

红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发工程
环境影响报告书
(征求意见稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

评价单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二二年三月

目录

1 概述.....	1
1.1 项目背景	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价的工作过程	2
1.4 分析判定相关情况	3
1.5 关注的主要环境问题	4
1.6 报告书主要结论	4
2 总则.....	5
2.1 编制依据	5
2.1.1 法律法规	5
2.1.2 法规、部门规章与规范	5
2.1.3 地方相关规章与规范	7
2.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范	8
2.1.5 项目依据文件	9
2.2 评价目的与原则	10
2.2.1 评价目的	10
2.2.2 评价原则	10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	11
2.3.1 环境影响因素识别	11
2.3.2 评价因子	11
2.4 环境功能区划	12
2.4.1 环境功能区划	12
2.4.2 环境质量标准	13
2.4.3 污染物排放标准	16
2.5 评价工作等级与评价范围	17
2.5.1 大气环境	17
2.5.2 水环境	19
2.5.3 噪声环境	21

2.5.4 土壤环境	21
2.5.5 生态环境	22
2.5.6 环境风险	23
2.6 评价内容及环境保护目标	24
2.6.1 评价内容	24
2.6.2 环境保护目标	24
2.7 相关规划及政策符合性分析	26
2.7.1 与产业政策相符性分析	26
2.7.2 选址选线合理性分析	26
2.7.3 与区域发展规划符合性分析	27
2.7.4 与环境保护政策及法规相符性分析	30
2.7.5 与“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析	36
3 工程概况与工程分析	40
3.1 区域开发现状及环境影响回顾	40
3.1.1 区块油气资源概况	40
3.1.2 区块开发现状	43
3.1.3 区块现状开发环境影响回顾分析	44
3.1.4 环境管理现状	46
3.2 建设项目概况	48
3.2.1 工程基本情况	48
3.2.3 开发方案	51
3.2.4 主体工程	53
3.2.5 配套工程	57
3.2.6 依托工程	59
3.3 环境影响因素识别及污染源分析	63
3.3.1 环境影响因素分析	63
3.3.2 污染源分析	70
3.4 清洁生产水平分析	82
3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析	82

3.4.2 评价指标体系计算	90
3.4.3 清洁生产水平结论	91
3.5 污染物排放总量控制	92
3.5.1 总量控制原则	92
3.5.2 污染物总量控制因子	92
3.5.3 总量控制建议指标	92
4 环境质量现状调查与评价	93
4.1 自然环境概况	93
4.1.1 地理位置	93
4.1.2 地形、地貌	93
4.1.3 水文地质	93
4.1.4 气候气象	93
4.1.5 地震	94
4.2 大气环境质量现状调查与评价	94
4.3 地下水环境质量现状调查与评价	96
4.4 声环境质量现状调查与评价	103
4.5 土壤环境质量现状与评价	104
4.6 生态环境质量现状调查与评价	117
4.6.1 生态系统调查与评价	117
4.6.2 植被现状调查与评价	118
4.6.3 野生动物现状调查与评价	120
4.6.4 土壤现状调查与评价	122
4.6.5 土地利用现状与评价	122
4.6.6 沙化、水土流失现状调查	122
4.6.7 玛依格勒森林公园	125
4.6.8 克拉玛依大农业生态系统调查	126
5 环境影响预测与评价	127
5.1 施工期环境影响分析	127
5.1.1 施工期大气环境影响分析	127

5.1.2 施工期水环境影响分析	127
5.1.3 施工期声环境影响分析	128
5.1.4 施工期固体废物环境影响分析	129
5.1.5 施工期土壤环境影响分析	130
5.1.6 施工期生态环境影响分析	132
5.2 运营期环境影响预测与评价	137
5.2.1 大气环境影响预测与评价	137
5.2.2 水环境影响预测与评价	144
5.2.3 声环境影响预测与评价	157
5.2.4 固体废物环境影响预测与评价	158
5.2.5 土壤环境影响预测与评价	161
5.2.6 生态环境影响预测与评价	164
5.3 闭井期环境影响分析	164
6 环境风险评价与分析	165
6.1 环境风险评价目的	165
6.2 环境风险潜势初判	165
6.2.1 环境敏感程度（E）的确定	165
6.2.2 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定	168
6.2.3 风险潜势判断	169
6.2.4 评价工作等级划分	170
6.2.5 环境保护目标识别	170
6.3 环境风险识别及分析	171
6.3.1 物质危险性识别	171
6.3.2 生产系统危险性识别	175
6.3.3 环境风险类型及危害识别	177
6.3.4 风险事故情形设定	178
6.4 源项分析	178
6.4.1 大气环境影响事故源强	178
6.4.2 地下水环境影响事故源强	180

6.5 环境风险影响分析	180
6.5.1 对环境空气的影响分析	180
6.5.2 对水环境的影响分析	181
6.5.3 对土壤环境的影响分析	183
6.5.4 对生态环境的影响分析	184
6.6 环境风险防范措施	185
6.6.1 钻井、井下作业风险防范措施	185
6.6.2 井场事故风险防范措施	185
6.6.3 油气集输事故风险防范措施	185
6.6.4 集中拉油站事故风险防范措施	187
6.6.5 罐车运输过程风险防范措施	187
6.6.6 重视和加强管理	188
6.7 突发环境事件应急预案	189
6.7.1 应急预案编制程序	189
6.7.2 应急预案主要内容	190
6.8 环境风险评价结论	191
7 环境保护措施及其可行性论证	193
7.1 大气环境保护措施	193
7.1.1 施工期	193
7.1.2 运营期	194
7.1.3 闭井期	194
7.2 水环境保护措施	194
7.2.1 施工期	194
7.2.2 运营期	196
7.2.3 地下水环境保护措施	198
7.3 噪声环境保护措施	200
7.3.1 施工期	200
7.3.2 运营期	200
7.4 固废保护措施	200

7.4.1 施工期	200
7.4.2 运营期	201
7.4.3 退役期	203
7.5 土壤环境保护措施	203
7.5.1 施工期	203
7.5.2 运营期	203
7.6 生态环境保护措施	204
7.6.1 施工期	204
7.6.2 运营期	208
7.6.3 退役期	208
7.7 生态恢复方案	210
7.7.1 井场生态恢复措施	210
7.7.2 管线生态恢复措施	211
7.7.3 植被恢复要求	211
7.7.4 对森林公园的保护措施	211
7.7.5 对大农业耕地的保护措施	213
7.8 水土保持方案	213
7.8.1 防治目标	213
7.8.2 水土流失防治责任范围	213
7.8.3 水土保持措施	214
7.9 防沙治沙方案	216
7.9.1 防治目标	216
7.9.2 防沙治沙措施	216
8 环境影响经济损益分析	218
8.1 经济效益分析	218
8.2 社会效益分析	218
8.3 环境经济损益分析	219
8.3.1 环境损失分析	219
8.3.2 环保投资分析	219

8.4 环境经济损益分析结论	220
9 环境管理与监测计划.....	221
9.1 环境管理	221
9.1.1 环境管理机构	221
9.1.2 环境管理体制	221
9.1.3 环境管理计划	223
9.2 环境监理与监测计划	229
9.2.1 施工期环境监理计划	229
9.2.2 运营期环境监测计划	231
9.3 环境影响后评价	231
9.4 排污许可	232
9.5 污染物排放清单	233
10 环境影响评价结论与建议.....	235
10.1 结论	235
10.1.1 项目建设概况	235
10.1.2 环境质量现状	235
10.1.3 主要环境影响	237
10.1.4 环境保护防治措施	239
10.1.5 污染物总量控制符合要求	240
10.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调	240
10.1.7 公参意见采纳情况	241
10.2 要求与建议	241

附件

附件 1 环评委托书

附件 2 关于金龙 10 井区 2015 年产能建设依托采油一厂稀油处理站、红山嘴联合站扩建工程环评批复、竣工验收意见

附件 3 红 83 井区石炭系油藏评价井工程环评批复、第一批、第二批竣工验收意见

附件 4 关于采油一厂红山嘴油田原油处理站报告表环评批复

附件 5 红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏勘探工程报告表环评批复

附件 6 关于红 172 井断块、红 831 井区石炭系油藏 2021 年开发建设工程环境影响报告书的批复

附件 7 排污许可证

附件 8 清洁生产审查意见

附件 9 应急预案备案表

附件 10 含油污泥处置合同

附件 11 采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程监测报告

附件 12 克拉玛依石油化工工业园区总体规划跟踪评价监测报告

附件 13 红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发工程环境质量监测报告

1 概述

1.1 项目背景

红山嘴油田红 83 井区位于准噶尔盆地西北缘红山嘴油田东侧，距克拉玛依市南偏东约 25km，区域构造位于准噶尔盆地西北缘红车断裂带红山嘴油田东侧断裂下盘，隶属于中国石油新疆油田分公司采油一厂管辖。井区地表为戈壁，生长有少量植被，地势较平坦，地面海拔约 285m，干燥少雨，属大陆干旱气候，区内交通便利，水电齐全，具备较好的地面实施条件，井区东侧紧邻玛依格勒森林公园，南部为红 018 井区和金龙 10 井区石炭系油藏。

2019 年 7 月，在红 83 井区红 831 井断块内部署实施了评价井红 831_X 井，该井于 2019 年 10 月射开石炭系 2862.0~2970.0m(44m/8 段)试油，压裂后 6.5mm 油嘴自喷，获日产 134.08t 高产工业油流，试油结论为油层。2021 年在红 831 井断块部署实施产能井 2 口（ ），目前均已完钻，油气显示活跃。为进一步落实油藏规模，提高井控程度，2021 年在红 83 井断块部署实施了 3 口评价井（ ），其中红 832 井于 2021 年 2 月射开石炭系 2465.0~2579.5m(41.5m/5 段)试油，压裂后 5mm 油嘴自喷，获日产油 21.02t；红 835 井于 2021 年 8 月射开石炭系 2646.0~2686.0m(12.5m/3 段)试油，压裂后 7mm 油嘴自喷，获日产油达 123.3t；红 834_X 井目前正在石炭系 3108.0~3126.0m(9.5m/2 段)试油，压裂后 3mm 油嘴自喷，获日产油 16.14t。3 口评价井试油效果好，进一步证实了红 83 井区石炭系油藏的潜力。截止目前，全井区内共有评价井 9 口，试油 9 井 13 层，试油获工业油气流 9 井 9 层，试油效果好。试油结果表明：红山嘴油田红 83 井区石炭系构造位置有利，出油气井点多，多井在目的层油气显示较好，具备良好的开发潜能。

2021 年，为加大红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏的动用程度，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏部署：采油井 23 口，利用老井 3 口（ ），新钻井 20 口，单井设计井深 2700m，钻井总进尺 5.4×10^4 m，单井设计产能 10.0t/d，新建产能 6.9×10^4 t，新建各类集输管线约 8.3km 等，配套建设供配电、物联网等地面工程设施。

本项目建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平

的提高，具有明显的社会效益。

1.2 项目特点

（1）根据《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围），本项目新钻 20 口采油井不在“一张图”范围内（见图 1.2-1）。

（2）本项目不属于《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）文件中的重点治理区，项目在施工、运营及闭井期过程应严格执行各项水土保持措施。

（3）本项目为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于地面工程建设、井下作业等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

1.3 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，本项目不在油田开发老区块内，为新区块，且项目所在区域属于“涉及环境敏感区”，应编制环境影响报告书。

为此，中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 11 月委托南京国环科技股份有限公司开展《红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发工程环境影响报告书》的编制工作。本单位接受环评委托后，在开发公司的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

具体环境影响评价工程程序见图 1.3-1。

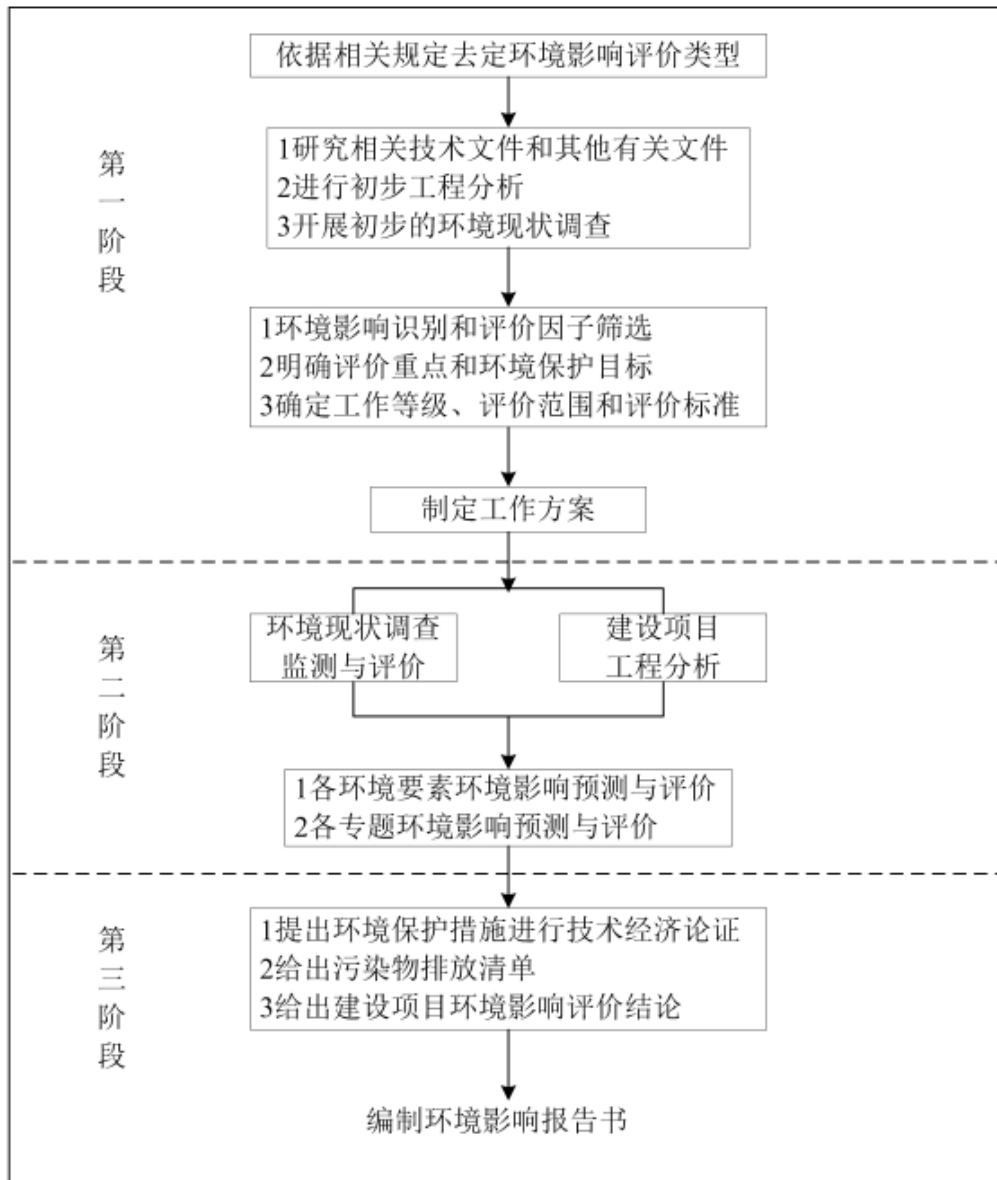


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

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，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年）》“鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”。本项目属于鼓励类项目，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的相关政策。

本项目属于陆上石油开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主

体功能区规划》、《新疆生态环境功能区划》、《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》、《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）、《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总体规划（2016-2020 年）》、《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》等文件要求。

项目建设内容也符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）等石油开采政策文件要求。

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。

1.5 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期、运营期和闭井期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及环境风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。

1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规

- （1）《中华人民共和国环境保护法》（主席令第九号，2015 年 1 月 1 日起施行）；
- （2）《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月修订）；
- （3）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- （4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日第二次修正）；
- （5）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.1.1 起施行）；
- （6）《中华人民共和国噪声污染防治法》（中华人民共和国主席第一〇四号令，2022 年 6 月 5 日施行）；
- （7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订）；
- （8）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- （9）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日起实行）；
- （10）《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日第三次修正）；
- （11）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日第二次修正）；
- （12）《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日）；
- （13）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- （14）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月 25 日修订）；
- （15）《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日修正）；
- （16）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日修正）；
- （17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- （18）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）。

2.1.2 法规、部门规章与规范

- （1）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国务院令 第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- （2）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令 第 29 号）；

- （3）《市场准入负面清单（2020 年版）》；
- （4）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；
- （5）《关于发布实施〈限制用地项目目录（2012 年本）〉和〈禁止用地项目目录（2012 年本）〉的通知》；
- （6）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；
- （7）《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；
- （8）《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）；
- （9）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；
- （10）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）；
- （11）《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）；
- （12）《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环评〔2018〕11 号）；
- （13）《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）；
- （14）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）；
- （15）《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）；
- （16）《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》（环办监测函〔2018〕123 号）；
- （17）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）；
- （18）《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；
- （19）《关于印发〈建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）〉的通知》（环办〔2013〕103 号）；
- （20）《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162 号）。

2.1.3 地方相关规章与规范

- （1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；
- （2）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；
- （3）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日修订）；
- （4）《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》（2018 年 9 月 21 日修订）；
- （5）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；
- （6）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）；
- （7）《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）；
- （8）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发[2007]175 号）；
- （9）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号）；
- （10）《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号）；
- （11）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）；
- （12）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2012 年 12 月 27 日）；
- （13）《关于印发<新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划>的通知》（新环发〔2017〕124 号）；
- （14）《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（新环发〔2017〕1 号）；
- （15）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）；
- （16）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）；
- （17）新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案（新政发〔2021〕18 号）；
- （18）《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；

（19）《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号）；

（20）《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21 号）；

（21）《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25 号）；

（22）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号）；

（23）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环发〔2018〕20 号）；

（24）《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；

（25）关于印发《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的通知（新克政发〔2021〕49 号）。

2.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）；

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）；

（12）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）；

（13）《危险废物鉴别标准 通则》（GB 5085.7-2019）；

（14）《国家危险废物名录》（2021 年版）；

（15）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）；

（16）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB 65/T

3999-2017)；

- (17)《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)(2013 年修订)；
- (18)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
- (19)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)；
- (20)《大气污染防治工程技术导则》(HJ2000-2010)；
- (21)《水污染治理工程技术导则》(HJ 2015-2012)；
- (22)《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014)；
- (23)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)；
- (24)《石油化工企业环境保护设计规范》(SH/T3024-2017)；
- (25)《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005)；
- (26)《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T 6629-2005)；
- (27)《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)；
- (28)《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)；
- (29)《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)；
- (30)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)；
- (31)《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》(2009 年 2 月 19 日)；
- (32)《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ 651-2013)；
- (33)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；
- (34)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138 号)。

2.1.5 项目依据文件

- (1)《红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发部署方案》；
- (2)《红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发地面工程》；
- (3)环评委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021.11；
- (4)与项目有关的其他文件。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和闭井期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及闭井期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运行期和闭井期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程对国家产业政策、区域总体规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

（5）分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（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，科学分析项目建设对环境质量的影響。

（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。

2.3 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

本项目主要包括地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和闭井期。

通过对本项目开发的环境影响活动分析，归纳列出了环境影响矩阵，具体见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 本项目环境影响矩阵表

工程活动		自然环境因素			生态环境因素			社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	水土流失	土地利用	经济
施工期	钻井工程	-1S		-2S	-2S	-2S	-2S	-1L	
	作业	-1S		-2S	-2S		-2S		
	道路修建	-1S		-1S	-1L	-1L			+2L
	施工临时占地				-1S	-1S		-1S	
	地面施工活动	-1S		-1S	-2L	-1L		-1S	
运营期	工程永久占地				-2L				+2L
	采油工程	-1L		-1L	-1L	-1L			+2L
	集输工程	-1L			-1S				+1L
	井下作业	-1S		-1S					+1S
闭井期	井口封堵	-1S							
	设备拆除			-1S					
	井场清理	-1S			-1S				
	车辆运输	-1S		-1S					

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见下表。

表 2.3.2-1 本项目评价因子

环境类别	现状评价因子	影响预测评价因子	总量控制因子
大气	基本因子：SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ；其他因子：非甲烷总烃。	非甲烷总烃	/
地表水	/	/	/
地下水	pH 值、水温、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、石油类、氟化物、硝酸盐氮、汞、铅、铁、锰	石油类	/
声环境	等效 A 声级	Leq(dB(A))	/

土壤环境	45 项基本因子、pH 值、石油烃（石油烃 C ₁₀ ~C ₄₀ ）	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	/
固体废物	/	油泥、建筑垃圾、生活垃圾等	/
生态环境	调查评价区域土地利用结构、动植物资源、土壤侵蚀等	植被、动物、土壤、土地利用功能	/

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

1、环境空气

本项目区块所在地位于克拉玛依市,按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的规定,该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2、水环境

本项目所在区域内地下水不适宜作为集中式生活饮用水水源,适用于农业和部分工业用水,按照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的规定,该区域地下水属于 IV 类功能区。

3、声环境

本项目区块位于克拉玛依建成区以外,尚未进行声环境功能区划。项目位于石油气探矿区范围内,根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)的有关要求,执行 2 类声环境功能区要求。

4、土壤环境

占地范围内的土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准;占地范围外的土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地风险筛选值,石油烃参照《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 2 执行。本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

5、生态环境

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》,项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18 大拐-小拐农业开发生态功能区。

（2）水土流失区划

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部办公厅 办水保[2013]188 号），项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内。根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保[2019]4 号），项目区不在新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区范围内。

2.4.2 环境质量标准

1、环境空气

项目地属于环境空气质量功能二类地区，环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀、NO₂、CO、PM_{2.5} 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求。

非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

具体标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准（单位：μg/m³）

污染物项目	平均时间	浓度限值	标准来源
SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
NO ₂	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
PM ₁₀	年平均	70	
	24 小时平均	150	
NO _x	年平均	50	
	24 小时平均	100	
	1 小时平均	250	
CO	24 小时平均	4000	
	1 小时平均	10000	
PM _{2.5}	年平均	35	
	24 小时平均	75	
非甲烷总烃	一次值	2000	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）IV 类标准，石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准（单位：pH 无量纲，mg/L）

序号	监测项目	IV 标准限值	序号	监测项目	IV 标准限值	标准来源
1	pH	5.5≤pH<6.5 或 8.5≤pH<9	13	碳酸氢根	-	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV 类标准、 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准
2	水温	-	14	汞	≤0.002	
3	溶解性总固体	≤2000	15	铁	≤2.0	
4	总硬度	≤650	16	锰	≤1.5	
5	氨氮	≤1.5	17	铅	≤0.1	
6	耗氧量	≤10	18	钾	-	
7	氟化物	≤2.0	19	钙	-	
8	亚硝酸盐氮	≤4.8	20	钠	-	
9	氯化物	≤350	21	镁	-	
10	硝酸盐氮	≤30	22	硫酸盐	≤350	
11	挥发酚	≤0.01	23	石油类	≤0.5	
12	碳酸根	-	-	-	-	

3、声环境

项目所在地声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准限值

标准类别		昼间 dB (A)	夜间 dB (A)
环境噪声	2 类标准	60	50
标准来源	《声环境质量标准》（GB3096-2008）		

4、土壤环境

项目区占地范围内土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准，占地范围外评价区的农用地土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值。具体标准值如表 2.4-4 和表 2.4-5 所示。

表 2.4-4 占地范围内土壤评价标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
			筛选值
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60 ^①
2	镉	7440-43-9	65
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800

6	汞	7439-97-6	38
7	镍	7440-02-0	900
挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1,1-1,2-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	9-01-6	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3、106-42-3	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	蒽	218-01-9	1293
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	15
45	蔡	91-20-3	70
其他			

46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	-	4500
注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录 A。			

表 2.4-5 占地范围外农用地土壤评价标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
注：石油烃参照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）中 4500mg/kg 执行。						

2.4.3 污染物排放标准

1、废气

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 污染物排放限值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0

2、废水

运营期本项目产生的采出水依托红山嘴联合站橇装污水处理装置处理，处理达标后全部回注红 83 井区，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求，具体标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 回注水控制指标一览表

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	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0

制 指 标	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 ）	≤ 0.0076				
	SRB（个/ML）	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	IB（个/mL）	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB（个/mL）	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
注：① $1 < n < 1.5$ ；②清水水质指标中去掉含油量。						

3、噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

标准	执行级别	标准限值（dB（A））	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）	2 类	昼间	60
		夜间	50
《建筑施工场界环境噪声排放标准》 （GB12523-2011）	厂界环境噪声	昼间	70
		夜间	55

4、固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）进行监督和管理。

含油污泥的处理需满足《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）中的相关标准要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 大气环境

1、评价等级

（1）评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中对评价工作的分级要求，选择推荐模式中的估算模式对本次评价的大气环境评价分级，选择正常

排放情况下，各种废气的排放量及排放参数，采用推荐测估算模式计算相应浓度占标率及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。同一项目有多个（两个以上，含两个）污染源排放同一种污染物时，则按各污染源分别确定其评价等级，并取评价级别最高者作为项目的评价等级。HJ2.2-2018 中最大地面浓度占标率 P_i 的计算公式为：

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

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 地面空气质量浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量标准， mg/m^3 ；一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值。

评价工作等级的判定依据见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

（2）污染因子选取

本项目确定选取非甲烷总烃、颗粒物、 NO_x 计算评价等级。

（3）等级判定

估算数值计算各污染物参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 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(城市人口数)	/
最高环境温度		42.3
最低环境温度		-34.5
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥区
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3、表 2.5-4。

表 2.5-3 本项目运营期有组织污染源参数调查清单

名称	排气筒底部中心坐标UTM/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒内径/m	烟气流速/m/s	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
	X	Y								颗粒物	NO _x
1#排气筒			278	8	0.2	300.8	80	8640	连续	0.029	0.24

表 2.5-4 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生工序	预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率(kg/h)	面源参数			年排放小时数(h)
				长度	宽度	高度	
单井井场	NMHC	280	0.139	50m	30m	5m	8640
开发区域	NMHC	280	3.31	1100	3000	5m	8640

(4) 估算模式结果

估算模式计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 估算模式计算结果表

排放方式	源	污染物	最大浓度值(μg/m ³)	出现距离(m)	占标率(%)	评价等级
有组织	1#排气筒(火炬)	颗粒物	1.2005	61	0.13	三级
		NO _x	10.0542	61	4.02	二级
无组织	单个井场	NMHC	44.288	41	2.21	二级
	开发区域	NMHC	6.1621	1525	0.31	三级

从表 2.5-5 估算结果可以看出，污染源所排放的污染物最大地面浓度均不超过其环境质量标准。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价工作等级确定方法，最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，评价范围为以永久占地为中心向外扩 2.5km 作为大气评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 水环境

2.5.2.1 地表水

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。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，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.5.2.2 地下水

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水评价等级的确定主要依据项目类型和建设项目地下水环境敏感程度等参数进行确定，详见表 2.5-5~表 2.5-6。

表 2.5-5 项目类型划分

环评类别	行业类别	报告书	报告表	项目属性
F 石油、天然气				
37、石油开采		全部	/	I类

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

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

注：a“环境敏感区是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

本项目属于石油天然气开采，根据导则判别属于I类项目，项目周边无集中式饮用水源、特殊地下资源等环境敏感区，因此，本项目位于不敏感区。依据以上判定，确定项目地下水评价工作等级为二级，详见下表。

表 2.5-7 评价工作等级分级表

环境敏感程度项目类别	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

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），地下水二级评价范围为 6~20km²。本工程地下水调查、评价范围以地下水流向为主轴，本工程地下水调查、评价范围选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。

2.5.3 噪声环境

1、评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以永久占地场地向外 200m 作为噪声评价范围。

2.5.4 土壤环境

1、建设项目土壤环境影响类型与影响途径

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.5-8。

表 2.5-8 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期			√					
运营期			√					
闭井期								

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

项目对土壤环境可能产生的影响主要为原油泄漏入渗造成的土壤污染和石油开采过程中。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直入渗。

2、评价等级

本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目，属于 I 类项目。

项目新增永久占地面积 1.866hm²，属于小型（≤5hm²）。占地类型主要为盐碱地，项目北侧 70m 分布有耕地，东南侧紧邻森林公园，敏感程度为“敏感”，油气开发属于 I 类项目，因此按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为一级。

具体判定依据见表 2.5-9~表 2.5-10。

表 2.5-9 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.5-10 污染影响型评价工作等级分级表

占地规模 工作等级 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

3、现场调查范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和站场的土壤评价范围为井场和站场边界向外扩展 1km 范围。

2.5.5 生态环境

1、评价等级

本项目评价区域东南侧与玛依格勒森林公园相邻，最近距离约 20m，生态敏感性属于重要生态敏感区。本项目新增永久占地面积 0.019km²，临时占地面积 0.26km²，总占地面积 0.279km²，占地面积<2km²，单井出油管线和集油管线总

长度共计 8.3km。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011），确定本项目生态影响评价工作等级为三级，具本见表 2.5-11。

表 2.5-11 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2~20km ² 或长度 50~100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2、评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为以井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 环境风险

1、评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 和附录 C，本项目 Q 值<1；M 分值为 10，以 M3 表示；不存在工艺系统危险性（P）；根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，项目大气环境敏感程度为 E3，地表水环境敏感程度为 E3，地下水环境敏感程度为 E2；详见表 1.6-9。

表 2.5-12 环境敏感程度（E）分级

环境要素	大气	地表水		地下水	
判断依据	5km 范围内人数<1 万	环境敏感目标	地表水功能敏感性	包气带防污性能	地下水功能敏感性
	E3	S3	F3	D2	G3
	大气环境敏感程度	地表水环境敏感程度		地下水环境敏感程度	
	E3	E3		E2	

本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。详见表 2.5-13、表 2.5-14。

表 2.5-13 评价工作等级划分

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。				

表 2.5-14 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

2.6 评价内容及环境保护目标

2.6.1 评价内容

1、评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析、环境管理与监控计划、结论及建议。

2、评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- （1）建设项目工程分析；
- （2）生态环境影响评价；
- （3）大气、地下水、土壤环境影响评价；
- （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。

3、评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、运营期和闭井期三个时段，以施工期和运营期两个时段为评价重点。

4、评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井区和集输管线。

2.6.2 环境保护目标

（1）大气环境

评价区内环境空气保护目标为油田作业区的工作人员。

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最

低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（2）水环境

在钻井和采油过程中需要控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有的水平。

（3）声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

（4）土壤环境

占地范围内土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外评价区农田执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值。

（5）生态环境

根据现场调查可知，运营期红 83 井区采用巡检方式，井区内没有固定人群居住，红 83 井区东南侧为玛依格勒森林公园，西北侧为耕地（克拉玛依大农业）。本项目生态系统脆弱，自然生态系统和为重点保护目标。

