612 区块验收报告，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚、NH₃-N，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L，60mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚和 NH₃-N 的年产生量分别为 9.22t、943.03t、14.56t、0.032t 和 12.56t。

(2) 生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。生活区的污水经已建的一体化污水处理系统处理，处理达到《污水综合排放标准》二级标准后，冬储夏灌。

(3) 井下作业废水

井下作业废水产生是临时性的，平均每次修井排放废液 45m^3 ，按每井每年维修 1 次计算。根据排 612 区块验收报告，井下废水中主要污染物为石油类、SS、COD 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，其浓度分别为 2000mg/L 、 1500mg/L 、 3600mg/L 、 60mg/L ，则运营期间单井井下作业一次产生的石油类、SS、COD 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 分别为 0.06t 、 0.04t 、 0.1t 、 0.0017t 。井下废水集中收集进入联合站内采出水处理系统，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。

3.2.4.2 废气污染源

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本项目 33 口井采用密闭集输，涉及产能 $4.39 \times 10^4\text{t/a}$ ，参照《环境影响评价技术指南（第二版）》（机械工业出版社）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 $0.1\% \sim 0.4\%$ 。本工程 33 口井油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1% ，则 VOCs 排放量为 4.39t/a 。

3.2.4.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

根据排 612 区块验收报告，一般每口井每年产生含油污泥 0.1t ，本项目共有生产井 33 口，预计年回收油泥 3.3t 。含油污泥属危险废物，统一交由克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等有资质的单位处理。

（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。生活区的生活垃圾集中收集后清运至 128 团垃圾填埋场填埋。

3.2.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场、联合处理站的机泵等设备噪声，噪声级为 $85 \sim 100\text{dB(A)}$ ，见表 3.2-6。

表 3.2-6 噪声源设备

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

3.2.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.2-7。

表 3.2-7 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量(t/a)	排放去向
油气集输	无组织排放	烃类	4.39	4.39	大气
采出水		SS	9.22	0	采出水和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)标准后回注油层
		COD	943.03	0	
		石油类	14.56	0	
		挥发酚	0.032	0	
		NH ₃ -N	12.56	0	
井下作业废水		石油类	0.06	0	集中收集进入联合站内采出水处理系统, 处理后回注油层
		SS	0.04	0	
		COD	0.1	0	
		NH ₃ -N	0.0017	0	
井场	油泥	-	3.3	0	拟委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等有资质的单位处理

3.2.5 区块开发环境影响回顾分析及整改建议

排 612 主体于 2012 年 11 月开始试油试采, 试油井 1 口, 试采井 7 口。排 612 区块部署井 263 口, 建设了 3 座 2000t/d 增压泵站, 建设了 1 座燃煤注汽站, 建设了春风二号联合站 (60×10⁴t/a), 配套了集输、注汽、道路等工程。2014~2017 年排 612 主体完成产能建设, 动用面积 9.4km², 动用储量 1228×10⁴t, 新建产能 27×10⁴t, 完钻井 274 口, 投产井 273 口。目前该块开井数 261 口, 日产液 3930t/d, 日产油 911t/d, 含水 76.8%, 累注汽 160 万吨, 累产油 67.2 万吨, 采出程度 5.5%, 回采水率 102%。

2018 年 11 月已完成竣工环境保护验收工作, 根据验收调查报告将油田现有污染及生态影响因素、采取环保措施的落实情况分述如下。

根据情况调查，工程所在区块未发现油井漏油造成区域污染的现象。

(1) 钻井工程环境保护措施落实情况回顾

钻井过程中的污染源主要来自钻井设备和钻井施工现场。废气主要来自大功率柴油机燃烧产生的废气及施工扬尘；废水主要为钻井废水和施工营地生活污水；噪声设备主要包括钻井井场内的发电机、柴油机等大型设备；固体废物主要有钻井岩屑、钻井泥浆和施工人员生活垃圾。此外，钻井队员和相关施工车辆活动会对施工范围内的土壤、植被的生态环境造成一定影响。

钻井工程采取的环境保护措施基本达到预期设计要求，效果良好。

(2) 生态环境影响回顾

本项目周围已对建成的井场永久性占地范围内进行了硬化处理，永久占地上的植被已完全清除，临时占地已平整。油区内道路规范，但存在井场道路扬尘污染显著、部分井场植被恢复效果差的问题，没有随意开设便道，减少和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。



(3) 大气环境影响回顾

现有工程运营期间的废气污染源为油气集输处理过程中无组织挥发的烃类。

油田集输处理过程中由于阀门、法兰等连接处的泄漏等，会产生无组织挥发性烃类排放。

根据环境空气质量现状监测数据表明，无组织排放的非甲烷总烃满足《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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

(4) 水环境影响回顾

钻井废水随钻井泥浆全部暂存于井场防渗泥浆池，固化填埋处理，钻井井场未发现遗留水环境问题。

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。采油废水和井下作业废水经春风联合站污水处理系统处理后+污水资源化利用工程处理达到注汽锅炉进水标准后，大部分用于锅炉注汽，多余部分处理达到《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，无外排。

（5）声环境影响回顾

井场噪声主要来自各种抽油机机泵产生的噪声，根据对生产井的噪声类比调查结果表明，生产井场界噪声均能满足相应标准要求。

（6）固体废物环境影响回顾

钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《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后，用于铺设通井路、铺垫井场等。

运营期产生的含油污泥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进行回收处理。落地原油做到 100%回收。

（7）整改建议

在工程开发建设中，优化井场道路设计，注意保护地面植被，施工结束后对临时占地采用人工撒播梭梭等土著草籽的办法进行植被恢复，对油田主干路进行硬化处理，减少扬尘污染。

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清理、回收处理，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《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

依托已建排 601-20 增压站及春风二号联合站，采用西部稠油标准化设计“功图计量、掺蒸汽串接流程”模式，采出液串接进入排 601-20 增压站外输干线后转输进入二号联合站处理。

排 612-22 块采用蒸汽吞吐开发，采取掺蒸汽管输+固定注汽模式。

(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，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 运营期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) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，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

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

本项目建设主要采取的环境管理措施如下：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

(3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管

理，对输油管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，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。

3.4 产业政策符合性分析

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。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.5 规划符合性分析

（1）能源发展“十三五”规划

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

（2）全国矿产资源规划

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

盆地区域的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

(3) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》

《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出，按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则，全面推进新疆油气资源开发利用。在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与程度，加大石油天然气资源在新疆加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕塔里木、准噶尔和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。对于油气开发，重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。本项目属于**准噶尔盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

(4) 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020年）

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

(5) 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

(6) 《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开发区域：①阿尔泰山非生态敏感区域黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石开发区域；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开发区域；③西准噶尔非生态敏感区域铬、金、膨润土、煤炭、石材开发区域；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开发区域；⑤西天山非生态敏感区域黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开发区域；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开发区域；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开发区域；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开发区域；⑨阿尔金山非生态敏感区域有色金属、金、石棉、玉石矿产开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的地块；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十

三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》。

(8) 《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》

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

本项目年建产能 $2.69 \times 10^4 \text{t}$ ，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。

(9) 《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》

《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》指出，“要加大乌鲁木齐-昌吉-石河子区域、奎屯-独山子-乌苏区域、库尔勒区域、克拉玛依市等重点区域的污染防控力度”。

本项目在加强风险事故防范措施的基础上，又针对本项目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。工程在控制环境风险防范方面是符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》提出的相关要求的。

(10) 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

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

重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

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

(11) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

本项目行政区隶属新疆克拉玛依市管辖，评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，工程将占用部分重点公益林，公益林保护等级为二级，建设单位将按照林业部门管理要求办理相关手续并积极采取恢复措施；工程设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