本项目环境敏感目标详见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置及规模（方位，距离）	保护要求
大气环境	油区工作人员	油区内部，约 50 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
地下水环境	评价区域内地下水	—	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV 类标准
声环境	油区工作人员	油区内部，约 50 人	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
土壤环境	评价区域内	占地范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值

环境要素	环境敏感目标	与项目区相对位置及规模（方位，距离）	保护要求
		占地范围外	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照占地范围内标准执行
生态环境	土壤	评价区域内	
	野生动物	评价区域内	
	玛依格勒森林公园	红 83 井区东南侧 20m	保护自然生态
	克拉玛依大农业	红 83 井区西北约 70m	严格限制作业带宽度，不得破坏周边耕地内农作物

2.7 相关规划及政策符合性分析

2.7.1 与产业政策相符性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本项目为目录中“七、石油、天然气”中的“1、常规石油、天然气勘探与开采”，属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.7.2 选址选线合理性分析

1、工程选址原则

- （1）井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，最大限度减少植被破坏；
- （2）道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；
- （3）线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；
- （4）新建井场选址尽量临近现有井场，尽量远离玛依格勒森林公园和克拉玛依大农业，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；
- （5）新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处。

2、井场选址可行性分析

根据项目周边关系图（图 2.7.2-1），拟建项目开发区域位于新疆维吾尔自治区

区克拉玛依市克拉玛依区，开发区域属城市建成区以外；从现状调查结果看，拟建项目临时占地的土地利用类型为盐碱地。

综上所述，本项目选址是可行的。

3、管线合理性分析

本工程新建管线主要是单井集油管线、集输集油管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

此外，建设单位还应按照相关规定对因项目占地造成的生物损失进行经济补偿。项目区周边无集中固定居住人群，不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域内。

综上所述，拟建项目选址充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，基本合理可行。

2.7.3 与区域发展规划符合性分析

2.7.3.1 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

2021 年 2 月 5 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议通过《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，纲要“第五篇推动工业强基增效和转型升级提升新型工业化发展水平”中“第一章加快建设国家‘三基地一通道’”明确提出发展：建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目位于准噶尔盆地内，与新疆维吾尔自治区十四五重点布局相一致。

2.7.3.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按

层级，分为国家和省级两个层面。

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，属于国家层面重点开发区域，该区域的功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。具体见图 2.7.3-1。

2.7.3.4 与《新疆生态功能区划（修订稿）》相符性分析

根据《新疆生态功能区划》（2004 年 8 月），本工程所在区域属于项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II 2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18 大拐-小拐农业开发生态功能区。功能区主要生态服务功能为荒漠化控制、农产品生产。主要保护措施要求为：分期开发、逐步实施和完善防护林体系、土壤培肥改良、治理污染、农田精量灌溉。

本项目位于准噶尔盆地西北缘红车断裂带红山嘴油田东侧断裂下盘，地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。本次环评针对保护沙漠植被、防沙治沙荒漠化控制等方面提出了相应的保护措施。项目井场、管线及道路选址避让植被集中区域，施工扰动结束后，恢复地貌，对井场临时占地采用砾石（戈壁料）覆盖，集输支线采用草方格固沙。运营期保护区域荒漠固沙植被，维护防沙治沙措施，加强对沙区监管，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。具体见图 2.7.3-2。

2.7.3.5 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2016-2020 年）相符性分析

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、淮南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、

宝石矿产开采规划区；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、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；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、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本项目属于油气开发项目，位于准噶尔盆地，开发区域属于新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）九个鼓励开采规划区，因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2016~2020 年）要求。

2.7.3.6 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

《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。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》。

2.7.3.7 与《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于 2020 年 11 月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于“老区千万吨稳产工程”中“常规稀油稳产工程”的组成部分。

根据《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能 323.4 万吨、腹部新建产能 23.7 万吨、东部新建产能 136.3 万吨。“十四五”期间主要建产区块分别分布在采油一厂、重油公司和准东采油厂辖区，本项目属于其中采油一厂的稳产工程内容，符合规划要求。

目前，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环评正组织编制中。

2.7.4 与环境保护政策及法规相符性分析

2.7.4.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.7.4-1。

表 2.7.4-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析表

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井废水循环利用，采出水经红山嘴联合站撬装污水处理系统处理后回注地层，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用无害化水基泥浆，钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护规定的要求，带罐作业，100%回收。采出废水经红山嘴联合站处理达标后回注油藏，严禁直接外排。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放，运营期废水经红山嘴联合站撬装污水处理系统处理达标后，全部回注油藏；落地油 100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处	将落地油 100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合

	置。		
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

2.7.4.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见下表 2.7.4-2。

表 2.7.4-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析表

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	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。	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域，距离玛依格勒森林公园最近距离 20m，未占用森林公园。	符合
2	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。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	环评要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，开展生态环境恢复治理工作。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，较好地考虑了清洁生产的要求，属于清洁生产先进企业。	符合
6	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已	使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，无钻井废水外排，井下	符合

	使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	作业废水依托红山嘴联合站处理达标后，全部回注地层；落地油 100% 回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	
7	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；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，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合

2.7.4.3 与《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）相符性分析

本项目与《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）符合性分析见下表 2.7.4-3。

表 2.7.4-3 与《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》相符性分析表

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次以红 83 区块为单位进行评价，包括拟建开发井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见 3.2.7 小节。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境	本项目运营期采出废水经红山	符合

	可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	嘴联合站撬装污水处理系统处理达标后用于回注油藏，依托可行性详见 3.2.7 小节。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井无油基泥浆；运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

2.7.4.4 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见表 2.7.4-4。

表 2.7.4-4 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目红 83 井区新部署采油井井口至拉油站采用管道集输，经计量输至红山嘴联合站转输，最终进入采油一厂稀油处理站。	符合
2	油气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		符合
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总经浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目采取密闭集输，加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	符合

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

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中要求的相符性分析详见下表。

表 2.7.4-5 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	具体要求	本项目情况	相符性分析
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。	本项目沙化、水土流失现状调查见 4.6.6 章节，水土保持和防沙治沙方案见 7.8、7.9 章节。	符合
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见第 5 章节。	符合
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	本项目不涉及沙化土地封禁保护区。	符合

2.7.4.6 与《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》相符性分析

《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》指出，“防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填。”

相符性分析：本项目钻井期生活污水在生活营地内设置生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂。井下带罐作业，作业废水采用专用收集罐集中收集；采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。闭井期地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。符合《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》相关要求。

2.7.4.7 与《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》相符性分析

《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》指出，“4.加强油（气）资源开发区土壤污染综合整治。2017 年起，开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项

调查工作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。”“6.大力推进固体废物资源化利用，到 2020 年全区工业固体废物综合利用达到 60%。提高油（气）田开采废弃物等危险废物的综合利用和处置水平。石油和天然气开采业等自建危险废物处置、利用设施，推进行业危险废物资源化综合利用和安全处置。”

相符性分析：本项目使用非磺化类泥浆，钻井采用“泥浆不落地工艺”，分离出的岩屑进入储罐，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值，用于铺垫井场等综合利用。本项目井下作业废液收集后拉运至红山嘴联合站撬装污水处理系统处理达标后回注油藏。井下作业产生的落地油收集后临时贮存在红 83 井区作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质的单位处理。符合《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》相关要求。

2.7.5 与“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

2.7.5.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于一般管控单元，详见图 2.7.5-1。本项目与一般管控单元

管控要求相符性分析详见表 2.7.5-1。

表 2.7.5-1 管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目采用先进技术、工艺及设备，实行清洁生产，生产运营单位采油一厂已通过第三轮清洁生产审核。未使用国家和自治区淘汰的技术、工艺及设备。	符合
2	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本项目井场均进行了场地平整，固体废物分类收集，统一清运，采用泥浆不落地工艺，散落油和油水混合液回收处理，清洁卫生。项目区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，不需要设置挡水墙、防洪渠道。	符合
3	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	生产运行单位定期对本项目输送管线及油气储存设施进行巡检。	符合
4	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	本项目使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，钻井作业不产生钻井废水。钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；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，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
6	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	本项目运输石油、钻井液等采用专用罐车进行拉运，本环评已提出相应运输风险防范措施，详见第 6.6 章节。	符合

7	石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目红 83 井区伴生气经充分燃烧后达标排放。	符合
---	--	--------------------------	----

2.7.5.2 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》（新克政发〔2021〕49 号）全市共划定环境管控单元 49 个（不含兵团），分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 19 个，占全市国土面积的 5.51%。主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、森林自然公园、风景自然公园、重要湖库等一般生态空间管控区。生态保护红线区要严格按照国家和自治区生态保护红线管理相关规定进行管控；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 17 个，占全市国土面积的 4.86%。主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量下降、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 13 个，占全市国土面积的 89.63%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目位于克拉玛依市克拉玛依区，属于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65020330003）。本项目与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》管控要求相符性详见表 2.7.5-2。

表 2.7.5-2 本项目与克拉玛依“三线一单”管控要求相符性一览表

环境管控单元类别	管控要求	本项目	相符性
一般空间布局	1. 执行自治区总体准入要求中【A1.3-2】 【A1.4-1】 【A1.4-2】 【A1.4-3】条要求。 2. 执行自治区管控单元分区管控要	项目选址不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库等，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆生态环	相符

单元	约束	求【A7.1-1】条要求。 3.执行“克奎乌-博州片区”管控要求【B1.1-5】条要求。 4.执行克拉玛依市总体管控要求1.8、1.10、1.11条要求。	境功能区划》、《新疆环境保护规划（2018-2022年）》等文件要求。 项目不在农业开发生态功能区； 不涉及基本农田。项目所在地属于一般管控区，不在优先保护区。	
	污染物排放管控	1.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.2-1】条要求。 2.执行克拉玛依市总体管控要求2.8条要求。	项目不申请污染物排放总量；	相符
	环境风险防控	1.执行自治区总体准入要求中【A3.1-1】【A3.2-1】条要求。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.3-1】条要求。 3.执行克拉玛依市总体管控要求3.4、3.6条要求。	项目不涉及这些条款内容	相符
	资源利用效率	1.执行自治区总体准入要求中【A4.2-1】条要求。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.4-1】条要求。 3.执行克拉玛依市总体管控要求4.1、4.2、4.5条要求。	项目不涉及这些条款内容	相符

3 工程概况与工程分析

3.1 区域开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块油气资源概况

3.1.1.1 油藏勘探开发历程

2019 年 7 月在红 83 井区红 831 井断块内部署实施了评价井红 831_X 井，该井于 2019 年 10 月射开石炭系 2862.0~2970.0m（44m/8 段）试油，压裂后 6.5mm 油嘴自喷，获日产 134.08t 高产工业油流，试油结论为油层。2021 年在红 831 井断块部署实施产能井 2 口（HX83001、HX83002），目前均已完钻，油气显示活跃。

同时为进一步落实油藏规模，提高井控程度，2021 年在红 83 井断块部署实施了 3 口评价井（红 832、红 834_X、红 835），其中红 832 井于 2021 年 2 月射开石炭系 2465.0~2579.5m（41.5m/5 段）试油，压裂后 5mm 油嘴自喷，获日产油 21.02t；红 835 井于 2021 年 8 月射开石炭系 2646.0~2686.0m（12.5m/3 段）试油，压裂后 7mm 油嘴自喷，获日产油达 123.3t；红 834_X 井目前正在石炭系 3108.0~3126.0m（9.5m/2 段）试油，压裂后 3mm 油嘴自喷，获日产油 16.14t。3 口评价井试油效果好，进一步证实了红 83 井区石炭系油藏的潜力。

目前全井区内共有评价井 9 口，试油 9 井 13 层，日产油 0.3~134.08t，平均 32.47t，试油获工业油气流 9 井 9 层，日产油 5.79~134.08t，平均 43.1t，试油效果好。红 83 井区石炭系油藏试油情况见表 3.1.1-1。

表 3.1.1-1 红 83 井区石炭系油藏试油情况统计表

断块	井号	层位	措施	工作制度	井段		日产油 t	日产气 10 ⁴ m ³	日产水 m ³	累产油 t	累产水 m ³	试油 结论
					顶界	底界						
红 83	红 83	C	压裂	4mm	2575	2621	6.41	0.03	/	85.21	25.90	油层
		C	压裂	抽汲	2520	2534	/	/	/	/	/	干层
	克 030	C	压裂	3mm	2632	2684	8.71	/	/	86.93	/	油层
		C	压裂	抽汲	2573.5	2580	0.77	/	/	12.04	/	含油层
		C	压裂	抽汲	2544	2557	0.30	/	/	7.56	/	含油层
	红 021	C	压裂	3mm	2756	2775	5.79	0.10	8.39	134.3	163.18	油水同层

	红 833	C	压裂	抽汲	2637	2650	0.62	/	/	7.19		含油层
		C	压裂	3mm	2441	2551.5	6.15	/	/	92.1		油层
	红 832	C	压裂	5mm	2465	2579	21.02	0.39	/	359.12	/	油层
	红 835	C	压裂	7mm	2646	2686	123.3	/	/	608.1	143.37	油层
	红 834_X	C	压裂	3mm	3108	3126	16.14	/	/	26.35	/	油层
红 831	红 831_X	C	压裂	6.5mm	2862	2970	134.08	1.089	/	1055.5	/	油层
克 021	克 021	C	压裂	4mm	2598	2617	66.38	0.76	/	2034.7	/	油层
	小计						32.47	0.47	8.39	375.8	110.8	

3.1.1.2 油气资源概况

3.1.1.2.1 区域地层特征

根据地震、钻井、测井等资料，红 83 井区自下而上发育的地层依次为：石炭系（C）；二叠系乌尔禾组（P_{3w}）；三叠系克拉玛依组（T_{2k}）、白碱滩组（T_{3b}）；侏罗系八道湾组（J_{1b}）、三工河组（J_{1s}）、西山窑组（J_{2x}）、头屯河组（J_{2t}）、齐古组（J_{3q}）和白垩系吐谷鲁群（K_{1tg}）。其中白垩系与侏罗系、侏罗系与三叠系、三叠系与二叠系、二叠系与石炭系均为区域性不整合接触。红 83 井区地层综合柱状图见图 3.1-1。

本次目的层为石炭系，主要岩性为安山岩、凝灰岩，属于准噶尔盆地海西期褶皱基底的一部分，形成于晚石炭世，在二叠纪暴露于地表，经历长期的风化淋滤作用，被二叠系的上乌尔禾组直接覆盖。地震剖面显示，石炭系地层发育较为稳定，可连续追踪对比，其上覆层系乌尔禾组地层整体厚度较薄，仅在南部红 021 井区域厚度较大。

3.1.1.2.2 区域构造特征

红 83 井区主体被金龙 2 井西三维所覆盖，三维资料品质较好，利用此三维资料对该区石炭系进行精细构造解释。该区石炭系顶界整体为一个东南倾的单斜构造，地层倾角 3°~5°，从相干属性分析来看，断裂清楚、可靠，区内近南北走向两组逆断裂与北西走向的多组逆断裂相互切割形成三个断块，分别为红 83 井断块、红 831 井断块、克 021 井断块。

红 83 井区受挤压作用发育多个古隆起构造，从石炭系古地貌叠合图及地震剖面上可看出，红 831_X、红 835、克 021 等高产井均位于古隆高点上。

3.1.1.2.3 油藏类型

红 83 井区石炭系油藏平面上受断裂切割为 3 个断块，均为受断裂控制的带底水的块状油藏。其中红 831 井断块红 831_X 井试油、生产初期效果较好，投产含水有明显上升趋势，本次以红 831_X 井射孔底界作为红 831 井断块油水界面；克 021 井断块克 021 井投产后，含水低于 15%，但仅生产一年半后，含水迅速上升并超过 60%，本次以射孔底界作为目前油水界面；红 83 井断块以构造低部位红 021 井试油油水同层射孔顶界作为油水界面。红 83 井区各断块的含油界面确定依据见表 3.1.1-2。

表 3.1.1-2 红 83 井区石炭系油藏含油界面确定依据表

油藏单元	含油边界确定依据	油水界面 (m)	油藏中部深度 (m)
克 021 井断块	克 021 井射孔证实油层底界	-2332.7	2607
红 831 井断块	红 831_X 井射孔底 2970m，作为油水界面	-2463	2632
红 83 断块	红 021 井证实油水同层顶界	-2471.4	2571

3.1.1.2.4 油气物性

1、地面原油性质

红 83 井区石炭系油藏地面原油密度平均 0.862g/cm^3 ， 50°C 粘度平均 $27.6\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，含蜡量平均 6.9%，凝固点平均 19.2°C 。从原油性质看为轻质、含蜡、较高凝固点的常规黑油，平面上各断块地面原油性质基本接近。

2、地层原油性质

据原油高压物性资料分析，地层条件下原油密度为 0.7303g/cm^3 ，气油比 $131\text{m}^3/\text{m}^3$ ，原油粘度 $0.9\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；饱和压力下原油粘度 $0.55\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

3、天然气性质

据红 83 井区石炭系油藏 4 口井天然气分析样品，天然气相对密度平均 0.651，甲烷含量平均 87.2%，乙烷含量平均 5.39%，丙烷含量平均 2.36%（见表 3.1.1-3）。各断块的天然气性质变化不大，以甲烷为主，无 H_2S 气体。

表 3.1.1-3 红 83 井区石炭系油藏天然气性质表

断块	断块井号	相对 密度	烃组分(%)								CO_2 (%)	N_2 (%)
			甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	异己烷 以上		
克 021	克 021	0.670	83.57	7.08	3.02	0.74	0.99	0.25	0.25	0.00	0.04	3.87
红 831	红 831_X	0.660	86.41	5.80	2.68	0.68	0.87	0.22	0.75	0.00	0.04	2.56
红 83	红 83	0.616	91.2	3.7	1.29	0.93	0.33	0.15	0.18	0	0	2.56
	红 021	0.657	87.64	4.97	2.45	0.73	0.99	0.37	0.42	0.06	0.13	2.27
平均		0.651	87.20	5.39	2.36	0.77	0.79	0.25	0.40	0.02	0.05	2.81

4、地层水性质

红 83 井区石炭系油藏取得 3 口地层水分析样品，地层水型均为 CaCl_2 型，地层水密度平均 1.014g/cm^3 ，矿化度平均 10701.6mg/L 。各断块地层水性质接近。

3.1.2 区块开发现状

截至 2021 年 11 月，红 83 井区现有工程情况详见表 3.1.2-1。

表 3.1.2-1 红 83 井区现有工程组成表

序号	工程项目		建设内容	备注
1	主体工程	钻井工程	已实施 3 口评价井转产能井（HX83001、HX83002、红 831-X），产能 $0.83 \times 10^4\text{t}$ ；其余评价井 6 口（红 835、红 834、红 832、红 833、克 021、克 030），已完成试油。	红 835、红 832、红 834_X 本次评价井转产能井。
		地面集输工程	已建设集中拉油点 1 座，占地面积 5000m^2 。包括 8 井式一体化计量装置 1 座、生产分离器撬 1 座、 60m^3 储油罐 4 座，火炬 1 座（分离伴生气燃烧放空）。	本项目依托
2	公用工程	供水工程	注水采用红山嘴联合站污水处理系统处理后的净化水。	-
		供配电工程	依托小拐 35kV 变电站供电，建有 10kV 架空线路 1.5km ， 6kV 架空线路 0.2km ，杆式变电站 8 座。	-
		道路工程	油区道路就近与油区已建道路相连接。	-
3	依托工程	原油转输及处理	目前经红山嘴联合站气液分离后，液相转输至采油一厂稀油处理站处理、气相进入采油一厂天然气处理站处理。待新建红山嘴油田原油处理站正式投产运行（预计 2022 年 4 月底）后，采出液依托新建红山嘴油田原油处理站进行处理。	-
		污水处理	采出水处理依托红山嘴联合站撬装污水处理装置处理后回注油藏。待新建红山嘴油田原油处理站正式投产运行后，采出水依托新建红山嘴油田原油处理站处理后回注油藏。	-
		原油伴生气	伴生天然气由采油一厂天然气处理站处理。	-
4	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放，红 831 拉油点天然气完全燃烧放空，经 $H=8\text{m}$ 火炬放空排放。	-
		废水	生产废水处理依托红山嘴联合站撬装污水处	-

			理装置处理，达标后回注井区。	
			生活污水集中收集后定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂。	-
		固废	落地油百分之百回收；油泥（砂）委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置；生活垃圾集中收集后拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处理。	-
		噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫。	-

3.1.3 区块现状开发环境影响回顾分析

1、废气

废气主要为油气集输产生的无组织挥发性有机物，根据《中国石油新疆油田分公司红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏评价井工程环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月）对现有井场及依托场站厂界非甲烷总烃监测数据（见表 3.1.3-1）可知：现有井场及依托场站厂界非甲烷总烃排放能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

表 3.1.3-1 现有井场及依托场站厂界无组织非甲烷总烃监测数据一览表

监测点位		浓度范围	标准限值	达标情况
红 831-X 井	上风向厂界外		4.0	达标
	下风向厂界外			达标
	上风向厂界外			达标
	下风向厂界外			达标
采油一厂稀油处理站	上风向			达标
	下风向			达标
	上风向			达标
	下风向			达标

2、废水

钻井施工采取了双层套管技术，避免了对地下水造成污染，开钻前对井场罐区做防渗处理以避免对地下水和土壤造成污染。施工期生活污水集中收集后定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

运行期，废水主要为采出水和井下作业废水。

①采出水：采出水经红山嘴联合站撬装污水处理装置处理后用于回注油藏。

②井下作业废水：井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运往红山嘴联合

站撬装污水处理装置处理，处理后回注油藏。

表 3.1.3-2 水质监测结果表

监测时间	悬浮物	石油类	SRB	腐生菌	铁细菌
2021 年 1 月 28 日					
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	≤5.0	≤15.0	≤25	n×10 ³	n×10 ³
达标情况	达标	达标	达标	达标	达标

监测结果表明，红山嘴联合站撬装污水处理装置回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求。

3、噪声

施工期为钻井施工过程，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，对环境的影响是暂时的，影响时间短；运营期噪声源主要来自于站场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声，验收监测结果详见表 3.1.3-3。

表 3.1.3-3 噪声验收监测结果表 单位：dB（A）

监测点位	时间		厂界噪声				评价标准	结果
			北	东	南	西		
红 831-X	2019.2.19~20	昼					60	达标
		夜					50	达标
	2019.2.20~21	昼					60	达标
		夜					50	达标
采油一厂 稀油处理 站	2019.2.19~20	昼					60	达标
		夜					50	达标
	2019.2.20~21	昼					60	达标
		夜					50	达标

监测结果表明，井区采油井及依托工程厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

4、固体废物

钻井采用泥浆不落地装置进行处理，钻井泥浆循环使用，无法利用的剩余钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。岩屑进入储存罐，岩屑储罐集满即走，岩屑不在井场贮存，交岩屑处置公司进行处理，经处理后的岩屑达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中要求，可综合利用。

运营期采取井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。

依托的红山嘴联合站产生的含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司清运处理。

5、生态环境

根据《中国石油新疆油田分公司红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏评价井工程环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月），红 83 井区现有工程对周围生态环境的造成的环境影响是可接受的。井区内的施工井场、岩屑堆放场地等临时占地均已平整，道路沿线及井场周边植被生长良好，场地内无遗留的建筑垃圾。临时占地进行了迹地平整和清理，植被正在恢复中。

3.1.4 环境管理现状

3.1.4.1 环保手续履行情况

红 83 井区环保手续履行情况详见表 3.1.4-1。

表 3.1.4-1 红 83 井区建设历程及环保手续履行情况一览表

建设项目名称	环评批复内容	环评批复单位、文号及时间	环境保护竣工验收批复单位、文号及时间
红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏勘探工程			
中国石油新疆油田分公司红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏评价井工程			
红 172 井断块红 831 井区石炭系油藏 2021 年开发建设工程			

3.1.4.2 排污许可及自行监测执行情况

3.1.4.2.1 排污许可

根据《排污许可管理办法（试行）》（2019 年 8 月 22 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。依据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版），新疆油田分公司采油一厂已于 2020 年 7 月 22 日办理排污许可证（登记编号：91650200715597998M037Q），并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

3.1.4.2.2 自行监测

本工程运营单位制定有《新疆油田公司采油一厂 2021 年自行监测方案》，

为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。污水达标外排口是自动监测、手工监测，委托北京首浪进行监测。废气和噪声是手工监测，废气委托克拉玛依市三达检测分析有限责任公司进行监测，噪声委托克拉玛依市科华技术服务有限责任公司进行监测。

3.1.4.3 环境应急预案及应急演练情况

现有工程由采油一厂统一管理，根据调查，中国石油新疆油田分公司采油一厂已编制《中国石油新疆油田分公司采油一厂突发环境事件专项应急预案》并于 2020 年 10 月 18 日在克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局进行备案（备案号：650203-2020-033-M7）。

根据对红 83 井区应急管理情况调查，采油一厂制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》。

3.1.4.4 存在问题及整改措施

（1）存在的环境问题

根据现场调查结果可知，井场已平整，由砾石铺垫，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，油区道路总体规范，无有车辆乱碾乱轧的痕迹。但井场道路目前仍属于砂石简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶产生的扬尘对区域空气环境、地表植被影响较大。

（2）整改措施

针对区域遗留的环境问题，在本次开发调整建设过程中，建议重点采取以下措施：本项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。根据油区规划，对井场道路进行硬化处理。

本工程在施工期、运营期和闭井期应严格按照地面工程方案、水土保持方案中提出的要求落实，施工时严格执行新疆油田公司提出的对现有油区设施保护的要求。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 基本情况

项目名称：红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发工程

项目性质：新建

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

建设地点：红山嘴油田红 83 井区位于准噶尔盆地西北缘红山嘴油田东侧，距克拉玛依市南偏东约 25km，区域构造位于准噶尔盆地西北缘红车断裂带红山嘴油田东侧断裂下盘。中心坐标：东经 ；北纬 。地理位置图见 3.2-1。

投资估算：工程总投资 5529 万元，其中采油工程 2663 万元、地面工程 2866 万元。环保投资约 180 万元，占总投资的 3.3%。

劳动组成及定员：红 83 井区隶属采油一厂，本工程建成后由该厂负责运行管理。生产人员按 4 班 2 倒设置，本项目不新增劳动定员，人员调配由采油一厂自行调配。

3.2.1.2 建设内容及规模

本项目石炭系油藏采用 400m~500m 井距不规则井网，共部署油井 23 口，利用老井 3 口（ ），新钻油井 20 口，新建各类集输管线 8.3km，并配套建设供配电、物联网等地面工程。单井设计产能 10.0t/d，新建产能 6.9×10^4 t。红 83 井区石炭系油藏开发部署表见 3.2.1-1。

表 3.2.1-1 红 83 井区石炭系油藏开发部署表

断块	井数 (口)	新钻 油井 (口)	老井 利用 (口)	设计 井深 (m)	钻井 进尺 (10 ⁴ m)	设计 产能 (t/d)	区日 产油 (t/d)	新建 产能 (10 ⁴ t)	备注
红 83	23	20	3						直井+定向井

具体工程组成见表 3.2.1-2。

表 3.2.1-2 本项目工程组成一览表

类别	建设内容		建设规模及建设内容	备注
主体工程	钻井工程	采油井	利用老井 3 口（红 835、红 832、红 834_X），新钻采油井 20 口，井型为直井+定向井，单井井深 2700m。	新建

	采油工程	采油井井口装置	20 口，标准化采油井口安装，采用螺杆泵采油。	新建
		老井利用	3 口，标准化采油井口安装，采用螺杆泵采油。	依托
		采油平台	6 座	新建
	地面工程	采油井口	新建采油井口装置 23 座，均选用 14 型节能型抽油机，配套电机功率功率 30kW。HX83006、红 832 两口井设置 20kW 电加热器对原油进行加热集输。	新建
		拉油点	依托红 831 井区集中拉油点。	依托
		集油干线、集油支线	集油干线管道 DN150，集油支线管道 DN100，PN3.5Mpa，6km；耐温 90℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。	新建
		单井集油管线	单井管线 DN60 PN3.5Mpa，2.3km；耐温 90℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。	新建
配套工程	给水		本次工程依托红山嘴联合站水系统，注水水源为红山嘴联合站提供的采出净化水。	依托
	供配电	本次供配电线路工程新增负荷 167.8kW，依托油区已建 6kV 红联四线。		依托
		新建 6kV 架空线路 1.1km，导线采用 JL/G1A-95/20 型，新建线路由已建 6kV 红联四线 T 接。新建容量为 63kVA 杆架式变电站 20 座，井口配电箱 20 只，井口无功电容补偿装置 20 套。		新建
	供热		项目冬季不施工，不涉及供热，营运期井口加热采用电加热。	新建
	道路		依托井区已建道路，不新建。	依托
环保工程	废气		施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖，施工现场洒水降尘；运营期油田开发采用密闭集输流程，拉油点依托红 831_X 拉油点天然气完全燃烧放空。	-
	废水	施工期钻井采用“泥浆不落地工艺”，钻井泥浆循环使用，不外排。		新建
		施工期井场施工人员生活污水暂存于防渗污水收集池 1 座，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂。		依托
		运营期井下作业废水作业单位自带回收罐（50m ³ ，双层防渗钢制撬装罐）回收作业废水，拉运至红山嘴联合站撬装污水处理系统处理达标后回注。采出水经红山嘴联合站撬装污水处理系统处理达标后回注。		-
	噪声		①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建
	固废		钻井液及携带岩屑经“不落地技术”处理后循环使用，剩余泥浆回收再利用；岩屑暂存于储罐。水基钻井泥	-

		浆经不落地收集系统处理后循环使用，产生的钻井固体废物（岩屑）交由第三方岩屑服务公司处置。	
		施工射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托红山嘴联合站污水处理系统处理。	依托
		施工生活垃圾设有生活垃圾收集箱，定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场处理。	依托
		运营期落地原油和含油污泥交由有资质的单位进行无害化处置。	依托
	生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	-
依托工程	红山嘴联合站（老站）	红山嘴联合站原油输送系统设计转液能力为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前实际转液量 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。红联站橇装污水处理装置设计处理能力 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际采出水处理量在 $1733 \text{m}^3/\text{d}$ 。红 83 井区采出液罐车拉运至红山嘴联合站后进行转输。采出水经红山嘴联合站橇装污水处理装置处理。	依托
	采油一厂稀油处理站	采油一厂稀油处理站位于克拉玛依市金龙镇，原油处理能力 $75 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。主要管辖一厂的二中区、二西 1 区、二西 2 区、二中西区、五 1 区、四 1 区、红山嘴稀油、中拐及小拐地区的原油处理。目前实际处理量约 $42 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，富余量为 $33 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，可满足本项目新建产能的处理需求。本工程红 83 井区采出液罐车拉运至红山嘴联合站后进行转输。采出水经红山嘴联合站橇装污水处理装置处理。	依托
	新建红山嘴油田原油处理站	红山嘴油田原油处理站非常规采出液一段热化学脱水处理规模 $200 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ （液量），二段电化学脱水处理规模 $100 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ （油量）；返排液处理采用“高级氧化+混凝沉降+过滤”工艺，设计处理规模 $3500 \text{m}^3/\text{d}$ 。该站目前已建设完工，尚未正式投产运行，待投产运行（预计 2022 年 4 月底）后设计采出液、采出水处理能力可满足本项目需求。	依托
	克拉玛依博达环保科技有限公司	本项目产生的油泥属于危险废物，经收集后委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处理，设计处理能力为 52 万 t/a 。本项目采油井全部投产后预计油泥最大产生量占设计处理能力占比较小，在克拉玛依博达环保科技有限公司处理能力范围内，依托可行。	依托
	克拉玛依市生活垃圾填埋场	依托克拉玛依市生活垃圾填埋场，一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约 1km，有效库容 $108 \times 10^4 \text{m}^3$ 。二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容 $223.6 \times 10^4 \text{m}^3$ ，使用年限约为 10 年。	依托

		目前仍有较大余量，依托可行。	
	克拉玛依市第二污水处理厂	定期集中收集拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。一期污水设计处理能力 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，二期污水设计处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前一期为停运改造状态，仅二期运行，现实际处理量约为 $7.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，余量 $2.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，仍有较大的余量，依托可行。	依托
备注：红 83 井区采出液均依托红山嘴联合站（老站）进行转输，最终输入采油一厂稀油处理站处理；采出水依托红山嘴联合站橇装污水处理装置处理达标后回注油藏。红山嘴油田原油处理站已建设完成，尚未正式投产运行，待正式投产运行（预计 2022 年 4 月底）后红 83 井区采出液、采出水均依托新建的红山嘴油田原油处理站进行处理。			

3.2.3 开发方案

1、部署结果

本区石炭系油藏采用 400m~500m 井距不规则井网，共部署油井 23 口，老井利用 3 口（红 835、红 832、红 834_X），新钻油井 20 口，单井设计井深 2700m，钻井总进尺 $5.4 \times 10^4 \text{m}$ ，单井设计产能 10.0t/d，新建产能 $6.9 \times 10^4 \text{t}$ 。

本次部署动用含油面积 3.84km^2 ，动用地质储量 $301.5 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $24.12 \times 10^4 \text{t}$ 。红 83 井区石炭系油藏开发部署表见表 3.2.3-1，各油井具体位置见表 3.2.3-2，具体井位部署见图 3.2.3-1。

表 3.2.3-1 红 83 井区石炭系油藏开发部署表

断块	井数 (口)	新钻 油井 (口)	老井 利用 (口)	设计 井深 (m)	钻井 进尺 (10^4m)	设计 产能 (t/d)	区日 产油 (t/d)	新建 产能 (10^4t)	备注
红 83	23	20	3						直井+定向井

表 3.2.3-2 本项目各井口位置统计表

序号	井号	经度	纬度	备注
1	HX83004			新建
2	HX83003			新建
3	HX83005			新建
4	HX83006			新建
5	红 835			利用老井
6	红 832			利用老井
7	H83007			新建
8	HX83008			新建
9	HX83009			新建
10	HX83015			新建

11	HX83017			新建
12	H83019			新建
13	HX83020			新建
14	HX83021			新建
15	H83022			新建
16	红 834_X			利用老井
17	H83010			新建
18	HX83011			新建
19	HX83012			新建
20	HX83013			新建
21	H83014			新建
22	HX83016			新建
23	HX83018			新建

2、钻井实施顺序

本项目在整体部署基础上，分批滚动实施。第一批优先围绕高产井红 835 井，在石炭系古构造高点部署实施 6 口井，老井利用 2 口（红 835、红 832），共新建产能 $1.8 \times 10^4 \text{t}$ ，动用含油面积 0.99km^2 ，动用地质储量 $77.7 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $6.22 \times 10^4 \text{t}$ 。分批实施部署表见表 3.2.3-3。

表 3.2.3-3 红 83 井区石炭系油藏分批实施部署表

批次	井数 (口)	新钻 油井 (口)	老井 利用 (口)	设计 井深 (m)	钻井 进尺 (10^4m)	设计 产能 (t/d)	区日 产油 (t/d)	新建 产能 (10^4t)	井号
第一批	6	4	2						HX83004、 HX83003、 HX83005、 HX83006、 红 835、红 832
第二批	10	9	1						H83007、 HX83008、 HX83009、 HX83015、 HX83017、 H83019、 HX83020、 HX83021、 H83022、红 834_X
第三批	7	7							H83010、 HX83011、 HX83012、

									HX83013、 H83014、 HX83016、 HX83018
合计	23	20	3						

3、产量预测

根据注采平衡关系，对部署井今后十五年开发指标进行预测见表 3.2.3-4。

表 3.2.3-4 红 83 井区石炭系油藏开发第一批部署井指标预测表

时间 (年)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	综合含水率 (%)	采出水 (10 ⁴ t/a)	采出水 (t/d)
1	2.07	4.29	52	2.22	3.22
2	6.90	17.63	61	10.73	15.56
3	3.99	10.54	62	6.56	9.50
4	2.42	6.48	63	4.06	5.89
5	1.50	4.26	65	2.76	4.00
6	0.96	2.99	68	2.03	2.94
7	0.61	1.99	69	1.38	2.00
8	0.42	1.50	71	1.07	1.56
9	0.31	1.27	75	0.96	1.39
10	0.23	1.00	77	0.77	1.11
11	0.19	0.88	80	0.69	1.00
12	0.15	0.69	80	0.54	0.78
13	0.12	0.65	82	0.54	0.78
14	0.08	0.61	84	0.54	0.78
15	0.08	0.58	86	0.50	0.72

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程和地面集输工程。

3.2.4.1 钻井工程

根据开发方案，本项目共部署采油井 23 口，利用 3 口老井，新钻 20 口采油井。优先实行滚动钻井，预计单井完井周期为 30 天。

1、井身结构

本次新钻井为直井设计，采用二开井深结构设计。直井井身结构见图 3.2.4-1。

一开：采用Φ381mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。

二开：采用Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深 2700m，下入 Φ139.7mm 油层

套管，固井水泥返高至白垩系吐谷鲁群底界以上 300m。

图 3.2.4-1 直井井身结构图

2、钻井主要设备

钻井钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

目的层采用 SP1635L、MD6645A 等高效 PDC 钻头，配合高压喷射复合钻井达到快速钻进的目的。一开表层采用单扶塔式钻具组合，二开直井段采用稳斜钻具组合，定向段采用复合导向钻具组合控制井斜，满足对井身质量的控制要求。

3、钻井液方案

一开：采用坂土钻井液；

二开：采用聚合物钻井液，水平段采用 MEG 钻井液+弱凝胶钻井液体系，钻井液密度控制在 1.30g/cm^3 以内。

4、固井方式

采用套管固井完井。表层套管固井水泥浆体系选用天山 G 级（MSR）水泥，

油层采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面。采用 35MPa 的环形防喷器，根据后期采油作业要求，采用 105MPa 的 $\phi 273\text{mm} \times \phi 139.7\text{mm}$ 标准套管头。

5、井场布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、不落地系统等，具体井场平面布置见图 3.2.4-2。

图 3.2.4-2 钻井井场布置示意图

3.2.4.2 采油工程

（1）采油井口：新建井口装置 23 座，采用 14 型节能抽油机，配套电机功

率 37kW。对距离红 831_X 井场平台部署较远的两口井 HX83006、红 832 设置 20kW 电加热器对原油进行加热集输。井口均设保温盒，保温盒内设 300W 电加热器做保温。

（2）举升方式：机械采油；

清蜡方式：油管生产井自喷期采用机械清蜡工艺，套管生产井自喷期采用连续油管机械清蜡工艺，抽油期采用尼龙刮蜡器配合周期热洗工艺；借助于抽油杆上下冲程运行实现自动清蜡，蜡质推入井下后和原油一同采出。

（3）防砂工艺：在生产后期若发现出砂，采用管内防砂工艺结合定期冲砂来保持油井正常生产。由于该区油井需要进行压裂改造，因此重点是做好压裂出砂预防工作，优化单井压裂设计，控制压裂液返排速度，减少出砂风险。

3.2.4.3 地面集输工程

1、集输工艺

红 83 井区属于新区块开发，目前油气开采并未达到规模，本项目产液依托已建红 831_X 集中拉油点，集输工艺采用“单井——罐车拉运至红山嘴联合站”的拉油生产工艺。即地层采出物（原油、伴生气、地层水三相混合物）在单井井口通过单井采油管线管输至拉油站，在拉油站计量后进入分离器进行气液分离。分离的伴生气放空燃烧，采出液进入集中拉油点储油罐，定期由专用罐车拉运至红山嘴联合站。

2、采油井口

单井均采用抽油机生产，采用 14 型节能抽油机，井口配置井口保温盒，保温盒内设 300W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。此外，井口设 20kW 井口电加热器，装置实现全自动控制，以来液压力控制为主。

采油井场满足工艺设施的布置安装和修井时的作业用地要求，井口安装、标志标识等采用标准化设计。

（3）单井集油管线

根据油品性质，抽油机井口的回压控制小于 1.5MPa，单井集油管线规格为 D50，管材选用 20 无缝钢管，管线外采用 40mm 黑夹克聚氨酯防腐保温。管线埋地敷设，管顶埋深-2m。单井管线长度 100m。

（4）拉油罐

红 831_X 拉油点已建 60m³ 高架拉油罐（直径 5.2m、罐壁高 3.2m）4 座（储油罐有效总容积 204m³）、DN50 放空火炬 1 座（H=8m）、WE1.2×3.6-0.6 两相分离器橇 1 座、三通阀自动选井计量管汇 1 座、单井计量装置 1 座。

本项目集输系统平面管网图见图 3.2.4-3，主要工程量见表 3.2.4-4。

表 3.2.4-4 主要工程量表

序号	名称及规格	数量	备注
1	DN50 加热采油井场	23 座	
	单座内含：		
	1) 70MPa DN65 采油井口（35MPa）	1 座	
	2) 14 型节能抽油机及基础	1 座	
	3) 20kW 电加热器	1 座	
2	60m ³ 高架拉油罐（含加热器、防腐保温）	4 座	依托现有
3	WE1.2×3.6-0.6 两相分离器橇	1 座	依托现有
4	DN50 放空火炬 1 座（H=8m）	1 座	依托现有
5	单井集油管道 D60×3.5/20 无缝钢管	2.3km	新建
6	集油支线 DN150 3.5MPa 玻璃钢管	6km	新建
7	阀门及其他		
8	闸阀 Z43wF 1.6C DN150 1.6MPa	4 套	新建
9	闸阀 Z43wF 1.6C DN 50 1.6MPa	23 套	新建

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 给排水

1、给水

钻井期钻井人数 30 人，预计单井完井周期为 30 天（合计完井周期为 600 天），按每人每天用水 80L 计算，钻井期生活用水 1440m³。钻井期用水主要为钻井液配比用水。根据建设单位提供的资料，钻井液配比用水约为钻井液用量的 90%，则钻井期配比用水 1332m³。本工程用水就近从车红山嘴联合站由罐车拉运至项目区，可满足其需求量。

2、排水

本项目生活污水排放系数均按 0.8 计，钻井期生活污水排放量为 483.8m³；

井场设防渗污水收集池，钻井结束后生活污水清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。钻井期采用泥浆不落地工艺，无生产废水产生；采出液分离的采出水经红山嘴联合站污水处理系统处理后回注油藏。

3.2.5.2 供配电工程

新增采油井电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV，负荷等级为二级负荷。主要用电设施为采油井、电加热器装置等。根据负荷预测，总体方案新增电力负荷 167.8kW，用电依托油区已建 6kV 红联四线。

根据油井分布的地理位置，本次新建 6kV 架空线路 1.1km，导线采用 JL/G1A95/20 型，新建线路由已建 6kV 红联四线 T 接，线路分支处设柱上真空断路器和避雷器组。

本次油田开发区块采用单变压器带单井的配电方式，单井设一座 10/0.4kV 杆架式变电站，容量为 63kVA。杆架式变电站电源引自就近油区新建 6kV 架空线路，新建变压器采用 S13M 型，本工程新建杆架式变电站共计 20 座。

杆架式变电站低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后功率因素不小于 0.8。新建 63kVA 杆架式变电站设 60kvar 无功补偿装置 20 套。

3.2.5.3 管线防腐及保温

单井出油管道外壁：单井出油管道外壁：防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度 300 μ m 保温层采用聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 30mm，保温管轴向偏心量为 3mm；防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度 $\geq$ 1.4mm。采用“一步法”成型工艺，单管预制合格后两端加防水帽。补口防腐层采用辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

集油干线外壁：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，防护层采用聚乙烯塑料。保温厚度 30mm 防护层厚度 $\geq$ 2.0mm。采用“管中管”施工工艺。保温管端面涂敷弹性聚氨酯防腐漆一道底漆二道面漆，干膜厚度 $\geq$ 0.20mm。

集油干线钢接头外壁：防腐层采用弹性聚氨酯防腐漆一道底漆二道面漆，干膜厚度 0.20mm；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度同管体；防护层采用辐射交联聚乙烯热收缩带。

钢管外壁除锈等级 Sa2.5 级，表面灰尘度应小于或等于 GB/T18570.3 规定的 2 级。钢接头表面除锈等级 St3 级。

管线埋至冻土深度以下，集输支线、干线地面设标志桩。

3.2.5.4 仪表自控工程

本项目对新建采油井进行自动化建设，实现抽油井油压、套压、冲程、冲次、示功图、启停时间、启停状态、电机综合电参（电流、电压、电量、有功功率、无功功率）等参数采集与传输，新建单井仪表采用无线 Zigbee Pro 仪表，数据通过 Zigbee Pro 方式汇聚至多井级联 RTU 后通过 4G 方式上传采油一厂厂级生产监控平台进行集中监控，同时对平台进行相应扩容。

本工程新建单井区域均已覆盖 4G 信号，按照 1 个多井级联 RTU 覆盖半径不超过 300m，接入单井不超过 5 口的原则，本工程共需多井级联 RTU 共 5 套。

拉油站设厂级生产监控平台系统扩容（23 口单井数据接入）1 套。

3.2.5.5 道路

本次开发部署区内建有比较完善的油田路网，交通便利，依托性较好。本次方案不需新建道路，巡井道路可依托已建道路。

3.2.6 依托工程

钻井期：井场生活污水经防渗污水收集池收集后定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂，生活垃圾集中收集后拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处理。

运营期：目前红 83 井区采出液采用罐车拉运后依托红山嘴联合站转输，最终输往采油一厂稀油处理站进行处理；采出水经红联站污水撬装装置处理达标后回注油藏。待红山嘴油田原油处理站正式投产运行后，红 83 井区采出液、采出水均依托新建的红山嘴油田原油处理站进行处理。红 83 井区伴生天然气燃烧放空。

依托工程关系图见图 3.2.6-1 和图 3.2.6-2。

图 3.2.6-1 依托工程关系图（依托老站）

图 3.2.6-2 依托工程关系图（依托新站）

3.2.6.1 红山嘴联合站（老站）

红山嘴联合站位于克拉玛依市东南面，距市中心约 29km，位于呼克公路西 12km 处，站区占地面积 6000m²。

红山嘴联合站是稀油处理站下属的一个转油站，工艺方面包括原油输送、天然气输送、注水等三部分。该站始建于 1990 年，目前，红山嘴联合站原油输送系统设计转液能力为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，注水系统供水能力共计 3500m³/d，注水能力为 2800m³/d，设计采出水处理能力 2500m³/d。

红联站转液能力为 1920m³/d，目前转液量 950m³/d，本次新增采出液量 296.5m³/d，红山嘴联合站可以满足新增产能接转需求。红山嘴联合站污水橇装装置设计污水处理能力 2500m³/d，目前实际采出水处理量在 1733m³/d，富余量为 767m³/d。红山嘴联合站污水橇装装置设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。可以满足运营期本项目 348m³/d 采出水的处理需求。

3.2.6.2 采油一厂稀油处理站

采油一厂稀油处理站位于克拉玛依市金龙镇，距克拉玛依市中心约 9km，距红山嘴联合站约 29km。该站建于 2001 年，经过多次扩建，目前原油处理能力 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ 。主要管辖一厂的二中区、二西 1 区、二西 2 区、二中西区、五 1 区、四 1 区、红山嘴稀油、中拐及小拐地区的原油处理。

稀油处理站原油处理工艺采用二段大罐沉降脱水工艺。利用油水密度差，一段采用重力沉降脱水，二段采用热化学重力沉降脱水。采油队来油分集油线和拉油两种，集油线来油进入油气分离器进行油气分离及计量，分出的天然气经二级分离器分离后去天然气处理站。拉油进卸油台，通过转油泵转入油气分离器出口与集油线来油混合后，进入一段沉降罐（ $2 \times 1400 \text{m}^3$ ）进行初步油水分离，脱出水去污水除油罐（ $2 \times 500 \text{m}^3$ ）。一段出口原油含水要求 <20%，原油进入缓冲罐（ $2 \times 500 \text{m}^3$ ），经输油泵（ $2 \times 80 \text{m}^3/\text{h}$ ）转入相变炉加热后进入二段沉降罐，进行二次脱水，二段出口原油含水要求 <2%，原油进入净化油罐，沉降 8h 含水合格（含水 <0.5%）后外交。二段分离出的热水去卸油台回掺，加热卸油台来油。

采油一厂稀油处理站的设计处理规模为 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量约 $42 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $33 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足本项目新建产能 $6.9 \times 10^4 \text{t}$ 的处理需求。

3.2.6.3 新建红山嘴油田原油处理站

新建红山嘴油田原油处理站位于克拉玛依区，主要负责红车拐地区（红山嘴老区、金龙-中拐油田、车排子油田、红山嘴新区）的原油、天然气、采出水处理及注水任务，该站建成后，原红山嘴联合站停用。新建红山嘴油田原油处理站于 2020 年 8 月取得克拉玛依市生态环境局《关于采油一厂红山嘴原油处理站建设工程环境影响报告表的批复》（克环函[2020]141 号），目前基本已建成，但尚未正式投产运行。

新建红山嘴油田原油处理站包括：新建原油处理装置 1 套，采用热化学沉降脱水和电化学沉降脱水相结合的工艺，设计规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建原油稳定装置 1 套，采用负压闪蒸工艺，设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建常规采出水处理设施 1 套，采用聚结除油-压力式反应沉降工艺，处理规模为 $1300 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建压裂返排液采出水处理设施，采用高级氧化+混凝沉降+过滤工艺，设计规模 $3500 \text{m}^3/\text{d}$ 。

该站建成后可满足本项目采出液、采出水的处理需求。

3.2.6.4 运营期含油污泥处置

克拉玛依博达环保科技有限公司含油污泥处置厂主要从事油田污泥的回收处置，具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号 6502040047，有效期限 2017 年 9 月至 2022 年 9 月），位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，于 2008 年 8 月正式投产运行，主要以处理油田污泥为主，设计处理规模为 $52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，留有 $17 \times 10^4 \text{t/a}$ 的富余量，采用“水—助溶剂”工艺，通过筛分、洗涤、静置、分离等工序，对含油污泥进行多次洗涤，将油品分离，净化污泥。

本项目运营期排放危险废物为油泥（砂）（危废代码为 HW08 071-001-08），排放量为 15.18t/a ，克拉玛依博达环保科技有限公司剩余处理能力满足本项目处置需求。

3.2.6.5 克拉玛依市第二污水处理厂

克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依区，地理位置坐标东经 $84^\circ 58' 30''$ ，北纬 $45^\circ 40' 30''$ 。污水处理采用生物滤池法进行处理，一期污水设计处理能力 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，二期污水设计处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前一期为停运改造状态，仅二期运行，现实际处理量约为 $7.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，余量 $2.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。本项目施工期生活

污水产生量的废水量相对于污水处理厂富余处理能力所占比例较小，污水处理厂富余处理能力可满足本项目需求。

3.2.6.6 克拉玛依市生活垃圾填埋场

克拉玛依生活垃圾填埋场有两期：一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约 1km，有效库容 $108 \times 10^4 \text{m}^3$ 。二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容 $223.6 \times 10^4 \text{m}^3$ ，使用年限约为 10 年。

垃圾填埋场采用底部水平防渗与侧壁防渗相结合的人工防渗衬层。填埋场场底水平防渗面积约 $21.5 \times 10^4 \text{m}^2$ ，侧壁防渗面积约 $6.0 \times 10^4 \text{m}^2$ ，总防渗面积约 $27.5 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

克拉玛依生活垃圾填埋场可完全容纳本项目钻井期产生的生活垃圾。

3.2.6.7 运营期主要依托工程环保手续履行情况

运营期本项目依托工程环保手续履行情况详见表 3.2.6-1。

表 3.2.6-1 运营期依托工程环保手续履行情况

序号	依托工程	项目名称/建设单位	环评手续情况	验收手续情况
1	红山嘴联合站（老站）	金龙 10 井区 2015 年产能建设依托工程采油一厂稀油处理站、红山嘴联合站扩建工程	2016 年 1 月 4 日通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号克环保函〔2016〕8 号	2017 年 11 月 23 日通过自主验收
2	采油一厂稀油处理站			
3	含油污泥处置	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	2007 年 4 月原克拉玛依市环境保护局通过审批，文号克环保函〔2007〕28 号文	2007 年 11 月通过克拉玛依市环保局组织的竣工环保验收
4	红山嘴油田原油处理站（新建）	采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程	2020 年 8 月 30 日通过克拉玛依市生态环境局审批，文号克环函〔2020〕141 号文	在建，计划 2022 年 4 月底正式运行

3.3 环境影响因素识别及污染源分析

3.3.1 环境影响因素分析

本项目建设分为施工期、运营期和闭井期三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，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，如对生态环境的破坏。运营期环境影响持续时间长，并

随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。闭井期，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、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3.1-1。油田开发过程污染物排放流程见图 3.3.1-1。

表 3.3.1-1 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	钻井泥浆、岩屑	土壤	施工期
	生活污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	柴油发电机产生的烟气、扬尘	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	施工期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	排放废气	环境空气	运营期
	设备噪声	声环境	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
罐车拉运	排放废气	环境空气	运营期
	车辆噪声	声环境	
	油气泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	作业废水	土壤、地表水	施工期 运营期
	作业废气	环境空气	
	设备噪声	声环境	

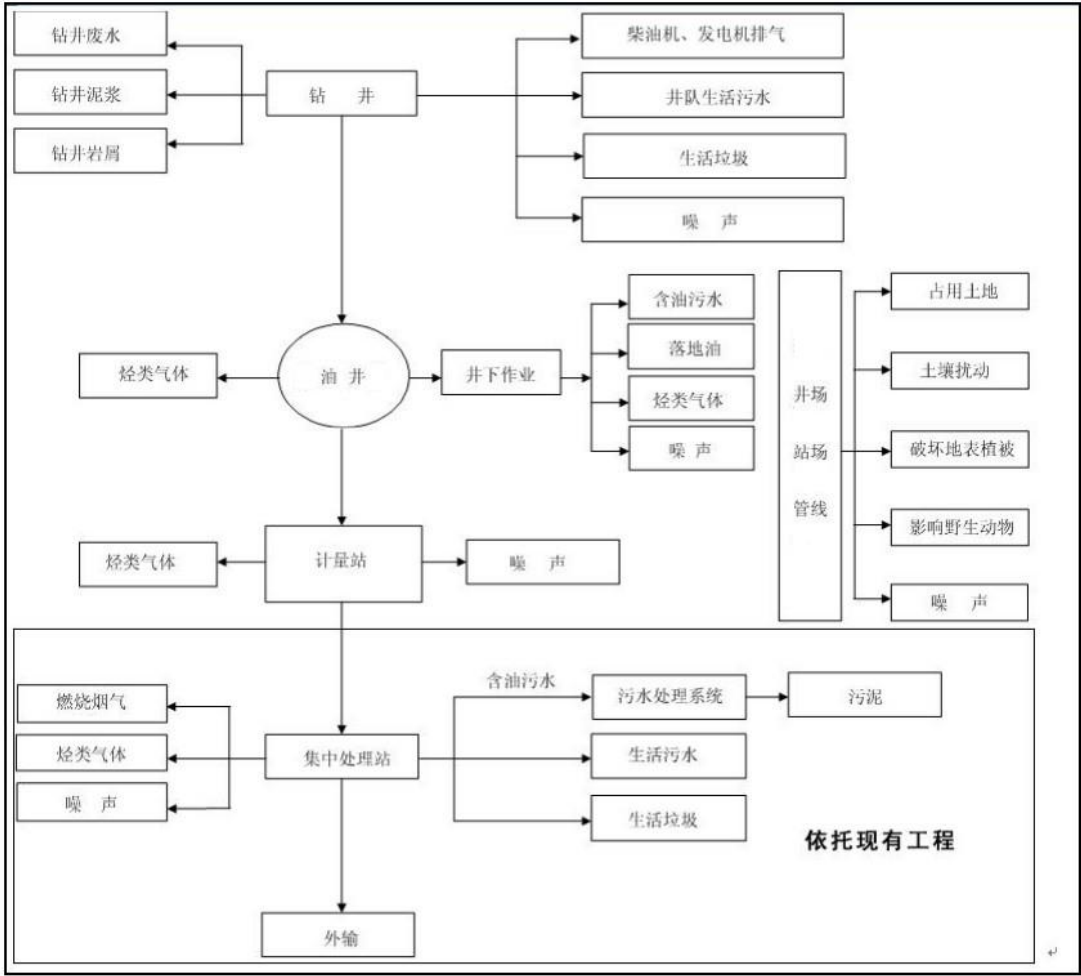


图 3.3.1-1 油田开发过程污染物排放流程

3.3.1.1 施工期

（1）钻井工艺流程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井工程作业流程见图 3.3.1-2 所示。

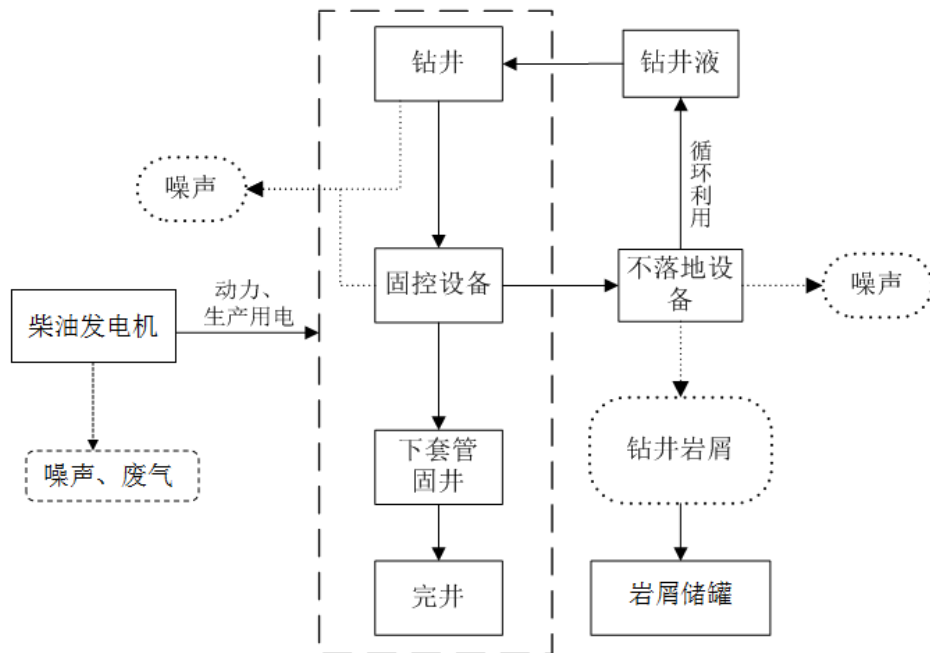


图 3.3.1-2 钻井工程作业流程图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相临时贮存在井场内岩屑储罐（方罐 2 用 1 备，容积 30m³）。

具体工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

①钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐内；

②初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

工艺流程图见图 3.3.1-3，不落地设备照片如图 3.3.1-4 所示。

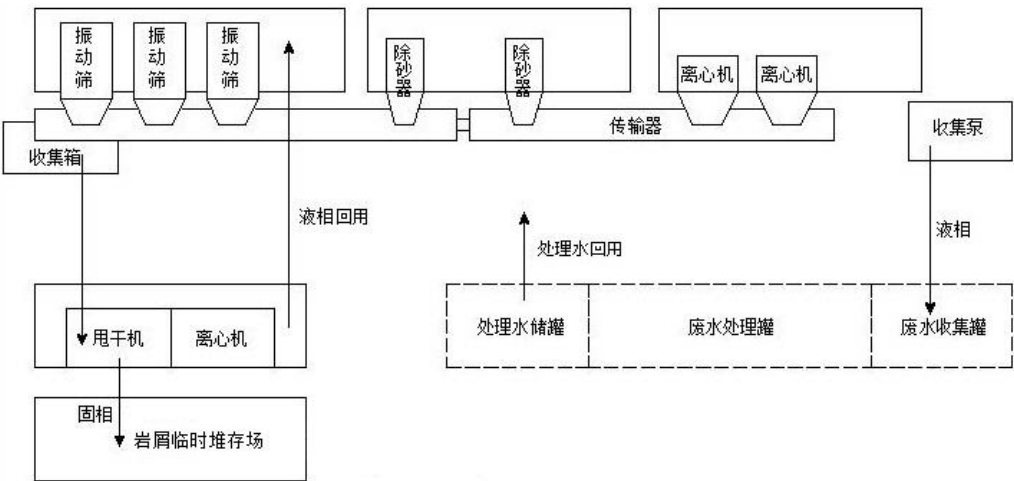


图 3.3.1-3 泥浆不落地工艺流程图

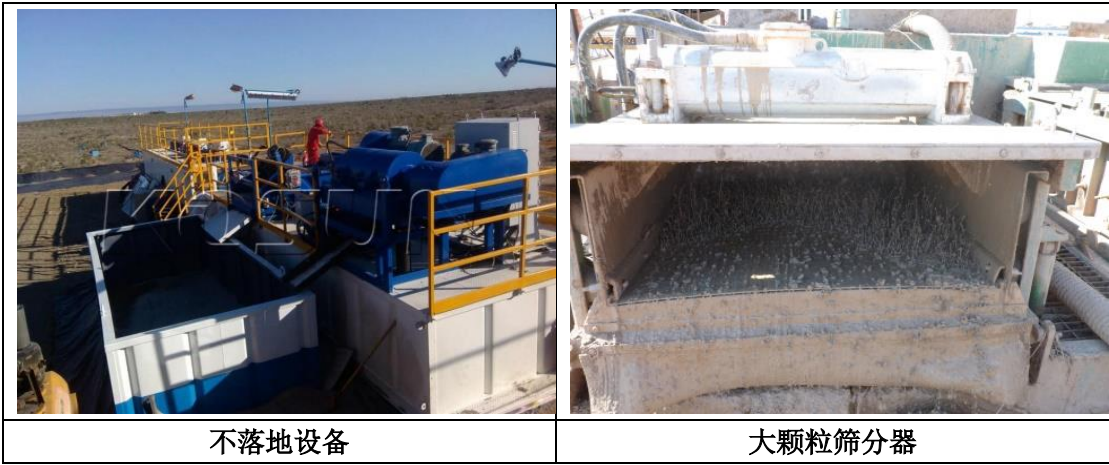


图 3.3.1-4 泥浆不落地装置照片

建设单位于 2016 年 11 月以后，全部采取泥浆不落地装置，该装置已使用多

年工艺成熟可行，不用需再建泥浆池和岩屑堆场，满足《关于进一步加强和规范油气田勘探废弃物污染防治工作的通知》（新环发〔2016〕360 号）的相关要求，进一步保护土壤及地下水环境。