(12) 《克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》

《克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》中提出：加快推进“六大基地”建设，建成核心区国家能源大通道和油气生产加工储备基地、油气资源加工和化工产品出口集聚区、机械装备出口产业集聚区。突出油气勘探，夯实资源基础。进一步增加勘探投入，拓展油气勘探领域，努力寻找更多的优质储量，五年新增石油探明储量 5.4 亿吨，天然气 1600 亿方，力争探明 7.5 亿吨和 2200 亿方。以稳步开发为原则，实现油气产量持续增长。支持地方企业积极参与油气勘探开发合作，努力扩大生产规模。到 2020 年油气当量实现 1450 万吨，其中原油产量达到 1210 万吨（辖

区内原油产量实现 1160 万吨)，天然气产量达到 30 亿方以上。力争实现油气当量 1600 万吨。建成绿色、智慧、充满生机与活力的现代化大油气田，为建设“新疆大庆”作出更大贡献。

本项目共部署产能井 33 口，年建产能 4.39×10^4 t，符合《克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

(13) 《克拉玛依市生态建设与环境保护规划(2006-2020)》

《克拉玛依市生态建设与环境保护规划(2006-2020)》指出“克拉玛依市是一个在国家生态安全、能源安全、国防安全和政治安全战略格局中占据非常重要战略地位的以石油开采和加工为主导的区域性中心城市。在未来发展中，保护和建设好克拉玛依的生态环境，就是保护克拉玛依油田的进一步开发，就是保护克拉玛依人民的生活与生命安全，就是保护国家的生态安全、能源安全、政治安全和国防安全。”，并规划设计了“用达标废水进行油区绿化”的工程。

本次环评提出，工程开发应足额交纳补偿费用，尽可能地完成植被恢复工作。由此可看出，本项目只要严格落实环境影响报告书提出的生态保护措施，工程建设符合《克拉玛依市生态建设与环境保护规划(2006-2020)》。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

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

春风油田排 612-22 块位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝镇，距克拉玛依市约 50km。区块位于春风油田东部，北邻排 625 块，东与排 626 块相邻。

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，本项目位于春风油田东部。

春风油田排 612-22 块地层自下而上发育石炭系基岩、中生界侏罗系、白垩系吐谷鲁群、新近系沙湾组、塔西河组和独山子组以及第四系西域组(表 2.2-1)。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层组之间多为角度或平行不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上。

表 3.1-2 春风油田排 612-22 块地层简表

地层					排 612-22 井
界	系	统	组	代码	底界, m
新生界	第四系	更新统	西域组	Q _{1x}	270.0
	新近系	上新统	独山子组	N _{2d}	
		中新统	塔西河组	N _{1t}	360.0
			沙湾组	N _{1s}	
中生界	白垩系	下白垩统	吐谷鲁群组	K _{1tg}	410.0
	侏罗系			J	▽
上古生界	石炭系			C	▽

(1) 石炭系(C)

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

(2) 侏罗系(J)

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

(3) 下白垩统吐谷鲁群组(K_{1tg})

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

(4) 新近系沙湾组(N_{1s})

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

灰色含砾砂岩、砂质砾岩、灰褐色细砂岩，夹绿灰色泥岩，向北砂岩逐渐变薄，泥岩逐渐变厚，北部局部见砾岩；2 砂组岩性主要为大套灰褐色细砂岩，灰绿色泥岩，灰色、褐灰色含砾细砂岩，灰色细砂岩；3 砂组岩性主要为厚层灰色中、细砂岩、含砾砂岩，夹灰绿色泥岩。新近系沙湾组与下伏地层呈角度不整合接触。

(5) 新近系塔西河组及以上地层

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

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。

本项目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 水文地质

本项目区周围无地表水体。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 。

本项目位于新疆准噶尔盆地西缘，工程区内的地下水的流向为由西北向东南，主要是油层上部白垩系及侏罗系地层水，该水源分布面积广、区块多，埋藏较深、水层多，地下水类型由地表至深部依次为潜水、多层承压水。地下水富水性较弱，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，地下水类型为双层结构的潜水和承压—自流水。根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度 20m~30m，含水层厚 14.86~50.88 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四系含水层，水位埋深 20m-200m。

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，多雨雪天气，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

4.2 生态环境现状调查与评价

本项目位于春风油田东部，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。

(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》，排 612-22 块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，本项目土地利用类型为盐碱地和林地，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

4.3.3.1 土壤类型及分布

根据现场调查及全疆土壤类型图，本项目土壤类型均为灰漠土，工程区域土壤类型分布见图 4.3-2。

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。灰漠土剖面化学性状见表 4.3-1。

表 4.3-1 灰漠土剖面化学性状

深度 (cm)	pH	有机质 (%)	全氮 (%)	全磷 (%)	全盐 (%)	Cl- (%)	SO ₄ - (%)
0-25	8.6	0.77	0.050	0.097	1.518	0.516	0.450
25-45	8.9	0.25	0.017	0.068	0.473	0.125	0.162
45-100	8.7	0.22	0.071	0.071	0.937	0.317	0.249

注：数据引自新疆土壤，1996。

4.3.3.2 土壤环境质量现状监测与评价

土壤环境质量现状委托新疆天辰环境技术有限公司现场检测，采样时间为

2020年4月22日，监测项目为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目45项和pH、石油烃。监测结果见表4.3-2及附件12。

(1) 监测点位

占地范围内：3个柱状样(柱状1~3)，1个表层样(表层1)；

占地范围外：边界外200m范围内共2个表层样(表层2~表层3)，监测点位图见附图6。

(2) 监测因子

柱状2的上层样测《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的45项、pH和特征因子石油烃。

其余监测点：只测特征因子石油烃。

(3) 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值要求。

(4) 评价方法

采用标准指数法：

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

式中： C_i ——i污染物的监测浓度值；

S_i ——i污染物的评价标准值；

P_i ——i污染物的污染指数

(5) 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表3-9~3-10。

表3-9 柱状2上层样监测结果统计表 单位：mg/kg pH无量纲

序号	检测项目	单位	第二类用地筛选值	柱状2-1 (0-50cm)	达标情况
	pH	/		7.81	/
1	砷	mg/kg	60	6.89	达标
2	镉	mg/kg	65	0.04	达标
3	六价铬	mg/kg	5.7	<2	达标
4	铜	mg/kg	18000	15	达标
5	铅	mg/kg	800	2.9	达标
6	汞	mg/kg	38	0.148	达标
7	镍	mg/kg	900	25	达标

序号	检测项目	单位	第二类用地筛选值	柱状2-1 (0-50cm)	达标情况
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	$<1.3 \times 10^{-3}$	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	$<1.1 \times 10^{-3}$	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	$<1.0 \times 10^{-3}$	达标
11	氯乙烯	mg/kg	0.43	$<1.0 \times 10^{-3}$	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	$<1.3 \times 10^{-3}$	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	$<1.0 \times 10^{-3}$	达标
15	二氯甲烷	mg/kg	616	$<1.5 \times 10^{-3}$	达标
16	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	$<1.3 \times 10^{-3}$	达标
17	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	$<1.4 \times 10^{-3}$	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	$<1.1 \times 10^{-3}$	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	$<1.4 \times 10^{-3}$	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	$<1.3 \times 10^{-3}$	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
26	苯	mg/kg	4	$<1.9 \times 10^{-3}$	达标
27	氯苯	mg/kg	270	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	$<1.5 \times 10^{-3}$	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	$<1.5 \times 10^{-3}$	达标
30	乙苯	mg/kg	28	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	$<1.1 \times 10^{-3}$	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	$<1.3 \times 10^{-3}$	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	$<1.2 \times 10^{-3}$	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	达标
36	苯胺	mg/kg	260	<0.0004	达标
37	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	达标
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1	达标
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	达标
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	达标
43	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	达标
44	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	达标

序号	检测项目	单位	第二类用地筛选值	柱状2-1 (0-50cm)	达标情况
45	萘	mg/kg	70	<0.09	达标
46	石油烃	mg/kg	4500	31	达标

表 3-10 其他监测点石油烃监测结果统计表 单位: mg/kg

监测项目	筛选值	监测点	监测结果	达标情况
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500mg/kg	柱状1-1	12	达标
		柱状1-2	8	达标
		柱状1-3	10	达标
		柱状2-2	26	达标
		柱状2-3	22	达标
		柱状3-1	34	达标
		柱状3-2	15	达标
		柱状3-3	62	达标
		柱状4-1	6	达标
		表层土1	9	达标
		表层土2	5	达标
		表层土3	14	达标

备注: 1-1 指 0-50cm 的样; 1-2 指 50-150cm 的样; 1-3 指 150-300cm 的样, 以此类推; 表层样为 0-20cm 的样

由上表可知: 项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1, 满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) 第二类用地筛选值标准。

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。

工程评价区域内占优势的植被为梭梭。排 612-22 块区域地表以灰漠土为主, 覆盖着稀疏的梭梭群落, 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 10%~20%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

排 612-22 块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; 怪柳科的琵琶柴。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早生的小半乔木、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 10%-20%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。

表 4.3-3 评价区常见高等植物种类及分布环境

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

中文名	学名	分布
芦苇	<i>Phragmites australis</i>	+
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+

注：++为多见；+为少见。

(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。

① 样方 1

调查地点：排 626-平 15 井附近。

土壤类型：灰漠土。

样方大小：10m×10m 总盖度：12%，统计结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 排 626-平 15 井附近植被样方 (10×10m²) 总盖度 12%

序号	植物种	盖度%	平均高 (m)	多度 (株 丛)	物种多样性 (种/m ²)	生物量 (干重, kg)
1	梭梭	5	55	Sp	5	20
2	琵琶柴	3	30-40	So1		
3	驼绒藜	2	30-45	So1		
4	碱蓬	1	20	So1		
5	猪毛菜	1	10	So1		



② 样方 2

调查地点：排 601-斜 571 井附近。

土壤类型：灰漠土。

样方大小：10m×10m 总盖度：15%，统计结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 排 601-斜 571 井附近植被样方 (10×10m²) 总盖度 6%

序号	植物种	盖度%	平均高 (m)
1	梭梭柴	6	100-120
2	琵琶柴	5	20-30
3	驼绒藜	2	40-60
4	猪毛菜	1	5-10
5	碱蓬	1	30-50

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，项目区块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。项目区块附近的植被主要有：梭梭、琵琶柴、驼绒藜、猪毛菜、碱蓬。

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 159520hm²，占克拉玛依市土地面积的 18.43%。其中公益林 142812hm²，占林地面积的 89.53%。公益林中，水土保持林 1095.4hm²，占 0.77%；防风固沙林 139284hm²，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》，排 612-22 块占用克拉玛依市重点公益林，油田占用的重点公益林均属于防风固沙林，重点公益林与本项目位置关系见图 4.3-4。占用林地的林种为梭梭、琵琶柴、怪柳、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 10-20%，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、怪柳等，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、快步麻晰等）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。

表 4.3-6 评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

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

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

由于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,本项目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 10~20%。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

4.4 环境空气质量现状调查与评价

4.4.1 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 2018 年环境质量监测数据来判定项目区环境质量达标情况，具体监测数据及评价结果详见表 4.4-1。

表 4.4-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	21	40	52.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1500	4000	37.5	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	129	160	80.6	达标
PM _{2.5}	年平均	28	35	80	达标
PM ₁₀	年平均	60	70	85.7	达标

由表 4.4-1 可知，项目所在地克拉玛依市 2018 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。

表 4.6-1

地下水水质监测结果

单位：mg/l（pH 除外）

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

从本项目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

本项目占地主要包括采油井 33 口，新建集油管线 6.72km，新建注汽管线 4.12km，占地类型主要为灌木林地，植被盖度 10%-20%。

本项目永久占地 5.868hm²、临时占地 8.504hm²。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。但地表保护层砾幕或盐壳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，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气质量。

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

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

① 钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署井 33 口，根据现场调查，已建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。

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

② 固体废弃物对土壤的影响

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”，钻井过程中的钻井液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；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《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）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 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。

本项目共占地 14.372hm²，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 5.868hm²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 8.504hm²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

本项目永久占地面积 2.202hm^2 ，以井场、管线占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 4.39t 。

本项目临时占地面积 8.504hm^2 ，以井场、管线施工临时占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 6.38t 。

(3) 管线修建对植被的影响

工程新建集输管线 6.72km 、新建注汽管线 4.12km ，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) 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 $0\sim 20\text{cm}$ 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右， 50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(5) 人类活动对植被的影响

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

(6) 大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自钻机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、NO₂、SO₂、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 NO₂、SO₂ 及建设期的空气扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

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

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

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

(7) 事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和采出水泄漏，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 40×60m² 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，随着本项目钻井、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 5.868hm²，临时占用灌木林地 8.504hm²，其中：永久性占用为井场和管线占地；临时占用林地主要为施工作业和输油管线占地。目前中石化新疆新春石油开发有限公司正在办理林地占用手续。

工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为梭梭、盐穗木、疏叶骆驼刺，植被盖度为 10-20%，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土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。

本项目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。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准	生态系统完整性					工程区域
	高	好	适度	差	恶化	

指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本项目影响较小，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

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目永久占地面积 5.868hm²，临时占地面积 8.504hm²，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。

因此总体上看本项目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。

根据工程分析，本项目开发期大气污染物排放情况见表 3.2-5。

5.2.1.2 开发期大气环境影响分析

本项目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、NO₂、CO 和 SO₂；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）施工期柴油机排放废气的影响分析

本项目新钻井 29 口，则整个钻井期间向大气中排放 CO 5.98t，NO₂ 27.37 t，烃类 10.15 t，SO₂ 1.74t。钻井使用优质柴油，提高效率，减少污染物排放，对环境产生影响小，大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

（2）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。

(3) 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；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

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（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

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 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目位于克拉玛依市境内，因此本项目地面污染气象特征根据克拉玛依市常年逐时 24 次地面观测数据进行统计分析。

(1) 风速

克拉玛依市全年平均风速为 2.54m/s，全年各季均以春、夏季平均风速为最大，冬季平均风速最小。区域各月平均风速统计见表 5.2-2。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-2 评价区域各月平均风速统计表

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

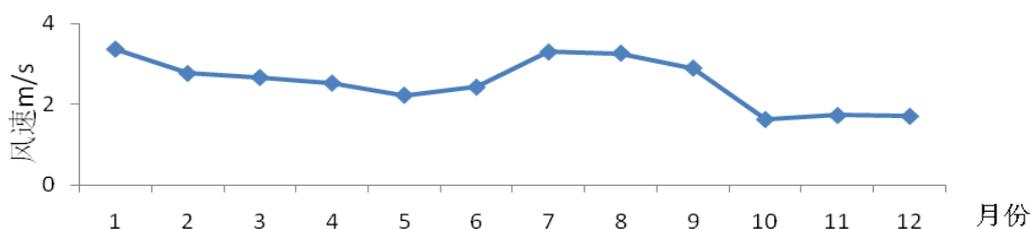


图 5.2-1 评价区全年各月风速变化曲线

(2) 风向、风频

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

克拉玛依市全年主导风向为 WNW-NW-NNW。克拉玛依市各季及全年的风向频率统计情况见表 5.2-3，风向频率玫瑰见图 5.2-2。

表 5.2-3 克拉玛依市全年及各季风向频率(fi)、平均风速(ui)及污染系数(ai)