（2）井口设备安装

采油井口采用 14 型（37kW）节能抽油机配置保温盒，保温盒内设 300W 防爆电加热器。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓。

（3）管线敷设工艺流程

①管线敷设

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目单井管线施工作业带宽 8m、支线施工作业带宽 10m。管线敷设方式主要为埋地敷设，管线顶埋深-1.8m。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

②清管和试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

③回填、地貌恢复

分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

管道敷设工艺流程见图 3.3.1-5。

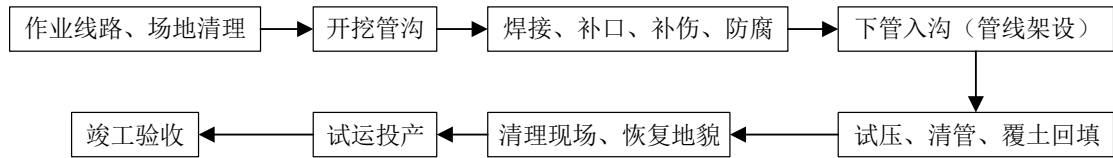


图 3.3.1-5 管道敷设工艺流程图

3.3.1.2 运营期

（1）井下作业工艺流程

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井和压裂工艺，作业程序见图 3.3.1-6。

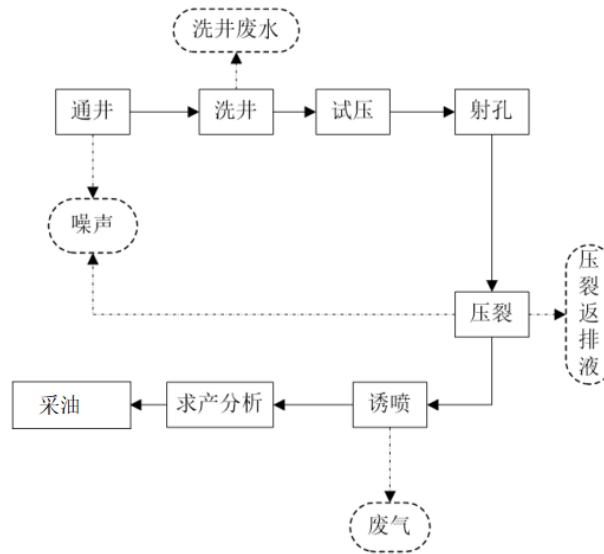


图 3.3.1-6 井下作业流程图

（2）油气集输工艺

红 83 井区集油区各单井来液进 8 井式一体化自动选井计量装置，经多通阀自动选井工艺，不需要计量的单井油气直接进入管道，需计量的单井油气进入橇内计量分离器，进行气液分离计量，计量后再进入集油管道与其它不需计量的单井来液汇合进入生产分离器橇，分离器分出的液相进入拉油罐储存、定期拉运，分离出的伴生气进放空火炬，燃烧放空。

3.3.1.3 闭井期

（1）油、水井退役封井

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等。具体流程见图 3.3.1-7。

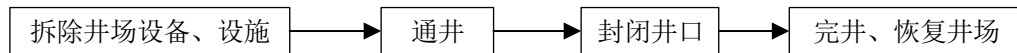


图 3.3.1-7 油、水井闭井期工艺流程图

（2）集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

（3）闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至联合站采出水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为废弃管线进行综合利用；废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

3.3.2 污染源分析

3.3.2.1 施工期

钻井阶段排放的主要污染物为：柴油发电机产生的烟气、运输扬尘、钻井岩屑、剩余钻井泥浆、施工土方、钻井噪声、井队钻井人员的生活污水和生活垃圾等。

1、废气

（1）柴油机组燃烧废气

施工期钻井过程中使用柴油发电机，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂等。

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，本项目新钻采油井 20 口，预计完井周期为 30 天，整个钻井期总消耗柴油 1200t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.72g，NO_x：32.79g，HC：3.39g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO：12.864t，NO₂：39.348t，THC：4.068t。根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg，钻井期间 SO₂ 排放量为 0.024t。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）扬尘

施工扬尘污染主要造成大气中 TSP 值增高，根据类比资料，施工扬尘的起尘量与许多因素有关。影响起尘量的因素包括：基础开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆带泥砂量、以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。

2、废水

（1）生活污水

单井钻井施工人数为 30 人，每人每天用水量约 80L，预计单井完井周期为 30 天（合计完井周期为 600d），则整个钻井期间生活用水为 1440m³，按照排污系数 0.80 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 1152m³。其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物浓度为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L，产生量分别为：0.402t、0.228t、0.036t。施工生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂进行处理。

（2）管道试压废水

本项目新建单井出油管线 2.3km（管径 DN60），集输线 6km（管径 DN150）。管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，则本项目管道试压用水量约 135.0m³，损耗按照 10%计，则试压废水量 121.5m³，试压废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 300mg/L 左右，经沉淀后用于施工现场洒水降尘。

3、噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。噪声排放情况见表 3.3.2-1。

表 3.3.2-1 钻井期噪声排放情况

位置	噪声源	声源强（dB(A)）
井场	柴油发电机	80~90
	钻机（电钻）	80~90
	泥浆泵	95~100

4、固体废物排放量分析

本项目在钻井期产生的固体废物为钻井泥浆、岩屑、施工土方及生活垃圾。

（1）钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中：V—排到地面上的泥浆量，m³；

D—井眼的平均直径，m；

h—井深，m。

钻井泥浆计算参数一览表如下所示。

表 3.3.2-2 钻井泥浆计算参数

类型	结构	D 井眼直 (m)	h 深度 (m)	W 单井泥浆量 (m ³)	总泥浆量 (m ³)
共新钻 20 口	一开	0.381	500	126.5	2529.8
	二开	0.2159	2700 (均值)	226.6	4532.0
合计					7061.7

计算得知：本工程新建 20 口井钻井泥浆量约为 7061.7m³，根据钻井液配方分析，钻井泥浆为水基泥浆，全部进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

(2) 钻井岩屑

钻井岩屑产生、排放量与井身结构等因素有关，岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；

h—井深，m；

d—所钻岩石的密度 (g/cm³)，取 2.5g/cm³；

α—岩石膨胀系数，取 2.2。

表 3.3.2-3 钻井岩屑估算表

类型	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 单井岩屑量 (t)	总岩屑量 (t)
共新钻 20 口	一开	0.3112	450	313.4	6267.3
	二开	0.2159	1760 (均值)	543.4	10867.5
合计					17134.9

计算得知：本项目新钻 20 口井共产生水基钻井岩屑 17134.9t。产生的钻井岩屑进入岩屑储罐内，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值后可综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的第三方单位进行处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合

利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

（3）井下射孔压裂返排液

石油钻井完井时，用专用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透油层一定深度从而建立起油气流的通道。在此过程中须使用射孔液，以防止射孔时发生井喷、射孔堵塞、地层损害等事故或不良后果。

经调查，本项目射孔液的主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂，单井排放的压裂液为 20~40m³，总计排放最大量为 800m³。

（4）施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖产生，待管线铺设完成后回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上并压实，管线工程不产生集中弃土。

（5）钻井队生活垃圾

钻井阶段，井场人员按 30 人计算，单井钻井周期为 30 天（合计完井周期为 600d），每人每天产生生活垃圾 1.0kg，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 18.0t。施工生活垃圾经垃圾箱收集后，定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场处理。

5、对生态环境的影响分析

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线、井场施工扰动的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场井口、多通阀管汇等。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设、道路铺设等，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。

本项目占地分为永久占地和临时占地，工程占地一览表见表 3.3.2-4。

表 3.3.2-4 本项目工程占地一览表

序号	区域	面积 (m ²)	其中 (m ²)		占地 类型	备注
			永久	临时		
1	采油井场	200000	18000	182000	盐碱地	单座井场永久占地面积为 30m×30m；临时占地 100m×100m-30m×30m；利用的 3 口老井已计算占地，本次不重复计算。

2	集输管线	66400	0	66400		其中集输管线约 8.3km，施工作业带宽度 8m
3	输电线路	15327	660	14667		
	合计	281727	18660	263067	-	-

6、施工期污染物排放情况汇总

本项目施工期各种污染物汇总见表 3.3.2-5。

表 3.3.2-5 施工期污染物产生排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期 钻井废气	烃类	4.068t	4.068t	环境空气
			CO	12.864t	12.864t	
			NO ₂	39.348t	39.348t	
			SO ₂	0.024t	0.024t	
废水	井场	管道 试压废水	废水量	121.5m ³	121.5m ³	经沉淀后用于施工现场洒水降尘
		生活污水	废水量	1152m ³	1152m ³	生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂进行处理
			COD	0.402t	0.402t	
			SS	0.228t	0.228t	
			氨氮	0.036t	0.036t	
固体废物	井场	钻井岩屑	/	17134.9t	0	岩屑存入储罐，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值，用于铺垫井场等综合利用。
		钻井泥浆	/	7061.7m ³	0	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。
		井下射孔压裂返排液	/	800m ³	0	收集入罐，统一收集运至红山嘴联合站污水处理系统处理。
		施工土方	/	/	/	施工结束后回填管堤之上，进行压实、平整。
		生活垃圾	/	3.0t	0	集中收集后，统一拉至克拉玛依市生活垃圾填埋场。
噪声	井场	柴油发电机	/	80~90		声环境
		钻机	/	80~90		
		泥浆泵	/	95~100		
	管道	施工机械	/	80~105		声环境

3.3.2.2 运营期

1、废气

生产运营期间，单井加热采用电加热，无废气污染物排放，井区油气集输过

程中产生一定量的烃类挥发，红 831 集中拉油点储罐呼吸无组织烃类废气、火炬燃烧产生燃烧废气。

（1）油气集输烃类挥发

本项目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，可有效减少烃类气体的挥发量，对本工程而言 VOCs 主要为 NMHC。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，有机废气产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1%~0.4%，本次按照最不利条件 0.4% 计算。

根据设计资料，23 口油井全部投产后预计达到最大产油量（产品） $6.9 \times 10^4 \text{t/a}$ ，经计算有机废气（按 NMHC 计）排放总量为 27.6t/a。

②拉油点储罐呼吸无组织烃类

在红 831 井区集中拉油点运营过程中原油储罐会有非甲烷总烃的无组织排放，这些烃类气体主要成分为 C1-C5 的烃类物质，这是本工程特征大气污染物。烃类气体主要产生于原油存储、转运过程。原油存储于储油罐内，由于罐内气体空间温度差异，引起可挥发烃类气体经呼吸阀排出，被称为“小呼吸”；储罐内在收发油品时，由于油气空间容积的变化，导致油气呼出或外界空气的吸入，也会造成烃类挥发，被称为“大呼吸”。

红 831 井区集中拉油点原油储罐设计参数表，见表 3.3.2-6。

表 3.3.2-6 红 831 井区集中拉油点原油储罐设计参数表

序号	储罐名称	数量	周转周期	设计温度	介质	设备类型	储罐直径 (m)	罐壁高度 (m)	介质密度 (kg/m ³)
1	60m 原油储罐	4	2d	≥55℃	原油	固定顶罐	5.2	3.2	862

烃类气体排放量根据美国石油学会推荐的计算油罐储存损耗的公式对拟建油罐非甲烷总烃气体挥发进行理论计算。

小呼吸产生计算：小呼吸排放是油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

$$LB=0.191 \times M \left(\frac{P}{100910-P} \right)^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times FP \times C \times K_C$$

式中：

LB—固定顶罐的小呼吸排放量（Kg/a）；

M—储罐内蒸汽的分子量；（美国石油学会推荐 64）

P—在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；按饱和压力计，12290.8Pa；

D—罐的直径；

H—平均蒸汽空间高度（m）；H=0.1m；

T—一天之内的平均温度差（℃）； T=10℃；

FP—涂层因子（无量纲）；FP=1.25；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲）；直径在 0~9m 的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，计算得 C 取值为 0.3；

K_C—产品因子（石油原油 K_C=0.65，其它的有机液体取 1.0）。

计算结果：单座 60m³ 原油储罐“小呼吸”产生量为 0.18t/a，则集中拉油点储罐“小呼吸”产生量为 0.72t/a。

大呼吸产生计算：油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油，所呼出的油蒸气造成油品蒸发的损失。油罐向外发油时，由于油面不断降低，气体空间逐渐增加，罐内压力减小，当压力小于呼吸阀控制真空度时，油罐开始吸入新鲜空气，由于油面上方空间油气没有达到饱和，促使油品蒸发加速，使其重新达到饱和，罐内压力再次上升，造成部分油蒸气从呼吸阀呼出。

可由下式估算固定顶罐的大呼吸排放：

$$L_w = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_C$$

式中：

L_w—固定顶罐的工作损失（Kg/m³）；

K_N—周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K）确定 $K \leq 36$ ，K_N=1； $36 < K \leq 220$ ，K_N=11.46×K^{-0.7026}；K>220，K_N=0.26；本项目 K_N 取值 0.26。

计算结果：单座 60m³ 原油储罐“大呼吸”产生量为 0.06t/a，则集中拉油点储罐“大呼吸”产生量为 0.24t/a。

储罐呼吸产生量结果见表 3.3.2-6。

表 3.3.2-6 储罐呼吸产生量结果表

序号	储罐名称	数量	“小呼吸”产生量	“大呼吸”产生量	挥发烃产生总量
1	60m 原油储罐	4 座	0.72t/a	0.24t/a	0.96t/a

③拉油点放空火炬燃烧废气

伴生气大部分通过火炬燃烧放空，废气中主要污染物为颗粒物、氮氧化物，污染物产污系数参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》4411 火力发电、4412 热电联产行业系数手册，火炬年运行时间 8640h，放空的天然气量约 239.76 万 m^3/a 。污染物产生及排放情况见下表。

表 3.3.2-7 天然气燃烧废气产生及排放情况一览表

工序	污染物	产污系数	产生量 (t/a)	处理 措施	排放量 (t/a)	排放 速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m^3)	排放 方式
火炬 天然气 燃烧	废气量	$12.42\text{Nm}^3/\text{立方米-原料}$	$2978 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	直排	$2978 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	/	/	8m 高 排气 筒直 排
	颗粒物	$103.9\text{mg}/\text{立方米-原料}$	0.249		0.249	0.029	8.36	
	NO_x	$0.86\text{g}/\text{立方米-燃料}$	2.06		2.06	0.24	69.17	

2、废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

（1）井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要通过洗井作业产生。

根据《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）》中（3）与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 3.3.2-8）计算井下作业废水的产生量。本工程均为低渗透油井，本项目共部署油井 23 口，每 2 年进行 1 次井下作业。井下作业废水水质、水量见表 3.3.2-8。

表 3.3.2-8 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表（续 1）

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

		业		化学需氧量	g/井次—产 品	34679		0
				石油类	g/井次—产 品	6122		0

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

本项目洗井废水产生量为 312.00m³/a（23 口井）。化学需氧量产生量为 0.399t/a，石油类产生量为 0.070t/a。井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下废水带罐收集拉运至红山嘴联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

（2）采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水，根据产能预测，稳产期间最大采出水量核算为 294t/d（10.73×10⁴t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等。

本项目采出水依托红山嘴联合站的生产废水处理系统处理后，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

（3）生活污水

本项目集油区新增管理人员从采油一厂已有人员进行调配，故不新增生活污水。

3、固体废物

（1）井下作业废液

本项目运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂返排液和洗井废液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，压裂返排液作为固废，具体的产污系数详见表 3.3.2-9。

表 3.3.2-9 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井	无害化处理/处置/利用	0

经计算 23 口油井废压裂返排液产生量为 3523.83m³/a，废洗井液产生量

588.57t/a。参考同地区压裂返排液污染物浓度调查，COD 浓度 1000~5000mg/L，石油类浓度 200~500mg/L。进入罐车拉运至红山嘴联合站，拉运过程中要求满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》；根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采（生态环境部公告 2021 年第 74 号）》，本项目产生的压裂返排液不属于危险废物，同时参考《新疆准葛尔盆地准东地区油气勘查区块内部流转协议》，本项目进入红山嘴联合站属于内部流转；压裂返排液进入联合站暂存池，后期上清液进入污水处理系统处理，属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB 34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液在联合站中进入废水处理站处置不作为固体废物管理；压裂返排液进入污水处理系统处理污水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准限值后回注油藏；油泥等危险废物委托有资质单位进行处置。

（2）含油泥沙

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物（HW08）。根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5~2.2t/万 t 计算，根据红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏指标预测表，年产油量随开发年限由低增高再降低，本项目 23 口采油井全部投产后预计 2023 年达到最大产油量 6.9 万吨，计算含油污泥最大产生量为 15.18t/a。本项目井场不产生含油污泥，运营期采出液依托红山嘴联合站、采油一厂稀油处理站处理过程中会生产含油污泥委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

（3）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 23 口油井，落地油总产生量约 2.3t/a。本项目井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至红山嘴联合站进行处理暂存，定期委托有资质单位处置。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号），本项目运营期危险废物汇总见表 3.3.2-10。

表 3.3.2-10 运营期危险废物汇总表

名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
油泥（砂）	HW08	071-001-08	15.18	石油开采和联合在贮存产生的油泥和油脚	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	T/I	袋装收集后，危废仓库暂存后委托有资质单位进行处置
落地原油	HW08	071-001-08	2.3	井场	半固态	石油类	石油类	事故状态下	T/I	
废压裂返排液	HW08	900-249-08	3523.83	井场	液态	石油类	石油类	每年 1 次	T/I	收集至储罐内，送至红山嘴联合站，废液回收进入污水处理系统处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置
废洗井废液	HW08	900-249-08	588.57	井场	液态	石油类	石油类	每年 1 次	T/I	

（4）生活垃圾

本项目新增管理人员从采油一厂已有人员进行调配，故不新增生活垃圾。

4、噪声

运营期噪声污染源主要包括井场、计量站中各类机泵等，噪声排放情况见表 3.3.2-11。

表 3.3.2-11 运营期噪声排放情况

噪声源名称		声功率级 (dB(A))	排放规律	噪声特性
井场	井下作业（压裂、修井等）	80~120	间歇	机械
站场	机泵	85~90	连续	机械
罐车	行驶	75~85	连续	机械

5、运营期污染物产生及排放量

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.3.2-12。

表 3.3.2-12 运营期产排污情况汇总（单位：t/a，噪声 dB(A)）

类别	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油及集输	无组织挥发	烃类	28.56	28.56	大气环境
			颗粒物	0.029kg/h	0.029kg/h	
			NO _x	0.24 kg/h	0.24 kg/h	
废水	井场	井下作业废水	COD	271.3	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至红山嘴联合站处理。
		采出水	石油类	10.73 万	0	经红山嘴联合站污水处理系统处理达标后回注油藏。
固体废物	井场	压裂返排液		3523.83m ³ /a	0	井下作业采用带罐作业，将作业产生的废液收集后拉运至红山嘴联合站修井废液池内，上层原油回收进入红山嘴联合站原油处理系统，中层废水通过泵打回红山嘴联合站污水处理系统，其处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。
		洗井废液		588.57	0	
	依托红山嘴联合站	油泥（砂）		15.18	0	交由有危废处置资质的单位回收、处置。
	井场事故状态下	落地原油		2.3	0	井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至红山嘴联合站暂存，定期委托有资质单位处置。
噪声	站场	机泵	/	/	85~90	声环境
	井场	井下作业（压	/	/	80~120	声环境

		裂、修井等）			
	罐车	行驶	/	75~85	声环境

3.3.2.3 闭井期

服役期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。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。

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为油田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井及井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

1、评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

2、评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本次评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

3、权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

4、评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类

是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

钻井作业、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4.1-1、表 3.4.1-2 和表 3.4.1-3。

表 3.4.1-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环液	井深：2km 以下； 2km~3km； 3km 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	95%	10
		污油回收率	%	10	≥90	100%	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液	m³/100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	项目废水 不外排	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水 不外排	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	评分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液			10	10
		柴油消耗	具有节油措施			5	5
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先			5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术			5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地			5	5

		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4.1-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	≥40%；≥50%；≥60%	100%	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	≥90	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5

		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0.58	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备		5	5
		地面管线防刺防漏措施		防溢设备（防溢池设置）		5	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备		5	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处		5	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理		10	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施		10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	20

表 3.4.1-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	<50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0

		油井伴生气回收利用率			%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率			%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类			mg/L	5	≤10	0	5	
		COD			mg/L	5	乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收率			%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率			%	7.5	≥60	100	7.5	
		油井伴生气外排率			%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率			%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标										
一级指标	指标 分值	二级指标					指标 分值	本工程		
								本工程指标	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	井筒设施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10	
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10	
		采油方式			采油方式经过综合评价确定			10	注水采油	10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			10	井口至拉油站为密闭混合输送工艺，后段为集中拉油方式，未设置轻烃回收装置	3
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	建立了 HSE 管理体系并通过认证	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20	
		制定节能减排工作计划					5	制定有节能减排工作计划	5	
(3) 贯彻执行环境保护	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	按要求执行	5	

政策法规的执行情况		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

3.4.2 评价指标体系计算

（1）定量评级指标的考核评分计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本次评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

（2）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P₁—定量评价考核总分值；

P₂—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4.1-4。

表 3.4.1-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.4.1-1~3 计算可得：

——钻井作业：定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分。

——井下作业：定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分。

——采油（气）作业：定量指标得分 90 分，定性指标得分 93 分，综合评价指数得分 91.2 分。

综合评价指数平均得分 97.1 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.4.3 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、井下作业过程

中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

总量控制指标：无。

建议考核指标：非甲烷总烃。

（2）废水污染物：循环利用不外排。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

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

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 30.26t/a，不纳入总量控制指标内。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

克拉玛依市地处准噶尔盆地西北边缘，位于东经 ，北纬 之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 9500km²，占自治区总面积的 0.6%，海拔高度在 270m~500m 之间。

本项目红山嘴油田红 83 井区位于准噶尔盆地西北缘红山嘴油田东侧，距克拉玛依市南偏东约 25km，区域构造位于准噶尔盆地西北缘红车断裂带红山嘴油田东侧断裂下盘。具体地理位置见图 4.1.1-1。

4.1.2 地形、地貌

克拉玛依市呈南北长、东西窄的斜条状。总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度 270m~500m。地势是西北高于东南，北~南和西~东的坡度均为 2%。中心城区位于山脉与盆地之间，西北缘是南、北走向的扎依尔山脉（成吉思汗山），山势较低，海拔高度 600~800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度 1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。

4.1.3 水文地质

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本项目所在区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

4.1.4 气候气象

红 83 井区隶属克拉玛依地区，属典型的大陆型干旱、半干旱气候。夏季炎热，冬季严寒，春秋季多风降水稀少，蒸发量大，空气干燥，光照丰富。具体气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 克拉玛依气象资料

序号	项目	单位	数值
1	最热月平均气温(7 月)	℃	27.6
2	最冷月平均气温(1 月)	℃	-16.3
3	极端最高气温	℃	44
4	极端最低气温	℃	-31.7
5	年平均气温	℃	9.0
6	最大风速	m/s	26.0
7	年平均风速	m/s	2.7
8	主导风向	—	NW-NNW
9	年平均降水量	mm	129.4
10	历年最大降水量	mm	178.7
11	历年平均蒸发量	mm	3445.2
12	年均降水量	mm	129.4
13	最大积雪厚度	mm	250
14	冻土深度	cm	163.4

4.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，项目区域地震烈度为Ⅶ度。

4.2 大气环境质量现状调查与评价

1、区域大气环境质量达标性评价

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年克拉玛依市达标区判定数据。

克拉玛依市 2020 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 6μg/m³、21μg/m³、54μg/m³、26μg/m³；CO₂₄ 小时平均第 95 百分位数为 1.4mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 117μg/m³；各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。

表 4.2-1 基本污染物环境质量现状 单位：μg/m³

污染物	评价指标	标准值	克拉玛依市		达标情况
			现状浓度	占标率%	
SO ₂	年平均质量浓度	60	6	10	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	21	52.5	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	54	77.14	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	26	74.29	达标
CO	95%保证率日均质量浓度	4000	1400	35	达标

O ₃	90%保证率日均质量浓度	160	117	73.13	达标
----------------	--------------	-----	-----	-------	----

综上，本项目评价区属于达标区。

2、特征污染物环境质量现状评价

（1）监测项目、采样时间和分析方法

监测单位：新疆天熙环保科技有限公司

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢，同时记录风向、风速、气压、气温等常规气象参数。

监测布点：本次在项目厂址及下风向评价范围内各设置 1 个监测点位，对特征污染物进行补充监测。环境空气质量现状监测点情况见表 4.2-2，监测点具体位置见图 4.2-1。

表 4.2-2 环境空气质量现状监测点

序号	监测点位置	坐标		监测因子
		经度	纬度	
G1	项目区 (HX83006 井口处)			非甲烷总烃、 硫化氢
G2	项目区下风向 1.2km 处			

监测时间与频率：监测点位 G1、G2 中非甲烷总烃、硫化氢由新疆天熙环保科技有限公司于 2021.12.23~2021.12.30 进行监测详见下表。

表 4.2-3 大气监测因子时间及频次表

监测时间	监测指标	小时浓度	日均值浓度
2021.12.23~ 2021.12.30	非甲烷总 烃、硫化氢	每天 02、08、14、20 时的 一次值，各小时采一次样	每日应有 24 个时采 样时间

监测项目的分析方法见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测项目、分析方法、方法来源及最低检出浓度

污染物	分析方法	方法来源	检出限
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m ³
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.005mg/m ³

（2）评价标准及方法

①评价标准

本建设项目位于克拉玛依市，项目所在区域属于二类环境空气质量功能区，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中限值：2.0mg/m³；硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

②评价方法

环境空气质量现状评价采用单因子污染指数法，计算公式为：

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

式中： P_i —第 i 种污染物的等标污染指数；

C_i —第 i 种污染物的实测最大值浓度， mg/cm^3 ；

C_{oi} —第 i 种污染物的环境质量标准， mg/cm^3 。

若占标率 $>100\%$ ，表明该大气指标超过了规定的大气环境质量标准限值，占标率越大，说明该大气指标超标越严重。

（3）环境空气质量现状监测数据

特征污染物监测及评价结果汇总见表 4.2-5。

表 4.2-5 本项目环境质量现状分析一览表

监测 点位	污染物	平均 时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	最大超 标倍数	达标 情况
G1	非甲烷 总烃	小时 值	2000					达标
G2			2000					达标
G1	硫化氢	小时 值	10					达标
G2			10					达标

由上表可知，评价区监测点非甲烷总烃小时浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求，未出现超标现象。项目所在地空气环境质量良好。

4.3 地下水环境质量现状调查与评价

1、引用数据来源及有效性分析

本次地下水监测数据引用《采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程》、《克拉玛依高新技术产业开发区总体规划环境影响跟踪评价报告书》中监测数据，监测报告编号：TX2020-071、PNBZMRDB13753545Z、PNB3CNQB10920545Z。

工程区域范围内有 5 口地下水井，分别为拐 12 水井、拐 13 水井、拐 14 水井、拐 17 水井、拐 18 水井，凿井深度分别为 500m、450m、450m、450m、450m。监测期间拐 12 水井、拐 14 水井、拐 18 水井 3 口水井年久失修，无法采样，仅对能够达到采样条件的拐 13 水井、拐 17 水井进行采样监测。各引用监测点位置

见表 4.3-1 和图 4.3-1。

表 4.3-1 引用地下水环境监测布点表

编号	点位名称	监测点坐标	相对本项目方位距离	地下水水位	地下水类型	监测时间
GW1	拐 17 水井		红 83 井区西南侧约 10.3km	40.5m		2020 年 3 月 22 日
GW2	拐 13 水井		红 83 井区西南侧约 10.2km	43.2m		
GW3	克石化地下水 1#监测井		红 83 井区东北侧约 19km	10.2m		2019 年 5 月 20 日
GW4	沃森环保地下水 1#监测井		红 83 井区东北侧约 20.6km	12.1m		
GW5	国电克拉玛依公司灰场地下水监测井		红 83 井区东北侧约 14.6km	11.5m		
GW15	荒漠灌溉点 1#		红 83 井区东北侧 9.4km	12.9m		-
GW16	荒漠灌溉点 2#		红 83 井区东北侧 5.0km	13.75m		-
GW20	荒漠灌溉点 6#		红 83 井区东北侧 8.8km	9.1m		-
GW21	荒漠灌溉点 7#		红 83 井区东北侧 2.8km	11.5m		-
GW22	荒漠灌溉点 8#		红 83 井区东南侧 2km	13.2m		-

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求“地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。监测点应主要布设要建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。”本次评价选择的 5 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标。选择的 5 口水源井位于油田已开发的作业区内，周边均为采油井、注水井、计量站等油田生产设施。根据监测数据可知，该区域地下水中石油开采特征污染因子石油类含量很低，说明油田多年来开发运行过程对地下水质量影响较小，本次评价引用监测数据的时间和监测因子能满足项目需求，因此引用监测数据可以说明项目区地下水质量现状。

2、监测项目

拐 17 水井、拐 13 水井监测因子包括 pH、水温、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、六价铬、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、汞、砷、铅、镉、铁、锰合计 20 项。

克石化地下水 1#监测井、沃森环保地下水 1#监测井、国电克拉玛依发电有限公司灰场地下水监测井监测因子包括 pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、耗氧量、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、铁、锰、汞、砷、铅、镉、镍、苯、石油类、总大肠菌群、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 合计 29 项。

3、监测分析方法

监测分析方法见下表。

表 4.3-2 监测分析方法一览表

检测因子	方法	检出限	仪器名称/型号	仪器编号
pH 值	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB6920-1986	/	PHB-4	600904N0018 030064
水温	水质 水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB13195-1991	/	温度计棒式 (0-100) °C	/
耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T5750.7-2006	0.05mg/L	滴定管	57#
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	5.00mg/L	滴定管	30#
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/	电子天平 ME204/02	B544630449
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪	24-1650-01-1594
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定分光光度法 GB7493-1987	0.003mg/L	紫外可见分光光度计 UV-8000	AQ1801014
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪	24-1650-01-1594
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）HJ970-2018	0.01mg/L	红外分光测油仪 OIL 460	111IIC16070192
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择	0.05mg/L	离子计	620513N001602