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

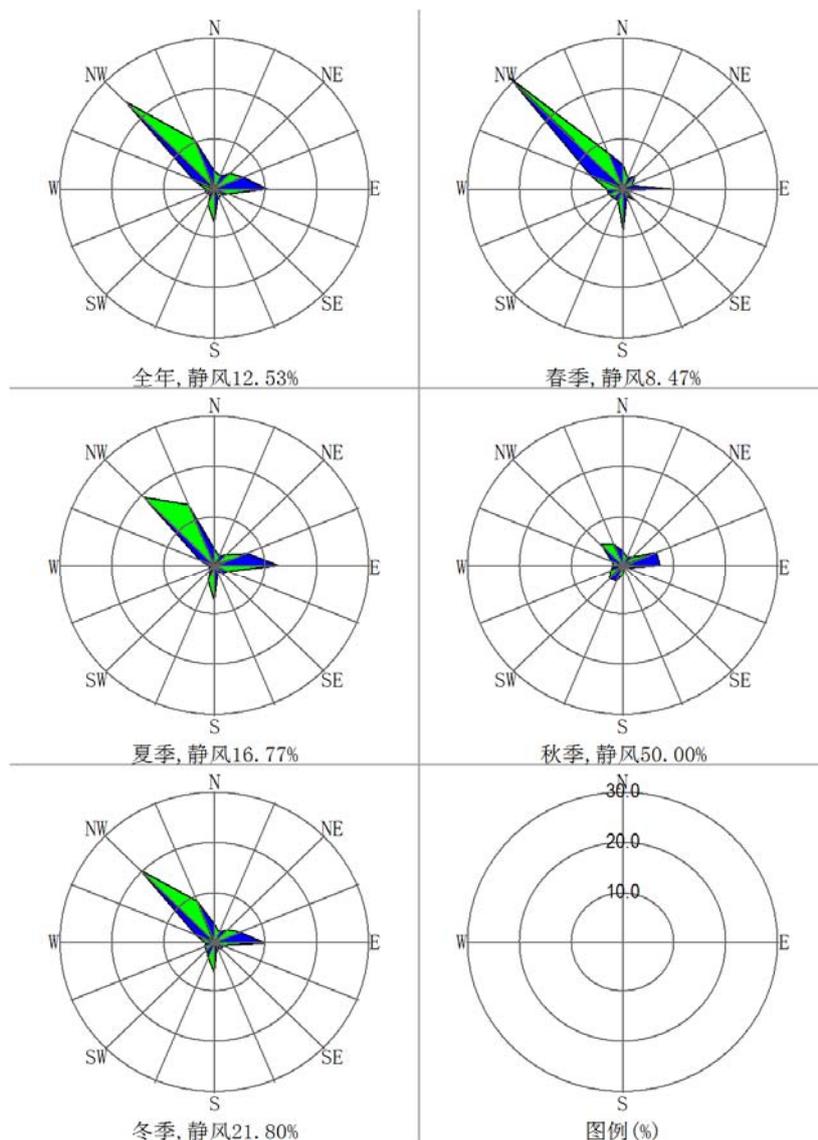


图 5.2-2 克拉玛依市全年及各季风向频率玫瑰图

(3) 污染系数

污染系数比较全面地反映了风矢（风向、风速）对污染物的输送作用。全年及各季最大污染系数及相应的方位见表 5.2-4。

表 5.2-4 各季污染系数最大、最小值及相应的方位

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

由表 5.2-4 可以看出，本项目的大气污染源在 NW 风向时最易造成污染。

5.2.2.2 大气环境影响分析

运营期本项目产生的大气污染物主要为油气集输和处理过程中的烃类无组织挥发。

工程烃类最大挥发量 4.39t/a，面源面积按照 40km²计，高度以 5m 计。根据 HJ2.2-2008《环境影响评价技术导则 大气环境》的要求，以导则中推荐的 SCREEN3 估算模式进行计算，工程区域最大地面浓度点预测浓度 0.084 mg/m³，最大占标率 4.19%，最大落地浓度出现距离为 132m。污染物浓度扩散结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 估算模式预测污染物扩散结果

距离 (m)	非甲烷总烃	
	浓度(mg/m ³)	占标率(%)
100	0.083	4.17
200	0.082	4.11
300	0.075	3.74
400	0.060	3.01
500	0.048	2.39
600	0.038	1.92
700	0.031	1.56
800	0.026	1.31
900	0.022	1.12
1000	0.019	0.97
下风向最大落地浓度	0.084	4.19
出现距离 (m)	132	

由表 5.2-5 可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃对周围大气环境的影响在可接受的程度之内。另外，由于工程区周边无环境敏感保护目标，区域扩散条件良好，因此，本项目开发后对大气环境质量影响很小。

5.2.2.3 大气环境防护距离计算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关要求，要确定每个工程的大气环境防护距离，在大气环境防护距离内不应有长期居住的人群。

工程大气环境防护区域是采用推荐模式中的大气环境防护距离模式计算各

无组织源的大气环境保护距离。计算出的距离是以污染源中心点为起点的控制距离，并结合厂区平面布置图，确定控制距离范围，超出厂界以外的范围。

本项目采用环境保护部环境工程评估中心推荐的大气环境保护距离计算模式，计算无组织排放污染物非甲烷总烃的大气环境保护距离，经计算本项目各个无组织排放污染物的大气环境保护距离为 0，因此本项目无大气环境保护距离。

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

勘探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 90~105dB (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

本项目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。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48
钻机	105	93	87	81	75	73	67	61	55	53

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稠油处理站各类机泵、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联合站, 机械设备噪声级均小于 90dB(A)。

联合站设备噪声源主要有外输机泵等, 这些设备噪声在 85~100dB(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。

油田投入正常运行后，存在单井拉油流程的车辆，从而在油区内还会存在大型油罐车行驶的交通噪声影响。

由于本项目开发区内无集中居民区，本项目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

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

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，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。

图 5.4-1 车排子地区构造单元划分图

表 5.4-1 区域典型地层分布表

地层					排 612-22 井
界	系	统	组	代码	底界, m
新生界	第四系	更新统	西域组	Q _{1x}	270.0
		上新统	独山子组	N _{2d}	
	中新统	塔西河组	N _{1t}		
		沙湾组	N _{1s}		
中生界	白垩系	下白垩统	吐谷鲁群组	K _{1tg}	410.0

	侏罗系			J	▽
上古生界	石炭系			C	▽

地层特征分述如下：

(1) 石炭系 (C)

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

(2) 侏罗系 (J)

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

(3) 下白垩统吐谷鲁群 (K_{1tg})

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

(4) 新近系沙湾组 (N_{1s})

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

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

(5) 新近系塔西河组及以上地层

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

5.4.1.2 区域水文地质概况

(1) 地下水赋存条件

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

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

(2) 地下水补径排条件

区内地下水的补给、径流与排泄受地形地貌、地层岩性、地质构造、水文和气象等因素的制约。从整个区域上看，山区是区内地下水的主要形成区及补给区，山前冲洪积倾斜平原是地下水的主要径流区，盆地或山间谷地沿河地带是地下水

的主要排泄区。项目区内地下水接受山区的地下水补给后，在松散岩类的孔隙中大体由准噶尔盆地边缘向盆地腹部径流，流向大体为由西北向东南，在冲洪积扇前缘地带因受透水性差的黏性土层阻挡多以溢出泉的形式排泄与地表，或以侧向地下径流的形式继续向盆地中部细土平原区排泄，最终排泄与盆地最低处的内陆湖泊中。在地下水位埋深浅的地带，地下水通过土壤毛细管上升到地表，而后进入蒸发或者通过植物蒸腾进行排泄。

(3) 地下水动态

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

区域水文地质图见图 5.4-2，水文地质剖面图见图 5.4-3。

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，以侧向地下水径流的方式，向南部山前倾斜平原排泄；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 SO₄²⁻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 SO₄²⁻-Cl⁻-Na⁺-Ca²⁺型，最终向 Cl⁻-SO₄²⁻-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 HCO₃⁻-SO₄²⁻-Na⁺，HCO₃⁻-SO₄²⁻-Cl⁻-Na⁺，SO₄²⁻-HCO₃⁻--Cl⁻-Na⁺和 Cl⁻-Ca²⁺-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 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 地下水污染源类型

在建设期，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，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

运营期，废水污染源主要为钻井废水、生活污水、井下作业废水等。

(2) 废水处置措施及可行性分析

① 钻井废水

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。

本工程整个钻井期间，工程共部署新井 29 口，总进尺约为 14605.48m，根据春风油田钻井资料，该区块钻井废水按钻井每百米排放生产废水 11.28t，钻井废水产生量约为 1195.68t。钻井废水中的主要污染物的含量分别为：SS 1580mg/L、COD 4500mg/L、石油类 80mg/L、挥发酚 0.15mg/L。钻井废水中的主要污染物排放量分别为：SS2.62t、COD26.32t、石油类 0.47t、挥发酚 0.0008t。。钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本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。

(2) 采出水

本项目最大年产出污水量为 21×10^4 t；根据排 612 区块验收报告，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚、NH₃-N，其浓度分别为 44mg/L，

4500mg/L, 69.53mg/L, 0.15mg/L, 60mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 的年产生量分别为 9.22t、943.03t、14.56t、0.032t 和 12.56t。采出水依托已运行的春风二号联合站污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

春风 2 号联合站的污水处理规模为 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理规模 $5513\text{m}^3/\text{d}$ ，排 612-22 区块新井投产后新增最大液量为 $611.4\text{t}/\text{d}$ 。综合水量小于联合站污水处理规模。可依托春风 2 号联合站对本工程的采出水和钻井废水进行处理。

回注井排 7 井是中国石化西部新区勘探指挥部部署在准噶尔盆地西北缘区块上的一口回注井，位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市前山涝坝镇南约 11.1km，坐标为 $\text{N}45^\circ 1' 7.72''$ ， $\text{E}84^\circ 42' 3.86''$ ，采用三层井身结构，完钻井深 1230.00m，完井方式为射孔完井，完井时间为 2005 年 10 月 27 日。目前，排 601-20 区块、排 612 区块和本工程的产生的采出水经处理后全部从排 7 井回注。

根据春风油田的地质资料，排 7 井回注层可容注入水体积为 $3062.3 \times 10^4\text{t}$ 。目前回注量约 1.35 万 m^3/a ，新增回注量在排 7 块回注层可容纳范围内。

综合回注井（排 7 井）地质资料，回注层为沙湾组，回注段 719.00~888.00m，视厚度 169.00m。地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。上覆塔西河组，岩性以泥岩为主，夹粒度较细的粉砂岩、泥质粉砂岩，上部以灰黄色泥质岩为主，下部为一套以棕红色泥岩为主的氧化环境下的沉积产物，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保回注污水不破坏油田工业及生活淡水水源（取水层段为第四系含水层，水位埋深 20m-200m）；下覆吐谷鲁群，地层厚度 290m，岩性以泥岩为主，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。采出水处置措施可行。

（3）生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。生活区的污水经已建的一体化污水处理系统处理，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，其处理措施可行。

(4) 井下作业废水

井下作业废水产生是临时性的，平均每次修井排放废液 45m³，按每井每年维修 1 次计算。根据排 612 区块验收报告，井下废水中主要污染物为石油类、SS、COD 和 NH₃-N，其浓度分别为 2000mg/L、1500mg/L、3600mg/L、60mg/L，则运营期间单井井下作业一次产生的石油类、SS、COD 和 NH₃-N 分别为 0.06t、0.04t、0.1t、0.0017t。井下废水集中收集进入春风二号联合站内采出水处理系统，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，根据上述分析，处置措施可行。

综上，正常情况下，本工程采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现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。

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。

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。

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。

(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擦、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，以及其他不可预见事故的发生，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 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，水泥返至地面；二开直井采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ 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 $t=30\sim72h$ 。

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 10mg/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。

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

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

式中： e_i ——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））；

C_0 ——污染源强 (mg/l) , 按 10mg/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) ;

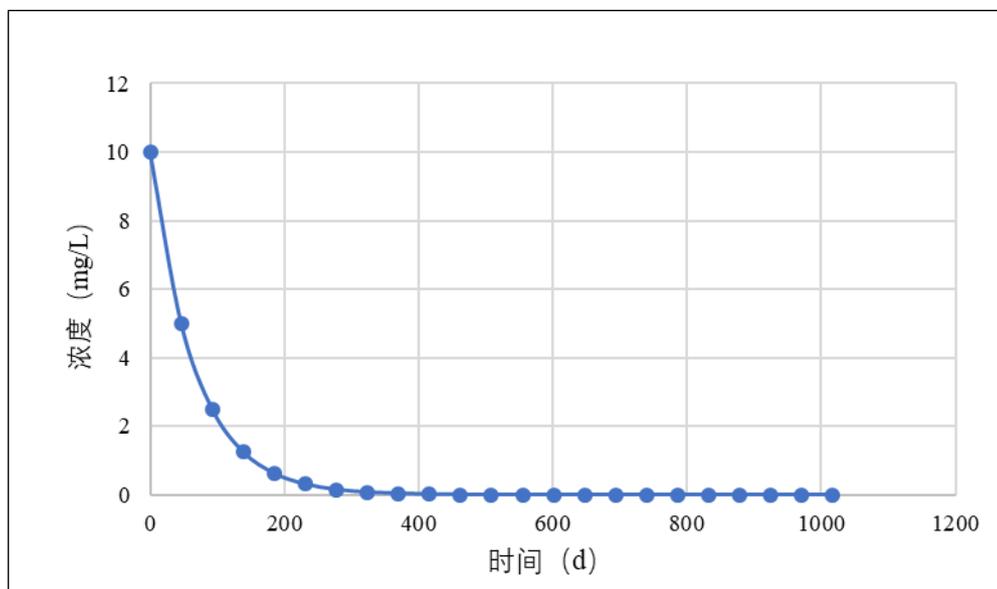


图 5.3-6 有机污染物的一级衰减曲线

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 231 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。

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

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，钻井结束后及时填埋，对地下水环境影响甚微。

(2) 排 612-22 内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 2 号联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，排放量在排 7 块回注层可容纳范围内。

(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 钻井期固体废物影响

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。

本项目钻井采用的泥浆属于非碘化水基泥浆，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

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

本项目油泥产生量约 3.3t/a。含油污泥属危险废物，统一交由克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等有含油污泥处置资质的单位进行处理。

5.5.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

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。生活区的生活垃圾集中收集后清运至 128 团垃圾填埋场填埋。建设方已经与 128 团生活垃圾填埋场签订了生活垃圾处置协议。第七师 128 团生活垃圾填埋场管理规范，生活垃圾不会对环境产生明显影响。