	电极法 GB7484-1987		PXS-270	0002
硝酸盐氮	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法 HJ84-2016	/	离子色谱仪 CIC-100	16135
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	0.00004mg/L	原子荧光光度计 AFS-933	933-15121507
铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T5750.6-2006	0.0025mg/L	原子吸收分光光度计 ICE 3300	AA02160305
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子分光光度法 GB11911-1989	0.03mg/L	原子吸收分光光度计 AA-6880F	A30985731942CS
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子分光光度法 GB11911-1989	0.01mg/L		
六价铬	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T5750.6-2006	0.004 mg/L	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
硫酸盐	水质硫酸盐的测定铬酸钡分光光度法 HJ/T342-2007	/	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB 11892-1989	/	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
钾	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T5750.6-2006	0.05 mg/L	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
钠	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T5750.6-2006	0.12 mg/L	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
钙	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T5750.6-2006	0.02 mg/L	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
镁	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T5750.6-2006	0.03 mg/L	原子吸收分光光度计	24-990A-02-0098
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	0.00004mg/L	原子荧光光度计 AFS-933	930-14101128
总大肠菌群	水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法 HJ694-2014	10MPN/L		
溶解氧	水质 溶解氧的测定 电化学探头法 HJ506-2009	/	便携式溶解氧测定仪 JPBJ-608	630306N0020040132

4、评价标准与评价方法

（1）评价标准

水质评价采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV 类标准。石油类评价采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 IV 类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。即对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法见下式。

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_j—第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

对于评价标准为区间的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法见公下式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值。

当单项评价标准指数 P_i > 1，表明该地下水水质参数超过了规定的水质标准。

5、地下水环境监测结果与评价

本项目所在区域地下水水质监测结果如下表所示。

表 4.3-2 地下水水质监测及评价结果（一） 单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测因子	监测结果		监测结果		IV 类标准值
		拐 17 水井	Pi	拐 13 水井	Pi	
1	pH 值*					$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$ 或 $8.5 \leq \text{pH} < 9$
2	水温*					-
3	总硬度					≤ 650
4	溶解性总固体					≤ 2000
5	耗氧量					≤ 10
6	氨氮					≤ 1.50
7	亚硝酸盐氮					≤ 4.8
8	挥发酚					≤ 0.01
9	氰化物					≤ 0.1
10	六价铬					≤ 0.1
11	硝酸盐氮					≤ 30
12	硫酸盐					≤ 350
13	氯化物					≤ 350
14	氟化物					≤ 2.0
15	汞					≤ 0.002
16	砷					≤ 0.05
17	铅					≤ 0.1
18	镉					≤ 0.01
19	铁					≤ 2.0
20	锰					≤ 1.50

注：①pH 值无量纲；②*水温单位为℃；③ND 表示未检出。

表 4.3-3 地下水水质监测结果（二） 单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测因子	监测点位						IV 类标准值
		克石化地下水 1# 监测井	Pi	沃森环保地下水 1# 监测井	Pi	国电克拉玛依发电有限公司灰场地下水监测井	Pi	
1	pH 值（无量纲）							$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$ 或 $8.5 \leq \text{pH} < 9$
2	耗氧量							≤ 10
3	总硬度							≤ 650

序号	监测因子	监测点位						IV 类 标准值
		克石化地 下水 1# 监测井	Pi	沃森环 保地下 水 1#监 测井	Pi	国电克拉 玛依发电 有限公司 灰场地下 水监测井	Pi	
4	溶解性总固 体							≤2000
5	挥发酚类							≤0.01
6	氨氮							≤1.50
7	氰化物							≤0.1
8	氟化物							≤2.0
9	氯化物							≤350
10	硝酸盐氮							≤30
11	亚硝酸盐氮							≤4.8
12	碳酸根							/
13	重碳酸根							/
14	硫酸盐							≤350
15	铬（六价）							≤0.1
16	石油类							≤0.5
17	总大肠菌 群， MPN/100mL							≤100
18	苯							≤120
19	铁							≤2.0
20	锰							≤1.50
21	砷							≤0.05
22	汞							≤0.002
23	镉							≤0.01
24	镍							≤0.1
25	钾							/
26	钠							/
27	钙							/

序号	监测因子	监测点位						IV 类标准值
		克石化地下水 1# 监测井	Pi	沃森环保地下水 1# 监测井	Pi	国电克拉玛依发电有限公司灰场地下水监测井	Pi	
28	镁							/
29	铅							≤0.1

根据监测结果可知，监测点位中总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐未达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 IV 类标准要求。调查区总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标的原因：本区地下水为天然劣质水分布区，属高矿化度的咸水-盐水-卤水，氟化物在超标原因为本地区氟化物普遍较高，地下水无利用价值。

4.4 声环境质量现状调查与评价

1、声环境质量现状监测

监测单位：新疆天熙环保科技有限公司

监测时间和频率：2021.12.19 监测 1 天，每天监测 1 次，分别在昼间（06:00～22:00）、夜间（22:00～06:00）。

监测项目：按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的要求，选取 A 声级作为测量。

监测点位：根据本项目噪声源的分布、周围噪声敏感点的位置等情况，项目边界共布设 5 个监测点，具体见表 4.4-1、图 4.2-1。

监测方法：测量方法和规范按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定，监测期间天气良好，无雨、风速小于 5m/s，传声器设置户外 1 米处，高度为 1.2～1.5 米。

执行标准：噪声值执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类声环境功能区限值。

表 4.4-1 声环境质量监测点分布一览表

序号	点位位置	坐标
N1	HX83008 井	
N2	HX83013 井	
N3	HX83017 井	

N4	H83021 井	
N5	红 60 拉油站	

2、声环境现状评价

根据本项目噪声源的特点，评价选取等效连续 A 声级 L_{Aeq} 作为环境噪声评价量。

(1) 等效连续 A 声级为：

$$L_{Aeq} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \int_0^T 10^{0.1 L_A} dt \right)$$

取等时间间隔采样测量，以上公式为：

$$L_{Aeq} = 10 \lg \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

式中：T 为测量时间； L_A 为 t 时刻瞬时声级； L_{Ai} 为第 i 个采样声级（A）声级；n 为测点声级采样个数。

(2) 监测结果统计

本项目声环境质量监测及评价结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 环境噪声现状监测及评价结果

监测点号	昼间 (dB(A))			夜间 (dB(A))		
	2021.12.19	标准值	达标情况	2021.12.19	标准值	达标情况
N1		60	达标		50	达标
N2			达标			达标
N3			达标			达标
N4			达标			达标
N5			达标			达标

由上表可知，各噪声监测点的噪声昼、夜间现状监测值均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准的要求。

4.5 土壤环境质量现状与评价

1、监测项目、采样时间及分析方法

(1) 布点原则

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的布点原则，本次现状监测布设应采用均匀性和代表性相结合的原则，充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。调查评价范围内的每种土壤类型应设置至少一个表层样

监测点,应尽量布置在未受人为污染或相对未污染的区域。涉及大气沉降影响的,应在占地范围外主导风向上、下风向各设置 1 个表层样监测点。

本项目的土壤环境影响类型属于污染影响型,评价等级为一级。根据导则要求,在项目所在地及 5km 范围内布设监测点:占地范围内布设 7 个点位(5 个柱状样,2 个表层样)、占地范围外布设 6 个表层点位,对特征污染物进行补充监测。

(2) 监测布点

本次监测委托新疆天熙环保科技有限公司对项目附近的土壤环境进行现状监测。土壤现状调查具体见表 4.5-1 及图 4.2-1。

表 4.5-1 土壤环境质量监测点分布一览表

位置	标号	布点位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据、方位、距离	监测点位坐标	监测因子
占地范围内	T1		建设用地	柱状样	在 0~0.5m、	可能发生渗漏的装置区		pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍及石油烃
	T2			柱状样	0.5~1.5m、	可能发生渗漏的装置区		
	T3			柱状样	1.5~3m	可能发生渗漏的装置区		
	T4			柱状样	各取一个样,可根据基础埋深、土体构型适当调整。	可能发生渗漏的装置区		
	T5			柱状样		可能发生渗漏的装置区		
	T6			表层样	0~0.2m	可能发生渗漏的装置区		(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃,共 47 项。
	T7			表层样	0~0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样		
占地范围外	T8		农用地	表层样	0~0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样		石油烃、pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌,共 10 项。
	T9			表层样	0~0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样		
	T10		戈壁	表层样	0~0.2m	上风向		石油烃、pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、土壤含盐量
	T11			表层样	0~0.2m	下风向		
	T12		建	表层	0~0.2m	可能发生渗漏		pH、砷、镉、铬(六

位置	标号	布点位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据、方位、距离	监测点位坐标	监测因子
			设用地	样		的装置区		价)、铜、铅、汞、镍及石油烃
	T13		表层样		0~0.2m	可能发生渗漏的装置区		

（3）分析方法

监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)、《土壤环境质量标准 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)等规范要求执行。

（4）评价标准

T1~T7 监测点均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB3600-2018)中第二类建设用地筛选值标准；T8~T11 监测点均执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值要求；T12~T13 监测点均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB3600-2018)中第二类建设用地筛选值标准。

2、监测结果统计及评价

土壤理化特性调查表见表 4.5-2~表 4.5-5，土壤环境现状监测结果见表 4.5-6 和表 4.5-9。

表 4.5-2 土壤理化特性调查表（1）

点号		T1			T2		
经度，纬度							
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	颜色						
	结构						
	质地						
	砂砾含量						
	其他异物						

实验室测定	pH 值						
	阳离子 交换量 (cmol^+ /kg)						
	氧化还 原电位 (mV)						
	渗滤率 (mm/mi n)						
	土壤容 量 (g/cm^3)						
	孔隙度 (%)						

表 4.5-3 土壤理化特性调查表（2）

点号		T3			T4		
经度，纬度							
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	颜色						
	结构						
	质地						
	砂砾含 量						
	其他异 物						
实验室测定	pH 值						
	阳离子 交换量 (cmol^+ /kg)						
	氧化还 原电位 (mV)						
	渗滤率 (mm/mi						

	n)						
	土壤容 量 (g/cm ³)						
	孔隙度 (%)						

表 4.5-4 土壤理化特性调查表（3）

点号		T5			T6	T7
经度，纬度						
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0~0.5m
现场记录	颜色					
	结构					
	质地					
	砂砾含量					
	其他异物					
实验室测定	pH 值					
	阳离子交 换量 (cmol ⁺ / kg)					
	氧化还原 电位 (mV)					
	渗滤率 (mm/min)					
	土壤容量 (g/cm ³)					
	孔隙度 (%)					

表 4.5-5 土壤理化特性调查表（4）

点号		T8	T9	T10	T11	T12	T13
经度，纬度							
层次		0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m
现	颜色						

场 记 录	结构						
	质地						
	砂砾含 量						
	其他异 物						
实 验 室 测 定	pH 值						
	阳离子 交换量 (cmol^+/kg)						
	氧化还 原电位 (mV)						
	渗滤率 (mm/min)						
	土壤容 量 (g/cm^3)						
	孔隙度 (%)						

表 4.5-6 占地范围内土壤环境质量监测结果与评价（1）

监测因子		单位	质量标准（第二类用地筛选值）	结果								
				T1			T2			T3		
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
重金属和无机物	砷	mg/kg	60									
	镉	mg/kg	65									
	铜	mg/kg	18000									
	铅	mg/kg	800									
	汞	mg/kg	38									
	镍	mg/kg	900									
	铬（六价）	mg/kg	5.7									
挥发性有机物	四氯化碳	μg/kg	2800									
	三氯甲烷	μg/kg	900									
	氯甲烷	μg/kg	37000									
	1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000									
	1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000									
	1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000									
	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000									
	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000									
	二氯甲烷	μg/kg	616000									
	1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000									
	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000									

	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800									
	四氯乙烯	μg/kg	53000									
	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000									
	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800									
	三氯乙烯	μg/kg	2800									
	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	500									
	氯乙烯	μg/kg	430									
	苯	μg/kg	4000									
	氯苯	μg/kg	270000									
	1,2-二氯苯	μg/kg	560000									
	1,4 二氯苯	μg/kg	20000									
	乙苯	μg/kg	28000									
	苯乙烯	μg/kg	1290000									
	甲苯	μg/kg	1200000									
	间二甲苯	μg/kg	570000									
	对二甲苯	μg/kg										
	邻二甲苯	μg/kg	640000									
半挥发性 有机物	硝基苯	mg/kg	76									
	苯胺	mg/kg	260									
	2-氯酚	mg/kg	2256									
	苯并[a]蒽	mg/kg	15									
	苯并[a]芘	mg/kg	1.5									
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15									
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151									

	蒾	mg/kg	1293									
	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5									
	茚并[1,2,3-cd]茚	mg/kg	15									
	萘	mg/kg	70									
其他	pH 值	无量纲	/									
	石油烃	mg/kg	4500									

注：“ND”表示未检出。

表 4.5-7 占地范围内土壤环境质量监测结果与评价（2）

监测因子		单位	质量标准（第二类用地筛选值）	结果							
				T4			T5			T6	T7
				0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0~0.5m
重金属和无机物	砷	mg/kg	60								
	镉	mg/kg	65								
	铜	mg/kg	18000								
	铅	mg/kg	800								
	汞	mg/kg	38								
	镍	mg/kg	900								
	铬（六价）	mg/kg	5.7								
挥发性有机物	四氯化碳	μg/kg	2800								
	三氯甲烷	μg/kg	900								
	氯甲烷	μg/kg	37000								

	1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000								
	1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000								
	1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000								
	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000								
	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000								
	二氯甲烷	μg/kg	616000								
	1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000								
	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000								
	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800								
	四氯乙烯	μg/kg	53000								
	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000								
	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800								
	三氯乙烯	μg/kg	2800								
	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	500								
	氯乙烯	μg/kg	430								
	苯	μg/kg	4000								
	氯苯	μg/kg	270000								
	1,2-二氯苯	μg/kg	560000								
	1,4 二氯苯	μg/kg	20000								
	乙苯	μg/kg	28000								
	苯乙烯	μg/kg	1290000								
	甲苯	μg/kg	1200000								
	间二甲苯	μg/kg	570000								
	对二甲苯	μg/kg									

	邻二甲苯	μg/kg	640000								
半挥发性 有机物	硝基苯	mg/kg	76								
	苯胺	mg/kg	260								
	2-氯酚	mg/kg	2256								
	苯并[a]蒽	mg/kg	15								
	苯并[a]芘	mg/kg	1.5								
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15								
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151								
	蒽	mg/kg	1293								
	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5								
	茚并[1,2,3-cd]茚	mg/kg	15								
	萘	mg/kg	70								
其他	pH 值	无量纲	/								
	石油烃	mg/kg	4500								

注：“ND”表示未检出。

从上述结果可知，占地范围内监测点 T1~T7 均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3600-2018）中第二类建设用地筛选值标准。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

表 4.5-8 占地范围外土壤环境质量监测结果与评价（1）

监测因子	单位	质量标准（第二 类用地筛选值）	结果			
			T8（0~0.5m）	T9（0~0.5m）	T10（0~0.5m）	T11（0~0.5m）
pH 值	无量纲	/				
总汞	mg/kg	3.4				

总砷	mg/kg	25				
总铬	mg/kg	250				
铅	mg/kg	170				
镉	mg/kg	0.6				
铜	mg/kg	100				
镍	mg/kg	190				
锌	mg/kg	300				
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500				

注：“ND”表示未检出。

表 4.5-9 占地范围外土壤环境质量监测结果与评价（2）

监测因子	单位	质量标准（第二类用地筛选值）	结果	
			T12（0~0.5m）	T13（0~0.5m）
pH 值	无量纲	/		
砷	mg/kg	60		
镉	mg/kg	65		
铬（六价）	mg/kg	18000		
铜	mg/kg	800		
铅	mg/kg	38		
汞	mg/kg	900		
镍	mg/kg	5.7		
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500		

注：“ND”表示未检出。

从上述结果可知，占地范围外监测点 T8-T11 满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1

中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值要求。T12~T13 监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3600-2018）中第二类建设用地筛选值标准。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境质量现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2004 年 8 月），本工程所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，Ⅱ2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，18.大拐-小拐农业开发生态功能区，功能区主要生态服务功能为石油工业产品、人居环境、荒漠化控制。主要生态功能区目前存在的问题，生态敏感性及其保护发展方向如下表 4.6.1-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.6-1。

表 4.6.1-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	18.大拐-小拐农业开发生态功能区	克拉玛依市	石油工业产品、人居环境、荒漠化控制	土壤盐渍化、底土粘重、废水污染、风大多沙	土壤盐渍化轻度敏感	保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染	分期开发、逐步实施和完善防护林体系、土壤培肥改良、治理污染、农田精量灌溉。	建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地。

4.6.1.2 生态系统现状调查

本项目所在区域的生态系统为准噶尔盆地荒漠生态系统，属于自然生态系统中的陆地荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

项目区域内荒漠土地面积广阔，野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。该生态系统的功能简单，结构脆弱，一经破坏很难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地沙化、维持生物多样性方面具有重要的作用。

4.6.1.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。土壤、植被类型单一，主要是自然灌木荒漠植被。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，具有潜在的灾害性影响。

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。因此土壤表壳和灌木荒漠，对生态保护的作用显著。

可见，本工程区域生态环境比较脆弱，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。在现有水资源条件下，荒漠环境的地表和植被对人为破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物量减少、生产能力降低的次一级脆弱类型。

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

（1）植被类型

本项目评价区域内的植被群系为梭梭群系。评价区植被类型分布见图 4.6-2。

梭梭高度不超过 1m，群落总盖度 5-10%左右。群落种类组成很单调，只有 5 种左右。伴生植物多为超旱生灌木或超旱生半灌木，常见的有木蓼（*Atraphaxis frutescens*）、琵琶柴（*Reaumuria soongorica*）、优若藜（*Eurotiaceratoides*）、盐生

木（*Iljinia regelii*）、合头草（*Sympegma regelii*）等。

（2）植物名录

油田开发区内植物种类主要为梭梭，主要植物 20 多种，主要植物及分布情况见表 4.6-1。

表 4.6-1 评价区常见植物种类及分布环境

序号	中文名	学名	分布
1	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	<i>persicumHaloxylon</i>	++
3	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
4	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
5	高枝假木贼	<i>Anabais elatior</i>	+
6	展枝假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	+
7	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima Lcdcb</i>	++
8	骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
9	驼绒藜	<i>Iljinia regelii</i>	+
10	木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+
11	猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>	++
12	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirixa</i>	++
13	肥叶碱蓬	<i>Suaeda kossinskyi</i>	++
14	木蓼	<i>Atraphaxis frutescens</i>	++
15	沙生角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++
16	优若藜	<i>Eurotiaceratoides</i>	++
17	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+
18	翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>	++
19	叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+
20	芦苇	<i>Angiosperms</i>	++
21	花花柴	<i>Kareliniacaspia(Pall.)Less</i>	+
22	沙拐枣	<i>Calligonum arborescens Litv.</i>	+
23	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>	+
24	沙蒿	<i>Artemisia desertorum Spreng. Syst. Veg.</i>	++
25	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	+
26	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios (L.) Roth</i>	+
27	针茅	<i>Stipa capillata Linn.</i>	+
28	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++
29	羽毛三芒草	<i>Arislidapennata</i>	++

注：++为多见，+为少见。

4.6.2.2 植被利用现状

草地资源评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》执行，即以草地草群的品质优劣确定草地的质况——“等”，以草群地上

部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况——“级”，以此来反映草地资源的经济价值。

在确定草群品质优劣时，主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地考察，向实际从事多年牧业生产的牧民群众访问了解和多年研究工作经验的累积，进行综合评价。按其适口性优劣划分为优、良、中、低、劣五类不同适口性级别的牧草，再以优、良、中、低、劣这五类不同品质牧草在各草群中所占的重量百分比划分出不同“等”草地。具体标准如下：

一等草地：优等牧草占 60%以上；

二等草地：良等牧草占 60%以上，优等及中等占 40%；

三等草地：中等牧草占 60%以上，良等及低等占 40%；

四等草地：低等牧草占 60%以上，中等及劣等占 40%；

五等草地：劣等牧草占 60%以上。

各级的划分标准如下：

第 1 级草地每公顷产鲜草 12000kg 以上；

第 2 级草地每公顷产鲜草 12000-9000kg；

第 3 级草地每公顷产鲜草 9000-6000kg；

第 4 级草地每公顷产鲜草 6000-4500kg；

第 5 级草地每公顷产鲜草 4500-3000kg；

第 6 级草地每公顷产鲜草 3000-1500 kg；

第 7 级草地每公顷产鲜草 1500-750kg；

第 8 级草地每公顷产鲜草 750kg 以下。

根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》中有关新疆草场的分类，本项目评价区为温性荒漠类草地。植被组成以小半乔木梭梭、白梭梭为主。覆盖度为 10%左右，每公顷鲜草产量 750kg 左右，为五等八级草地。说明草地质量不高，属于低水平，利用价值低。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，本项目属古北界、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。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（小五趾跳鼠、子午沙鼠等鼠类）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。

项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 22 种，其中爬行类 4 种、鸟类 14 种、哺乳类 4 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，详见表 4.6-2。

表 4.6-2 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
两栖爬行类				
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	/	+
2	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	/	+
爬行类				
3	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>	/	+
4	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
鸟类				
5	鸢	+	S	+
6	雀鹰	+	S	±
7	红隼	+	S	±
8	燕隼	+	S	±
9	黑尾地鸡	+	R	+
10	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++
11	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	R	±
12	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
13	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
14	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+
15	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	+
16	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
17	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+
18	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+
哺乳类				
19	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	/	+
20	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	+
21	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	/	+
22	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</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。项目区内的主要保护动物为鹰类和隼类：

鸢：国家二类保护动物；

雀鹰：国家二类保护动物；

红隼：国家二类保护动物；

燕隼：国家二类保护动物。

4.6.4 土壤现状调查与评价

根据现场调研，结合全疆土壤类型和遥感解析，本项目红 83 井区评价范围土壤类型主要为盐化灰漠土，土壤类型分布详见图 4.6-3。

灰漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，属于石膏-盐层土中稍微湿润的类型。主要分布在新疆准噶尔盆地到沙漠的南北两边山前倾斜平原、古老冲积平原和剥蚀高原地区。在腐殖质积累过程和碳酸钙弱度淋溶过程的共同作用下形成的。地表常有多角形裂隙或龟裂纹。

盐化灰漠土是灰漠土含易溶盐较多的亚类，土壤积盐的情况有两种：一种是剖面下部石膏聚盐层的残余积盐；一种是低地地表径流汇集和地下水位上升引起土壤表层盐分累积而产生盐化。残余积盐则聚积在紧实层下端的石膏聚盐层中，含盐量普遍较高，且含盐层的厚度也大。而后者地表常有较明显的盐霜或盐斑。盐分多聚积在紧实层的中下部（5-50cm 之间），含盐量在 10g/kg 左右。

新疆的盐化灰漠土剖面属于残积盐化的盐化灰漠土类型，聚盐层在土体下部厚达 80cm 以上，全盐量高达 18-25g/kg，盐分组成为硫酸盐-氯化物混合型，并含较多的重碳酸盐。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。

4.6.5 土地利用现状与评价

根据现场踏勘及相关资料，本项目红 83 井区评价范围土地利用类型主要为盐碱地，项目区域土地利用现状见图 4.6-4。

4.6.6 沙化、水土流失现状调查

4.6.6.1 区域沙化现状调查

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》，项目涉及区域的沙化土地变化情况见表 4.6-3。

克拉玛依市克拉玛依区监测区范围内，沙化土地总面积 384137.73 公顷，较第四次监测增加 460.76 公顷。其中：流动沙地 0 公顷；半固定沙地 36762.29 公顷，较第四次监测减少 49236.69 公顷；固定沙地 75063.43 公顷，较第四次监测增加 33788 公顷；沙化耕地 27503.32 公顷，较第四次监测增加 22941.37 公顷；

非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 0 公顷；风蚀劣地 0 公顷；戈壁 55387.44 公顷，较第四次监测减少 4937.23 公顷；有明显沙化趋势的土地 105035.12 公顷，较第四次监测增加 14472.07 公顷；其他土地类型 84386.13 公顷，较第四次监测减少 16566.76 公顷。

根据生态调查和现场踏勘，评价区范围内用地类型为盐碱地、未占用沙化土地，地表分布有少量荒漠植被，风沙危害程度轻微。

表 4.6-3 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 （单位：公顷）

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积														有明显沙化趋势的土地	其他土地类型
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁		
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地								
克拉玛依市克拉玛依区	第五次	384137.73	194716.48	0	36762.29	11663.95	25098.34	75063.43	2268.21	72795.22	0	27503.32	0	0	0	55387.44	105035.12	84386.13
	第四次	383676.97	192161.03	0	85998.98	0	85998.98	41275.43	0	41275.43	0	4561.95	0	0	0	60324.67	90563.05	100952.89
	动态变化	460.76	2555.45	0	-49236.69	11663.95	-60900.64	33788	2268.21	31519.79	0	22941.37	0	0	0	-4937.23	14472.07	-16566.76

4.6.6.2 水土流失现状调查

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保[2019]4号），项目区不在新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

根据《2019 新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，克拉玛依市克拉玛依区水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积 3467.94km²，占县域面积的 97.96%，根据 2019 年新疆维吾尔自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内，具体见图 4.6.6-1。

4.6.7 玛依格勒森林公园

4.6.7.1 基本情况

克拉玛依市玛依格勒森林公园于 2004 年获得批准成为自治区级森林公园，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）属于重要生态敏感区。该森林公园总面积 2.6 万公顷，位于玛纳斯河下游的冲击平原和湖积平原上，北距克拉玛依市 30 多公里。公园里有极富特色的干旱荒漠区自然景观，分布有胡杨、怪柳、梭梭、麻黄等植物，以荒漠自然景观为主题。

4.6.7.2 生态系统调查

（1）地表植被

玛依格勒森林公园位于玛纳斯河下游的冲积平原和湖积平原上，大部分土地为戈壁和荒漠，天然的荒漠植被占据着广大区域。自然植被以旱生、超旱生的胡杨、怪柳、梭梭、麻黄、琵琶柴、驼绒藜、假木贼为主，公园内主要为常规的干旱荒漠区自然景观。园内植物主要植物有：胡杨、怪柳、梭梭、榆、沙拐枣、尖果沙枣、铃铛刺、黑果枸杞、白刺、麻黄、假木贼、猪毛菜、琵琶柴等。

（2）野生动物

玛依格勒森林公园内野生动物主要啮齿类、狼、狐狸、沙鼠、兔、沙鸡、鸢、猎隼、麻雀等野生动物，数量极少。

（3）地形地貌

玛依格勒森林公园多为平原荒漠区，海拔 270~310m；森林公园的东缘地形起伏，分布有一些半固定、固定沙丘，沙丘高约 5~7m。

4.6.7.1 森林公园管理及开发现状

玛依格勒森林公园最初由克拉玛依区政府 1998 年投资建设，由于自然景观缺乏及人员不足，未能有效开展森林公园经营活动，后被委托给企业经营，2000 年起森林公园旅游项目开始正常经营；2003 年呼-克公路开工建设，度假村被迫停业。2007 年 5 月恢复营业，新修建的一级公路没有留出道口，影响了旅游经营活动的正常开展，同年 9 月再次关闭至今。

该公园自获得自治区级森林公园以来，一直未按照森林公园的管理规范成立管理机构，目前为克拉玛依区农林水牧局负责管理该区域，并在森林公园内建有大拐、康佳两座公益林管护站，聘用了 10 名公益林管护员，负责该区域内的公益林巡逻管护。由于自然景观单一，区域内生态环境比较脆弱，仅以保护为主，长期以来未开展有计划地经营开发活动。

由于玛依格勒森林公园地处荒漠戈壁，生态景观单一，人文景观缺乏，不具备旅游、休憩及开展科学、文化、教育活动的功能，加之当初规划时面积过大，无法按照森林公园进行科学地功能分区和经营性管理；目前有关森林公园法律法规中，没有将面积做为建立森林公园的约束性指标。目前克拉玛依市农林牧业局正在申请将原有的森林公园面积进行调减。

4.6.8 克拉玛依大农业生态系统调查

克拉玛依大农业自 2001 年开发，为人工生态系统。一期规划用地 27 万亩，其中可耕作面积为 20 万亩。目前，建成周边防风林和农田防护林体系 2.2 万亩，其中周边防护林为四乔三灌结构，乔木品种有胡杨、俄罗斯杨、新疆杨、少先队杨、榆树、白蜡等，灌木品种有沙枣、梭梭、整柳、紫穗槐等，灌木带中还成片套种了葡萄、蟠桃、大枣、李子、枸杞等经济果木。主要农作物为棉花、沙棘、果蔬等。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工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：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、烃类等；二是在管线敷设、车辆运输等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境的影响较小。

（2）施工扬尘

本项目在井场地面建设过程中，扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达 150-300m。速度愈快对路面的扰动越大，其扬尘量势必愈大，会对周围环境产生一定的影响。所以应对进入施工区的车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘产生量，降低对周边环境的影响，另一方面也是出于施工安全的考虑。

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.2 施工期水环境影响分析

5.1.2.1 地表水

本项目施工期钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。施工期井场施工人员生活污水暂存于防渗污水收集池，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂，项目无废水外排，加之项目周边无地表水体，项目建设、运行不会地表水体产生影响。

5.1.2.2 地下水

（1）钻井对地下水影响

本项目采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

（2）生活污水

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等。钻井井场设置生活营地，生活污水暂存于防渗污水收集池，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂，项目无废水外排。

（3）管道试压废水

本工程的管道敷设埋深为-1.87m 以下，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

5.1.3 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~100dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~105dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）。

预测结果见表 5.1.3-1。

表 5.1.3-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90
注：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。								

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求。

（2）昼间施工噪声在 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有居民区，不会产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固废主要是钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土和生活垃圾。固废的名称、类别、属性和数量等情况详见表 5.1.4-1。

表 5.1.4-1 施工期产生固废情况一览表

序号	固废名称	产生工序	固废属性	编号	处置方式
1	剩余泥浆	钻井	一般工业固废	900-999-99	采用“泥浆不落地工艺”进行固液分离，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。分离出的钻井岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用，不合格岩屑委托有处置能力的第三方单位进行处置，处理合格后用于铺垫井场或铺垫油田内部道路。
2	水基钻井岩屑	钻井		900-999-99	
3	生活垃圾	施工生活	生活垃圾	—	集中收集后，统一拉至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