5.5.3 小结

本项目的固体废物包括废弃钻井泥浆和岩屑、油泥砂和及生活垃圾。其中钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场；油泥委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等有含油污泥处置资质的单位进行处理；生活垃圾集中收集，定期送往 128 团生活垃圾填埋场处置。

本项目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 环境风险评价

5.6.1 物质风险识别

稠油的主要危险物质理化性质见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要物料物化性质表

类别	项目	稠油（重油）
理化性质	外观及性状	红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体
	组分	主要由烷烃、环烷烃和芳香烃组成
	分子量	-
	密度(kg/m ³)	939.1(20℃)
	熔点/沸点(℃)	无资料/120-200
	倾点(℃)	12
	闪点℃	38℃~55℃
	饱和蒸汽压(kPa)	46.4
燃烧爆炸危险性	活泼性	Nr =0
	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂
	危险性类别	第 3.2
	闪点/引燃温度(℃)	<18/350
	爆炸极限(vol%)	1.1~8.7
	稳定性	稳定
	燃烧热(kJ/kg)	稠油：43995.5
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。	
毒理	毒性	LD ₅₀ : 500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）
	健康危害	稠油中的烷烃成分可影响人的神经系统，引起植物神经系统功能紊乱，胃肠道发病率增高，机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稠油，可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稠油还可对人的眼睛、口腔粘膜产生刺激作用，甚至造成粘膜出血、萎缩。
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗
	眼睛接触	立即提起眼睑，用流动清水冲洗
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。
	食入	食入误服者给充分漱口、饮水，就医
泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	
接触限值		-

5.6.2 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事故多发阶段。表 5.6-2 详细统计了新疆油田井喷事故。

表 5.6-2 新疆油田井喷事故统计表

发生时间	地点	事故原因	后果
1996 年 7 月 17 日	YH-104 井	属人为责任事故。射孔完井工程设计时没有井控要求；稠油替喷时违章作业，井口无任何井控措施和安全要求。	造成污染面积 $120.1 \times 10^4 \text{m}^2$ ，赔偿金额 447.43 万元
1996 年 7 月 28 日	DW-105 井	属人为责任事故。勘探队虚报泥浆密度使泥浆密度偏低，起钻抽吸引起溢流，发生溢流后，起钻上岗人员素质差，未发现溢流，从而发展到井喷失控。	直接经济损失 43 万元
1997 年 10 月 12 日	玛 4 井	属设计施工责任事故。没有装防喷器是井喷后导致失控并失火的直接原因。	造成经济损失 867.97 万元
1998 年 10 月 10 日	YH23-1-14 井	处理卡钻事故造成套管破损引起井喷。	造成经济损失 260 万元
2005 年 12 月 26 日	塔中 823 井	拆采油树作业时，出现溢流，发生井喷	造成沙漠公路交通中断

5.6.3 站场风险性识别

本项目的站场主要是春风二号联合站。

5.6.3.1 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项目各种安全防火、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 5.6-3。

表 5.6-3 道化学评价法危险等级标准

火灾、爆炸指数(F&EI)	危险程度	安全对策
1~60	低	可适当考虑采取措施
61~96	轻	提出意见，应考虑采取措施
97~127	中等	
128~158	很大	警告，应采取具体措施
>159	非常大	必须立即采取措施

5.6.3.2 评价单元及评价结果

根据本项目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 5.6-4。

表 5.6-4 各评价单元火灾、爆炸危险等级

评价单元名称		补偿前		补偿后	
		F&EI	危险等级	F&EI	危险等级
春风二号联合站	集油阀组间	17	低	13	低
	储罐	90	轻	75	轻

分析火灾、爆炸指数评价结果可以看出，春风二号联合站稠油储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。

5.6.4 管线风险源项分析

5.6.4.1 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，对本项目的评价管段划分见表 5.6-5。

表 5.6-5 集输管线评价单元划分

管段单元	管线长度 (km)
集输管线	6.72

5.6.4.2 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 5.6-6。

表 5.6-6 管道风险评价结果

评价管段	P
第三方破坏因素	64
腐蚀因素	51
设计因素	58
非正常操作因素	62
指数和	235
泄漏影响参数	3.5
相对风险值	67.1

(1) 管道危险程度

从表 5.6-7 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 5.6-7。

表 5.6-7 各评价管段危险指数排序

评价管段	P
指数和	235

(2) 管道相对风险

从表 5.6-8 可以看出,本项目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 5.6-8。

表 5.6-8 各评价管段相对风险排序

评价管段	P
指数和	67.1

5.6.7 最大可信事故

由以上分析可知，本项目发生的最大可信事故为：管线泄漏对环境的影响。

5.6.7.1 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 5.6-9。

表 5.6-9 用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
内径≤50mm 的管道	泄漏孔径 1mm	$5.70 \times 10^{-5} / (\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$8.80 \times 10^{-7} / (\text{m} \cdot \text{a})$
50mm < 内径 ≤ 200mm 的管道	泄漏孔径 1mm	$2.00 \times 10^{-5} / (\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$2.60 \times 10^{-7} / (\text{m} \cdot \text{a})$

本项目集油管线长 6.72km，管径内径为 $\phi 88.9$ 和 $\phi 114.3$ ，根据上表，集输管线发生全管径泄漏的概率为 $1.28 \times 10^{-3} / \text{a}$ 。

5.6.7.2 事故泄漏时间确定

项目事故应急响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响应时间

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 内都能作出应急响应措施，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响应时间

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响应时间

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。即使本项目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。本项目确定的事故应急反应时间为 30min。

5.6.7.3 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 5.6-10。

表 5.6-10 集输管线泄漏事故裂口面积计算

事故源项	裂口形状	最大裂口面积 m ²
集输管线全管径泄漏	圆形	0.008
合计	-	-

注：表中集输管线最大裂口面积按照管道直径进行计算。

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。

5.6.8 稠油集输管道泄漏环境影响分析

5.6.8.1 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，Vanlooche 等表述如下：

$$D=KV/A$$

式中：D——最大渗透深度，m³；

V——泄漏油体积，m³；

A——渗透面积，m²；

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）。

5.6.8.2 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。

5.6.9 风险可接受水平分析

5.6.9.1 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

本项目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 $1.28 \times 10^{-3}/a$ 。

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 5.6-15。

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)。

表 5.6-15 国内部分工矿企业和其他事故死亡率

类型	人死亡·a ⁻¹	
	行业人数	社会人数
工矿企业	1.41×10^{-4}	—
石油化工	0.40×10^{-4}	—
化工	1.12×10^{-4}	—
铁路运输	—	0.10×10^{-4}
道路交通	—	1.10×10^{-4}
上海工矿企业	0.59×10^{-4}	—
上海道路交通	—	0.52×10^{-4}

注：表中数据来自《环境风险评价实用技术和方法》（胡二邦）。

② 风险值计算

$$\begin{aligned} \text{集输管线泄漏风险值} &= \text{泄漏发生概率} \times \text{死亡人数} \\ &= 1.28 \times 10^{-3} \times 0.40 \times 10^{-4} \\ &= 5.1 \times 10^{-8} \text{ (人死亡} \cdot \text{a}^{-1}) \end{aligned}$$

5.6.9.2 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 5.6-16。

表 5.6-16 石油工业可接受风险值 (死亡/a)

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10^{-5}	1.0×10^{-4}
英国 9.52×10^{-5}	
中国 8.81×10^{-5}	

(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：

$R_{\max} \leq RL$ ：认为本项目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： 5.1×10^{-8} 人死亡 $\cdot a^{-1} < 1.0 \times 10^{-4}$ 死亡 $\cdot a^{-1}$ 。