（1）剩余钻井泥浆和钻井岩屑

经调查，项目钻井期使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液+聚合物钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，本项目废弃泥浆、岩屑属于非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑进入储罐经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于铺垫井场和油田内部道路使用，检测不合格岩屑委托有处置能力的第三方机构进行处置，处置合格后再进行综合利用，对环境影响较小。

（2）弃土、生活垃圾

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

1、人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

2、车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会

对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

3、水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在单井管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

4、施工期污染途径影响

项目施工过程中产生的废水、废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

本项目施工期废水主要来源于施工人员生活污水和建筑施工废水。其中施工人员生活污水暂存于防渗污水收集池，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂，不外排；施工废水采取临时沉淀池处理后回用于工程施工不外排。因此，项目区土壤施工期不会由于废水排放而造成污染。

施工期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保

持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

施工期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃渣，弃渣运至弃渣场堆放，弃渣为土石方，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，因此本项目施工期产生的弃渣不会对土壤环境造成影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

5.1.6.1 对生态环境影响的途径

1、生态环境影响类型

（1）占地生态影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。施工期主要污染源集中在钻井工程、油气集输工程管道铺设，其污染源分布广、排放源弱小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时,有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统,较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动,同时有利于当地及周边地区的发展,有利于人类生存环境的改善。

2、生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别,对于本项目来讲,施工期主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设、配套设施建设等）等诸多方面分析生态环境影响因素。

（1）钻井

本项目井场平整会产生土方;钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏,对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中,应尽量选择动土作业量小的地段,场地平整所产生的土方随地势进行处置,尽可能填入低洼地带;井场材料整齐堆放,严格管理,不得随地洒落,完井后全部回收外运;施工机械划定运行线路,不得随意开行便道,以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用,可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中,对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）8.3km,施工期结束后,这种影响将随即消失,受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.1.6-1。

表 5.1.6-1 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
井场建设	1、永久占地改变土地的使用功能,使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

3、生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.1.6.2 对植被的影响分析

施工期本项目钻井工程、集输管道工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

1、工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目区内荒漠植被以梭梭、白梭梭等为主，植被群系较为单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照 750kg/hm² 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.1.6-2。

表 5.1.6-2 评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积 (hm²)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
荒漠草地	永久占地	井场区	1.8	1.35	永久
		输电线路	0.066	0.0495	永久
	临时占地	井场区	18.2	13.65	临时
		管线区	6.64	4.98	临时
		输电线路	1.47	1.1	临时
合计			28.176	21.1295	-

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原

来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 26.31hm^2 ，永久占地面积为 1.866hm^2 。在油田开发初期，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 28.176hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 21.1295t/a ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

2、管线修建对植被的影响

集输管线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被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，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，植物会逐渐自然恢复。

3、人类活动对植被的影响

项目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形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.1.6.3 对野生动物影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、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项目的占地，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的减少。

1、对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，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、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，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。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

2、对受保护野生动物影响

（1）对保护鸟类的影响

黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼均为猛禽。猛禽的活动能力强、活动范围广，常在高空盘旋觅食，能够及时避开工程建设的不利影响。本项目实施区域生境单一，视野开阔，猛禽能及时发现各类威胁，从而有效躲避危害。评价区出现猛禽数量极少，由于这些鸟类的飞行高度较高，并且生性机警，听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁，工程建设和运营对上述鸟类影响较小。本工程所在区域地势开阔，荒漠连片分布，鸟类有足够的栖息空间，工程对受保护鸟类的影响总体较小。

（2）对保护哺乳类的影响

工程施工期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。根据现场和工作人员调查，项目区内无饮用水水源，不是鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐主要栖息地，建设单位在施工场所醒目处设置“保护生态环境、保护野生动植物”等告示牌，提醒施工人员依法保护野生动物。施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护，并联系当地的相关主管部门，不得随意惊吓、追赶、捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行，避免噪声惊扰野生动物。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井等检查活动，对区域野生动物影响较小。

5.1.6.4 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物

质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

5.1.6.5 对土地利用变化的影响分析

根据土地利用类型图可以看出：油田区域建筑从开发前的未经建设到开发后的不断建设，占用了部分戈壁、工矿和交通用地。主要是油田地面建设工程占地，包括井场、集输管线等。本项目建成运营后，将有 2.46hm^2 的土地被永久占用，油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型主要由戈壁、工矿和交通用地变为建筑、道路用地，但变化幅度很小。因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 大气环境影响预测与评价

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发、火炬放空燃烧废气、储罐大小呼吸废气等对大气环境的影响。

（1）预测模式

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

（2）预测因子和预测源强

本次大气预测分别以单井井场及开发区域进行预测。本次油井井场 23 口，本次核算单井井场排放量为 1.2t/a (0.139kg/h)，开发区域核算排放量 28.56t/a (3.31kg/h)。在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.2.1-1 和表 5.2.1-2。

表 5.1.2-1 本项目运营期有组织污染源参数调查清单

名称	排气筒底部中心坐标 UTM/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度	排气筒内径/m	烟气流速/m/s	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
	X	Y								颗粒物	NO _x

				/m							
1#排气筒			278	8	0.2	300.8	80	8640	连续	0.029	0.24

表 5.2.1-2 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生工序	预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率 (kg/h)	面源参数			年排放小时数 (h)
				长度	宽度	高度	
单井井场	NMHC	280	0.139	50m	30m	5m	8640
开发区域	NMHC	280	3.31	1100	3000	5m	8640

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

(4) 评价结果

本项目有组织废气估算结果见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 有组织废气估算模式计算结果表

1#排气筒（火炬）				
距源中心下风向距离D (m)	颗粒物		NO _x	
	下风向预测浓度C _i (μg/m ³)	占标率P _i (%)	下风向预测浓度C _i (μg/m ³)	占标率P _i (%)
10	0.00025	2.83E-05	0.00213	8.52E-04
25	0.07893	8.77E-03	0.66107	2.64E-01
50	1.08980	1.21E-01	9.12708	3.65E+00
61	1.20050	1.33E-01	10.05420	4.02E+00
75	1.12260	1.25E-01	9.40178	3.76E+00
100	1.00580	1.12E-01	8.42358	3.37E+00
125	0.84124	9.35E-02	7.04539	2.82E+00
150	0.77943	8.66E-02	6.52773	2.61E+00
175	0.68975	7.66E-02	5.77666	2.31E+00
200	0.60069	6.67E-02	5.03078	2.01E+00
225	0.53473	5.94E-02	4.47836	1.79E+00
250	0.48775	5.42E-02	4.08491	1.63E+00
275	0.44914	4.99E-02	3.76155	1.50E+00
300	0.41301	4.59E-02	3.45896	1.38E+00
325	0.38746	4.31E-02	3.24498	1.30E+00

350	0.36259	4.03E-02	3.03669	1.21E+00
375	0.34154	3.79E-02	2.86040	1.14E+00
400	0.32196	3.58E-02	2.69642	1.08E+00
425	0.30343	3.37E-02	2.54123	1.02E+00
450	0.28606	3.18E-02	2.39575	9.58E-01
475	0.26989	3.00E-02	2.26033	9.04E-01
500	0.25487	2.83E-02	2.13454	8.54E-01
600	0.20519	2.28E-02	1.71847	6.87E-01
700	0.16864	1.87E-02	1.41236	5.65E-01
800	0.14129	1.57E-02	1.18330	4.73E-01
900	0.12037	1.34E-02	1.00810	4.03E-01
1000	0.10403	1.16E-02	0.87125	3.49E-01
1500	0.05852	6.50E-03	0.49008	1.96E-01
2000	0.03865	4.29E-03	0.32370	1.29E-01
2500	0.02967	3.30E-03	0.24849	9.94E-02
最大落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 及占标率%	1.20050	1.33E-01	10.05420	4.02E+00
最大浓度落地点 (m)	61			

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.2.1-4。

表 5.2.1-4 无组织非甲烷总烃估算模式计算结果表

距源中心下风向距离D (m)	单井井场		距源中心下风向距离D (m)	开发区域	
	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)		下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)
10	23.497	1.17E+00	10	4.6495	2.32E-01
25	38.68	1.93E+00	25	4.6699	2.33E-01
41	44.288	2.21E+00	50	4.7035	2.35E-01
50	40.6	2.03E+00	75	4.7366	2.37E-01
75	29.366	1.47E+00	100	4.7312	2.37E-01
100	20.429	1.02E+00	125	4.7628	2.38E-01

125	14.808	7.40E-01	150	4.7940	2.40E-01
150	11.246	5.62E-01	175	4.8249	2.41E-01
175	8.8694	4.43E-01	200	4.8554	2.43E-01
200	7.2114	3.61E-01	225	4.8856	2.44E-01
225	6.0089	3.00E-01	250	4.9154	2.46E-01
250	5.1052	2.55E-01	275	4.9454	2.47E-01
275	4.4047	2.20E-01	300	4.9751	2.49E-01
300	3.8521	1.93E-01	325	5.0045	2.50E-01
325	3.4076	1.70E-01	350	5.0336	2.52E-01
350	3.0436	1.52E-01	375	5.0623	2.53E-01
375	2.741	1.37E-01	400	5.0906	2.55E-01
400	2.4852	1.24E-01	425	5.1187	2.56E-01
425	2.2663	1.13E-01	450	5.1467	2.57E-01
450	2.0783	1.04E-01	475	5.1742	2.59E-01
475	1.9155	9.58E-02	500	5.2013	2.60E-01
500	1.7733	8.87E-02	600	5.3073	2.65E-01
600	1.3551	6.78E-02	700	5.4087	2.70E-01
700	1.0785	5.39E-02	800	5.5063	2.75E-01
800	0.88635	4.43E-02	900	5.6002	2.80E-01
900	0.74629	3.73E-02	1000	5.6903	2.85E-01
1000	0.64039	3.20E-02	1500	6.1492	3.07E-01
1500	0.35766	1.79E-02	1525	6.1621	3.08E-01
2000	0.23782	1.19E-02	2000	3.7767	1.89E-01
2500	0.23782	1.19E-02	2500	2.9258	1.46E-01
最大落地浓度 μg/m ³ 及占标 率%	44.288	2.21E+00	最大落地浓度 μg/m ³ 及 占标率%	6.1621	3.08E-01
最大浓度落地 点（m）	41		最大浓度落地 地点（m）	1525	

由上表可知，本次 1#排气筒有组织颗粒物下风向最大落地浓度 0.0012mg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 61m，占标率为 0.13%。有组织 NO_x 下风向最大

落地浓度 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 61m，占标率为 4.02%。

单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $0.044\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 41m，占标率为 2.21%。

开发区域无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $0.0062\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 1525m，占标率为 0.31%。

根据以上预测结果，本项目运营期井区内无组织排放的非甲烷总烃可以实现达标排放，同时由于项目区域扩散条件良好，因此本项目无组织排放的非甲烷总烃对大气环境质量影响很小。火炬燃烧废气地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，对大气环境影响不大。

（5）大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），使用大气环境防护距离计算模式计算本项目的大气环境防护距离。根据导则要求，在满足厂界监控点处达标排放的情况下，计算出厂界外的任何一点均符合环境质量标准的要求，这样的情况下可以不设置大气防护距离。预测结果表明，本项目无组织废气排放无超标点，不会造成环境空气质量的超标现象，因此本项目不设大气环境防护距离。

（6）大气污染物排放量核算

①有组织排放量计算

表 5.2.1-5 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排污口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速 率 (kg/h)	核算排放量 (t/a)
一般排放口					
1	1#排气筒	颗粒物	8.36	0.029	0.249
		NO _x	69.17	0.24	2.06
一般排放口合计		颗粒物			0.249
		NO _x			2.06
有组织排放总计					
有组织排放口总计		颗粒物			0.249
		NO _x			2.06

②无组织排放量计算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.2.1-6。

表 5.2.1-6 大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）
			标准名称	浓度限值（mg/m³）	非甲烷总烃
油气集输	非甲烷总烃	油区做好日常维护、做好密闭措施	非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m³	27.6
储罐	非甲烷总烃				0.96
无组织排放合计					
无组织			非甲烷总烃		28.56

③项目大气污染物年排放量核算

本项目大气污染物年排放核算情况详见表 5.2.1-7。

表 5.2.1-7 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	28.56
2	颗粒物	0.249
3	NO _x	2.06

(7) 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.2.1-8。

表 5.2.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50 km□		边长=5km☑	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a□	500~2000t/a□			<500 t/a☑	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ ） 其他污染物（非甲烷总烃）			包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□		附录D☑	其他标准☑	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□	
	评价基准年	（2020）年					

	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☐ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐	拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐	
大气环境影响评价与预测	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 其他
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐	边长 5~50 km ☐				边长 $\leq 5\text{km}$ ☐
	预测因子	预测因子（ ）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 $\leq 100\%$ ☐				C 本项目最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			C 本项目最大占标率 $> 10\%$ ☐	
		二类区	C 本项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C 本项目最大占标率 $> 30\%$ ☐	
	非正常排放 1 h 浓度贡献值	非正常持续时长（/）h	C 非正常占标率 $\leq 100\%$ ☐			C 非正常占标率 $> 100\%$ ☐	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐				$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、颗粒物、NO _x ）			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、颗粒物、NO _x ）			监测点位数（2）		无监测 ☐
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气环境防护距离	距离本项目厂界最远/m					
	污染源年排	全厂总量为：颗粒物 0.249t/a，NO _x 2.06t/a，非甲烷总烃					

	放量	28.56t/a
--	----	----------

5.2.2 水环境影响预测与评价

5.2.2.1 地表水环境

1、正常工况下地表水环境影响

在运营期内，项目产生的压裂返排液（采出水）、井下作业废水经红山嘴联合站橇装污水处理系统处理达标后，作为回注水用于生产，不与地表水产生水力联系。因此，正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

2、事故状态下地表水环境影响

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。项目区周围无地表水体，故不会出现在泄漏的油品进入地表水的可能。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，作业单位采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油，并保证落地原油 100%回收。通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.2.2.2 地下水环境

1、区域水文地质条件

本工程位于准噶尔盆地西北边缘，西南天山北麓冲洪积细土平原、西北成吉思汗山冲洪积平原。地貌由以冲洪积细土平原为主。

地表以下数十米均为第四系全新统冲积物，岩性为亚粘土、粘土与砂层互层。成吉思汗山冲洪积平原，西北侧起山前接触带，南至项目区北侧边界一带，地层岩性为亚砂土以及粉质粘土。细土平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

工程区区域上大部分属于南部的天山水系地下水系统地下水迳流、排泄区。从南部天山山区分水岭到平原、古尔班通古特沙漠西缘构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的天山山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、迳流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原

区是地下水迳流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

2、项目区水文地质条件

（1）含水层特征

本工程地层岩性上部为亚砂土、亚粘土，下部为沙土与亚砂土、亚粘土互层。

按照地下水含水介质分，评价区地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙潜水、承压水，大多地段表现为上覆弱潜水、下伏承压水双层或多层含水层结构。

①上部潜水：

潜水分布于区域绝大部分地段，局部为潜水-承压水互层。含水层岩性以中细砂、粉细砂为主。水位埋深由东向西逐渐增加，潜水水深在 10-20m。含水层厚度不一，厚度 5-30m。富水性极弱区，水量少，单井涌水量 $10-100\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$ ，渗透系数为 $1.02\text{m}/\text{d}$ 。

②下伏孔隙承压含水层

承压含水层为双层或多层结构，岩性以粉细砂为主，隔水层为粉质粘土、粉土，厚度不等。区内承压含水层厚度变化较大，整体由东向西，由南向北逐渐变薄，岩性由南向北逐渐变细，其富水性也由强变弱。深部承压水水质较好，咸淡水界面在垂向上由南向北逐渐加深，区内含水层富水性为弱富水性区。依据收集资料，浅部承压水水位埋深 15-30m，含水层单层厚 3-30m 不等，富水性较弱，单位涌水量 $100-500\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$ ，渗透系数 $1.07\text{m}/\text{d}$ 。

区域水文地质见图 5.2-1。

图 5.2-1 项目区域水文地质图

（2）地下水的补给、径流、排泄条件

通过对所收集的区域航拍图片、区域水文地质资料、大地构造，初步判断工作区地下水的补给主要来源为大气降水和西北部扎伊尔山，经地下径流运移补给，古尔班通古特沙漠地区为地下水的排泄区。

工作区的地下水在接受补给后，总体径流方向为由西向东缓慢运移，古尔班通古特沙漠地区为地下水的排泄区。

（3）地下水水化学特征

①潜水

评价区地势平坦，岩性颗粒变细，径流条件差，潜水埋深浅，蒸发作用增强，在地下水处于滞流状态及温度不断增高情况下，产生脱碳酸作用，使水中的 SO_4^{2-}

离子相应增加，潜水多为高矿化的微咸水、咸水，局部还有盐水、卤水。水化学类型主要是 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水，最终向 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 和 $\text{Cl}\text{-Na}$ 型水发展，大部分地下水矿化度 3-10g/L，局部可达 20g/L。在评价区东南侧靠近 136 团耕作区一带，受渠系、田间灌溉和河道季节性洪水的渗漏影响，使高矿化水淡化，出现了 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型水，矿化度 1-3g/L。

②承压水

承压水矿化度多大于 3g，水化学类型主要为 $\text{SO}_4\text{ Cl}\text{-Na}$ 和 $\text{Cl SO}_4\text{-Na}$ 。水质多为不适宜灌溉水或不适宜直接作灌溉用水，大部分地区地下水不符合生活饮用标准。

3、运营期正常状况下对地下水影响分析

（1）井下作业废水

井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往红山嘴注输联合站污水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

（2）油田采出水

根据开发方案，本项目采出水进入红山嘴联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。红山嘴联合站污水处理系统处理达标后的回注水回注到开采油层，回注油层深度达 1600m，可见，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的第四系地层进行了水泥浆固井，一开水泥浆固井深度 500m，水泥浆返至地面，固井深度远远超过了承压水埋深，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，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

（3）落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100% 的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中落地原油不会对

地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100%回收。

（4）含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥交由有资质的单位进行无害化处置，不会对当地地下水产生影响。

4、非正常状态下地下水环境影响分析

运营期非正常状态下，废水污染源主要为油水窜层、井喷、集输管线和压裂返排液储存池废水的泄漏，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，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；油水串层、井喷、集输管道、压裂返排液储存池的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

（2）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、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，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。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（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。

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。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

（4）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

（5）事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对集输管线、油井井壁破裂泄漏、储罐泄露对地下水产生的影响进行预测。

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。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。

①泄漏源强

➤ 集输管线

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： Q_L —液体泄漏速率，kg/s；

P —容器内介质压力，KPa，设计压力 3500KPa；

P_0 —环境压力，KPa，取 101.325kPa；

C_d —液体泄漏系数，取 0.65；

A —裂口面积， m^2 ，本评价考虑全管径（150mm）泄露，取 0.0177 m^2 ；

g —重力加速度，9.81 m/s^2 ；

h —裂口之上液位高度，m，在此取 0.076m；

ρ —泄漏液体密度， kg/m^3 ，在此取 864 kg/m^3 ；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 30.41kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 54.73t。管线输送为油水混合物，根据红 83 井区现状综合含水率 50%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 27.37t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 2.74t。

➤ 油井井壁破裂发生原油泄漏

本项目单井最大产能为 10.0t/d, 泄漏时间取 1h, 其原油的泄漏量为 416.71kg。

➤ 储罐泄露

储罐泄漏根据伯努利方程进行泄漏量计算, 泄漏速率为 0.419kg/s, 罐区设有围堰, 事故应急反应时间按 30min 计, 据此计算液体的泄漏量为 754.2kg。由于罐区均按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 中的要求进行防渗, 因此下渗量约为 377.1kg。

②预测因子

选取油田特征污染物石油类。石油类检出限 0.01mg/L。由于《地下水质量标准 (GB/T14848-2017)》标准中没有对石油类进行说明, 本次评价参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准 (0.05mg/L) 进行设定。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 本项目地下水评价等级为二级, 含水层的基本参数变化很小, 因此可采用解析法进行预测, 预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动一维水动力弥散瞬时点源模型进行预测。由于单井管线泄漏时可以及时发现并处理, 因此按瞬时点源计算。

$$C(x, t) = \frac{m/W}{2n_e \sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中: x—计算点处的位置坐标;

t—时间(d);

C(x, t)—t 时刻点 x 处的浓度, g/L;

m—注入的质量, kg;

W—横截面面积, m²; (取 10)

U—水流速度, m/d;

n_e—有效孔隙度, 无量纲;

D_L—纵向弥散系数(m²/d);

π—圆周率;

④参数选取

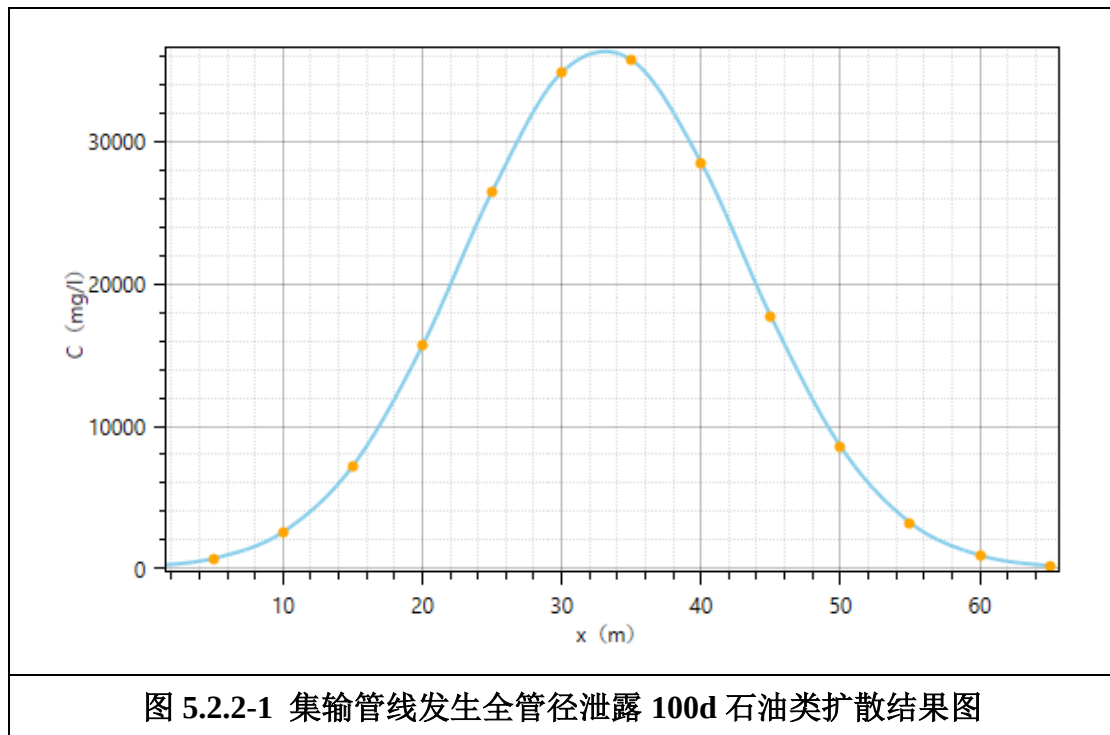
模型中所需参数及来源见表 5.2.2-1。

表 5.2.2-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	U	水流速度	0.12m/d	-
2	n_e	有效孔隙度	0.3	砂岩含水层经验值
3	m	瞬时注入的质量	2740kg、16.71kg、 377.1kg	计算值
4	t	时间	100d、500d、1000d	-
5	D_L	纵向弥散系数	0.5m ² /d	-

⑤模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂发生泄漏、储罐泄露时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2.2-1~图 5.2.2-6。



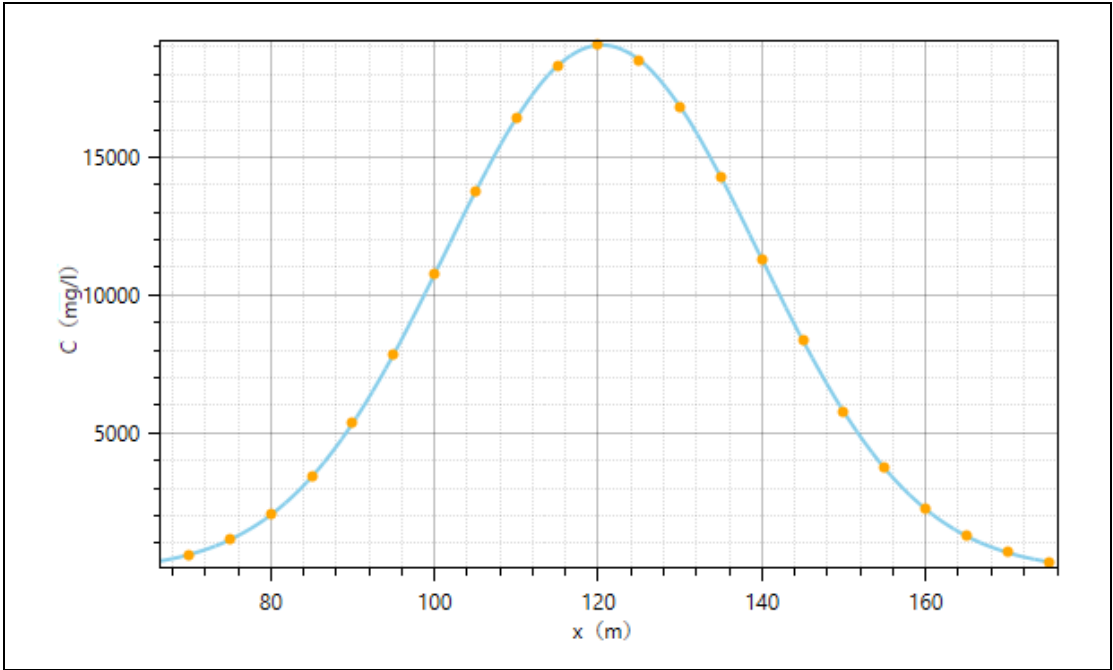


图 5.2.2-2 集输管线发生全管径泄露 500d 石油类扩散结果图

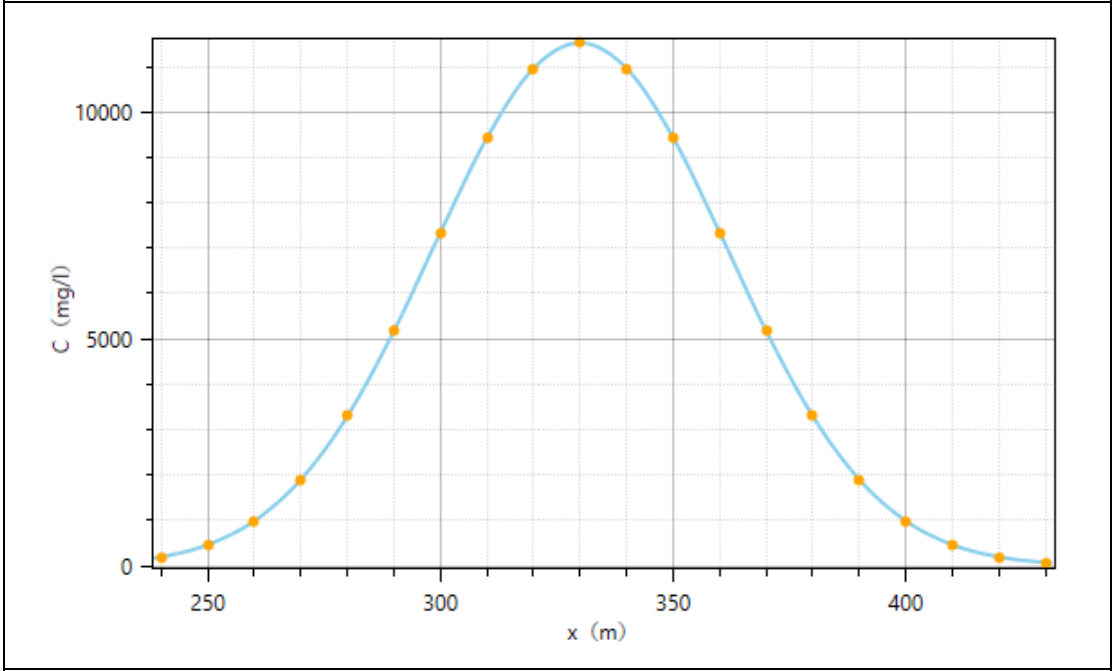


图 5.2.2-3 集输管线发生全管径泄露 1000d 石油类扩散结果图

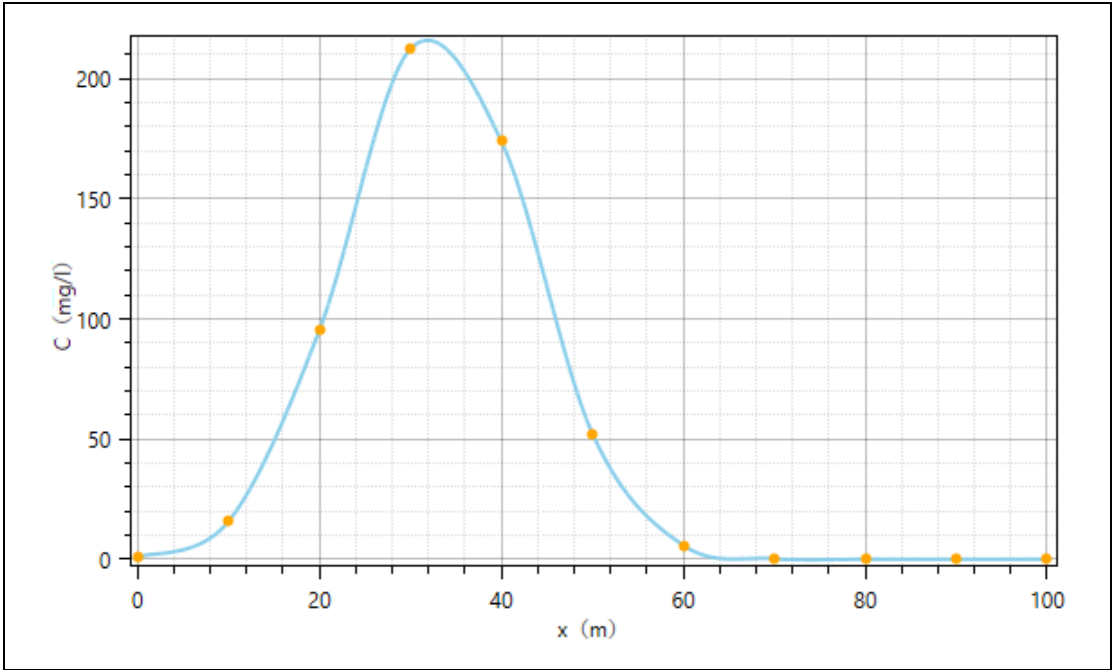


图 5.2.2-4 油井井壁破裂发生泄露 100d 石油类扩散结果图

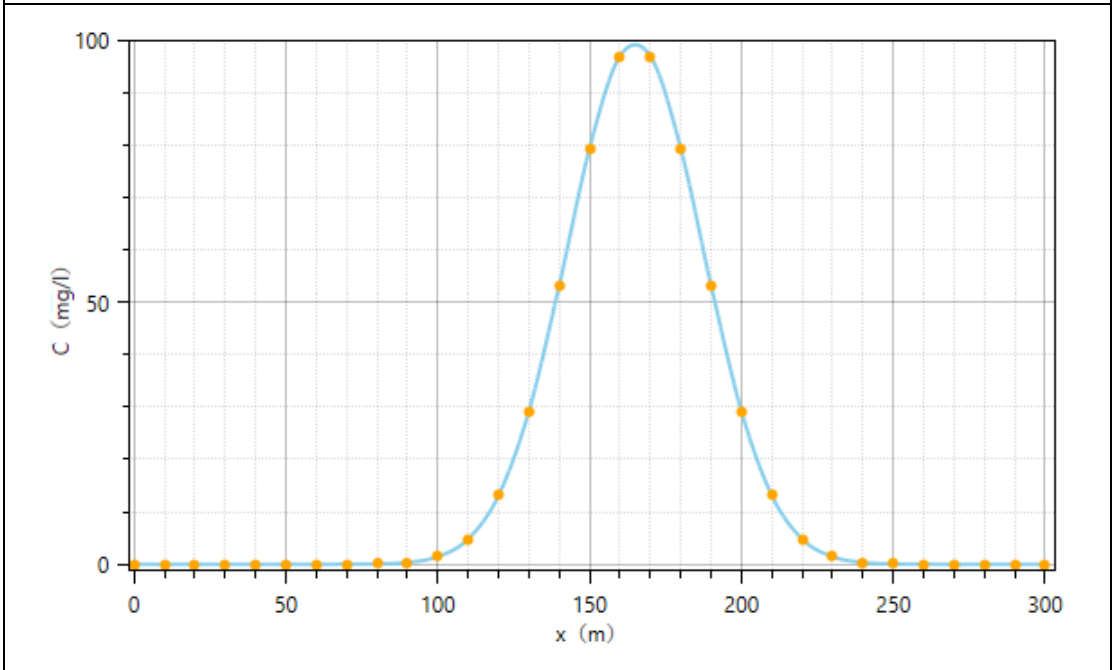


图 5.2.2-5 油井井壁破裂发生泄露 500d 石油类扩散结果图

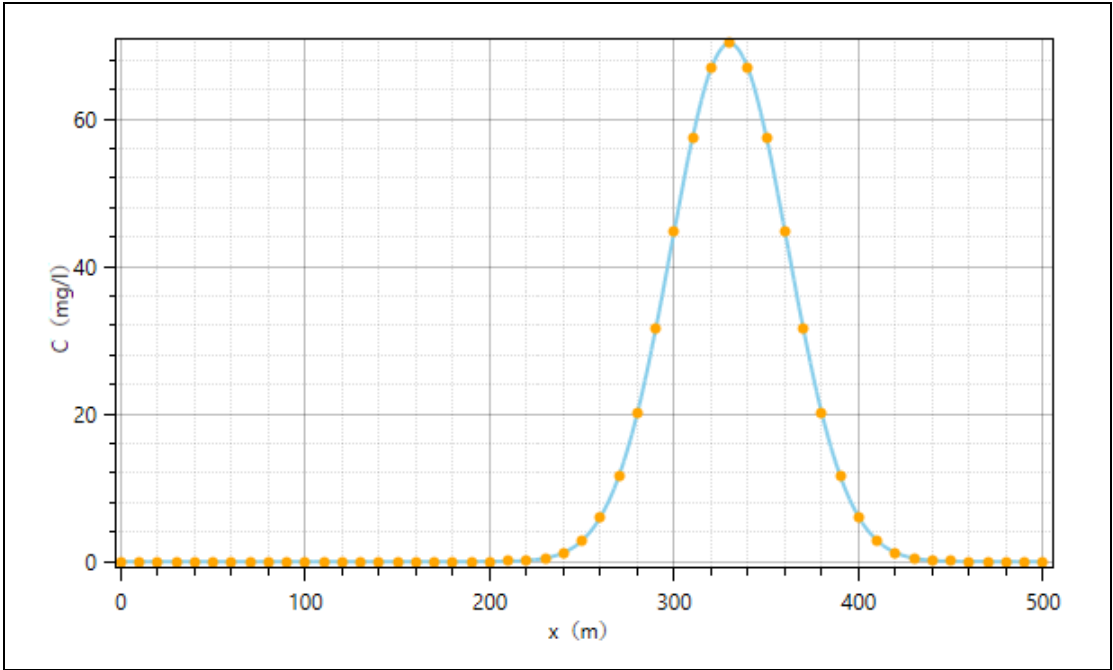


图 5.2.2-6 油井井壁破裂发生泄露 1000d 石油类扩散结果图

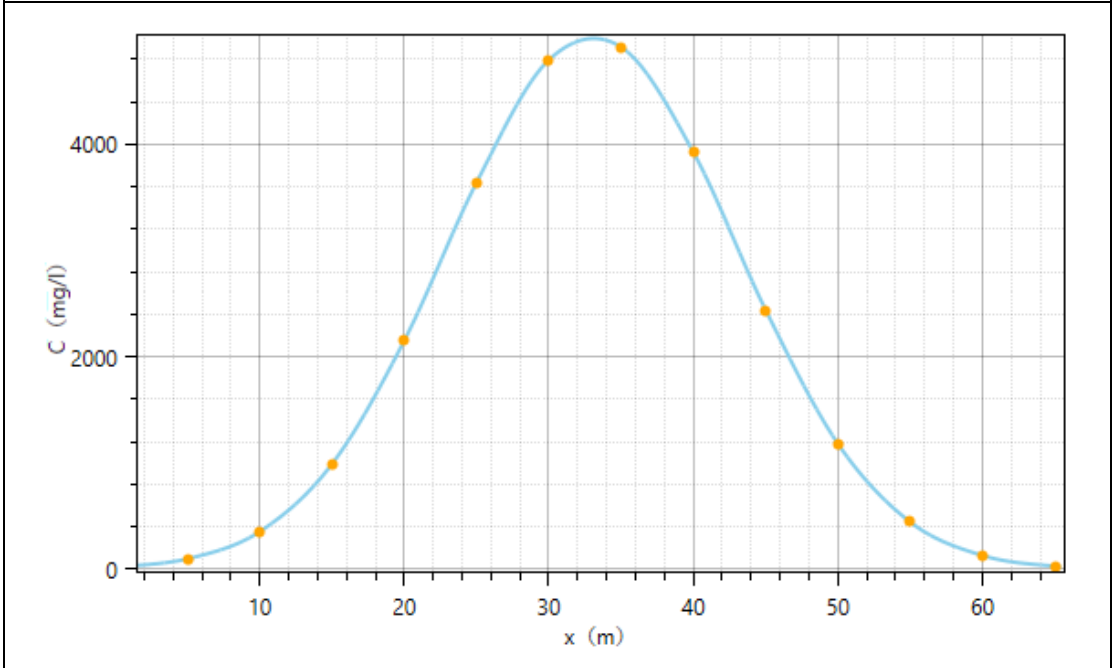


图 5.2.2-7 储罐发生全泄露 100d 石油类扩散结果图

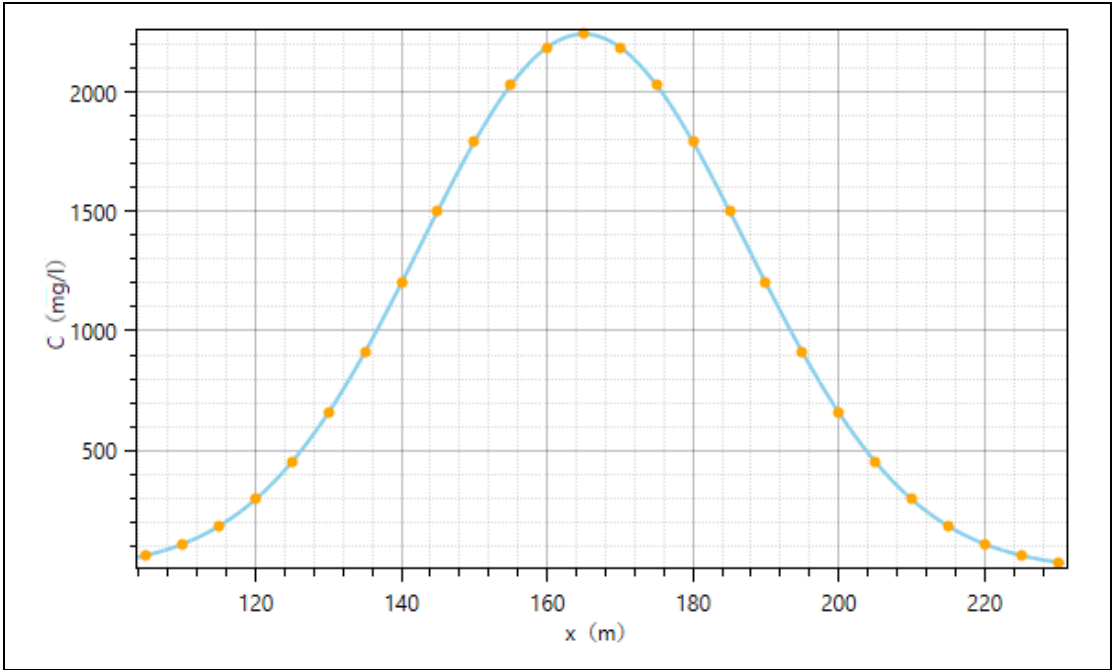


图 5.2.2-8 储罐发生全泄露 500d 石油类扩散结果图

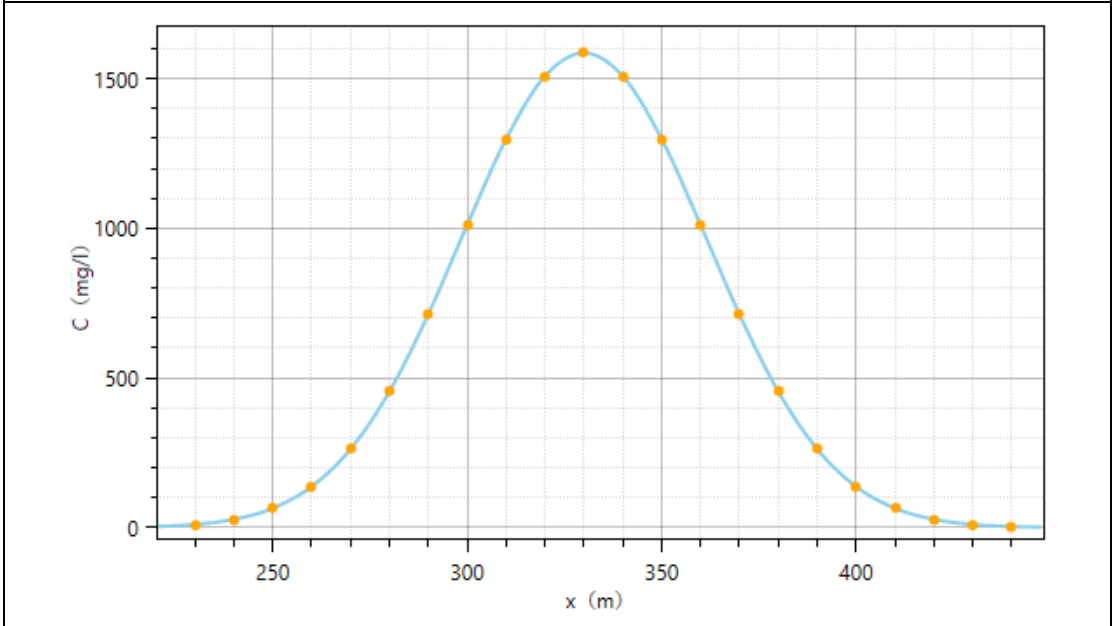


图 5.2.2-9 储罐发生全泄露 1000d 石油类扩散结果图

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏 100d、500d 和 1000d 后，污染物与进入含水层影响最远距离分别为 33m、166m、330m；油井破裂 100d、500d 和 1000d 后，污染物进入含水层影响最远距离分别为 33m、166m、330m，储罐发生泄漏 100d、500d 和 1000d 后，污染物与进入含水层影响最远距离分别为 33m、166m、330m。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污

染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 10m 以下，泄漏的原油进入地下水的可行性很小，且定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 声环境影响预测与评价

1、计算公式

本项目运营期噪声源主要为井场中的各类机泵以及井下作业设备噪声。经调查，井场为开放式未设遮挡，计量站设备均在设备间内。故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中： T —计算等效声级的时间；

N —为室外声源个数；

M —为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

2、噪声源源强及分布

项目噪声源为井下作业时各类设施，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。噪声源强在 80~95dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)。项目工程主要噪声源强见表 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源		各源强叠加后 噪声值	基础减震噪 声值	厂界方位	噪声源至厂界 距离 (m)
井场	机泵	93	25	东厂界	850
				南厂界	1430
				西厂界	485
				北厂界	1270
井场	井下作业（压裂、修井等）	95	25	东厂界	850
				南厂界	1430
				西厂界	485
				北厂界	1270

3、预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2 厂界噪声贡献值预测结果（单位：dB(A)）

噪声源	预测点 位置	贡献值		背景值		预测值		评价标准
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
井场机泵、 井下作业 （压裂、修 井等）	东厂界	29.0	29.0	41.8	37.8	42.0	38.3	昼间：60 夜间：50
	南厂界	23.6	23.6	40.4	37.7	40.5	37.9	
	西厂界	32.1	32.1	40.8	38.2	41.3	39.2	
	北厂界	24.7	24.7	40.8	38.2	40.9	38.4	

由预测结果可知，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 固体废物环境影响预测与评价

5.2.4.1 固体废物来源及处置

油田生产过程中产生的固体废物主要是井下作业废液（废压裂返排液、废洗井液）、落地原油和油泥（砂）。

根据《国家危险废物名录》（2021 年版），油田生产运营过程中产生的井下作业废液、落地原油、含油污泥作为废矿物油类，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.2.4-1 本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T/I
落地原油		石油开采	071-001-08	石油开采产生的油泥	T/I
废压裂返排液		石油开采辅助工程	900-249-08	其他使用过程中产生的废矿物油	T/I
废洗井废液		石油开采辅助工程	900-249-08	其他使用过程中产生的废矿物油	T/I

（1）井下作业废液

本项目运营期压裂作业和修井作业会产生一定量的废压裂返排液和废洗井液，井下带罐作业，产生的废液通过罐车拉运至红山嘴联合站修井防渗废液池内收集，上层原油回收进入红山嘴联合站原油处理系统，中层废水通过泵打回红山嘴联合站污水处理系统，其处理达标后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。此过程可将危废减量化。

（2）落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，做到原油 100% 不落地，一旦落地原油收集后拉运至红山嘴油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，送至红山嘴油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置，不会对区域环境造成不利影响。

（3）含油污泥

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，红山嘴联

合站含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.2.4.2 危险废物贮存及运输环境影响分析

（1）贮存

含油污泥属于危险废物，收集后暂存于红山嘴联合站固废暂存场，定期委托有危废处置资质单位处置。井下作业废液（废压裂返排液和废洗井液）采用储罐收集后拉运至红山嘴联合站防渗废液池，废液池内上层原油和废水回收进入红山嘴联合站处理，底层含油污泥直接委托有危废处置资质单位处理。

危险废物暂存期间应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）的规定暂存，设立危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物进出量及处置记录。定期对危险废物暂存场、废液池防渗层进行检查，发生破损情况及时修复；临时贮存间配备通讯装置、照明设施等应急防护设施。

（2）作业区内运输（内部）

项目区事故状态下的落地油和压裂、修井产生的废液均来自井场。井场产生的危险废物在收集和运输至红山嘴联合站过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定的要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

目前红山嘴油田作业区内危险废物由克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司处置，后期本项目危险废物运输和处置委托有危险废物处置资质的第三方单位即可。要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不

会对周围环境产生影响。

5.2.5 土壤环境影响预测与评价

1、正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄露，同时采取可视可控措施，若发生泄露可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

2、非正常状况下对土壤环境的影响分析

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。

在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

3、土壤环境影响预测与评价

本项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线事故状况下破裂造成石油垂直下渗导致土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

（1）预测方法

采用类比分析法进行预测。

（2）情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

（3）预测因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

（4）预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

4、土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.2.5-1。

表 5.2.5-1 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	

识别	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□				/
	占地规模	(1.86) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗 ☒ ；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类 ☒ ；II 类□；III 类□；IV 类□				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级√；二级□；三级□				
现状调查内容	资料收集	a) □；b) □；c) □；d) □；				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位	13	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	6	0~20cm	
		柱状样点数	5	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
现状监测因子	GB36600-2018 表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项；石油烃、pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，共 10 项。					
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 √；GB36600 √；表 D.1□；表 D.2□；其他（）				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□；附录 F；其他（类比法）				
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（）				
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		6	pH、石油烃和挥发酚		1 次/5 年	
	信息公开指标					
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受				
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。

5.2.6 生态环境影响预测与评价

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.3 闭井期环境影响分析

闭井期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

闭井期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井口建设封井水泥台、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、混凝土养护废水、部分废弃管线、废弃建筑垃圾等，项目所在区域蒸发量较大，混凝土养护用水量较少，产生的混凝土养护废水产生较小，不会形成地表径流，主要靠自然蒸发，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

闭井期各注水井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，闭井期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的井架及配套设施被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6 环境风险评价与分析

6.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事故，引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏、爆炸和火灾等，所造成的人生安全和环境影响损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故频率、损失和环境影响达到可以接受水平。环境风险评价的重点为对事故引起的厂界外人群的伤害、环境质量的恶化及生态系统的预测和防护。

本次评价根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）和《油气输送管道风险评价导则》（SY/T6859-2012）对本项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.2 环境风险潜势初判

6.2.1 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），大气环境敏感程度分级见下表：

表 6.2-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本项目周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人（约 50 人）；项目周边 500m 范围内人员仅为油区工作人员（50 人）小于 500 人；油气输送管线管段周边 200m 范围内无大气环境敏感目标，因此，本项目大气环境敏感程度为 E3。

（2）地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地表水环境敏感程度分级见下表：

表 6.2-2 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 6.2-3 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 6.2-4 环境敏感目标分级

分级	地表水环境敏感特征
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域

分级	地表水环境敏感特征
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类 2 包括的敏感保护目标

本项目区域内无地表水体，项目产生的废水不外排。因此，地表水功能敏感性分区为 F3，环境敏感目标分级为 S3，因此，地表水环境敏感程度分级为 E3。

（3）地下水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地下水环境敏感程度分级见下表：

表 6.2-5 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E2
D3	E2	E3	E3

表 6.2-6 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区
a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环 境敏感区	

表 6.2-7 包气带防污性能分级

敏感性	地下水环境敏感特征
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。	

由表 6.2-5 可知，本项目地下水环境敏感程度分级为 E2。

6.2.2 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

（1）Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本项目 Q 值确定详见下表 6.2-8。

本项目红 83 井区共设置 4 座 60m^3 油罐，体积充装系数为 0.85，密度取 0.861g/cm^3 ，则原油最大储存量为 175.7 吨；单井管线（DN60）2.3km，集输支线（DN150）6km，原油密度 0.8741t/m^3 （以 $K_1h_2^4$ 油藏计算），原油充满管线情况下最大存在量约为 100.0t。区域汽油比约为 $80\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度取 0.630kg/m^3 （以 $K_1h_1^{3-2} \sim K_1h_1^{4-2}$ 油藏计算），则管线内天然气最大存在量为 5.04t。

表 6.2-8 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	Q 值
1	原油	8002-05-9*	275.7	2500	0.11
2	天然气 ^①	74-82-8	5.04	10	0.50
项目 Q 值 Σ					0.61

综上，本项目 $Q=0.61 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

（2）M 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，本项目为石油开采项目，根据表 6.2-9 判定，本项目 M 分值为 10，以 M3 表示（ $M1 > 20$ ； $10 < M2 \leq 20$ ； $5 < M3 \leq 10$ ； $M4 = 5$ ）。

表 6.2-9 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
^a 高温指工艺温度 $\geq 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

（3）P 值的确定

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，本项目 $Q < 1$ ，环境风险潜势为 I，根据表 6.2-10 判定，本项目不存在工艺系统危险性（P）。

表 6.2-10 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

6.2.3 风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）划分依据，本项目大气环境（环境低度敏感区 E3）、地表水（环境低度敏感区 E3）、地下水环境（环境中度敏感区 E2），不存在工艺系统危险性（P），环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析，定性分析说明影响后果。

表 6.2-11 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I
注：IV ⁺ 为极高环境风险				

6.2.4 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

表 6.2-12 评价工作等级划分

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。				

表 6.2-13 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

6.2.5 环境保护目标识别

本项目所在区域为戈壁地区，干旱少雨，项目区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，没有固定的居民居住、无地表水体。环境风险敏感特征表见表 6.2-14。

表 6.2-14 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境 空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	——	工作人员	50
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					50
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					50

	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离 /m	
	1	/	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

6.3 环境风险识别及分析

6.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质主要为施工期柴油，运营期油气集输管道中原油和天然气，发生火灾事故下产生的一氧化碳等，具体危险物质的理化性质详见下表。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态经外，还有少量二氧化碳、氮气等非怪气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3-1。

表 6.3-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成 信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 【环境危害】对环境有害。			

	【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 【有害燃烧产物】一氧化碳。 【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 储存注意事项:钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
操作处置与储存	【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	【工程控制】生产过程密闭，全面通风。 【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具(半面罩)。 【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 【身体防护】穿防静电工作服。 【手防护】戴一般作业防护手套。 【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水	稳定性	稳定

		=1) : 0.42 (-161.4℃) 相对蒸汽密度 (空气=1) ; 0.6		
	爆炸极限	5~15% (V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC ₅₀ ：50%(小鼠吸入，2h)。 LD ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	【其它有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3-2。

表 6.3-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C₅ 至 C₁₁+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。

安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。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：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

(3) 一氧化碳（火灾事故下）

一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3.1-4。

表 6.3.1-4 一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

危险特性	【健康】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高
------	--

	于 30%;重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增虽、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。 【环境危害】 对环境有害。 【燃爆危险】 易燃。			
急救措施	【吸入】 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】 易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。 【有害燃烧产物】 二氧化碳。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
操作处置与储存	【操作注意事项】 严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	沸点	-191.4℃
	引燃温度	610℃	闪点	<-50℃
	熔点	-199.1℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.79	稳定性	稳定
	爆炸极限	12.5~74.2%（V%）		
毒理学资料	LC ₅₀ : 2069mg/m ³ (大鼠吸入，4h)。 LD ₅₀ : 无资料。			

6.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、输油管道。

1、井场危险性识别

井喷事故风险：井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

2、站场危险性识别

拉油站等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 6.3-3。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 6.3-2 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

（3）输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

（4）罐车原油泄漏

本项目集中拉油站原油由罐车拉运至红山嘴联合站，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如

遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

另据中国石化总公司《石油化工典型事故汇编》（1983-1993 年）统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

6.3.3 环境风险类型及危害识别

1、环境风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

（2）火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（3）爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，压力容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。此外，本工程中的二氧化碳注入管道、泡沫剂注入管道和注汽管道均为高压设施，最高工作压力可达到 7MPa 以上，如果系统不畅造成超压，或因材质缺陷、制造质量差，以及安全阀失灵等，可能发生物理爆炸。

（4）挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，

则可能发生爆炸、火灾事故。

（5）其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

2、有毒有害物质扩散途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为原油和天然气，各物料在采油（气）、集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的可行性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

6.3.4 风险事故情形设定

6.3.4.1 大气风险事故情形设定

- 1、红 831_X 拉油点原油储罐发生泄漏，无组织烃类挥发对周围环境的影响；
- 2、红 831_X 拉油点原油储罐火灾产生次生影响；
- 3、红 831_X 拉油点原油储罐爆炸对周围环境造成的影响。

6.3.4.2 地下水风险事故情形设定

集输管道原油泄漏对地下水的影响。

6.4 源项分析

6.4.1 大气环境影响事故源强

6.4.1.1 油罐泄露源强计算

本项目红 831_X 拉油点共设置 4 具 60m³ 油罐，选取单具原油储罐阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故。

原油泄漏速度 Q_L 选用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A —裂口面积， m^2 ；

P —容器内介质压力，油罐为常压罐，取 101325Pa；

P_0 —环境压力，取 101325Pa；

g —重力加速度， $9.81m/s^2$ ；

h —裂口之上液位高度，取 1.8m；

ρ —密度，取 $861kg/m^3$ 。

原油泄漏孔径采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中标 E.1 中数据，原油泄漏孔径为 0.01m，孔径面积 $0.0000785m^2$ ，泄漏持续时间为 30min。

由上式估算原油泄漏速度为 0.249kg/s，则 30min 内泄漏原油 448.2kg。

6.4.1.2 原油储罐火灾次生危害源强计算

（1）二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量计算：

$$G_{\text{二氧化硫}} = 2BS$$

式中： $G_{\text{二氧化硫}}$ —二氧化硫排放速率，kg/h

B —物质燃烧量，kg/h

S —物质中硫的含量，本项目取 0.52%。

（2）一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中： $G_{\text{一氧化碳}}$ —一氧化碳排放速率，kg/s；

C —物质中碳的含量，本项目取 85%；

q —化学不完全燃烧值，本项目取 6.0%；

Q —参与燃烧的物质质量，t/s。

经计算，本项目考虑红 831_X 拉油点内油罐区发生火灾，原油燃烧速率为 $0.042kg/(m^2 \cdot s)$ ，油罐区围堰面积 $564.2m^2$ ，则二氧化硫排放速率为 0.246kg/s，一氧化碳排放速率为 2.81kg/s。

6.4.2 地下水环境影响事故源强

在事故情景下，集输管线或拉油站油罐一旦发生损坏破裂，会有原油泄漏，穿过包气带从而进入地下水。

具体源项计算见第 5.2.2.2 章节。

6.5 环境风险影响分析

6.5.1 对环境空气的影响分析

1、集输管线泄露分析

运营期油气集输管线发生泄漏事故后，原油进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

2、井喷事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规方法对天然气进行有效控制，则出现敞喷势态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 14 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）：发生井喷时，立即启动井控装置和防止井喷的应急预案，井喷产生的原油排至应急放喷池中，伴生气从管线另一端导入放散管点燃放空。天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火

枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。油田采取严格的井控制度和井控措施，井喷溢流的原油和逸散的天然气可以得到很好的控制和处理。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

3、火灾、爆炸事故分析

火灾、爆炸事故出现的频率较低，但其危害性较大，一旦出现瞬间即可完成，并且很难进行补救和应急，其后果十分严重。施工期柴油储罐或者集输管线中油气泄露后遇到明火发生火灾、爆炸时，主要产生二氧化碳和少量的一氧化碳。通过类比，发生火灾、爆炸对人体可能造成生命危险的范围是距源约 200m 范围内。项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，周边非工作人员应尽快撤离，有专业人员采取相应的灭火措施后不会对周围环境空气产生明显影响。

6.5.2 对水环境的影响分析

本项目周边无地表水，本次评价仅考虑对地下水环境的危害。

1、集输管线泄露分析

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常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泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

（1）原油采出水对地下水的影响

当采出水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，采出水在 14d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

（2）石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。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。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的的天性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会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浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

2、钻井井漏事故分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，造成地下含水层水质污染。

钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要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，继续钻井数百米到达目的层。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，均有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处进入含水层污染地下水。此外，钻井液从固井环状水泥柱破裂处进入含水层，会对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

3、钻井油水串层分析

钻井完井后试油过程中原油窜层污染的主要原因是：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，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

报废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，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的井应确保生产井的固井质量，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。

采取上述措施后，油水窜层对地下水环境的影响在可接受范围内。

6.5.3 对土壤环境的影响分析

1、集输管线泄露分析

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原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。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

2、井下作业事故污染分析

若本项目井下作业时产生井下作业废水（含油废水）及油品若不慎滴落在地，含油废水和落地油会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤

透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水和原油落地，若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由有危废处置资质的单位处理。

6.5.4 对生态环境的影响分析

1、集输管线泄露分析

集输管线泄漏的油品对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

（1）接触毒性危害

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

（2）间接有害影响

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

6.6 环境风险防范措施

6.6.1 钻井、井下作业风险防范措施

（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）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

（3）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。

（4）钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

6.6.2 井场事故风险防范措施

（1）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。

（2）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。

（3）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，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

6.6.3 油气集输事故风险防范措施

（1）油田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行，强度试验的介质宜采

用水。

（2）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

（3）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。

（4）按规定定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过 15 年，全面检验的周期可以缩短。

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

（6）严禁在管线两侧各 5m 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。

（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）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（9）抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

（10）对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

6.6.4 集中拉油站事故风险防范措施

（1）拉油站平面布局科学合理：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。

（2）在储罐区严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

（3）原油储罐应进行防腐，焊接要经过 100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

（4）加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（5）根据《建筑设计防火规范》、《化工装置设备布置设计技术规定》、《石油石化企业设计防火规范》等要求，站内原油储罐区设置 50cm 高围堰，围堰规格为 40.3m×14m，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

（6）站场内的油罐区、装卸区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。

（7）安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

（8）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；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

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

（10）优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

6.6.5 罐车运输过程风险防范措施

（1）罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。

（2）车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

（3）认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

（4）配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

（5）出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

（6）采出液装卸参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

（7）行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查，当行驶一定时间后要查看车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（8）检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

6.6.6 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，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）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。

（2）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，并严格遵守开、停工规程。

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

（4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

6.7 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告 2007 年第 48 号）、

《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则(试行)》（新环发(2014)234 号）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告 2009 年第 65 号）等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的故事应急预案，以便在事故发生后，迅速有效的采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。本评价要求建设单位应该按照突发环境事件应急预案管理暂行办法，每三年至少修订一次应急预案并备案。