由以上分析可得：本项目发生泄漏的风险水平为可接受。

5.6.10 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。

5.6.10.1 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。

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统

的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.6.10.3 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。

5.6.10.4 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。

5.6.10.5 管线安全运行措施

为了避免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。

5.6.10.6 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。

5.6.10.7 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。

5.6.11 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亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。

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。

本项目环境保护应急预案内容见表 5.6-17。

表 5.6-17 本项目环境风险应急预案内容一览表

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	井场、集输管线、相关环保设施，项目生活管理区、草场。
2	应急组织结构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及跨区域的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，专为指挥部门提供决策依据
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员

6	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、罐区邻近区、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康
7	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序，事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施，邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
8	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施（包括生态环境），组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
9	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
10	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

本项目根据《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。

5.6.11.1 应急计划区

针对本项目可能发生的主要风险事故，结合本项目区域自然条件、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 and 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。

5.6.11.2 应急组织机构、人员及职责

本项目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

针对本项目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、环保部门、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。

5.6.11.3 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水漏或火灾事故, 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级突发事件时, 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援分队实施扑救行动。同时, 根据平时的应急响应计划安排, 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级突发事件时, 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环保部门。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级突发事件时, 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、国家环保部、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件。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。

5.6.11.4 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

本项目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。

5.6.11.5 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环保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。

5.6.11.6 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。

5.6.11.7 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，并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。

5.6.11.8 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。

5.6.11.9 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。

5.6.11.10 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环保部门和群众代表,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,组织有关地方环保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。

5.6.11.11 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。

5.6.11.12 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。本项目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，应明确本企业与合作企业的职责、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。

5.6.12 风险评价结论

通过对本油田开发建设工程的风险因素识别，确定本项目的最大可信事故为输油管线泄漏事故。集油管线发生全管径泄漏的概率为 $1.28 \times 10^{-3}/a$ ，泄漏风险值： 8.1×10^{-8} 人死亡 $\cdot a^{-1} < 1.0 \times 10^{-4}$ 死亡 $\cdot a^{-1}$ 。本项目发生泄漏的风险水平为可接受。

集输管线油品泄漏影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。事故状态下原油泄漏，烃类组分挥发进入大气，会造成大气环境污染，危害人民群众健康和生命，若引起火灾事故，将对大气环境、周围人群、生态环境造成严重的危害。工程评价范围内无居民集中居住区，因而不会对人造成危害。

根据类比调查和实际情况估算，若本项目开发过程中发生井喷事故时，井喷喷出的总液量约 60t/h，其中含原油约 20t/h，污染范围一般在周围 100-200m 的范围内。

针对本项目在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，春风油田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。在积极采取各种风险事故防范措施并制定详细的事故应急预案的情况下，本项目风险事故对环境的影响程度较低。

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、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

本项目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 <ul style="list-style-type: none"> (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面形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，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 <ul style="list-style-type: none"> (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，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。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，定期向当地环保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) 项目建设完成后, 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。

(9) 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。

对于柴油机排放废气, 采用优质柴油, 提高效率, 必要时可对柴油机安装排气净化装置来减少废气对大气的污染。

6.1.4 废水污染防治措施

本项目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, 自然干化蒸发。

6.1.5 固体废物防治措施

本项目施工期固体废物主要包括钻井阶段主要固体废物包括: 钻井泥浆、岩屑等。

钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7300-2016) 和《油气田钻井固体废物综合

利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

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，使本项目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。

本项目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针对本项目的建设，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，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

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

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

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目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

本项目新建集油管线 6.72km、注汽管线 4.12km，临时占地 8.504m²。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 8.504hm² 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。

本项目各项生态恢复具体投资见表 6.2-1。

表 6.2-1 生态恢复投资

恢复对象		生态恢复方案			投资 (万元)
		硬化面积 (hm ²)	恢复面积 (hm ²)	主要恢复措施	
永久占地	站场场地恢复	3.7	/	地面硬化	3.6
临时占地	站场场地恢复	/	1.152	土地进行平整，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	11.4
	管线占地恢复	/	6.222	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	30
合计		0.128	7.374		45

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主

要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 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

本项目建成运营期的主要废水是采出水、井下作业废水以及生活污水。

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。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

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

含油污泥依托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司等具有含油污泥处置资质的单位进行处置。危险废物由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。

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

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目总投资为 8337 万元。项目内部收益率为 8.1%（税后），项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。同时本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，主要占地类型为林地，这些占地均对评价区的土壤植被造成破坏。工程永久占地面积和临时占地面积分别为 2.202hm²和 7.374hm²。工程将对林地造成一定程度的损失。本项目总投资为 3745.26 万元，其中环保投资 564.6 万元，占总投资 15.08%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1 主要环保投资估算

项目名称	主要内容	投资（万元）
废水处理	施工废水沉淀池	10
	可移动旱厕	20
生态恢复与水土保持	平整、覆土、地面硬化处理，防止侵蚀	3.6
	生态恢复	41.4
固体废弃物处理	废弃施工材料以及生活垃圾清运	50
	钻井废弃物不落地系统	309.6
	井场作业落地油回收及地面恢复	10
大气污染防治	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	10
环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、施工期环境监理、运营期环境监测	80
	HSE 应急预案+环保培训，演练	30
合计		564.6

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。

本项目建设对项目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

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目符合新疆区域经济发展和发展的要求。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

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石化股份有限公司胜利油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中石化新疆新春石油开发有限公司设安全环保部，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项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

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，负责组织项目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。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆自治区负责环境管理的最高行政职能机构。在环保部的业务指导下，接受委托监督该项目的环境管理，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，对该项目涉及的环保工程进行竣工验收，指导克拉玛依市生态环境局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

克拉玛依市生态环境局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田勘探单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

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

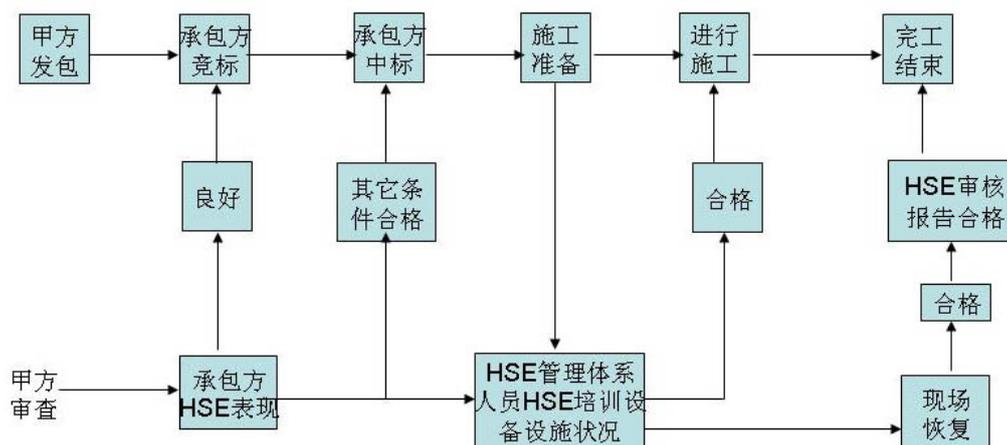


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

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

(2) 对分承包方的环保要求

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

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

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规

定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 钻井作业环境管理

钻井作业环境管理，应有明确的环境管理方针和目标、环境管理机构和职责、环境管理程序、环境警示标志、环境培训等。

钻井作业环境管理应达到以下要求：

(1) 钻前工程

在修建井场公路时，严格控制施工影响范围；井场应设污水处理系统，包括污水沟、污水池和污水处理设备，且污水沟和污水池应进行防渗漏、防垮塌处理。

(2) 设备器材搬迁

制定合适的工作计划和车辆加油计划，减少沿线行驶次数和油料泄漏机会，定期检查所有车辆的泄漏情况，被污染的土壤要清除，并进行适当处理，不得向车外乱扔废弃物。

(3) 钻井施工

——封闭式井场管理，制定“钻井工程防治污染规定”，所有污染物不能出井场规定的范围；钻井过程中，严格控制用水量，节约用水；要严格实施清污分流，杜绝跑、冒、滴、漏常流水现象的发生。