6.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 6.7-1。

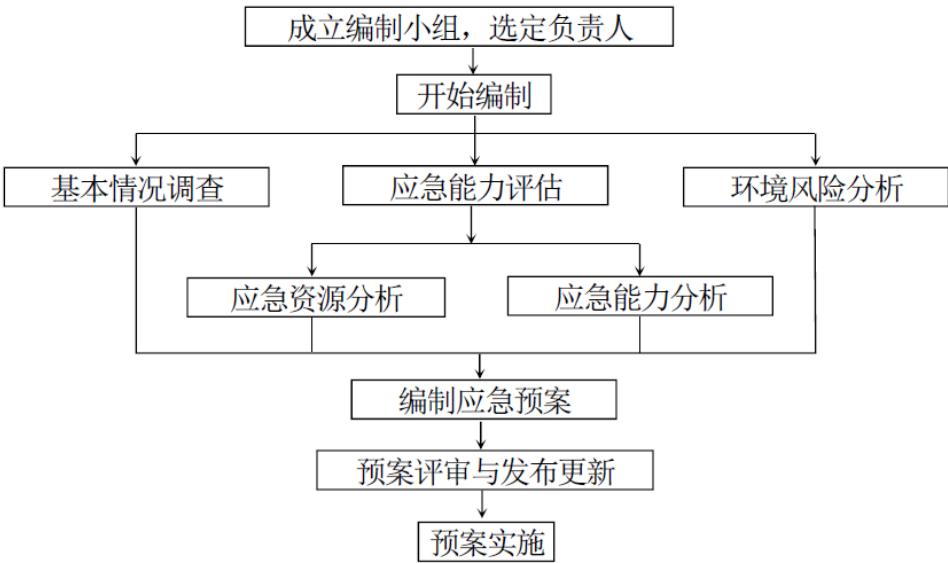


图 6.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

6.7.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表 6.7-1。

表 6.7-1 环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订。
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况。
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准。
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发生及报警(发现紧急状态时)	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下(如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时)应当报告外部应急/救援力量并请求支援；明确哪些状态下(如在事故可能影响到厂外的情况下)应当自行或协助地方政府向周边临近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式。

序号	项目	内容及要求
6	应急响应程序-事故控制 (紧急状态控制阶段)	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力集聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等。
7	应急响应程序-后续事项 (紧急状态控制后阶段)	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等。
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案。
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性。
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案。
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等。
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道。
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间。
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等。

6.8 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂、集输管道原油泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故

风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

项目环境风险简单分析内容表见表 6.8-1。

表 6.8-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区境内			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	拉油站及集输管线内原油			
环境影响途径及危害后果 （大气、地下水）	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 大气环境保护措施

7.1.1 施工期

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

（2）地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输。散装运输的车辆应完好，定时检修汽车档板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

⑤对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有蓬布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时，应停止施工作业。

7.1.2 运营期

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。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）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。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。在采取上述措施后，井场 NMHC 的厂界无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中周界外浓度最高点浓度限值要求。

（4）在项目采取罐车拉油方式，罐车装车时采用气相平衡系统，减少无组织非甲烷总烃的排放。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井。

（5）设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

（6）场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述密闭集输有效抑制非甲烷总烃挥发，在油田应用广泛，经济可行。

7.1.3 闭井期

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

7.2 水环境保护措施

7.2.1 施工期

1、钻井过程地下水防护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有

效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的污染物不与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，油田钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

2、管道试压废水

管线试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

3、生活污水

施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生影响。

4、井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）制定具体井控措施及防止井喷预案。

（2）开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

（3）钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

（4）送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

（5）钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

（6）测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

（7）要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

（8）要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。

（9）下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

（10）目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

7.2.2 运营期

1、地下水环境污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对本项目区地下水采取严格的污染防控措施。

①建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

②在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

2、采出水和井下作业废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至红山嘴联合站污水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（2）本项目采出水经红山嘴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）后，全部回注油层，不向外环境排放。

3、管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，

确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（5）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

（6）加强汛期检查，检测泄洪量。阀池内两端法兰，管道起点及重点连接处的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

4、站场地下水污染防治措施

定期对站场内的设备和及油气集输管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

本项目钻井时表层套管下入深度为 500m，采用内管注水泥固井，可有效保护含水层。运营期保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

表 7.2.2-1 废水环保措施经济技术可行性分析

阶段	废水类型	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工期	试压废水	用于洒水降尘、不外排	可重复利用，主要污染物为 SS	可节约用于洒水降尘	资源再利用，零排放	可行
运营期	井下作业废水	专用收集罐集中收集后送至红山嘴联合站污水处理系统处理	红山嘴联合站污水橇装置采用	处理达标后回注地层用于注水开发，可节约用	再利用，不外排	可行
	采出水	采出水经红山嘴联合站污水处理系统处理达到	“混凝沉降—气浮—过			

		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注油层，不向外环境排放。	滤”工艺，处理后回注红山嘴油田。设计处理能力 2500m ³ /d。	于注水驱油的新鲜水		
--	--	--	---	-----------	--	--

7.2.3 地下水环境保护措施

（1）分区防治措施

本项目运营期全部密闭集输，无储油罐等设施建设，故地下水分区防渗措施主要针对施工期钻井及井下作业时的防渗措施。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，确定本项目防渗分区见表 7.2.3-1。

表 7.2.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池	重点防渗	设置围堰；不应低于 6.0m，厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
机房区	一般防渗	不应低于 1.5m，厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
办公区域、施工作业区地面	简单防渗	一般地面硬化

（2）污染监控措施

为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖影响区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求，结合区域水文地质条件，在项目区地下水流向的上游设 1 眼背景值监测井，项目区设置 1 眼污染监控井，下游设置 1 眼污染扩散监控井，共 3 眼。地下水监测计划详见表 7.2.3-2。

表 7.2.3-2 地下水监测计划

监测层位	区位	监测频率	监测因子	监测目的
潜水含水层	项目区的上游、下游和项目区各布	每年监测一次	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铜、砷、六价铬、铁、锰、氯、硫等	监测可能产生的渗漏造成的地下水

	设 1 个（监测井位的设置可依托原有水井）			污染
--	-----------------------	--	--	----

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

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

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

a 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

b 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

③地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆油田公司采油一厂的应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ❖ 应急预案的日常协调和指挥机构；
- ❖ 各部门在应急预案中的职责和分工；

- ❖ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

- ❖ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

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

- ❖ 查明并切断污染源。

- ❖ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

- ❖ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

- ❖ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

- ❖ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

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

7.3 噪声环境保护措施

7.3.1 施工期

（1）在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

（2）加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

7.3.2 运营期

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

7.4 固废保护措施

7.4.1 施工期

（1）施工单位应及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，

防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。

（2）施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；水基岩屑进入岩屑储罐，由第三方岩屑处置公司进行处理，岩屑各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，就近用于铺设通井路、铺垫井场等。

（3）本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（4）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

7.4.2 运营期

1、落地原油污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地原油临时贮存在红山嘴油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时交由克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处置。

（2）地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

（3）在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

（4）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

（5）加强固体废物的分类管理，严格按照相关要求安全处置。落地原油的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联

单管理办法》要求，相关资料存档备查。

2、含油污泥污染防治措施

（1）含油污泥储存、运输要求

原油处理过程中所产生的油泥(砂)属于危险废物，编号为 HW08。临时贮存在红山嘴油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

（2）管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

③含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

④含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

⑤含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，于每月底将转移数量报送当地县级以上

政府环保部门及公司安全环保处备案；

⑥禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行管理和处理。

7.4.3 退役期

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.5 土壤环境保护措施

7.5.1 施工期

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）施工期需落实水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

7.5.2 运营期

1、源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、管线，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风

险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，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，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

2、过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

3、跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每 3 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

7.6 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

7.6.1 施工期

1、井场、管线等工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（井场、管线、道路）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①单个井场永久占地 50m×30m。

②施工占地：单个井控制在 2700m² 内。

③单井集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；集油支线施工作业带宽度不得超过 10m。

（2）一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

（3）钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

2、管线工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（管线埋设、临时道路）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，并尽量避让植被。

（2）管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程不得破坏项目区梭梭、白梭梭等植物，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏

（3）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏荒漠植物（尤其是梭梭等保护植物）。

（4）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（5）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（6）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，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。

（7）施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，

提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

（8）加强对施工人员和职工的教育，强化保护环境观念，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏。

3、对荒漠植物生态保护措施要求

（1）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

（2）确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

（3）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

（4）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。

（5）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。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 8m，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。

4、对梭梭的生态保护措施要求

（1）井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，特别是生长着受保护野生植物梭梭、白梭梭的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场、站场建设。

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

（3）管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程不得破坏项目区梭梭、白梭梭等受保护植物，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造

成的植被破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。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）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏保护植物——梭梭、白梭梭。

（5）严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

（6）严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对梭梭的破坏。

（7）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，尤其是广泛分布在项目区受保护的植被——梭梭、白梭梭。

5、对荒漠动物生态保护措施要求

（1）加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。

（2）施工期设立宣传牌，简明扼要书写以保护野生动植物为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

（3）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

6、开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井场等工程等项目承包招标书中。

7.6.2 运营期

- (1) 井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。
- (2) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。
- (3) 定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。
- (4) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。
- (5) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。
- (6) 严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。
- (7) 加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。
- (8) 在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。
- (9) 加强巡线人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

7.6.3 退役期

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

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》要求，采取以下措施。

1、废弃矿井封井回填措施

建设单位根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》表 4-1 要求，通过井筒破损情况和地下水污染状况等对废弃矿井进行评估，评估为无风险的废弃矿井根据一般要求封井回填，评估为低风险、中风险、高风险的废弃矿井参照 5.2 开展封井回填。低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充。中风险废弃矿井应针对

渗漏点采用分段回填。高风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填或开展全井筒回填。

（1）一般封井回填要求。回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

（2）井盖封堵或密闭填充。井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气管高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间采用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

（3）分段回填。分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

（4）全井筒回填。全井筒回填一般以黄泥、粘土或混凝土等作为回填材料。

2、地面设施拆除措施

对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

3、退役期生态恢复措施

（1）退役期对开采活动造成的土壤、植被和地表景观破坏进行恢复，恢复其原有生态功能。具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或地表设施拆除并清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。不具备植被恢复条件的，井口建议保留水泥底座，以防止

沙化，起到防沙固沙作用。其他占地应采用砂石等材料覆盖，防止风蚀。

（2）要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

7.7 生态恢复方案

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

7.7.1 井场生态恢复措施

本项目部署采油井 23 口，配套建设集输管线、变电站等地面工程。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（1）施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

（2）工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

（3）退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 7.7.1-1。

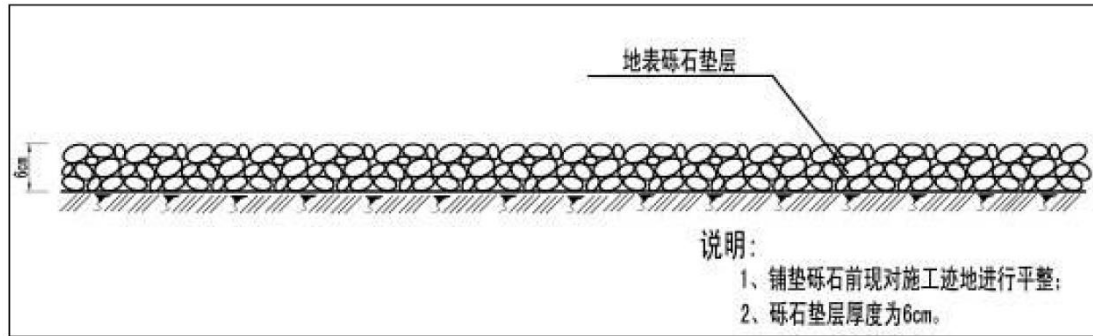


图 7.7.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

7.7.2 管线生态恢复措施

（1）支线管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，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管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（2）工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

7.7.3 植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.7.4 对森林公园的保护措施

7.7.4.1 施工期保护措施

（1）宣传教育措施

加强宣传教育，在施工开始前，开展《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》等相关法律法规的教育，让施工人员明确知道生物多样性是受国家法律保护的，破坏生物多样性将要承担相应的法律责任。教育施工人员，遵守国家和地方的法律及相关规定，禁止随意破坏植被和猎捕野生动物，自觉保护好评价区内的各种动物、植物和自然景观。

在工地及周边设立爱护自然植被和动物的宣传牌，对项目工作人员和施工人员开展生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

（2）施工管理措施

划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域。通报所有施工人员活动规则并在施工营地、沿线等设置警示标牌，任何施工人员不得越过红线施工或任意活动，以减小施工活动对周围植被的影响。

加强施工期建筑材料的管理，妥善放置，及时清理。施工产生的建筑废料要尽量回收，严禁乱堆乱放。禁止在森林公园内设置施工营地、取料场、弃土(渣)场。

施工期间应加强防火宣传教育，做好施工人员生产用火的火源管理，严禁一切野外用火，杜绝火灾发生。

（3）植被保护措施

工程建设过程中在施工范围红线内尽量保留现有植被，减小生物量损失。对不影响工程施工的灌木植株应予以保留，没有必要将占地区所有灌木植株全部砍伐。这样可以减少评价区植物受影响的数量和程度。

（4）生态恢复要求

为了减缓项目建设对区域生态环境的影响，必须将占地周边区域的植被恢复作为环境保护工作的重中之重。根据项目区的环境特征和本项目的工程特点，建议植被恢复遵循以下原则：林地由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则。确保林地的数量和质量不因工程建设而减少，最大程度的减少对区域生态环境的影响。

7.7.4.2 运营期保护措施

加强对工程周边生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止运营期工作人员对森林公园、自然植被产生新的破坏，工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。严禁捕猎野生动物，采挖野生植物。

7.7.5 对大农业耕地的保护措施

7.7.5.1 施工期保护措施

- （1）生活区不得设在耕地范围内；
- （2）因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收割季节；
- （3）施工期扬尘宜采取洒水抑尘等措施。

7.7.5.2 运营期保护措施

本项目红 83 井区北侧紧邻大农业耕地，集中拉油点罐基础采用防渗措施，罐车拉油沿油区道路行驶，未经过大农业耕地；罐车上路前驾驶人员按照规定进行检查防止跑冒滴漏污染土壤。

7.8 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本评价将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

7.8.1 防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

7.8.2 水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（SL204-1998）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及

道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

7.8.3 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

7.8.3.1 工程措施

（1）井场区

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

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物（白梭梭和梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

③井场范围采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量；临时土方采取防尘网苫盖措施，防止大风吹蚀临时堆土，减少施工期新增水土流失量。

（2）管线区

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

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

此外，要求在集油支线和注水支线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格

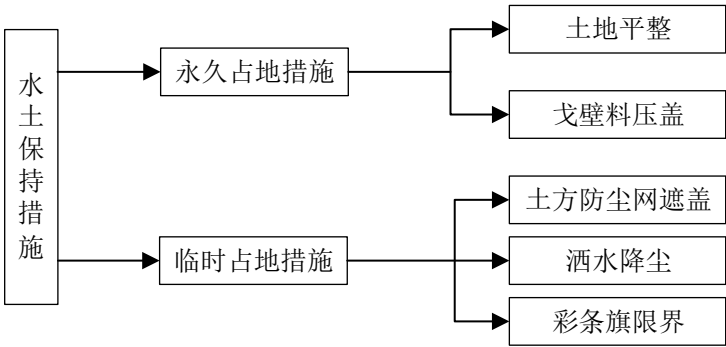
防风固沙、涵养水分。

（3）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势耐旱植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

（4）编制水土保持规划的要求

建设单位在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。本项目水土保持措施体系见图 7.8.3-1。



7.8.3.2 管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，禁止

人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑦编制防洪规划和水土保持规划的要求：建议建设单位必须在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

7.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

7.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系为梭梭群系等。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

7.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合

措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

（3）项目所在区域都是荒漠，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（4）植物恢复措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（5）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

（6）草方格固沙措施

草方格是一种防风固沙、涵养水分的治沙方法，是利用废弃的麦草一束束呈方格状铺在沙上，再用铁锹轧进沙中，留麦草的 1/3 或一半自然竖立在四边，然后将方格中心的沙子拨向四周麦草根部分，使麦草牢牢地竖立在沙地上。

本项目需在集油管线上方设置草方格进行防风固沙。具体步骤如下：

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。将清理完毕的芦苇整齐码放在沙地上事先画好的正方形边线上。码放的时候，应注意保持芦苇厚度适中。施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使杆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地，即可。草方格在扎下 4 到 5 年后就会风蚀腐烂，需要重新补扎。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子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。

油藏区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境(资源)产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

8.1 经济效益分析

工程总投资 5529 万元，其中采油工程 2663 元、地面工程 2866 万元。环保投资约 140 万元，占总投资的 3.3%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

8.2 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。

本项目开发是对新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境经济损益分析

8.3.1 环境损失分析

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。

工程占地主要为井场建设和集输管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表结构，地表裸露导致水土流失。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。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，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，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄露事故，将对周围环境造成较为严重的影响。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。

8.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环境保护投资约 180 万元，环境保护投资占总投资的 3.3%。环保投资估算见表 8.3.2-1。

表 8.3.2-1 主要环保投资估算

阶段	环保设施/措施	投资（万元）
施工期	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	30
	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	2
	钻井防喷器等安全措施	2
	泥浆不落地技术	73
	罐区等重点防渗措施	22
	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
	临时占地经济补偿	4

运营期	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	12
	含油污泥委托有资质的单位处置	20
闭井期	设施拆除后进行地貌恢复	13
合计		180

8.4 环境经济损益分析结论

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，由于井场、管线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，经估算该项目环境保护投资约 180 万元，环境保护投资占总投资的 3.3%。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，为企业带来双赢。

9 环境管理与监测计划

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管。

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

采油一厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托采油一厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。本区块由红山嘴油田基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

9.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

9.1.2.1 生产区环境管理

1、日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，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。

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对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，减轻对周围环境产生的污染。

（2）加强环保设备的管理

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

（3）落实管理制度

除了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、环境污染事故的预防与管理

（1）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。

（2）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。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，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。

（4）加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境监测与管理的要求，本项目应设置 3 个地下水跟踪监测点，分别位于红 83 井区项目场地及其上、下游各 1 个。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

9.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- （1）工艺流程分析；
- （2）污染生态危害和影响分析；
- （3）泄漏事故危害和风险影响分析；
- （4）建立预防危害的防范措施；
- （5）制定环境保护措施；
- （6）建立准许作业手册和应急预案。

9.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流

失等方面不利影响的减缓和保护措施。

9.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 9.1.3-1。

表 9.1.3-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。 施工结束后临时施工营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

9.1.3.2 运营期环境管理计划

1、日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，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。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对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。

（2）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。

（3）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

（1）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。

（2）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。

（3）加强风险管理

由于在运行过程中，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。

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.1.3-2。

表 9.1.3-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			

4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。		行政主管	
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养； 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系； 实施环境监测计划。			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

9.1.3.3 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.1.3-3。

表 9.1.3-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

9.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

1、环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，按要求制

定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

2、环境保护设施验收建议

应按照《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知（征求意见稿）》中要求进行自主验收。

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收工作流程

①建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，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，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

③验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。

④建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以投入生产或者使用。

⑤验收报告存档备查。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 9.1.3-4。

表 9.1.3-4 本项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
一、钻井期				
废水	生活污水	生活营地	在生活营地内设置生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂。	不外排
	试压废水	管线	洒水降尘、不外排	合规处置，综合利用
废气	车辆运输、材料装卸扬尘	施工场地	原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》 （GB16297-1996）
	烟气	柴油机	选用合格的燃油	
噪声	机械设备	施工场地	低噪声设备	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
固体废物	钻井泥浆	井场	钻井泥浆经“泥浆不落地工艺”处理后循环使用，剩余泥浆回收	—
	钻井岩屑	井场	岩屑进入储罐存放，经检测达标后综合利用	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	生活垃圾	施工营地	集中收集后拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
生态环境	永久占地、临时占地		合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动；制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实	临时占地完成生态恢复
二、运营期				
废水	采出水	红山嘴联合站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，废水拉运至红山嘴	

			联合站经污水处理系统处理 达标后回注油藏	
废气	井场	集输过程	全密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》（GB39728- 2020）（非甲烷总烃 4.0mg/m ³ ）
	依托红山 嘴联合站	集输过程	全密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》（GB39728- 2020）（非甲烷总烃 4.0mg/m ³ ）
噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放》 （GB12348-2008）2 类
		依托联合 站	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放》 （GB12348-2008）3 类
固废	油泥(砂)	红山嘴联 合站	交由有资质的单位进行无害 化处置	应符合危险废物暂存、处置的相 关要求
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达 100%	井场无落地油痕迹
	废压裂返 排液、废 洗井液	井场	进入井口方罐拉运至红山嘴 联合站废液池，上层原油回 收进入红山嘴联合站原油处 理系统，中层废水进入污水 处理系统，底层含油污泥委 托有危废处置资质单位处置 应符合危险废物暂存、处置 的相关要求	应符合危险废物暂存、处置的相 关要求；《危险废物收集、贮 存、运输技术规范》（HJ2025- 2012）
生态	工程占地	井场、管 线	严格控制占地范围；永久占 地水泥硬化或砾石覆盖，临 时占地地貌恢复	—
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
	防风固沙	集输管线	采用芦苇草方格固沙	—
环境管理			环保标识牌；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；施工人员是否保留必要的影像资料	

9.2 环境监理与监测计划

9.2.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合

有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的气田开发和输气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 9.2.1-1。

表 9.2.1-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	（1）井位布设是否满足环评要求； （2）各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； （3）施工作业是否超越了限定范围； （4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集油气线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； （4）挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	（1）道路路由是否满足环评要求 （2）施工作业是否超越了限定范围； （3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； （4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	各项环保措施落实到位
4	保护动	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为；	环评中环

	物和保 护植物	(2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地。	保措施落 实到位
5	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 施工季节是否合适; (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中環 保措施落 实到位

9.2.2 运营期环境监测计划

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》(环境保护部令第 31 号) 执行。本项目在运营期的排污主要集中在井场、计量站, 其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 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 运营期环境监测计划

类别	监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测单位
污染源监测	废气	1 次/季度	井场	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 无组织排放监控浓度限值	委托监测
	噪声	2 次/年	井场	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	
环境质量监测	土壤	1 次/3 年	井场厂界内、压裂返排液储存池周边	石油烃、pH 和挥发酚	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	
	地下水	1 次/年	利用井区现有水井, 监测潜水及承压水水质, 监测点位井场、上游及下游	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体等	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准	

9.3 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》项目正式

投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。

为验证本工程实施后，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项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 9.3.1。

表 9.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

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) 地下水环境监测与回顾评价； (3) 土壤环境监测与回顾评价； (4) 噪声环境监测与回顾评价； (5) 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	区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平	区块清洁生产水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段 (1) 审核环保初步设计和 EMP； (2) 检查施工临时占地的还原； (3) 检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间； (4) 检查空气污染物的排放； (5) 检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放。	(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； (5) 确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失。
		运营阶段 (1) 检查运营期 EMP 的实施； (2) 检查监测计划的实施； (3) 检查有必要采取进一步的环保措施； (4) 检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求； (5) 加强监督，防止突发事故，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险。	(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	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。

9.4 排污许可

根据《排污许可管理办法（试行）》（2019 年 8 月 22 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。新疆油田分公司采油一厂已于 2020 年 7 月 22 日办理排污许可证（登记编号：91650200715597998M037Q），

并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

运营单位应当遵守排污许可证规定，按照生态环境管理要求运行和维护污染防治设施，建立环境管理制度，严格控制污染物排放。按照生态环境主管部门的规定建设规范化污染物排放口，并设置标志牌。污染物排放口位置和数量、污染物排放方式和排放去向应当与排污许可证规定相符。

9.5 污染物排放清单

本工程污染物施工期和运营期排放清单及管理要求分别见表 9.5-1 和表 9.5-2。

表 9.5-1 本项目施工期污染物排放清单

类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (完钻后)	排放量(完 钻后)	执行的排 放标准	建议总 量指标 (t/a)
废水	生活 污水	COD、 BOD ₅ 、SS	在生活营地内设置生 活污水临时储集池， 定期清运至克拉玛依 市第二污水处理厂。	1152m ³	1152m ³	-	-
	管道试 压废水	SS	回用于荒漠绿化或道 路降尘	121.5m ³	121.5m ³	-	-
废气	柴油废 气	烃类	无组织排放	4.068t	4.068t	GB16297- 1996	-
		CO		12.864t	12.864t		
		NO ₂		39.348t	39.348t		
		SO ₂		0.024t	0.024t		
固废	钻井 岩屑	/	岩屑进入储罐暂存， 经检测合格后用于铺 垫井场、油田内部道 路等综合利用	17134.9t	0	DB65/T39 97-2017	-
	钻井 泥浆	/	钻井泥浆进入泥浆不 落地系统循环使用， 完井后剩余泥浆回收 入罐，用于后续钻井 配液等环节使用	7061.7m ³	0	-	-
	施工 土方	/	施工结束后回填管堤 之上，实施压实平整 水土保持措施	-	-	-	
	生活 垃圾	/	集中收集后拉运至克 拉玛依生活垃圾填埋 场处理	3.0t	0	-	

表 9.6-2 本项目运营期污染物排放清单

类别	污染源	污染物	治理措施	产生量(t/a)	排放量(t/a)	执行的排放标准	建议总量指标(t/a)
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类	作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至红山嘴联合站	271.3	0	SY/T5329-2012	-
	采出水		集输至红山嘴联合站污水处理系统，处理达标后回注油藏	10.73 万	0		-
废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	28.56	28.56	GB39728-2020	-
	放空火炬	颗粒物	燃烧放空	0.029kg/h	0.029kg/h		-
		NO _x		0.24 kg/h	0.24 kg/h		-
固废	压裂返排液	烃类	井下作业采用带罐作业，将作业产生的废液收集后拉运至红山嘴联合站修井废液池内，上层原油回收进入红山嘴联合站原油处理系统，中层废水通过泵打回红山嘴联合站污水处理系统，其处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置。	3523.83m ³ /a	0	-	-
	洗井废液	烃类		588.57	0	-	-
	油泥（砂）	烃类	交由有资质的单位进行无害化处置。	15.18	0	-	-
	落地油	烃类	作业单位 100%回收，回收后的落地油临时贮存在红山嘴油田作业区危险废物临时储存场。	2.3	0	-	-

10 环境影响评价结论与建议

10.1 结论

10.1.1 项目建设概况

红山嘴油田红 83 井区位于准噶尔盆地西北缘红山嘴油田东侧，距克拉玛依市南偏东约 25km，区域构造位于准噶尔盆地西北缘红车断裂带红山嘴油田东侧断裂下盘。中心坐标：东经 ；北纬 。

本项目石炭系油藏采用 400m~500m 井距不规则井网，共部署油井 23 口，利用老井 3 口（ ），新钻油井 20 口，新建各类集输管线 8.3km，并配套建设供配电、物联网等地面工程。单井设计产能 10.0t/d，新建产能 6.9×10^4 t。

10.1.2 环境质量现状

10.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

克拉玛依市 2020 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $6\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $21\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $54\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $26\mu\text{g}/\text{m}^3$ ； CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.4\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $117\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；各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，属于达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，评价区监测点非甲烷总烃小时浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求，未出现超标现象。项目所在地空气环境质量良好。

10.1.2.2 水环境质量现状调查结论

监测点位中总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐未达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 IV 类标准要求。调查区总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标的原因：本区地下水为天然劣质水分布区，属高矿化度的咸水-盐水-卤水，氟化物在超标原因为本地区氟化物普遍较高，地下水无利用价值。

10.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

10.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，占地范围内监测点 T1~T7 均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3600-2018）中第二类建设用地筛选值标准。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。占地范围外监测点 T8-T11 满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3600-2018）表 2 第二类用地筛选值要求。T12~T13 监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB3600-2018）中第二类建设用地筛选值标准。土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

10.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：本工程所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，Ⅱ2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，18.大拐-小拐农业开发生态功能区。

（2）土壤类型：项目区分布的土壤为盐化灰漠土。

（3）植被：本项目评价区域内的植被群系为梭梭群系。植被组成以小半乔木梭梭、白梭梭为主。

（4）野生动物：野生动物的栖息生境极为简单，主要为荒漠（包括土漠与沙漠等）。在整个项目区域内，野生动物分布的环境主要为沙质荒漠区（即沙丘分布区）和梭梭林荒漠区。项目区内共栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐及猛禽中的黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼均为国家二类保护动物，同时属于自治区二类保护动物。

（5）土地利用类型：项目区土地利用类型为盐碱地。

10.1.3 主要环境影响

10.1.3.1 大气影响评价结论

（1）施工期废气：本项目使用满足《普通柴油》（GB252-2015）标准现阶段要求的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

（2）运营期废气：经预测，本次 1#排气筒有组织颗粒物下风向最大落地浓度 $0.0012\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 61m，占标率为 0.13%。有组织 NO_x 下风向最大落地浓度 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 61m，占标率为 4.02%。单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $0.044\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 41m，占标率为 2.21%。开发区域无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $0.0062\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 1525m，占标率为 0.31%。根据以上预测结果，本项目运营期井区内无组织排放的非甲烷总烃可以实现达标排放，同时由于项目区域扩散条件良好，因此本项目无组织排放的非甲烷总烃对大气环境质量影响很小。火炬燃烧废气地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，对大气环境影响不大。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

10.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。施工期施工生活污水在生活营地内设置生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂。

（2）运营期废水：采出水及井下作业废水送至红山嘴联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

（3）事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

10.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场机械正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。根据现场调查评价范围内没有居民区，不会产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

10.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期固废

本项目钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑进入储罐贮存，岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于铺垫井场，对环境的影响较小。

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场卫生填埋，不会对周围环境产生影响。

（2）运营期固废

根据《国家危险废物名录》（2021 年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）》，油田生产运营过程中产生的井下作业废液、落地原油、含油污泥作为废矿物油类，交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，不会对区域环境造成不利影响。

10.1.3.5 生态环境影响评价结论

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》、《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目所在区域不属于水土流失重点治理区。临时占地面积为 26.31hm²，永久占地面积为 1.866hm²。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。企业应严格根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工

作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）对项目区进行针对性防沙治沙治理、生态恢复治理。

10.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂、集输管道原油泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

10.1.4 环境保护防治措施

10.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

（1）废气防治措施：钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合《普通柴油》（GB252-2015）标准的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求；对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

（2）废水防治措施：管道试压废用作为荒漠绿化或道路降尘。钻井井场设置生活营地，生活污水由吸污车吸走，清运至克拉玛依市第二污水处理厂。

（3）噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司

回收后用于后续钻井液配备。岩屑进入储罐，经检测合格后用于铺垫井场等综合利用。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。③施工建筑垃圾运至当地政府指定建筑垃圾填埋场处理；④施工人员生活垃圾经集中收集后运至克拉玛依市生活垃圾填埋场处理。

（5）生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

10.1.4.2 运营期

（1）废气防治措施：本项目含水原油由罐车拉运，罐车装车时设置气相平衡系统，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放。放空火炬燃烧废气直排。

（2）废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至红山嘴联合站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至红山嘴联合站处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

（3）噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

（4）固废：①单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油临时贮存在红山嘴油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时交由克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处置。②含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（5）生态保护措施：①对于永久占地（油田区、多通阀管汇、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

10.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目不设总量控制指标。

10.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，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 年本），将“常规石油、

天然气勘探及开采”列入“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的相关政策。

10.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价全本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

10.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

10.2 要求与建议

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）油泥（砂）、落地原油等危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。

（3）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（4）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。