——钻井材料和油料要集中管理，减少散失或漏失，对被污染的土壤应及时妥善处理，将其清除、回收；为将钻井废弃物减至最低限度，应采用有利于环境的三级废物处理方法：调整钻井工艺或使用合适的钻井液，使钻井过程产生的废弃物最少；将已经降至最低限度的钻井废弃物尽可能地循环再利用；通过合适的方式处理不能再循环利用的钻井废弃物；防止井喷、油料泄漏、污水池垮塌，避免发生污染事故；采取有效措施，减轻噪声污染。

(4) 施工完成

施工完成后，做到井场整洁、无杂物；剩余污水、污泥应妥善处理。

(5) 其它规定

在野外施工现场不得乱扔废弃物，乱倒废油、废液；不允许破坏动物巢穴，追杀、捕猎和有意骚扰野生动物；减少施工对当地野生动、植物的影响。

8.2.3 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.4 开发期环境监测计划

开发期主要工程活动可以分为钻井过程和地面建设两大部分。

钻井作业环境监测包括钻井废水监测、井场土壤监测。当发生井喷失控事故时，应及时对大气、土壤、植被等环境要素进行事故性监测。监测计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
钻井废水	现场	pH、COD、石油类、SS	施工结束后进行控制性监视
井场土壤	现场	石油类	施工结束后进行控制性监视
钻井事故时	现场	大气、土壤、植被等	当时

地面建设主要监测对象是对作业场所及附近的土壤、植被。

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	克拉玛依市生态环境局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； 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	建设单位	克拉玛依市生态环境局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		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		
3	环境监测管理	① 组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ② 组织废水污染源、地表水、地下水环境监测，防止水环境污染 ③ 组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④ 组织危险废物监测	建设单位	克拉玛依市生态环境局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	克拉玛依市生态环境局

(1) 日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

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

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。

在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

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

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目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	区块内设置1个监测点	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃	1次/年
地下水	监控井	pH值、氟化物、氨氮、总硬度、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、铅、镉、砷、汞、硫酸盐、高锰酸盐指数、溶解性总固体、氯化物、石油类	1次/年
噪声	在区块东、南、西、北边界设置监测点	等效连续A声级	1次/a
土壤	区块已钻井井场外10m处	盐类、石油类	1次/a

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；

监测土壤盐类和石油类。

8.3.3“三同时”验收

建设单位按照国务院环境保护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—2007）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），确定本项目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 33 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：注气站大气污染排放区。

（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

调查本项目建设范围内井、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、烟尘、二氧化硫、氮氧化物。

（3）水环境

生产污水：pH、SS、COD_{Cr}、挥发酚、硫化物、石油类；

生活污水：pH、SS、COD_{Cr}、BOD₅、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	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
废气	井场、站场	非甲烷总烃	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》2.0mg/m ³
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)及修改单、《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	《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)
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 跟踪评价

编制本项目的跟踪评价体系，旨在评价本项目实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

8.4.1 跟踪评价时段

本项目结合环境监测结果和环境管理成果，对环境质量进行定期跟踪评价。根据工程开发方案，建议跟踪评价时段为 2025 年和 2030 年。

8.4.2 跟踪评价内容

为验证本项目实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和措施进行回顾跟踪评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.4-1。

表 8.4-1 春风油田排 612-22 块产能建设工程跟踪评价主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价	(1)大气环境监测与回顾评价 (2)土壤环境监测与回顾评价 (3)噪声环境监测与回顾评价 (4)生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查	项目污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平	项目项目清洁生产调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段	(1) 严格执行三同时； (2) 确保临时占地满足环保要求； (3) 减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准； (4) 确保水质不被污染；
		运营阶段	(1) 落实EMA (2) 落实监测计划 (3) 切实保护环境 (4) 加强环境管理，切实保护人群健康 (5) 确保污水排放满足标准。
5	环境管理	总量控制执行情况；在线监测建设；动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

9. 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 工程概况

春风油田排 612-22 块位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内的前山涝坝镇，距克拉玛依市约 50km。区块位于春风油田东部，北邻排 625 块，东与排 626 块相邻，主力含油层系为新近系沙湾组一段 1 砂组。

本项目计划部署油井 33 口，其中新钻油井 29 口（水平井 7 口、定向井 22 口），新井总进尺 14605.48m，平均单井进尺 503.63m；利用老油井 4 口（排 626-1、排 626-4、排 626-5、排 601-31）。采用组台+单井方式开发，部署井台 15 座，其中单井井场 4 座，2 井式井场 6 座，3 井式井场 4 座，5 井式井场 1 座。动用石油地质储量 $244.6 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 3.37km^2 ，采用蒸汽吞吐开发。新增产能 $4.39 \times 10^4 \text{t/a}$ ，累积产油 $32.1 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 21.9%。新建 $\Phi 88.9 \times 6$ 20#单井集油管线 2.88km，新建 $\Phi 114.3 \times 6.5$ 20#集油管线 1.68km，新建 $\Phi 168.3 \times 7$ 20#集油干线 0.72km，新建 $\Phi 219 \times 7$ 20#集油管线 1.44km；新建 $D88.9 \times 8.0$ 固定注汽管线 3.3km；新建 $D114.3 \times 11.0$ 固定注汽管线 0.82km；配套电力、防腐、通信工程。

油井采用“掺蒸汽串接流程”集输模式，区块内集油管网采用枝状串接模式，单井产液串接入新建集油干线后碰接 601-20 增压站至春风二号联合站已建集油干线，最终输送至春风二号联合站处理。

9.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

工程的建设符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《克拉玛依市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》等相关规划。

9.1.4 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标,工程对生态环境的影响主要来自占地影响,工程永久性占地面积为 5.868hm²,临时占地面积 8.504hm²,占地类型为林地,地表植被稀疏,工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被,由工程造成的生物量损失较小,不会造成区域的生物多样性下降。

(2) 大气环境影响分析

根据工程分析,本项目建设期废气排放主要是钻井作业柴油机烟气,建设期污染属于阶段性局部污染,随着工程结束,其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输处理及外输过程中的烃类挥发,无组织排放量为 4.39t/a。

(3) 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期为钻井施工过程,主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、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

钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理,处理后的液相全部回用于配备钻井液,不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

③油田运营期废水排放对地下水环境的影响

本项目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、井下作业废水和生活污水。

油田运营期,采出水经联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。

(5) 固体废物影响分析

处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及

污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。本项目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

本项目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，本项目从环境风险上讲是可以接受的。

9.1.5 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

（1）钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

（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）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。

9.1.6 公众意见采纳情况

本项目建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，进行了三次公示，公示期间未收到反馈意见。

9.1.7 环境影响经济损益分析

本项目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，经估算本项目环境保护投资约 564.6 万元，环境保护投

资占总投资的 15.08%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

9.1.8 环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.9 综合评价结论

春风油田排 612-22 块产能建设工程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 and 恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

- (1) 建议编制春风油田整体规划和规划环评，指导油田地面工程建设；
- (2) 在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大；
- (3) 严格实施各项生态保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，不断改善区域生态环境。